

# Problemstillinger knyttet til start av store motorer i svake nett

**Kjell Vegard Birkeland**

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



# Oppgavetekst

Oppgaven knytter seg oppstart av store asynkronmotorer som driver vanninjeksjonspumper på et produksjonsskip for olje/gass-utvinning. Båten er utstyrt med 2 stk gassturbiner og 2 stk dieselturbiner som driver hver sin generator. Det er ønskelig å redusere påkjenningene i nettet under start av vanninjeksjonspumpene. Dette krever utviklingsarbeid innenfor reguleringsutrustningene med fokus på å redusere overspenninger og spenningsfall ved regulerings og oppstartsforløp. Oppgaven bygger på en modell etablert i foregående prosjektarbeid og følgende aktiviteter er relevante:

Oppgradere SIMPOW-modell etablert i høstprosjektet med fokus på å verifisere modeller og forklare avvik i forhold til tidligere etablerte modeller av anlegget.

Inkludere oppgradering av ny gassturbin og generator med de innvirkningene som dette kan ha for anlegget. Eksempelvis kan det være mulig å kjøre anlegget med færre generatorer innkoblet ved å kompensere spesielt for reaktivt effektbehov.

Sammenligne modellen med idriftsettelsesprosedyrer for gassturbin, målinger fra motorstart på anlegget og analyser med simuleringsprogrammet EDSA.

Vurdere alternativer/justeringer i magnetiseringssystemet for å forbedre spennings- og frekvensforløp ved oppstart av motorer.

Oppgaven gitt: 22. januar 2007

Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT



---

## Forord

Dette prosjektet er en masteroppgave, som er det avsluttende arbeidet for masterstudiene i energi og miljø, studieretning elektrisk energiteknikk ved Norges Teknisk-Naturvitenskaplige Universitet (NTNU). Prosjektets oppdragsgiver er Statoil ASA ved Terje Hovland fra drift, vedlikehold og modifikasjon avdelingen i Stjørdal.

Omtrent 200 km utenfor Brønnøysund på Helgelandskysten ligger oljefeltet Norne. Norne består av undervannsbrønner og det kombinerte produksjons og lagerskipet Norne FPSO. På Norne FPSO er det installert fire vanninjeksjonspumper på 5,2 MW hver. Vanninjeksjonsmotorene startes direkte på 11 kV nivå. Starten skaper problemer for spenningen. Dette prosjektet tar for seg tiltak for å bedre spenningsforholdene under starten.

Jeg vil gjerne takke oppdragsgiver Terje Hovland for å ha gitt meg dette interessante prosjektet og for den veiledning, hjelp og entusiasme som han har vist. Takk til veileder, professor Olav Bjarte Fosso for realiseringen av prosjektet, veiledningen og innspill. En ekstra stor takk går til forsker Trond Toftevaag ved SINTEF Energiforskning AS for veiledning, tekniske assistanse og innspill til prosjektet, og for inspirasjonen som han gir oss studenter. En takk rettes til alle andre som har hjulpet meg i prosjektet med innspill og teknisk veiledning.

Skulle noen som leser oppgaven ha behov for å komme i kontakt med meg vedrørende spørsmål om rapporten kan jeg kontaktes på følgende e-postadresse: [kjellvb@hotmail.com](mailto:kjellvb@hotmail.com)

Trondheim 19.6.2007

---

Kjell Vegard Birkeland



---

## Sammendrag

På det kombinerte produksjons og lagerskipet for olje og gassproduksjon Norne FPSO er det installert fire vanninjeksjonspumper på 5,2 MW hver. Vanninjeksjonspumpene opprettholder trykket i olje og gassreservoarene. Motorene startes direkte på 11 kV nivå og startmetoden fører til uønskede spenningsforhold. Det antas at spenningsforholdene under starten kan skade det elektriske anlegget.

Prosjektet er en videreføring av en prosjektoppgave som ble påbegynt høsten 2006. Hovedmålet med prosjektet er å kartlegge tiltak som kan bedre spenningsforholdene under motorstarten. Simuleringsprogrammet SIMPOW blir benyttet til analysene. SIMPOW-Modellen som ble etablert i høstprosjektet er ytterligere oppgradert og nye komponenter inkluderes i modellen. En oppgradering av hovedgeneratorene er påbegynt og ytelsen skal økes. Dette medfører at ytelsen til gassturbinene som driver generatorene må økes. Innvirkningen på driftsforholdene og installasjonen som følge av oppgraderingen er aktuelt å studere nærmere. Resultatene ble sammenlignet med målinger fra motorstart, idriftsettelsesprosedyre for generatorene og dynamiske analyser som tidligere var utført med simuleringsprogrammet EDSA.

Det er gjort simuleringer av motorstarter i ulike driftsituasjoner og med forskjellig antall generatorer innkoblet. Det er ikke samsvar mellom resultatene fra simuleringsprogrammene SIMPOW og EDSA. Fra dokumentasjonen som er tilgjengelig antas det at modellene samsvarer forholdsvis bra, men resultatene fra analysen er noe ulike. Simuleringsprogrammet EDSA gir en raskere respons for spenningskurven under starten av vanninjeksjonspumpene. Det er heller ikke samsvar mellom målinger fra en motorstart på anlegget og resultatene fra SIMPOW og EDSA.

For å bedre spenningsforholdene er det gjort simuleringer med statisk magnetiseringssystem, kompensering med statisk VAR system og tyristorstyrt kondensatorer og innføring av tilleggssignal i spenningsregulatoren. Tiltaket som gir den største reduksjonen av spenningsstoppen var det statiske magnetiseringssystemet. Det statiske VAR systemet gir gode spenningsforhold under starten, men reduksjonen i spenningsstoppen var mindre enn for det statiske magnetiseringssystemet. Reduksjonen av spenningsstoppen med statisk VAR system er ikke i så stor grad knyttet til innkoblede generatorer som tilleggssignalet. Statisk VAR system og statisk magnetiseringssystem krever ombygging av den eksisterende installasjonen. Det kreves mer vedlikehold av et statisk magnetiseringssystem enn av det roterende magnetiseringssystemet som er installert på nåværende tidspunkt. Tilleggssignalet i spenningsregulatoren gir reduksjon i spenningsstoppen, men reduksjonen var noe mindre enn de foregående forsøkene. Antall generatorene som er tilkoblet har innvirkning på reduksjonene av spenningsstoppen. Flere genereringsenheter innkoblet gir større reduksjon av spenningsstoppen med tilleggssignalet. Initieringsmetoden som er brukt for tilleggssignalet i simuleringene er ikke tilrådelig, små avvik i starttiden for vanninjeksjonsmotoren kan gi store utslag i spenningen. Forsøkene har imidlertid vist at tilleggssignalet kan benyttes til å redusere spenningsstoppen, men en bedre initieringsmetode trengs.

For verifikasjon av simuleringsresultatene anbefales det å gjøre flere målinger fra motorstarter. Hvis et av tiltakene fra analysene som er gjort kommer til å bli tatt i bruk på Norne FPSO, bør en grundigere studie av innvirkningen på det elektriske anlegget gjennomføres.

---

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>INNLEDNING .....</b>	<b>- 1 -</b>
<b>2</b>	<b>TEORI .....</b>	<b>- 2 -</b>
<b>2.1</b>	<b>Frekvensomformere.....</b>	<b>- 2 -</b>
2.1.1	Oppbygging av omformere .....	- 2 -
2.1.2	Likeretter.....	- 3 -
2.1.3	Mellomkrets .....	- 3 -
2.1.4	Vekselretter .....	- 3 -
<b>2.2</b>	<b>Elektrisk oppvarming av undervannsrørinstallasjoner .....</b>	<b>- 7 -</b>
2.2.1	Direkte elektrisk oppvarming.....	- 7 -
<b>2.3</b>	<b>Dieselmotorer .....</b>	<b>- 9 -</b>
2.3.1	Oppbygning av dieselmotorer .....	- 10 -
2.3.2	Modellering av dieselmotorer .....	- 11 -
2.3.3	Regulering av dieselmotorer .....	- 12 -
<b>2.4</b>	<b>Kompensering av reaktiv effekt .....</b>	<b>- 12 -</b>
2.4.1	Regulerende transformatorer.....	- 13 -
2.4.2	Linjereaktanskompensering .....	- 13 -
2.4.3	Kilder for produksjon og forbruk av reaktiv effekt.....	- 13 -
<b>3</b>	<b>SIMPOW-MODELL .....</b>	<b>- 23 -</b>
<b>3.1</b>	<b>Oppgradering av eksisterende modeller .....</b>	<b>- 23 -</b>
3.1.1	Vanninjeksjonsmotorer .....	- 23 -
3.1.2	Oppvarmingssystem til produksjonsrør .....	- 24 -
3.1.3	Posisjoneringssystem .....	- 24 -
3.1.4	Hovedgeneratorer.....	- 25 -
3.1.5	Magnetiseringssystem.....	- 25 -
3.1.6	Ytterligere oppgraderinger og forandringer .....	- 26 -
<b>3.2</b>	<b>Nye modeller.....</b>	<b>- 26 -</b>
3.2.1	Statisk magnetisering .....	- 26 -
3.2.2	Dieselmotor og generator.....	- 26 -
3.2.3	Økt ytelse gasssturbin og generator .....	- 27 -
3.2.4	Kompensering .....	- 27 -
<b>4</b>	<b>FORBEREDENDE SIMULERINGER.....</b>	<b>- 33 -</b>
<b>4.1</b>	<b>Verifisering av modell .....</b>	<b>- 33 -</b>
4.1.1	Idriftsettelse av gassgeneratorer, testprosedyre.....	- 33 -
4.1.2	Sammenligning med målinger fra motorstart.....	- 37 -
<b>4.2</b>	<b>Grense for generatorfeltvikling .....</b>	<b>- 39 -</b>
<b>4.3</b>	<b>Dimensjonering av kompenseringssystem .....</b>	<b>- 40 -</b>
4.3.1	Generator uten kompensering .....	- 41 -
4.3.2	Generator med kompensering .....	- 42 -
4.3.3	Oppsummering kompenseringssystem .....	- 47 -
<b>4.4</b>	<b>Justering av tilleggssignal .....</b>	<b>- 48 -</b>
4.4.1	Oppsummering tilleggssignal .....	- 51 -



---

<b>5</b>	<b>MOTORSTART SIMULERINGER.....</b>	<b>- 52 -</b>
<b>5.1</b>	<b>Eksisterende anlegg .....</b>	<b>- 52 -</b>
5.1.1	Fullproduksjon .....	- 53 -
5.1.2	Grunnlast.....	- 54 -
<b>5.2</b>	<b>Modifisert hovedgenerator.....</b>	<b>- 55 -</b>
5.2.1	Fullproduksjon II .....	- 55 -
5.2.2	Grunnlast.....	- 57 -
<b>6</b>	<b>RESULTATER OG DISKUSJON .....</b>	<b>- 59 -</b>
<b>6.1</b>	<b>Eksisterende anlegg .....</b>	<b>- 59 -</b>
6.1.1	Fullproduksjon .....	- 59 -
6.1.2	Grunnlast.....	- 64 -
6.1.3	Oppsummering eksisterende anlegg .....	- 68 -
<b>6.2</b>	<b>Modifisert hovedgenerator.....</b>	<b>- 69 -</b>
6.2.1	Fullproduksjon II .....	- 69 -
6.2.2	Grunnlast.....	- 70 -
6.2.3	Oppsummering modifisert hovedgenerator.....	- 73 -
<b>6.3</b>	<b>Initiering av tilleggssignalet.....</b>	<b>- 73 -</b>
<b>7</b>	<b>KONKLUSJON .....</b>	<b>- 74 -</b>
	<b>REFERANSER.....</b>	<b>- 76 -</b>
	<b>VEDLEGG A .....</b>	<b>I</b>
	<b>VEDLEGG B .....</b>	<b>IV</b>
	<b>VEDLEGG C .....</b>	<b>VI</b>
	<b>VEDLEGG D .....</b>	<b>X</b>
	<b>VEDLEGG E.....</b>	<b>XII</b>
	<b>VEDLEGG F.....</b>	<b>XIV</b>
	<b>VEDLEGG G .....</b>	<b>XVII</b>
	<b>VEDLEGG H .....</b>	<b>XXI</b>

---



# 1 Innledning

Dette prosjektet er en diplomoppgave som bygger videre på en prosjektoppgave utført høsten 2006. Oppgaven omhandler dynamiske analyser av kraftsystemet på produksjons og lagerskipet Norne FPSO (Floating Production, Storage and Offloading vessel). Det er installert fire vanninjeksjonspumper på 5,2 MW hver. Pumpene startes direkte på 11 kV nivå. Startmetoden fører til uønskede spenningsforhold. Det antas at spenningsforholdene under motorstarten kan skade det elektriske anlegget. Pumpemotorene som er asynkronmotorer benyttes til å opprettholde trykket i olje og gassreservoarene. Simuleringsprogrammet SIMPOW benyttes til analysene. Statoil ASA ved Terje Hovland er oppdragsgiver for oppgaven.

Når vanninjeksjonspumpene startes direkte oppstår det en overspenningspuls når motorene er kommet opp i arbeidshastighet. Asynkronmotorene har et stort forbruk av reaktiv effekt under starten og det avtar hurtig når motoren er nær stasjonær hastighet. Overspenningen som oppstår skyldes at det roterende magnetiseringssystemet ikke klarer å redusere reaktiv effektproduksjon hurtig nok.

Hovedmålet med prosjektet er å kartlegge tiltak som kan redusere spenningstoppen som oppstår i forbindelse med motorstarten. SIMPOW-modellen av kraftsystemet som ble etablert i høstprosjektet skal ytterligere oppdateres og belastningsnivået skal endres. Det er ønsket å inkludere modeller av frekvensomformere til thrustere og modeller av dieselturbiner med generator. I løpet av vinteren og våren 2007 skal ytelsen til en av hovedgeneratorene med gassturbin oppgraderes og det er derfor interessant å kartlegge virkningen av oppgraderingen. Modellen som er laget skal sammenlignes med målinger fra motorstarter og en testprosedyre for gassturbinen. Modellen skal i tillegg sammenlignes med analyser som er utført av Unitech Power Systems AS i 1998 med simuleringsprogrammet EDSA.

Rapporten er hovedsakelig delt i fire deler. Kapittel 2 tar for seg teori om noen av komponentene i SIMPOW-modellen. Oppgraderinger og forandringer i SIMPOW-modellen er kommentert i kapittel 3. I kapittel 4 gjøres analyser som omhandler verifikasjon av modellen. I tillegg gjøres simuleringer for komponenter som skal inkluderes i modellen til motorstartanalysene. Resultatene fra simuleringene omhandles og diskuteres i samme kapittel. Kapittel 5, 6 og 7 omhandler motorstartanalysen med henholdsvis resultater, diskusjon og konklusjonen. Det siste av vedleggene, vedlegg H, er i elektronisk format. Her ligger alle simuleringsresultater, alle SIMPOW filer, diverse dokumenter som er mottatt i forbindelse med prosjektet og oppgaven i elektronisk format. Det er vedlagt en pdf-fil av høstprosjektet i dette vedlegget. Det er en fordel å være kjent med denne rapporten da den legger grunnlaget for etableringen av SIMPOW-modellen til Norne FPSO. Prosjektoppgaven inneholder i tillegg teori om noen av komponentene som finnes i modellen.

## 2 Teori

I dette kapittelet blir noen av komponentene som er i kraftsystemet på Norne FPSO og som skal inkluderes i simuleringsmodellen omtalt.

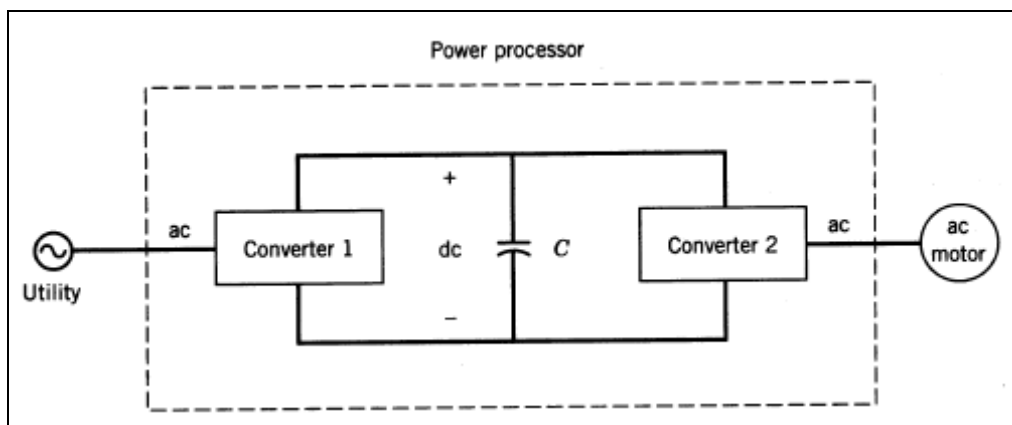
### 2.1 Frekvensomformere

Bruk av motordrifter som styres av frekvensomformere til fremdrift og posisjonering av skip har økt betydelig de seneste årene. En av hovedårsakene til dette er fleksibiliteten til slike system med hensyn på optimalisering av drivstofforbruk siden drivmotoren og turbinene ikke er direkte koblet til fremdrifts og posisjoneringssystemet [1]. Valg av omformertopologi til drivsystemet avhenger av motortypen og ytelseskravet til lasten. I de neste avsnittene vil omformere som benyttes til asynkronmotorer bli omhandlet. Hovedreferanse for kapittel 2.1 er [2].

#### 2.1.1 Oppbygging av omformere

En frekvensomformer for en motordrift vises i figur 1 Den kan grovt sett deles inn i følgende enheter:

- Likeretter (AC  $\rightarrow$  DC)
- Mellomkrets (DC)
- Vekselretter (DC  $\rightarrow$  AC)



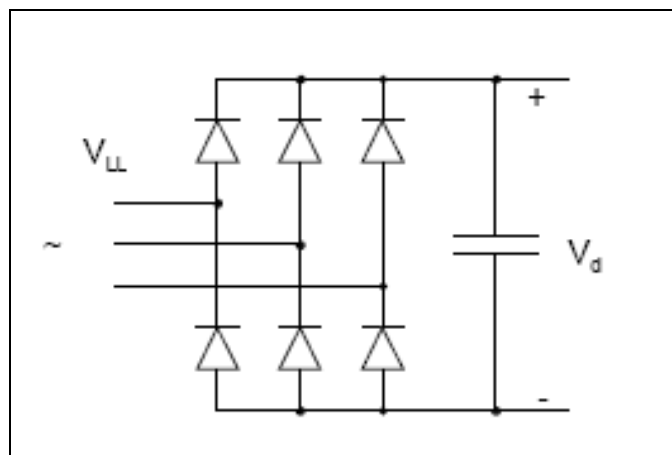
figur 1: Frekvensomformer for motordrift [2]

Kretsen til likeretter og vekselretter er hovedsaklig bygd opp av krafthalvledere. En krafthalvleder kan bare lede strøm i en retning og betegnes som en bryter eller svitsj. Det finnes hovedsakelig tre hovedtyper av krafthalvledere: Diode, tyristor og transistor. Disse deles igjen inn i to klasser avhengig av hvordan de slås av og på (nettkommuterte), nettkommuterte og tvangskommuterte eller selvkommutterte. Tyristoren og dioden er nettkommuterte og transistoren er tvangskommutert [3]. Dioden og tyristoren er forholdsvis like. De må ha riktig polaritet for at de kan lede strøm. I tillegg er tyristoren kontrollerbar ved at den slås på med et styresignal mens dioden er ukontrollerbar og leder så lenge polariteten over den er riktig. Transistoren slås både av og på ved styresignal. Den kan slås av og på mange ganger innenfor en halvperiode av spenningen, noe som nettkommuterte brytere

normalt ikke kan. For nettkommuterte brytere må det benyttes spesielle tyristorer med egen slukkekrete for å få dette til. Hastigheten for antall ganger en bryter styres av og på innenfor en periode refereres til som svitsjefrekvens.

### 2.1.2 Likeretter

Likeretteren endrer vekselspenningen (AC) på nettsiden av omformeren til likespenning (DC). Avhengig av bruksområde kan likespenningen være styrt eller fast. Hvis det er behov for en fast DC spenning er likeretteren utstyrt med dioder som brytere. Figur 2 viser oppbygningen av en trefase diodelikeretter. Er det derimot behov for å styre likespenningen i mellomkretsen benyttes tyristor eller transistor. Oppbygningen av en tyristorlikeretter er den samme som for diodelikeretteren, diodene er byttet ut med tyristorer. En likeretterkonfigurasjon med transistorer vil være lik som for vekselretteren i figur 4. En slik konfigurasjon kan håndtere effektlyt i begge retninger og styre spenningen på AC og DC siden av omformeren [3]. Omformeren omtales som aktiv omformer eller *voltage source inverter* (VSI).



figur 2: Trefase diodelikeretter[3]

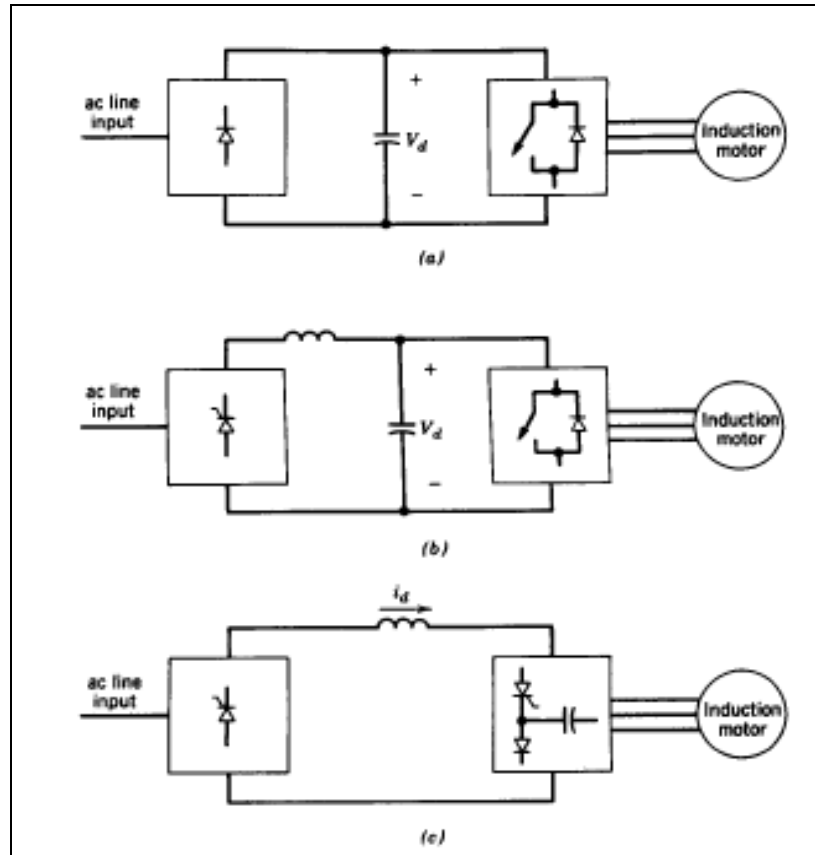
### 2.1.3 Mellomkrets

I DC-kretsen mellom likeretteren og vekselretteren er det ofte installert en energilagringseenhet, en spole eller en kondensator, avhengig av vekselrettertopologien. Enkelte ganger er det installert et filter i forkant av energilagringseenheten. Filteret benyttes for å bedre omformerens karakteristik mot nettet.

### 2.1.4 Vekselretter

Vekselretteren omformer likespenningen i mellomkretsen til vekselspenning. Dette gjøres ved å slå av og på tyristorer eller transistorer i spesielle rekkefølger. For at tyristorer skal kunne benyttes må de være utstyrt med en spesiell krets som muliggjør kommutering [4]. Det finnes i hovedsak tre ulike topologier som benyttes i frekvensomformere for asynkronmotorer, disse er gjengitt i figur 3:

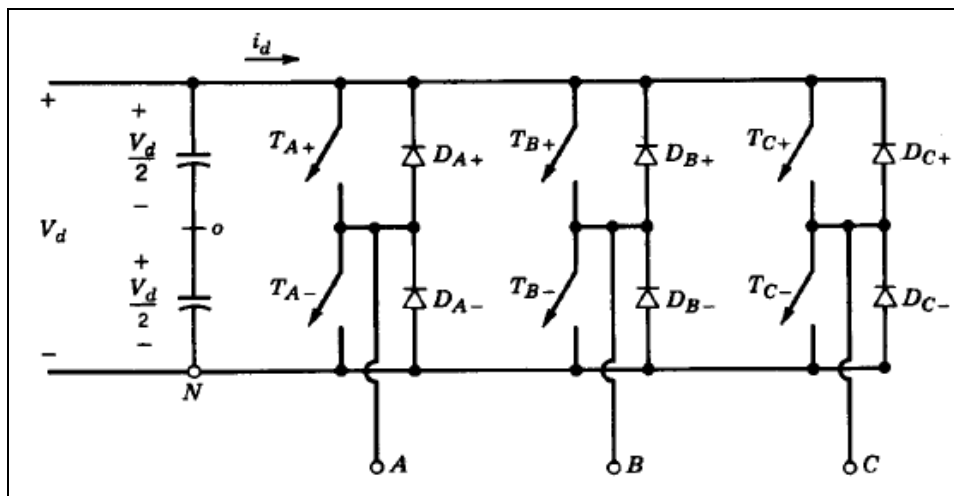
- a) Pulsbreddemodulert spenningsmattet omformer med diodelikeretter
- b) Firkantpulsmodulert spenningsmattet omformer med tyristorlikeretter
- c) Strømkildeomformer med tyristorlikeretter



figur 3: Vekselrettertopologier [2]

### 2.1.4.1 Pulsbreddemodulert (PBM) omformer

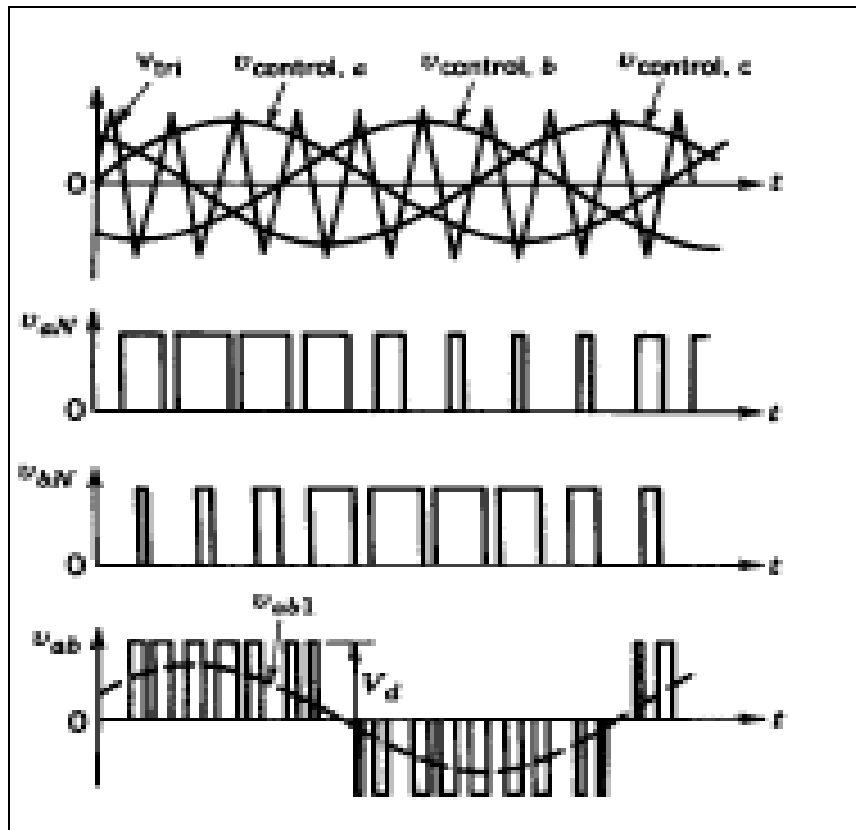
Pulsbreddemodulerte omformere styrer spenningsamplituden og frekvensen på lasttilkoblingen til omformeren. Spenningen i mellomkretsen holdes konstant. Vekselretteren i figur 4 benyttes som likeretter i noen konfigurasjoner hvor energien ved bremsing av motoren ledes tilbake på nettet. Dette kalles for regenerativ bremsing.



figur 4: Kretsskjema for aktiv VSI omformer [2]

Pulsbreddemodulerte omformere styres ved å sammenligne en trekantspenning med en sinusspenning ( $V_{tri}$  og  $V_{control, x}$ ), se figur 5, en spenning for hver utgang av omformeren.

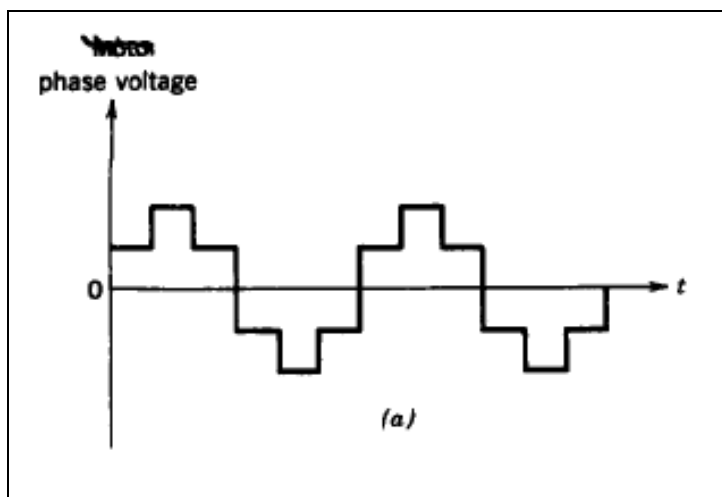
Utgangene styres uavhengig av hverandre. Når trekantspenningen er større enn sinusspenningen er + transistoren ( $T_{X+}$ ) på og når trekantspenningen er mindre enn sinusspenningen er - transistoren ( $T_{X-}$ ) på. Som vist i figur 5 får en ut en rekke spenningspulser som danner en førsteharmonisk sinusspenning på utgangen av omformerer.



figur 5: Spenninger i en PBM omformer [2]

#### 2.1.4.2 Firkantpulsmodulerte omformere

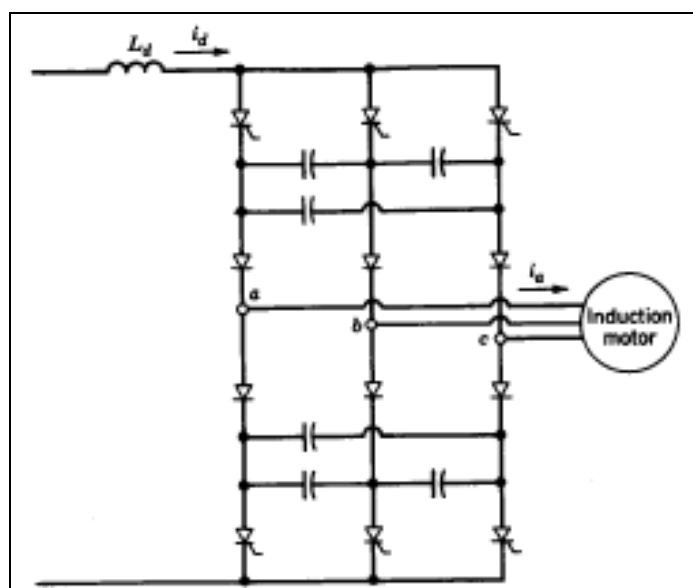
I firkantpulsmodulerte omformere styrer vekselretteren frekvensen og spenningsamplituden av spenningen i mellomkretsen. Spenningsamplituden i mellomkretsen kontrolleres av likeretteren. Likeretteren kan derfor ikke være en diodelikeretter. Vekselretterne er den samme som for en pulsbreddemodulert omformer. Den styres ved å la bryterne på hver utgang stå på i  $180^\circ$ . Det er til enhver tid tre brytere som er står på, en i hver vekselretterkrets. Spenningen mellom to faser vil da få en kurveform som vist i figur 6.



figur 6: Fasespenning ved firkantpulsmodulert omformer [2]

### 2.1.4.3 Strømkildeomformere

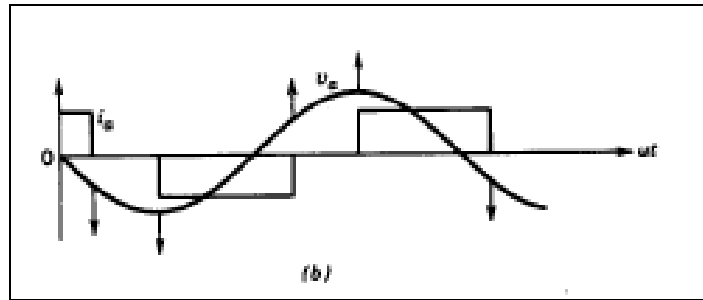
Oppbygningen av vekselretteren i en strømkildeomformer er vist i figur 7. På grunn av tyristorene i vekselretteren må det installeres en spesiell kommuteringskrets. Den er bygd opp av dioder og kondensatorer, lekkreaktansene i motoren trengs for å få kommutering av bryterne. Derfor må omformeren skreddersys til en bestemt motor. I mellomkretsen er det installert en spole med stor induktans for å lage en strømkilde av likeretterforsyningen.



figur 7: Vekselretter i strømkildeomformer [2]

Bryterne i omformeren står på i  $120^\circ$  av gangen. Det er hele tiden på en bryter til den negative DC kretsen og en til den positive DC kretsen. Under ideelle forhold vil strøm og spenning fra omformeren få kurveform som i figur 8. Spenningen får en sinusform og strømmen får firkantformen i figuren





figur 8: Strøm og spenning CSI omformer [2]

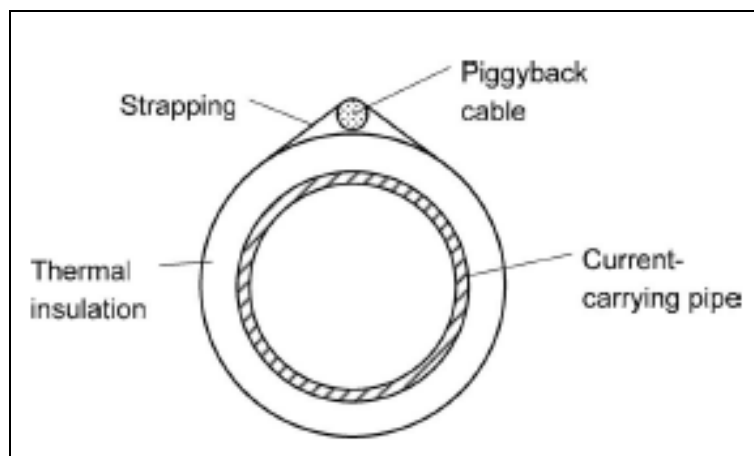
En strømkildeomformer må spesialdesignes til hver enkelt motordrift. På grunn av spesialtilpasningen er den ikke så mye i bruk til mindre motorer, men benyttes oftest til motordrifter med høyeffektmotorer.

## 2.2 Elektrisk oppvarming av undervannsrørinstallasjoner

Referanse for kapittelet er [5]. I undervannsinstallasjoner for produksjon av olje og gass oppstår det problemer med dannelse av hydrater og voks i produksjonsrørledningene som forbinder undervannsinstallasjonen med plattformen eller landanlegget. Hydratene dannes når produksjonsrøret kjøles ned. Det finnes ulike måter å håndtere problemet på, vanligvis er kjemikalier brukt. En nyere metode er å benytte isolerte rør som oppvarmes med elektrisitet. Det finnes flere ulike teknologier for elektrisk varming av rør for undervannsinstallasjoner. Noen benyttede teknologier er varmekabel, induksjonsoppvarming og direkte elektrisk oppvarming. Den sistnevnte er brukt på Norne FPSO og derfor er bare den som blir behandlet videre. Den omtales i engelsk litteratur som *Direct Electrical Heating (DEH)*.

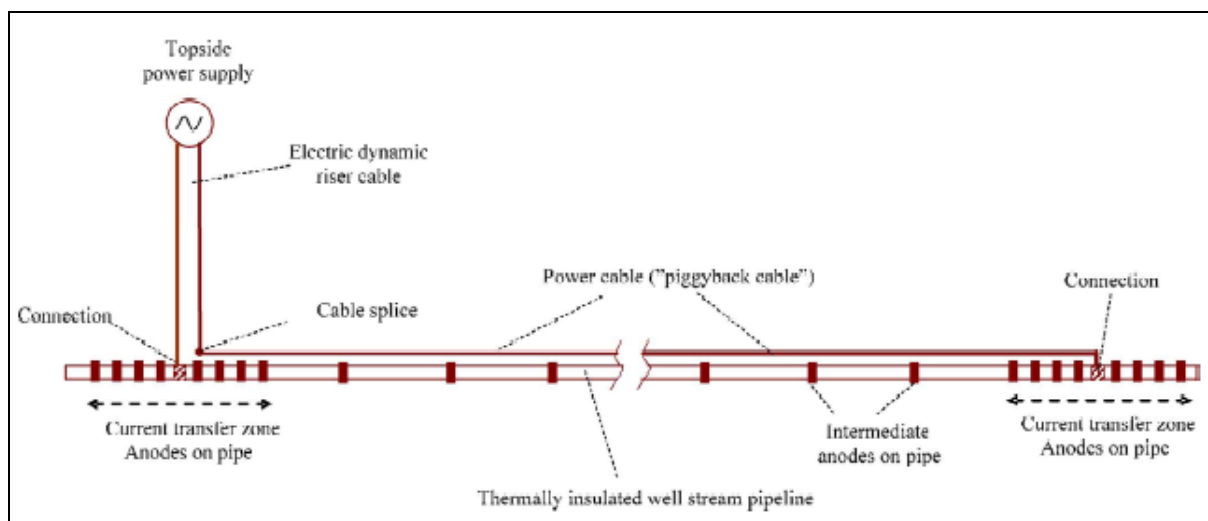
### 2.2.1 Direkte elektrisk oppvarming

I et DEH system forsynes rørinstallasjonen av en enfaset AC krets, der en en-fasekabel forsyner enden på produksjonsrøret og metallet i røret benyttes som returledning. Forsyningskabelen omtales som *piggyback cable* da den er festet på utsiden av produksjonsrøret. I figur 9 vises en prinsipiell oppbygning av rørkabelen med forsyningskabelen festet på utsiden av røret.



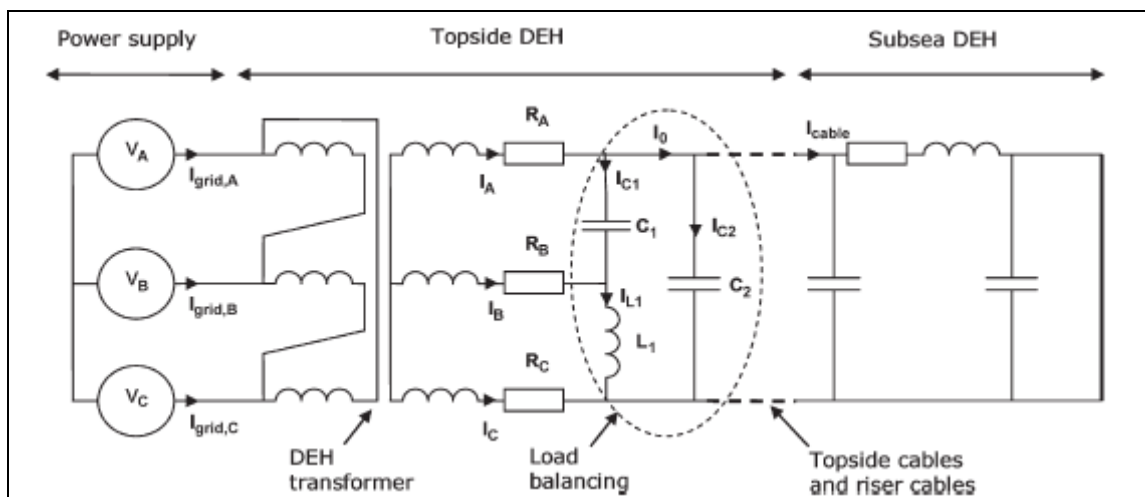
figur 9: DEH rørsystem [5]

I figur 10 vises en prinsipiell oppbygning av hele systemet. Det består av en strømforsyning plassert på land eller på plattformen, en tilførselskabel som tilkobles røret og *piggyback* kableten. Med jevne mellomrom plasseres det offeranoder på røret for å forhindre korrosjon av rørlødnngen.



figur 10: Prinsipiell oppbygning av DEH system [5]

DEH systemet er en enfaset belastning som forsynes fra trefasesystem. Store enfasede laster i megawatt størrelse er uønskede belastningsformer i trefasesystemer. Det finnes to ulike metoder for å løse dette problemet, enten ved å bruke en statisk frekvensomformer eller ved å designe en passiv last-symmetreringsenhet. Frekvensomformerer er en mye dyrere løsning enn den passive symmetreringsenheten. Den passive symmetreringsenheten er brukt på Norne FPSO og kretsskjemaet for installasjonen vises i figur 11.



figur 11: Kretsskjema for DEH system [5]

Selve røret med forsyningskableten er en stor induktiv last. Den kompenseres ved hjelp av kondensatoren  $C_2$ , vanligvis til en effektfaktor fra ca 0,9 til 1. Spolen og kondensatoren,  $L_1$  og  $C_1$  utgjør selve symmetreringsenheten. Spolen og kondensatoren er justerbare for å kunne justere lasten symmetrisk. Det er i tillegg koblet en motstand rett etter kondensatoren  $C_1$  for å beskytte kondensatoren mot innkoblingsstrømstøtt. Motstandene  $R_A$ ,  $R_B$  og  $R_C$  skal begrense innkoblingsstrømmen når systemet spenningssettes. Transformatorer som benyttes i DEH system er utstyrt med trinnkobler for å justere ønsket strømstyrke. DEH system med

symmetreringsenhet blir ofte driftet med fast ytelse. Trinnkobleren kan justeres manuelt og blir justert i ønsket trinn under idriftsettelsen av anlegget.

Symmetreringsenhetens gjør at strømmen som trekkes fra transformatoren er lik i alle faser, se figur 12. Ved å justere  $L_1$  og  $C_1$  under et fullkompensert DEH system slik at betingelse (2.1) er oppfylt, blir fasestrømmene symmetriske.

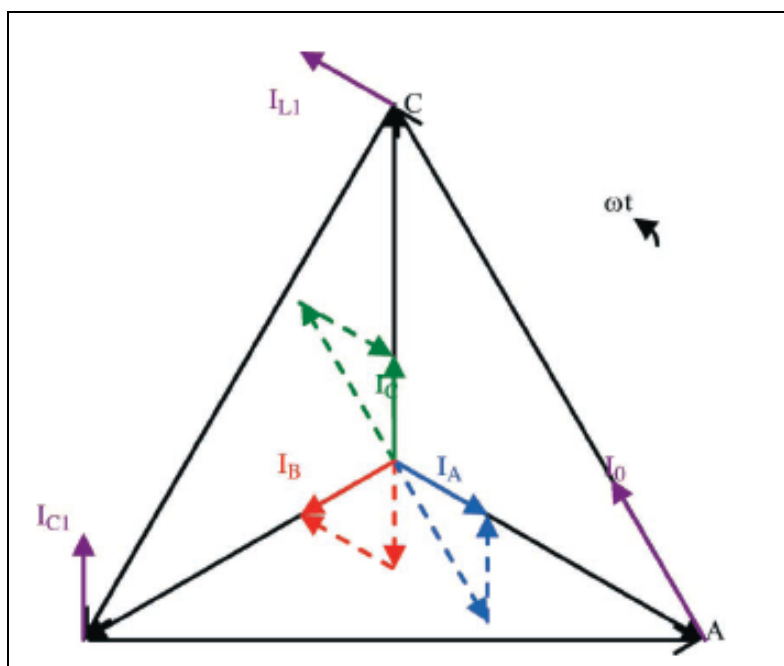
$$I_{L1} = I_{C1} = I_0 / \sqrt{3} \quad (2.1)$$

Strømmene i fasene er da gitt av:

$$\vec{I}_A = \vec{I}_0 + \vec{I}_{C1} \quad (2.2)$$

$$\vec{I}_B = \vec{I}_{L1} - \vec{I}_{C1} \quad (2.3)$$

$$\vec{I}_C = -\vec{I}_0 - \vec{I}_{C1} \quad (2.4)$$



figur 12: Viserdiagram for ballansert DEH system [5]

## 2.3 Dieselmotorer

Dieselmotoren er ofte brukt som turbin til elektrisetsproduksjon i offshoresammenheng på skip og i oljeproduksjonsinstallasjoner. I skipsinstallasjoner er dieselmotoren tradisjonelt brukt som fremdriftsmotor, ofte med en generator på akslingen til produksjon av elektrisitet. Hovedmotoren har da stor ytelse og er forholdsvis plasskrevende. En nyere løsning er å ha dieselelektrisk fremdrift, der propellen(e) drives av en eller flere elektriske motorer med frekvensomformer. I en slik konfigurasjon driver dieselmotorene generatorer til elektrisetsproduksjon. Et annet bruksområde for et dieselelektrisk system er thrustere til manøvrering og posisjonering.

