

Elektrifisering av petroleumsinstallasjoner i Sørliche Nordsjø med integrasjon av offshore vindproduksjon

Eirik Veirød Øyslebø

Master i energi og miljø
Oppgaven levert: Juni 2010
Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Oppgavetekst

I prosjektoppgaven ble følgende undersøkt: Vurdering av hvilke muligheter en har for systemløsninger for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner lokalisert i Sørlige Nordsjø. En introduksjon til oppgaven var å foreta et litteraturstudie på undersjøiske overføringer, HVDC kontra AC-teknologi. For systemet skulle både overføringsmåte fra fastlandet og ut til plattformområdet, samt systemoppsett for fordeling på selve plattformområdet, undersøkes.

Prosjektoppgaven skal videreføres i hovedoppgave der følgende delaktiviteter skal utføres:

- Opprette en modell av topologien som ble bestemt i prosjektoppgaven i modellverktøyet DIgSILENT PowerFactory. Denne topologien består av en likestrømsforbindelse av typen VSC HVDC fra Lista sørvest i Norge og 280 kilometer ut i Nordsjøen til Ekofiskfeltet. Her opprettes det en omformerplattform, der likestrømmen gjøres om til vekselstrøm og sendes ut til de forskjellige petroleumsfeltene ved hjelp av AC-kabler.
- Utarbeide og modellere kontrollstrukturer for omformerne i HVDC-systemet. Dette for å sørge for at spenning og frekvens i AC-nettet i Sørlige Nordsjø har en tilfredsstillende oppførsel ved transiente hendelser, slik at de oppfyller gjeldende kvalitetskrav for innretninger offshore.
- Studere et eventuelt samspill med offshore vindkraftproduksjon. Vindparkmodellen(e) som her skal benyttes kan være av enkel art ettersom det er vindparkens påvirkning på resten av systemet som skal studeres.
- Systemets oppførsel ved normal drift og ved forstyrrelser skal undersøkes, med tanke på stabilitet og gjeldende forskrifter. Dette gjelder for HVDC-systemet, både med og uten vindpark tilkoblet.

All modellering og simulering skal gjøres i DIgSILENT PowerFactory.

Oppgaven gitt: 15. januar 2010

Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

Forord

Denne oppgaven ble skrevet gjennom første halvår av 2010, og er avslutningen på min 5-årige masterutdannelse innen Energi og Miljø på Institutt for Elkraftteknikk ved Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet (NTNU). Oppgaven er også en videreføring av prosjektrapporten som ble skrevet høsten 2009. Oppdragsgiver for begge oppgavene har vært nettseksjonen i NVE.

Jeg vil først og fremst takke min veileder gjennom disse to oppgavene, professor Olav Bjarte Fosso ved Institutt for Elkraftteknikk, som har vært til stor hjelp på det faglige. I tillegg vil jeg takke Vegard Willumsen, Anne Sofie Risnes, Sigrun Mindeberg og resten av nettseksjonen på NVE for fruktbare diskusjoner og nyttige råd gjennom sommerjobben i 2009 og de gangene jeg har vært på besøk de siste 12 månedene.

Til slutt vil jeg takke min samboer og mine medstudenter for en flott avslutning på studieperioden her oppe i Trondheim.

Eirik Veirød Øyslebø, Trondheim, 11.juni 2010

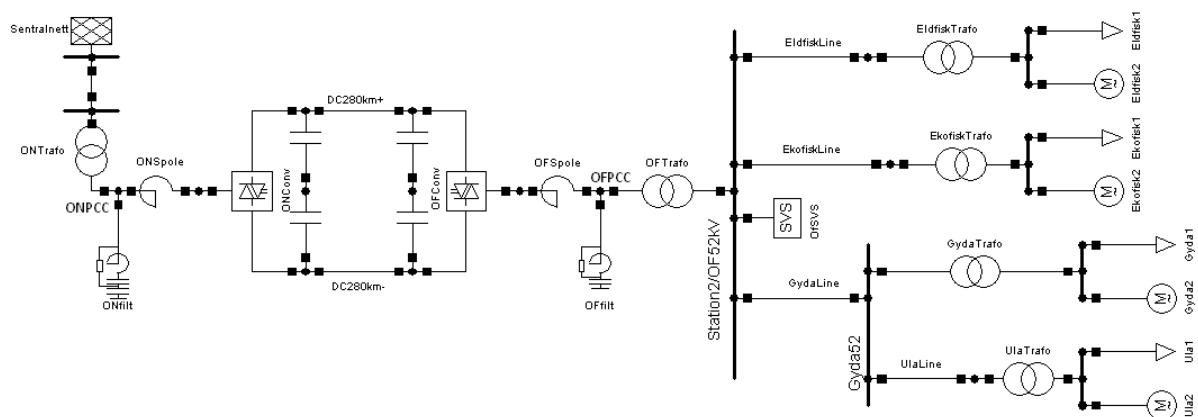
Sammendrag

Denne rapporten er skrevet som en del av min masteroppgave våren 2010, og er basert på de resultater som ble presentert i prosjektrapporten høsten 2009.

Første del av oppgaven går ut på å opprette en modell av en elektrifiseringsløsning for fire petroleumsfelter i Sørlege Nordsjø; Ekofisk, Eldfisk, Gyda og Ula. I prosjektoppgaven ble forskjellige løsninger for en slik elektrifiseringsløsning diskutert, og det ble konkludert med at VSC HVDC-konseptet er det mest hensiktsmessige i en slik sammenheng, både med tanke på tapsprosent, men også i forhold til systemkontroll. Modellen er utarbeidet i simuleringsverktøyet PowerFactory fra DigSILENT GmbH.

Fra sentralnettskoblingen på Lista sørvest i Norge, transformeres spenningen ned til det spenningsnivå omformeren er dimensjonert for. Deretter gjøres spenningen om til DC i omformeren, før den passerer gjennom de 280 kilometer lange bipolare HVDC-kablene, med et spenningsnivå på ± 150 kV. Ute på Ekofiskfeltet opprettes det en omformerplattform, som inkluderer offshore omformer, filtre, transformator, SVC-anlegg, samt forgreininger til petroleumslastene. SVC-anlegget installeres på omformerplattformen for å holde spenningen ytterst i systemet på et tilfredsstillende nivå.

Omformeren transformerer DC-spenningen om til 132 kV AC-spenning. Deretter blir denne transformert ned til 52 kV, som er valgt som systemspenning offshore. Videre går det 52 kV-kabler ut til hver enkelt plattform. Ute på feltene transformeres spenningen ned til allerede gjeldende systemspenning på hvert enkelt felt. For Ekofisk betyr det 13.8 kV, mens de tre andre benytter seg av 6.6 kV.



Omformeren onshore kontrolleres med tanke på å holde spenningen på HVDC-kablene stabile. Måten dette er gjort på er ved bruk av et kontrollsystem som bruker strøm- og spenningsmålinger til å regulere og styre PWM-styringen av transistorene i omformeren. Offshore omformer har som oppgave å opprettholde AC-spenningen offshore på et stabilt nivå, samtidig som frekvensen må styres etter hvert som implementering av vindparker blir aktuelt.

Det er også utarbeidet vindkraftmodeller i PowerFactory. Disse er laget med tanke på å simulere vindkraftens påvirkning på HVDC-systemet og plattformlastene, og er av den grunn en del forenklet. I tillegg er det benyttet en universitetsversjon av PowerFactory, noe som

betyr at modellen har en begrensning på 50 samleskinner. Det er derfor valgt å samle vindturbinene i store turbinmodeller framfor å modellere turbinene hver for seg. Disse vindparkmodulene er koblet til samleskinne OF52kV i figuren over.

Videre simuleringer er gjort på tre forskjellige topologier. Den første topologien inneholder kun HVDC-linken med de fire petroleumsfeltene. Her er det undersøkt hvordan HVDC-systemet oppfører seg ved feil og andre hendelser som induserer transienter, i tillegg til om hvorvidt spenning og frekvens på de fire petroleumsfeltene holder seg innenfor akseptable grenser ved de samme transiente hendelsene.

Videre er basistopologien utvidet med en vindparkmodul som ved normale tilstander produserer om lag 120 MW. Her har det vært fokus på hvordan feil og hendelser på vindparken påvirker resten av systemet. I tillegg er det gjort simuleringer på en kortslutning på omformerplattformen for å få direkte sammenliknbare resultater med samme hendelse for basistopologien. Til slutt er vindparken utvidet ytterligere med nok en vindparkmodul på 120 MW. I normal tilstand her er det eksport fra vindparkene og inn mot land. Videre er de samme hendelsene undersøkt, som var tilfellet for den lille vindparken, for lettere å kunne sammenlikne de transiente forløpende.

Konklusjonen er at HVDC-systemet klarer å styre systemet tilbake til stabil tilstand etter de forstyrrelser som er simulert her. De største problemene kommer av at hendelser rundt om i AC-systemet offshore fører til uakseptable transiente hendelser på plattformlastene, noe HVDC-systemet ikke kan forhindre. Verst er dette for feil på omformerplattformen, og hovedmønsteret er at større AC-system offshore, gir større oscillasjoner med lengre varighet. Det vil si at kortslutning på omformerplattform med stor vindpark innkoblet, er worst case i denne oppgaven. Ved de andre typene forstyrrelser som det her er undersøkt, viser det seg å være gunstigere med to vindparkmoduler enn bare en.

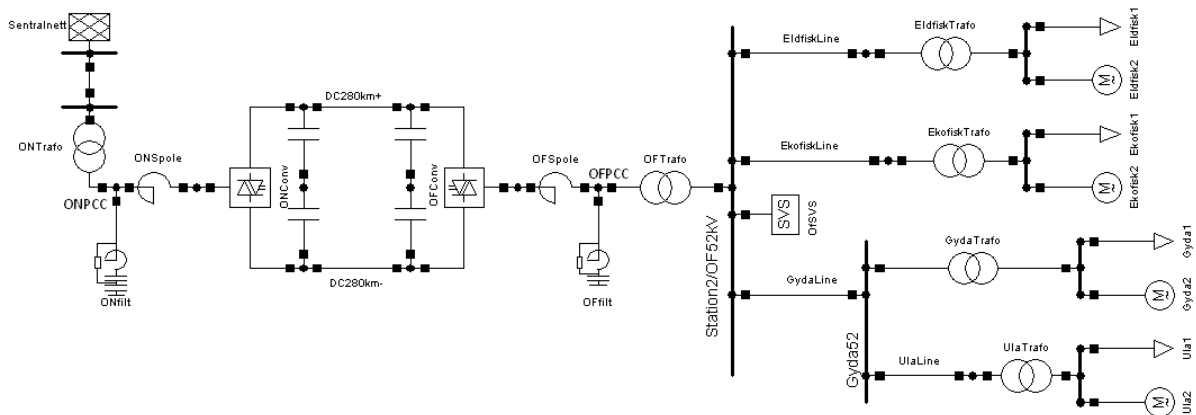
Abstract

This report is written as a part of my master thesis in the spring of 2010, and is based on the results presented in the project report of fall 2009.

The first part of the task is to create a model of an electrification solution for the four oil fields in the Southern North Sea; Ekofisk, Eldfisk, Gyda and Ula. In the project report of 2009, the task was to discuss different solutions for such an electrification solution, and it was concluded that the VSC HVDC concept is the most appropriate in this context, both in terms of percentage loss, but also in terms of system control. The model for this study has been developed in the simulation tool PowerFactory by DlgSILENT GmbH.

At Lista, the voltage is transformed to the nominal voltage of the converter. The converter transforms the AC-voltage to a ± 150 kV DC-voltage for the bipolar HVDC-system. The bipolar system consists of two 280 km HVDC-cables. At the Ekofisk field, a new converter platform is created. It will include the offshore converter, filters, a transformer, a SVC-system and branches to the petroleum platforms. The SVC-system is installed on the converter platform to keep the voltage at the petroleum platforms within regulatory limits.

The offshore converter transforms the DC -voltage over to 132 kV AC-voltage. Then it is transformed down to 52 kV, which is selected as the system voltage offshore. Moreover, there are 52 kV cables to each platform. Out on the fields, the voltage is transformed to the existing system voltages of each field. That means 13.8 kV for Ekofisk, while the other three make use of 6.6 kV.



The onshore converter is controlled in order to keep the voltage at the HVDC cables stable. This is done through the use of a control system that utilizes current and voltage measurements to regulate and control the PWM-control of the transistors in the inverter. The offshore converter has to maintain the AC-voltage offshore at a stable level, while the frequency must be controlled because of the implementation of wind parks.

It is also developed models for offshore wind power generation in the Power Factory simulation program. These are designed to simulate the wind effect on the HVDC system and platform loads, and are for that reason somewhat simplified. In addition, it is used a university version of PowerFactory, which means that the model has a limit of 50 busbars. It

is therefore decided to collect wind turbines in aggregated turbine models rather than to model the turbines separately.

Further simulations are done on three different topologies. The first topology describes the HVDC-link with the four petroleum fields. Here, the investigation focuses on how the HVDC-system behaves during faults and other events that induce transients, in addition to whether the voltage and frequency at the four oil fields remain within acceptable limits at the same transient events.

The second topology includes a wind farm module that under normal conditions produces about 120 MW. The focus on this topology has been on how errors and incidents on the wind farm affect the rest of the system. In addition, simulations have been done on a short circuit on the converter platform. Finally, the wind farm is developed further with another wind farm module of 120 MW. Under normal conditions, there is export from the wind farms to the mainland. The simulations done on this topology are the same as those who was simulated for the first wind case.