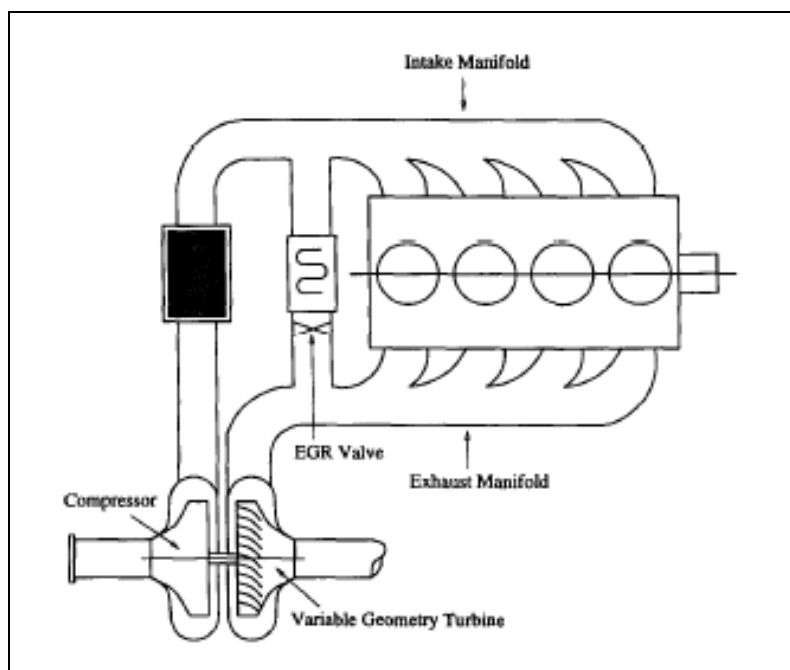
### 2.3.1 Oppbygning av dieselmotorer

I henhold til referanse [6] klassifiseres dieselmotorer for skipsanlegg i følgende klasser

- Langsomtgående < 360 o/min
- Middels hurtiggående > 360 o/min < 600 o/min
- Hurtiggående > 600 o/min

Langsomtgående og middels hurtiggående motorer benyttes som drivmotorer i større båter. I dieselelektriske konfigurasjoner benyttes middels hurtiggående og hurtiggående motorer. Valg av motortype avhenger av ytelse, plassbehov, kostnader og valg av generator [6].

Dieselmotorer kommer i to utførelser, totakt og firetakt. Forskjellen mellom totakt og firetakt er hvor mange slag stempelet i en sylinder må gjøre for å fullføre en forbrenningscyklus. Totaktsmotoren må i motsetning til firetakteren utstyres med en turbolader eller en superlader for å få tilstrekkelig trykk i sylindern. De fleste motorene som benyttes i dieselelektriske konfigurasjoner blir utstyrt med turbolader. Turboladede motorer er i tillegg utstyrt med en luftkjøler plassert etter turboladeren [7]. For å redusere utslippet av  $\text{NO}_x$  gasser er det installert en resirkuleringsenhet for eksosgasser (exhaust gas recirculation system - EGR) [8]. EGR systemet reguleres ved å styre åpningen på et spjeld som slipper noe av eksosavgassene inn i luftinntaksmanifoldet. Den resirkulerte eksosen bidrar til å senke forbrenningstemperaturen i motoren og dermed reduseres dannelsen av  $\text{NO}_x$ . I figur 13 er det vist en skjematisk modell av en turboladet dieselmotor med EGR-enhet og en luftkjøleenhet som er plassert på luftinntaksmanifoldet.



figur 13: Skjematisk modell av dieselmotor [9]

Turboladeren og superladeren består av en kompressor(turbin) og en drivenhet. Kompressoren sitter i luftinntaket til motoren og komprimerer luften som skal injiseres i motorsylindrene. Dette øker mengden luft i sylindern samtidig som det øker mengden av diesel som kan bli antent. Resultatet er at turbo og superladede dieselmotorer avgir større effekt og moment enn motorer uten [10]. De transiente egenskapene til motoren bedres også [11]. Det er drivenheten til kompressoren som navngir enheten. Hvis kompressoren drives av en turbin som sitter i

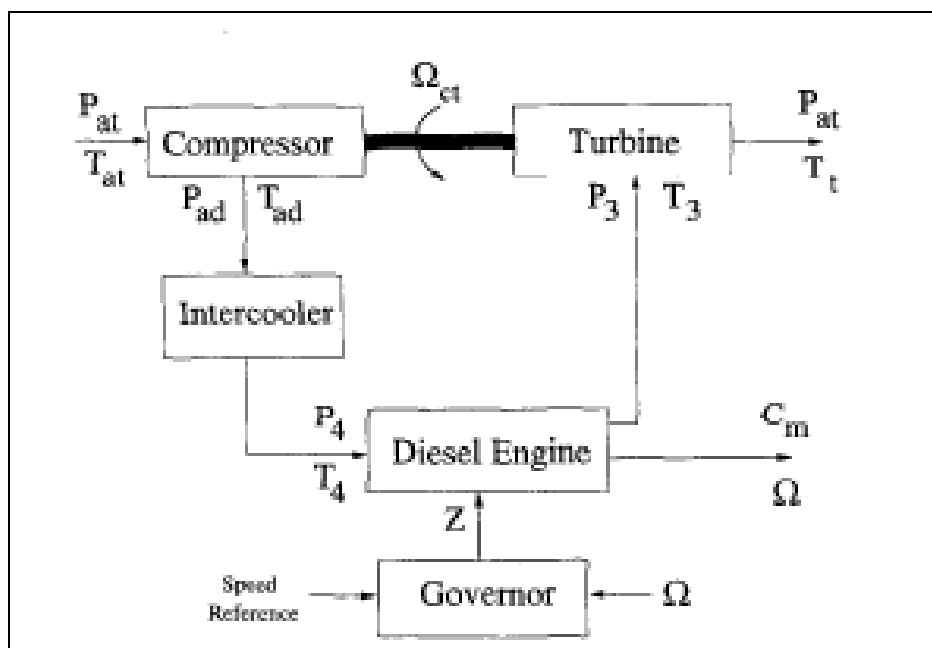
eksosmanifoldet heter det en turbolader. Drives enheten av en mekanisk forbindelse koblet til motoren heter det en superlader. Fordelen med en turbolader kontra en superlader er at turboladerne henter drivenergien fra eksosgassen slik at det ikke kreves mer drivstoff for å drive kompressoren [12].

I nyere turboladere kommer drivturbinen med justerbare turbinskovler. Dette systemet er omtalt som VGT (Variable Geometry Turbochargers). Denne turbinen benyttes sammen med EGR systemet for resirkulering av eksosgassen. Den øker mengden av resirkulert eksos i forhold til en konvensjonell turbin. Dette gjør at mengden av  $\text{NO}_x$  blir ytterligere redusert samtidig som mengden av eksosavgasser under transiente forløp reduseres. Kompressoren kan reguleres ved å endre opptak av energi fra eksosgassen ved å justere turbinskovlene. Reguleringen av VGT og EGR systemet er kompleks siden enhetene er sammenkoblet i en ulineær prosess som innehar en ustabil åpen sløyfefunksjon. Reguleringen av enhetene krever avanserte reguleringsalgoritmer [8].

### 2.3.2 Modelling av dieselmotorer

Prosessene som foregår i dieselmotorer er forholdsvis komplekse og det kreves matematiske modeller av de ulike prosessene for å lage en nøyaktig modell av motoren. I kraftsystemanalyser er det som oftest ikke nødvendig med en modell som inneholder alle prosessene i motoren, og forenklete modeller benyttes [7]. *Gjerde, O.* beskriver to metoder for utvikling av dieselmotormodeller for kraftsystemanalyse. En modell basert på fysiske parametere og en empirisk modell [6].

Modeller som bygger på motorens fysiske parameter beskriver de ulike prosessene i motoren. Avhengig av kompleksitet og hva som skal studeres etableres modeller av ulik matematisk orden som beskriver prosessene i motoren [11]. I figur 14 er et skjematisk diagram for en dieselmotor med turbolader og uten EGR-system med tilhørende variable gjengitt. En tilnærming for å utvikle modellen er å dele prosessene inn i mekaniske prosesser og forbrenningsprosesser [13].



figur 14: Skjematisk modell av turboladet dieselmotor [7]

En empirisk modell er basert på målinger av dieselmotorens respons. Det gjøres målinger av responsen ved flere driftssituasjoner. Avhengig av kompleksiteten som ønskes av dieselmotormodellen kan den baseres på en eller flere tidsforsinkelser.

### 2.3.3 Regulering av dieselmotorer

Dieselmotorer i større kraftsystemer ombord på båter blir i likhet med gassturbiner regulert fra et overordnet reguleringsystem som har kontroll over alle prosesser på båten. Systemet er i Engelsk litteratur omtalt som *Power managment system* (PMS). Dette systemet gir de overordnede kontrollvariabler til de individuelle hastighetsregulatorene som igjen regulerer tilførselen av diesel til motorene.

## 2.4 Kompensering av reaktiv effekt

De fleste laster og komponenter i kraftsystem er forbrukere av reaktiv effekt. Linjer og kabler forbruker eller produserer reaktiv effekt avhengig av belastningsgrad. Som regel er linjer forbrukere og kabler produsenter av reaktiv effekt. Transformatorer forbruker reaktiv effekt uavhengig av belastningsgrad [14].

Reaktiv effekt forbrukes av induktive komponenter i et elektrisitetssystem [15]. Den reaktive effekten kan enten genereres av generatorer og transporteres eller genereres lokalt. Transport av mye reaktiv effekt er uønsket da det reduserer spenningen i nettet og overføringstapene øker [2]. Derfor er produksjon av reaktiv effekt og spenningskontroll gjort ved ulike enheter plassert rundt om i nettet på ulike spenningsnivåer. Disse enhetene forbruker, produserer og kontrollerer flyten av reaktiv effekt i systemet for å opprettholde spenningen på de ulike spenningsnivåene. I referanse [14] er spenningskontrollerende enheter klassifisert som:

- Regulerende transformatorer
- Linjereaktanskompensering
- Kilder til produksjon og forbruk av reaktiv effekt, som shuntkondensatorer og spoler, roterende fasekompensatorer og statisk VAR kompensatorer (SVCs)

Linjereaktanskompensering, shuntkondensatorer og spoler er passiv kompensering. De er enten fast tilkoblet eller brytertilkoblet til kraftsystemet. Ved at de endrer på nettverkkarakteristikker bidrar de til spenningskontroll. Roterende fasekompensatorer og statisk VAR kompensatorer utgjør en aktiv kompensering. De forbruker eller produserer reaktiv effekt på stedet de er tilkoblet for å opprettholde spenningen. Regulerende transformatorer regulerer ikke forbruk av reaktiv effekt, men justere omsetningsforholdet for å styre spenningen på den ene siden av transformatoren.

I de videre avsnittene vil den siste gruppen av enheter i punktmerkingen over bli vektlagt, siden det er komponentene i denne gruppen som er mest aktuelle for styring av reaktiv effekt på Norne FPSO.

### 2.4.1 Regulerende transformatorer

Regulerende transformatorer er utstyrt med en trinnkobler som ved å endre på antall vindinger på primær eller sekundærsiden av transformatoren kan regulere spenningen. Trinnkobleren er som regel plassert på primærsiden av transformatoren og spenningen blir regulert på sekundærsiden [15]. Hvis spenningen økes på sekundærsiden og det er tilkoblet mange konstante impedanslaster vil strømmen i linja øke og spenningen reduseres ytterligere på primærsiden. Dette kan føre til en forverring av driftssituasjonen og bidra til spenningsustabilitet. Dette må inkluderes i planleggingen når reguleringsstrategier for trinning av transformatorer i kraftsystemer planlegges.

### 2.4.2 Linjereaktanskompensering

Linjereaktanskompensering utføres ved å koble en kondensator i serie med linjen for å kompensere for den induktive reaktansen i linja. Dette reduserer  $X \cdot I^2$  tapene i linja og øker den maksimale effekten som kan overføres. Kondensatorer i en slik konfigurasjon benyttes vanligvis ikke som kilder til spenningskontroll, men mest for å øke overføringskapasiteten på høyere spenningsnivåer. Kondensatoren må utstyres med vernekretser, noe som øker kompleksiteten og kostnadene på slike installasjoner. På distribusjonsnivå kan det bli problemer med resonanser, selvmagnetisering og pendlinger i motorer, noe som er med på å begrense bruken av seriekondensatorer på lavere spenningsnivåer [14].

### 2.4.3 Kilder for produksjon og forbruk av reaktiv effekt

Hovedreferanse for kapittelet er [14].

#### 2.4.3.1 Shuntreaktorer og shuntkondensatorer

Shuntreaktorer benyttes for kompensering av linjekapasitans i linjer og for å begrense spenningsøkning på åpne linjeender og på lettbelastede linjer. Shuntreaktorer benyttes som regel til linjeinstallasjoner på høyere spenningsnivå, hovedsaklig på linjelengder over 200 km. Avhengig av linjekonfigurasjon, driftssituasjon og spenningsnivå er reaktorene fast tilkoblet eller brytertilkoblet til tertiærviklingen på transformatorer eller direkte til nettet.

Shuntkondensatorer benyttes til lokal produksjon av reaktiv effekt for spenningsøkning i noder på alle spenningsnivåer i nettet. Hensikten er å produsere den reaktive effekten lokalt istedenfor å transportere den i nettet med de økte tapene som det medfører. Kondensatorene er som regel tilkoblet med brytere for inn og utkobling avhengig av det reaktive forbruket. En kondensatorinstallasjon består ofte av flere kondensatorer med lavere ytelsen enn kun en med stor ytelse. Dette gir bedre styringsegenskaper for spenningen [15]. Inn og utkoblingen er ofte styrt automatisk med tidsur eller spenningsreleer. På høyere spenningsnivåer er kondensatorene ofte tilkoblet tertiærviklingen på transformatorer. Fordelene med shuntkondensatorer er lavere kostnader og fleksibilitet med installasjon og operasjon. Den reaktive produksjonen fra shuntkondensatorer er proporsjonal med kvadratet av spenningen, og det er ved lav spenning at reaktiv effekt er nødvendig. Dette er hovedulempen for shuntkondensatorer

### 2.4.3.2 Roterende fasekompensatorer

Roterende fasekompensatorer er synkronmaskiner uten mekanisk last tilkoblet akslingen. Ved å justere magnetiseringsstrømmen kan den enten absorbere eller levere reaktiv effekt og dermed justere spenningen på stedet som den er tilkoblet. Synkronmaskinen trekker litt aktiv effekt fra nettet for å dekke tapene i maskinen.

Roterende fasekompensatorer har vært mye brukt til å kontrollere spenningen på ulike spenningsnivåer i nettet fra ca 1930 og utover. I de seneste årene har statiske kompenseringssystemer overtatt en større del av dette markedet og roterende fasekompensatorer installeres nå hovedsakelig i forbindelse med HVDC-anlegg som er tilkoblet svake nett. Hovedårsaken for denne utviklingen er de høye investerings og driftskostnadene for roterende fasekompensatorer.

Den reaktive produksjonen fra roterende fasekompensatorer er ikke styrt av spenningen i tilkoblingspunktet men av magnetiseringsstrømmen. Dermed kan de levere nominell reaktiv effekt selv om spenningen synker. De har overlastkapasitet på 10-20% i kortere perioder. På grunn av den roterende massen i maskinene bidrar roterende fasekompensatorer med kortslutningsytelse i nettet.

### 2.4.3.3 Statiske VAR kompensatorer (SVC)

Statiske VAR systemer (SVS) er en fellesbetegnelse for enkelte enheter av statiske VAR kompensatorer (SVC) satt sammen til en bestemt konfigurasjon. Ofte er mekanisk koblede shuntkomponenter med i en SVS konfigurasjon. En SVC er en shunt koblet statisk generator eller forbruker, regulert på en slik måte at den styrer en spesifikk parameter i elektrisitetssystemet. En SVC enhet består av en forbruker- eller genereringsenhet og et kontrollsystem. En annen betegnelse som omfatter SVS er fleksible overføringsnett eller FACTS (Flexible AC Transmission Systems). Dette begrepet benyttes om mer enn SVS og er en samlebetegnelse på kraftelektroniske komponenter som benyttes til å påvirke effektflyt, spenningsforhold og stabilitet i overføringssystemer [16].

SVC komponenter inndelt i følgende enheter [14]:

- Metningsreaktor, SR (saturated reactor)
- Tyristorstyrt reaktor, TCR (thyristor-controlled reactor)
- Tyristorkoblet kondensator, TSC (thyristor-switched capacitor)
- Tyristorkoblet reaktor, TSR (thyristor-switched reactor)
- Tyristorstyrt transformator, TCT (thyristor-controlled transformer)
- Selvkommuterende eller nettkommuterende omformere, SCC/LCC (self- og line-commutated converters)

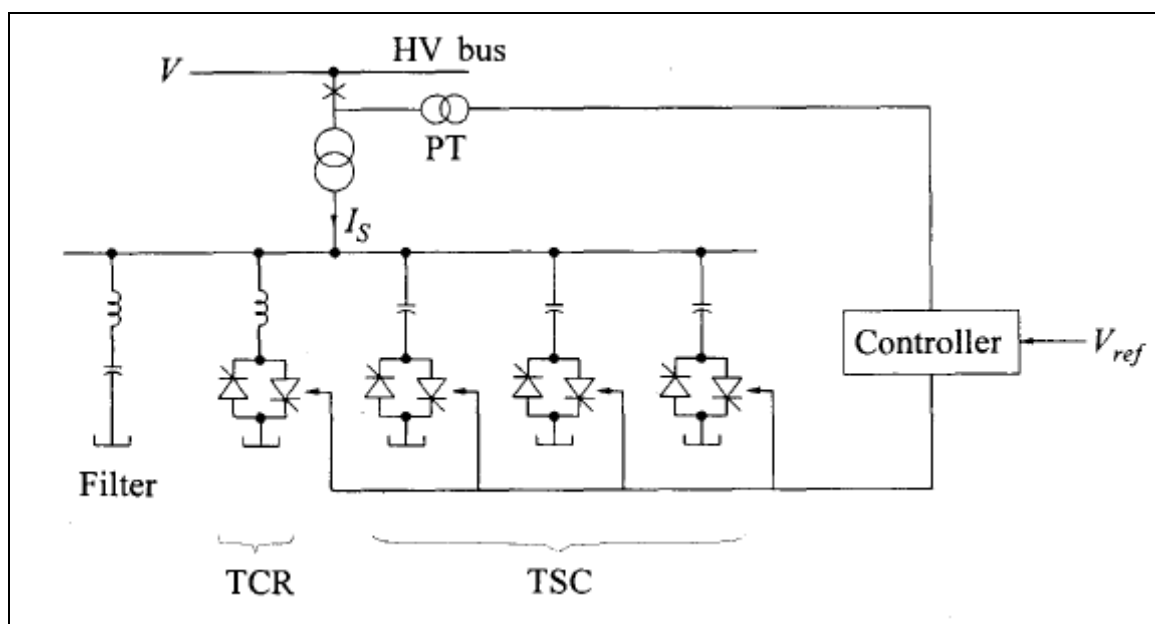
I følgende avsnitt blir et statisk VAR system som inneholder TCR og TSC komponenter og SCC komponenten statisk fasekompensator behandlet.

### Statisk VAR system

I norsk litteratur finnes ofte slike anlegg omtalt som SVC-anlegg. SVS er ofte oppbygd av TCR, TSC og mekanisk koblede kondensatorer og/eller reaktorer. Som regel er det installert et filter i forbindelse med SVS for å bedre den harmoniske innvirkningen fra SVS mot



elkraftsystemet. De mekaniske koblede elementene skal styre de langsomme variasjonene i det reaktive forbruket og SVC komponentene skal styre de hurtige variasjonene. I figur 15 vises et enlinjeskjema for et typisk SVS bestående av filter, TCR, TSC og kontrollsystem.

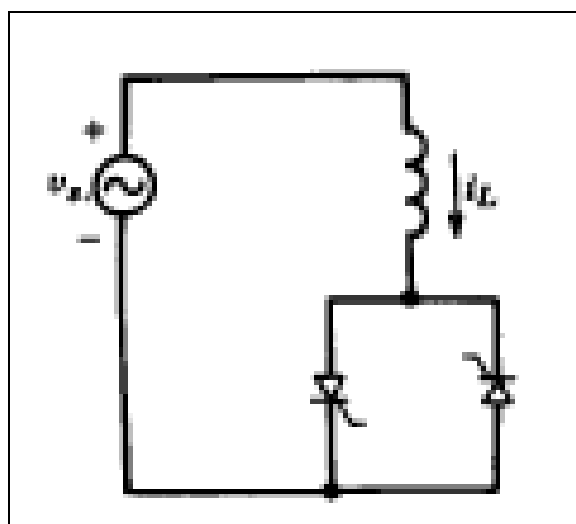


figur 15: Statisk VAR system [14]

Før et komplett statisk VAR system behandles, blir noen av komponentene i anlegget gjennomgått.

#### Tyristorkontrollert reaktor (TCR)

En tyristorstyrt reaktor fungerer som en variabel spole som kan justeres trinnløst innenfor et gitt arbeidsområde. Reaktoren er tilkoblet en antiparallell tyristorkobling som i figur 16.



figur 16: TCR konfigurasjon [2]

De antiparallelle tyristorene leder i hver sin halvperiode av spenningen hvis ledesignal er aktivert. Tennvinkelen,  $\alpha$  for en tyristor er fra nullgjennomgangen til spenningen over tyristoren og frem til den begynner å lede (ledesignal aktivert). I en TCR er tennvinkel mellom  $0^\circ$  og  $90^\circ$  ikke tillatt da dette vil føre til asymmetriske strømmer med likestrømskomponent. En

tennvinkel mellom  $90^\circ$  og  $180^\circ$  benyttes derfor til å styre strømmen gjennom reaktoren og dermed størrelsen på reaktoren. Et annet begrep som benyttes i forbindelse med antiparallele tyristorer er ledevinkel,  $\sigma$ . Den angir i hvor stor del av perioden som en tyristor leder strøm, ligning (2.5). Den effektive induktansen, ligning (2.6), er gitt av den førsteharmoniske komponenten av strømmen gjennom induktansen. Den førsteharmoniske komponenten finnes ved fourieranalyse av strømmen, ligning (2.7) [2].

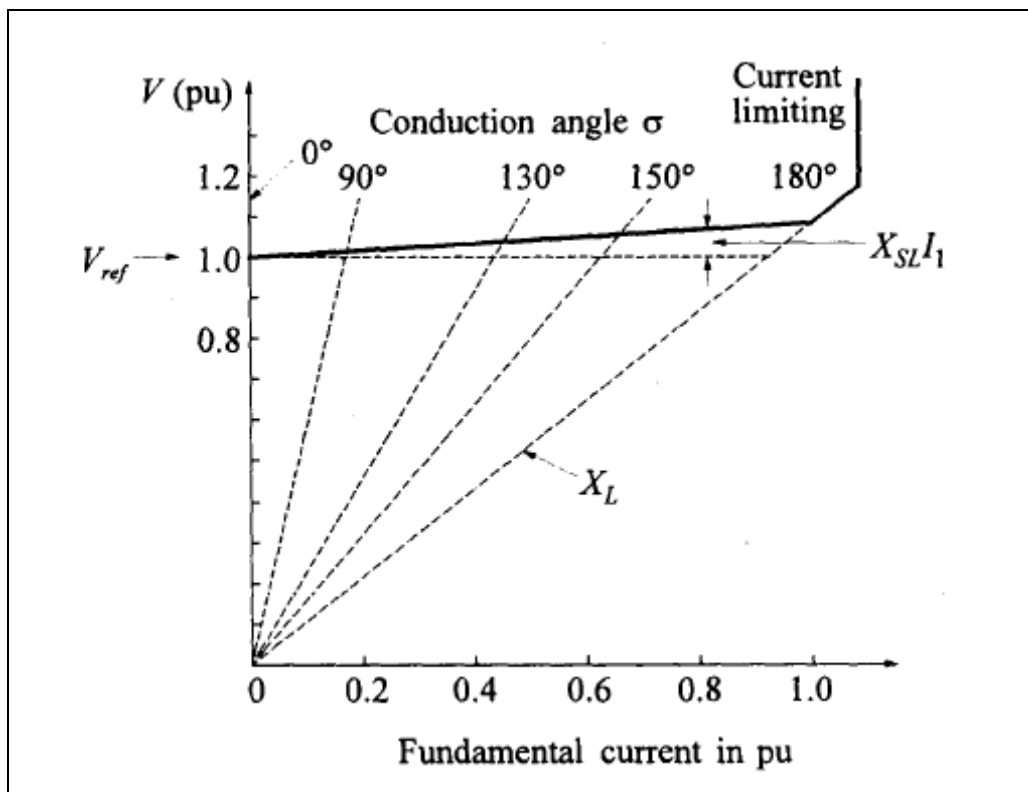
$$\sigma = 2 \cdot (\pi - \alpha) \quad (2.5)$$

$$L_{eff} = \frac{V_s}{\omega \cdot I_{L1}} \quad \omega = 2 \cdot \pi \cdot f_1 \quad (2.6)$$

$$I_{L1} = \frac{V_s}{\pi \cdot \omega \cdot L} \cdot (2 \cdot \pi - 2 \cdot \alpha + \sin(2 \cdot \alpha)) \quad \frac{1}{2} \pi \leq \alpha \leq \pi \quad (2.7)$$

Induktansen er minst når strømmen er størst og tennvinkelen minst ( $90^\circ$ ). Ved å regulere tennvinkelen vil konfigurasjonen absorbere mer induktivstrøm når spenningen stiger. Dette gjør kontrollsystemet ved å måle spenningen i tilkoblingspunktet og justere tennvinkelen til tyristorene etter spenningen. Styringsprinsippet er kjent som faseregulering. Karakteristikken som en TCR vil ha mot nettet blir som vist i figur 17. Karakteristikken kalles for stasjonær tilstand spenning/strøm (V/I) karakteristikk og beskrives av ligning (2.8). Der  $X_{SL}$  angir karakteristikken som er bestemt av forsterkningen i kontrollsystemet.

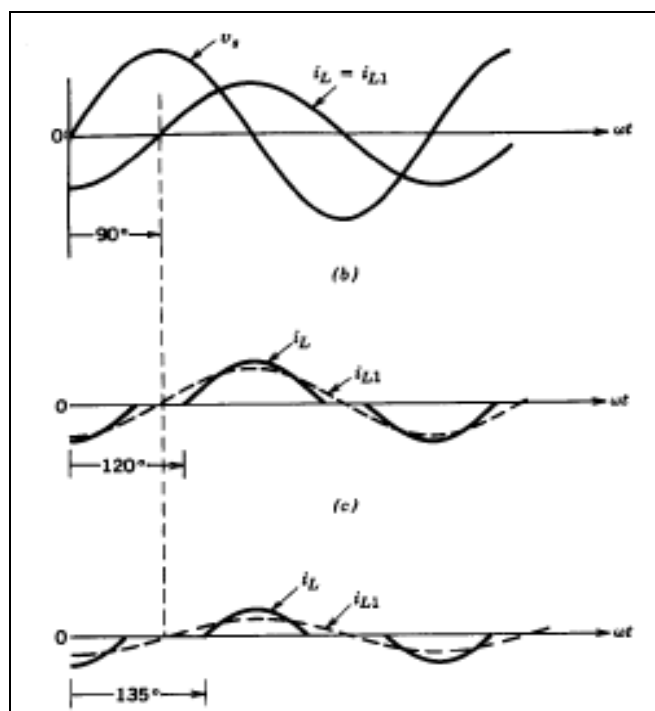
$$V = V_{ref} + X_{SL} \cdot I_{L1} \quad (2.8)$$



figur 17: Strøm / spenning karakteristikk for TCR [14]

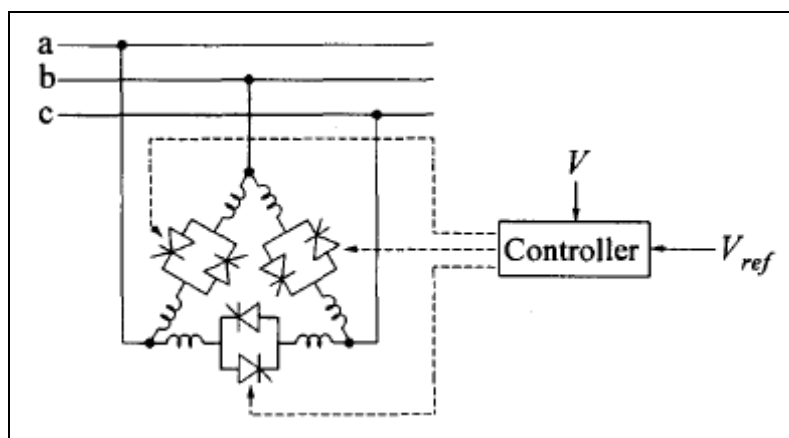
Ved ledevinkler over  $180^\circ$  kan ikke systemet kontrolleres lengre og en TSR er da utenfor arbeidsområdet sitt, er vist som den skrå linjen etter  $180^\circ$  i figur 17.

I figur 18 vises reaktorstrømmen (heltrekt kurve) og den førsteharmoniske av reaktorstrømmen (stiplet kurve) i en TCR ved tennvinkler på  $90^\circ$ ,  $120^\circ$  og  $135^\circ$ .



figur 18:Reaktorstrøm som funksjon av tennvinkel [2]

Fra figur 18 ser man at ved større tennvinkler blir strømmen mindre sinusformet. TCR genererer harmoniske strømmer. Det er derfor ofte installert filter i forbindelse med TCR installasjoner. Ved å initiere tyristorene i en enfaset konfigurasjon symmetrisk (lik tennvinkel for begge tyristorer), genereres bare odde-harmoniske strømmer. Trekantkobles enfasekoblingen fra figur 16 i en sekspuls konfigurasjon som vist i figur 19, reduseres de harmoniske strømmene ytterligere. Dette medfører at de trippel harmoniske strømmene (3, 9, ...) sirkulerer inni trekantkoblingen. 5. og 7. harmoniske strømmer kan fjernes ved å koble to sekspuls konfigurasjoner til en treviklingstransformator med  $30^\circ$  faseforskyvning.

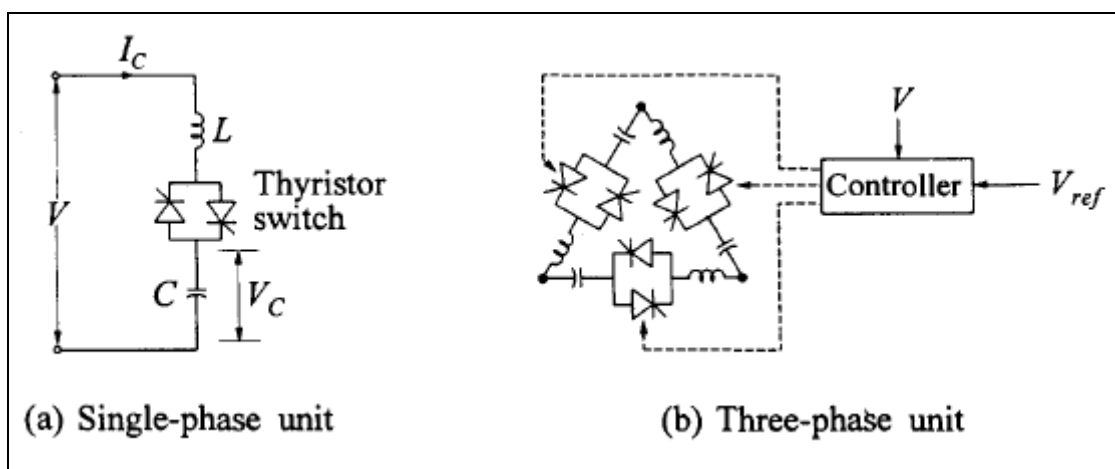


figur 19: Sekspuls TCR konfigurasjon [14]

### Tyristorkoblet kondensator (TSC)

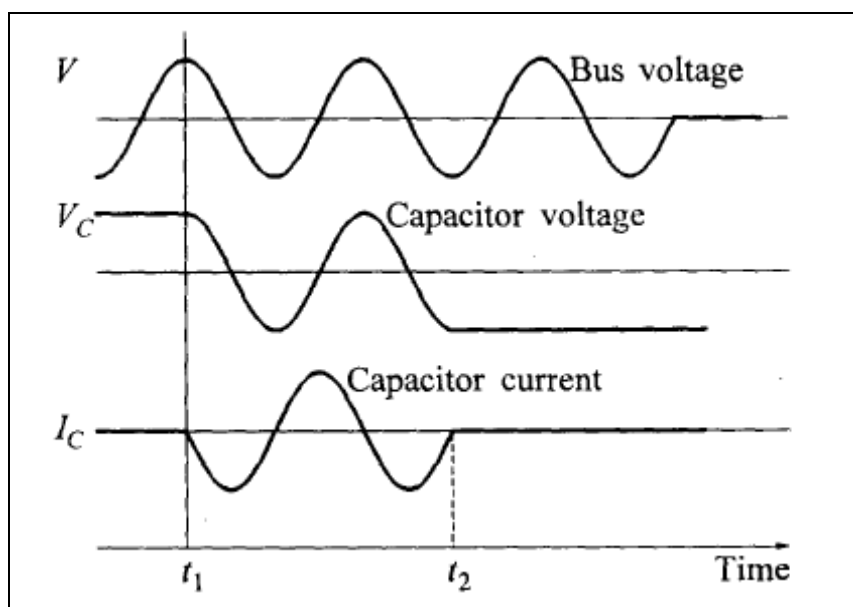
En tyristorkoblet kondensator er i en enfaset konfigurasjon tilkoblet antiparallelle tyristorer som vist i figur 20 (a). Her er det i tillegg en liten spole i serie med konfigurasjonen for å

begrense innkoblingsstrømmen. Spolen begrenser transienter under svitsjing og motvirker resonans mot nettet. I en trefase konfigurasjon kobles enhetene i trekant som i vist figur 20 (b).



figur 20: Sekspuls TCR konfigurasjon [14]

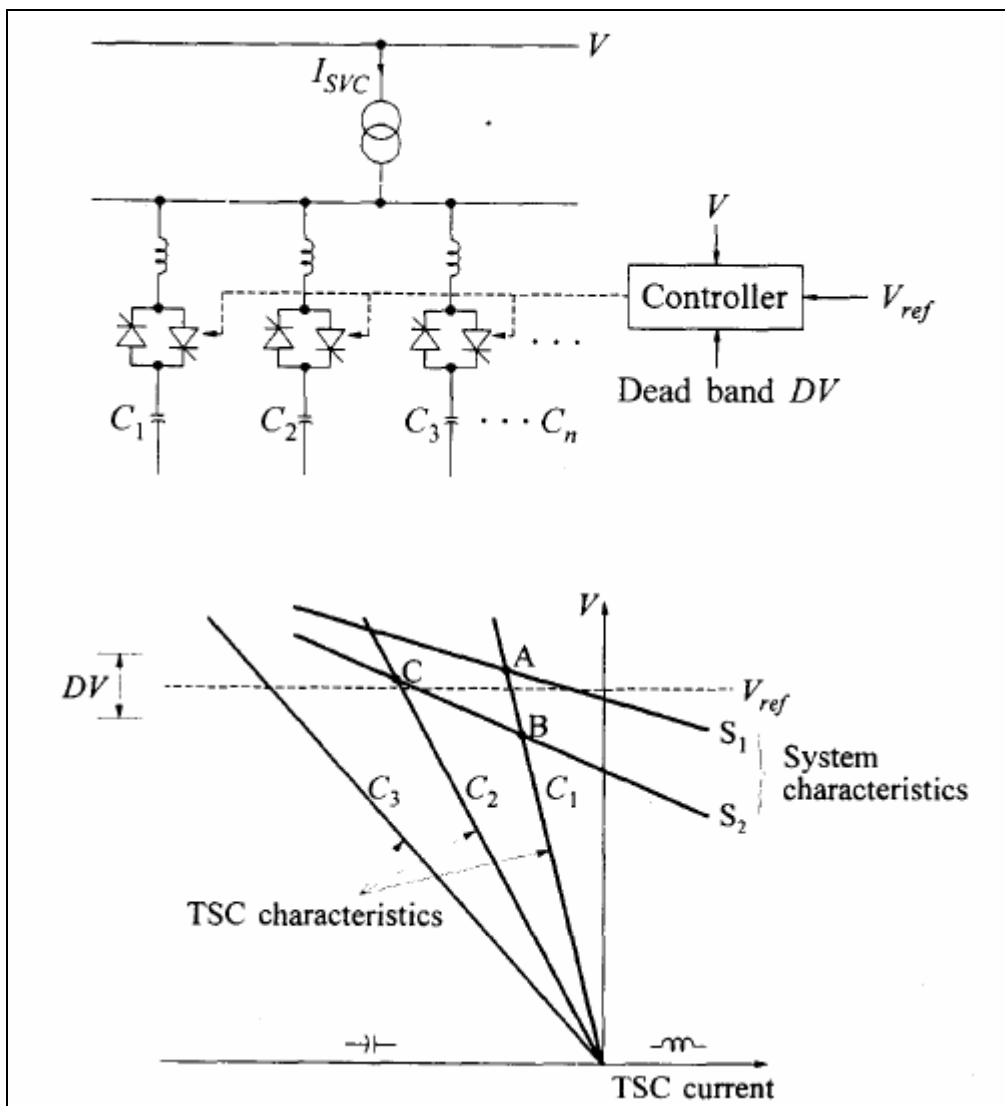
Styresystemet for inn og utkobling av kondensatoren er designet for å begrense transientene ved svitsjing. Dette oppnåes ved å svitsje når spenningen over tyristoren er så liten som mulig, ideelt null. Dette skjer ved strømmens nullgjennomgang. I figur 21 vises en inn- og utkoblingscyklus av en kondensator. Ved  $t_1$ , når kondensator og nettspenningen er like, tennes tyristoren. Den ligger innkoblet i 1,5 perioder til strømmen er null før den blir koblet ut igjen. Kondensatoren vil nå ligge ladet til den blir koblet inn igjen. Tidligste innkoblingstidspunkt etter en utkobling er en periode. Reguleringsprinsippet er kjent som *integral cycle control*, kondensatoren er innkoblet i ett helt antall halvperioder.



figur 21: Inn- og utkoblingsforløp av en TSC [14]

Det benyttes ofte mange enheter av TSC med liten kapasitans for å få en jevnest mulig regulering av susceptansen. Enhetene blir koblet inn og ut avhengig av det reaktive forbruket i noden som de er tilkoblet for å styre spenningen. I figur 22 er spenning/strøm ( $V/I$ ) karakteristikken for en TSC konfigurasjon bestående av tre enheter,  $C_1$ ,  $C_2$  og  $C_3$ . Kondensatorene kobles inn trinnvis for å holde spenningen innenfor  $V_{ref} \pm 1/2 DV$ . Der

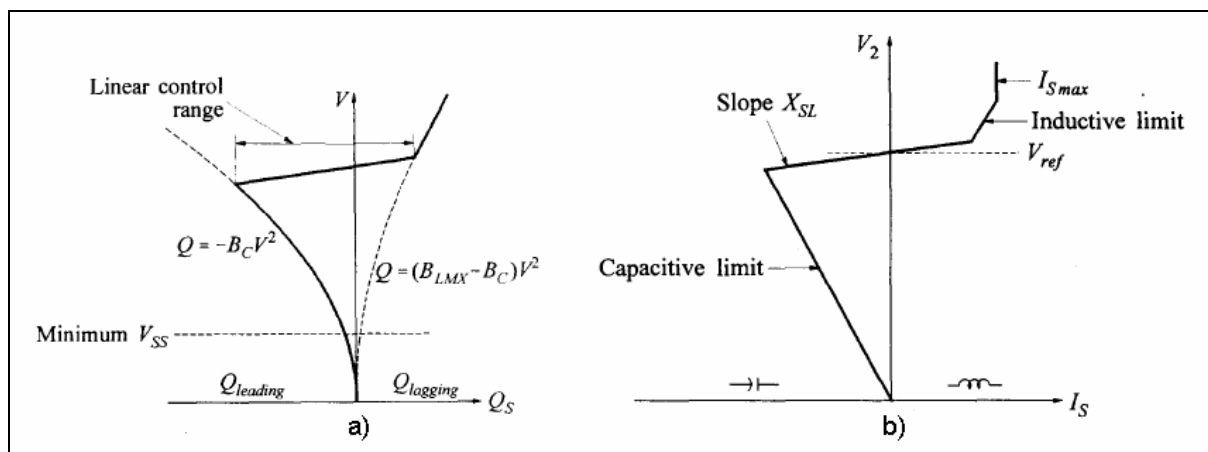
systemkarakteristikkene  $S_1$  og  $S_2$  skjærer spenningsaksen (V), angis spenningen i systemet uten kondensatorene installert. Ved systemkarakteristikk  $S_1$  blir kondensator  $C_1$  innkoblet til å heve spenningen til punkt A. Deretter endres systemet til tilstand  $S_2$ , noe som kan skyldes omkobling av belastningen i systemet. Spenningen synker da til B som er under dødbåndsgrensen for TSC systemet. Kondensator  $C_2$  blir da innkoblet for å heve spenningen til C som er innfor dødbåndet. En TSC reagerer veldig raskt på endringer i systemet. Tiden det tar å koble inn en ny kondensator fra kontrollsystemet har oppdaget ny driftstilstand, er mellom en til to halvperioder.



figur 22: TSC konfigurasjon og V/I karakteristikk [14]

### Komplett statisk VAr system

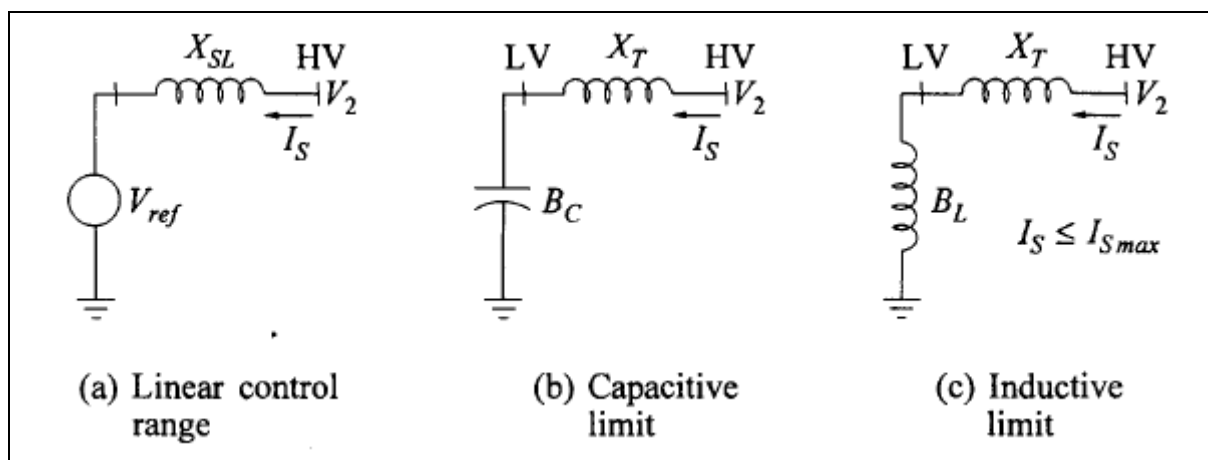
Et typisk SVS settes sammen av flere enheter tyristorkoblede eller mekaniskkoblede kondensatorer og tyristorstyrte reaktorer, som vist i figur 15. Anleggenes sammensetning og ytelse varierer ut fra systemkrav, økonomi og fleksibilitet. Filter som benyttes er avstemt kapasitive for systemfrekvensen. Filteret har en ytelse på 10 til 30 prosent av TCR sin induktive VAr ytelse. Ytelsen til TCR bør dimensjoneres slik at ytelsen er litt større enn en TSC sin VAr ytelse for å få en jevn reguleringskarakteristikk av anlegget.



figur 23: V/Q og V/I karakteristikk for SVS[14]

Anlegget vist i figur 15 vil typisk ha en stasjonær tilstand V/I karakteristikk og spenning/reaktiv effekt (V/Q) karakteristikk som vist i figur 23 (a) og (b).  $B_C$  er den kapasitive susceptansen, bestående av filteret og innkoblede kondensatorer.  $B_{LMX}$  er den maksimale susceptansen til reaktoren. Et SVS kan i stasjonær tilstand inneha tre forskjellige driftsmoduser. I figur 24 vises modellrepresentasjon av driftsmodusene der:

- Lineært område, representer ved kurvehelningen  $X_{SL}$ , er den vanlige driftskarakteristikken for anlegget
- Kapasitive grense og ned til utkobling av anlegget ved spenning på ca 0,3 p.u
- Induktiv grense, begrenset av den maksimale strømmen  $I_{Smax}$

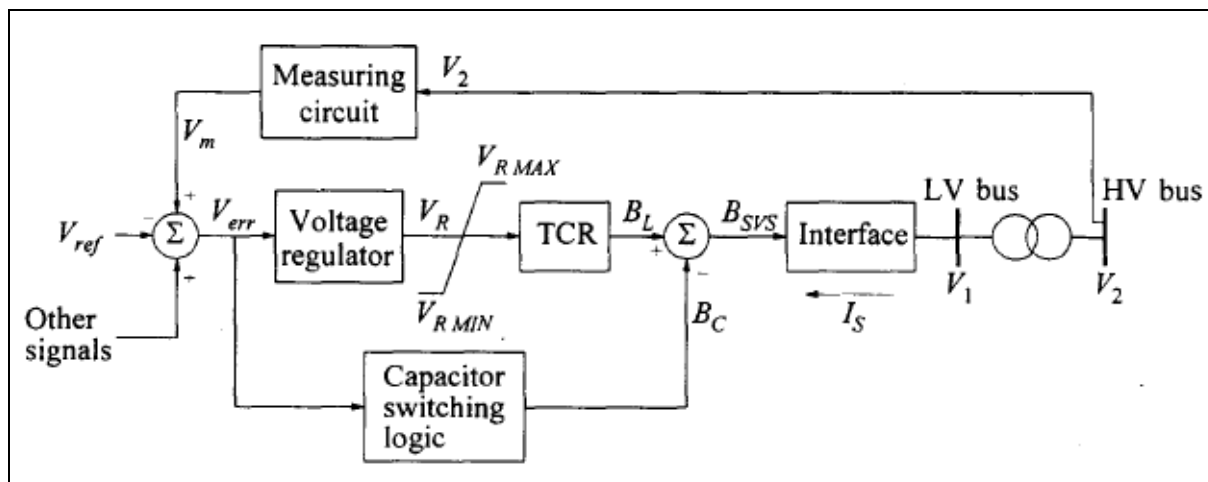


figur 24: Ekvivalentskjema for driftsmodusene til SVS [14]

I figur 24 er HV høgspenningsskinnen, LV er lavspenningsskinnen og  $X_T$  er lekkreaktansen i transformatoren. I det lineære område er SVS, sett fra høgspenningsskinnen, en spenningskilde i serie med reaktansen  $X_{SL}$ . Karakteristikken for reaktansen  $X_{SL}$  er gitt av den stasjonære forsterkningen i regulatoren til anlegget. Hvis spenningen blir så lav at systemet er utenfor arbeidsområdet virker SVS som en fast shuntkondensator i serie med transformatorlekkreaktansen sett fra høgspenningsskinnen. Ytelsen vil da avta med kvadratet av spenningen. Hvis spenningen forblir langvarig under en grense, typisk 0,3 p.u, må SVS kobles ut. Når den induktive grensen nås er SVS en fast induktans i serie med lekkinduktansen til transformatoren. Strømmen begrenses til  $I_{Smax}$  i dette området.

Det finnes utallige konfigurasjoner av statiske VAR systemer og derfor er det ikke utviklet standard modeller for alle ulike anlegg. CIGRE og IEEE arbeider med å utvikle basismodeller til bruk i dynamiske simuleringer. Modellene benyttes til grunnstudier. Skal detaljerte

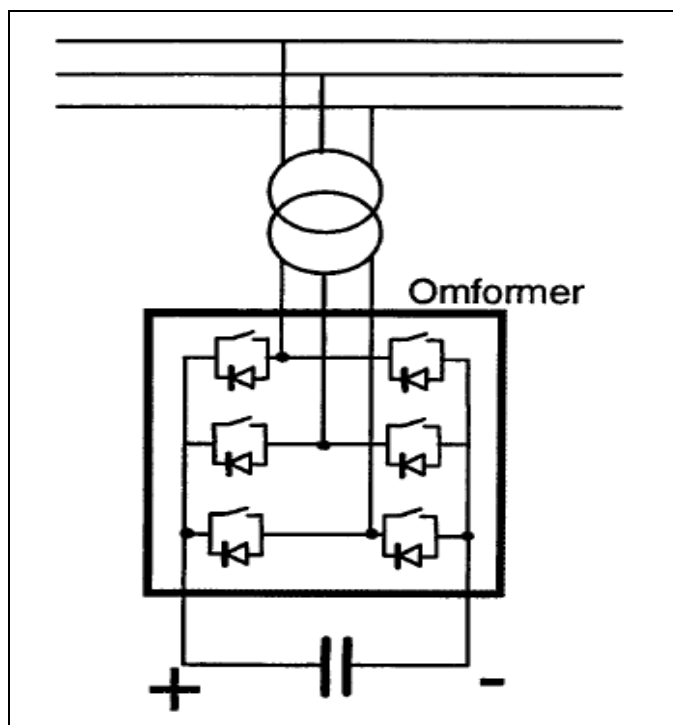
analyser gjennomføres må modeller bygges opp for de enkelte anlegg. Anlegget vist i figur 15 kan modelleres etter blokkdiagrammet i figur 25. De enkelte blokkene beskriver den matematiske ligningene til komponentene som inngår i anlegget og samspillet de imellom.



figur 25: Blokkdiagram for SVS kontrollsystem [14]

### Statisk fasekompensator [16]

Statisk fasekompensator ofte i litteratur omtalt som STATCOM (Static synchronous compensator). STATCOM er en selvkommuterende omformer med DC-krets. DC-kretsen består av en kondensator eller ett større energilager som batteri hvis det er behov for aktiv effektkompensering. For å redusere den harmoniske virkningen mot nettet fra STATCOM-anlegg er flere omformerne parallellkoblet. Utgangsspenningene fra omformerne faseforskyves og legges sammen i en spesiell koblingstransformator. I figur 26 vises en enkel STATCOM enhet tilkoblet nettet gjennom en transformator.



figur 26: STATCOM tilkobling til nett [16]

En STATCOM er en moderne utgave av en roterende fasekompensator. Den reagerer veldig hurtig ved spenningsfluktasjoner og innenfor en periode av spenningen [15]. STATCOM har et stort reguleringsområde da den kan levere reaktiv effekt ved lave spenninger. Den kan bidra til økt kortslutningsytelse i nettet og fasespenningene kan styres individuelt. Hvis det tilkobles ett energilager i DC-kretsen kan et STATCOM anlegg bidra med regulering av aktiv effekt.



### 3 SIMPOW-modell

For å bedre beskrivelsen av det elektriske anlegget på Norne FPSO må SIMPOW-modellen i fra høstprosjektet oppgraderes. Dette er nødvendig for å kunne gjøre analyser på det nye anlegget som skal installeres. I følgende punkter er de komponenter som skal oppgraderes eller implementeres opplistet:

- Oppgradering av modell for vanninjeksjon motor
- Oppgradering av modell for oppvarmingssystem til produksjonsrør
- Oppgradering av modell for posisjoneringssystem
- Oppgradering av modell for magnetiseringssystemet til hovedgeneratorene, statisk magnetisering og tilleggssignal
- Ny modell for dieselmotor med generator
- Ny modell for økt ytelse på gassturbin og generator
- Ny modell for kompensering

#### 3.1 Oppgradering av eksisterende modeller

Forandringene som er gjort i SIMPOW-modellen for det eksisterende anlegget er gjennomgått og riktigheten i representasjonen til noen av modellen diskuteres.

##### 3.1.1 Vanninjeksjonsmotorer

I høstprosjektet [17] var det ikke tilgjengelige modeller for de nye vanninjeksjonsmotorene og den gamle modellen ble tilpasset de nye elektriske dataene. Den eneste forandringen som ble gjort var aktivt og reaktivt forbruk. Det er nå anskaffet datablad for de nye motorene i fra leverandøren ABB. Databladet er vedlagt i det elektroniske vedlegget. Nye parametere er beregnet for motorene og beregningene er gjort i vedlegg B.

Før den nye motormodellen benyttes i SIMPOW-modellen må moment og strømkurven fra databladet verifiseres med de kurvene som oppnås ved simulering i SIMPOW. For å gjenskape kurvene fra databladet er treghetskonstanten  $H$  satt til en stor verdi [18],  $H$ -konstanten er satt til 10 i simuleringene. Simuleringene er gjort ved å starte motoren tilkoblet en samleskinne med konstant spenning.

Tilpasningen av momentkurven fra simuleringene i SIMPOW til den kurven som er oppgitt fra leverandøren, er gjort ved å justere på parametrene  $C_1$  og  $C_2$ . De representerer lekkreaktansens strømavhengighet i henholdsvis stator og rotor. Ved å redusere parameterne  $C_1$  og  $C_2$  heves kurvene til moment og startstrøm og omvendt hvis de økes [18]. Kurvene kan justeres ved å forandre verdiene til den frekvensavhengige rotorresistansen. Det er ikke foretatt noen justering av rotorresistansen under kurvetilpasningen. Når kurvene sammenlignes, er det viktig å være klar over at SIMPOW ikke gir det virkelige moment i p.u men en verdi relatert til motoren. Ved å dividere momentverdien fra simuleringene med effektfaktoren, finnes den tilnærmet riktige momentverdien [18].

Tilpasningen av kurvene er gjort omtrentlig. I tabell 1 vises oppgitte og oppnådde verdier for moment og startstrøm.

**tabell 1: Sammenligning av oppgitte og oppnådd motorkarakteristikk**

Parameter	Oppgitt i datablad	Oppnådd verdi fra simulering
Startstrøm [p.u]	4,80	4,91
Startmoment [p.u]	0,40	0,45
Kippmoment [p.u]	2,20	2,00

### 3.1.2 Oppvarmingssystem til produksjonsrør

Oppvarmingssystemet til produksjonsrøret var i høstprosjektet representert som en spenningsavhengig last. Den oppgitte ytelsen var omtrentlig. Det er nå anskaffet en modell med komponentverdier for oppvarmingssystemet. Systemet er bare bygd opp av passive komponenter, den valgte representasjonen for oppvarmingssystemet i høstprosjektet var derfor riktig, men belastningsdataene stemte ikke. Nye belastningsdata for systemet er beregnet i vedlegg A.

### 3.1.3 Posisjoneringsystem

Posisjoneringsystemet på Norne FPSO består av fem elektriske thrusterne, der motorene er tilkoblet hver sin frekvensomformer. Frekvensomformerne består av en tolvpuls diodelikeretter og en VSI vekselretter med pulsbreddemodulasjon. Det ble tidlig i prosjektet bestemt å kartlegge den dynamiske innvirkningen som posisjoneringsystemet har på elektrisitetssystemet og om mulig implementere modeller av omformerne i SIMPOW-modellen. I henhold til [1] oppfører frekvensomformere av denne konfigurasjonen seg som en negativ impedans, konstant effekt uavhengig av spenningen. Omformeren holder effekten ut på motoren konstant så lenge strømmen ikke overstiger sin grense. Selv om spenningen synker på vekselstrømssiden av likeretteren vil vekselretteren øke strømmen for å opprettholde effekten. Dette tilsier at representasjonen av omformeren som ble valgt i høstprosjektet er rett i henhold til den aktive effekten. Den reaktive effekten som omformeren trekker fra nettet er sterkt knyttet til hvor stor andel harmoniske strømmer som strømmen inneholder [2]. Den har dermed ikke en negativ impedanskarakteristikk og representasjonen valgt i høstoppgaven for reaktiv effekt stemmer dermed ikke.

På prosjektmøte mandag 23. april ble det bestemt at thrusterne ikke skal representeres med nøyaktig modell for frekvensomformer og last. Den aktive effekten blir fortsatt representert med en negativ impedanskarakteristikk. Det reaktive forbruket til likeretteren blir vanskelig å bestemme på grunn av at det avhenger av andel harmoniske strømmer i strømmen som likeretteren trekker. Strømmen som omformeren trekker fra nettet er bestemt av belastningen til thrusteren og spenningen i mellomkretsen. Uten en modell av likeretteren er det vanskelig å bestemme reaktivt forbruk, det ble derfor valgt å representere reaktiv effektforbruk med en fast effektfaktor. I rapporten til Unitech [19] er det valgt å bruke en effektfaktor på 0,8, det samme vil bli brukt i denne modellen. Dette avviker fra de verdier som er oppgitt i *lastliste.xls* som finnes i det elektroniske vedlegget. Der er effektfaktoren oppgitt til å være 0,96, noe som i henhold til [2] kan være en for høy effektfaktor.

Posisjoneringsystemet holder Norne FPSO på plass i forhold til en dreiesylinder. I dreiesylinderen samles rørene og kablene som går til undervannsbrønnene. Thrusterne styres av et dynamisk posisjoneringsystem. Systemet styrer kraften og retningen til thrusterne slik at Norne FPSO holdes på riktig plass i forhold til dreiesylinderen. Dette er et prioritert system

av PMS og det avsettes en effektreserve for systemet på 8-10 MW. Det er informert at en typisk representasjon vil være en opp- og nedjustering av effektforbruket til lasten som representerer thrusteren i SIMPOW-modellen. Bølgepåvirkningen tilsvarer en effektpendling på 2 MW per omformer som er innkoblet. Effektpendlingen opp og nedjusteres med en rampetid på tre sekunder. Ingen av thrusterne vil i OPTPOW modellen være fast innkoblet, men bli rampet i DYNPOW modellen for å simulere virkning på systemet.

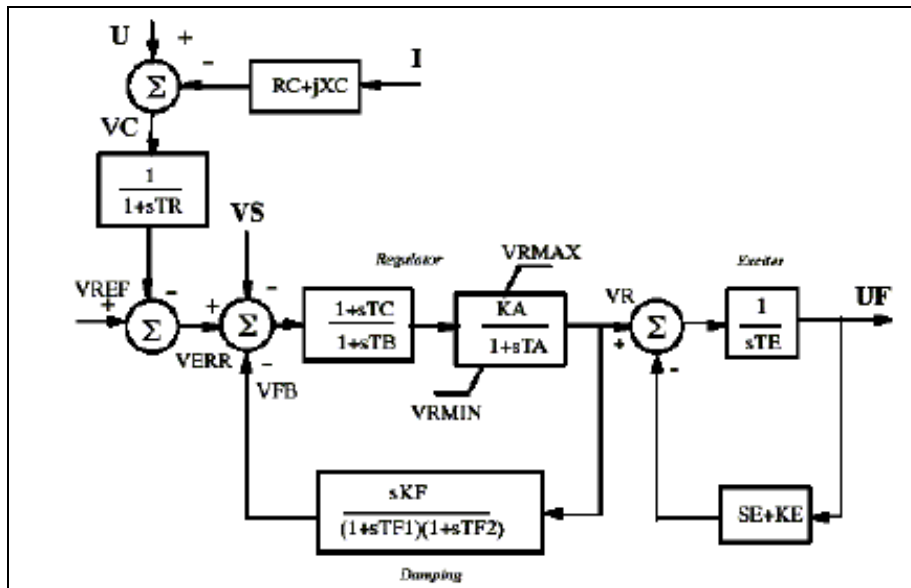
### 3.1.4 Hovedgeneratorer

Det ble stilt spørsmål ved de aktuelle parameterne for hovedgeneratorene, hovedsakelig i forhold til størrelsen på  $T_{d0}$ . Det ble poengtert at den er forholdsvis stor for en generator med ytelse på 27,5 MVA. I Unitech [19] og i Sintef [20] rapportene er det oppgitt to forskjellige verdier for  $T_{d0}$ , henholdsvis 12,9 sekund og 12,0 sekund. Begge rapporter refererer til samme generator. *Brush* som er leverandør av generatoren ble kontaktet for å klargjøre hvilke parametere som er riktige for maskinen. De oppgir at verdien på 13 sekunder for  $T_{d0}$  er den riktige. Grunnen til den høye verdien er meget spesielle krav til reaktansene i maskinen og at maskinen er spesialdesignet for Norne FPSO. Verdiene for generatorparameterene blir tatt fra Sintef rapporten [20], da disse samsvarer mest med oppgitte verdier fra *Brush*. Parameterne for den modifiserte generatoren hentes fra databladet til *Brush* som finnes i det elektroniske vedlegget. Data for generatorene finnes i vedlegg D.

### 3.1.5 Magnetiseringssystem

I høstprosjektet ble det gjort forsøk med å justere på parametrene i spenningsregulatoren. Forsøkene gav ikke store forbedringer med hensyn til spenningstoppen. For å redusere spenningstoppen ble det gjort simuleringer med å introdusere et tilleggssignal som kan bedre spenningsreguleringen på det eksisterende magnetiseringssystemet. Det ble i tillegg undersøkt om et statisk magnetiseringssystem kunne forbedre spenningen ved start av vanninjeksjonspumpene.

Det ble undersøkt om et tilleggssignal i spenningsregulatoren kunne forberede magnetiseringssystemet på den hurtige endringen i det reaktive effektforbruket til motoren. Det er ønskelig at responsen for spenningen forbedres og at spenningstoppen reduseres. Dette forutsetter at tidspunktet for forandringen i det reaktive forbruket er kjent. Det gjøres ved å legge til et signal som skal motvirke den målte spenningen og dermed få spenningsregulatoren til kjøre ned spenningen før motoren når sitt kippmoment. Tilleggssignalet blir satt inn som signalet *VS*, vist i figur 27. DSL-koden for tilleggssignalet er mottatt fra *STRI*, programkoden finnes i det elektroniske vedlegget som *tilleggssignal.txt*.



figur 27: SIMPOW modell for børsteløst magnetiseringsystem IEEEEX2 [21]

Feltviklingen til generatoren må tåle den spenningen som spenningsregulatoren og magnetiseringsystemet påtrykker. I simuleringmodellen er det ikke inkludert noen regulatorbeskyttelser som begrenser dette. Det ble heller ikke kontrollert om noen av grensene overskrides i høstprosjektet [17]. I kapittel 4 er det derfor gjort simuleringer for å kartlegge om grensene til feltviklingen overskrides.

### 3.1.6 Ytterligere oppgraderinger og forandringer

- Alle laster som styres av en pulsbredde modulert omformer med diodelikeretter ble forandret til å ha en fast effektfaktor på 0,8.
- DEH systemet var bare innkoblet i driftmodusen *essential mode*

## 3.2 Nye modeller

### 3.2.1 Statisk magnetisering

Modellen som ble benyttet for det statiske magnetiseringsystemet er en styrt likeretter forsynt via en transformator som er direkte tilkoblet klemmene på generatoren. Dette er *IEEE* modellen *ST1A*. Modellen benyttet i *DYNPOW* er *WK*, som tilsvarer *IEEE* modellen *STA*. Modell med tilhørende parameterverdier finnes i vedlegg C.

### 3.2.2 Dieselmotor og generator

Ved å inkludere innvirkningen av de dieseldrevne generatorene i modellen ble det undersøkt om det gav noen forandringer i simuleringene. De ble i høstprosjektet modellert som konstante kilder for produksjon av aktiv og reaktiv effekt.

Dieselmotorene som er på Norne FPSO er fra leverandøren *Wärtsilä*. Motorene har en omdreiningshastighet på 750 rpm og er utstyrt med turbolader. Det er ikke skaffet til veie

noen modeller eller parametere for motor og hastighetsregulator fra leverandør. Derfor er det brukt antatte og erfaringsmessige modeller med tilhørende verdier for motor og regulator. Dieselmotoren representeres med DYNPOW modellen *DEI* og hastighetsregulatoren med *SGC*. Motormodellen *DEI* er en modell uten turbolader og modellen for hastighetsregulatoren er ingen standardmodell til dieselturbiner. Modeller med tilhørende parametere finnes i vedlegg C.

ABB har levert spenningsregulator, børsteløst magnetiseringssystem og generator til dieselturbinen. Det foreligger ingen modeller for magnetiseringssystemet med tilhørende verdier. Derfor er det brukt antatte og erfaringsmessige verdier for magnetiseringsmaskin og spenningsregulator. Modellen som er brukt er SIMPOW modell *IEEEX2*. Modell med tilhørende parametere finnes i vedlegg C.

### 3.2.3 Økt ytelse gassturbin og generator

I løpet av 2007 skal ytelsen til en av gassturbinene med generator oppgraderes. Oppgraderingen trengs for å møte det økende effektbehovet som er kommet i forbindelse med utvidelsen av produksjonsinstallasjonene de siste årene. Det er ønskelig å kunne drifte anlegget i enkelte driftssituasjoner med bare en gassgenerator innkoblet for en mer økonomisk utnyttelse av generatorinstallasjonen.

Statorhuset til generatoren skal ikke byttes ut, men rotoren og kjølesystemet ombygges slik at generatoren oppfyller de nye spesifikasjonene. Ytelsen til generatoren økes fra 22 MW til 27,5 MW ved en effektfaktor på 0,8. Dette forutsetter at inntaksvannet til kjøleren har en temperatur på 20°C. Generatoren kan belastes med høyere aktiv effekt enn merkeytelsen ved en høyere effektfaktor hvis kjølesystemet klarer å opprettholde inntakstemperaturen på kjølevannet. Se vedlagte datablad i det elektroniske vedlegget under filnavn *dataark\_hovedgenerator.pdf* og figur 28. Det er opplyst at en vanlig kjølevannstemperatur er ca 26°C. Beregning av parameterverdier for den nye generatoren er gjort i vedlegg D.

Som en følge av oppgraderingen til rotoren må magnetiseringssystemet oppgraderes. Hele magnetiseringssystemet skal byttes ut med et nytt. Det er ingen modell med parameter for det nye magnetiseringssystemet. Den samme modellen med tilhørende parameter som benyttes for den eksisterende generatoren benyttes også for den modifiserte generatoren.

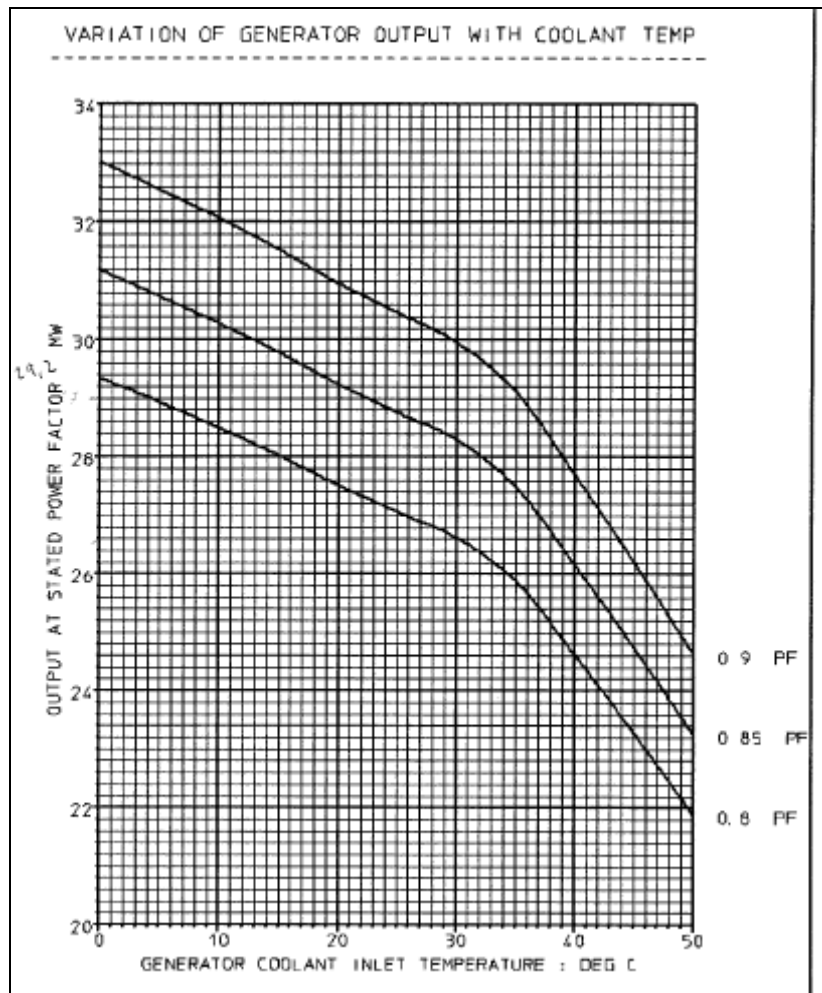
Gassturbinene skal oppgraderes fra *GE LM2500* til *GE LM2500+*. Det foreligger ingen modeller for den nye turbinen. Modellen for *GE LM2500* vil derfor benyttes til den nye generatoren. Maksimal ytelse for turbinen *GE LM2500+* er oppgitt å være ca 30 MW ved idriftsettelsesdatoen.

### 3.2.4 Kompensering

Nytt produksjonsutstyr er blitt installert og flere endringer er under utredning. Derfor har effektbehovet om bord stadig økt, og det vil med de planlagte endringene komme til øke enda mer. For å få en mest mulig fleksibel generatorinstallasjon er det viktig å kartlegge behovet for aktiv og reaktiv effekt og hvilke grenser som det er aktuelt å drifte anlegget innenfor.

### 3.2.4.1 Driftsgrenser og belastning

Når den modifiserte generatorinstallasjonen (ny rotor, kjøler og magnetisering) er på plass er det ønske om å kunne kjøre generatoren nærmere turbinytelsen på ca 30 MW i enkelte situasjoner. Om mulig uten at det er innkoblet noen dieselgeneratorene. Dette setter store krav til kjølesystemet for generatoren. Ved merkeeffekt på 27,5 MW er kjølesystemet dimensjonert for å oppnå en effektfaktor på 0,8 med en temperatur på 20°C for inntaksvannet til kjøleren. Det er for øvrig en kjølevannstemperatur i dag på ca 26°C i normal drift. I figur 28 vises generatoreffekt som funksjon av kjølevannstemperatur ved ulike effektfaktorer for den modifiserte generatoren. Det er ikke store variasjoner som skal til i kjølevannstemperaturen før ytelsen for generatoren avtar. Dersom det ved en kjølevannstemperatur på 26°C skal kunne tas ut 30 MW, må effektfaktoren settes til ca 0,89. Det kan dermed bli mangel på reaktiv effekt. De manglende MVAR kan produseres ved å installere ekstra reaktiv effektstøtte. Dette for å kunne drifte generatoren med en høyere aktiv ytelse, også om kjølevannstemperaturen skulle øke.



figur 28: Generatorytelse som funksjon av kjølevannstemperatur [22]

Norne FPSO er ombygd fra en vanlig båt til et flytende produksjons- og lagerskip, omtalt som FPSO (Floating Production, Storage and Offloading vessel). Den originale generatorinstallasjonen består av de to dieselgeneratorene samt et nødaggregat. For å drifte skipet som et produksjonsfartøy ble det installert to gassturbiner. I produksjonsmodus er det derfor hovedsakelig gassturbiner i drift og med færrest mulig andre innkoblede generatorer.

PMS (Power Management System) sørger for at anlegget ikke overlastes og tillater ikke at det idriftsettes nytt utstyr hvis innkoblet produksjonskapasitet blir for liten. PMS ligger i UAS (Unified Automation System). Det planlegges nå en større ombygging av styringssystemet for aktiv og reaktiv effekt om bord. Dette gjelder for alle fire generatorene samt driverne. Ved denne ombyggingen vil algoritmen for styringen bli lagt i noder som går inn under SMS (Switchboard Management System) Det finnes i tillegg et lastavkastningssystem. Dette systemet ligger som en del av SMS. SMS styrer blant annet lastavkastning hvis forbruket skulle overgå innkoblet produksjon. I enkelte tilfeller vil det være aktuelt å koble inn en ekstra generatorenhet ved innkobling av en stor forbruker, eksempelvis en motor for å opprettholde en viss effektreserve under innkoblingen. Deretter kobles den ekstra generatoren ut for å drifte anlegget mest økonomisk. Det vil si høyest mulig last på gassturbinene. Det vil være en stor fordel om installasjonen kan utnyttes slik at det ikke trengs en støtteenhet ved start av store laster. Når det gjelder gassturbinene er det økonomisk ugunstig å drifte de ved lave laster. Best virkningsgrad oppnås ved høy last, nær 100 % av turbinytelse. I tillegg øker vedlikeholdskostnadene vesentlig om to maskiner må driftes istedenfor en. Derfor er det svært ønskelig å kjøre anlegget nær produksjonsgrensen med færrest mulig enheter i drift.

Det foregår kontinuerlig forbedringer av gassturbinene. Ytelsen på gassturbinene økes. Dette oppnås blant annet ved at ny materialteknologi benyttes. Den nye teknologien tillater at temperaturen i brennkammer og kraftturbinen kan økes. Det gir økt effektutbytte på akslingen. Dette kan medføre at om noen år så er turbinytelsen for *GELM2500+* på størrelse med generatorytelsen. Dermed kan det bli aktuelt å drifte generatoren med en effektfaktor nærmere 1.

Gassturbinen sin overbelastningsevne er bestemt av temperaturen i brennkammeret. Ved for høy temperatur kuttes drivstofftilførselen for å begrense temperaturen. Grensen hvor dette inntreffer er 22 MW for dagens installasjon. Før denne grensen nås trer PMS sin lastavkastning i kraft ved 21,5 MW og kobler ut uprioriterte laster. Den aktive ytelsen for generatoren er derfor 0,5 MW under merkeytelsen.

I lastmodellen for Norne FPSO er effektforbruket i de to driftsmodusene å finne i tabell 2. I samme tabell finnes forbruket som var ombord på formiddagen 4. mai 2007 [23]. Det er forholdsvis stor forskjell i forbruket fra den teoretiske i *production and offloading* i forhold til forbruket under produksjon 4. mai. Det er oppgitt at 4 vanninjeksjonspumper er i drift og at det er avsatt en effektreserve på 8 til 10 MW for thrusterne i PMS i den siste modusen. Det er for øvrig opplyst at den effektfaktoren som er i siste tilfelle er en pekepinn på effektforbruket ved videre utvidelse av anlegget.

tabell 2: Effektforbruk ved ulike produksjonsmodus

Produksjons modus	Aktiv effekt [MW]	Reaktiv effekt [MVar]	Kommentar
Production and Offloading*	37,67	18,58	3 Vanninjeksjonspumper i drift.
Production and Offloading*	43,06	21,04	4 Vanninjeksjonspumper i drift. Effektfaktor $\approx 0,90$
Essential*	9,73	5,24	Ingen vanninjeksjonspumper i drift. Effektfaktor $\approx 0,88$
Produksjon 04.05.07 [23] <sup>+</sup> 2 hovedgeneratorer	27,40	17,80	4 Vanninjeksjonspumper i drift. Effektfaktor $\approx 0,84$

\* = verdier basert på lastliste og Unitech rapport, <sup>+</sup> = avsatt en effektreserve i anlegget på 8-10 MW

I tabell 3 er reaktivt og aktivt produksjonen ved ulike effektfaktorer for diesel- og gassgenerator presentert. Ved å sammenligne produksjonen i tabell 3 med forbruket i tabell 2 kan mulige produksjonsenheter settes sammen for å dekke opp for forbruket i driftssituasjonene.

tabell 3: Reaktiv produksjon ved forskjellig effektfaktor

Effektfaktor	Modifisert hovedgenerator		Original hovedgenerator		Dieselgenerator	
	Produksjon [MVar]	Teoretisk* produksjon [MW]	Produksjon [MVar]	Teoretisk* produksjon [MW]	Produksjon [MVar]	Teoretisk* produksjon [MW]
0,8	20,625	27,500	16,500	22,00	3,000	4,000
0,85	18,108	29,218	14,486	23,375	2,633	4,250
0,9	14,983	30,938	11,987	24,750	2,179	4,500
0,95	10,733	32,656	8,586	26,125	1,561	4,750
0,98	6,840	33,687	5,472	26,950	0,995	4,900

(\* = begrenset av turbinytelse)

Ut fra produksjonssammensetningen er det mulig å drifte produksjonen i modusen *production and offloading* med den nye gasturbinen og to dieselgeneratorer. Dette er ikke en ønsket produksjonssammensetning da en heller vil kjøre en ekstra gassgenerator fremfor to dieselgeneratorer. Reaktiv effektstøtte vil ikke være nødvendig da generatorene kan produsere den reaktive effekten som trengs. Det dimensjonerende tilfellet vil da bli hvor mye aktiv effekt en kan produsere med bare den modifiserte gassgeneratoren innkoblet.

Det ble valgt å undersøke kompenseringsbehovet i to tilfeller. Ett med ytelsen ved installasjonstidspunkt for den modifiserte generatoren på 29,5 MW og ett som er ved en fremtidig ytelse på 33,5 MW. Effektfaktoren ble satt til å være 0,84 [23] og aktiv effekt som generatoren kan produsere er grensen for forbruk. Se vedlegg E for beregninger, oppsummering i tabell 4.



tabell 4: Beregnede verdier for scenario 1 og 2

	Scenario 1	Scenario 2
Aktiv effektproduksjon og forbruk [MW]	29,5000	33,5000
Generator reaktiv produksjon [MVar]	17,6400 (16,6400*)	7,7000
Generator effektfaktor	0,8581 (0,8750*)	0,9745
Reaktivt forbruk [MVar]	19,0500	21,6000
Reaktiv effektstøtte [MVar]	1,4000 (2,4000*)	13,9000

(\*= ytelse ved forventet kjølevannstemperatur på 26°C)

Effektfaktorkravet til generatoren i scenario 1 klarer ikke generatoren å opprettholde med en kjølevannstemperatur på 26 °C. Fra figur 28 avleses en effektfaktor på ca 0,875 ved 26 °C og 29,5 MW, dette medfører at den reaktive effektstøtten ikke er tilstrekkelig. Verdien i parentes ble derfor benyttet som dimensjonerende størrelse for det reaktive forbruket.

Belastningstilfellene som er beregnet i tabell 4 er ikke reelle tilfeller da det må avholdes 8-10 MW for thrusterne i PMS. Det er knyttet usikkerhet til det reaktive forbruket fra frekvensomformerne til thrusterne. Det ble satt en effektfaktor på 0,8 for frekvensomformerene i simuleringene, dette er sannsynligvis en for lav effektfaktor. Det er derfor ikke sikkert at det reaktive forbruket i tabell 4 er realistisk. De videre analysene tar ikke hensyn til denne usikkerheten og bruker verdiene i tabell 4.

### 3.2.4.2 Valg av kompensering

Det reaktive forbruket som generatoren ikke kan produsere må andre komponenter håndtere. Det er ønskelig å installere kompenseringsutrustningen på 11 kV nivå, på den ledige avgangen på samleskinne 80EH0001B, se *enlinjeskjema.tif* i det elektroniske vedlegget. Det er hovedsakelig tre komponenter som kan tenkes brukt:

- Shuntkondensator
- SVS
- STATCOM

Shuntkondensator er det enkleste og billigste alternativet. Det er to muligheter for innkobling, tyristor og bryter. Det er opplyst fra Statoil at det ikke er ønskelig å bruke brytere for innkobling av kondensatorer på grunn av koblingstransienter. Tyristorstyring vil da bli den valgte koblingstransienten for kondensatorinstallasjonen.

Et SVS bestående av TCR, TSC og filter er et alternativ. Dette er en dyrere løsning enn en shuntkondensator. Fordelen er de dynamiske egenskapene til et SVS. Et slik system kan blant annet [24]:

- Redusere flicker
- Begrense overspenninger
- Bedre spenningsstabilitets grenser
- Forbedre transient stabilitet

I forhold til oppgaven til kompenseringinstallasjonen antas STATCOM å bli en dyrere løsning enn SVS. Det er ønskelig med dynamiske egenskaper, men det antas at et SVS ved simuleringer kan vise hvilke fordeler som oppnås. Disse fordelene kan også relateres til et STATCOM anlegg.

Valget for kompenseringsmodeller blir da et SVS og shuntkondensatorer. Det som kan forsvare kostnaden som et SVS / STATCOM medfører, er deres egenskaper ved transiente forhold. Hvis det kan være med å redusere spenningstoppen og forbedre spenningskvaliteten på Norne FPSO kan det forsvare investeringskostnaden. For å kartlegge begge metodene blir det foretatt simuleringer med tyristorkoblet shuntkondensator og med SVS.

### 3.2.4.3 Kompenseringsytelse

For å bestemme ytelsen til totalt reaktiv produksjon er det to kriterier som stilles. Den ene er stasjonær ytelse som tilsvarer størrelsene fra tabell 4. Den andre er transient ytelse. Denne må sees i sammenheng med hva generatoren maksimalt kan levere av reaktiv effekt. Generatorytelsen begrenses av de termiske grensene til maskinen, her må vern i spenningsregulatoren tre i kraft for å hindre overbelastning. I figur 33 er det vist den tillatte spenningen i p.u som generatorfeltviklingen tåler. Det antas at feltviklingsresistansen er på 1 p.u noe som gir et likt forhold mellom feltstrøm og spenning. En grense som benyttes i offshore-sammenheng er at magnetiseringsmaskinen skal kunne levere en feltstrøm på 200 % i ca 10 sekunder. Fra kurven vist i figur 33 i kapittel 4.2 tåler generatoren en spenning på 200 % i 11,5 sekund. Generatoren tåler derved dette kravet.

Direktetestart av vanninjeksjonspumpene regnes som den tøffeste belastningen på systemet og vil derfor bli dimensjonerende for anlegget. Under starten trekker vanninjeksjonsmotoren ca 30 MVar og ca 10 MW fra nettet. Gassturbinen må kunne levere den aktive effekten. Det er en absolutt grense ved 30 MW for gassturbinen. Lastavkastingssystemet i PMS trer i kraft ved en belastning på ca 29,5 MW. Det ble derfor valgt å bruke 19 MW som høyeste aktive effektbelastning på generatoren før start av en vanninjeksjonspumpe. Belastningen under start blir ca 29 MW på turbinen. Reaktiv belastning på generatoren er før start ca 12,3 MVar, under start vil den totalt komme på ca 42 MVar. Det er uklart hva generatoren kortvarig kan levere av reaktiv effekt uten å bli overlastet. Simuleringer ble gjort for å kartlegge om generatoren kunne levere den reaktive effekten som trengs under start. Simuleringene er beskrevet i kapittel 4.

## 4 Forberedende simuleringer

Før analyse av motorstartene på modellen kan utføres må noen simuleringer som må gjøres. Verifisering av SIMPOW-modellen og kartlegging av kompenseringsytelsen. Det må undersøkes om generatorfeltviklingen er innenfor akseptable driftsgrenser under start av vanninjeksjonsmotorene. Forsøket med å innføre et signal i spenningsregulatoren ble gjort for å undersøke om det er en gjennomførbar metode for å bedre spenningsforholdene.

### 4.1 Verifisering av modell

Arbeidet med å verifisere modellen i høstprosjektet ble ikke avsluttet. Det var på daværende tidspunkt ikke tilgjengelig materiale for å kunne verifisere SIMPOW-modellen mot målinger fra driftsituasjoner. Det er nå anskaffet følgende dokumenter til verifiseringsarbeidet av SIMPOW-modellen:

- Idriftsettelse av gassgeneratorer, testprosedyre
- Målinger av spenning, strøm og frekvens under en motorstart

#### 4.1.1 Idriftsettelse av gassgeneratorer, testprosedyre

Når gassgeneratorene ble installert ble det gjort idriftsettelsestester for å verifisere at funksjonaliteten til anlegget ble tilfredstilt. En del av testen var responsen til spenning, produsert aktiv effekt og frekvens for generatoren ved sprangendring av tilkoblet last. Testen ble utført ved å kjøre generatoren direkte tilkoblet lasten. For å sammenligne testene som er gjort ved idriftsettelsen av anlegget mot SIMPOW-modellen, må det gjøres simuleringer i SIMPOW som tilsvarer testene under idriftsettelsen. Det er derfor etablert en egen modell av gassturbin og generator tilkoblet varierende laster. SIMPOW-modellene som er laget finnes i det elektroniske vedlegget i mappen *gassgenerator verifikasjon*. Følgende antagelser er gjort ved etablering og valg av innstillinger for modellen:

- Lite avvik i frekvensen etter lastendring i testprosedyren tilsier at turbinregulatoren er av PI type, *isochronous* reguleringsmodus. Derfor er simuleringene gjort både med *droop* og *isochronous* innstilling for turbinregulatoren. (Statikk (*droop*) er den reguleringsmodus som benyttes der generatorer kjøres i parallell drift.)
- Det er ingen informasjon om den reaktive effekten til lastene. I simuleringene er det tilkoblet en fast reaktiv belastning på 0,1 MVar.
- Fra testprosedyren er kurvene der gassturbinene benytter flytende drivstoff (liquid fuel) brukt.
- I testprosedyren er det angitt at maksimal belastning er 18 MW. Det er derfor benyttet 18 MW som 100 % belastning i analysene.

Kurvene fra simuleringene og testprosedyren finnes i det elektroniske vedlegget. Kurvene fra testprosedyren må leses fra høyre mot venstre. I samme vedlegg er det tabeller som oppsummerer maksimal og minimalverdiene fra de ulike kurvene i simuleringene. I Tabell 5 er det laget en sammenligning av avvikene i frekvens og spenning fra simuleringene og testprosedyren.

**Tabell 5: Verdier fra simuleringer og testprosedyre.**

Analyse	Test av generator	SIMPOW sim.: droop	SIMPOW sim: isoch.	Test av generator	SIMPOW sim.: droop	SIMPOW sim: isoch.
Lastendring [%]	25→50	25→50	25→50	50→100	50→100	50→100
Frekvens toppverdi* [Hz]	0,2	0,01	0,02	0	-0,45	0,14
Frekvens bunnverdi* [Hz]	-1,4	-0,49	-0,63	-3,4	-1,79	-1,35
Spenning toppverdi* [V]	160	250	220	100	470	470
Spenning bunnverdi* [V]	-190	-110	-100	-500	-220	-200
Analyse	Test av generator	SIMPOW sim.: droop	SIMPOW sim: isoch.	Test av generator	SIMPOW sim: droop	SIMPOW sim: isoch.
Lastendring [%]	50→25	50→25	50→25	100→50	100→50	100→50
Frekvens toppverdi* [Hz]	0,65	0,86	0,64	2,7	1,72	1,27
Frekvens bunnverdi* [Hz]	-0,15	0	-0,14	0	0,03	-0,26
Spenning toppverdi* [V]	170	132	110	450	300	240
Spenning bunnverdi* [V]	-110	-150	-140	-120	-250	-240

(\*= i forhold til initialverdi)

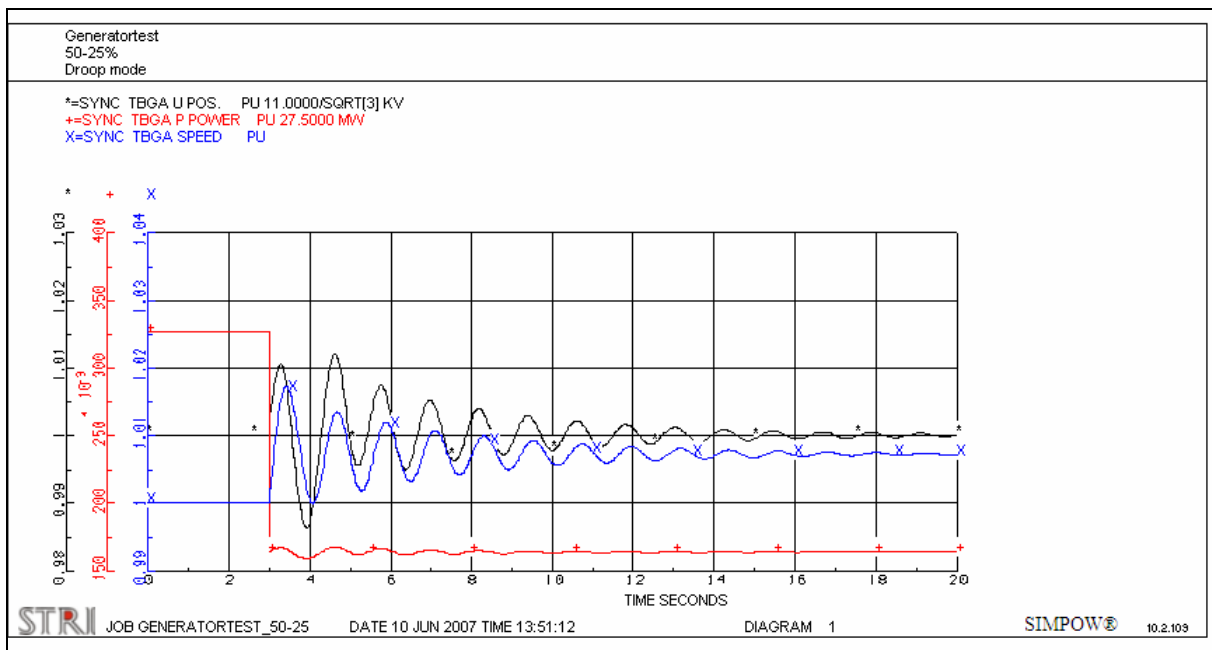
Responsen for spenning, frekvens og effekt fra kurvene i det elektroniske vedlegget ble sammenlignet. Kurven for aktiv effekt er utseendemessig forholdsvis like i alle simuleringene. Kurvene fra testprosedyren er grovere skalert og tallverdiene er avlest med linjal, noe som går utover nøyaktigheten. Kurvene for spenning og frekvens har derimot større ulikheter. Generelt gav SIMPOW simuleringene for spenning og frekvens mer oscillatorisk respons. Ved lastøkning var frekvensvariasjonene mindre i simuleringene enn i testprosedyren. Det registreres at ved lastøkning så har spenningen i simuleringene i alle tilfellene en høyere toppverdi og høyere bunnverdi enn det som er målt i testprosedyren. Ved lastreduksjon fra 50-25 % var frekvensoversvinget større ved *droop* innstilling på regulatoren enn i testprosedyren. Spenningsdippen ble større og spenningstoppen lavere i simuleringene med lastreduksjon i forhold til testprosedyren. Dette gjaldt for begge regulatorinnstillingene i SIMPOW-modellen. Ved lastreduksjon fra 100-50 % gav *isochronous* innstilling på regulatoren en lavere frekvensdipp enn for testprosedyren. Spenningen har i likhet med lastreduksjon fra 50-25 % lavere topp og bunnverdi.

I alle tilfeller, utenom lastreduksjon fra 50-25 % ved *droop* innstilling på regulatoren, var frekvenspendlingene innefor et smalere bånd i simuleringene enn i målingene fra testprosedyren. Ved lastreduksjon fra 50-25 % ved *droop* innstilling på regulatoren skilte det bare 0,06 Hz før frekvensen er innenfor samme grense. Dette tilsier at SIMPOW-modellen

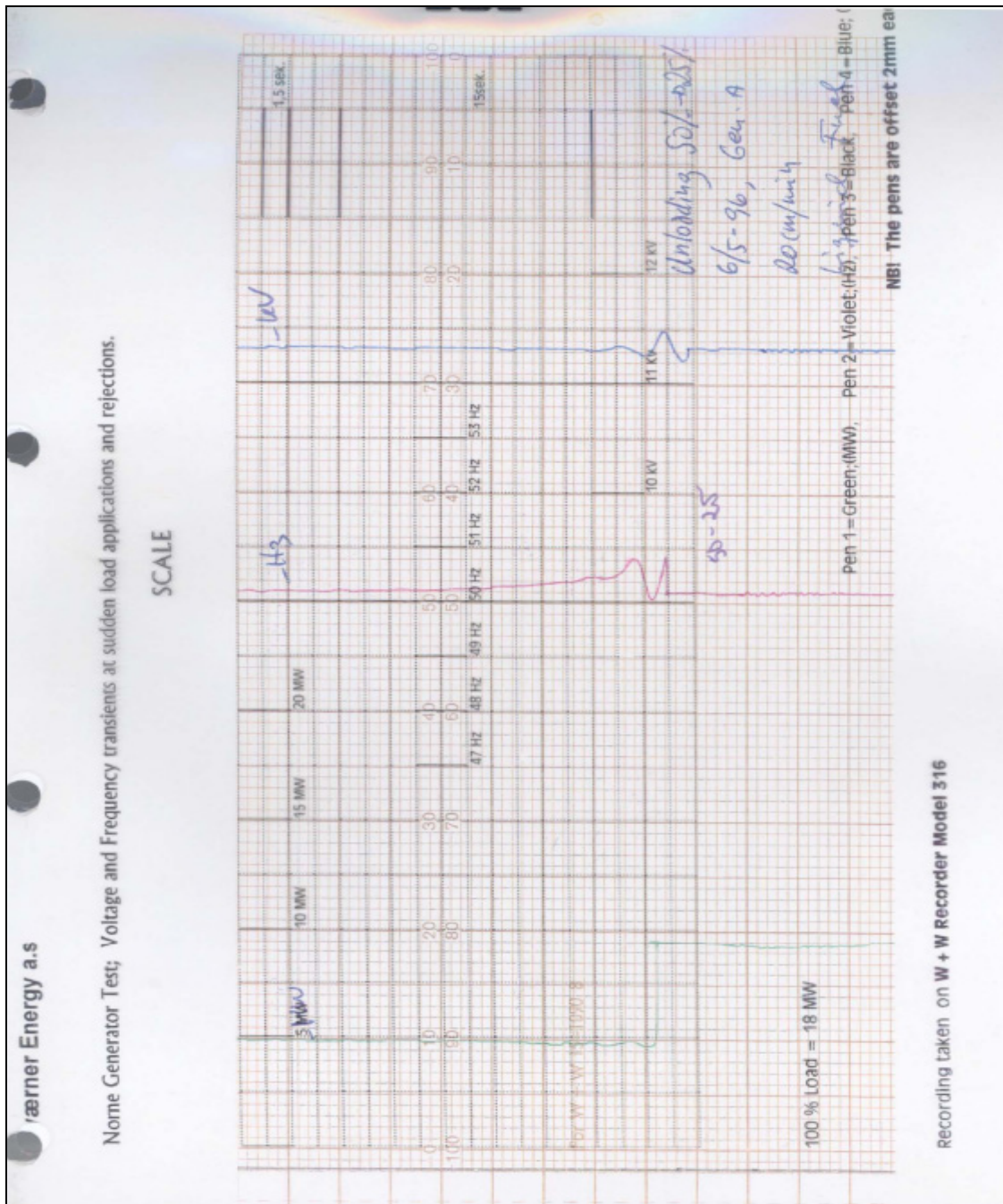
gav en mindre variasjon i frekvensen enn i målingene fra testprosedyren. SIMPOW-modellen gav en mer oscillatoriske respons i frekvensen enn i målingene fra testprosedyren. Fra kurvene i det elektroniske vedlegget ble det observert at tiden som frekvensen bruker på å stabilisere seg er forholdsvis lik i alle tilfeller i simuleringene og i testprosedyren.