The conclusion is that the HVDC-system is able to control the system back to a stable state in all the cases that is included in this thesis. The biggest problem in this context is unacceptable transient events on the platform loads, induced by transient events in the AC-system offshore. The worst case is the short circuit on the converter platform, and the main pattern is that larger AC systems offshore, provides greater oscillations with longer duration.

Innholdsfortegnelse

| | |
|---------------------------------------------------|-----|
| Figurliste | X |
| Tabelliste | XIV |
| Forkortelser | XV |
| | |
| 1 – Innledning..... | 1 |
| 2 – Stabilitet | 4 |
| 2.1 – Definisjoner..... | 4 |
| 2.2 – Reaktiv kompensering | 5 |
| 2.2.1 – SVC (Static VAr Compensator)..... | 5 |
| 2.2.2 – STATCOM | 7 |
| 3 – Basistopologi | 9 |
| 3.1 – Introduksjon og sammenlikning | 9 |
| 3.2 – VSC HVDC..... | 10 |
| 3.3 – DlgSILENT PowerFactory..... | 12 |
| 3.4 – Utvikling av basistopologi | 13 |
| 3.4.1 – Omformerstasjon Lista | 14 |
| 3.4.2 – HVDC-konfigurasjon | 15 |
| 3.4.3 – Omformerplattform offshore..... | 15 |
| 3.4.4 – AC-nettverk offshore | 17 |
| 3.4.5 – Plattformene..... | 17 |
| 3.5 – Omformerkontroll | 17 |
| 3.5.1 – VSC HVDC i dq-systemet..... | 18 |
| 3.5.2 – Indre kontrollkrets | 20 |
| 3.5.3 – Ytre kontrollkrets..... | 22 |
| 3.5.4 – Forskjellige typer omformerkontroll | 24 |
| 3.5.5 – Onshore omformerkontroll | 25 |
| 3.5.6 – Offshore omformerkontroll..... | 26 |
| 4 – Vind..... | 27 |
| 4.1 – Introduksjon og generelt oppsett..... | 27 |
| 4.2 – Regulering av mølleblader | 28 |

| | |
|---------------------------------------------------------|----|
| 4.3 – Generatorkonsepter | 28 |
| 4.3.1 – Fixed speed wind turbine | 28 |
| 4.3.2 – Limited variable speed wind turbine..... | 29 |
| 4.3.3 – Variable speed wind turbine | 30 |
| 4.3.4 – Variable speed direct-driven wind turbine..... | 30 |
| 4.4 – Konfigurasjon av vindpark | 32 |
| 4.5 – Vindparkmodellering i PowerFactory | 32 |
| 5 – Scenarioer..... | 34 |
| 5.1 – Hvilke scenarioer skal undersøkes?..... | 34 |
| 5.2 – Lastflyt..... | 36 |
| 5.2.1 – Basistopologi..... | 36 |
| 5.2.2 – Liten vindpark | 37 |
| 5.2.3 – Stor vindpark | 40 |
| 6 – Simuleringer | 41 |
| 6.1 – Basistopologi | 42 |
| 6.1.1 – Trefase kortslutning på Eldfisk | 42 |
| 6.1.2 – Utfall av last på Ekofisk | 45 |
| 6.1.3 – Utfall av SVC-anlegg | 48 |
| 6.1.4 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 51 |
| 6.2 – Liten vindpark | 55 |
| 6.2.1 – Trefase kortslutning ved Vindpark A | 55 |
| 6.2.2 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 60 |
| 6.2.3 – Endring av produksjon fra Vindpark A | 64 |
| 6.3 – Stor vindpark..... | 67 |
| 6.3.1 – Trefase kortslutning ved Vindpark A | 67 |
| 6.3.2 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 71 |
| 6.3.3 – Endring av produksjon fra Vindpark A | 76 |
| 7 – Diskusjon | 79 |
| 7.1 – Basistopologi..... | 79 |
| 7.2 – Liten vindpark | 82 |
| 7.3 – Stor vindpark..... | 84 |
| 7.4 – Oppsummering og sammenlikning..... | 86 |

| | |
|----------------------------------------------------------------------------|-----|
| 8 – Konklusjon | 89 |
| 9 – Referanser | 91 |
| | |
| Vedlegg A – Modellparametre | 96 |
| A.1 – Omformerstasjon Lista | 96 |
| A.2 – HVDC-konfigurasjon | 96 |
| A.3 – Omformerplattform offshore | 97 |
| A.4 – AC-nettverk offshore | 98 |
| A.5 – Plattformene | 99 |
| A.6 – Vindpark | 101 |
| Vedlegg B – Kontrollsystemer | 103 |
| B.1 – Kontroll av onshore omformer | 103 |
| B.2 – Kontroll av offshore omformer | 106 |
| B.3 – Kontroll av vindpark | 108 |
| Vedlegg C – abc \leftrightarrow $\alpha\beta$ \leftrightarrow dq | 110 |
| Vedlegg D – Utfyllende simuleringsresultater | 112 |
| D.1 - Basistopologi | 112 |
| D.1.1 – Trefase kortslutning på Eldfisk | 112 |
| D.1.2 – Utfall av last på Ekofisk | 115 |
| D.1.3 – Utfall av SVC-anlegg | 117 |
| D.1.4 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 119 |
| D.2 – Liten vindpark | 121 |
| D.2.1 – Trefase kortslutning ved Vindpark A | 121 |
| D.2.2 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 123 |
| D.2.3 – Endring av produksjon fra Vindpark A | 125 |
| D.3 – Stor vindpark | 126 |
| D.3.1 – Trefase kortslutning ved Vindpark A | 126 |
| D.3.2 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 128 |
| D.3.3 – Endring av produksjon fra Vindpark A | 130 |

Figurliste

| Figurnr. | Side | Tittel |
|-----------------|-------------|------------------------------------------------------------------|
| 2.1 | 4 | <i>Klassifisering av stabilitet</i> |
| 2.2 | 5 | <i>Ideell V/I-karakteristikk</i> |
| 2.3 | 6 | <i>Ideell SVC</i> |
| 2.4 | 6 | <i>Reell SVC med V/I-karakteristikk</i> |
| 2.5 | 7 | <i>V/Q-karakteristikk</i> |
| 2.6 | 8 | <i>Prinsippskisse STATCOM</i> |
| 2.7 | 8 | <i>V/I-karakteristikk for STATCOM</i> |
| 2.8 | 8 | <i>V/Q-karakteristikk for STATCOM</i> |
| 3.1 | 10 | <i>Enlinjeskjema HVDC Light</i> |
| 3.2 | 11 | <i>PWM trefase</i> |
| 3.3 | 12 | <i>Aktiv effektflyt</i> |
| 3.4 | 12 | <i>Reaktiv effektflyt</i> |
| 3.5 | 13 | <i>DlgSILENT PowerFactory skjermbilde</i> |
| 3.6 | 14 | <i>Basistopologi fra prosjektoppgaven</i> |
| 3.7 | 15 | <i>Basistopologi i PowerFactory</i> |
| 3.8 | 16 | <i>SVC-kontroll i PowerFactory</i> |
| 3.9 | 18 | <i>VSC HVDC</i> |
| 3.10 | 20 | <i>Indre kontrollkrets</i> |
| 3.11 | 22 | <i>Ytre kontrollkrets</i> |
| 3.12 | 25 | <i>Omformerkontroll onshore</i> |
| 3.13 | 26 | <i>Omformerkontroll offshore</i> |
| 4.1 | 27 | <i>Prinsippskisse vindturbin</i> |
| 4.2 | 29 | <i>Fixed speed wind turbine</i> |
| 4.3 | 29 | <i>Limited variable speed wind turbine</i> |
| 4.4 | 30 | <i>Variable speed wind turbine</i> |
| 4.5 | 31 | <i>Variable speed direct-drive med EESG</i> |
| 4.6 | 31 | <i>Variable speed direct-drive med PMSG</i> |
| 4.7 | 33 | <i>Vindpark i PowerFactory</i> |
| 4.8 | 33 | <i>Kontroll av vindpark i PowerFactory</i> |
| 5.1 | 34 | <i>Case 1 – Basistopologi</i> |
| 5.2 | 36 | <i>Case 2 og 3 – Vindpark i PowerFactory</i> |
| 5.3 | 38 | <i>Ustabilitet i spenning på ONPCC</i> |
| 5.4 | 38 | <i>Reaktiv effekt fra ONSVS</i> |
| 5.5 | 39 | <i>Stabilitet i spenning på ONPCC</i> |
| 6.1 | 42 | <i>Basis – Hendelse 1 – Systemspenninger</i> |
| 6.2 | 43 | <i>Basis – Hendelse 1 – Frekvens Eldfisk</i> |
| 6.3 | 43 | <i>Basis – Hendelse 1 – Effektflyt Eldfisk</i> |
| 6.4 | 44 | <i>Basis – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC</i> |
| 6.5 | 44 | <i>Basis – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC</i> |
| 6.6 | 46 | <i>Basis – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC</i> |
| 6.7 | 46 | <i>Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra SVC og HVDC</i> |
| 6.8 | 47 | <i>Basis – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |

| | | |
|------|----|-----------------------------------------------------------------------|
| 6.9 | 48 | Basis – Hendelse 2 – Spenninger på petroleumfeltene |
| 6.10 | 49 | Basis – Hendelse 3 – Spenning etter utfall av SVC (3 sek) |
| 6.11 | 49 | Basis – Hendelse 3 – Spenning etter utfall av SVC (30 sek) |
| 6.12 | 50 | Basis – Hendelse 3 – Spenning på feltene etter utfall av SVC (3 sek) |
| 6.13 | 50 | Basis – Hendelse 3 – Spenning på feltene etter utfall av SVC (30 sek) |
| 6.14 | 51 | Basis – Hendelse 4 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.15 | 52 | Basis – Hendelse 4 – Spenninger på feltene |
| 6.16 | 52 | Basis – Hendelse 4 – Aktiv effekt på feltene |
| 6.17 | 53 | Basis – Hendelse 4 – Reaktiv effekt på feltene |
| 6.18 | 54 | Basis – Hendelse 4 – Maskinlastenes turtall |
| 6.19 | 54 | Basis – Hendelse 4 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.20 | 55 | Basis – Hendelse 4 – Frekvens på feltene |
| 6.21 | 56 | Liten vind – Hendelse 1 – Spenning på Vind52A og Vind18A |
| 6.22 | 57 | Liten vind – Hendelse 1 – Vindturbinhastighet |
| 6.23 | 57 | Liten vind – Hendelse 1 – Produksjon fra Vindpark A |
| 6.24 | 58 | Liten vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.25 | 59 | Liten vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.26 | 59 | Liten vind – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.27 | 60 | Liten vind – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.28 | 61 | Liten vind – Hendelse 2 – Spenning på Vind52A og Vind18A |
| 6.29 | 61 | Liten vind – Hendelse 2 – Vindturbinhastighet |
| 6.30 | 62 | Liten vind – Hendelse 2 – Produksjon fra Vindpark A |
| 6.31 | 62 | Liten vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.32 | 63 | Liten vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.33 | 63 | Liten vind – Hendelse 2 – Maskinlastenes turtall |
| 6.34 | 64 | Liten vind – Hendelse 2 – Frekvens på feltene |
| 6.35 | 65 | Liten vind – Hendelse 3 – Produksjon fra Vindpark A |
| 6.36 | 65 | Liten vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.37 | 66 | Liten vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.38 | 66 | Liten vind – Hendelse 3 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.39 | 67 | Liten vind – Hendelse 3 – Spenninger på feltene |
| 6.40 | 68 | Stor vind – Hendelse 1 – Spenning på vindnodene |
| 6.41 | 68 | Stor vind – Hendelse 1 – Vindturbinhastigheter |
| 6.42 | 69 | Stor vind – Hendelse 1 – Produksjon fra Vindpark A og B |
| 6.43 | 69 | Stor vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.44 | 70 | Stor vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.45 | 70 | Stor vind – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.46 | 71 | Stor vind – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.47 | 72 | Stor vind – Hendelse 2 – Spenning på vindnodene |
| 6.48 | 73 | Stor vind – Hendelse 2 – Vindturbinhastigheter |
| 6.49 | 73 | Stor vind – Hendelse 2 – Produksjon fra Vindpark A og B |
| 6.50 | 73 | Stor vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.51 | 74 | Stor vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.52 | 75 | Stor vind – Hendelse 2 – Maskinlastenes turtall |
| 6.53 | 75 | Stor vind – Hendelse 2 – Frekvens på feltene |
| 6.54 | 76 | Stor vind – Hendelse 3 – Produksjon fra Vindpark A og B |