Det er ingen opplysninger om den reaktive belastning på anlegget i testprosedyren og det vil virke inn på resultatene om det er en stor reaktiv last i belastningen som kobles inn. SIMPOW simuleringene gav i likhet med frekvensen en mer oscillatorisk respons på spenningskurvene. Båndet som spenningen ligger innenfor var forholdsvis lik for SIMPOW simuleringene og for målingene i testprosedyren. De forandringer med hensyn på spenningsregulatoren som ble gjort i 4.2 er ikke inkludert i modellen. Da det hovedsakelig er aktiv strøm som trekkes i simuleringene, antas det at forandringen gjort med regulatoren ikke har nevneverdig innvirkning [25].

I figur 29 vises responsen for spenning, frekvens og effekt ved lastreduksjon fra 50 % til 25 % fra SIMPOW simuleringene. Samme kurver fra testprosedyren vises i figur 30. Tidspunktet for responsen for effekt, frekvens og spenning vist i figur 30 samsvarer ikke helt. I kurvene skjer det først en respons i spenningen, deretter i frekvensen før effekten reduseres til slutt. Responsen burde kommet først i effekten. Dette var ikke kommentert i testprosedyren, årsaken til forskyvningene er derfor ikke kjent.



figur 29: Kurver for spenning, frekvens og effekt ved lastreduksjon 50-25 % fra SIMPOW simuleringer



figur 30: Kurver for spenning, frekvens og effekt ved lastreduksjon 50-25 % fra testprosedyren

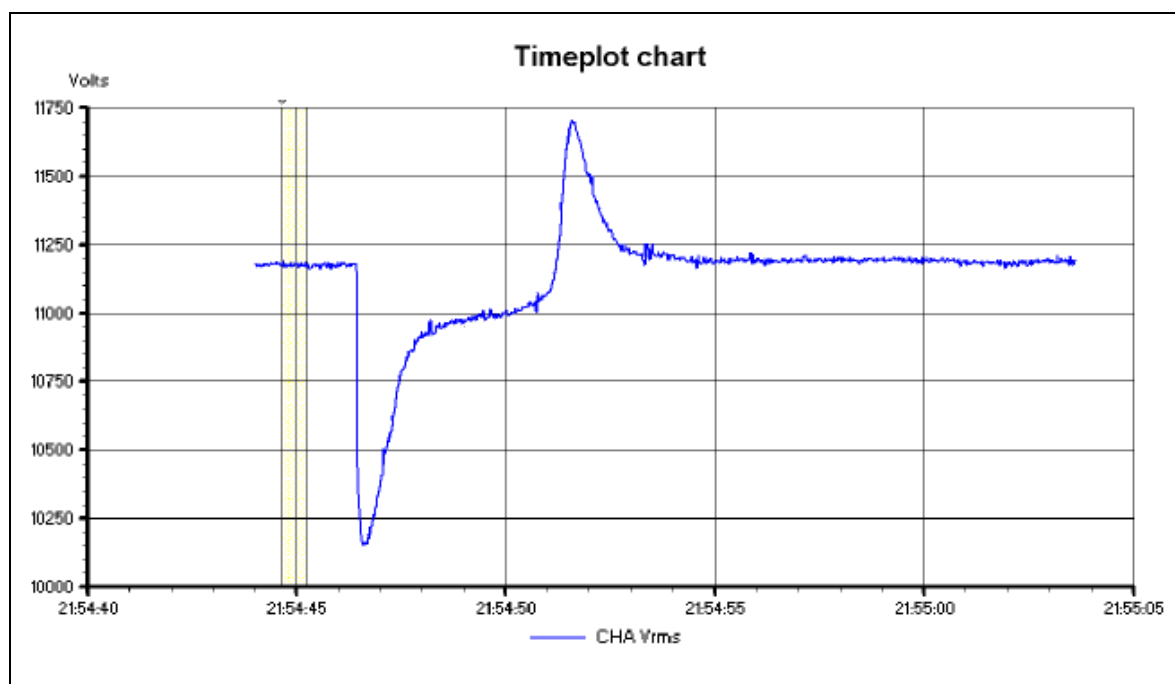
#### 4.1.1.1 Oppsummering testprosedyre

Kurvene fra SIMPOW-modellen fikk en mer oscillatorisk respons enn kurvene fra testprosedyrene. Båndet for pendlingene i frekvens og spenning i SIMPOW simuleringene er i de fleste tilfellene mindre enn fra testprosedyren. Ved lastøkning gav SIMPOW-modellen en høyere spenningstopp enn i testprosedyren. Dette var og tilfelle i motorstartsimuleringene i kapittel 4.1.2. Det antas derfor at SIMPOW-modellen gir spenningstopper som er noe større enn det som kan forventes fra målinger foretatt på anlegget.

### 4.1.2 Sammenligning med målinger fra motorstart

Det ble gjort målinger av spenningskurven på 11 kV nivå på Norne FPSO når en vanninjeksjonsmotor startet. Spenningskurven vises i figur 31. Det ble opplyst at to hovedgeneratore er innkoblet og grunnlasten er på 22 MW. Det var ingen informasjon om det reaktive effektforbruket eller hvor mange vanninjeksjonspumper som var innkoblet før starten. Fra figur 31 avleses følgende verdier:

- Starttid ca 5,25 sekunder. Det ble antatt full hastighet på motoren når spenningen krysset 11,25 kV linjen
- Stasjonær spenning på ca 11,175 kV
- Laveste spenning ca 10,150 kV, gav spenningsdipp på ca 9,17 %
- Høyeste spenning ca 11,700 kV, gav spenningstopp på ca 4,7 %



figur 31: Kurve for spenning under start av vanninjeksjonspumpe

For å få en riktigere beskrivelse av simulert spenningsforløp under motorstart, ble kurven fra figur 31 benyttet som mal. Da det ikke er noen detaljert beskrivelse av innkoblet last når kurven vist i figur 31 ble registrert. Ble driftsmodusen fullproduksjon for eksisterende anlegg som er beskrevet i kapittel 5 tilpasset oppgitt belastning. Ved å ta ut en vanninjeksjonspumpe, en *cargo ballast* pumpe og en sjøvannsløftepumpe fra modellen ble det oppnådd en belastning på ca 22,5 MW og 11 MVar. Denne lastmodellen ble benyttet videre i arbeidet med tilpasningen av kurven. Modellen finnes i det elektroniske vedlegget, i mappen *SIMPOW filer\kurveverifikasjon*.

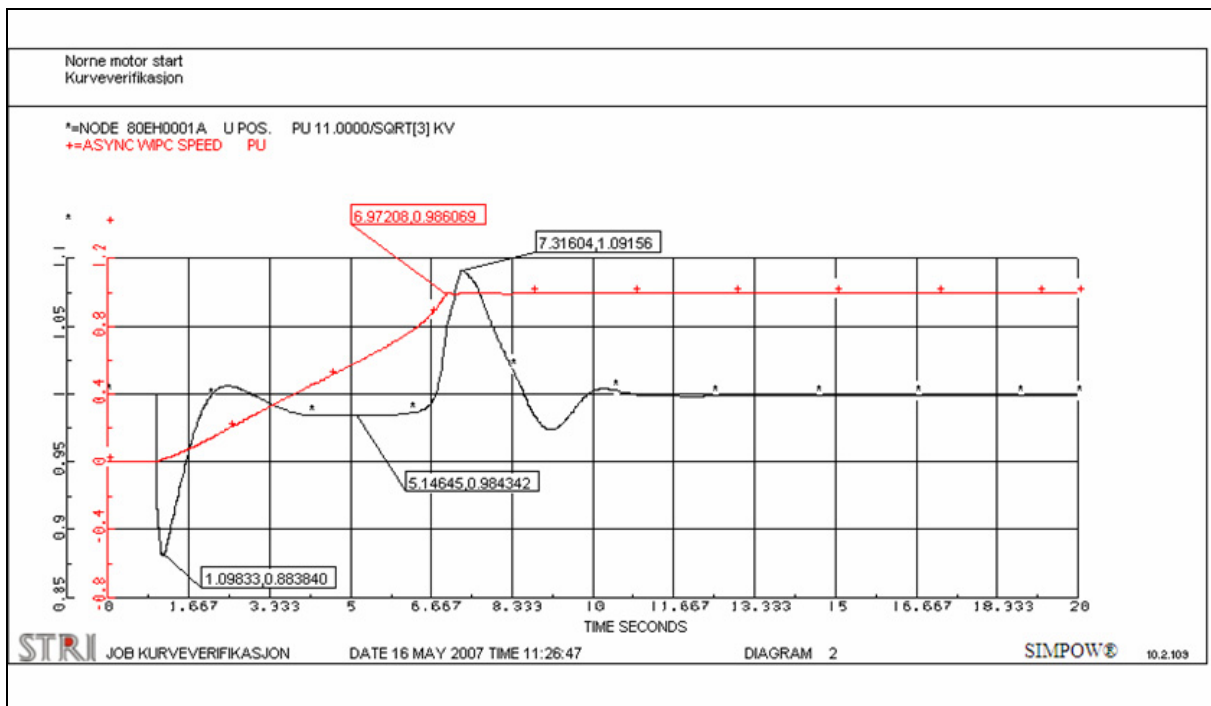
SIMPOW simuleringene ble gjort ved å starte vanninjeksjonspumpe *5IDE0001C*. Først ble grensen til regulatoren, *VRMAX*, nedjustert (Se figur 27 for modell av magnetiseringssystemet). Dette ga ingen resultater før den ble lavere enn det feltspenningen var under start. Dette gav ikke ønsket resultat da spenningen sank til en mye lavere verdi enn den vist i figur 31 samtidig som spenningskurven var relativt oscillerende og det tok lang tid før spenningen ble stabil. Neste forsøk var å nedjustere forsterkningen til regulatoren, *KA*.



Dette gav heller ikke ønsket resultat. Systemet ble mer oscillerende og spenningsstoppen økte når forsterkningen ble nedjustert.

For å redusere spenningen i simuleringene under starten kan kompenseringblokken som inneholder impedansen  $RC$  og  $XC$  benyttes. Uten å bruke kompenseringblokken styrer spenningsregulatoren spenningen på generatorklemlene. Ved å justere på  $RC$  og  $XC$ , kan spenningen i et punkt på inn eller utsiden av generatoren reguleres. Hvis  $RC$  og  $XC$  får negativ verdi, gir blokken et negativt bidrag og spenningen synker under simuleringen. I figur 31 er spenningen lavere enn stasjonær verdi under starten. Spenningen har en midlere verdi på ca 11 kV, noe som tilsvarer 1,57 % lavere spenning under starten.  $RC$  og  $XC$  justeres til en verdi som gav denne spennings under starten, se figur 32. Det som skilte den simulerte spenningskurven fra målingene var:

- Starttiden for vanninjeksjonsmotoren var ca 0,75 sekunder lengre i simuleringene
- Spenningsdippen var ca 2,45 % lavere i simuleringene
- Spenningsstoppen var ca 4,45 % høyere i simuleringene
- Spenningskurven fikk et annerledes innsvingningsforløp i simuleringene. Spenningen nådde raskere stasjonær verdi under start og brukte lengre tid på å stabilisere seg etter motoren hadde kommet opp i stasjonær hastighet



figur 32: Simulert spenning og motorhastighet under startforløp

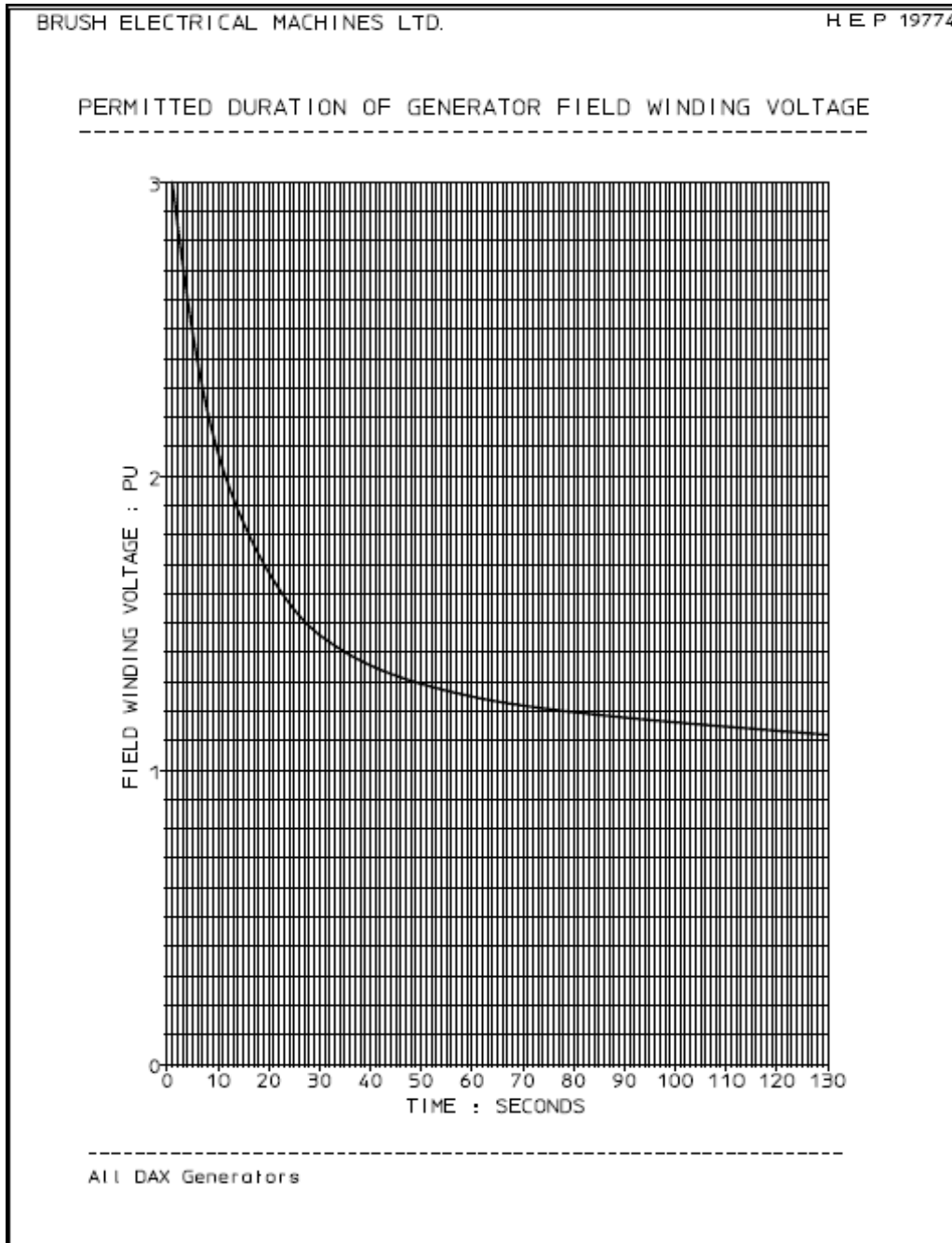
#### 4.1.2.1 Oppsummering målinger fra motorstart

Det viste seg vanskelig å gjenskape spenningskurven i figur 31 i SIMPOW simuleringene. Motoren brukte kortere tid på å starte i målingene. Lasten på akslingen virker inn på starttiden. Den mekaniske lasten på motoren i målingene kan være mindre. Spenningen var 11,175 kV i målingene, dette kan virke inn på starttiden. Tilpasningen som ble gjort i simuleringmodellen antas å gi kurveforløp som er noe nærmere målingene og ble derfor benyttet videre i prosjektet.



## 4.2 Grense for generatorfeltvikling

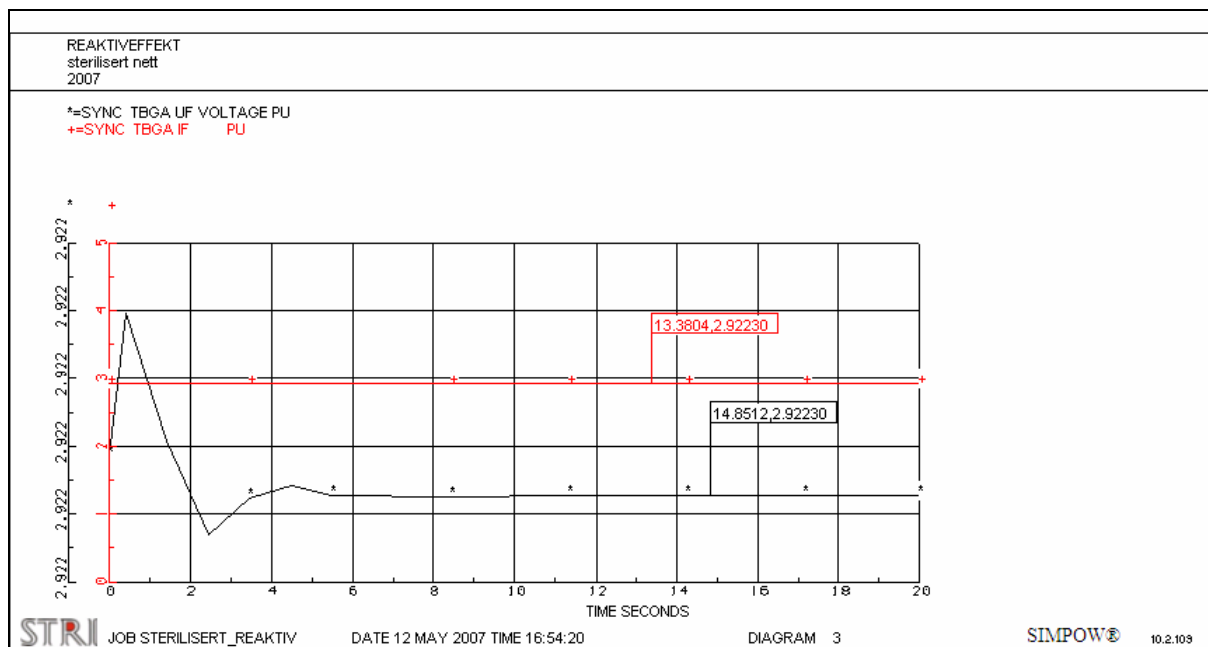
Det må kontrolleres om feltviklingen til hovedgeneratoren tåler belastningen som den utsettes for under starten av en vanninjeksjonspumpe. I figur 33 vises tillatt spenning for generatorfeltviklingen som funksjon av tid. En grense som opereres med i offshoresammenheng er en overbelastning av feltviklingen på 200 % i ca 10 sekunder. Ved avlesning fra figur 33, kan feltviklingen tåle denne påkjenningen i ca 11,5 sekunder, generatoren tåler derved kravet. Det er ikke inkludert modeller for hurtig-feltstrømsbegrenser i SIMPOW-modellen, derfor må det kontrolleres at generatoren er innenfor driftsgrensene.



figur 33: Tillat feltspenning for hovedgenerator [26]

Det ble gjort lastflyanalyse hvor hovedgeneratoren var merkebelastet, en for eksisterende hovedgenerator og en for den modifiserte hovedgeneratoren. Deretter ble det gjort en

dynamisk simulering der ingen ny belastning ble tilkoblet. Filene fra simuleringene finnes i det elektroniske vedlegget, i mappen *SIMPOW filer\test\_generatorgrenser*. Det antas at feltspenningen påtrykket ved merkedrift tilsvarer 1 p.u. Fra figur 34 avleses den påtrykte spenningen og strømmen fra magnetiseringsmaskinen til 2.9223 p.u Dette tilsvarer 1 p.u strøm og spenning på generatorfeltviklingen. Generatorfeltviklingen skal dermed tåle en strøm og spenning fra magnetiseringsmaskinen på 5.8446 i 11,5 sekunder.



figur 34: Spenning og strøm fra magnetiseringsmaskin til hovedgenerator

### 4.3 Dimensjonering av kompenseringensanlegg

Beregningene som ble gjort i kapittel 3 for ytelsen til kompenseringensanlegget kom frem til en stasjonær ytelse på 2,4 MVar for anlegget. Det er knyttet usikkerhet til hvor mye generatoren kan levere av reaktiv effekt før begrensere og vern virker inn. Det ble bare tatt hensyn til feltstrømsbegrensning og spenningen på feltviklingen.

Det ble etablert en egen lastmodell for belastningstilfellet i kapittel 3.2.4.3, som var på ca 19 MW og 12,3 MVar. SIMPOW-filene finnes i det elektroniske vedlegget i mappen *SIMPOW filer\kompensering*. Modellen for regulatoren som ble benyttet til SVS og SVC anlegget i simuleringene finnes i vedlegg C. I OPTPOW modellen produserte kompenseringensanlegget ingen reaktiv effekt. Generatoren dekket det reaktive effektbehovet.

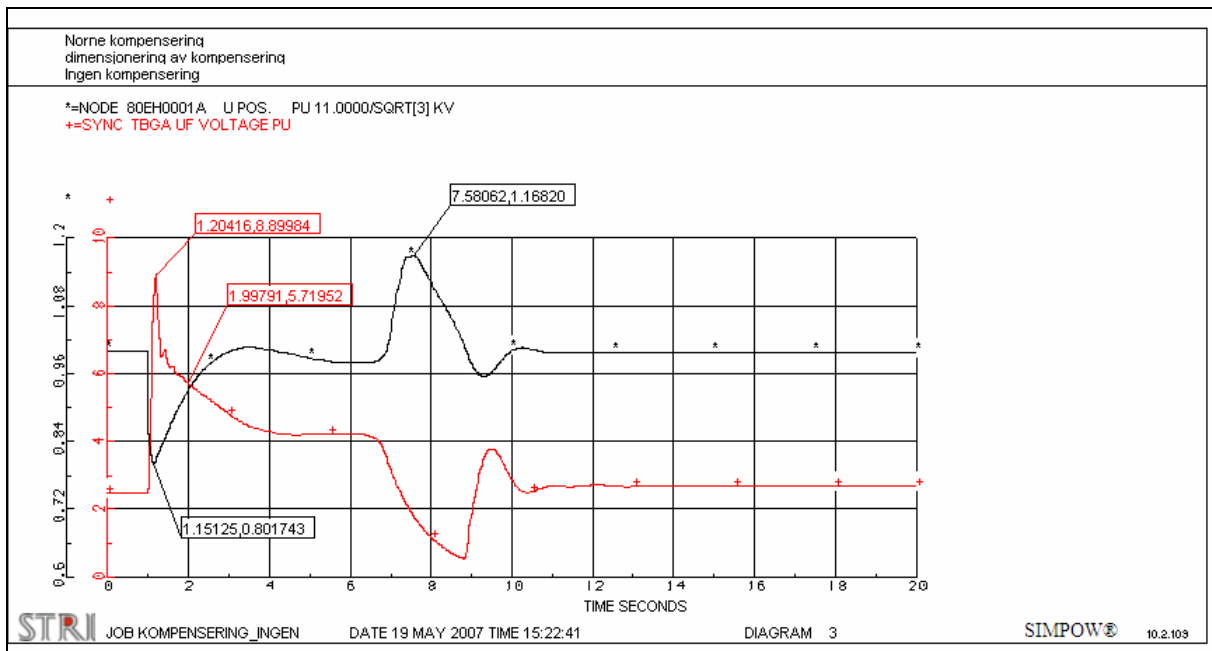
Det var tre tilfeller som var interessante å undersøke. Et hvor bare generatoren var innkoblet uten kompensering, dette for å se om starten var mulig uten reaktiv effektstøtte. Et der kompenseringen var en tyristorkoblet kondensator (TSC) og et med SVS bestående av en TSC og TCR. Fra simuleringene ble det samlet på følgende fire kurver:

- Diagram 1: Generator: Aktiv effekt, reaktiv effekt og hastighet
- Diagram 2: Generator: Feltspenning og feltstrøm
- Diagram 3: Samleskinnespenning, generatorfeltspenning og kompenseringensytelse
- Diagram 4: Generatorstrøm og motorhastighet

Kurvene finnes vedlagt i det elektroniske vedlegget i mappen *simuleringsresultater* som *kurver\_kompensering.doc*. Alle verdier som oppgis i teksten under kan finnes fra kurvene i denne filen. Det er viktig å bemerke fra kapittel 4.2 at 1 p.u feltspenning og feltstrøm for generatoren tilsvarer 2,92 i simuleringene.

### 4.3.1 Generator uten kompensering

En vanninjesjonspumpe ble startet direkte med bare generatoren innkoblet. I figur 35 vises spenningen på samleskinne *80EH0001A* og generatorfeltspenning under starten. Simuleringene viste at vanninjesjonsmotoren kunne startes i dette belastningstilfellet uten å ha installert noe ekstra kompensering. Generatorfeltspenningen hadde en veldig kortvarig toppspenning på ca 8,95 p.u. Spenningen sank til ca 5,7 p.u innen 1 sekund. Sammenlignes resultatene med figur 33, var generatorfeltspenningen innenfor grensen. Feltstrømmen som hadde en maksimalverdi på ca 4,6 p.u var også innenfor grensen.



figur 35: Samleskinnenspenning *80EH0001A* og generatorfeltspenning

I tabell 6 er det et sammendrag av enkelte parameterverdier fra kurvene i det elektroniske vedlegget. Turbinen overskred ikke grensen for aktiv effekt på 29,5 MW under starten. Den reaktive effektproduksjonen var på ca 40,8 MVAR og strømmen i stator var ca 1,32 p.u i omtrent 6,1 sekunder. Såfremt generatoren tåler den vedvarende strømmen i statoren kan starten gjennomføres. Spenningsdippen og spenningstoppen var forholdsvis store og det er ikke sikkert at starten kan gjennomføres med så store pendlinger i spenningen.

tabell 6: Sammendrag av verdier fra simulering bare generator

Parameter	Verdi
Starttid for motor [sek.]	6,100
Maksimal feltstrøm generator [p.u]	4,576
Maksimal feltspenning generator [p.u]	8,951
Maksimal aktiv effekt generator [p.u]	0,821
Maksimal aktiv effekt generator [MW]	28,210
Maksimal reaktiv effekt generator [p.u]	1,186
Maksimal reaktiv effekt generator [MVA <sub>r</sub> ]	40,758
Maksimal strøm generator [p.u]	1,351
Midlere statorstrøm for generator under start [p.u]	Ca 1,320
Spenningsdipp [%]	-19,850
Spenningsstopp [%]	16,820

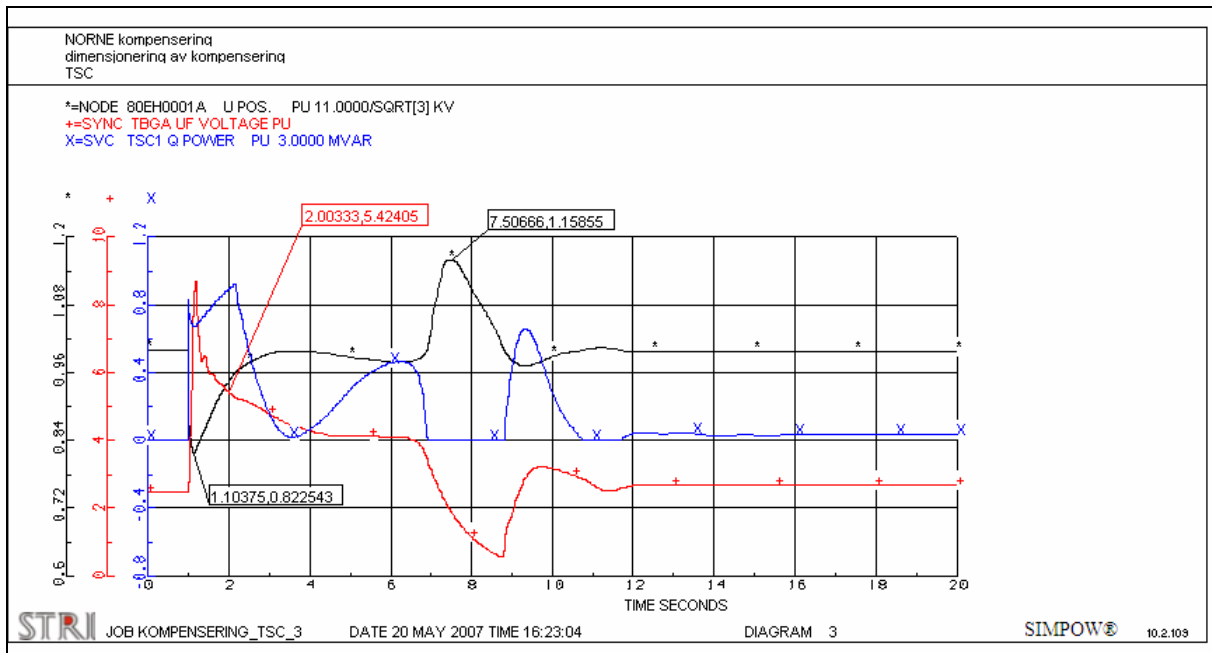
### 4.3.2 Generator med kompensering

I simuleringene i 4.3.1 klarte generatoren motorstarten uten noen ekstra reaktiv effektstøtte. Det ble imidlertid avdekket et stasjonært reaktivt effektbehov på 2,4 MVA<sub>r</sub> ved full belastning som det måtte kompenseres for. Det var derfor interessant å undersøke om en ekstra kompensering ville bedre spenningsforholdene under starten. Det ble gjort simuleringer for to systemer, bare tyristor koblet kondensator (TSC) og et SVS bestående av tyristorstyrt reaktor (TCR) og TSC. Ytelsen som ble valgt på anleggene er 3 MVA<sub>r</sub>. Denne ytelsen gjaldt ved en maksimal belastning på 29,5 MW. I kapittel 3.2.4 ble det beregnet en fremtidig ytelse for kompenseringen på ca 13,9 MVA<sub>r</sub> ved en aktiv belastning på 33,5 MW. Det var interessant å kontrollere om den ytelsen bedret spenningsforholdene vesentlig mer enn den foregående ytelsen. Derfor ble det gjort simuleringer med tre forskjellige ytelser på anlegget i følgende scenarier.

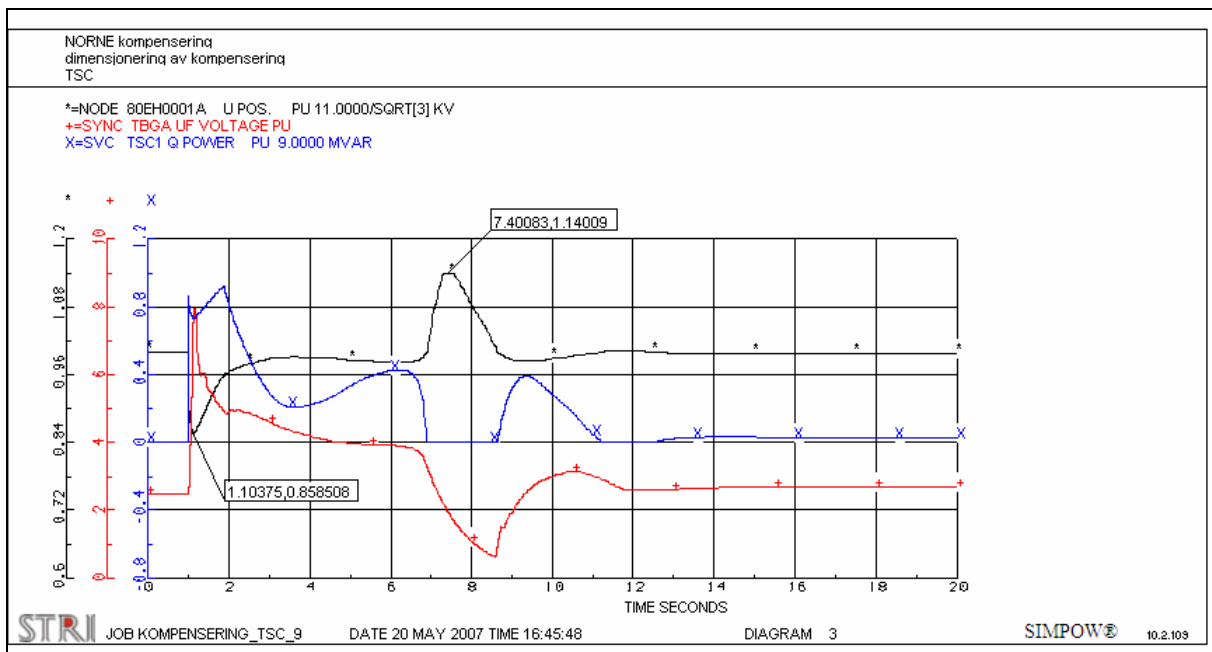
- Scenario 1: TSC 3 MVA<sub>r</sub>, SVS ±3 MVA<sub>r</sub>
- Scenario 2: TSC 9 MVA<sub>r</sub>, SVS ±9 MVA<sub>r</sub>
- Scenario 3: TSC 15 MVA<sub>r</sub>, SVS ±15 MVA<sub>r</sub>

#### 4.3.2.1 Generator og TSC

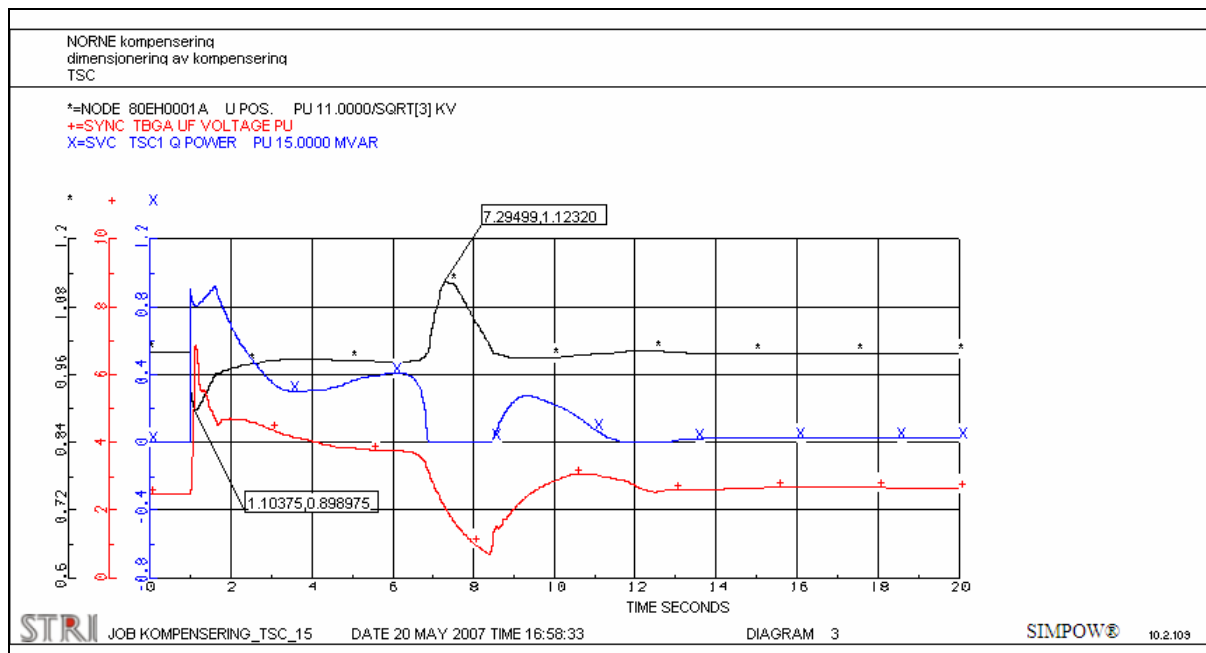
En vanninjeksjonspumpe ble startet på samme modell som ble benyttet for generator uten kompensering, men nå med en TSC enhet i tillegg. Det ble gjort simuleringer med tre forskjellige ytelser på kondensatoren som skissert i scenarioene i kapittel 4.3.2. I figur 36, figur 37 og figur 38 vises spenningen på samleskinne *80EH0001A*, generatorfeltspenning og produksjonen fra TSC under motorstarten for de tre scenarioene. I tabell 7 vises et sammendrag av enkelte parameterverdier fra simuleringene. Resultatene fra analysen med bare generatoren er tatt med for sammenligning av verdiene. Resterende kurver fra simuleringene finnes i det elektroniske vedlegget.



figur 36: Samleskinnespenning 80EH0001A, generatorfeltspenning og TSC produksjon, ytelse 3 MVar



figur 37: Samleskinnespenning 80EH0001A, generatorfeltspenning og TSC produksjon, ytelse 9 MVar



figur 38: Samleskinnespenning 80EH001A, generatorfeltspenning og TSC produksjon, ytelse 15 MVar

tabell 7: Sammendrag av verdier fra simulering generator med TSC

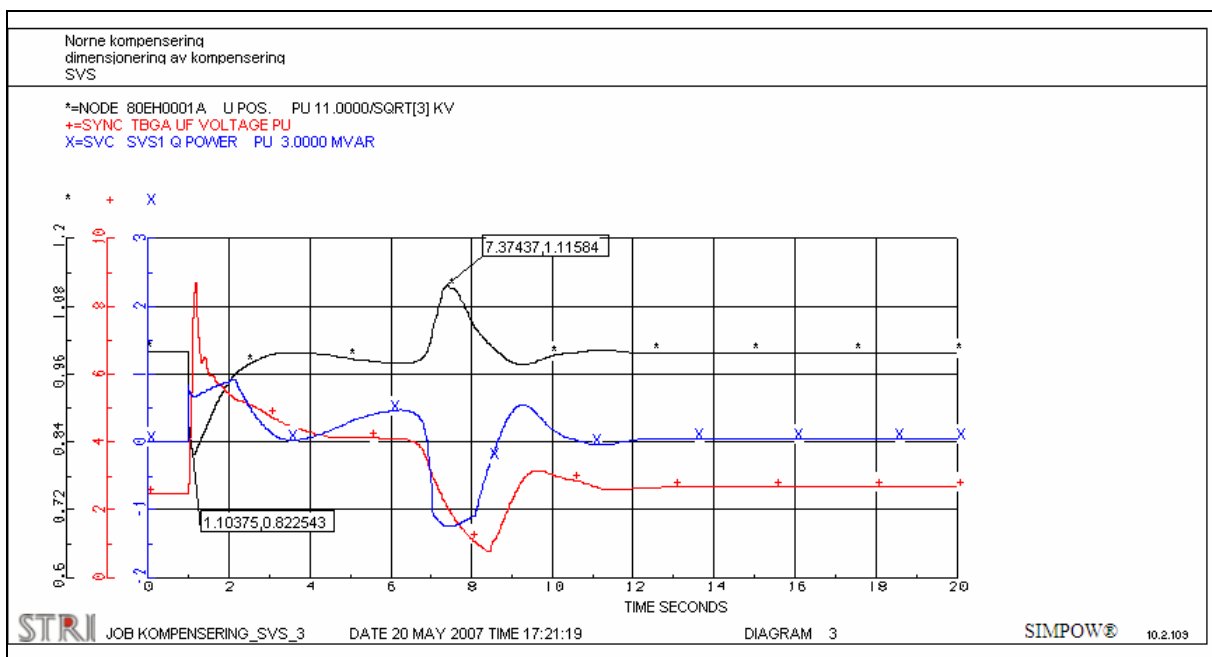
Parameter	Bare generator	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Starttid for motor [sek.]	6,100	6,100	6,050	6,000
Maksimal feltstrøm generator [p.u]	4,576	4,520	4,357	4,155
Maksimal feltspenning generator [p.u]	8,951	8,695	7,969	6,868
Maksimal aktiv effekt generator [p.u]	0,821	0,817	0,811	0,809
Maksimal aktiv effekt generator [MW]	28,210	28,070	27,880	27,810
Maksimal reaktiv effekt generator [p.u]	1,186	1,166	1,096	1,009
Maksimal reaktiv effekt generator [MVar]	40,758	40,085	37,661	34,705
Maksimal strøm generator [p.u]	1,351	1,341	1,288	1,219
Midlere statorstrøm for generator under start [p.u]	Ca 1,320	Ca 1,300	Ca 1,200	Ca 1,150
Spenningsdipp [%]	-19,850	-18,145	-14,439	-10,297
Spenningsstopp [%]	16,820	15,895	14,023	12,345

Ettersom ytelsen på kondensatoren økte, ble spenningsforholdene på samleskinnen bedret. Fra figurene kan det observeres at spenningen ble mer stabil under starten sammenlignet med figur 35. Spenningsdippen og spenningstoppen ble redusert og spenningen ble mer stabil under starten. Den lille spenningsdippen som kom etter spenningstoppen ble redusert og var omtrent borte ved en kondensatorytelse på 15 MVar. Det var større reduksjon i spenningsdippen enn i spenningstoppen som var på henholdsvis ca 9,5 % og 4,5 % ved den største kondensatorytelsen. Den midlere statorstrømmen i generatoren minket med ca 0,15 p.u

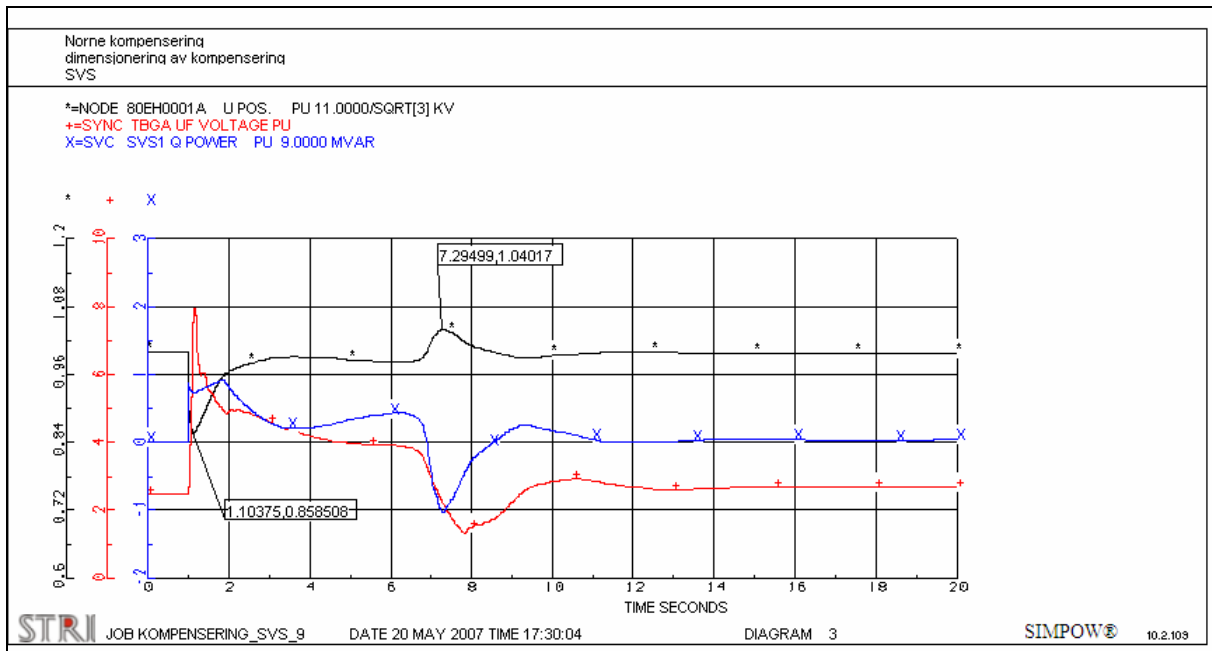
fra ingen til 15 MVar kompensering noe som gjorde starten til en mindre påkjenning for generatoren. Starttiden for motoren minket med 0,1 sekund.