| | | |
|-------------|-----|-------------------------------------------------------------------------|
| 6.55 | 76 | <i>Stor vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt fra HVDC</i> |
| 6.56 | 77 | <i>Stor vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC</i> |
| 6.57 | 78 | <i>Stor vind – Hendelse 3 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| 6.58 | 78 | <i>Stor vind – Hendelse 3 – Spenninger på feltene</i> |
| B.1 | 105 | <i>Kontroll av onshore omformer i PowerFactory</i> |
| B.2 | 107 | <i>Kontroll av offshore omformer i PowerFactory</i> |
| B.3 | 108 | <i>Kontroll av vindpark</i> |
| B.4 | 109 | <i>Turbinmodell</i> |
| C.1 | 110 | <i>abc og $\alpha\beta$</i> |
| C.2 | 111 | <i>$\alpha\beta$ og dq</i> |
| D.1 | 112 | <i>Basis – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.2 | 112 | <i>Basis – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.3 | 113 | <i>Basis – Hendelse 1 – Turtall for maskinlast Eldfisk</i> |
| D.4 | 113 | <i>Basis – Hendelse 1 – Spenninger på Ekofisk, Gyda og Ula</i> |
| D.5 | 114 | <i>Basis – Hendelse 1 – Frekvens på Ekofisk, Gyda og Ula</i> |
| D.6 | 114 | <i>Basis – Hendelse 1 – Aktiv effekt på Ekofisk, Gyda og Ula</i> |
| D.7 | 114 | <i>Basis – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på Ekofisk, Gyda og Ula</i> |
| D.8 | 115 | <i>Basis – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.9 | 116 | <i>Basis – Hendelse 2 – Frekvens på feltene</i> |
| D.10 | 116 | <i>Basis – Hendelse 2 – Spenning på OF52kV, OFPCC og ONPCC (30 sek)</i> |
| D.11 | 116 | <i>Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC (30 sek)</i> |
| D.12 | 117 | <i>Basis – Hendelse 2 – Aktiv effekt på Eldfisk, Gyda og Ula</i> |
| D.13 | 117 | <i>Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på Eldfisk, Gyda og Ula</i> |
| D.14 | 118 | <i>Basis – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.15 | 118 | <i>Basis – Hendelse 3 – Frekvens på feltene</i> |
| D.16 | 118 | <i>Basis – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene</i> |
| D.17 | 119 | <i>Basis – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene</i> |
| D.18 | 119 | <i>Basis – Hendelse 3 – Reaktiv effektflyt for omformer offshore</i> |
| D.19 | 120 | <i>Basis – Hendelse 4 – Frekvens på OF52Kv</i> |
| D.20 | 120 | <i>Basis – Hendelse 4 – Frekvens på OFPCC og ONPCC</i> |
| D.21 | 120 | <i>Basis – Hendelse 4 – Aktiv effekt fra HVDC</i> |
| D.22 | 121 | <i>Liten vind – Hendelse 1 – Spenning på feltene</i> |
| D.23 | 122 | <i>Liten vind – Hendelse 1 – Frekvens på feltene</i> |
| D.24 | 122 | <i>Liten vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt på feltene</i> |
| D.25 | 122 | <i>Liten vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på feltene</i> |
| D.26 | 123 | <i>Liten vind – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.27 | 123 | <i>Liten vind – Hendelse 2 – Spenning på feltene</i> |
| D.28 | 124 | <i>Liten vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt på feltene</i> |
| D.29 | 124 | <i>Liten vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på feltene</i> |
| D.30 | 124 | <i>Liten vind – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.31 | 125 | <i>Liten vind – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.32 | 125 | <i>Liten vind – Hendelse 3 – Frekvens på feltene</i> |
| D.33 | 126 | <i>Liten vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene</i> |
| D.34 | 126 | <i>Liten vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene</i> |
| D.35 | 127 | <i>Stor vind – Hendelse 1 – Spenning på feltene</i> |
| D.36 | 127 | <i>Stor vind – Hendelse 1 – Frekvens på feltene</i> |

| | | |
|-------------|-----|--------------------------------------------------------------------|
| D.37 | 127 | <i>Stor vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt på feltene</i> |
| D.38 | 128 | <i>Stor vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på feltene</i> |
| D.39 | 128 | <i>Stor vind – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.40 | 129 | <i>Stor vind – Hendelse 2 – Spenning på feltene</i> |
| D.41 | 129 | <i>Stor vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt på feltene</i> |
| D.42 | 129 | <i>Stor vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på feltene</i> |
| D.43 | 130 | <i>Stor vind – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.44 | 130 | <i>Stor vind – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC</i> |
| D.45 | 131 | <i>Stor vind – Hendelse 3 – Frekvens på feltene</i> |
| D.46 | 131 | <i>Stor vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene</i> |
| D.47 | 131 | <i>Stor vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene</i> |

Tabelliste

| Tabellnr. | Side | Tittel |
|-----------|------|----------------------------------------------------------------|
| 3.1 | 9 | <i>Sammenlikning av LCC HVDC og VSC HVDC</i> |
| 5.1 | 35 | <i>Kabellengder</i> |
| 5.2 | 35 | <i>Last</i> |
| 5.3 | 37 | <i>Lastflyt basistopologi</i> |
| 5.4 | 39 | <i>Lastflyt basistopologi med liten vindpark</i> |
| 5.5 | 40 | <i>Lastflyt basistopologi med stor vindpark</i> |
| 6.1 | 41 | <i>Undersøkte hendelser</i> |
| 7.1 | 79 | <i>Simuleringsresultater for Basis – Hendelse 1</i> |
| 7.2 | 80 | <i>Simuleringsresultater for Basis – Hendelse 2</i> |
| 7.3 | 80 | <i>Simuleringsresultater for Basis – Hendelse 3</i> |
| 7.4 | 81 | <i>Simuleringsresultater for Basis – Hendelse 4</i> |
| 7.5 | 81 | <i>Grenser for akseptable transiente og stasjonære verdier</i> |
| 7.6 | 82 | <i>Simuleringsresultater for Liten vind – Hendelse 1</i> |
| 7.7 | 83 | <i>Simuleringsresultater for Liten vind – Hendelse 2</i> |
| 7.8 | 83 | <i>Simuleringsresultater for Liten vind – Hendelse 3</i> |
| 7.9 | 85 | <i>Simuleringsresultater for Stor vind – Hendelse 1</i> |
| 7.10 | 85 | <i>Simuleringsresultater for Stor vind – Hendelse 2</i> |
| 7.11 | 86 | <i>Simuleringsresultater for Stor vind – Hendelse 3</i> |
| B.1 | 103 | <i>U_{dc} Control</i> |
| B.2 | 103 | <i>Q Control</i> |
| B.3 | 104 | <i>I Control (d-komponent)</i> |
| B.4 | 104 | <i>I Control (q-komponent)</i> |
| B.5 | 106 | <i>I_{ac} Control (q-komponent)</i> |
| B.6 | 106 | <i>I_{ac} Control (q-komponent)</i> |
| B.7 | 106 | <i>U_{ac} Control</i> |
| B.8 | 106 | <i>U_{dc} Control</i> |
| B.9 | 106 | <i>f Control</i> |
| C.1 | 111 | <i>Transformasjonsmatriser</i> |

Forkortelser

| Forkortelse | Beskrivelse | Engelsk |
|-------------|---------------------------------------------|--------------------------------------------|
| AC | Vekselstrøm | Alternating Current |
| AVR | Automatisk spenningsregulering | Automatic Voltage Regulator |
| BI | Bedriftsøkonomisk Institutt | |
| BP | British Petroleum | British Petroleum |
| DC | Likestrøm | Direct Current |
| DFIG | Asynkronmotor til bruk for vind | Doubly-Fed Induction Generator |
| DSL | Programmeringsspråk for Digsilent | Digsilent Simulation Language |
| EBL | Energibedriftenes landsforening | |
| EESG | Synkronmotor til bruk for vind | Electrically Excited Synchronous Generator |
| EWEA | Den Europeiske Vindkraftforeningen | European Wind Energy Association |
| FACTS | Fleksible AC-overføringsystemer | Flexible AC Transmission Systems |
| HVAC | Høyspennings vekselstrøm | High Voltage AC |
| HVDC | Høyspennings likestrøm | High Voltage DC |
| IGBT | Bipolar transistor | Insulated Gate Bipolar Transistor |
| LCC | Strømkildeomformer | Line Commutated Converter |
| NEK | Norsk elektroteknisk komité | |
| NHO | Næringslivets hovedorganisasjon | |
| NITO | Norges Ingeniør- og Teknologorganisasjon | |
| NVE | Norges Vassdrags- og Energidirektorat | |
| OD | Oljedirektoratet | |
| OED | Olje- og Energidepartementet | |
| OF | Prefiks for Offshore brukt i modellen | |
| OLF | Oljeindustriens landsforening | |
| ON | Prefiks for Onshore brukt i modellen | |
| PCC | Sammenkoblingspunkt | Point of Common Coupling |
| PI | Proporsjonal-Integral regulator | |
| PMSG | Permanentmagnet synkronmaskin | Permanent Magnet Synchronous Generator |
| Ptil | Petroleumstilsynet | |
| PWM | Pulsviddemodellering | Pulse Width Modulation |
| SCIG | Asynkronmotor til bruk for vind | Squirrel Cage Induction Generator |
| SFT | Statens Forurensningstilsyn | |
| STATCOM | Reaktivt kompenseringverktøy | Static Synchronous Compensator |
| SVC | Reaktivt kompenseringverktøy | Static VAr Compensator |
| SVG | Reaktivt kompenseringverktøy | Static VAr Generator |
| UPS | Avbruddssikker kraftforsyning | Uninterruptible Power Supply |
| VSC | Spenningskildeomformer | Voltage Source Converter |
| WRIG | Asynkronmotor til bruk for vind | Wound Rotor Induction Generator |

1 – Innledning

Selv om denne rapporten skal kunne leses som en selvstendig rapport, anbefales det å se på denne rapporten som en fortsettelse av prosjektrapporten "Teknisk analyse av undersjøiske overføringsmuligheter for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner i Sørlege Nordsjø"^[1], som ble skrevet av undertegnede høsten 2009. Her ble det utviklet en mulig topologi for elektrifisering av feltene Ekofisk, Eldfisk, Gyda og Ula i Sørlege Nordsjø. Resultatene fra dette forprosjektet høsten 2009 danner en basis for videre studier i form av analyser og simuleringer i denne masteroppgaven, som er utarbeidet våren 2010.

Bakgrunn for utredning

Et stadig større fokus på Norges rolle i forhold til reduksjon av menneskeskapte klimaendringer, gjør at man ser stadig nye veier når det gjelder tiltak her til lands. Elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner ute på norsk kontinentalsokkel er lenge sett på som en kostbar affære, og veldig krevende rent teknisk. Dette har ført til at de fleste elektrifiseringsplaner er lagt på hylla, selv om klimagevinstene er store. De siste femten årene er det gjennomført mange utredninger fra flere aktører, og stort sett alle ser på en storstilt elektrifisering av den norske kontinentalsokkelen som usannsynlig^[2 til 19]. Allikevel har man i løpet av de siste årene trukket fram enkeltprosjekter som spesielt interessante^[2,3,5 og 7 til 13]. Sørlege Nordsjø med Ekofisk og omkringliggende plattformer er et av områdene der elektrifisering kan være aktuelt.

Trender og utvikling når det kommer til petroleumsutvinning og klimautslipp på norsk sokkel, ble gjennomgått i kapittel 2 i prosjektoppgaven^[1.1]. Økt aktivitet og utvinning har ført til et økende kraftbehov, samt en utslippsøkning av klimagasser og nitrogenoksider i tidsrommet fra 1990 og fram til i dag. Dette gjør at utslippskutt ute på sokkelen blir stadig mer lønnsomt, i hvert fall hvis man i tillegg ser på dette i lys av stadig økte norske klimaforpliktelser, både nasjonalt og internasjonalt.

Men en delvis oppfyllelse av Norges klimaforpliktelser er ikke det eneste positive aspektet ved et kabelprosjekt ut til plattformer i Nordsjøen. Offshore vindkraft og kraftkabler til utlandet er mer aktuelt enn noensinne, og kan med dagens teknologi realiseres i samarbeid med et elektrifiseringsprosjekt. Det snakkes til og med om såkalte supergrid, der likestrømskabler skal koble sammen petroleumsinstallasjoner i Nordsjøen med store offshore vindparker, for deretter å koble dette offshorenettet til de omkringliggende nordsjølandene^[20]. Visjonen er da å bygge store offshore vindparker som skal sikre fornybar energiforsyning til store deler av Nordvest-Europa. Dette gjør at en kan redusere bruken, og være mindre avhengig av, forurensende kull- og gasskraftverk. Slike storskala systemer er fortsatt kun på tegnebordet, men systemer i mindre skala er fullt mulig, og det vil derfor være aktuelt både å koble både vindparker, og ved en senere anledning også utenlandskabler, til en eventuell DC-link til Ekofisk.

I løpet av 2008 ble det forhåndsmeldt tre offshore vindparker i området rundt Ekofiskfeltet. Lyse planlegger Sørlege Nordsjøen vindpark omtrent 130 kilometer sør for Lista^[21]. Hovedalternativet for kobling til land er ved bruk av den planlagte NorGer-forbindelsen mellom Norge og Tyskland, der Lyse selv er en av tiltakshaverne, men i meldingen beskrives

også en kobling til Ekofisk som aktuelt. Fred Olsen Renewables planlegger en vindpark kun 20 kilometer unna Ekofisk^[22], mens OceanWind har planer omtrent 100 kilometer øst for det aktuelle området^[23]. Begge har en egen dedikert kraftkabel som hovedalternativ, men det understrekes i meldingene at det er interesse for et samarbeid hvis kraft fra land til petroleumsinstallasjoner i Sørlike Nordsjø blir aktuelt.

Det at man får stadig mer erfaring på konstruksjon, drift og vedlikehold av VSC HVDC-systemer mot svake eller passive AC-systemer offshore, taler for at det kommer til å bli mer av det i tiden som kommer. Denne teknologien er allerede i bruk ved elektrifiseringen av Troll A^[24], og benyttes når Valhall skal være ferdig elektrifisert en gang i løpet av 2010^[25]. I tillegg er teknologien brukt, eller planlegges brukt, på flere offshore vindanlegg utenlands. Dette fører til utvikling på området, og en stadig mer moden og lønnsom teknologi.

Tidligere utredninger

Alle planer for nyutbygginger og større ombygginger av installasjoner på norsk sokkel skal i dag inneholde en utredning av muligheten for elektrifisering med kraft fra land. Dette er bestemt på bakgrunn av Stortingsmelding 41 fra 1994-95^[26], som førte til at OD i samarbeid med NVE utarbeidet en rapport som utredet mulighetene for fullskala elektrifisering av sokkelen^[2]. Her ble det konkludert med at kraft fra land til alle eksisterende installasjoner på norsk kontinentalsokkel er urealistisk og u hensiktsmessig grunnet teknologiske begrensninger og gigantiske tiltakskostnader. Dette underbygges av Stortingsmelding 46 fra 1997-98 om olje- og gassvirksomheten^[27].

Selv om en storstilt elektrifisering av sokkelen ble nedprioritert i 1998, ble det samtidig understreket at enkeltprosjekter absolutt er realiserbart. Dette kommer av at tiltakskostnadene er sterkt varierende med tanke på hvert felts utvikling i kraftbehov og antatte levetid.

I 2002 gjorde OD og NVE på nytt opp status for elektrifiseringsmulighetene på norsk sokkel^[3]. Hovedfokus nå var CO₂-besparelser i forhold til forskjellige alternative kraftkilder på land. Konklusjonen var at alle de undersøkte scenarioene for en storstilt elektrifisering, enten ble for dyre, eller var umulig å gjennomføre. Samme konklusjon kom OLF til i 2003 med sin rapport^[4], og det ble her heller anbefalt å redusere klimagassutslipp eller øke effektiviteten av allerede eksisterende kraftforsyning. OLF kom i 2007 ut med nok en rapport^[5] for å kartlegge teknologiutviklingen på området, men konklusjonen ble nok en gang at en storskala elektrifisering er uaktuelt, mens visse felt er aktuelle for deelektrifisering.

I 2007 kartla SFT det samlede norske klimagassutslippet, og vurderte forskjellige måter å redusere dette på^[6]. Olje- og gassektoren sto for omtrent en fjerdedel av det totale norske utslippet i 2007, og elektrifisering var et av virkemidlene som ble vurdert for å minske utslippene i denne sektoren. Konklusjonen ble at elektrifisering har en middels til lav gjennomførbarhet, grunnet veldig høye total kostnader.

Som en reaksjon på negative konklusjoner i de siste fem års rapporter, kom Bellona^[7] ut med en egen avhandling, der de hevdet at det opereres med foreldet data i ovennevnte rapporter, og at nye utredninger trengs for å kunne beregne tiltakskostnadene korrekt. Zero^[8] underbygger denne påstanden med sin utredning samme år. På bakgrunn av denne

kritikken ble det besluttet at kraft fra land skulle utredes på nytt fra statens side, og i 2008 kom OD, NVE, SFT og Ptil med en ny utredning^[9]. Denne er bygget på delrapporter hentet inn fra Global Maritime^[10], Novatech^[11], Preventor^[12] og Unitech Power Systems^[13]. Konklusjonen ble nok en gang høye tiltakskostnader, først og fremst grunnet feltenes levetid og lavere årlig utvinning av petroleumsprodukter i umiddelbar fremtid. Men det understrekes at det finnes flere prosjekter som Valhall og Troll A der ute, med lang gjenværende levetid og store potensielle besparelser. I tillegg har en et stadig større bruksområde for slike kraftkabler, da disse også er aktuelle til bruk for offshore vindkraft eller kabelforbindelser til utlandet.

2009 har vært et år med stort fokus på klima, og flere klimaplaner fra forskjellige deler av samfunnet er utarbeidet. Flertallet av disse tar for seg elektrifisering av offshore petroleumsvirksomhet med fornybar kraft fra land som et virkemiddel som bør vurderes når Norges vei mot 2020 eller 2050 skal stakes ut. Uten at det her skal gås inn i innholdet i de forskjellige avhandlingene, blir de her referert til. ENKL-planen var et samarbeid mellom EBL (nå Energi Norge), BI og Sintef^[14]. I tillegg er det verdt å nevne Teknologirådet^[15], NHO^[16], NITO^[17], EBL^[18] og Bellona^[19], som alle var innom elektrifisering i sine avhandlinger.

Til slutt er det verdt å nevne at ConocoPhillips og BP har hatt en intern studie i forbindelse med store ombygninger på Ekofisk og Ula. Resultatet av dette ble at de ikke fant det lønnsomt å jobbe videre med en elektrifiseringsløsning^[28]. Det er per dags dato uvisst om Oljedirektoratet vil kreve elektrifisering når søknadene om ombygning skal behandles.

Rapportens omfang

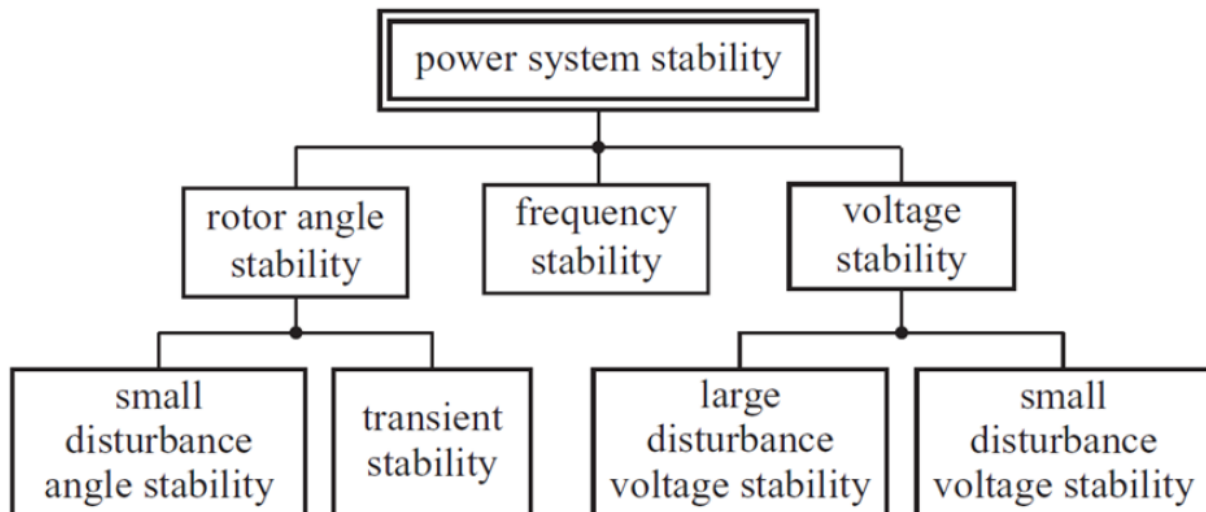
All aktuell teori, i tillegg til utvikling av simuleringsmodell blir gjennomgått i kapitlene 2 til 4. Kapittel 2 definerer stabilitetsuttrykk og beskriver kompenseringsverktøy som kan brukes for å bedre stabiliteten. Kapittel 3 beskriver utledningen av systemtopologien, samt en beskrivelse av modelleringsverktøyet DigSILENT PowerFactory. I tillegg går det grundig gjennom omformerkontroll, da dette viste seg å være komplisert og tidkrevende. Kapittel 4 handler om offshore vindkraft, hvor en først tar for seg beskrivelsen av forskjellige aktuelle generatorkonsepter. Deretter beskrives modelleringen av vindparken, samt hvilke valg en har i PowerFactory for modellering av en slik park.

Kapittel 5 beskriver de forskjellige scenarioene som skal benyttes, i tillegg til lastflyt for de forskjellige topologiene. Kapittel 6 beskriver de simuleringer som er gjort, mens sammenlikning og diskusjon rundt disse resultatene tas i kapittel 7. Konklusjon og forslag til videre arbeid runder av rapporten i kapittel 8.

2 – Stabilitet

2.1 – Definisjoner

Stabilitet for kraftsystemer defineres som evnen til å komme tilbake til en stabil tilstand etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse. Stabilitetsstudier kan i all hovedsak deles inn i tre hovedemner, som vist i Figur 2.1. Denne figuren er utviklet av CIGRE, og er blitt en populær figur når det gjelder klassifisering og definisjon av stabilitet i kraftsystemer^[29.1].



Figur 2.1 – Klassifisering av stabilitet^[29.1]

Spenningsstabilitet er evnen til å holde et akseptabelt spenningsnivå i systemet etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse. Hvis man etter en forstyrrelse får et ukontrollerbart fall i spenning på en eller flere samleskinner, har man oppnådd spenningsustabilitet. Hvis da dette ukontrollerbare spenningsfallet fører til uønskede spenningsfall videre ut i nettet, er det snakk om en spenningskollaps.

Stabilitet med tanke på spenning, er som i Figur 2.1 delt opp i to hoveddeler. Små forstyrrelser er typisk endringer i last eller produksjon, som forekommer så å si kontinuerlig. Større forstyrrelser kan komme av forskjellige typer utfall og feil, som for eksempel utfall av linjer, kortslutninger og stans av større generatorer. Det er de større forstyrrelsene fokuset er på i denne oppgaven.

Spenning og reaktiv effekt er nært knyttet opp mot hverandre, og hovedårsaken til ustabilitet i spenning er ofte systemets evne til å kunne mette etterspørselen av reaktiv effekt. Et system er stabilt hvis følgende kriterium gjelder for alle samleskinner i systemet: *spenningen på samleskinne A øker ved økning av reaktiv effektinnmating på samleskinne A*^[30.1]. Hvis spenningen synker ved økning av reaktiv effektinnmating på en samleskinne i systemet, er systemet definert ustabilt.

Stabilitet med tanke på frekvens er den evnen et system har til å opprettholde systemfrekvensen selv ved forstyrrelser som fører til større ubalanser i systemets effektflyt

og effektbalanse (forholdet mellom last og generert mengde). Hovedproblemet med ustabilitet i frekvens, er at større oscillasjoner kan føre til utkobling av generatorer eller last.

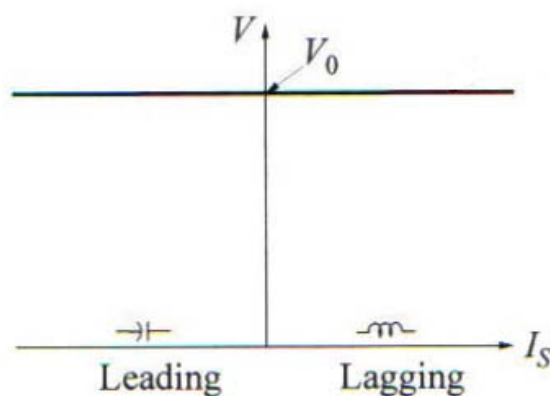
Til slutt har en vinkelstabilitet, et tema som ikke vil bli nærmere undersøkt i denne oppgaven. Dette er fordi de generatorene som modelleres i denne oppgaven er vindparker, som av hensyn til en programbegrensning på 50 samleskinner er modellert som en stor generator per vindpark. Dette gjør at vinkelstabilitetsstudier er u hensiktsmessige i denne sammenheng.

2.2 – Reaktiv kompensering

Ettersom reaktiv effekt og spenning er såpass nært sammenknyttet, er ofte spenningskontroll utført ved hjelp av reaktiv kompensering. I denne oppgaven er det såkalt aktiv kompensering som kommer til å bli benyttet, så det er det som blir beskrevet her. Aktiv betyr i dette tilfellet at kompenseringsverktøyet regulerer reaktiv effekt for å holde spenningen innen gitte rammer, ikke kompensering av aktiv effekt (P). Passiv kompensering er da uregulerbare spoler eller kondensatorer som settes i serie eller mot jord. For en grundigere gjennomgang av både aktive og passive kompenseringsverktøy anbefales "Power System Stability and Control" av Prabha Kundur^[30.2].

2.2.1 – SVC (Static VAR Compensator)

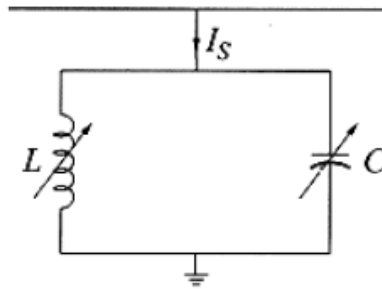
En SVC er et aktivt kompenseringsverktøy som hele tiden kan endre sin reaktive effektinnmating. Dette kan benyttes med tanke på stabilitetsforbedringer på to måter; den første er å styre SVC-anlegget med tanke på effektflyten i systemet, mens den andre er å styre reaktiv effekt fra SVC-anlegget for å kunne styre spenningsnivået på samleskinnen den er koblet til. Den siste kontrollmåten er valgt i dette prosjektet, da dette viser seg å være mest hensiktsmessig med tanke på den modellen som brukes.