#### 4.3.2.2 Generator og SVS

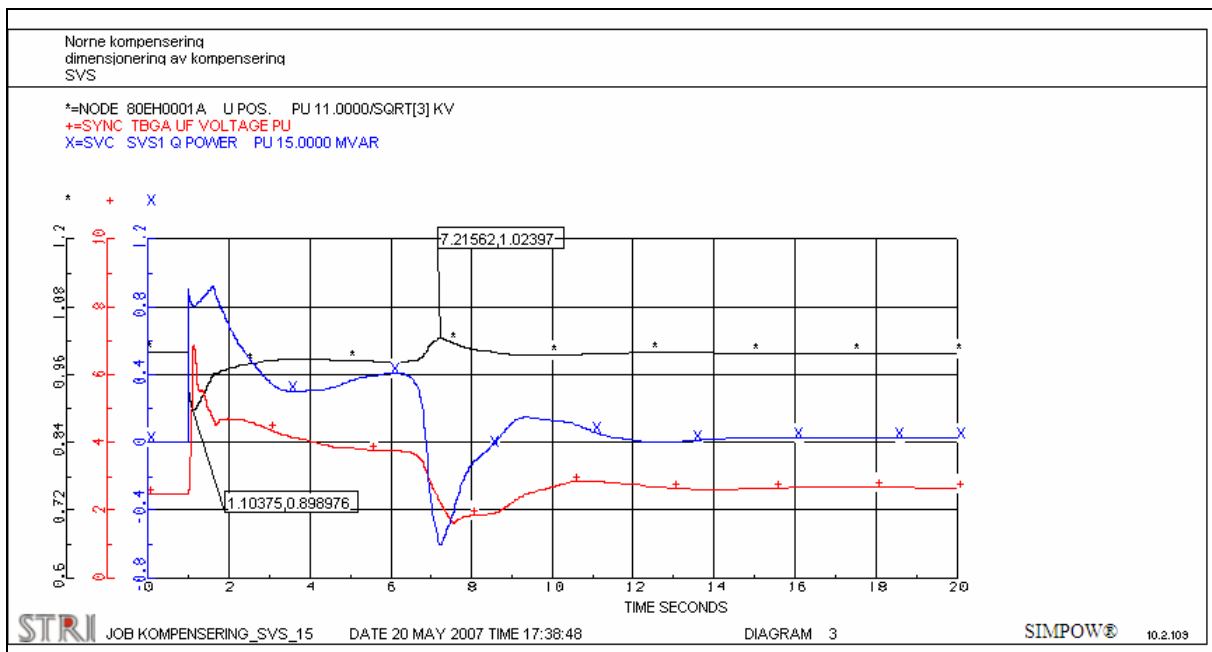
Samme modell brukt for generator med TSC ble benyttet, men nå var kompenseringen et SVS. Det ble gjort simuleringer med tre forskjellige ytelser for SVS som beskrevet i kapittel 4.3.2. I figur 39, figur 40 og figur 41 vises spenningen på samleskinne *80EH0001A*, generatorfeltspenning og produksjonen fra SVS under motorstarten for de tre scenarioene. I tabell 8 er det et sammendrag av enkelte parameterverdier fra simuleringene. Resultatene fra simuleringene med bare generatoren er tatt med for sammenligning av verdiene. Resterende kurver fra simuleringene finnes i det elektroniske vedlegget.



figur 39: Samleskinnespenning *80EH0001A*, generatorfeltspenning og SVS produksjon, ytelse 3 MVar



figur 40: Samleskinnespenning 80EH0001A, generatorfeltspenning og SVS produksjon, ytelse 9 MVAR



figur 41: Samleskinnespenning 80EH0001A, generatorfeltspenning og SVS produksjon, ytelse 15 MVAR



tabell 8: Sammendrag av verdier fra simulering generator med SVS

Parameter	Bare generator	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Starttid for motor [sek.]	6,100	6,100	6,000	6,000
Maksimal feltstrøm generator [p.u]	4,576	4,520	4,357	4,155
Maksimal feltspenning generator [p.u]	8,951	8,695	7,969	6,868
Maksimal aktiv effekt generator [p.u]	0,821	0,8149	0,811	0,809
Maksimal aktiv effekt generator [MW]	28,210	28,010	27,860	27,810
Maksimal reaktiv effekt generator [p.u]	1,186	1,166	1,096	1,010
Maksimal reaktiv effekt generator [MVA <sub>r</sub> ]	40,758	40,085	37,661	34,712
Midlere statorstrøm for generator under start [p.u]	1,351	1,341	1,288	1,219
Varig generatorstrøm under starttid [p.u]	Ca 1,320	Ca 1,300	Ca 1,200	Ca 1,150
Spenningsdipp [%]	-19,850	-18,145	-14,439	-10,297
Spenningsstopp [%]	16,820	11,598	4,019	2,404

Spenningskurven ble vesentlig forbedret med et SVS. Fra figurene observeres det en jevnere spenning med økende ytelse. Spenningsstoppen ble kraftig redusert, hele 14,4 % ved den største kompensering. Spenningsdippen ble redusert til samme nivå som med TSC enheten. Ellers ble det oppnådd omtrent samme reduksjoner for verdiene i tabell 8 som for analysene med TSC.

### 4.3.3 Oppsummering kompenseringanalyser

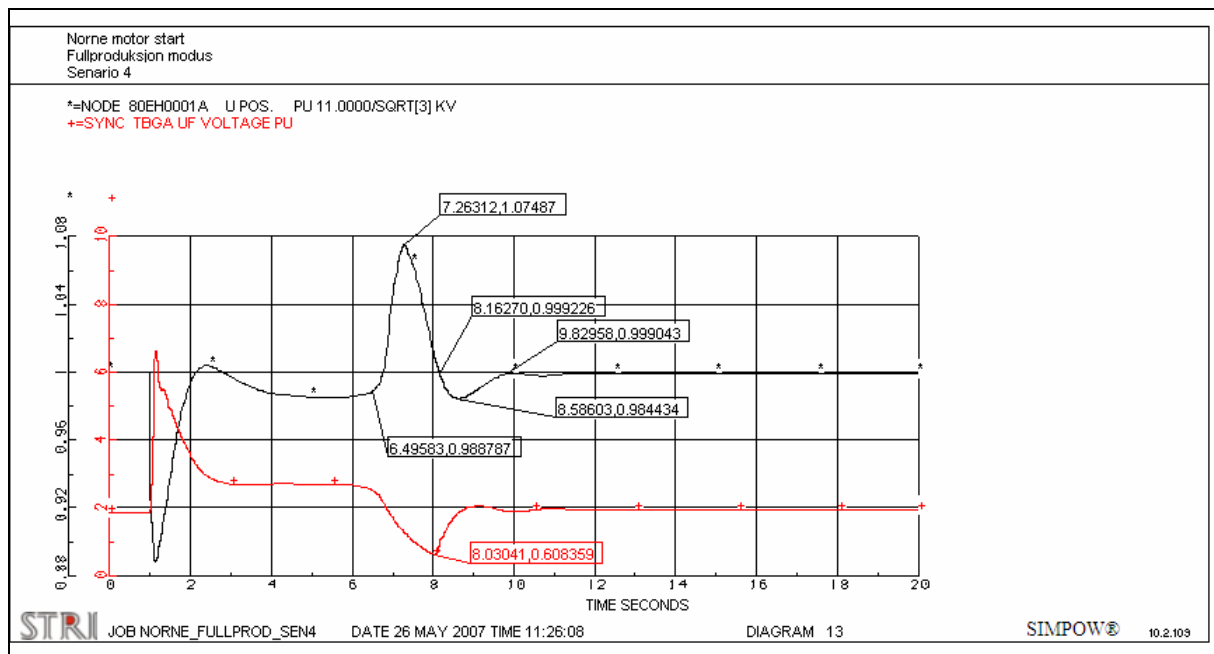
Simuleringene i kapittel 4.3.1 viste at det er mulig å starte motoren direkte på generatoren uten tilleggskompensering, samtidig som belastningsgrensene til gassturbinen og generatoren ikke overskrides. Spenningsdippen og spenningsstoppen var forholdsvis store under starten. Ved å ha ekstra kompensering i form av TSC og SVS ble spenningsdippen og spenningsstoppen redusert. Lik ytelse for kompenseringen gav samme reduksjon i spenningsdippen uavhengig av kompenseringmetode. Ved den største ytelse ble spenningsdippen redusert med ca 9,5 %. Spenningsstoppen ble som ventet kraftigst redusert ved bruk av SVS. Ved den største ytelsen på 15 MVA<sub>r</sub> var reduksjonen i spenningsstoppen på ca 14,4 % med SVS og ca 4,5 % med TSC.

Det ble beregnet et stasjonært reaktivt effektbehov på 2,4 MVA<sub>r</sub> ved en belastning på 29,5 MW. Som bemerket tidligere, er dette et belastningstilfellet som ikke er helt reelt siden det må avsettes en effektreserve til thrusterne på ca 8-10 MW. Det er usikkerhet rundt effektfaktoren som ble brukt for frekvensomformerne til thrusterne. En kompensering på 3 MVA<sub>r</sub> gav ikke så store reduksjoner i spenningsdippen og spenningsstoppen. Hvis det er ønskelig å ha en bedre virkning utenom den nødvendige reaktive produksjonen, gir en høyere ytelse bedre resultater. Derfor ble det valgt å bruke en ytelse på 9 MVA<sub>r</sub> videre i motorstartanalysen i kapittel 5.

## 4.4 Justering av tilleggssignal

I motorstartanalysen ble det undersøket om spenningsforholdene kunne bedres hvis et tilleggssignal kunne innføres i spenningsregulatoren. Tilleggssignalet har til hensikt å forberede magnetiseringssystemet på den hurtige reduksjonen i det reaktive effektforbruket fra motoren. Tilleggssignalet ble innført som parameteren *VS* i magnetiseringssystemet, se figur 27 i kapittel 3.1.5 for enlinjeskjema over magnetiseringssystem.

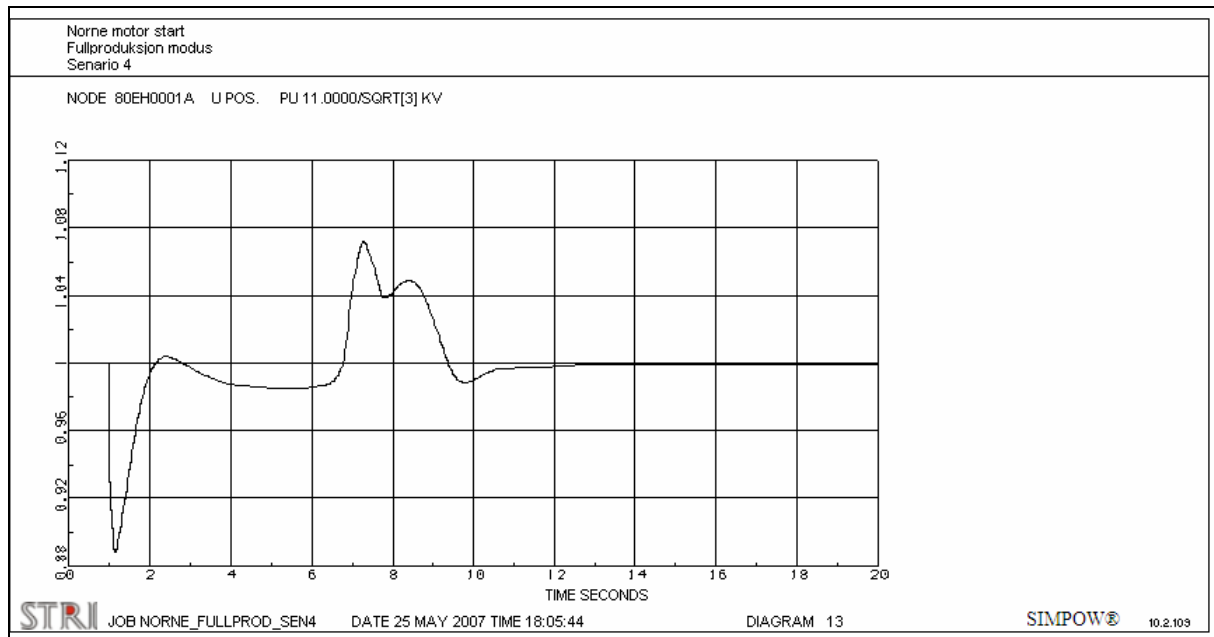
Tilleggssignalet er representert som en funksjon av tiden i en tabell i *DYNPOW*-filen. Signalverdi(amplitude) og tidspunktet for amplituden skrives i tabellen. Utfordringen lå i å finne riktig tidspunkt og riktig amplitude for tilleggssignalet. Modellen benyttet til simuleringene var den som tilhører scenario 4 i kapittel 5.1.1. Dette er en modell for det eksisterende anlegget i driftsmodusen fullproduksjon. Tre vanninjeksjonspumper var i drift og den siste skulle startes. Først ble en motorstart utført uten å påtrykke tilleggssignalet. Spenningen på samleskinne *80EH0001A* under startforløpet og feltspenningen på generatoren er vist i figur 42.



figur 42: Spenning på samleskinne *80EH0001A* under start av motor, uten tilleggssignal

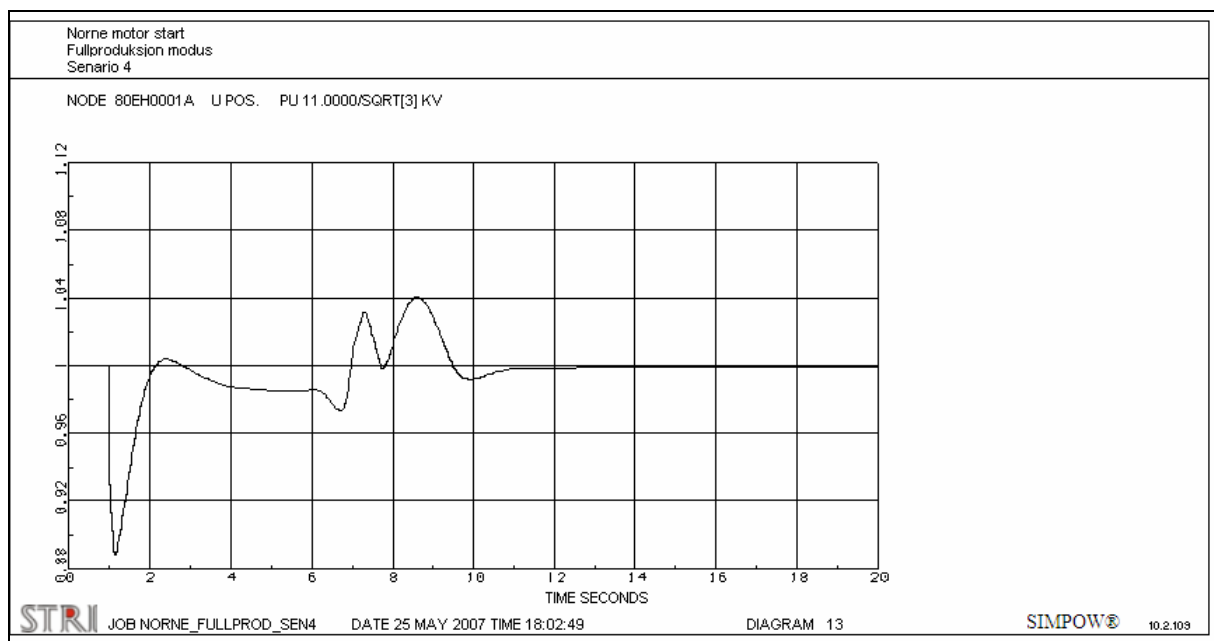
I figur 42 observeres det at spenningen begynte og stige etter ca 6,5 sekunder. Etter ca 7,2 sekund hadde spenningen nådd toppverdien. Spenningen passerte deretter 11 kV nivå etter ca 8,2 sekund, innen spenningen fikk en liten dipp og deretter stabilisertes ved ca 9,8 sekund. Tanken var å starte tilleggssignalet en kort tid før spenningen begynte å stige og en kort tid før spenningen sank. Det er i tillegg prøvd å reversere signalet for å heve spenningen slik at den siste spenningsdippen ikke oppsto. Dette for en mykere overgang fra spenningstoppen.

Det ble gjort mange simuleringer med forskjellige amplituder og tidspunkt for tilleggssignalet. Forholdsvis uønskede utfall kom dersom signalet ikke var stilt inn til riktig tidspunkt i forhold til spenningen. Hvis tilleggssignalet settes inn for sent og signalet for å redusere siste spenningsdippen ikke var riktig innstilt, ble resultatet som vist i figur 43. Her fikk spenningstoppen en lengre varighet, men toppverdien til spenningen ble likevel redusert med ca 0,3 %.

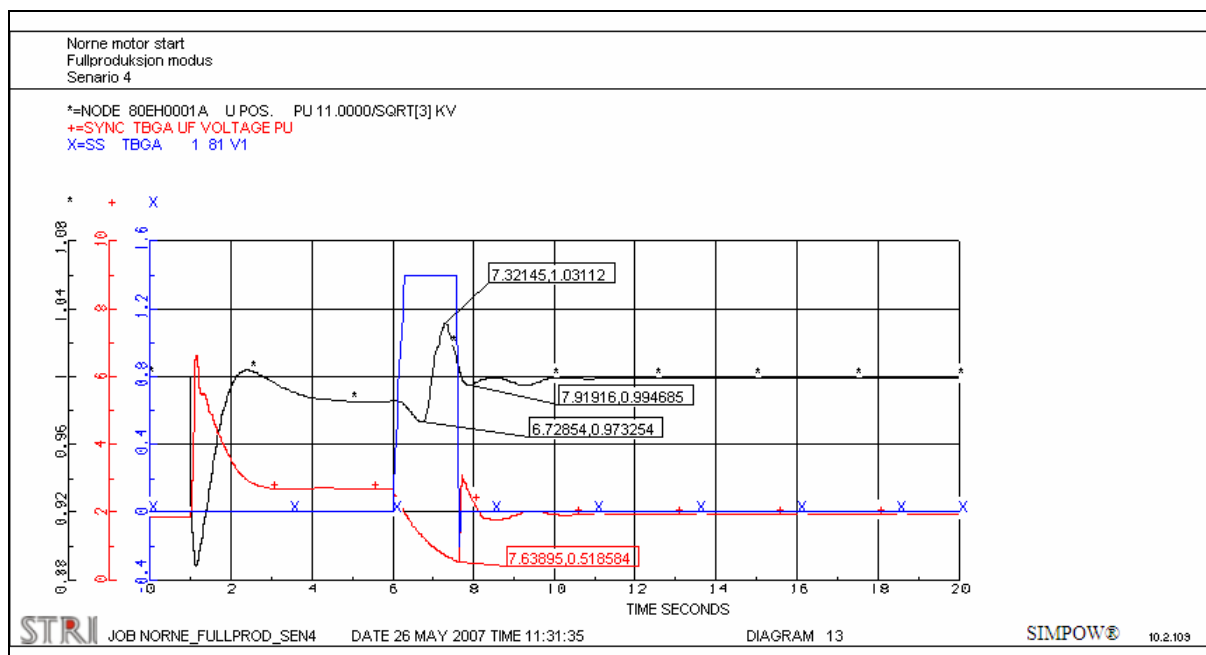


figur 43: Spenning samleskinne 80EH0001A under start av motor ved signal feil innstilt

I figur 44 er det vist et eksempel der signalet for å redusere spenningstoppen ble riktig initiert mens signalet for å redusere spenningsdippen var feil initiert. I dette tilfellet kom en ekstra spenningstopp som hadde større amplitude enn den første spenningstoppen. Dette viste at feil innstilling av signalet i tid gav utslag på spenningen. Hadde signalet som reduserer spenningsdippen vært satt til null i amplitudeverdi bare 0,08 sekunder tidligere, ville spenningskurven fått en form som i figur 45. Det var ikke store marginer som skulle til i forhold til initieringstidspunkt for å oppnå ønsket effekt fra signalet.



figur 44: Spenning samleskinne 80EH0001A under start av motor ved signal feil innstilt



figur 45: Spenning samleskinne 80EH001A under start av motor ved riktig innstilt signal

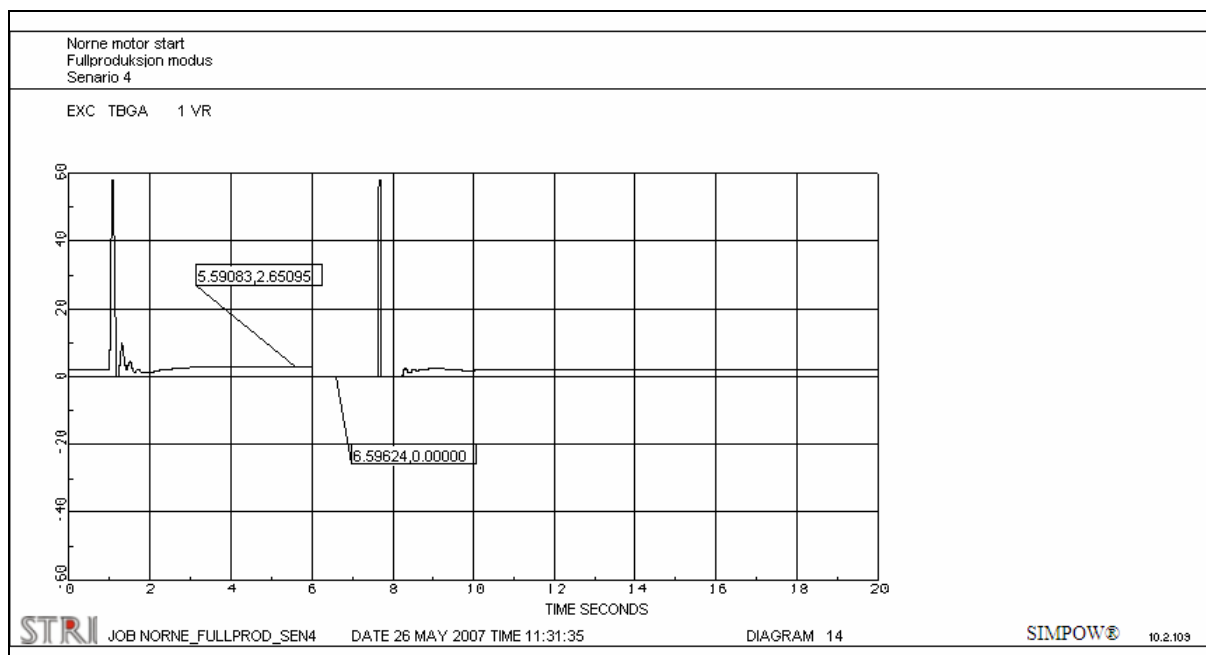
I figur 45 er feltspenningen på generatoren inkludert. Sammenlignet med feltspenningen uten tilleggssignal vist i figur 42, ble den redusert tidligere og til en lavere verdi, henholdsvis 0,52 p.u mot 0,61 p.u. Feltspenningen steg hurtigere på grunn av den korte dippen i tilleggssignalet ved ca 7,7 sekund. Tilleggssignalet er vist i figur 45 som den blå kurven.

Det har vist seg å være viktig med tidspunkt for initiering av signalet i forhold til spenningen for å få ønsket resultat. Amplituden på signalet er en faktor. I tabell 9 er det en sammenligning mellom forskjellige amplituder på signalet for reduksjon av spenningstoppen. Det viste seg at amplituden ikke spilte noen stor rolle da utslagene i reduksjonen av spenningstoppen var forholdsvis små med økende amplitude på signalet.

tabell 9: Verdier for spenningen under simuleringene

Tilfelle	Spenning før stigning [%]	Spenningstopp [%]	Differanse mellom bunn og topp [%]
Uten tilleggssignal	98,578	107,501	8,925
Riktig innstilt Tilleggssignal med amplitude 0,1	97,389	103,225	5,836
Riktig innstilt Tilleggssignal med amplitude 0,3	97,351	103,173	5,822
Riktig innstilt Tilleggssignal med amplitude 1,4	97,323	103,136	5,813

I figur 46 vises tilleggssignalet injisert i spenningsregulatoren som parameteren  $VR$ . Tilleggssignalet hadde en amplitude på 0,1 både for reduksjon av spenningstopp og spenningsdipp. Uavhengig om tilleggssignalet hadde større amplitude, opptil 1,4, ble signalet fra spenningsregulatoren som vist i figur 46 med de samme verdier. Grunnen til at  $VR$  ikke gikk høyere enn 58 i figur 46 var utgangsbegrensningen til regulatoren som er på 58 p.u.



figur 46: Signal fra spenningsregulator, VR inn på magnetiseringsmaskin

Innstillingene for tilleggssignalet i tabell 10 ble benyttet videre i motorstartanalysene. Spenningskurven oppnådd med dette signalet er vist i figur 45. I de andre motorstartanalysene var det antatt at tidspunkt for initiering av signalet måtte forandres på siden spenningskurven kunne ha en annen form.

tabell 10: Tilleggssignalet som tidsfunksjon

Tilleggssignal							
<b>Tid [sek.]</b>	0,00	6,00	6,30	7,60	7,65	7,69	7.80
<b>Amplitude [p.u]</b>	0,00	0,00	1,40	1,40	-0,20	0,00	0,00

#### 4.4.1 Oppsummering tilleggssignal

Innføring av tilleggssignal i spenningsregulatoren for å redusere spenningstoppen viste seg å fungere. Spenningstoppen ble redusert fra 7,5 % uten tilleggssignal til 3,14 % med tilleggssignal. Dette var en reduksjon på omtrent 4,36 %. Det oppsto en liten reduksjon i spenningen før spenningstoppen ved bruk av tilleggssignal, figur 45. Reduksjonen var på 1,25 %. Differansen mellom bunnen før spenningstoppen og spenningstoppen ble mindre når tilleggssignalet ble brukt, omtrent 3,1 %. Det som er problemet med signalet er initieringstidspunktet i forhold til spenningen. Hvis signalet initieres for tidlig i forhold til reduksjonen i det reaktive forbruket til motoren, kan spenningen i systemet kollapse. Hvis det står på litt for lenge kan spenningstoppen øke ytterligere og varigheten av overspenningen økes. I en simulering, figur 44 vises det at en feilinitiering på 0,08 sekund var nok for å få uønsket virkning. Derimot hadde ikke amplituden på signalet stor innvirkning på reduksjonen i spenningstoppen, regulatoren gikk rett i utgangsbegrensning.

I motorstartanalysene vil initieringsproblematikken for signalet kartlegges. Sannsynligvis må det finnes en annen måte å aktivisere signalet på.

## 5 Motorstart Simuleringer

Det var to anlegg som skulle undersøkes i simuleringene, det eksisterende anlegget og anlegget med den modifiserte hovedgeneratoren. I begge tilfeller ble det gjort flere simuleringer for anleggene. I følgende kapittel finnes beskrivelse av simuleringene og anleggene.

### 5.1 Eksisterende anlegg

Det skulle utføres motorstartanalyser i to ulike driftsmoduser. Driftsmodusene var i høstprosjektet [17] referert som *essential mode* og *production and offloading mode*. Heretter blir *essential mode* referert som grunnlastmodus og *production and offloading mode* som fullproduksjonsmodus.

Belastningene som er oppgitt i driftsmodusene stemmer ikke godt overens med dagens belastning. De oppgitte belastningene er basert på antagelser da anlegget var under bygging om hvilket utstyr som er innkoblet i de ulike driftsmodusene. Se lastliste.xls i det elektroniske vedlegget. For å tilpasse belastningsmodellene til noe som er nærmere dagens nivå ble følgende forandringer gjort i modellene:

- Thrusterne er ikke i kontinuerlig drift, påvirkningen fra bølgene modelleres som en opp og nedjustering av aktiv effekt til omformeren under en av motorstartene. Effekten rampes opp til 2 MW i løpet av 3 sekund, holdes på 2 MW i 3 sekund og rampes ned til null i løpet av 3 sekund. I simuleringene ble det tatt høyde for en effektreserve fra generatorene på 8-10 MW, noe som PMS gjør på anlegget.
- Røroppvarmingssystemet er ikke innkoblet i fullproduksjonsmodus, men bare i grunnlastmodus.
- Bare tre mot tidligere seks av *cargo ballast* pumpene er i innkoblet i fullproduksjonsmodus.
- En av sjøvannsløftepumpene er innkoblet i grunnlastmodus, omformeren kjøres på halv effekt i forhold til fullproduksjonsmodus.

En oversikt over hvilke belastninger og generatorer som er innkoblet i driftsmodusene finnes i tabell 29, tabell 30 og tabell 31 i vedlegg F.

I de to driftstilfellene ble fem ulike scenarioer undersøkt. Det ble endret på magnetiseringssystemet, injisert et tilleggssignal i spenningsregulatoren og kompensering for å se om dette kunne bedre på spenningstoppen som oppstår ved start. Det ble i første omgang gjort en analyse med thrusterdrift under en motorstart for å undersøke om innvirkningen var av stor betydning. Dersom thrusterdriften hadde stor innvirkning kunne det bli aktuelt å undersøke flere scenarioer med thrusterdrift. I tabell 11 er det gitt en oversikt over scenarioene simulert i de to driftsmodusene.

tabell 11: Oversikt over simuleringer for produksjon og grunnlast, eksisterende anlegg

Simulering identifikasjon	Thruster-drift	Magnetiseringssystem	Ekstra utrustning \ forandring
Scenario 1	-	Original	-
Scenario 2	Ja	Original	-
Scenario 3	-	Original	SVS
Scenario 4	-	Original	Tilleggsignal på magnetiseringssystem
Scenario 5.1	-	Statisk	-
Scenario 5.2	-	Statisk	Økt forsterkning regulator
Scenario 6	-	Original	TSC

I scenario 4, der det ble gjort simuleringer med tilleggssignal i magnetiseringssystemet, var det bare for spenningsregulatorene til hovedgeneratorene tilleggssignalet ble benyttet på. Det samme gjelder for scenario 5.1 og 5.2 der statisk magnetiseringssystem bare ble benyttet på hovedgeneratorene. Forsterkningen i spenningsregulatoren økes fra 200 i scenario 5.1 til 1000 i scenario 5.2.

### 5.1.1 Fullproduksjon

I denne driftsmodusen skulle den siste av vanninjeksjonspumpene startes. To hovedgeneratorer og en dieselgenerator var innkoblet. Total belastning før start var 29,7 MW og 14,3 MVar. I tabell 12 er det gitt en oversikt over diagrammene fra hver simulering. Diagrammene ble skrevet til en PDF fil i det elektroniske vedlegget i filmappen; Simuleringsresultater\Eksisterende anlegg\fullproduksjon modus. Filene har følgende navn; diagrammer\_fullprod\_senX.pdf, der X indikerer de ulike scenarionumrene. Resultatene fra lastflytanalysene finnes også i denne katalogen.

tabell 12: Oversikt over diagrammer for scenarioene i fullproduksjon

Diagram nummer	Informasjon
1	Aktiv effekt, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
2	Reaktiv effekt, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
3	Hastighet/frekvens, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
4	Strøm, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
5	Spenning, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
6	Elektrisk moment, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
7	Mekanisk moment, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
8	Feltspenning, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
9	Feltstrøm, hovedgenerator A og B og dieselgenerator A
10	Hastighet og elektrisk moment, vanninjeksjonsmotor D
11	Strøm og spenning, vanninjeksjonsmotor D
12	Aktiv og reaktiv effekt, vanninjeksjonsmotor D
13	Spenning samleskinne 80EH0001A
14	Scenario 1: Reaktiv effekt vanninjeksjonsmotor A, aggregert 690 V motorer samleskinne 82EN7006B og belastning samleskinne 82EL7013 Scenario 3: Spenning samleskinne 80EH0001A og reaktiv effekt SVS Scenario 4: Tilleggssignal og feltspenning hovedgenerator A Scenario 6: Spenning samleskinne 80EH0001A og reaktiv effekt TSC

I scenario 4, der tilleggssignalet påtrykkes i spenningsregulatoren, var det vanskelig å stille inn riktig tidspunkt for signalet. Det tilfellet der antatt best virkning ble oppnådd er derfor tatt med i scenarioet. Det henvises til diskusjonen i kapittel 4.4 vedrørende innstilling av tilleggssignalet. For overblikk over virkningen fra scenarioene er noen parameterverdier fra simuleringene sammenfattet i tabell 13.

tabell 13: Simuleringsresultat fullproduksjon

Scenario	Spenningsavvik 80EH0001A [%]		Frekvensavvik hovedgenerator A [%]		Stabil spenning etter ca [sek.]	Starttid for motor ca [sek.]
	Min.	Maks.	Min.	Maks.		
1	-11,153	7,503	-0,867	0,131	0,30	6,00
2	-11,193	7,393	-1,474	0,000	11,50	6,00
3	-7,907	3,128	-0,851	0,163	10,00	6,00
4	-11,152	3,136	-0,788	0,126	9,00	6,05
5.1	-9,931	2,598	-0,84	0,147	8,00	5,80
5.2	-9,882	0,662	-0,809	0,125	7,50	5,80
6	-7,907	6,861	-0,850	0,128	10,00	6,00

### 5.1.2 Grunnlast

I grunnlastmodus er anlegget klar for oppstart til produksjon. Den første av vanninjeksjonspumpene skulle startes. En hovedgenerator og en dieselgenerator var innkoblet. Total belastning før start var 7,2 MW og 3,4 MVar. I tabell 14 er det gitt en oversikt over diagrammene fra hvert scenario. Diagrammene ble skrevet til en PDF fil i det elektroniske vedlegget i mappen; Simuleringsresultater\Eksisterende\_anlegg\Grunnlastmodus. Filene får følgende navn: diagrammer\_grunnlast\_senX.pdf, der X indikerer de ulike scenarienumrene. Resultatene fra lastflytanalysene finnes i samme filkatalog.

tabell 14: Oversikt over diagrammer for scenarioene i grunnlast

Diagram nummer	Informasjon
1	Aktiv effekt, hovedgenerator A og dieselgenerator A
2	Reaktiv effekt, hovedgenerator A og dieselgenerator A
3	Hastighet/frekvens, hovedgenerator A og dieselgenerator A
4	Strøm, hovedgenerator A og dieselgenerator A
5	Spenning, hovedgenerator A og dieselgenerator A
6	Elektrisk moment, hovedgenerator A og dieselgenerator A
7	Mekanisk moment, hovedgenerator A og dieselgenerator A
8	Feltspenning, hovedgenerator A og dieselgenerator A
9	Feltstrøm, hovedgenerator A og dieselgenerator A
10	Hastighet og elektrisk moment, vanninjeksjonsmotor A
11	Strøm og spenning, vanninjeksjonsmotor A
12	Aktiv og reaktiv effekt, vanninjeksjonsmotor A
13	Spenning samleskinne 80EH0001A
14	Scenario 1: Reaktiv effekt røroppvarmingssystem, aggregert 690 V motorer samleskinne 82EN7006B og belastning samleskinne 82EL7013 Scenario 3: Spenning samleskinne 80EH0001A og reaktiv effekt SVS Scenario 4: Tilleggssignal og feltspenning hovedgenerator A Scenario 6: Spenning samleskinne 80EH0001A og reaktiv effekt TSC



Oversikt over scenarioene som ble simulert er vist i tabell 11. I scenario 4, der tilleggssignalet skulle initieres, måtte tiden og verdien forandres i forhold til scenario 4 i fullproduksjonsmodus. Spenningskurven i grunnlastmodus hadde en annen form og signalet for reduksjonen av den siste spenningsdippen ble tatt bort. Enkelte parameterverdier fra scenarioene er sammenfattet i tabell 15.

tabell 15: Simuleringsresultat grunnlast, eksisterende anlegg

Scenario	Spenningsavvik 80EH0001A [%]		Frekvensavvik hovedgenerator A [%]		Stabil spenning etter ca [sek.]	Starttid for motor ca [sek.]
	Min.	Maks.	Min.	Maks.		
1	-16,323	12,402	-1,782	0,336	10,0	6,0
2	-16,401	13,002	-2,978	0,001	11,0	6,0
3	-10,533	3,209	-1,700	0,464	10,5	6,0
4	-16,323	7,549	-1,584	0,283	9,8	6,2
5.1	-15,107	3,615	-1,758	0,517	8,5	5,9
5.2	-15,079	1,127	-1,709	0,505	6,5	5,8
6	-11,807	10,341	-1,714	0,340	1,0	6,0

## 5.2 Modifisert hovedgenerator

Det skulle i likhet med simuleringene fra det eksisterende anlegget gjøres motorstartanalyser ved to driftsmoduser. Det ene var grunnlasttilfellet og det andre lasttilfellet tilsvarer belastningen som var oppgitt den 04.05.07 [23], heretter kalt fullproduksjon II. Scenarioene som skulle simuleres i de to driftsmodusene var ikke helt identiske, derfor er en oversikt over scenarioene plassert i de enkelte kapitelene. En oversikt over innkoblet belastning og generatorer for driftsmodusene finnes i tabell 29, tabell 30 og tabell 31 i vedlegg F.

### 5.2.1 Fullproduksjon II

I fullproduksjon II modus skulle den siste av vanninjeksjonsmotorene startes med færrest mulig andre generatorer innkoblet. Belastningen før motorstarten var på 22 MW og 15 MVAR. Dersom effektforbruket til motoren som skulle startes ble inkludert, ble det oppnådd en effektfaktor på ca 0,84 etter starten. Den største aktive effekten som vanninjeksjonsmotoren trakk under start er ca 9,9 MW, med den laveste akselbelastningen, se vedlegg E. Turbinen kan maksimalt levere 30 MW så det er ikke tilstrekkelig med aktiv effektreserve for motorstarten. Det måtte derfor tilkobles en dieselgenerator for å ha nok aktiv effektreserve til starten. Det var imidlertid ikke nok aktiv effektreserve for thrusterne i dette tilfellet. Det antas derfor at PMS sperrer for thrusterkjøring under denne analysen, og scenario 2 fjernes fra denne driftsmodusen. Belastningsmodellen for driftstilfellet var det ingen opplysninger om, bare om total tilkoblet last og at tre vanninjeksjonspumper var i drift før den siste startes. Lastmodellen er derfor en modifisert versjon av modellen for fullproduksjon modus. Det lot seg ikke gjøre å tilpasse det reaktive forbruket uten å legge til omtrent 5 MVAR. Denne belastningen ble fordelt på fire laster som er plassert på samleskinne 82EN7006B, 82EN7002A, 82EN0003B og 80EH70002B. Oversikt over scenarioene simulert i fullproduksjon II er gitt i tabell 16.

**tabell 16: Oversikt over simuleringer for fullproduksjon II, modifisert hovedgenerator**

Simulering identifikasjon	Thruster-drift	Magnetiseringssystem	Ekstra utrustning \ forandring
Scenario 1	-	Original	-
Scenario 2	-	-	Taes bort for denne driftsmodusen
Scenario 3	-	Original	SVS
Scenario 4	-	Original	Tilleggsignal på magnetiseringssystem
Scenario 5.1	-	Statisk	-
Scenario 5.2	-	Statisk	Økt forsterkning regulator
Scenario 6	-	Original	TSC

I tabell 17 er det gitt en oversikt over diagrammene fra hver simulering. Diagrammene ble skrevet til en *PDF* fil i det elektroniske vedlegget i mappen; Simuleringsresultater\modifisert anlegg\fullproduksjonIImodus. Filene for diagrammene har følgende navn, diagrammer\_mod\_fullprodII\_senX.pdf, der X indikerer de ulike scenarionumrene. Resultatene fra lastflytanalysene finnes i samme katalog.

**tabell 17: Oversikt over diagrammer for scenarioene i fullproduksjon II, modifisert hovedgenerator**

Diagram nummer	Informasjon
1	Aktiv effekt, hovedgenerator A og dieselgenerator A
2	Reaktiv effekt, hovedgenerator A og dieselgenerator A
3	Hastighet/frekvens, hovedgenerator A og dieselgenerator A
4	Strøm, hovedgenerator A og dieselgenerator A
5	Spenning, hovedgenerator A og dieselgenerator A
6	Elektrisk moment, hovedgenerator A og dieselgenerator A
7	Mekanisk moment, hovedgenerator A og dieselgenerator A
8	Feltspenning, hovedgenerator A og dieselgenerator A
9	Feltstrøm, hovedgenerator A og dieselgenerator A
10	Hastighet og elektrisk moment, vanninjeksjonsmotor D
11	Strøm og spenning, vanninjeksjonsmotor D
12	Aktiv og reaktiv effekt, vanninjeksjonsmotor D
13	Spenning samleskinne 80EH0001A
14	Scenario 1: Reaktiv effekt aggregert 690 V motorer samleskinne 82EN7001 og belastning samleskinne 82EL7013 Scenario 3: Spenning samleskinne 80EH0001A og reaktiv effekt SVS Scenario 4: Tilleggssignal og feltspenning hovedgenerator A Scenario 6: Spenning samleskinne 80EH0001A og reaktiv effekt TSC

Enkelte parameterverdier fra simuleringene er sammenfattet i tabell 18. Scenario 2 ble ikke simulert på grunn av den manglende aktive effektreserven under oppstart.

tabell 18: Simuleringsresultat fullproduksjon II, modifisert hovedgenerator

Scenario	Spenningsavvik 80EH0001A [%]		Frekvensavvik hovedgenerator A [%]		Stabil spenning etter ca [sek.]	Starttid for motor ca [sek.]
	Min.	Maks.	Min.	Maks.		
1	-15,596	11,167	-1,337	0,138	8,50	6,05
2	-	-	-	-	-	-
3	-11,120	3,496	-1,298	0,162	10,00	6,00
4	-15,596	5,265	-1,199	0,138	9,00	6,15
5.1	-14,937	3,215	-1,280	0,140	7,00	6,00
5.2	-14,894	0,810	-1,228	0,140	6,70	5,85
6	-11,120	9.500	-1,298	0,138	9,70	6,05

## 5.2.2 Grunnlast

Belastningen på nettet i grunnlastmodus var den samme i begge driftstilfellene for eksisterende anlegg og for modifisert generator. Det ble gjort simuleringer med bare den modifiserte hovedgeneratoren tilkoblet, disse scenarioene er merket x.1. Det ble i tillegg gjort simuleringer hvor en dieselgenerator og den modifiserte hovedgeneratoren var innkoblet, disse scenarioene er merket x.2. Oversikt over de simulerte scenarioene i grunnlast modus er gitt i tabell 19.

tabell 19: Oversikt over simuleringer for grunnlast, modifisert hovedgenerator

Simulering identifikasjon	Thruster-drift	Magnetiseringssystem	Ekstra utrustning \ forandring
Scenario 1.1	-	Original	-
Scenario 1.2	-	Original	Dieselgenerator A innkoblet
Scenario 2.1	Ja	Original	-
Scenario 2.2	Ja	Original	Dieselgenerator A innkoblet
Scenario 3.1	-	Original	SVS
Scenario 3.2	-	Original	Dieselgenerator A innkoblet og SVS
Scenario 4.1	-	Original	Tilleggsignal på magnetiseringssystem
Scenario 4.2	-	Original	Dieselgenerator A innkoblet og Tilleggsignal på magnetiseringssystem
Scenario 5.1.1	-	Statisk	-
Scenario 5.1.2	-	Statisk	Dieselgenerator A innkoblet
Scenario 5.2.1	-	Statisk	Økt forsterkning regulator
Scenario 5.2.2	-	Statisk	Dieselgenerator A innkoblet og Økt forsterkning regulator
Scenario 6	-	Original	TSC

I tabell 20 er det gitt en oversikt over diagrammene fra hver simulering. Diagrammene ble skrevet til en PDF fil i det elektroniske vedlegget i mappen; Simuleringsresultater\modifisert\_anlegg\grunnlastmodus. Filene har følgende navn; diagrammer\_mod\_grunnlast\_senX.pdf, der X indikerer de ulike scenarionumrene. Resultatene fra lastflytanalysene finnes i samme katalog.

tabell 20: Oversikt over diagrammer for scenarioene i grunnlast, modifisert hovedgenerator

Diagram nummer	Informasjon
1	Aktiv og reaktiv effekt, hovedgenerator A
2	Hastighet/frekvens, hovedgenerator A
3	Strøm og spenning, hovedgenerator A
4	Elektrisk og mekanisk moment, hovedgenerator A
5	Feltspenning og feltstrøm, hovedgenerator A
6	Hastighet og elektrisk moment, vanninjeksjonsmotor A
7	Strøm og spenning, vanninjeksjonsmotor A
8	Aktiv og reaktiv effekt, vanninjeksjonsmotor A
9	Spenning samleskinne 80EH0001A
10	Scenario 1.1 og 1.2: Reaktiv effekt røroppvarmingssystem, aggregert 690 V motorer samleskinne 82EN7006B og belastning samleskinne 82EL7013 Scenario 3.1 og 3.2: Spenning samleskinne 80EH0001A og reaktiv effekt SVS Scenario 4.1 og 4.2: Tilleggssignal og feltspenning hovedgenerator A Scenario 6.1 og 6.2: Spenning samleskinne 80EH0001A og reaktiv effekt TSC
11-15	Scenario 1.2, 2.2, 3.2, 4.2, 5.1.2, 5.2.2 og 6.2: Kurver for dieselgenerator A, samme som for hovedgenerator A

Enkelte parameterverdier fra simuleringene er sammenfattet i tabell 21.

tabell 21: Simuleringsresultat grunnlast, modifisert hovedgenerator

Scenario	Spenningsavvik 80EH0001A [%]		Frekvensavvik hovedgenerator A [%]		Stabil spenning etter ca [sek.]	Starttid for motor ca [sek.]
	Min.	Maks.	Min.	Maks.		
1.1	-18,558	17,550	-1,973	0,753	13,0	6,1
1.2	-14,973	12,175	-1,552	0,495	10,7	6,1
2.1*	-18,611	18,519	-2,656	0,062	12,0	6,2
2.2*	-15,040	12,782	-2,511	0,017	9,5	6,0
3.1*	-13,504	3,896	-1,924	0,825	11,3	6,0
3.2	-10,678	3,702	-1,512	0,601	10,8	6,0
4.1*	-18,574	7,748	-1,676	0,707	15,0	6,2
4.2	-14,973	6,697	-1,355	0,430	10,8	6,2
5.1.1*	-16,938	3,289	-1,946	1,119	12,0	6,0
5.1.2	-13,498	2,594	-1,503	0,642	9,2	5,9
5.2.1*	-17,057	0,699	-1,442	0,547	6,6	5,9
5.2.2	-13,465	0,616	-1,442	0,644	6,5	5,8
6.1*	-13,760	14,838	-1,948	0,776	11,5	6,1
6.2	-10,678	10,435	-1,515	0,504	9,5	6,0

(\*= ikke stabile initialverdier)

I tabell 21 er enkelte av scenarioene merket med stjerne. I disse tilfellene klarte ikke SIMPOW å få stabile initialbetingelser før programmet starter simuleringene. Derfor var noen av kurvene ikke stabile før motorstarten.