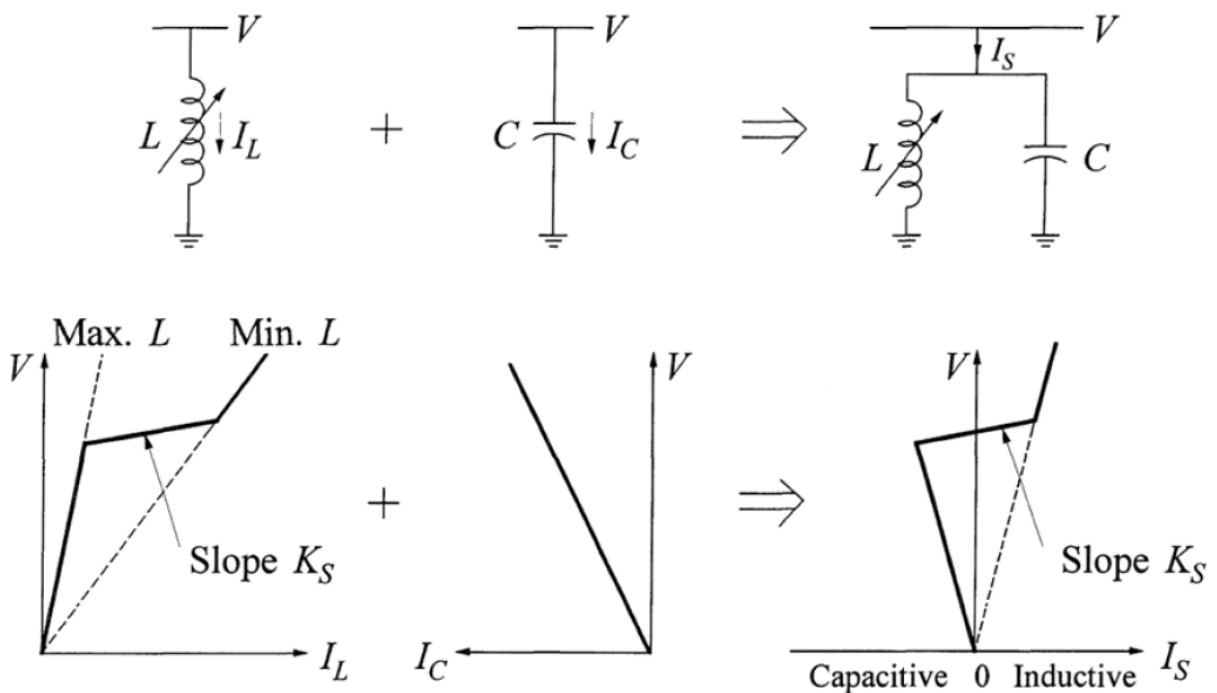
Figur 2.2 – Ideell V/I karakteristikk

Ideelt sett har en SVC en V/I-karakteristikk som vist i Figur 2.2^[30.3]. Spenningen kan da holdes helt konstant ved å regulere den reaktive effekten kompenseringsverktøyet forbruker eller produserer. Denne karakteristikken kan kun oppnås hvis man har to fullstendig regulerbare

kompenseringsverktøy (en spole og en kondensator), uten tap og tidsforsinkelser, som vist i Figur 2.3. Dette er ikke mulig i den virkelige verden, og derfor bruker en gjerne et oppsett som likner prinsippskissen i Figur 2.4. Her er en regulerbar spole i parallell med en kondensator. V/I karakteristikken blir, som en kan se nederst til høyre i Figur 2.4, en helt annet en den ideelle i Figur 2.2.



Figur 2.3 – Ideell SVC

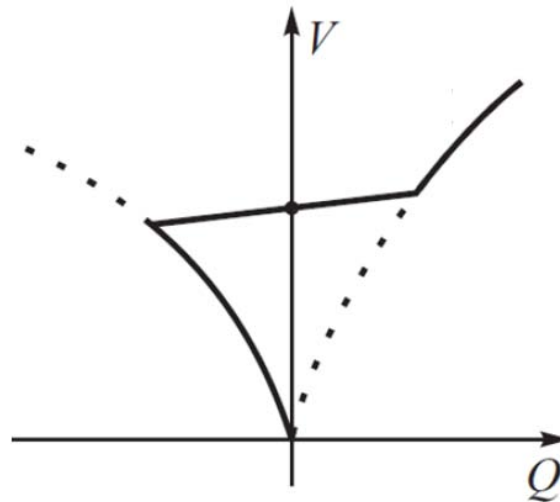


Figur 2.4 – Reell SVC med V/I karakteristik

Kondensatoren i Figur 2.4 er ikke regulerbar, og har derfor en lineær sammenheng mellom strøm og spenning. Spolen kan derimot reguleres mellom en maksimums- og en minimumsverdi. Mellom disse ekstremitetene har en også en lineær strøm-spenning-karakteristikk, som ikke er horisontal (slik den var for det ideelle SVC-anlegget). Denne helningen på kurven kalles K_S i Figur 2.4, og kommer av spolens reaktans.

Den totale karakteristikken for SVC-systemet blir da som vist nederst til høyre i Figur 2.4. For å få et større område med tilnærmet flat karakteristik er det normalt å putte inn flere

kondensatorer i parallell. Ved å koble disse ut og inn ved behov, kan man regulere kapasitansen i flere diskrete steg, og dermed øke SVC-systemets operasjonsområde.



Figur 2.5 – V/Q karakteristikk

Om man ser på reaktiv effektkompensering som funksjon av spenningen, ser man SVC-systemenes største negative side. I det lineære området på grafen i Figur 2.5 ser man at man kan holde spenningen relativt konstant i SVC-systemets operasjonsområde, kun ved å regulere reaktiv effekt. Men med en gang spenningsfallet blir større enn det SVC-systemet klarer å håndtere får man et problem. I ytterpunktet på venstre side av grafen, der parabellen møter det lineære området, er man på SVC-systemets yttergrense. Her er alle kondensatorer koblet inn, mens alt av induktans er koblet ut. Med en gang spenningen faller ytterligere fra dette punktet, begynner SVC-systemets evne til å regulere reaktiv effekt å minke. Utenfor SVC-systemets vanlige operasjonsområde faller dets evne til å regulere reaktiv effekt med andre potens av spenningen.

2.2.2 – STATCOM

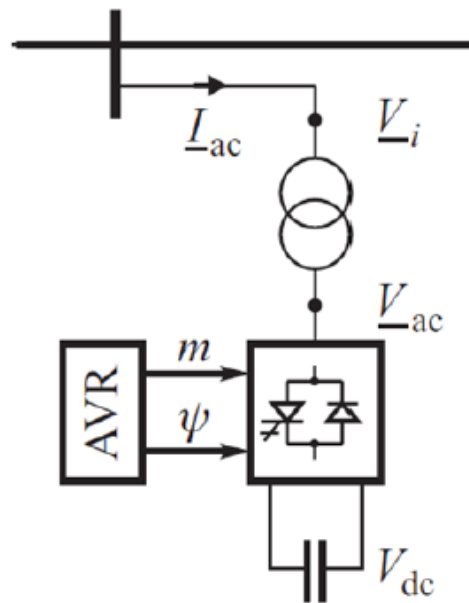
Et alternativ til SVC er STATCOM (static compensator), eller SVG (static VAR generator) som denne teknologien også kalles. I prinsippet er en STATCOM veldig enkel, med kun tre deler; en transformator, en omformer og en kondensator, som vist i Figur 2.6 på neste side^[29.2].

Som en ser av Figur 2.6, har omformereren to variable som styres av en AVR (automatic voltage regulator). Variabelen m styrer spenningen på AC-siden av omformereren. Ved hjelp av spenningsfallet over transformatoren, kan en sette opp denne likningen^[29.2]:

$$I_{ac} = \frac{(V_i - V_{ac})}{jX} \quad (2.1)$$

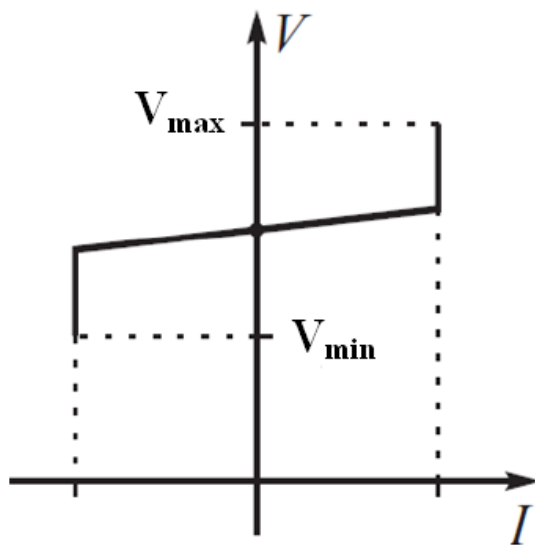
Hvis spenningsdifferansen i formel (2.1) er positiv, vil kompenseringverktøyet fungere som en spole, og reaktiv effekt konsumeres av STATCOM-systemet. Hvis differansen er negativ, vil STATCOM-systemet fungere som en kondensator, og levere reaktiv effekt til resten av

systemet. Variabelen ψ regulerer aktiv effekt til kondensatoren på DC-siden av omformeren, noe som gjøres for å opprettholde en konstant DC-spenning.

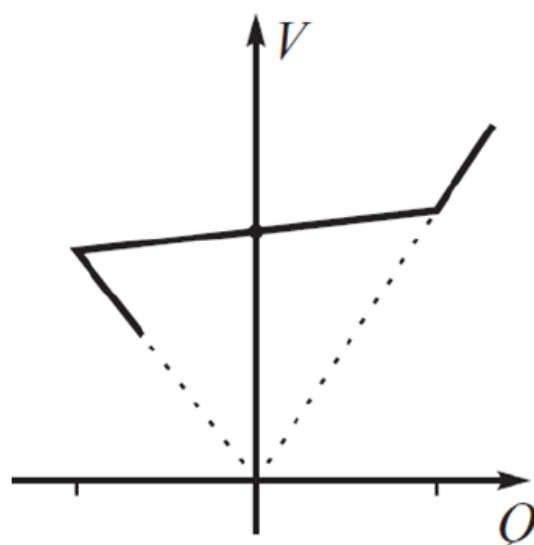


Figur 2.6 – Prinsippsskisse STATCOM

Figurene 2.7 og 2.8 viser V/I- og V/Q-karakteristikkene for en STATCOM. Ved en sammenlikning av disse to mot karakteristikkene for SVC-anlegg i Figurene 2.4 og 2.5, ser man at man har tilnærmet identiske karakteristikker i det lineære området. Den største fordelene med STATCOM er derimot kompenseringsverktøyets oppførsel utenfor normalt operasjonsområde. Her klarer STATCOM-systemet å holde strømmen konstant, slik at reaktiv effektkompensering kun faller som funksjon av spenningen i første potens ved større spenningsfall^[29.2].



Figur 2.7 – V/I-karakteristikk for STATCOM



Figur 2.8 – V/Q-karakteristikk for STATCOM

3 – Basistopologi

3.1 – Introduksjon og sammenlikning

Store deler av prosjektoppgaven gikk med på å beskrive^[1.2] og sammenlikne^[1.3] høyspennings vekselstrømsoverføring (HVAC) med de to alternativene innen likestrømsoverføring, nemlig LCC HVDC med sin tyristorbaserte omformertopologi og VSC HVDC med transistorbaserte omformere. Hovedargumentene gjentas her.

HVAC er mye brukt i offshore tilknytning av vindparker i Europa, men også kystnære olje- og gassinallasjoner. Elektrifiseringen av Gjøa ble gjort med AC-kabel, selv om den ligger omtrent 100 kilometer unna tilknytningspunktet på land. Dette antas å være i grenseland hva angår lønnsomhet når det gjelder AC-kabler, da slike typer kabler har høye kapasitive tap etter hvert som lengden øker. En HVAC-løsning med en 280 kilometer lang kabel kan dermed antas å være urealistisk.

Prosjektoppgaven ble derfor i hovedsak en sammenlikning av de to likestrømsalternativene^[1.3]. Tabell 3.1 gir et sammendrag av denne sammenlikningen. De understrekede verdiene er de beste alternativene innen hvert tema.

| | LCC HVDC | VSC HVDC |
|--------------------------------|---------------------------|-----------------|
| Driftserfaring | <u>Siden 50-60-tallet</u> | Siden 90-tallet |
| Størrelse (MW) | <u>1600</u> | 330 |
| Lengde (km) | <u>900</u> | 500 |
| Spenningsnivå (kV) | <u>500</u> | 150 |
| Tap i % | <u>2-3</u> | 5-7 |
| Kontroll aktiv effekt | <u>Ja</u> | <u>Ja</u> |
| Kontroll reaktiv effekt | Nei | <u>Ja</u> |
| Behov for filtre | Stort | <u>Middels</u> |
| Volum omformerstasjon | 4-6 | <u>1</u> |
| Komplikasjoner ved MTDC | Store | <u>Middels</u> |
| Driftserfaring offshore | Nei | <u>Ja</u> |

Tabell 3.1 – Sammenlikning av LCC HVDC og VSC HVDC

LCC HVDC er en moden teknologi, som er mye brukt siden den ble kommersialisert på midten av forrige århundre. Lengre tid brukt på forskning og utvikling betyr at en kan overføre mer effekt over større avstander med denne teknologien enn hva som er tilfellet med VSC HVDC. I tillegg er tapstallene gunstigere for den tyristorbaserte omformerteknologien.

Men det er en viktig teknologisk begrensning for LCC HVDC som gjør at en faller ned på VSC HVDC for en slik type overføring som studeres i dette prosjektet, og det er kravet til et aktivt nett i begge sider av overføringa. Dette er nødvendig for at de tyristorbaserte omformerne i LCC HVDC skal kunne operere (kommutere) tilfredsstillende. En kunne ha satt inn kraftelektronikk på den passive siden av overføringa for at LCC HVDC kunne brukes, men

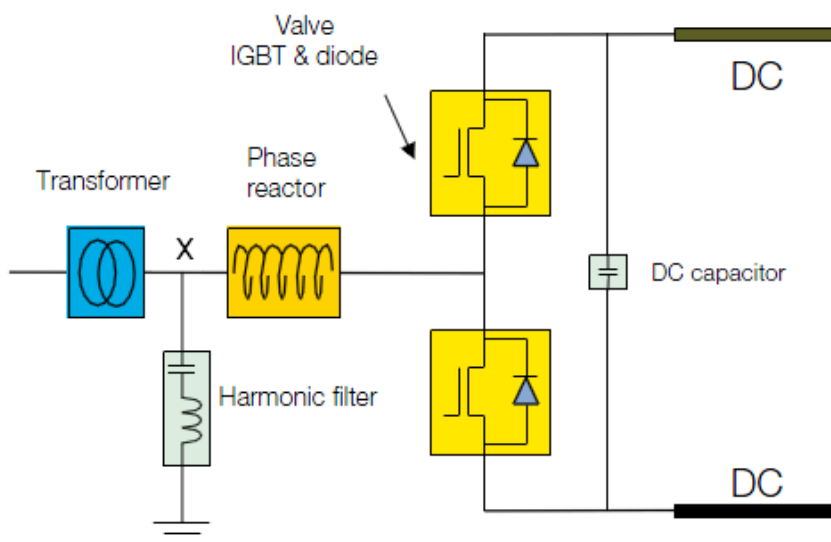
dette er såpass dyrt og plasskrevende at en til nå alltid har endt opp med VSC HVDC som det eneste reelle alternativ til HVAC på avstander opp til 100 kilometer. For avstander over 100 kilometer, slik det er i dette prosjektet, er VSC HVDC eneste alternativ, ettersom HVAC-kabler har alt for høye kapasitive tap ved slike avstander.

I tillegg til det faktum at VSC HVDC er godt egnet til bruk mot passive nett, har en også mulighet til å regulere reaktiv effekt i omformerne (jamfør likning (3.1) og (3.2) senere i dette kapitlet). Alt dette sett under ett underbygger det faktum at VSC HVDC stadig oftere blir valgt ved elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner, men også som tilkobling til offshore vindparker.

3.2 – VSC HVDC

VSC HVDC ble utviklet og kommersialisert av ABB på 1990-tallet og er siden det blitt brukt i en del kabelprosjekter både på land og på sjøbunnen. Av de mer kjente prosjektene med denne teknologien her til lands kan elektrifiseringa av Troll A i 2005 nevnes. I tillegg skal Valhall være ferdig elektrifisert med VSC HVDC i løpet av 2010 hvis alt går etter planen. Dette delkapitlet beskriver kjapt oppbygningen til en transistorbasert omformer som er benyttet i konfigurasjoner med VSC HVDC. En grundigere beskrivelse av denne omformeren finnes i ABBs brosjyre "It's time to connect"^[31].

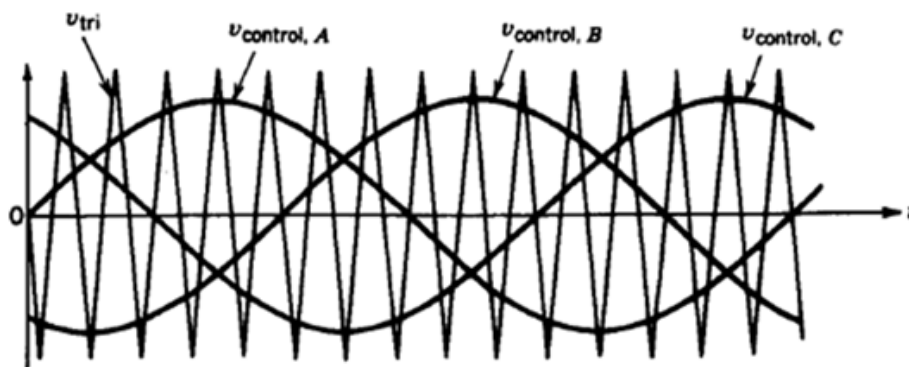
Spenningskildeomformer (Voltage Source Converter eller VSC) som brukes i denne teknologien er som tidligere nevnt transistorbasert. Figur 3.1 viser enlinjeskjema for ABB sin variant, HVDC Light^[31]. Dette er den eneste VSC HVDC-teknologien som er kommersialisert per dags dato. Siemens har sin HVDC Plus under utvikling, men den er fortsatt ikke brukt i større kommersielle prosjekter^[32].



Figur 3.1 - Enlinjeskjema HVDC Light^[31.1]

Oppsettet i Figur 3.1 viser et oversiktsmessig enlinjeskjema, og er med andre ord forenklet i forhold til hvordan omformeren egentlig ser ut. En omformer er gjerne bygd opp av seks transistormoduler, det vil si to til hver fase på AC-siden. Hver AC-fase er da knyttet til hver av de to DC-kablene med en transistormodul. Hver transistormodul består igjen av flere transistorer for å kunne tåle spenningsnivået som kreves i en slik omformer. Transistorene som brukes i VSC HVDC er vanligvis av typen IGBT.

Styring av når transistormodulene skal åpnes og stenges utføres vanligvis ved hjelp av pulsviddemodellering (Pulse Width Modulation eller PWM). Dette fungerer slik at tre sinusformede signaler med 120 graders faseforskjell sammenliknes med et trekantformet signal med høyere frekvens, som vist i Figur 3.2. Hvert sinusformet signal er koblet til hvert sitt transistorpar, som vist i Figur 3.1. Fortegnet på differansen mellom trekantsignalet og sinussignalet er til en hver tid styrende for hvilken av de to transistormodulene som leder strøm og hvilken som er stengt. En mer inngående forklaring av denne styremåten finnes i boka "Power Electronics" av Mohan, Undeland og Robbins^[33.1], samt i prosjektoppgaven^[1.4].



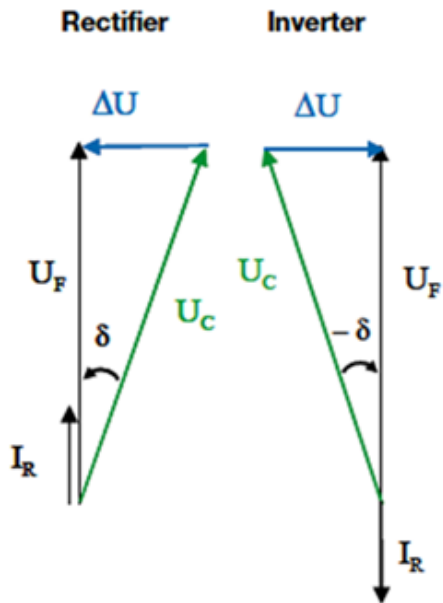
Figur 3.2 – PWM trefase^[33.1]

Når det gjelder kondensatoren på DC-siden, har denne som hovedfunksjon å eliminere høyfrekvente harmoniske forstyrrelser, som kommer av omformerens bruk av pulsviddemodellering, som genererer utsignaler med relativt mye støy. Den samme hovedoppgaven har det harmoniske filteret på AC-siden av omformeren.

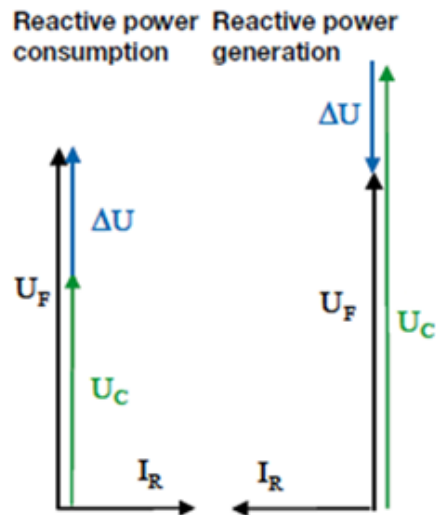
Omformerspølen (i Figur 3.1 kalt Phase reactor) er viktig med tanke på styring av hele prosessen, da det er spenningsfallet over denne spølen som definerer effektflytens retning og størrelse. U_F er spenningen på filtersiden av spølen, mens U_C er spenningen på omformersiden i Figur 3.1. Formel (3.1) og Figur 3.3 viser da sammenhengene for aktiv effektflyt, mens formel (3.2) og Figur 3.4 viser likedan for reaktiv effektflyt.

$$P = \frac{U_F \cdot U_C \cdot \sin \delta}{\omega L} \quad (3.1)$$

$$Q = \frac{U_F \cdot (U_F - U_C) \cdot \cos \delta}{\omega L} \quad (3.2)$$



Figur 3.3 – Aktiv effektflyt^[31.2]



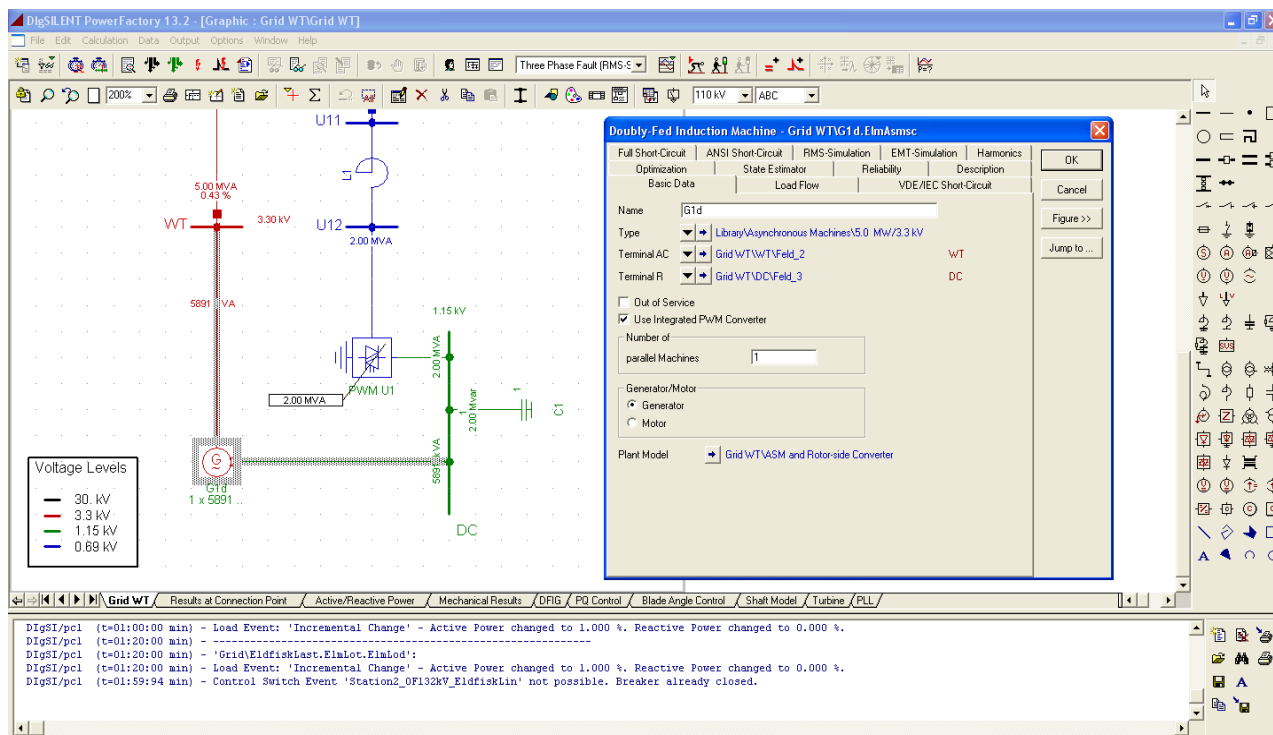
Figur 3.4 – Reaktiv effektflyt^[31.2]

3.3 – DigSILENT PowerFactory

Utviklingen av programvare fra DigSILENT (**D**igital **S**imu**L**ator for **E**lectrical **N**etworks) startet på midten av 1970-tallet i Tyskland, og har siden da vokst seg til å utvikle omfattende analyseverktøy for kraftsystemer. I denne oppgaven er programmet PowerFactory versjon 13.2.341 fra DigSILENT GmbH brukt. Dette programmet kan håndtere lastflyt, dynamiske simuleringer, optimalisering av vern, pålitelighetsanalyser og produksjonsplanlegging, i tillegg til mye annet^[34]. PowerFactory er designet slik at alle oppgaver kan kjøres fra samme programvindu (Figur 3.5), og alt av modeller og resultater blir lagret i en enkelt database. Dette gjør brukergrensesnittet enklere i tillegg til at det er lettere for brukeren å lagre nye, og hente gamle resultater.

Programvinduet kan deles inn i fire hoveddeler:

- Øverst ligger det verktøylinjer for programmets verktøy. Lastflyt, kortslutningsanalyse, samt dynamiske simuleringer og implementering av hendelser (kortslutninger, lastendringer, osv.) kan nås herfra.
- Til høyre for hovedvinduet ligger menyen for modellering av systemoppsett. Her finnes et bredt utvalg av forskjellige typer kretskomponenter, som kan benyttes.
- I bunn ligger statusvinduet, der programmet kommer med tilbakemeldinger og feilmeldinger etter hvert som analyser og endringer blir gjort.
- Størstedelen av skjermbildet er viet hovedvinduet. Her kan en ved hjelp av arkfaner i bunnen veksle mellom systemtopologi, kontrolltopologi og simuleringvinduer. De fleste komponenter og grafer i hovedvinduet er klikkbare, slik at det er enkelt å justere modellens parametre.