## 6 Resultater og diskusjon

I dette kapittelet er det hovedsakelig resultatene i fra motorstartanalysene i kapittel 5 som omhandles og diskuteres. Simuleringene i kapittel 4 er forberedende analyser som er gjort i forkant av motorstartanalysene. Resultatene fra de forberedende simuleringene er diskutert og sammenlignet i samme kapittel. De vil derfor ikke diskuteres videre her med mindre enkelte punkter fra analysene er relevante for diskusjonen.

### 6.1 Eksisterende anlegg

Det er i andre prosjekter gjort tilsvarende simuleringer med SIMPOW og EDSA som scenario 1 for begge driftsmodusene. Scenario 1 skulle sammenlignes med disse resultatene. Utdrag fra sammenligningsmaterialet finnes i vedlegg G.

#### 6.1.1 Fullproduksjon

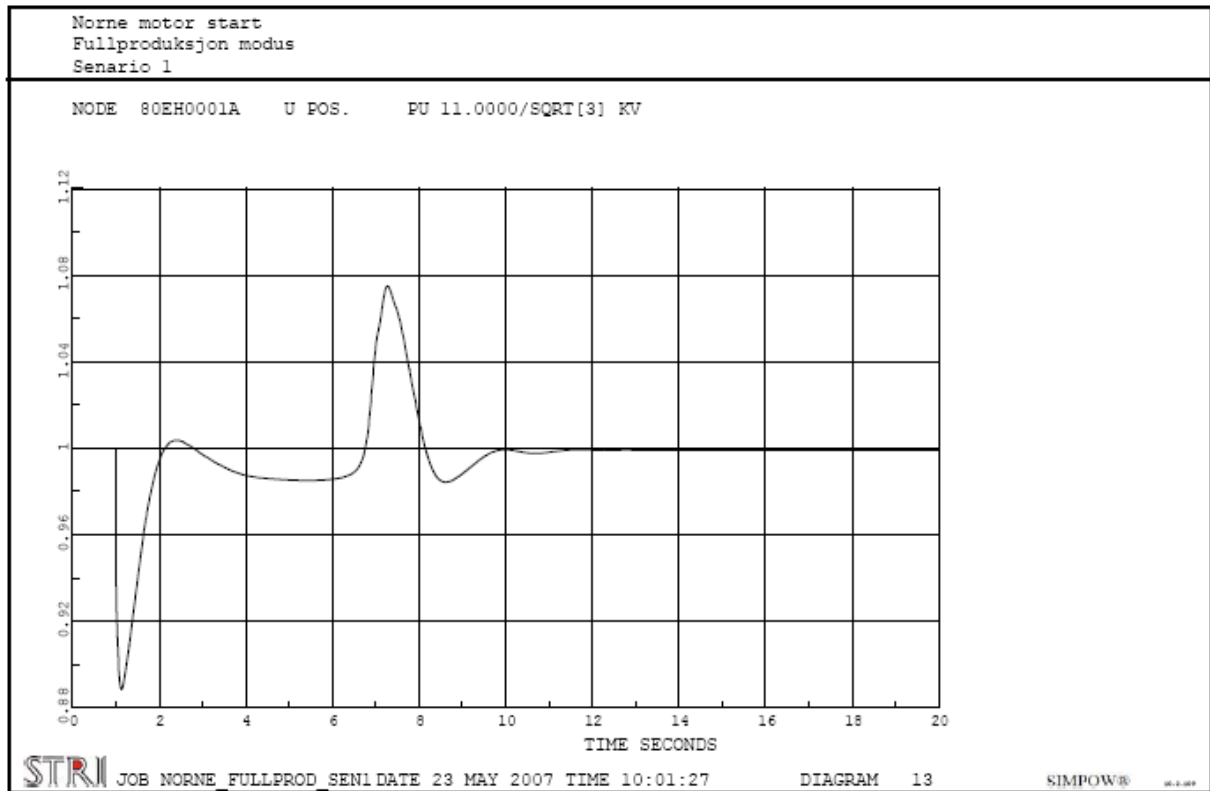
I denne driftsmodusen er det full produksjon og den siste av vanninjeksjonsmotorene skal startes. To hovedgeneratorer og en dieselgenerator er innkoblet. Belastningen før start var ca 29,7 MW og 14,3 MVar. I tabell 13 i kapittel 5.1.1 er verdier for spenning og frekvens samlet for alle scenarioene. Prosentverdier i drøftingen av scenarioene er hentet fra denne tabellen hvis ikke annet er spesifisert.

##### 6.1.1.1 Scenario 1

I scenario 1 er det ingen forandringer på anlegget. Modellen skal representere dagens installasjon om bord på Norne FPSO. Scenarioet er referansegrunnlag for de resterende simuleringene som gjøres i denne driftsmodusen. Resultatene fra simuleringene skal sammenlignes med Unitech-prosjektet og høstprosjektet. I figur 31 kapittel 4.1.2 er det en målt spenningskurve under start av en vanninjeksjonsmotor som benyttes til sammenligning. Spenningen på samleskinne *80EH0001A* under motorstarten vises i figur 47. Spenningsdippen var på ca 11,15 % og spenningstoppen på ca 7,5 %. Starttiden for motoren var omtrent 6 sekunder.

I simuleringene som ble gjort i høstprosjektet [17] med SIMPOW for tilsvarende anlegg var spenningsdippen og spenningstoppen på henholdsvis 8,59 % og 8,96 %. Starttiden for motoren var ca 3,4 sekunder. Forskjellen i de to modellene er motoren, dieselgeneratoren, enkelte parametere for hovedgeneratoren, belastningen og bruken av *XC* i spenningsregulatoren. Det ble i tillegg gjort en ekstra simulering med SIMPOW-modellen fra høstprosjektet der forandringen med *XC* i spenningsregulatoren var tatt med. Dette medførte at spenningskurven sank noe under starten, se figur 70 i vedlegg G. Spenningsdippen økte nå til 8,83 % og spenningstoppen minsket til ca 7,22 %. Starttiden til motoren økte med 0,2 sekunder til 3,6 sekunder, antageligvis fordi spenningen ble redusert under starten. Det var fortsatt en forskjell i starttiden for motoren på 2,4 sekunder i de to tilfellene. I høstprosjektet var dieselgeneratoren representert som en fast aktiv og reaktiv produksjonskilde. I scenario 1 bidrar dieselgeneratoren med aktiv og reaktiv produksjon, noe som antageligvis skulle bedre

startforholdene. Grunnen til at starttiden øker så mye må derfor skyldes den nye modellen for vanninjeksjonsmotoren. Den nye modellen gav en starttid som var litt nærmere starttiden i kapittel 4.1.2 som er på ca 5,25 sekunder. Det antas derfor at den nye modellen i scenario 1 gir en bedre representasjon av anlegget enn den som var brukt i høstprosjektet [17].



figur 47: Spenning samleskinne 80EH0001A under start av vanninjeksjonsmotor scenario 1

I Unitech sine analyser [19] med EDSA for tilsvarende anlegg var spenningsdippen og toppen på henholdsvis ca 8 % og ca 6 %. Starttiden for motoren ble på 5,1 sekunder. De prosentvise verdiene for spenningsstoppen og starttiden for motoren var i dette tilfelle nærmest målingene i kapittel 4.1.2. Der spenningsdippen og spenningsstoppen var på henholdsvis ca 9,2 % og 4,7 %. Starttiden for motoren var på ca 5,25 sekunder. Kurveformen for spenningen fra Unitech sine simuleringer samsvarte ikke så godt med målingene, se figur 67 i vedlegg G og figur 31 i kapittel 4.1.2. Spenningen fikk i liket med kurven fra scenario 1, en liten spenningsstopp rett etter dippen. Etterpå lå spenningen omtrent stabilt på 11 kV før spenningsstoppen oppstod. Til forskjell fra scenario 1 oppstod det bare en liten spenningsdipp rett etter toppen i Unitech sine analyser. Dette samsvarte bedre med spenningen i figur 31, men ellers under starten var det ikke samsvar mellom kurvene. Grunnen til at spenningen lå under 11 kV nivå i figur 47 er blokken med XC i spenningsregulatoren. Uten XC ville kurveformen i figur 47 og figur 67 samsvart bedre, utenom den lille spenningsdippen som oppstod rett etter spenningsstoppen. Responsen for spenningskurven var hurtigere i Unitech sine analyser. Tiden før spenningen var tilbake på 11 kV etter dippen ble ca 0,45 sekunder mot ca 1 sekund i scenario 1. Varigheten av spenningsstoppen var ca 1 sekund mot ca 1,5 sekunder i scenario 1. Frekvensvariasjonen fra simuleringene til Unitech var større, en dipp på 3,2 % og en topp på -0,2 %. Fra simuleringene i scenario 1 endte dippen på ca 0,87 % og toppen på 0,13 %. Selv om toppverdien ble større i scenario 1 var frekvensbåndet større i Unitech sine simuleringer. Det som skillte Unitech sin modell fra modellen i scenario 1 var en litt større belastning før start, 34,7 MW og 19,6 MVar. I tillegg var det annerledes modell for hovedgenerator,

dieselgenerator med turbin, gassturbin og motor. Modellen for spenningsregulatoren var den samme foruten *XC*.

Kurveformen til spenningen fra simuleringene i scenario 1, figur 47, samsvarte ikke med spenningskurven fra målingene i figur 31. Ved å bruke *XC* i spenningsregulatoren ble spenningen under motorstarten redusert noe. Dette for å etterligne spenningen som var registrert i målingene. Dette innvirket til at spenningstoppen ble redusert. Responstiden for spenningen i scenario 1 stemmer bedre med spenningen fra målingene. Responsen til spenningen var hurtigere i Unitech sine analyser. Spenningsdippen var over i løpet av ca 1 sekund og spenningstoppen var tilbake på 11 kV i løpet av ca 1,5 sekunder i scenario 1 og i målingene. I scenario 1 oppstod deretter en liten spenningsdipp, noe som ikke skjer i målingene. I forhold til resultatene fra høstprosjektet gav modellen i scenario 1 en antatt riktigere starttid for vanninjeksjonsmotoren.

### 6.1.1.2 Scenario 2

I scenario 2 ble en motorstart utført samtidig som det dynamiske posisjoneringssystemet retter opp båten under bølgepåvirkning. Bølgene ble modellert som en oppjustering av effekten til thrusterne i løpet av tre sekunder. Deretter kjørtes de i tre sekunder på full effekt før de nedjustertes til null forbruk i løpet av tre sekunder. Thrusterne startet oppkjøringen på samme tidspunkt som vanninjeksjonspumpen ble startet.

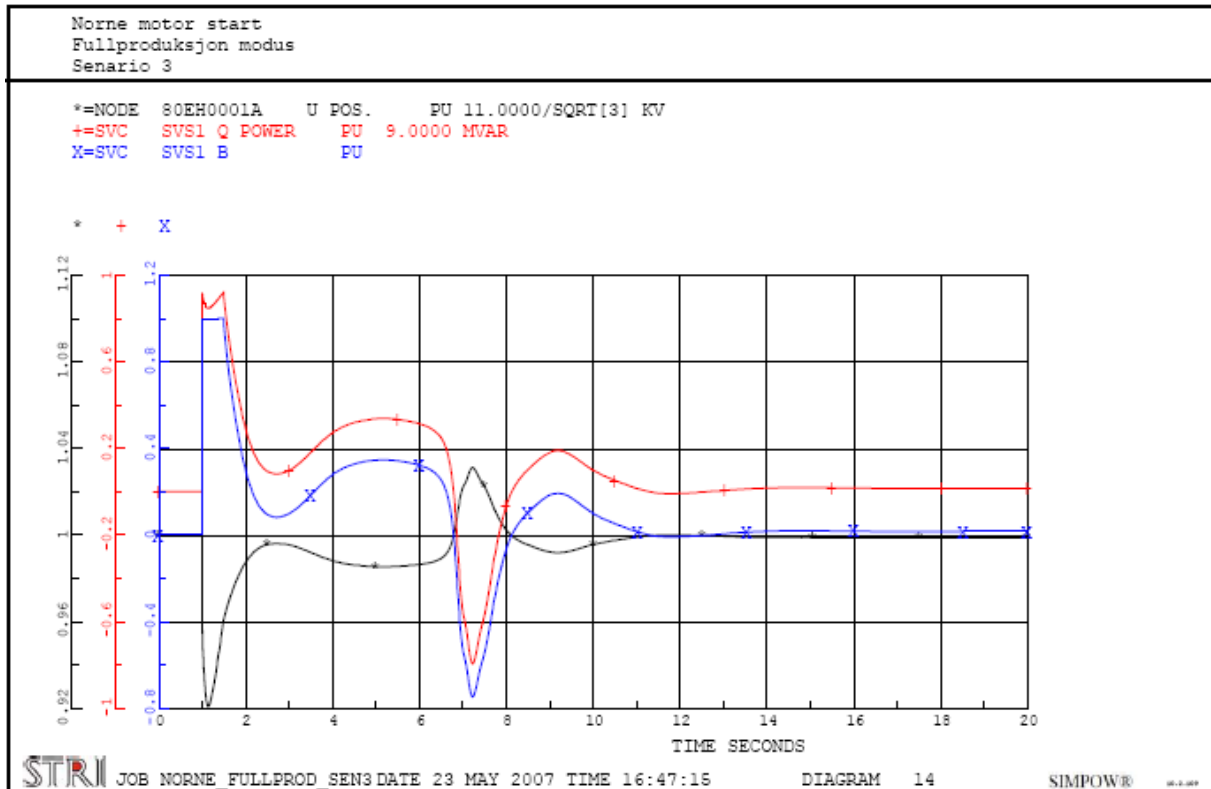
Spenningskurven ble nesten lik som kurven fra scenario 1, figur 47. Spenningsdippen var ca 0,04 % dypere og spenningstoppen ca 0,11 % lavere enn i scenario 1. Det tar litt lenger tid før spenningen ble stabilisert, omtrent 1,2 sekunder. Frekvensen ble redusert omtrent 0,6 % mer i forhold til scenario 1. Starttiden for motoren var den samme som i scenario 1. Med de endringer i forhold til scenario 1 virket det ikke som om thrusterne har stor innvirkning på spenningen under motorstarten, frekvensen reduseres noe mer. På grunn av de små forskjellene ble det ikke gjort flere simuleringer med innvirkningen fra thrusterne i denne driftsmodusen.

### 6.1.1.3 Scenario 3 og scenario 6

I scenario 3 og scenario 6 ble det undersøkt virkningen av reaktiv effektkompensering i form av et statisk VAr system (SVS) og tyristorkoblet kondensator (TSC). SVS i scenario 3 bestod av TSC og en tyristor styrt spole (TCR) med en ytelse på  $\pm 9$  MVar. Den tyristor koblede kondensatoren i scenario 6 hadde en ytelse på 9 MVar. Det var ikke installert filter i forbindelse med SVS.

Spenningsdippen ble omtrent 7,91 % i begge tilfellene, noe som gav en reduksjon i dippen på ca 3,24 % i forhold til scenario 1. Spenningstoppen i scenario 3 og 6 var på henholdsvis 3,13 % og 6,86 %, som i forhold til scenario 1 gav en reduksjon i toppverdien på 4,37 % og 0,64 %. I figur 48 vises spenningen på samsleskinne *80EH0001A*, reaktiv produksjon og susceptansen til SVS under motorstarten i scenario 3. Den prinsipielle kurveformen for spenningen ble forholdsvis for begge scenarioene sammenlignet med scenario 1. Men her økte ikke spenningen over 11 kV under starten og spenningskurven lå litt flatere. Etter spenningstoppen tok det litt lengre tid før spenningen endte opp på 11 kV, men spenningen ble stabilisert ca 0,3 sekunder før i begge scenarioer. Kompenseringen gav ingen reduksjon i

startiden til motoren, den var i begge scenarioene på 6 sekunder. Fra figur 48 observeres det at susceptansen til SVS ikke ble regulert til full innkobling under spenningstoppen. Hvis spolen hadde blitt fullt innkoblet i løpet av spenningstoppen kunne spenningen blitt ytterligere redusert. En bedre utnyttelse av spolen i SVS ville blitt oppnådd. En større forsterkning i reguleringen kunne antageligvis gi en hurtigere respons for systemet. I teori kapittelet 2.4.3.3 bemerkes det at for å få den nøyaktige virkningen av et SVS i simuleringer, må det etableres en modell som er basert på det spesifikke anlegget som skal installeres.



figur 48: Spenning samleskinne 80EH0001A, susceptans og reaktiv produksjon SVS, scenario 3

I samsvar med analysen i kapittel 4.3 gir kompensering med SVS og TSC en reduksjon i spenningsdippen og spenningstoppen. Der SVS på grunn av spolen reduserer spenningstoppen mye i forhold til kondensatoren. Det antas at en større ytelse på spolen ville ført til en enda større reduksjon av spenningstoppen og spenningsdippen, noe som ble bekreftet i kapittel 4.3.

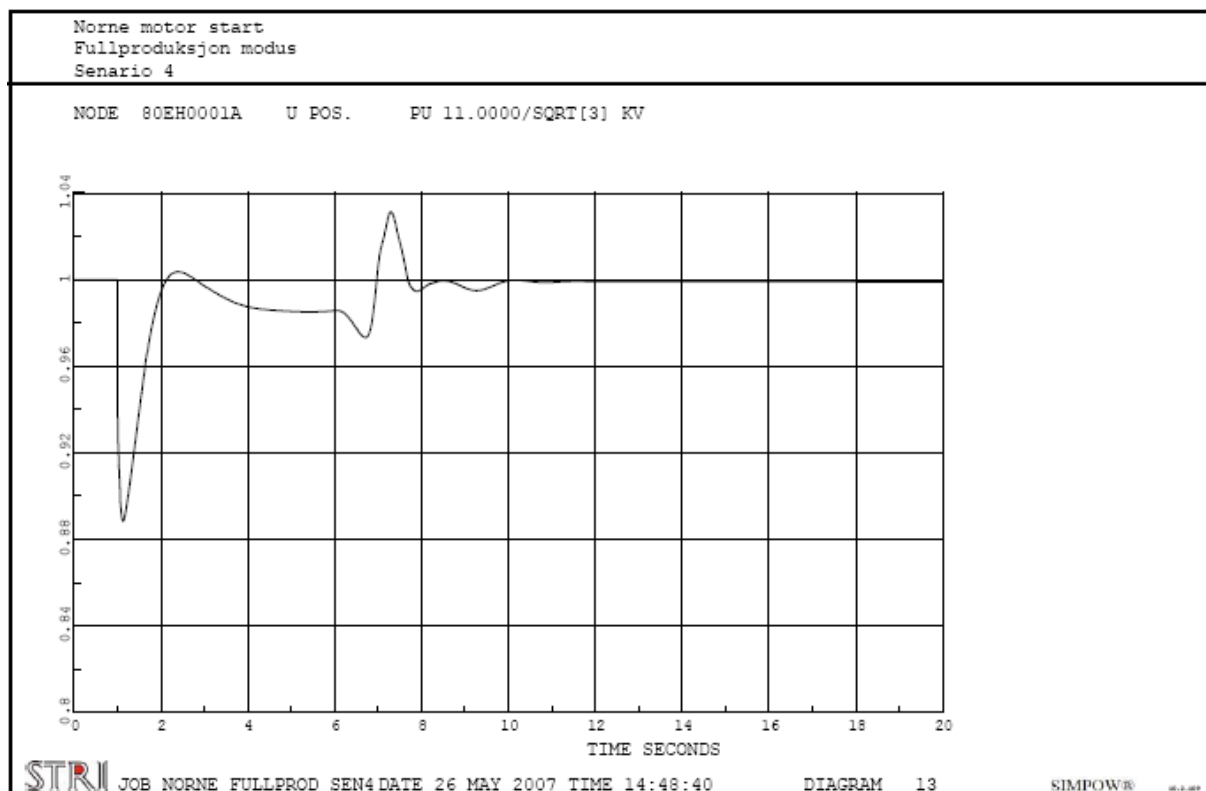
#### 6.1.1.4 Scenario 4

I scenario 4 var det gjort forsøk med tilleggssignalet i spenningsregulatoren. Tilleggssignalet skal forberede magnetiseringssystemet på den hurtige endringen som kommer i de reaktive effektforbruket når motoren er nær stasjonær hastighet.

Spenningen på samleskinne 80EH0001A under starten vises i figur 49. Spenningsdippen som oppstod rett etter innkobling av motoren var på ca 11,15 %, samme som i scenario 1. Dette var forventet da startforholdene er like i scenarioene. Etter omtrent 6,1 sekunder begynte spenningen å bli redusert, dette på grunn av tilleggssignalet som ble aktivisert etter 6 sekunder. Spenningstoppen ble omtrent 3,14 % som var en reduksjon på 4,36 % i forhold til scenario 1. Den lille spenningsdippen som oppstod rett etterpå ble redusert på grunn av at tilleggssignalet reverseres. Dette resulterte i en ekstra pendling før spenningen ble stabil.



Starttiden for motoren økte med ca 0,05 sekunder ved bruk av tilleggsignalet. Dette er antageligvis på grunn av den ytterligere reduksjonen av spenningen.



figur 49: Spenning på samleskinne 80EH0001A under start med tilleggsignal i regulator

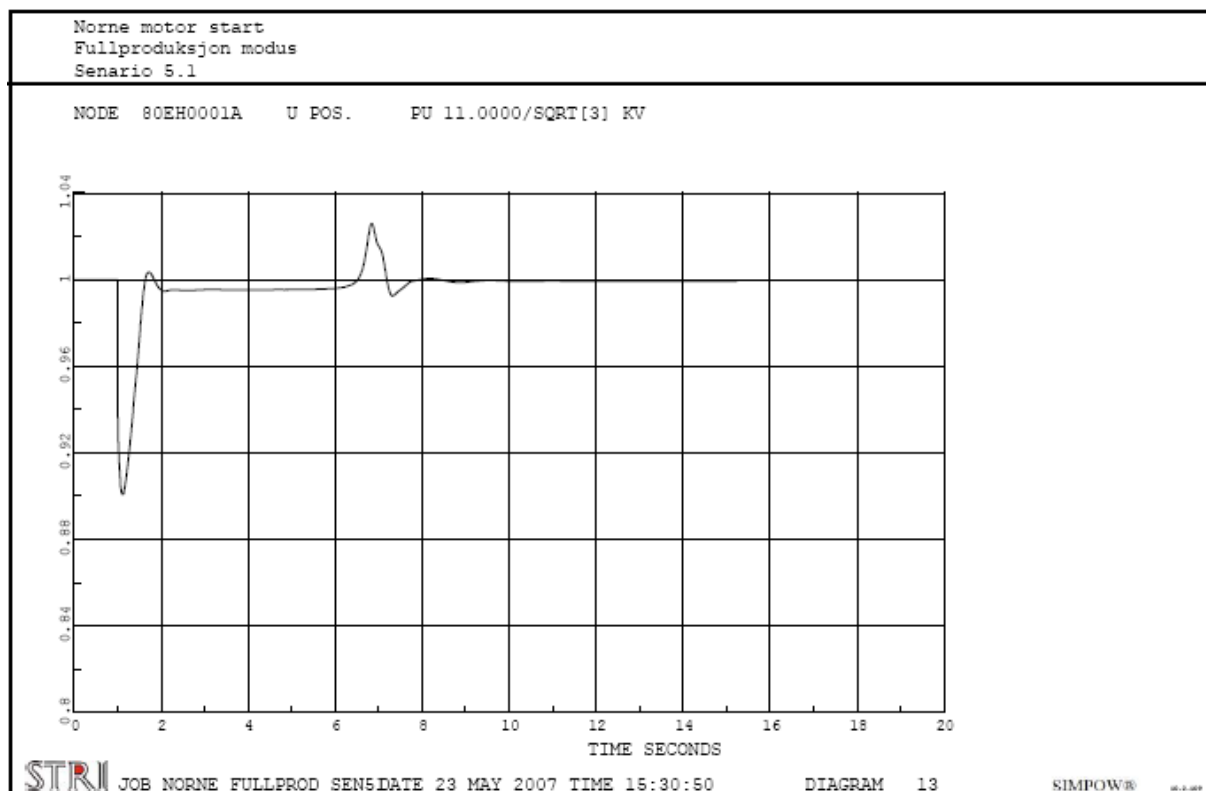
Tilleggsignalet i den form som det har i dette tilfellet, gir mer enn en halvering av spenningstoppen i forhold til scenario 1. Signalet viser seg vanskelig å stille inn i forhold til initieringstidspunkt. Feilmarginer på tiendedels sekund for initieringen av signalet gir store utslag i spenningen fra generatoren.

### 6.1.1.5 Scenario 5

I denne analysen var det roterende magnetiseringssystemet byttet ut med et statisk magnetiseringssystem som forsynes rett fra generatorklemmene. På grunn av den store forsterkningen som ble benyttet til det roterende magnetiseringssystemet ble det gjort simuleringer med to ulike forsterkninger for det statiske magnetiseringssystemet. En med forsterkning på 200 i scenario 5.1 og en med forsterkning på 1000 i scenario 5.2. I SIMPOW-modellen var ikke blokken med *XC* inkludert i spenningsregulatoren.

Spenningsdippen endte på ca 9,93 % i 5.1 og ca 9,88 % i 5.2. Dette var en reduksjon i spenningsdippen på omtrent 1,25 % i forhold til grunnscenarioet. Spenningen kom raskt tilbake til 11 kV nivå etter dippen. Omtrent 0,5 sekunder raskere i begge tilfeller enn spenningen i scenario 1. Se figur 50 som viser spenningen på samleskinne 80EH0001A under starten for scenario 5.1. Spenningstoppen kom på ca 2,6 % ved en forsterkning på 200 og på ca 0,66 % ved en forsterkning på 1000. Dette var en reduksjon av spenningstoppen på henholdsvis 4,9 % og 6,84 %. Varigheten av spenningstoppen ble redusert til omtrent 0,7 sekunder i scenario 5.1 og ca 0,6 sekunder i scenario 5.2. Spenningen ble hurtigere stabilisert i

begge tilfeller og starttiden for motoren ble redusert med omtrent 0,2 sekunder i forhold til scenario 1.



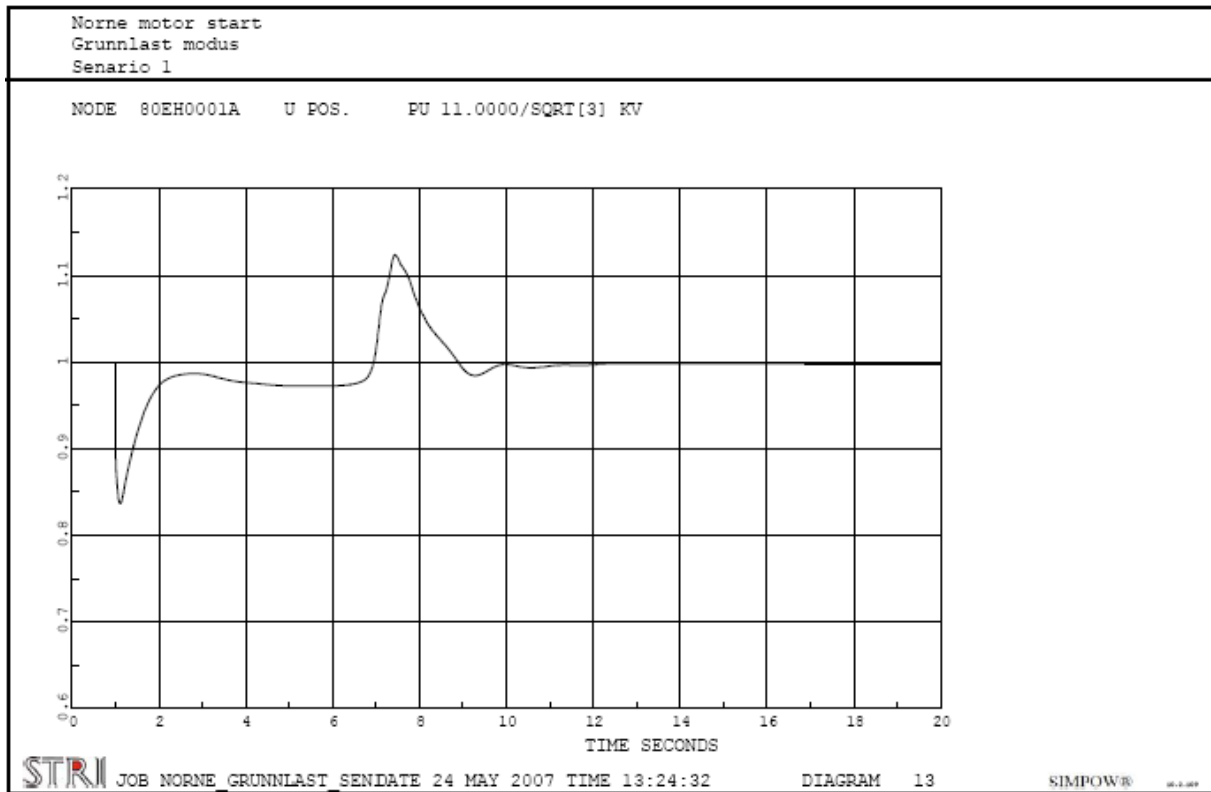
figur 50: Spenning på samleskinne 80EH0001A i scenario 5.1

## 6.1.2 Grunnlast

Den første av vanninjeksjonsmotorene skulle starte, belastningen på anlegget var ca 7,2 MW og 3,4 MVAR. En hovedgenerator og en dieselgenerator var innkoblet. I tabell 15 i kapittel 5.1.2 er verdier for spenning og frekvens samlet for alle scenarioene. Hvis ikke annet er spesifisert er prosentverdier i drøftingen av scenarioene er hentet fra denne tabellen.

### 6.1.2.1 Scenario 1

Scenario 1 er referansescenario for analysene som gjøres i grunnlastmodus. Spenningen på samleskinne 80EH0001A under motorstarten vises i figur 51. Spenningsdippen var på ca 16,32 % og spenningstoppen på ca 12,4 %. Starttiden for motoren var omtrent 6,1 sekunder. I høstprosjektet [17] var spenningsdippen mindre og spenningstoppen høyere, se vedlegg G. I likhet med scenario 1 i kapittel 6.1.1 ble det antatt at forskjellene skyldes motormodellen og dieselgeneratormodellen. Det antas derfor at scenario 1 gir et riktigere startforløp enn i høstprosjektet og at modellen som ble benyttet i dette prosjektet er riktigere.



figur 51: Spenning samleskinne 80EH0001A under motorstarten scenario 1

I forhold til resultatene fra Unitech [19] var spenningsdippen i scenario 1 ca 4,3 % dypere og spenningstoppen ca 2,9 % høyere. Spenningen var tilbake på 11 kV nivå etter ca 0,35 sekunder og spenningstoppen hadde en varighet på ca 1,4 sekunder i Unitech sine analyser. I scenario 1 varer spenningsdippen ca 1 sekund og spenningstoppen ca 2,6 sekunder. I simuleringene til Unitech var frekvensdippen på 2,6 % og frekvenstoppen på -0,425 %. I analysene i scenario 1 endte frekvensdippen på ca 1,78 % og frekvenstoppen på 0,34 %. For dette tilfellet ble båndet for frekvensen omtrent likt. Dette var ikke tilfelle for anlegget i fullproduksjonsmodus. Starttiden for motoren var ca 0,9 sekund raskere i Unitech sine analyser. I likhet med scenario 1 i kapittel 5.1.1 var enkelte av komponentene i modellene ulike, men magnetiseringssystemet skulle være det samme. De samme forskjellene i resultatene fra simuleringprogrammene oppstod også i grunnlastmodus. Det som skiller seg ut i grunnlastmodus er at båndet for frekvenspendlingene er nesten likt. Topp og bunnverdiene for frekvensen i programmene er ikke like og her får frekvensen en dypere dipp i Unitech sine analyser. Spenningskurven fra EDSA, figur 68 i vedlegg G, er mer oscillatorisk for grunnlasttilfelle enn den fra SIMPOW.

### 6.1.2.2 Scenario 2

Virkingen fra det dynamiske posisjoneringssystemet under starten skulle simuleres. Bølgepåvirkningen ble modellert som en oppjustering av effekten til thrusterne på tre sekunder. Deretter ble de kjørt på full effekt i tre sekunder før de kjøres ned til null forbruk i løpet av tre sekunder. Thrusterne startet oppkjøringen samtidig som motoren startet.

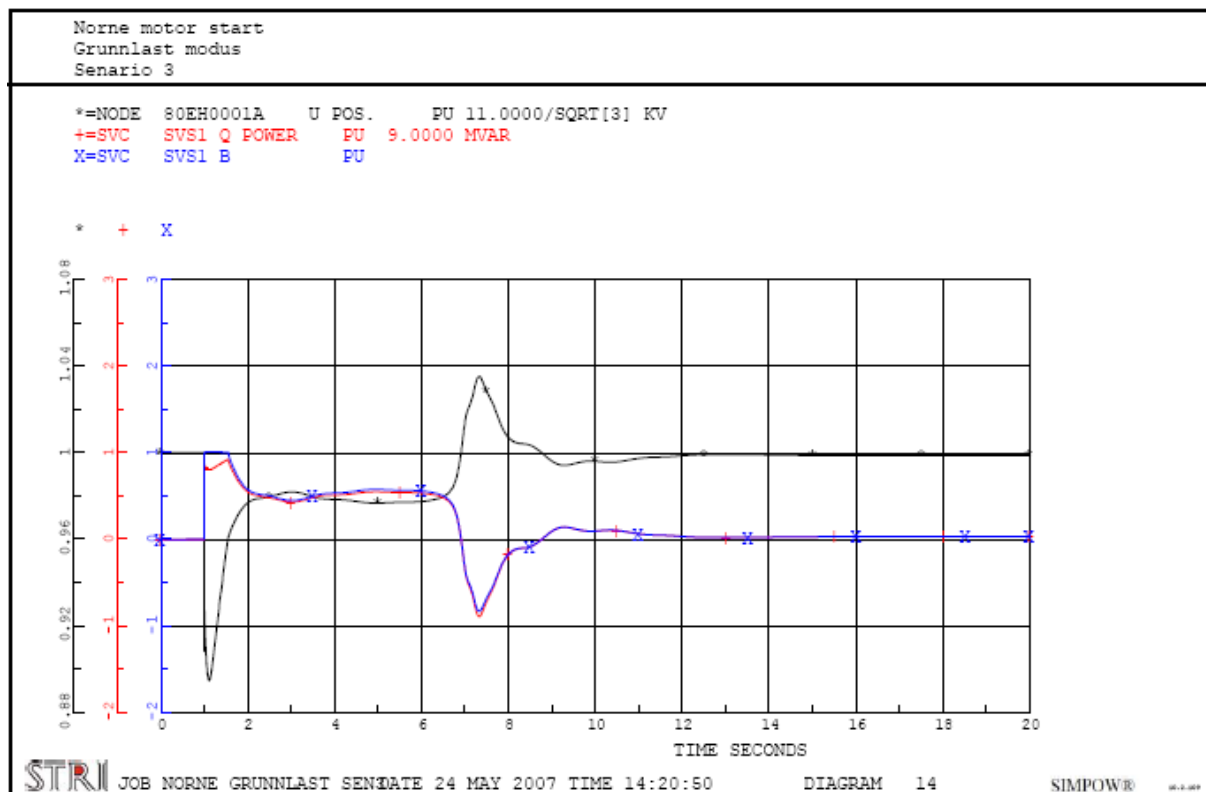
Utseendemessig var spenningskurvene i scenario 1 og 2 nesten identiske. Spenningsdippen var ca 0,07 % dypere og spenningstoppen 0,6 % høyere i scenario 2. Spenningen brukte omtrent 1 sekund lengre tid på å bli stabil i forhold til scenario 1. Starttiden for motoren ble

den samme som i scenario 1. Den største innvirkningen var i frekvensen som ble ca 1,2 % lavere med thrusterkjøring. Forskjellene i scenario 1 og 2 er ikke så store og det antas å ikke ha så stor innvirkning på analysene. Derfor er det ikke gjort flere simuleringer med bølgepåvirkning.

### 6.1.2.3 Scenario 3 og 6

Virkingen av reaktiv effektkompensering i form av et SVS og TSC skulle bli undersøkt. SVS i scenario 3 bestod av TSC og en TCR med en ytelse på  $\pm 9$  MVar. I scenario 6 hadde TSC en ytelse på 9 MVar.

Spenningsdippen var ca 10,53 % i scenario 3 og ca 11,81 % i scenario 6. Dette gav en reduksjon i dippen på henholdsvis 5,8 % og 4,5 % i forhold til scenario 1. Spenningstoppen i scenario 3 og scenario 6 var på 3,52 % og 10,34 %. I forhold til scenario 1 gav dette en reduksjon i toppverdien på 8,88 % og 2,06 %. Spenningen på samleskinne 80EH0001A, reaktiv produksjon og susceptansen til SVS i scenario 3 vises i figur 52. Susceptansen i scenario 3 ble i likhet med scenarioet i fullproduksjon ikke styrt ut til full verdi.

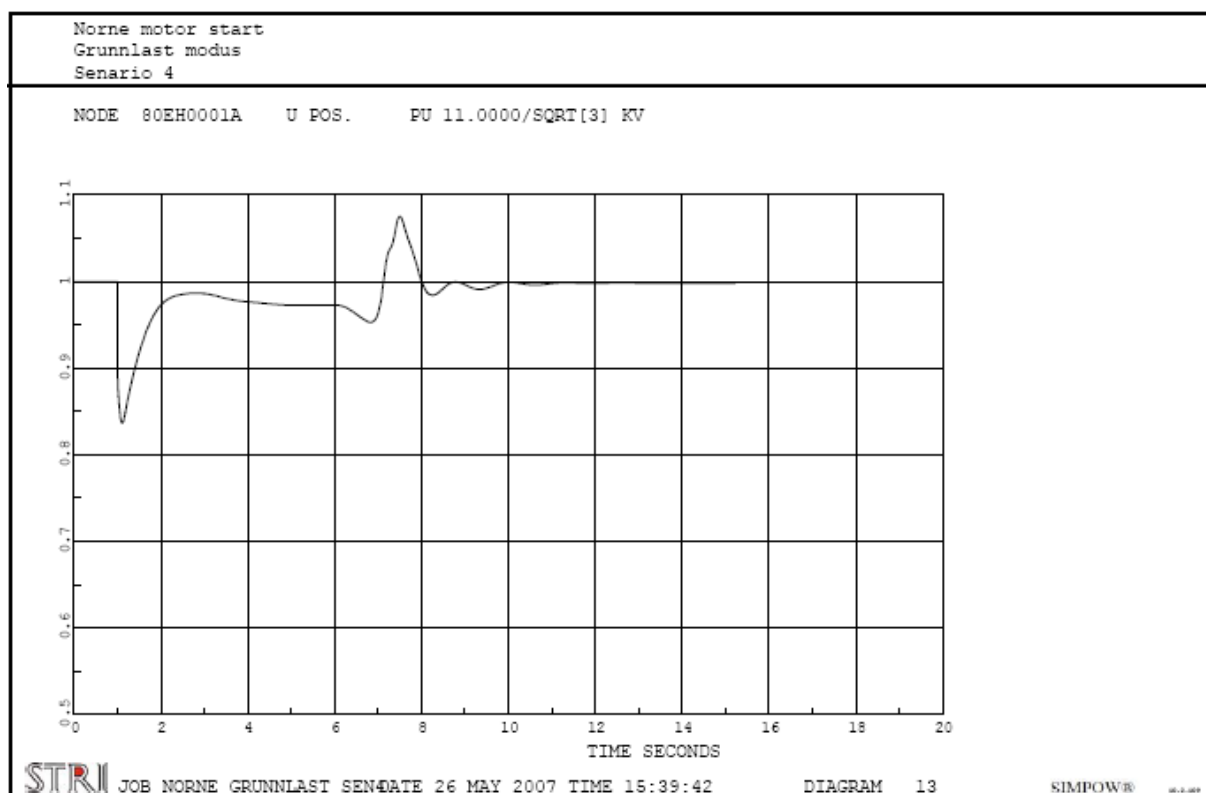


figur 52: Spenning samleskinne 80EH0001A, susceptans og reaktiv produksjon SVS, scenario 3

Spenningen får en litt annen form under spenningstoppen enn i scenario 1, men i begge tilfeller så gikk spenningen under 11 kV nivå på omtrent samme tidspunkt. Den lille spenningsdippen ble ytterligere redusert med SVS. Starttiden for motoren var uforandret ved bruk av TSC og SVS. Starttiden ble i begge tilfeller ca 6 sekunder.

### 6.1.2.4 Scenario 4

I scenario 4 ble det gjort simuleringer med tilleggssignalet i spenningsregulatoren. Spenningen på samleskinne *80EH0001A* under starten vises i figur 53. Spenningsdippen var på ca 16,32 %, samme som i scenario 1. Etter omtrent 6,15 sekunder begynte spenningen å minke, dette var på grunn av tilleggssignalet som aktiviseres etter 6 sekunder. Spenningsstoppen ender på ca 7,55 %, som gav en reduksjon av spenningsstoppen på 4,85 % i forhold til scenario 1. Spenningen ble redusert til 11 kV nivå ca 1 sekund hurtigere med tilleggssignalet. Motoren brukte ca 6,2 sekunder på å nå stasjonær hastighet, som var en økning på 0,2 sekunder. Dette var antageligvis på grunn av ytterligere reduksjon av spenningen under motorstarten.



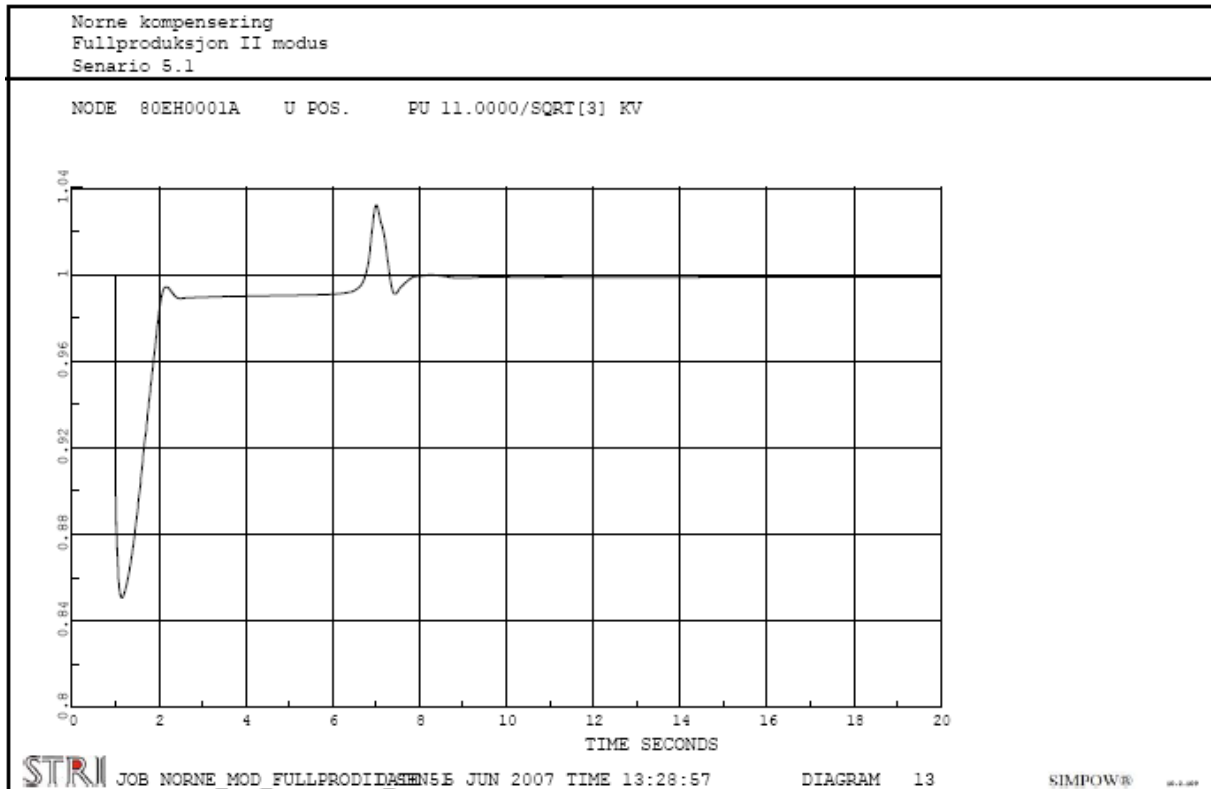
figur 53: Spenning på samleskinne *80EH0001A* under start med tilleggssignal i regulator

I denne driftsmodusen var tilleggssignalet vanskeligere å stille inn enn i fullproduksjonsmodus. Signalet for å redusere den lille spenningsdippen ble ikke tatt med på grunn av innstillingsproblemene. Men signalet gav innvirkning i dette driftstilfellet, spenningsstoppen ble redusert med ca 4,85 %.

### 6.1.2.5 Scenario 5.1 og 5.2

I denne analysen ble det roterende magnetiseringssystemet byttet ut med et statisk magnetiseringssystem som forsynes rett fra generatorklemmene. Det ble gjort simuleringer med to forsterkninger i spenningsregulatoren på grunn av den store forsterkningen som var brukt for det roterende magnetiseringssystemet. Et med forsterkning på 200 i scenario 5.1 og 1000 i scenario 5.2. Blokken med *XC* ble ikke benyttet i spenningsregulatoren i SIMPOW-modellen.