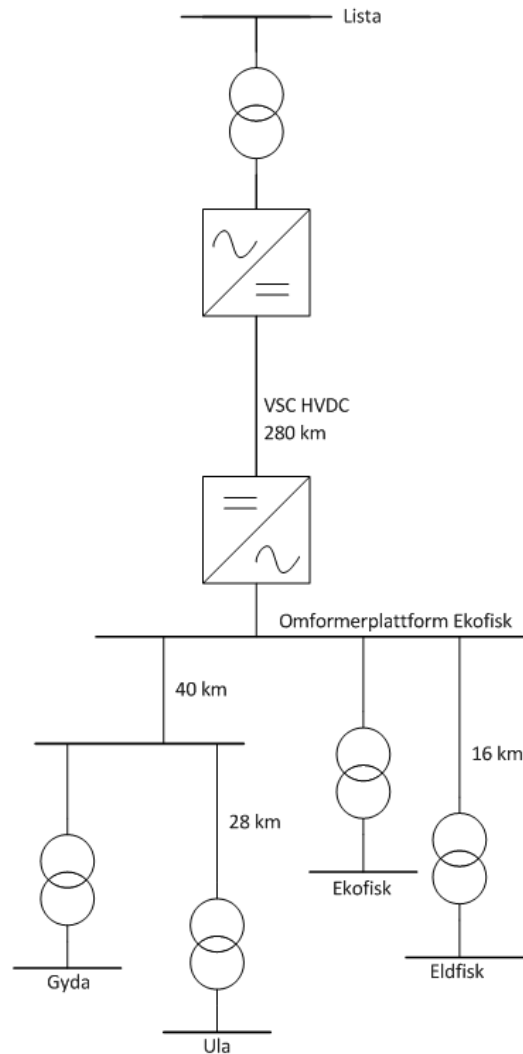
Figur 3.5 – DigSILENT PowerFactory skjermbilde

Versjonen som er brukt her er en såkalt universitetsversjon med en begrensning på 50 samleskinner. Dette er eneste forskjellen fra fullversjonen, så alle programmets funksjoner er tilgjengelige.

I programmet kan man velge mellom en lang rekke komponenter i programmets medfølgende bibliotek, i tillegg til at man har mulighet til å finjustere med egne parametre. Det er også mulig å opprette nye komponenter fra bunnen av. Programbiblioteket inneholder også en mengde kontrollmuligheter (spesielt for generatorer), men det er også mulig å skreddersy egne kontrollkretser ved hjelp av grafisk brukergrensesnitt og et programmeringspråk kalt DSL (DigSILENT Simulation Language). Dette er nødvendig i denne oppgaven, da det etter hvert er nødvendig å styre HVDC-omformerne. Slike kontrollkretser følger ikke med i PowerFactory-biblioteket, og må derfor bygges opp fra bunnen av.

3.4 – Utvikling av basistopologi

I prosjektoppgaven ble det funnet en topologi for elektrifisering av Sørlege Nordsjø, som vist i Figur 3.6. En mer detaljert beskrivelse av hvordan dette skal modelleres i simuleringsverktøyet DigSILENT PowerFactory kommer her, og endelig modell er vist i Figur 3.7. Verditabeller for de forskjellige komponentene finnes i Vedlegg A.



Figur 3.6 – Basistopologi fra prosjektoppgaven

3.4.1 – Omformerstasjon Lista

Når det gjelder kabelen fra fastlandet er Lista valgt som startpunkt. Sentralnettpunktet på Lista er robust, og tåler både høy import og eksport. Import tas med som et kriterium grunnet en eventuell utvidelse med offshore vindkraft eller kabel til utlandet. En grundigere analyse av hvilke sentralnettpunkt som var aktuelle, og hvorfor en endte opp med Lista som beste alternativ, finnes i prosjektoppgaven^[1.3].

Før omformeren transformeres spenningen fra 300 kV ned til 132 kV. I Figur 3.7 er punktet mellom transformator og omformerkomponentene kalt ONPCC, der PCC står for Point of Common Coupling. Denne noden er ekvivalent med punkt X i Figur 3.1, og representerer det fysiske punktet der omformeren er koblet til resten av systemet. I punkt ONPCC er AC-filteet plassert, og som tidligere nevnt har dette som hovedoppgave å redusere høyfrekvente harmoniske forstyrrelser, dannet av pulsviddemodelleringa i omformeren.

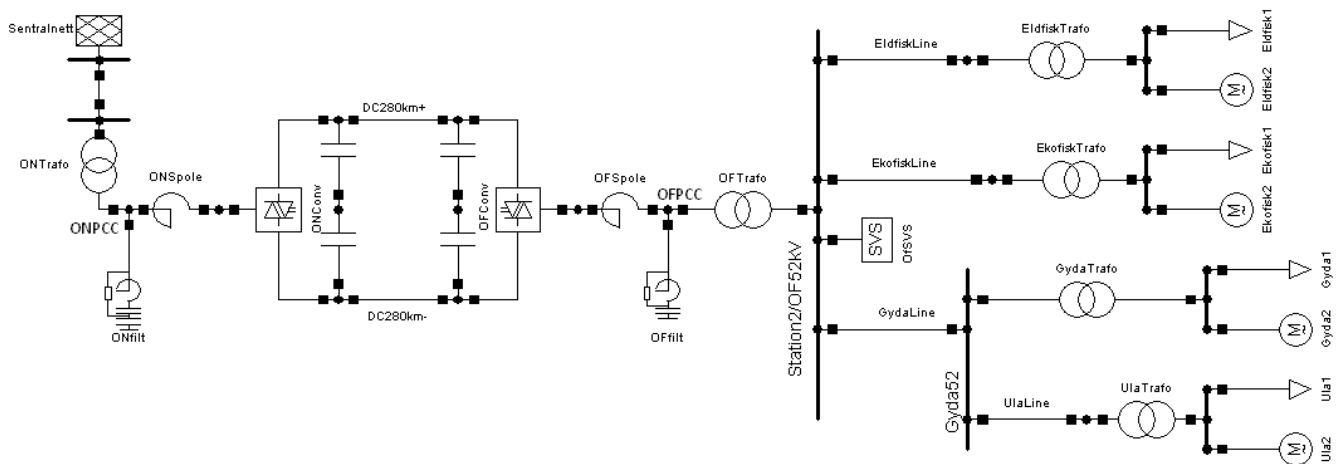
Selve omformeren er modellert slik at alle tap er lagt inn i seriespolen (jmfør Figur 3.1). Dette fører til at omformeren i modellen er tapsfri. Hvor omformerens svitsjetap blir lagt har ingenting å si for videre modellering, så omformertapene ble lagt inn der det var enklest å få tilgang på dem senere. I tillegg er omformerens tap modellert som en resistans ved utviklingen av omformerkontrollen senere i kapitlet, noe som betyr at omformertap konsekvent settes utenfor selve omformermodellen.

Komponentene som er tilknyttet omformerstasjonen på Lista er tildelt prefikset ON i modellen, og i Vedlegg A.

3.4.2 – HVDC-konfigurasjon

Som nevnt i delkapittel 3.1, ble det gjort en grundig vurdering av de forskjellige aktuelle konfigurasjonene for elektrifisering av Sørlege Nordsjø i prosjektoppgaven^[1.3]. Valget i denne oppgaven falt på transistorbasert VSC HVDC, og oppsettet brukt i PowerFactory er basert på Figur 3.1. Oppsettet er bipolart. Det vil si at det benyttes to DC-kabler med en diameter på 400 mm² hver, med spenningsnivå på henholdsvis 150 kV og -150 kV. Dette fører i følge ABB til en maksimal overføring på 277 MW^[31.3].

De forskjellige komponentenes parametre er gitt i Vedlegg A. Komponenter tilknyttet omformerstasjonen på Lista har prefikset ON. Komponenter på andre siden av DC-linken, det vil si komponenter tilknyttet den nye omformerplattformen, har fått prefikset OF. Kontrollen av omformerne vil gjennomgå grundigere senere i kapitlet.



Figur 3.7 – Basistopologi i PowerFactory

3.4.3 – Omformerplattform offshore

Modellmessig er omformeren på offshoresiden av DC-linken identisk med omformeren på Lista. Forskjellen ligger i parametrene, som vist i Vedlegg A, i tillegg til kontrollkretsens struktur. Etter å ha vært i kontakt med Unitech Power Systems^[35] og BP^[36], er det her valgt å transformere spenningen ned til 52 kV på omformerplattformen før kablene går ned i havet og videre til hver enkelt plattform. Unitech har på oppdrag fra NVE tidligere undersøkt

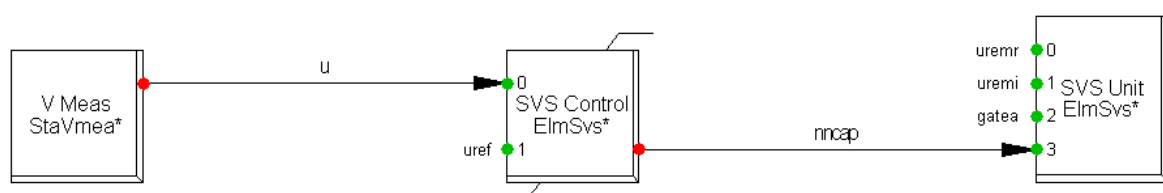
muligheten for en deelektrifisering av Sørlige Nordsjø^[13], men med en annen tilnærming enn den som er brukt i denne oppgaven. BP har sammen med ConocoPhilips gjort en utredning av deelektrifisering på de feltene de har det operative ansvaret på^[28]. På bakgrunn av mailkorrespondanse med de ovennevnte, ble 52 kV spenningsnivå valgt. Dette fordi kostnadsnivået på 52 kV-komponenter er lavere enn for komponenter som kan tåle høyere spenningsnivå. I tillegg ville et lavere spenningsnivå fordyres ved at en må benytte seg av reaktive kompenseringverktøy for å holde spenningen høy nok i alle deler av systemet.

Selv om 52 kV, ble valgt på bakgrunn av at en slipper en utstrakt bruk av reaktive kompenseringverktøy, vil en i denne oppgaven likevel legge inn et SVC-anlegg på omformerplattformen. Grunnen til dette avviket fra Unitech og BPs konklusjoner kan være tilgang på plattformdata. Mye slikt data er hemmeligstemplett, og plattformmodellen i denne oppgaven er sannsynligvis av en enklere art enn det som er benyttet av ConocoPhilips og BP.

Det reaktive kompenseringverktøyet settes inn for å heve spenningene på de feltene som ligger lengst unna HVDC-linken. I de forberedende testsimuleringene ligger stasjonært spenningsnivå for Gyda og Ula nærme den nedre grensen for hva som godtas for installasjoner på norsk sokkel^[37 og 38]. Av den grunn settes kompenseringverktøyet inn på omformerplattformen for å høyne marginene. En mer detaljert beskrivelse av de forskrifter som følges kommer på starten av simuleringkapittelet (Kapittel 6).

Grunnen til at SVC-anlegget settes inn på omformerplattformen er av plasshensyn. Det er mye enklere å få et SVC-anlegget til å passe inn på denne omformerplattformen som skal bygges fra bunnen av, i forhold til å sette det på en allerede eksisterende plattform. I teorien hadde det kanskje vært mer hensiktsmessig å sette dette anlegget på Gyda eller Ula, men grunnet plasshensyn antas det å være urealistisk. I tillegg er kontroll av spenningen på OF52kV hensiktsmessig også med tanke på å holde spenningen over hele AC-nettet mest mulig stabilt, da dette er en sentral samleskinne. Dette vises av simuleringene i kapittel 6, der spenningsforløpet på plattformene følger det forløpet som til en hver tid gjelder på OF52kV for de fleste transiente hendelser.

SVC-anlegget som installeres består av en regulerbar induktans, og åtte kondensatorer som kan svitsjes inn og ut etter behov. Anlegget vil da kunne konsumere opp mot 100 MVar ved hjelp av den regulerbare induktansen, eller produsere opp mot 160 MVar ved å benytte seg av kondensatorene. Koblingen av kondensatorene vil kontrolleres ved at spenningen måles mot en referanseverdi, og variabelen nncap (antallet kondensatorer som er tilkoblet systemet) for SVC-systemet reguleres deretter, som vist i Figur 3.8. Uref er satt til å være 1.05 på samleskinne OF52kV, hvor kompenseringanlegget er koblet inn, for å forhindre at spenningene blir alt for lave ytterst i systemet.



Figur 3.8 – SVC-kontroll i PowerFactory

3.4.4 – AC-nettverk offshore

Nettverket offshore består av sjøkabler på 52 kV, med lengder fra 1 til 40 kilometer ut til hver enkelt plattform. Det er verdt å merke seg at kablen ut til Gyda også forgreines ut til Ula. Som tidligere nevnt er spenningsnivået 52 kV valgt grunnet økonomiske og utstyrmessige hensyn. På hver plattform blir spenningen transformert ned til det spenningsnivået som allerede benyttes på hver enkelt plattform. Det vil si 6.6 kV for alle bortsett fra Ekofisk, der det benyttes 13.8 kV.