Spenningsdippen endte på ca 15,11 % i scenario 5.1 og ca 15,08 % i scenario 5.2. Dette var en reduksjon i spenningsdippen på omtrent 1,23 % i forhold til grunnscenarioet. Spenningen ble raskere stabilisert etter dippen, Se figur 54 som viser spenningen på samleskinne 80EH0001A under starten for scenario 5.1. Spenningstoppen minket til ca 3,62 % ved en forsterkning på 200 og til ca 1,13 % med en forsterkning på 1000. Dette var en reduksjon av spenningstoppen på henholdsvis 8,78 % og 11,27 %. Varigheten av spenningstoppen ble redusert i begge scenarioene. I forhold til scenario 1 ble spenningen hurtigere stabil i senario 5.1 og 5.2. Starttiden for motoren ble redusert med henholdsvis 0,2 og 0,3 sekunder.



figur 54: Spenning på samleskinne 80EH0001A i scenario 5.1

### 6.1.3 Oppsummering eksisterende anlegg

Virkingen fra tiltakene for å bedre spenningsforholdene under motorstarten er lik for scenarioene i begge driftsmodusene. Det statiske magnetiseringssystemet gir den største reduksjonen av spenningstoppen. Med den største forsterkningen i spenningsregulatoren er spenningstoppen neste borte. I fullproduksjon blir spenningstoppen ca 0,66 % og i grunnlast blir spenningstoppen ca 1,13 %. Statisk Var system er tiltaket som gir den nest største reduksjonen av spenningstoppen. Deretter fulgte tilleggssignalet i spenningsregulatoren. I fullproduksjonsmodus gir tilleggssignalet nesten like stor reduksjon som SVS. Spenningstoppen med SVS er bare 0,008 % lavere. I grunnlastmodus er forskjellen større og der skiller det 4,34 % mellom tilleggssignal og SVS. Innbyrdes for SVS er det mindre forskjell i spenningstoppen i de to driftstilfellene. I grunnlastmodus er spenningstoppen bare 0,08 % høyere. For SVS er det ikke stor innvirkning på spenningstoppen om en eller to hovedgeneratorer er innkoblet under motorstarten. Men for tilleggssignalet er forskjellen større. Tilleggssignalet er mer avhengig av innkoblede generatorer for å redusere spenningstoppen. Dette er med på å begrense virkingen til signalet i grunnlastmodus der en

hovedgenerator er tilkoblet. TSC var det tiltaket som gir minst reduksjon av spenningstoppen. SVS og TSC er de tiltakene som gir den største reduksjonen av spenningsdippen. Det statiske magnetiseringssystemet gir også en reduksjon av spenningsdippen, men ikke så stor som for TSC og SVS.

I alle simuleringene for modellene til det eksisterende anlegget er feltviklingen til hovedgeneratoren innenfor driftsgrensene som ble kartlagt i kapittel 4.2. Dieselgeneratorens grenser for feltviklingen er ikke kartlagt eller kontrollert på grunn av at modellen ikke er verifisert. Det bemerkes at modellen til dieselturbinen og generatoren gir en merkelig respons i simuleringene. I alle scenarioene øker dieselgeneratoren hastigheten litt, rett etter at motoren er tilkoblet. I scenario 3 i grunnlastmodus får generatoren mye mindre hastighetsøkning sammenlignet med de andre scenarioene. Det tar ikke lang tid før hastigheten får tilnærmet samme respons som hovedgeneratorene. I alle scenarioene reduseres den produserte aktive effekten, elektriske og mekaniske momentet til dieselgeneratoren. Strømmen som generatoren leverer og produsert reaktiv effekt reduseres ikke. SIMPOW-modellen som er benyttet til dieselgenerator med magnetiseringssystem er også benyttet til hovedgenerator med magnetiseringssystem. Det må derfor være modellen til dieselturbinen som gir den merkelige responsen.

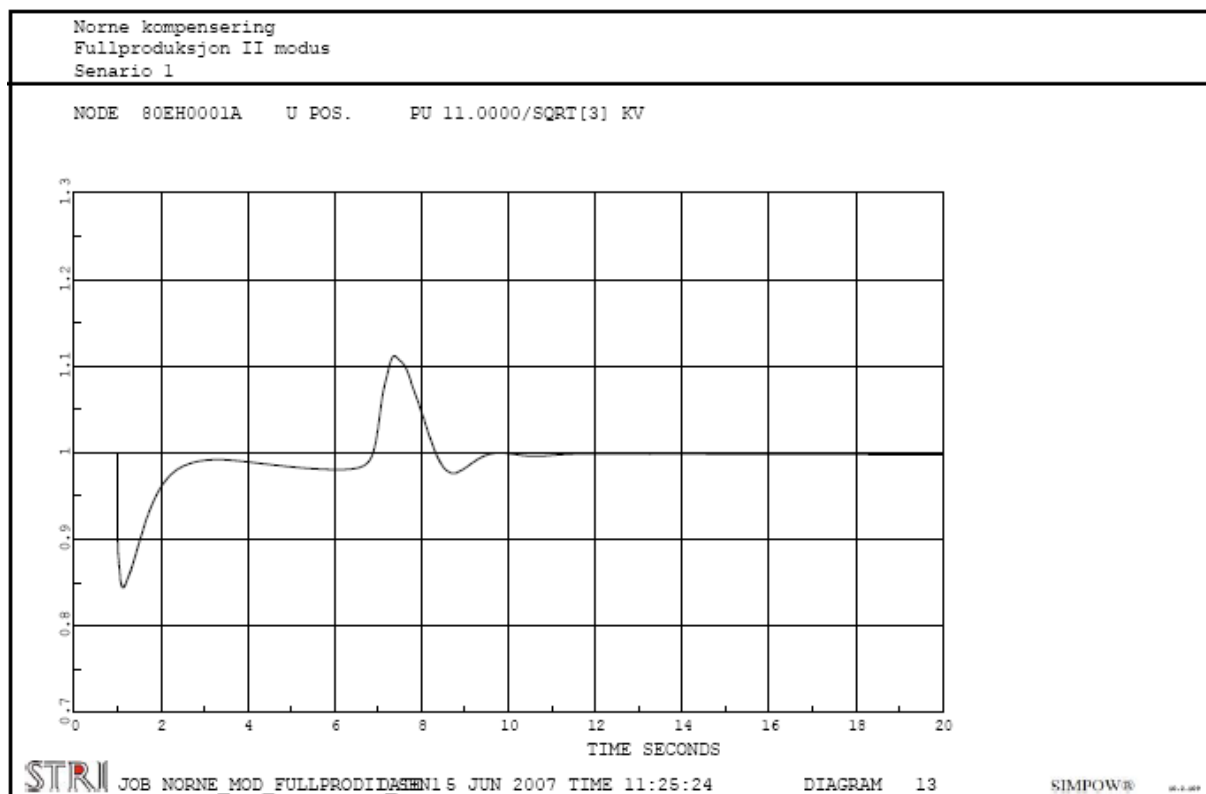
## 6.2 Modifisert hovedgenerator

I denne driftsmodusen ble det gjort simuleringer av de samme scenarioene som for det eksisterende anlegget. Utfallet fra simuleringene var ikke ulikt fra foregående analyser og derfor blir ikke analysene behandlet like detaljert som i kapittel 6.1.

### 6.2.1 Fullproduksjon II

Etter ønske fra Statoil skulle en belastningssituasjon som var et driftstilfelle fredag den 4. mai undersøkes. Den siste av vanninjeksjonspumpene skulle startes, belastningen før start er på 22 MW og 15 MVAR. En hovedgenerator og en dieselgenerator var innkoblet, normalt er begge hovedgeneratorene innkoblet, men det var ønskelig å kontrollere utfallet med den modifiserte hovedgeneratoren. Det er ikke nok aktiv effektreserve for å simulere bølgepåvirking så scenario 2 er ikke med i dette driftstilfellet. Hvis ikke annet er spesifisert er verdier for spenninger osv, i diskusjonen under er hentet fra tabell 18 i kapittel 5.2.1.

Scenario 1 er referanse for simuleringene i driftsmodusen, spenningskurven for scenarioet er i figur 55. Spenningsdippen og spenningstoppen endte på henholdsvis ca 15,6 % og 11,17 %. Motoren brukte ca 6,05 sekunder på å starte. Spenningsdippen ble mest redusert når SVS og TSC benyttes, dippen endte på 11,12 % i begge tilfellene. Spenningstoppen ble redusert til ca 3,5 % med SVS og 9,5 % med TSC. Starttiden for motoren ble redusert med ca 0,05 sekund med SVS, men TSC gav ingen reduksjon i starttiden. Når tilleggssignalet ble benyttet i spenningsregulatoren ble spenningstoppen ca 5,27 % som gav en reduksjon på 5,9 % i forhold til scenario 1. Starttiden for motoren økte med omtrent 0,1 sekund. Det var også i dette scenarioet vanskelig å stille inn tilleggssignalet. En større reduksjon av spenningstoppen var antageligvis mulig men det ville ført til en større reduksjon av spenning før spenningstoppen.



figur 55: Spenning samleskinne 80EH0001A, scenario 1

Den største reduksjonen av spenningstoppen oppnås med statisk magnetiseringssystem. Regulatorforsterkning på 200 gav en toppverdi i spenningen på ca 3,22 %. Med en forsterkning på 1000 endte toppverdien på 0,81 %. En liten reduksjon i spenningsdippen observeres. Starttiden for motoren ble redusert med henholdsvis ca 0,05 og 0,2 sekunder.

Det finnes ingen målinger eller resultater som simuleringene i denne driftsmodusen direkte kan sammenlignes med. Simuleringene i fullproduksjon II gir samme innvirkningen på spenningen som analysene for det eksisterende anlegget i fullproduksjon. Det registreres at tilleggssignalet gir større prosentvis reduksjonen av spenningstoppen i denne driftsmodusen i forhold til anleggene med den eksisterende generatoren. En reduksjon på 5,9 % for fullproduksjon II mot 4,85 % i grunnlast og 4,36 % i fullproduksjon for det eksisterende anlegget. Dette er antageligvis bare en følge av at signalet initieres til forskjellige tidspunkt og at spenningen har ulik form og amplitude i simuleringene.

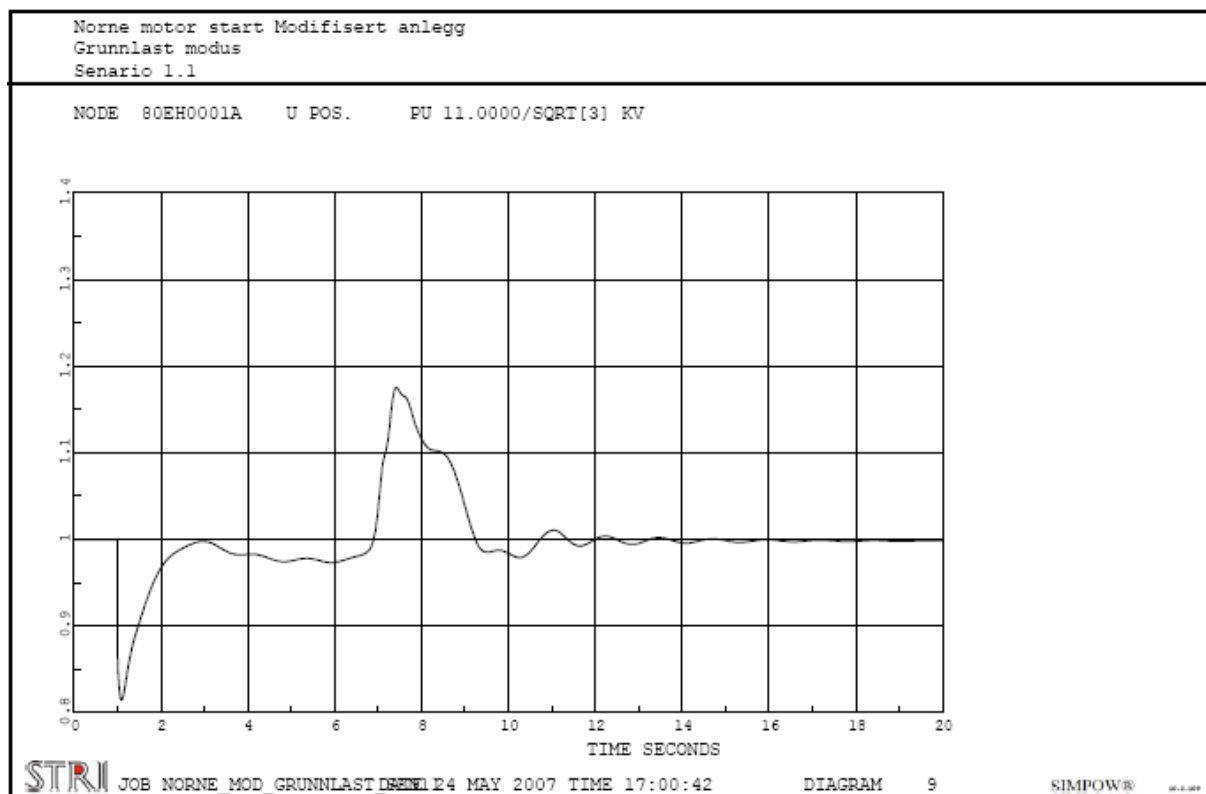
## 6.2.2 Grunnlast

Samme driftssituasjon som for det eksisterende anlegget skulle undersøkes med den modifiserte hovedgeneratoren. Den første av vanninjeksjonsmotorene skulle starte. Belastningen på anlegget før starten var 7,2 MW og 3,4 MVA. Det ble gjort to simuleringer for hvert scenario. En simulering med bare hovedgeneratoren og en simulering med hovedgenerator og en dieselgenerator. Scenarioene med hovedgeneratoren er merket x.1 og scenarioene med hovedgenerator og dieselgenerator er merket x.2. Hvis ikke annet er spesifisert er verdier for spenninger osv, i diskusjonen er hentet fra tabell 21 i kapittel 5.2.2.



### 6.2.2.1 Bare hovedgenerator

Med bare hovedgeneratoren som produksjonskilde i scenario 1.1 ble spenningsdippen ca 18,56 % og spenningstoppen ca 17,55 %. Starttiden for motoren var 6,1 sekunder. Spenningen på samleskinne 80EH0001A for scenario 1.2 vises i figur 56. Spenningen var litt oscillerende under starten og varigheten av spenningstoppen i overkant av 2 sekunder.



figur 56: Spenningen på samleskinne 80EH0001A, scenario 1.1 (bare hovedgenerator)

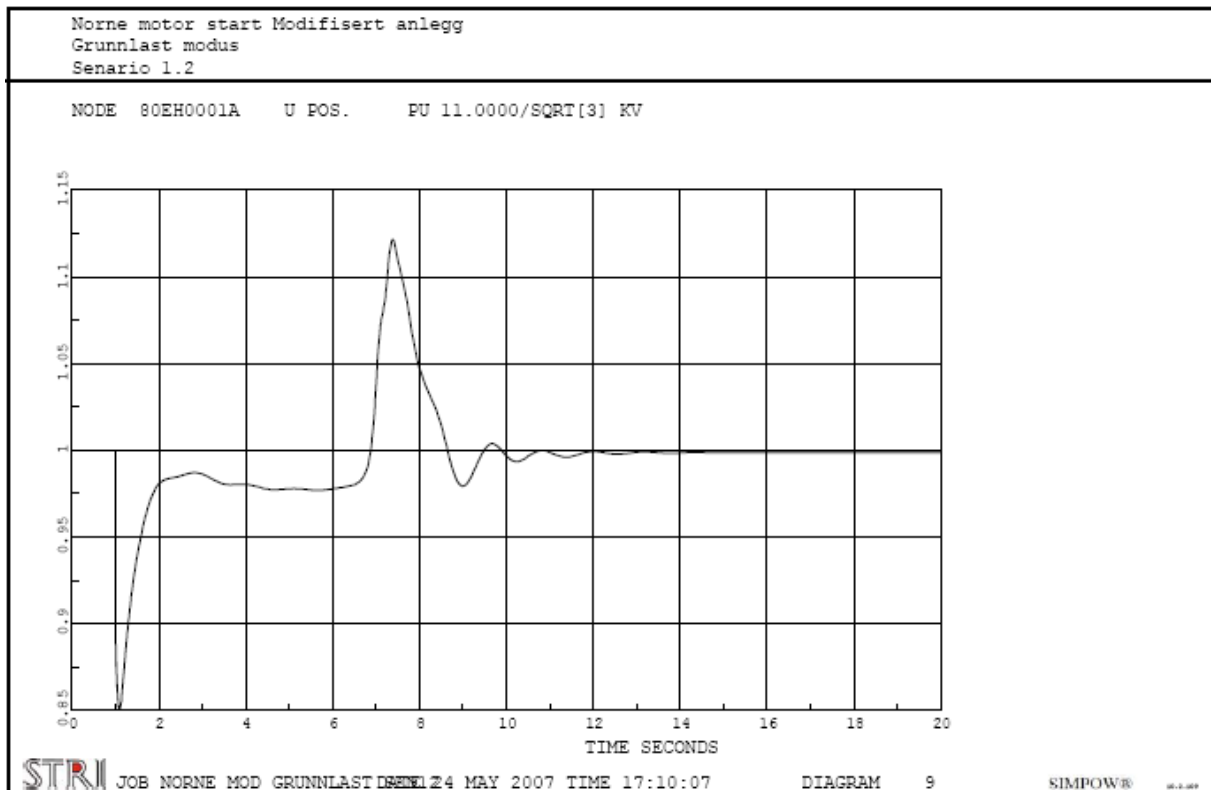
I scenario 2.1 der bølgepåvirkning var inkludert i modellen økte spenningsdippen til ca 18,61 % og spenningstoppen til 18,52 %. Starttiden for motoren økte med 0,1 sekunder. Det antas at thrusterne ikke hadde så stor innvirkning på systemet og det ble derfor ikke gjort flere simuleringer med posisjoneringssystemet. Det statiske magnetiseringssystemet gav den største reduksjonen av spenningstoppen. Spenningstoppen ble ca 2,6 % ved en forsterkning på 200 og 0,7 % med en forsterkning på 1000. Starttiden for motoren ble redusert med 0,1 og 0,2 sekunder. Ved bruk av SVS begrenses spenningsdippen til ca 13,5 % og spenningstoppen til ca 3,9 %. Med tilleggssignalet ble spenningstoppen ca 7,75 % som var en reduksjon på 9,8 %. Dette var den største prosentvise reduksjonen av spenningstoppen som oppnås med tilleggssignalet.

### 6.2.2.2 Hovedgenerator og dieselgenerator

I forhold til scenarioene med bare hovedgenerator forbedres alle parameterverdier i tabell 21 i kapittel 5 når dieselgeneratoren inkluderes i SIMPOW-modellen. Spenningen får mindre dipp og topp, frekvensen får mindre dipp og topp. I scenario 1.2 ble spenningsdippen redusert til ca 14,97 % og spenningstoppen til ca 12,18 %. Spenningen på samleskinne 80EH0001A under motorstarten for dette scenarioet vises i figur 57. Spenningskurven var mer stabil når dieselgeneratoren ble inkludert i modellen. Varigheten av spenningstoppen var i tillegg

redusert med omtrent 1 sekund i forhold til scenario 1.1, se figur 56. I forhold til spenningen i figur 55 som viser spenningen på samme samleskinne i scenario 1 for anlegget i fullproduksjon II er spenningskurven mindre stabil i figur 57. Spenningen oscillerer mer under startforløpet i grunnlastmodusen. I begge driftsmodusene er samme generatorene tilkoblet. Frekvensen får større og flere pendlinger når belastningen på anlegget er lavere før motoren startes, se tabell 18 og tabell 21 i kapittel 5. Spenningen i alle scenarioer for anlegget i fullproduksjon II får en dypere spenningsdipp enn for anlegget i grunnlast. Spenningsstoppen er lavere i de fleste scenarioer til fullproduksjon II. Men ikke i simuleringene med statisk magnetiseringssystem, der er spenningsstoppen lavere i grunnlast.

I figur 51 vises spenningen i scenario 1 for det eksisterende anlegg i grunnlastmodus. Spenningen i figur 51 er mindre oscillerende under starten enn spenningen i figur 57. Fra figurene observeres det at spenningen bruker litt kortere tid på å nå 11 kV nivå i scenarioet med den modifiserte hovedgeneratoren. Belastningen på anlegget og innkoblede generatorene er identiske i begge tilfellene. Forskjellen er modellen til hovedgeneratoren. Den modifiserte hovedgeneratoren har en lavere verdi på  $T_{d0}$  som virker inn på tidsresponsen for feltviklingen [14]. Sammenlignes spenningene i tabell 15 og tabell 21, er både spenningsdippen og spenningsstoppen mindre for scenarioene 1, 2, 4 og 5 for den modifiserte hovedgeneratoren. I scenario 6 er spenningsdippen mindre for den modifiserte generatoren, men spenningsstoppen er lavere i dette scenarioet for den eksisterende hovedgeneratoren. I scenario 3 for den eksisterende hovedgeneratoren er både spenningsdippen og spenningsstoppen mindre enn med den modifiserte hovedgeneratoren. Det observeres at frekvensdippen er mindre i alle simuleringene i grunnlastmodus med den modifiserte hovedgeneratoren. Frekvensstoppen er større i alle scenarioene i grunnlastmodus med den eksisterende hovedgeneratoren.



figur 57: Spenningen på samleskinne 80EH0001A, scenario 1.2 (hovedgenerator og dieselgenerator)

### 6.2.3 Oppsummering modifisert hovedgenerator

I grunnlastmodus gir ikke modellen for den modifiserte hovedgeneratoren bedre spenningsforhold i alle scenarioene i forhold til den eksisterende generatoren. I scenario 1 som er grunnscenarioet er spenningstoppen lavere men spenningskurven oscillerer litt mer med den modifiserte hovedgeneratoren. Reduksjonen av spenningstoppen er 0,22 % i grunnlastmodus. Det antas derfor at en den modifiserte hovedgeneratoren kommer til å gi en reduksjon i spenningstoppen i forhold til den eksisterende hovedgeneratoren. Det er samme belastning er på anlegget og det er bare generatorparametrene for hovedgeneratoren som er forskjellen i anleggene. Det at samme turbinmodell benyttes for begge generatorytelsene kan innvirke på resultatene, men hvilken innvirkning turbinmodellen medfører på resultatene er ikke kartlagt.

Tiltakene for å redusere spenningstoppen gav samme virkning for den modifiserte generatoren. Det statiske magnetiseringssystemet gav den største reduksjonen i spenningstoppen.

I alle simuleringene for modellene til den modifiserte hovedgeneratoren er feltviklingen til hovedgeneratoren innenfor driftsgrensene som ble kartlagt i kapittel 4.2. Dieselgeneratorens grenser for feltviklingen er ikke kartlagt eller kontrollert på grunn av at modellen ikke er verifisert. Samme merkelige respons for dieselgeneratoren som ble observert for det eksisterende anlegget skjer også i denne modellen. Dieselgeneratoren øker hastigheten rett etter at motoren er tilkoblet. Antageligvis er det noe med dieselturbinmodellen som er grunnen til dette.

## 6.3 Initiering av tilleggssignalet

Simuleringene viser at spenningen kan reduseres med tilleggssignalet, men metoden som er benyttet for initiering er ikke tilrådelig. Små feilmarginer for initieringen av signalet kan gjøre store utslag i spenningen og i verst tilfelle føre til spenningskollaps. Det må derfor finnes en annen metode enn tabellen for å initiere signalet.

En metode kan være å bruke en turtallsmåler på motoren. Hastigheten stiger forholdsvis jevnt opp til stasjonær hastighet. Fra diagrammene i simuleringene kan tidspunktet for initieringen og tidspunktet for å ta bort signalet bestemmes fra hastigheten til motoren. Ved en hastighet på eksempelvis 0,8 p.u initieres signalet og ved en hastighet på 1 p.u tas signalet bort. I fig32 i kapittel 412 vises spenningen på samleskinne *80EH0001A* og hastigheten til motoren under en start. Fra kurvene i figuren observeres det at spenningen ikke er nådd toppen og det er derfor litt tidlig å fjerne signalet etter at motoren har nådd stasjonær hastighet. En annen metode for å ta bort signalet bør benyttes. Kanskje en tidsforsinkelse fra signalet er initiert, eller en når spenningen er kommet under en referanseverdi kan benyttes for å ta bort signalet.

En annen metode for initieringen av signalet kan være å måle effekten som motoren trekker eller som generatoren leverer. Effektkurven øker hurtig når motoren kommer nærme kippmomentet. Ved å sammenligne effekten mot en referanseverdi kan signalet initieres. Deretter kan en av metodene nevnt over benyttes for å ta bort signalet.

## 7 Konklusjon

En ny modell for vanninjeksjonsmotorene er etablert i SIMPOW. Denne modellen bygger på parametere fra leverandøren av motorene. I forhold til modellen som ble brukt i høstprosjektet gir den nye modellen en starttid som avviker mindre fra målt starttid av vanninjeksjonsmotoren. Det antas derfor at den nye motormodellen gir riktigere resultater enn modellen i høstprosjektet. Under motorstarten får ikke spenningskurven fra simuleringene samme form som fra målinger. Spenningsregulatoren i SIMPOW-modellen er derfor justert for å få en bedre tilpasning av spenningskurven.

Programmene EDSA og SIMPOW gir ulik respons i simuleringene. Det er enkelte forskjeller i modellene, men modellen for magnetiseringssystem skal være lik. I EDSA får spenningskurven en hurtigere respons. Ingen av programmene gir resultater som samsvarer godt med målinger fra en motorstart. Det er ikke klarhet i hva forskjellene skyldes.

SIMPOW-modellen er sammenlignet med målinger fra en idriftsettelsesprosedyre for gassturbinene med hovedgeneratorer. Kurver fra SIMPOW-modellen har en mer oscillerende respons enn i målingene. Simuleringsresultatene fra SIMPOW viser en større spenningsstopp ved lastøkning enn målingene i idriftsettelsesprosedyren.

Når den modifiserte hovedgeneratoren kommer i drift er det ønskelig å kjøre den så tungt belastet som mulig for å oppnå en best mulig økonomisk utnyttelse av gassturbinen. Det er gjort en kartlegging av reaktivt effektbehov for anlegget. I kartleggingen er det brukt en effektfaktor på 0,84. For å kunne kjøre turbinen maksimalt belastet opptil nåværende ytelse kreves en reaktiv kompensering på 2,4 MVar. En fremtidig belastning når turbinytelsen økes til 34 MW gir et reaktivt underskudd på 14 MVar. Det er usikkerhet i beregningene av behovet for reaktiv effekt siden det reaktive forbruket til frekvensomformerne ikke er oppgitt. I simuleringer oppnås en litt større reduksjon i spenningstoppen med den modifiserte generatoren enn med den eksisterende generatoren. Simuleringene er gjort på et identisk anlegg i grunnlastmodus. Det oppnås en reduksjon av spenningstoppen på 0,22 % med den modifiserte hovedgeneratoren. Det antas derfor at den modifiserte hovedgeneratoren kan gi en liten reduksjon av spenningstoppen i forhold til den eksisterende hovedgeneratoren.

Tilleggssignal i spenningsregulatoren gir reduksjon av spenningstoppen. Dette tiltaket gir minst reduksjon i forhold til statisk VAr system og statisk magnetiseringssystem. For driftsmodusene grunnlast og fullproduksjon for det eksisterende anlegget er spenningstoppen redusert fra henholdsvis 12,4 % til 7,55 % og fra 7,5 % til 3,14 %. Magnetiseringssystemet forberedes på spenningsøkningen ved å redusere spenningen ytterligere rett før spenningstoppen. Initierting av tilleggssignalet til riktig tid er vesentlig for å få ønsket effekt. En feil initierting i størrelsesorden 0,08 sekunder gir uønsket virkning. I simuleringene initieres tilleggssignalet etter en gitt tid. Skulle det oppstå noe som forsinket eller fremskynder starttiden kan resultatet bli kritisk. Initiertingsmetoden som er brukt i simuleringene ansees derfor for ikke å være tilrådelig.

Analysene med tyristorkoblede kondensator (TSC) og statiske VAr system (SVS) gav reduksjon i spenningsdippen og spenningstoppen. SVS gir den største reduksjonen av spenningstoppen av de to kompenseringsmetodene. Med SVS er spenningstoppen redusert fra 12,4 % til 3,52 % i grunnlastmodus og fra 7,55 % til 3,13 % i fullproduksjonsmodus for det eksisterende anlegget. Ytelsen for SVS i simuleringene er på  $\pm 9$  MVar. For SVS med

tyristorstyrte reaktorer (TCR) oppstår det problemer med harmoniske strømmer og et filter må installeres sammen med SVS. Filteret er ikke inkludert i SIMPOW-modellen.

SVS gir en bra reduksjon av spenningen nesten uavhengig av hvilke generatorer som er innkoblet under motorstarten. Avhengig av innkoblede generatorer og belastning skiller det ca 0,77 % mellom høyeste og laveste reduksjon av spenningstoppen med SVS. Reduksjonen av spenningstoppen med tilleggssignalet blir i større grad påvirket av hvilke generatorer som er tilkoblet. Her skiller det ca 4,61 % mellom den største og minste reduksjonen av spenningstoppen. Det er i starttilfellene med færrest generatorer tilkoblet, den største reduksjonen i spenningstoppen ønskes. Dette er en ulempe for tilleggssignalet i forhold til SVS.

Simuleringene der det roterende magnetiseringssystemet er byttet ut med et statisk magnetiseringssystem, gir størst reduksjon i spenningstoppen. Med den høyeste forsterkningen i regulatoren er spenningstoppen redusert fra 12,4 % til 1,1 % i grunnlastmodus og fra 7,55 % til 0,66 % i fullproduksjonsmodus for det eksisterende anlegget. En installasjon av statisk magnetiseringssystem krever en total ombygning av magnetiseringssystemet som på nåværende tidspunkt er installert. På grunn av børstematingen til feltviklingen krever statiske magnetiseringssystem mer vedlikehold enn roterende magnetiseringssystem.

### **Forslag til videre arbeid**

- Gjøre flere målinger av spenninger, strømmer, osv. under motorstarter i ulike belastningssituasjoner for å kunne verifisere simuleringresultatene
- Ytterligere analyser for å finne en stabil og feilfri initieringsmetode for tilleggssignalet.
- En grundigere kartlegging av reaktiv belastning på anlegget for å få riktig ytelse til et eventuelt kompenseringssystem
- Dersom noen av løsningene fra analysen kommer til å benyttes på Norne FPSO bør en grundigere studie av innvirkningen på det elektriske anlegget gjøres

## Referanser

- [1] Sudhoff, S. D., Corzine, K. A., Glover, S. F., Hegner, H. J., Robey, Jr., H. N., DC link stabilized field oriented control of electric propulsion systems. *IEEE Transaction on energy conversion*, Vol. 13, No. 1, March 1998.
- [2] Mohan, N., Undeland, T. M., Robbins, W. P., *Power electronics converters, applications and design*. Third edition, John Wiley & Sons, Inc., 2003.
- [3] Gjengedal, T., *TET15 Vindkraft*. (Pensumlitteratur I modulfaget TET15 Vindkraft, NTNU, 2004 )
- [4] Thorsen, O. V., *Kraftelektronikk*. 5. Utgave, Gyldendal Norsk Forlag AS, 2000.
- [5] Nysveen, A., Kulbotten, H., Lervik, J. K., Børnes, A H., Høyser-Hansen, M., Bremnes, J. J., Direct Electrical Heating of Subsea Pipelines – Technology Development and Operating Experience. *IEEE Transactions on industry applications*, Vol. 43, No. 1, January/February 2007.
- [6] Gjerde, O., Systemanalyser av skipselektriske anlegg. (Doktor ingeniøravhandling, Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet, Institutt for elkraftteknikk, Trondheim 1999).
- [7] Claeys, G., Retière, N., HadjSaïd, N., Lemerle, P., Varret, E., Belhomme, R., Dynamic modeling of Turbo-charged diesel engine for power system studies. *Power Industry Computer Application, 2001. PICA 2001. Innovative computing for power – electric energy meets the market. 22<sup>nd</sup> IEEE power engineering society international conference on*. Sydney, Australia, May 2001.
- [8] Benga, S., DeCarlo, R., Corless, M., Rizzoni, G., A polytopic system approach for the hybrid control of a diesel engine using VGT/EGR. *Journal of dynamic systems, measurement, and control*, Volume 127, issue 1, pp. 13-21. March 2005.
- [9] Larsen, M., Kokotović, P. V., Passivation design for a turbocharged diesel engine model. *Proceedings of the 37<sup>th</sup> IEEE conference on decision & control*, Tampa, Florida, USA, December 1998.
- [10] Larsen, M., Janković, M., Kokotović, P. V., Indirect passivation design for a diesel engine model. *IEEE International conference on control applications*, Anchorage, Alaska, USA, September 2000.
- [11] Ayadi, M., Langlois, N., Chafouk, H., Polynomial control of nonlinear turbocharged diesel engine model. *IEEE International conference on industrial technology (ICIT), 2004*.
- [12] [http://en.wikipedia.org/wiki/Diesel\\_engines](http://en.wikipedia.org/wiki/Diesel_engines) [15. mars 2007].

- [13] Uhlen, K., Modelling and robust control of autonomous hybrid power systems. (Doktor ingeniøravhandling, Norges tekniske høgskole, Institutt for teknisk kybernetikk, Trondheim 1994).
- [14] Kundur, Prabha, *Power system stability and control*, New York: McGraw Hill inc., 1994.
- [15] Wildi, T., *Electrical machines, drives, and power systems*, 5th international ed. New Jersey: Prentice Hall, 2002.
- [16] Uhlen, K., Gjørseter, O. B., Nettanalyser i et kombinert ac/dc system – Sluttrapport, Trondheim. SINTEF Energiforskning, mai 1999.
- [17] Birkeland, K. V., Starting large induction motors in weak grids. (Norwegian University of Science and technology, Faculty of information technology, mathematics and electrical engineering, Department of electrical power engineering, Trondheim 2006)
- [18] Smøttebråten, S., HVDC light teknologi for offshore anvendelser. (Norges teknisk-naturvitenskaplige universitet, NTNU, Linje for elkraftteknikk, Trondheim høsten1999)
- [19] Electrical Power System Studies For Norne Productionship. Stavanger: Unitech Power Systems, June 1998.
- [20] Gjerde, J. O., Toftevaag, T., Norne – Power System Analysis, Trondheim. EFI Sintef Group, May 1995.
- [21] DYNPOW dynamic simulation user manual, SIMPOW® power system simulation software, revision date: 05-04-29, STRI AB 2004, [www.stri.se/simpow](http://www.stri.se/simpow)
- [22] Gutteridge, N. J., *Statoil – Norne production ship uprating of Brush type BDAX 7-193EH generator*. (Technical report TR0001475, October 2006, Brush electrical machines limited).
- [23] Hovland, T., Telefonsamtale fredag 4. mai. 2007.
- [24] Sand, K., Static Var kompensators in power systems with emphasis on the use of svcs to enhance system damping. (Doktor ingeniøravhandling, Norges tekniske høgskole, Institutt for elkraftteknikk, Trondheim 1987).
- [25] Smith, J. R., Chen, M. J., *Three-phase electrical machine systems computer simulations*, England: John Wiley & Sons, Inc., 1993.
- [26] Toftevaag, T., Privat kommunikasjon. Vårsemesteret 2007.
- [27] Croft, A., Davison, R., Hargreaves, M., *Engineering Mathematics – A Foundation for Electronic, Electrical, Communications and Systems Engineers*. Third ed. Prentice Hall, 2001.



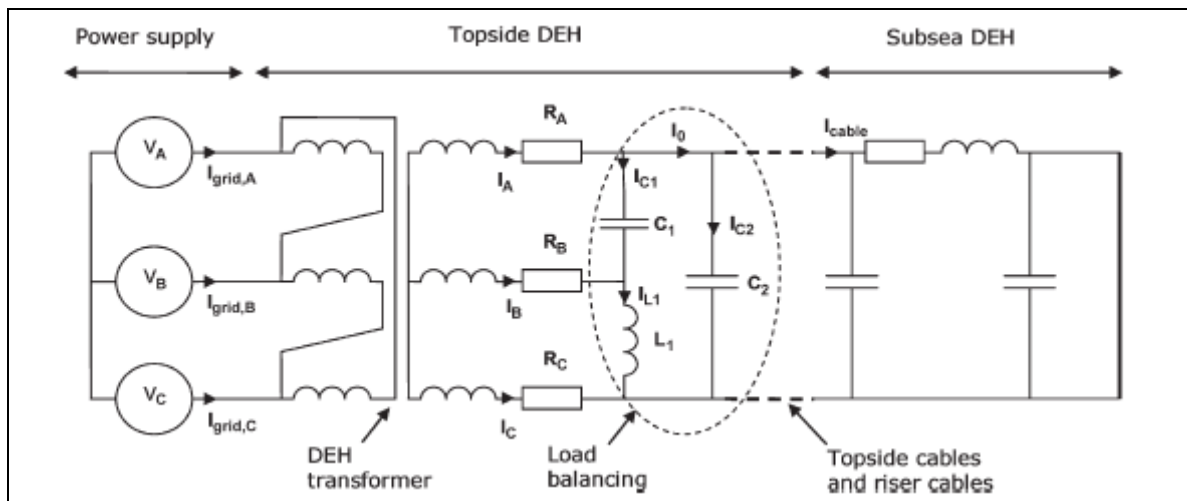


## Vedlegg A

### Beregning av DEH system

Før DEH systemet kan implementeres i SIMPOW, må modellen gjøres om til et format som SIMPOW kan håndtere. I SIMPOW defineres laster i form av effekter, og som symmetriske laster i OPTPOW modulen. Kretsen i figur 58 omgjøres til et format som SIMPOW kan håndtere. Følgende forenklinger er gjort for kretsen i figuren:

- Resistansene  $R_A$ ,  $R_B$  og  $R_C$  neglisjeres
- Det sees bort fra den kapasitive virkningen i kabelen og røranlegget
- Bare lekkreaktansen i transformatoren inkluderes



figur 58: Kretsskjema for DEH system [5]

Følgende data er oppgitt for kretsen i figur 58:

Symmetreringskrets:

$$R_{C1} = 0,1\Omega \quad C_1 = 176,5\mu F \quad C_2 = 894\mu F \quad L_1 = 61mH$$

$$X_{C1} = 1/j \cdot \omega \cdot C_1 = 1/j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 176,5\mu F = \underline{-j18,0346\Omega}$$

$$X_{C2} = 1/j \cdot \omega \cdot C_2 = 1/j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 894\mu F = \underline{-j3,5605\Omega}$$

$$X_{L1} = j \cdot \omega \cdot L_1 = j \cdot 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 61mH = \underline{j19,1637\Omega}$$

Kabel og rørinstallasjon:

$$Z_{KR} = (1,111 + j3,2264)\Omega$$

Transformator :

$$U_1 = 11kV \quad U_2 = 4,408kV \quad S_N = 2,8MVA \quad x_{tr} = 5\%$$

$$Z_{ref} = U_2^2 / S_N = 4408^2 / 2,8 \cdot 10^6 = \underline{6,9395\Omega}$$

$$X_{tr} = Z_{ref} \cdot x_{tr} = 6,9395\Omega \cdot 5\% = \underline{j0,347\Omega}$$

Det er oppgitt at det under normal drift måles en strøm i kabelen på ca 1300A, dette tilsvarer en belastning på:

$$P_{RK} = I^2 \cdot R_{RK} = 1300^2 \cdot 1,111 = \underline{1,877MW}$$

Det er ikke oppgitt hva det reaktive effektforbruket er. Dette beregnes ved å omgjøre kretsen i figur 58 til kretsen i figur 59, og bruke maskestrømsmetoden som er beskrevet i [27]. Kretsen i figur 59 er referert til sekundærsiden. Følgende størrelser gjelder for kretsen.

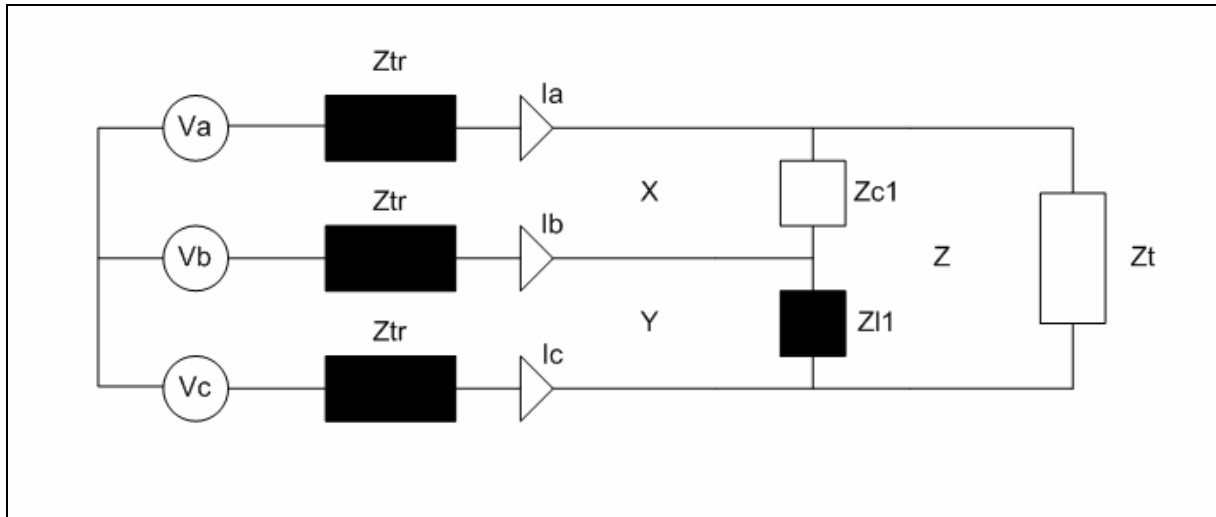
$$Z_{C1} = R_{C1} + X_{C1} = \underline{(0,1 - j18,0346)\Omega}$$

$$Z_{L1} = X_{L1} = \underline{j19,1637\Omega}$$

$$Z_t = Z_{KR} \parallel X_{C2} = \underline{(10,4643 - j0,4137)\Omega}$$

$$Z_{tr} = X_{tr} = \underline{j0,347\Omega}$$

$$V_a = \underline{2545e^{i0^\circ}V} \quad V_b = \underline{2545e^{i-120^\circ}V} \quad V_c = \underline{2545e^{i-240^\circ}V}$$



figur 59: Forenklet kretsskjema for DEH system,

Maskebalansen for kretsen i figur 59 gir:

$$\text{Maske X: } V_a - V_b = x \cdot (2 \cdot Z_{tr} + Z_{C1}) - y \cdot Z_{tr} - z \cdot Z_{C1}$$

$$\text{Maske Y: } V_b - V_c = -x \cdot Z_{tr} + y \cdot (2 \cdot Z_{tr} + Z_{L1}) - z \cdot Z_{L1}$$

$$\text{Maske Z: } 0 = -x \cdot Z_{C1} - y \cdot Z_{L1} + z \cdot (Z_t + Z_{L1} + Z_{C1})$$

På matriseform:

$$\underline{a} = \underline{b} \cdot \underline{x}$$

$$\underline{a} = \begin{pmatrix} V_a - V_b \\ V_b - V_c \\ 0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2545e^{i0^\circ} - 2545e^{i-120^\circ} \\ 2545e^{i-120^\circ} - 2545e^{i-240^\circ} \\ 0 \end{pmatrix} \quad \underline{x} = \begin{pmatrix} x \\ y \\ z \end{pmatrix}$$

$$\underline{b} = \begin{pmatrix} 2 \cdot Z_{tr} + Z_{C1} & -Z_{tr} & -Z_{C1} \\ -Z_{tr} & 2 \cdot Z_{tr} + Z_{L1} & -Z_{L1} \\ -Z_{C1} & -Z_{L1} & Z_t + Z_{L1} + Z_{C1} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,1 - j17,3406 & -j0,347 & -0,1 + j18,0346 \\ -j0,347 & j19,8577 & -j19,1637 \\ -0,1 + j18,0346 & -j19,1637 & 10,5643 + j0,7154 \end{pmatrix}$$

Ligningssystemet løses:

$$\underline{a} \cdot \underline{b}^{-1} = \underline{x}$$

$$\underline{x} = \begin{pmatrix} 254,974 + j8,78125 \\ 138,455 - j201,557 \\ 368,874 - j209,015 \end{pmatrix}$$

Linje strømmen  $I_a$ ,  $I_b$  og  $I_c$  finnes fra følgende ligninger:

$$\vec{I}_a = \underline{x} = \underline{(254,974 + j8,78125) A} = \underline{255,125 \angle 1,9725^\circ A}$$

$$\vec{I}_b = \underline{y - x} = \underline{(-116,519 - j210,338) A} = \underline{240,455 \angle -118,985^\circ A}$$

$$\vec{I}_c = \underline{-y} = \underline{(-138,455 + j201,557) A} = \underline{244,53 \angle 124,486^\circ A}$$

Vinkelen til strømmen viser at DEH systemet produserer reaktiv effekt. For beregning av den totale effekten som DEH systemet trekker benyttes middelverdien av strømmen og vinkelen.

$$I_{mid} = \frac{|\vec{I}_a| + |\vec{I}_b| + |\vec{I}_c|}{3} = \underline{246,7 A} \quad \angle \varphi_{mid} = \frac{\angle \vec{I}_a + \angle \vec{I}_b + \angle \vec{I}_c}{3} = \underline{2,491^\circ}$$

Spenningen etter transformatoren blir da:

$$V_{a,DEH} = V_a - I_{mid} \cdot Z_{tr} = 4408 - 246,7 e^{j2,491^\circ} \cdot j0,347 = \underline{4412,55 \angle -1,1106^\circ V}$$

DEH systemet får da følgende data for bruk i SIMPOW modell:

$$P_{DEH} = \sqrt{3} \cdot 4412,55 \cdot 246,7 \cdot \cos(2,491^\circ - (-1,1106^\circ)) = \underline{1,8818 MW}$$

$$Q_{DEH} = \sqrt{3} \cdot 4412,55 \cdot 246,7 \cdot \sin(2,491^\circ - (-1,1106^\circ)) = \underline{0,1184 MVar} \text{ (kapasitiv)}$$

$$S_{DEH} = \sqrt{3} \cdot 4412,55 \cdot 246,7 = \underline{1,8855 MVA}$$

$$\cos(\phi) = \underline{0,998}$$

## Vedlegg B

### Beregninger for ny vanninjeksjonsmotor

Statoil anskaffet datablad for vanninjeksjonsmotorene, dette finnes i det elektroniske vedlegget som "Vanninjeksjonsmotor\_datablad\_2".

Motordataene er oppgitt i ohmske verdier og må derfor regnes om til p.u for videre bruk i SIMPOW. Figur 60 viser oppgitte data for motoren.

Motor type code: AMI 630L2L BSPH			
Rated output	5200 kW	Power Factor	0,91
Voltage	11000 V $\pm 5$ %	Rated torque	16678 Nm
Frequency	50 Hz	Relat. starting current	4,8
Speed	2977 rpm	Relat. starting torque	0,4
Current	311 A	Relat. maximum torque	2,2

Equivalent circuit corresponding to star-connection			
Running			
Sator resistance $R_1$ (120 °C)	0,1445 $\Omega$	Rotor resistance $R_2'$ (100 °C)	0,1615 $\Omega$
Sator reactance $X_1$	3,1129 $\Omega$	Rotor reactance $X_2'$	2,1982 $\Omega$
Magnetizing reactance $X_m$	124,37 $\Omega$	Iron loss resistance $R_{Fe}$	8,26 k $\Omega$
Starting			
Sator resistance $R_1$ (50 °C)	0,1160 $\Omega$	Rotor resistance $R_2'$ (50 °C)	0,3543 $\Omega$
Sator reactance $X_1$	2,7270 $\Omega$	Rotor reactance $X_2'$	1,6043 $\Omega$
Ambient condition			
Sator resistance $R_1$ (40 °C)	0,1119 $\Omega$	Rotor resistance $R_2'$ (40 °C)	0,3420 $\Omega$

Figur 60: Vanninjeksjonsmotordata

Formler for beregningene er hentet fra [14].

$$S_N = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N = \sqrt{3} \cdot 11000 \cdot 311 = \underline{5,925MVA}$$

$$P_{el} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N \cdot \cos(\varphi) = \sqrt{3} \cdot 11000 \cdot 311 \cdot 0,91 = \underline{5,392MW}$$

$$Q = \sqrt{S_N^2 - P_{el}^2} = \sqrt{5,925^2 - 5,392^2} = \underline{2,456MVAr}$$

$$\eta = \frac{P_{shaft}}{P_{el}} = \frac{5,2MW}{5,392MW} = \underline{0,9644}$$

$$U_{basis} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_N}{\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 11kV}{\sqrt{3}} = \underline{8981,5V}$$

$$I_{basis} = \sqrt{2} \cdot I_N = \sqrt{2} \cdot 311 = \underline{439,8A}$$

$$Z_{basis} = \frac{U_{basis}}{I_{basis}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_N}{\sqrt{2} \cdot I_N} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 11kV}{\sqrt{2} \cdot 311} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = \underline{20,4208\Omega}$$

Beregning av per unit verdier. Beregningen er basert på verdiene for motoren under drift.

$$R1 = \frac{R_1}{Z_{basis}} = \frac{0,1445\Omega}{20,4208\Omega} \approx \underline{0,007076}$$

$$X1S = \frac{X_1}{Z_{basis}} = \frac{3,1129\Omega}{20,4208\Omega} \approx \underline{0,152438}$$

$$XM = \frac{X_m}{Z_{basis}} = \frac{124,37\Omega}{20,4208\Omega} \approx \underline{6,09036}$$

$$X2S = \frac{X_2'}{Z_{basis}} = \frac{2,1982\Omega}{20,4208\Omega} \approx \underline{0,107645}$$

$$RM = \frac{R_{Fe}}{Z_{basis}} = \frac{8,26k\Omega}{20,4208\Omega} \approx \underline{404,49}$$

For å implementere den frekvensavhengige rotorresistansen i SIMPOW må rotorresistansen beskrives som en funksjon av sackingen til motoren. Rotorresistansen avtar ulineært ved avtagende sacking. Da det ikke er angitt kurve for rotorresistansen gjøres den forenkling at den beskrives som en avtagende lineær funksjon.

$$s = \frac{n_s - n_m}{n_s} = \frac{3000 - 2973}{3000} = \underline{0,009}$$

$$R2_{start} = \frac{R'_{2(50^\circ c)}}{Z_{basis}} = \frac{0,3543\Omega}{20,4208\Omega} \approx \underline{0,01735}$$

$$R2_{running} = \frac{R'_{2(100^\circ c)}}{Z_{basis}} = \frac{0,1615\Omega}{20,4208\Omega} \approx \underline{0,00791}$$

**Tabell 22: Rotorresistans som funksjon av sacking**

Sacking [p.u]	Rotorresistans [p.u]
1	0,01735
0,9	0,01640
0,8	0,01545
0,7	0,01449
0,6	0,01354
0,5	0,01259
0,4	0,01163
0,3	0,01068
0,2	0,00973
0,1	0,00878
0,009	0,00791
0	0,007825

Motormodellen i SIMPOW trenger en treghetskonstant for systemet i per unit, kalt H-konstant [18]. Den inneholder treghetsmomentet for motor og lasten som er tilkoblet motoren. Treghetsmomenter og rotasjonshastighet er hentet fra databladet til motoren. Databladet finnes i elektronisk vedlegg som ” Vanninjeksjonsmotor\_datablad\_1”.

$$H = \frac{1}{2} \cdot \frac{J_{tot} \cdot \omega_{motor}^2}{S_N} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(J_{motor} + J_{load}) \cdot \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot n_{motor}}{60}\right)^2}{S_N} = \frac{1}{2} \cdot \frac{(133 + 33) \cdot \left(\frac{2 \cdot \pi \cdot 2973}{60}\right)^2}{5,925 \cdot 10^6} = \underline{1,3578}$$

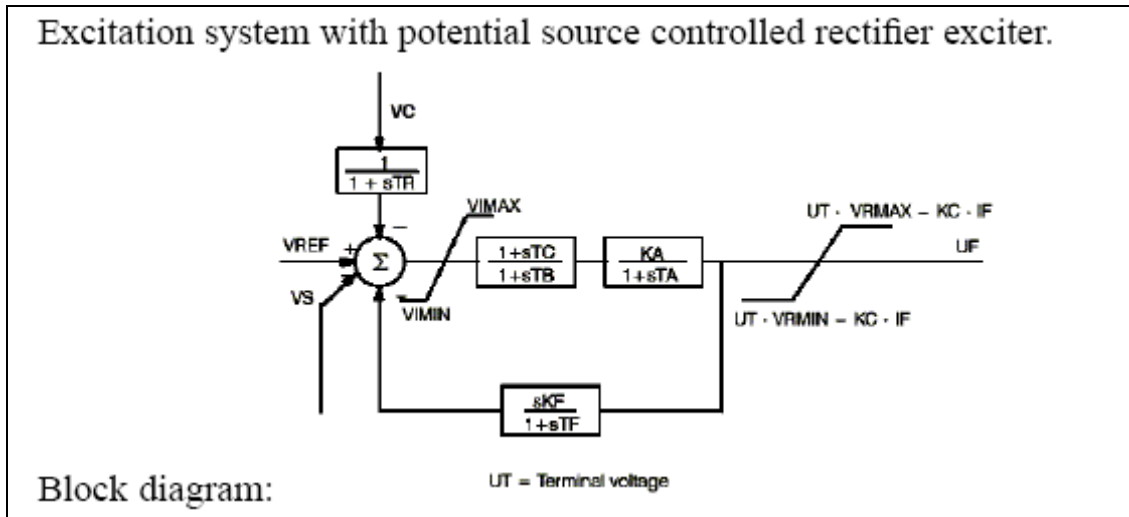
## Vedlegg C

### SIMPOW Modeller med innstillinger

#### Modeller for gassturbinanlegg

##### Modell for statisk magnetisering

SIMPOW type: *WK*



figur 61: Modell for statisk magnetisering WK [21]

Parameterverdier:

Parameterne i modellen er hentet fra side 366 i [14]

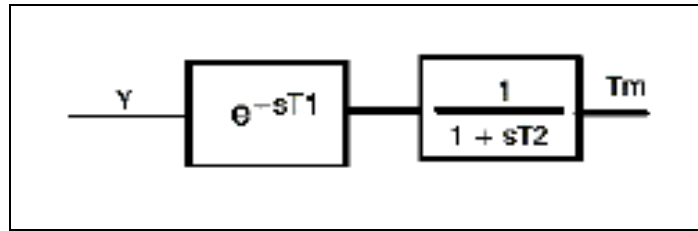
Tabell 23: Parameterverdier for modell WK

Parameter	Verdi
TR	0,015
KA	200
TA	0
KF	0
TF	0
TB	0
TC	0
VRMAX	7,0
VRMIN	-6,4

**Modeller for dieselturbinanlegg**

Modell for dieselmotor

SIMPOW type: DE1



figur 62: Modell for dieselmotor DE1 [21]

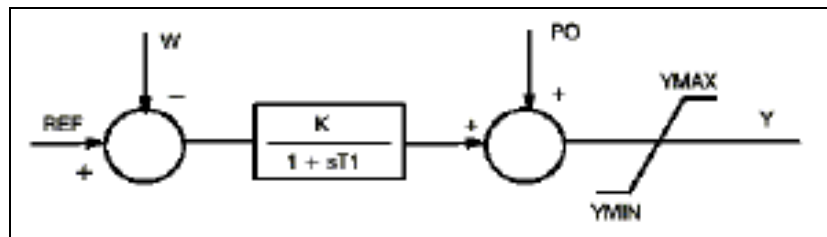
Parameterverdier:

**Tabell 24: Parameterverdier for modell DE1**

Parameter	Verdi
T1	0,001
T2	0,01

Modell for hastighetsregulator

SIMPOW type: SGC



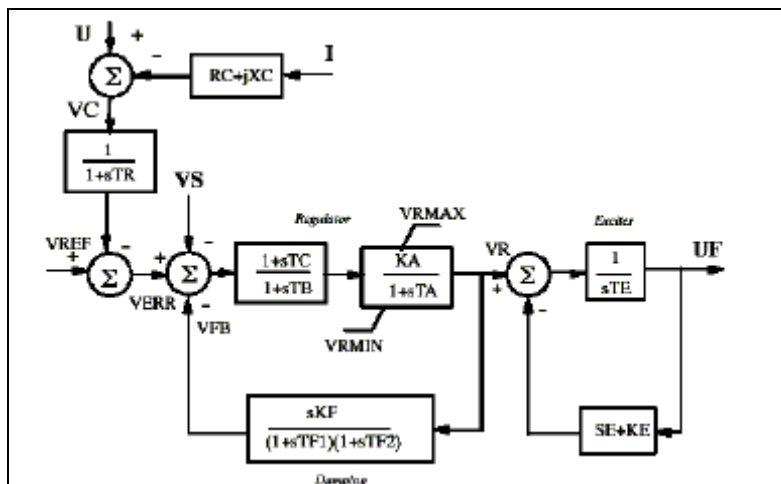
figur 63: Modell for hastighetsregulator SGC [21]

Parameterverdier:

**Tabell 25: Parameterverdier for modell SGC**

Parameter	Verdi
YMAX	1
YMIN	0
K	20
T1	0,05

Modell for spenningsregulator:  
SIMPOW type: IEEEEX2



figur 64: Modell for spenningsregulator IEEEEX2 [21]

Parameterverdier:

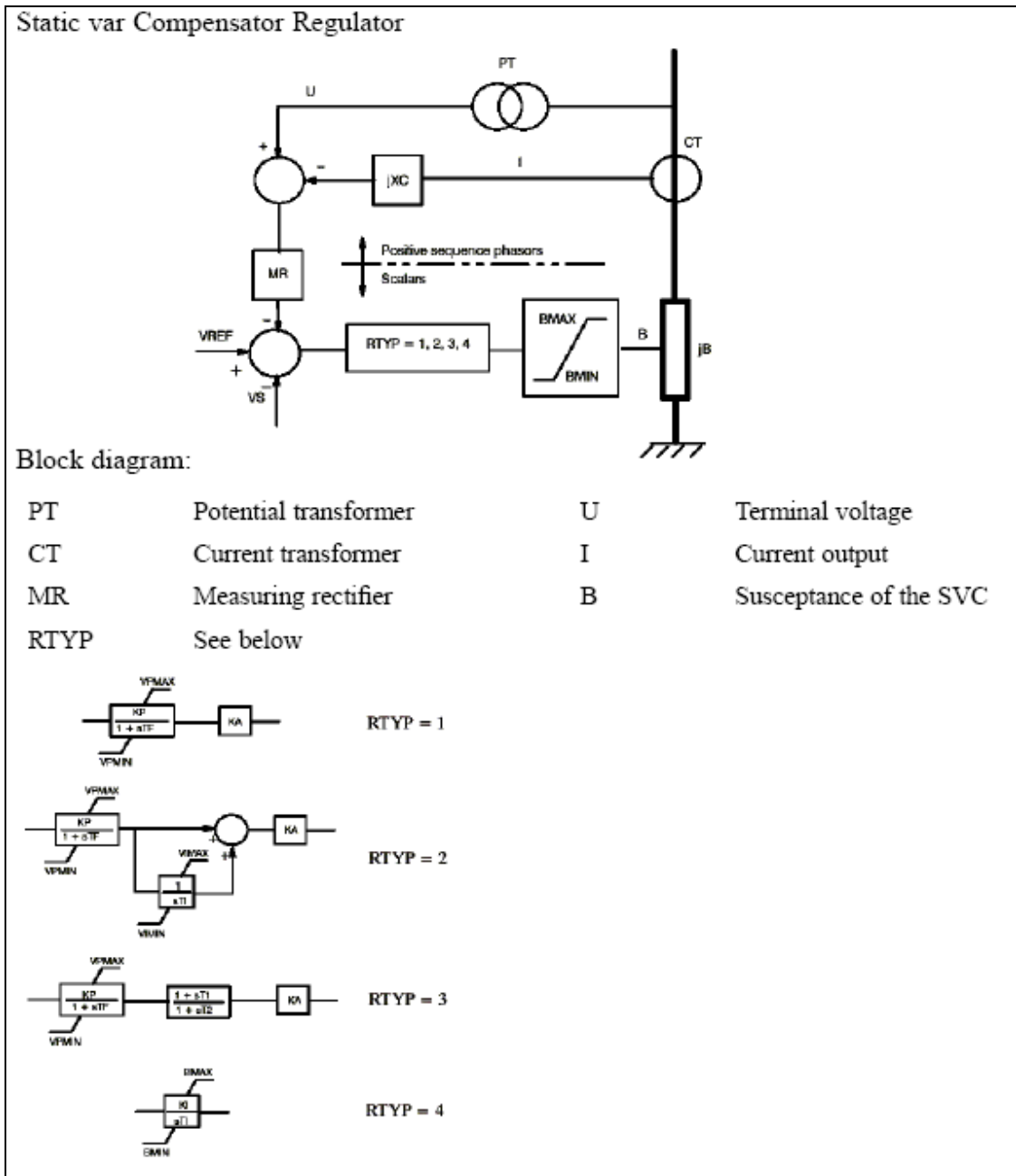
Tabell 26: Parameterverdier for modell IEEEEX2

Parameter	Verdi
VRMAX	10,0
VRMIN	-0,1
TA	0,015
KA	150
TE	0,0874
TF1	0,47
TF2	0,01
KF	0,02
TR	0,01
KE	1,0
TE	0,0874
Metningsfunksjon	
SE1	1,655
SE75	0,55

**Modeller for kompenseringanlegg**

I figur 65 er modellen for SVC regulatoren. Innstillingene som benyttes er erfaringsmessige verdier. Modellen for P-regulator (RTYP=1) benyttes for modellen. I tabell 27 er innstillingene for regulatorene.





figur 65: Modell for SVC regulator [21]

tabell 27: SVC regulatorinnstillinger

Regulator	RTYP=1
BMAX	1
BMIN	-1
KP	10
TF	0,01
VPMAX	12
VPMIN	-12
KA	15
XC	-0,343

## Vedlegg D

### Beregninger for ny generator

Parameter beregnet med grunnlag i data for ny generator, hentet fra filen dataark\_hovedgenerator.pdf i det elektroniske vedlegget. Verdiene for D akse transient og subtransient reaktans er for mettede verdier. Disse er lavere enn umettede verdier. Til orientering skal det i DYNPOW-filen for generatorer benyttes umettede verdier.

Det er ikke gitt verdier for Q akse reaktansene og tidskonstantene i data arket. Verdiene for Q aksene er hentet fra Sintef rapporten [20]. Det er antatt en tilsvarende prosentvis økning i Q akse verdiene som for D aksene.

I Tabell 28 er det oppgitte og beregnede verdien for ny og gammel generator sammenfattet.

#### Bergning av statorresistans

Formeler hentet fra [14]

$$I_N = \frac{S_N}{\sqrt{3} \cdot U_N} = \frac{34,375 \text{ MVA}}{\sqrt{3} \cdot 11 \text{ kV}} = \underline{1804,22 \text{ A}}$$

$$Z_{basis} = \frac{U_{basis}}{I_{basis}} = \frac{\sqrt{2} \cdot U_N}{\sqrt{2} \cdot I_N} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{2} \cdot 11 \text{ kV}}{\sqrt{2} \cdot 1804,22} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = \underline{3,52 \Omega}$$

$$R_{A,pu} = \frac{R_A}{Z_{basis}} = \frac{0,0083 \Omega}{3,52 \Omega} \approx \underline{0,002358}$$

#### Bergning av Q akse synkron reaktans

$$X_q = X_{q(gammel)} \cdot (\text{prosentvis økning for } X_d) = 2,03 \cdot 1,2117 = \underline{2,46}$$

#### Bergning av Q akse subtransient reaktans

$$X_q'' = X_{q(gammel)}'' \cdot (\text{prosentvis økning for } X_d'') = 0,121 \cdot 1,3583 = \underline{0,164}$$

#### Bergning av Q akse åpen krets subtransient tidskonstant

$$T_{q0}'' = T_{q0(gammel)}'' \cdot (\text{prosentvis økning for } T_{d0}'') = 0,05 \cdot (1 - 0,1667) = \underline{0,0417}$$

#### Bergning av lekk reaktans

Lekk reaktansen er ofte 10-15 % av D akse synkron reaktans.

Finner gammel prosent.

$$(\text{prosentvis størrelse}) = \frac{X_{l(gammel)}}{X_{d(gammel)}} = \frac{0,117}{2,22} = \underline{5,27\%}$$

Velger å bruke samme prosentvis størrelse for lekk reaktansen til ny generator.

$$X_l = X_d \cdot (\text{prosentvis størrelse}) = 2,69 \cdot 0,0527 = \underline{0,142}$$

Tabell 28: Generator parameter

Beskrivelse	Enhet	Gammel generator	Ny generator	Avvik [%]
Merkeytelse	$S_N$ [MVA]	27,5	34,375	
Merkeeffekt	$P_N$ [MW]	22	27,5	
Merkespenning	$U_N$ [kV]	11,0	11,0	
Merkefrekvens	$f_N$ [HZ]	50	50	
Merkeeffektfaktor	$\text{Cos}(\phi_{iN})$	0,8	0,8	
D akse synkron reaktans	$X_d$ [p.u.]	2,22	2,69	21,17
D akse transient reaktans (mettet)	$X_d'$ [p.u.]	0,191	0,23	20,42
D akse subtransient reaktans (mettet)	$X_d''$ [p.u.]	0,12	0,163	35,83
Q akse synkron reaktans	$X_q$ [p.u.]	2,03 <sup>(1)</sup>	2,46 <sup>(3)</sup>	
Q akse subtransient reaktans	$X_q''$ [p.u.]	0,121 <sup>(1)</sup>	0,164 <sup>(3)</sup>	
Lekk reaktans	$X_l$ [p.u.]	0,117 <sup>(2)</sup>	0,142 <sup>(3)</sup>	
Statorresistans	$R_a$ [p.u.]	0,00187	0,002358 <sup>(3)</sup>	
D akse åpen krets transient tidskonstant	$T_{d0}'$ [s]	13,0	10,4	
D akse åpen krets subtransient tidskonstant	$T_{d0}''$ [s]	0,06	0,05	-16,67
Q akse åpen krets subtransient tidskonstant	$T_{q0}''$ [s]	0,05 <sup>(1)</sup>	0,0417 <sup>(3)</sup>	
Tregghetskonstant	$H$ [s]	1,34	1,08	

<sup>(1)</sup> = verdier fra Sintef rapport [20]

<sup>(2)</sup> = verdier fra filen norne\_ms.dynpow i elektronisk vedlegg

<sup>(3)</sup> = beregnede verdier

## Vedlegg E

### Beregninger for reaktiv effektkompensering

Scenario 1: aktiv effekt 30 MW

Reaktivt forbruk

$$Q_{forb.} = \frac{29,5}{0,84} \cdot \sin(\cos^{-1}(0,84)) = \underline{19,05MVAr}$$

Generator reaktiv produksjon

$$Q_{prod.} = \sqrt{34,375^2 - 29,5^2} = \underline{17,64MVAr}$$

Generator effektfaktor

$$\cos(\phi_{gen.}) = \frac{29,5}{34,375} = \underline{0,8581}$$

Reaktiv produksjonsstøtte

$$Q_{ekstra} = 19,05 - 17,64 = \underline{1,41MVAr}$$

Scenario 2: aktiv effekt 33,5 MW

Reaktivt forbruk

$$Q_{forb.} = \frac{33,5}{0,84} \cdot \sin(\cos^{-1}(0,84)) = \underline{21,6MVAr}$$

Generator reaktiv produksjon

$$Q_{prod.} = \sqrt{34,375^2 - 33,5^2} = \underline{7,7MVAr}$$

Generator effektfaktor

$$\cos(\phi_{gen.}) = \frac{33,5}{34,375} = \underline{0,9745}$$

Reaktiv produksjonsstøtte

$$Q_{ekstra} = 21,6 - 7,7 = \underline{13,9MVAr}$$

### Beregning av effekttrekk fra vanninjeksjonsmotor

I figur 66 vises strøm, aktiv og reaktiv effekt som vanninjeksjonsmotoren trekker ved start når den er tilkoblet en "stiv" spenningskilde. Leser følgende verdier fra figuren.

$$Q_{maks} = 5,01 \cdot 5,925MVAr \approx \underline{29,7MVAr}$$

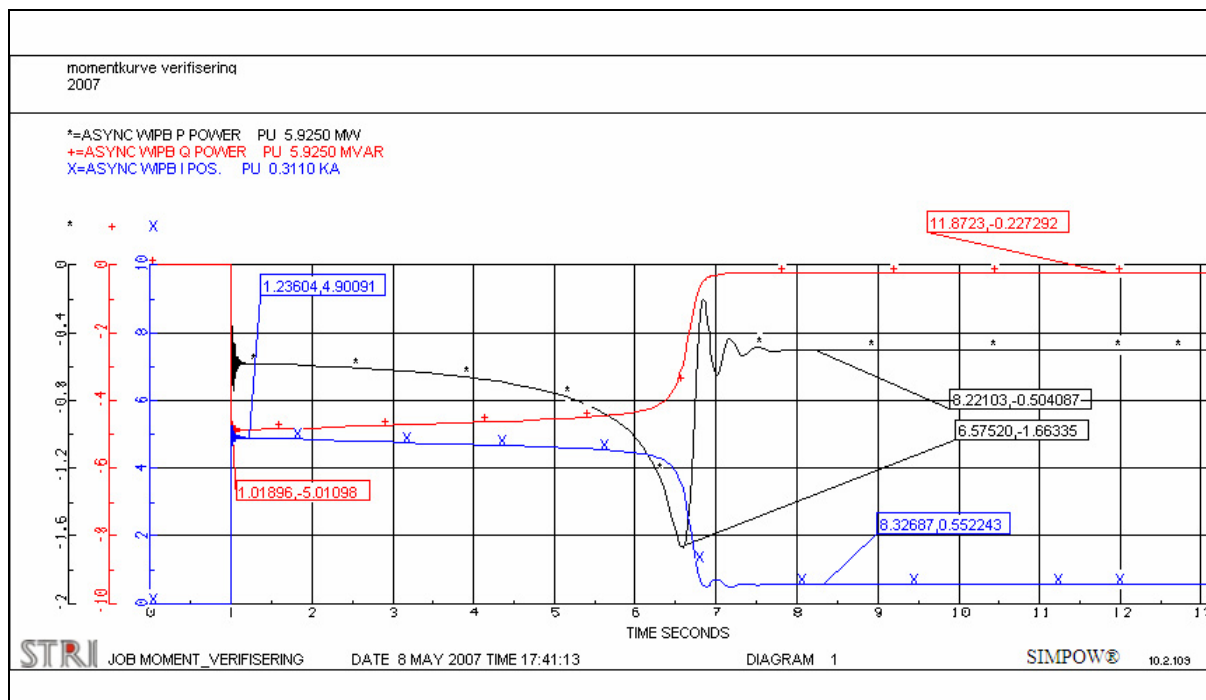
$$P_{maks} = 1,663 \cdot 5,925MW \approx \underline{9,85MW}$$

Ved maksimal belastning trekker motoren:

$$S_N = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N = \sqrt{3} \cdot 11000 \cdot 311 = \underline{5,925 MVA}$$

$$P_{el} = \sqrt{3} \cdot U_N \cdot I_N \cdot \cos(\varphi) = \sqrt{3} \cdot 11000 \cdot 311 \cdot 0,91 = \underline{5,392 MW}$$

$$Q = \sqrt{S_N^2 - P_{el}^2} = \sqrt{5,925^2 - 5,392^2} = \underline{2,456 MVar}$$



figur 66: Aktiv og reaktiv effekt fra vanninjeksjonsmotor ved start mot "stiv" spenning

Beregning av reaktiveffektstøtte under motorstart

Initial effekt 19 MW ved  $\cos(\varphi)$  0,84 gir et reaktivt effektforbruk på:

$$Q = \frac{19}{0,84} \cdot \sin(\cos^{-1}(0,84)) = \underline{12,27 MVar}$$

Etter starten vil belastningen være:

$$P = 19 + 5,392 \approx \underline{24,4 MW}$$

$$Q = 12,27 + 2,456 \approx \underline{14,7 MVar}$$

Forbruk under start:

$$P_{start} \approx \underline{29 MW}$$

$$Q_{start} = 12,27 + 30 \approx \underline{42,3 MVar}$$

## Vedlegg F

Oversikt over innkoblet last og produksjon i grunnlast og full produksjon modus

tabell 29: Tilkoblede laster i grunnlast og produksjon modus

Buss nummer	Fullproduksjon / Fullproduksjon II		Grunnlast	
	Motor belastning (P/Q) [kVA]	Normal belastning (P/Q) [kVA]	Motor belastning (P/Q) [kVA]	Normal belastning (P/Q) [kVA]
<b>6250 V</b>				
13EY0011	-	-	-	1885 / -118
<b>690 V</b>				
82EN0001A*	-	74 / 0 74 / 0	-	-
82EN0001B*	-	104 / 0 104 / 0	-	-
82EN0003A	704 / 187 -	- / - - / -	-	-
82EN0003B	130 / 70,5 130 / 70,5	214 / 1,5 - / 1250	-	-
82EN0004A	550 / 218 -	88 / 33 88 / 33	-	-
82EN0004B	271 / 108 271 / 108	18 / 1 18 / 1	-	-
82EN0005	92,5 / 36,5 92,5 / 36,5	1,5 / 0,5 1,5 / 0,5	50 / 1	-
82EN7002A	625 / 359 -	108 / 1 108 / 1250	-	-
82EN7002B	409 / 265 -	221 / 50 221 / 50	-	-
82EN7006A	575 / 332 -	331 / 2 - / 1250	587 / 334	248 / 82
82EN7006B	1166 / 711 -	134 / 8 134 / 8	1166 / 711	134 / 8
84EN7001	547 / 373 547 / 373	4 / 2 4 / 2	547 / 373	4 / 2
<b>400 V</b>				
82EL0011	-	-	-	-
82EL0012	-	294 / 79 294 / 79	-	-
82EL0015	-	-	-	-
82EL0016	-	-	-	-
82ET0021AS	-	-	-	-
82ET0021BS	-	-	-	-
82EL7013	-	250 / 135 250 / 135	-	175 / 95
82EL7010	-	125 / 25	-	-

tabell 29 fortsetter

Buss nummer	Fullproduksjon / Fullproduksjon II		Grunnlast	
	Motor belastning (P/Q) [kVA]	Normal belastning (P/Q) [kVA]	Motor belastning (P/Q) [kVA]	Normal belastning (P/Q) [kVA]
82EL7014	-	301 / 64 - / -	-	301 / 64
<b>230 V</b>				
84EL0012	-	60 / 45 60 / 45	-	60 / 45
84EL7010	-	60 / 45 60 / 45	-	60 / 45
84EL7011	-	60 / 45 60 / 45	-	60 / 45
<b>Totalt forbruk</b>				
Sum kolonne	5069,5 / 2660	2447,5 / 537	2350 / 1419	2927 / 268
Total	7517 / 3197		5277 / 1687	

tabell 30: Tilkoblede generatorer i grunnlast og produksjon modus

Generator buss	Fullproduksjon / Fullproduksjon II	Grunnlast Eksisterende anlegg / Modifisert generator
<b>Gass generatorer</b>		
82EG001A	Tilkoblet	Tilkoblet / Tilkoblet
82EG001B	Tilkoblet	-
<b>Diesel generatorer</b>		
80EG7100	Tilkoblet	Tilkoblet - /tilkoblet
80EG7200	-	-
<b>Nød generator</b>		
84EG7000	-	-

tabell 31: Tilkoblede motorer i grunnlast og produksjon modus

Motor buss	Fullproduksjon / Fullproduksjon II (P/Q) [kVA]	Grunnlast (P/Q) [kVA]
<b>Cargo ballast pumper</b>		
65DE7101	Tilkoblet / Tilkoblet	-
65DE7102	- / Tilkoblet	-
65DE7103	- / -	-
65DE7201	Tilkoblet / -	-
65DE7202	Tilkoblet / Tilkoblet	-
65DE7203	- Tilkoblet	-
<b>Vanninjeksjons pumper</b>		
51DE003A	Tilkoblet	(startes)
51DE003B	Tilkoblet	-
51DE003C	Tilkoblet	-
51DE003D	(startes)	-
<b>Thrusterne</b>		
58DE7100	-	-
58DE7200	-	-
58DE7300	-	-
58DE7400	-	-
58DE7500	-	-
<b>Gas recomp train</b>		
23DE0001	Tilkoblet / Tilkoblet (halveffekt)	Tilkoblet (halveffekt)
<b>Sjøvann løftepumper</b>		
50DE7200A	Tilkoblet	Tilkoblet
50DE7200B	Tilkoblet	-
50DE7200C	-	-



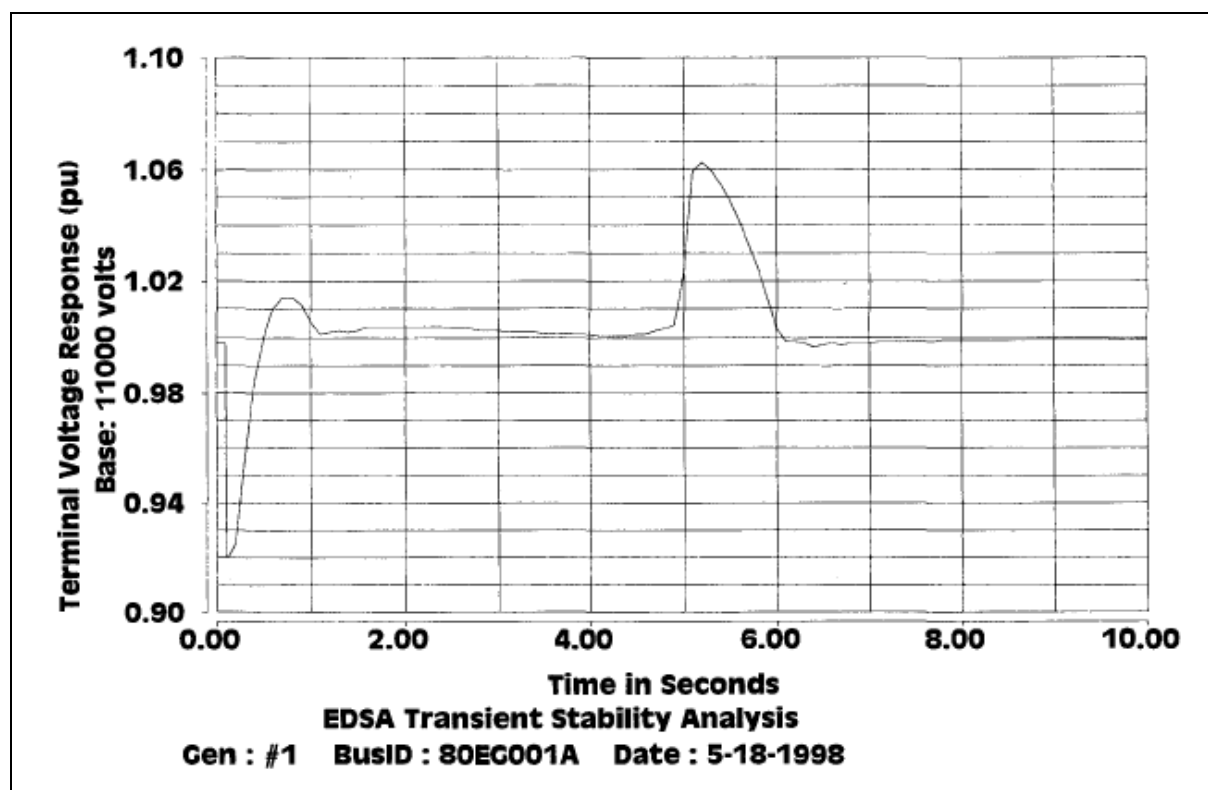
## Vedlegg G

### Sammenfatning av figurer og tabeller fra andre prosjekt

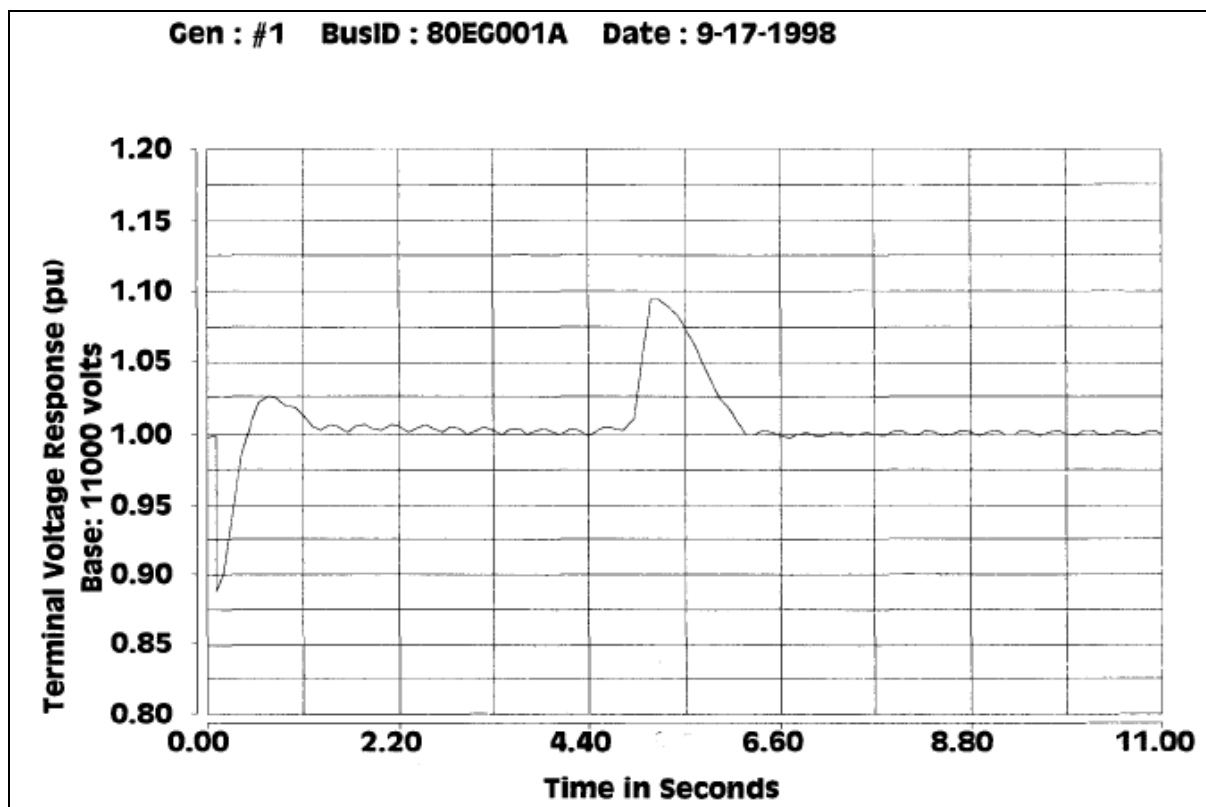
Resultater fra Unitech-prosjekt [19]

tabell 32: Resultater fra Unitech rapport [20]

Mode	Generation	Load	Motor starting time [sec]			
Prod. and offloading	Two gas generators	P = 34.7 MW Q = 19.6 MVA <sub>r</sub>	5.1			
Light load	One gas generator One diesel generator	Ca 5.0 MVA	5.1			
Mode	Voltage deviation at generator bus			Frequency deviation		
	Min. [%]	Max. [%]	Steady state time [sec]	Min. [%]	Max. [%]	Steady. [%]
Prod. and offloading	-8	6.25	Ca 6.3	-3.2	-0.200	Ca -1
Light load	-12	9.50	Ca 5.7	-2.6	-0.425	Ca -1



figur 67: Spenning generatorsamleskinne i "production and offloading mode" [19]

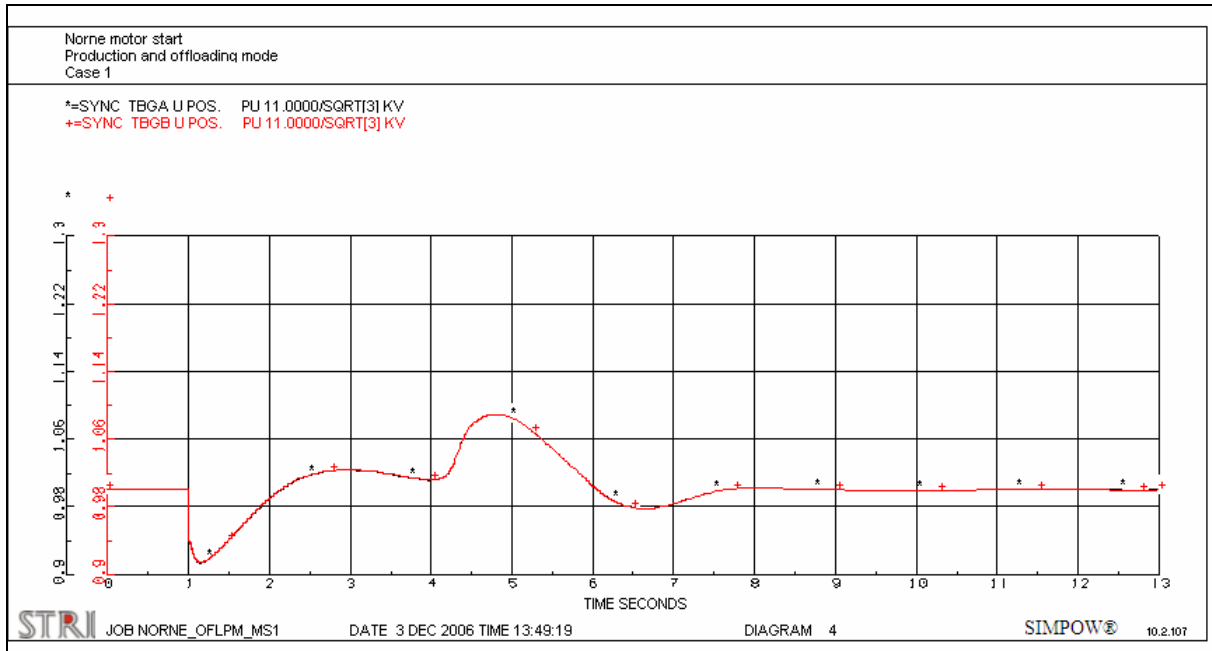


figur 68: Spenning generatorsamleskinne i "light load mode" [19]

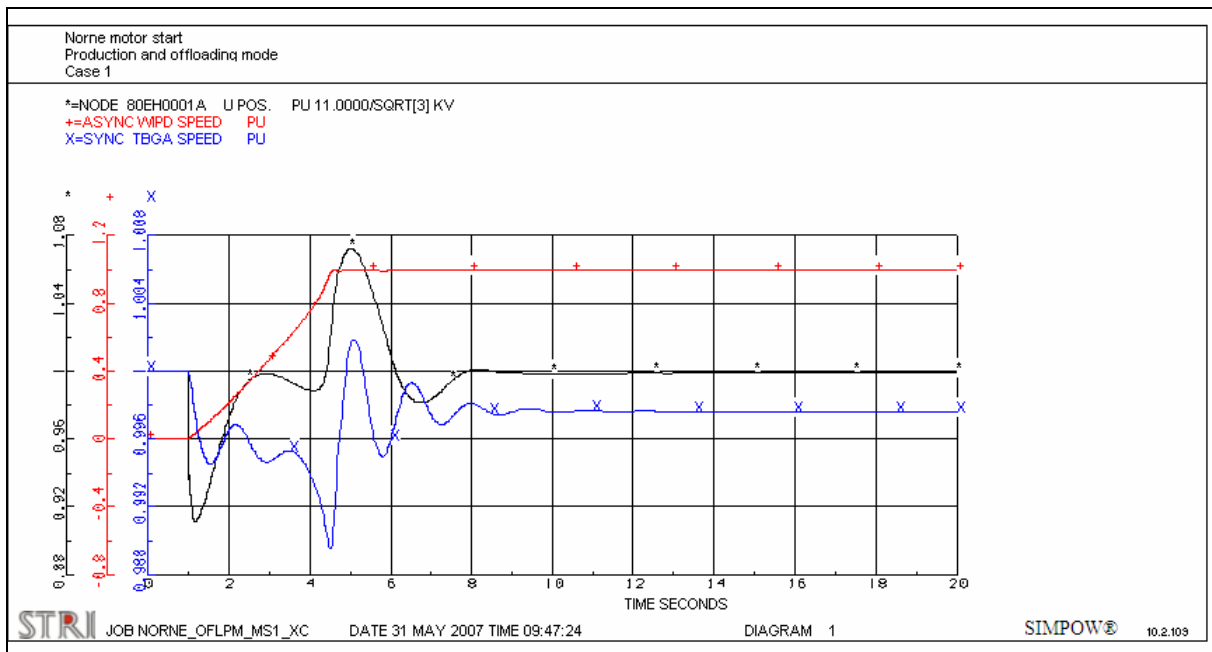
## Resultater fra Høstprosjekt [17]

tabell 33: Resultater fra høstprosjekt [17]

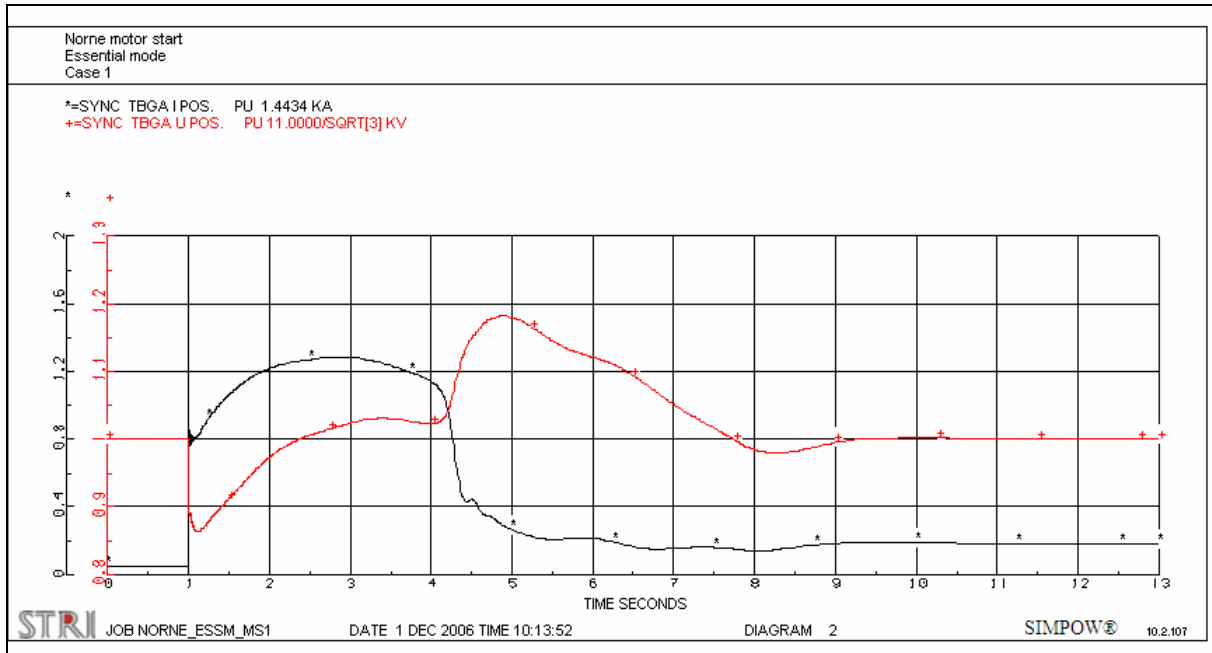
Mode	Generation		Load	Motor starting time [sec]		
Prod. and offloading	Two gas generators and one diesel generator		P = 38.2 MW Q = 16.4 MVar	Ca 3.4		
Prod. and offloading	Same as above XC=-0.0343		Same as above	Ca 3.6		
Essential mode	One gas generator One diesel generator		P = 9.1 MW Q = 3.8 MVar	Ca 3.3		
Mode	Voltage deviation at generator bus			Frequency deviation		
	Min. [%]	Max. [%]	Steady state time [sec]	Min. [%]	Max. [%]	Steady. [%]
Prod. and offloading	-8.592	8.961	Ca 6.7	-1.125	0.196	-0.240
Prod. and offloading XC=-0.0343	-8.830	7.221	Ca 7.0	-1.048	0,188	-0,236
Essential mode	-13.688	18.201	Ca 8.2	-2.522	0.631	-0.481



figur 69: Spenning generator samleskinner i "production and offloading mode" [17]



figur 70: Spenning, motor og generator hastighet med  $X_C = -0,0343$



figur 71: Spenning hovedgenerator A i "essential mode" [17]

## **Vedlegg H**

### **Elektronisk vedlegg**