3.4.5 – Plattformene

I Sørlige Nordsjø ligger det ni felt som per dags dato er aktive. Embla, Hod og Tambar blir allerede forsynt med elektrisitet fra større nærliggende felt, og kan ses bort fra. På Valhall er BP allerede i gang med en elektrifiseringsprosess, og det antas at kablen tas i bruk i løpet av 2010. For feltet Tor antas det at gjenværende levetid er på omtrent fem år, og at elektrifisering derfor blir ulønnsomt. Da sitter man igjen med fire felt som i teorien er aktuelle for en elektrifisering: Ekofisk, Eldfisk, Gyda og Ula.

I prosjektoppgaven ble det argumentert for at det er en deelektrifiseringsløsning som er mest realistisk og lettest å realisere, da det er mye direktdrevet utstyr og varmegjenvinningsløsninger som er kostbart og komplisert å skifte ut med kraft fra land. Miksen av energiproduksjon som kan erstattes med kraft fra land og direktdrevet utstyr varierer kraftig fra felt til felt. På Gyda kan alt erstattes med kraft fra land, mens Ekofisk har store mengder direktdrevet utstyr, og kun 10 % av energiproduksjonen kan erstattes ved en deelektrifisering^[39].

Modellering av plattformlast er utfordrende, ettersom lasten består av et stort antall komponenter med forskjellig karakteristikk. I tillegg er mye av dette gradert informasjon når en ser på petroleumsinstallasjoner. Det er derfor naturlig å forenkle lastmodelleringa en god del. Det er i dette prosjektet valgt å modellere lasta som omtrent 75 % konstant MVA-last og 25 % maskinlast. Lastparametrene finnes i Vedlegg A.

3.5 – Omformerkontroll

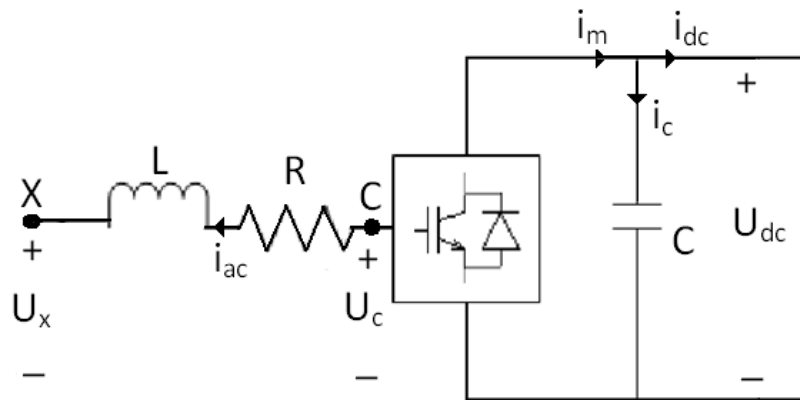
For at en VSC HVDC-overføring skal fungere tilfredsstillende, må den kontrolleres med tanke på å tilfredsstille krav om leveringskvalitet. Forskjellige varianter av kontrollsystemer finnes, men det vil i denne oppgaven bli brukt gjennomgående en metode, nemlig vektorkontrollmetoden. Denne benytter seg av et roterende dq-aksesystem, som roterer i samme hastighet som AC-systemet. Hvordan en går fra det vanlige stasjonære abc-systemet og over til det roterende dq-systemet vises i Vedlegg C.

Dq-systemet gir mulighet for å adskille kontroll av aktiv og reaktiv effektlyt. I tillegg vil vekselstrømmer og -spenninger se konstante ut ved steady state, da disse roterer med samme hastighet som dq-planet det projiseres i. I denne oppgaven defineres det slik at U_x peker i samme retning som d-aksen. Det vil si at $U_{xd}=U_x$ og $U_{xq}=0$.

Utviklingen og oppbyggingen av kontrollkretsene ligger litt på siden av det egentlige temaet i dette prosjektet, men kontrollerne må designes og innstilles riktig, og er såpass viktig at hovedtrekkene gjennomgås her. Omfattende teorideler og utledninger refereres til andre kilder for utfyllende lesning.

3.5.1 – VSC HVDC i dq-systemet

Oversiktsmessig ser en VSC HVDC-omformer ut som på Figur 3.9. Punktet X er da punktet som skiller omformereren fra resten av AC-nettet (også kalt PCC). R og L er henholdsvis total resistans og reaktans for hele omformereren, inkludert svitsjetap.



Figur 3.9 – VSC HVDC

Spenningsfallet over omformerens totale impedans kan uttrykkes som i likningene (3.3) til (3.5), i henholdsvis abc-, $\alpha\beta$ - og dq-systemene.

$$U_{x,abc} - U_{c,abc} = R \cdot i_{ac,abc} + L \frac{di_{ac,abc}}{dt} \quad (3.3)$$

$$U_{x,\alpha\beta} - U_{c,\alpha\beta} = R \cdot i_{ac,\alpha\beta} + L \frac{di_{ac,\alpha\beta}}{dt} \quad (3.4)$$

$$U_{x,dq} e^{j\omega t} - U_{c,dq} e^{j\omega t} = R \cdot i_{ac,dq} e^{j\omega t} + L \frac{d(i_{ac,dq} e^{j\omega t})}{dt} \quad (3.5)$$

I videre utregning benyttes dq-systemet. Fra likning (3.5) elimineres leddet $e^{j\omega t}$, og spenningsfallet over omformerspølen i dq-planet kan uttrykkes som følger:

$$U_{x,dq} - U_{c,dq} = R \cdot i_{ac,dq} + j\omega L \cdot i_{ac,dq} + L \frac{di_{ac,dq}}{dt} \quad (3.6)$$

Dette gjøres om til matrisform, slik at en har to distinkte likninger; en for d-aksen og en for q-aksen. Det er verdt å merke at disse er krysskoblet i det midterste leddet på høyre side av likhetstegnet. Dette er uønskelig fra et kontrollsynspunkt, da en slik krysskobling vil bli sett på som en forstyrrelse. Hvordan en adskiller disse to likningene til å bli uttrykk med kun d- eller q-komponenter tas senere i utviklingen av den indre kontrollkretsen (delkapittel 3.5.2).

$$\begin{bmatrix} U_{xd} \\ U_{xq} \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} U_{cd} \\ U_{cq} \end{bmatrix} = R \begin{bmatrix} i_{ac,d} \\ i_{ac,q} \end{bmatrix} + \omega L \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{ac,d} \\ i_{ac,q} \end{bmatrix} + L \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_{ac,d} \\ i_{ac,q} \end{bmatrix} \quad (3.7)$$

I utviklingen av kontrollsystemene senere i dette kapittelet trengs også et uttrykk for strømmen på DC-siden. Kirchoffs strømlov for noden på DC-siden i Figur 3.9 gir uttrykket:

$$i_m = C \frac{dU_{dc}}{dt} + i_{dc} \quad (3.8)$$

Effektbalanse mellom AC- og DC-siden er også verdt å ta en titt på. Tilsynelatende effekt S på AC-siden kan uttrykkes som i likning (3.9):

$$S_{dq} = \frac{3}{2} U_{x,dq} \cdot i_{ac,dq}^* = \frac{3}{2} ((U_{xd} i_{ac,d} + U_{xq} i_{ac,q}) + j(U_{xq} i_{ac,d} - U_{xd} i_{ac,q})) \quad (3.9)$$

Systemet er som tidligere nevnt definert slik at $U_{xq}=0$. Uttrykkene for aktiv og reaktiv effekt på AC-siden blir da som følger:

$$P = \text{Re}(S_{dq}) = \frac{3}{2} U_{xd} i_{ac,d} \quad (3.10)$$

$$Q = \text{Im}(S_{dq}) = -\frac{3}{2} U_{xd} i_{ac,q} \quad (3.11)$$

Ettersom tap gjennom omformerer allerede er tatt hand om i resistansen R , finnes det en effektbalanse mellom AC- og DC-siden av omformerer:

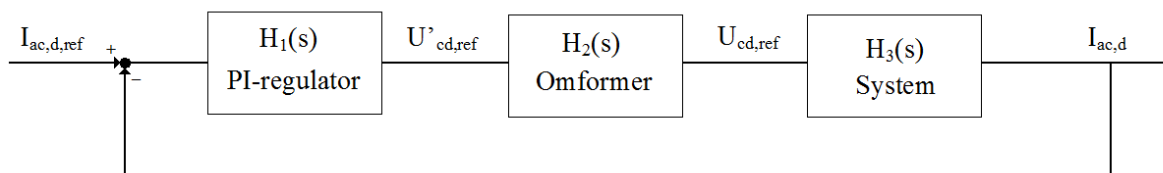
$$P = \frac{3}{2} U_{xd} i_{ac,d} = U_{dc} i_{dc} \quad (3.12)$$

Som denne utledningen viser er det mulig å kontrollere to uavhengige størrelser ved å kontrollere strømkomponentene $i_{ac,d}$ og $i_{ac,q}$. En mye brukt metode er en regulator med kaskadestruktur. Det vil si to (eller flere) kontrollkretser med hver sin PI-regulator, der den indre får sine referanser fra den ytre kretsen. Den indre kontrollkretsen har da som hensikt å kontrollere strømmene $i_{ac,d}$ og $i_{ac,q}$, og er den som har raskest reaksjonstid. Kontrollen av

disse strømkomponentene er med på å bestemme pulsviddemodelleringa, som igjen styrer når transistormodulene skal åpnes og lukkes.

Hva den ytre kontrollkretsen skal regulere er mer valgfritt, og kommer an på systemet, og hva som er hensiktsmessig. Men det er viktig å merke seg at uansett system, så er kontroll av DC-spenning nødvendig for å oppnå en balanse av den aktive effektflyten i HVDC-systemet. Av muligheter for reguleringsparametre, så kan det nevnes at kontroll av DC-spenning eller aktiv effekt kan gi en $i_{ac,d,ref}$ til den indre kontrollkretsen, mens kontroll av AC-spenning eller reaktiv effekt kan gi en $i_{ac,q,ref}$. Reelle kontrollalternativer vil man komme tilbake til senere i oppgaven i delkapittel 3.5.4.

3.5.2 – Indre kontrollkrets



Figur 3.10 – Indre kontrollkrets

Den indre kontrollkretsen ser i grove trekk ut som Figur 3.10, og har som oppgave å kontrollere AC-strømmens d- eller q-komponent. Det er her valgt å fokusere kun på d-komponenten, men den videre gangen i analysen (og derfor også transferfunksjonene) blir helt identisk for q-komponenten.

Blokka lengst til venstre i Figur 3.10 beskriver en PI-regulator. Denne benytter seg av avviket mellom målt og ønsket strømverdi, og resultatet av denne sammenlikningen reguleres, for så å kontrollere PWM-svitsjingen av den aktuelle omformerer. Transferfunksjonen for PI-blokken er som følger:

$$H_1(s) = K_1 \left(1 + \frac{1}{T_1 s}\right) = K_1 \frac{(1 + T_1 s)}{T_1 s} \quad (3.13)$$

Omformerer blir modellert med en tidsforsinkelse, grunnet transistorenes svitsjetid. Det antas at tidsforsinkelsen i gjennomsnitt er halvparten av en svitsjesyklus.

$$H_2(s) = \frac{1}{1 + \frac{1}{2} T_{sw} s} = \frac{1}{1 + T_2 s} \quad (3.14)$$

For å kunne modellere systemets transferfunksjon tar en utgangspunkt i matriselikning (3.7). Som tidligere nevnt er disse to likningene knyttet på tvers av aksene. Leddet $-\omega L \cdot i_{ac,q}$ blir

sett på som en forstyrrelse når det kommer til kontroll av d-komponenten. For å oppnå en bedre kontroll av systemet, må disse to uttrykkene i likning (3.7) adskilles.

Av Figur 3.10 ser en at sammenhengen mellom $V_{d,ref}$ og $(I_{ac,d,ref} - I_{ac,d})$ kan uttrykkes følgende:

$$U_{cd,ref} = H_1(s) \cdot H_2(s) \cdot (i_{ac,d,ref} - i_{ac,d}) \quad (3.15)$$

For å få eliminert vekk q-leddet i det første uttrykket i likning (3.7), brukes det en foroverkobling av AC-strømmen i tillegg til likning (3.15). Det samme gjøres med d-leddet i den siste likningen i matriselikning (3.7), med dette gjengis ikke her da framgangsmåten er identisk. For første del av likning (3.7), ender en opp med følgende uttrykk:

$$U_{cd,ref} = L \frac{di_{ac,d}}{dt} + R \cdot i_{ac,d} \quad (3.16)$$

Likning (3.16) transformeres videre over i s-planet for å finne transferfunksjonen for systemet:

$$U_{cd,ref}(s) = L \cdot s \cdot i_{ac,d}(s) + R \cdot i_{ac,d}(s) \quad (3.17)$$

For å gjøre videre operasjoner enklere, blir likning (3.17) gjort om til per unit verdier. Til det trengs per unit resistans og reaktans, som er definert slik:

$$L_{pu} = \omega_b \cdot L \frac{I_b}{U_b} \quad (3.18)$$

$$R_{pu} = R \frac{I_b}{U_b} \quad (3.19)$$

Likning (3.17) i per unit blir da slik som vist i (3.20). Videre ryddes likninga slik at det blir enklere å finne transferfunksjonen for systemet.

$$U_{cd,ref,pu}(s) \cdot U_b = L \cdot s \cdot i_{ac,d,pu}(s) \cdot I_b + R \cdot i_{ac,d}(s) \cdot I_b \quad (3.20)$$

$$U_{cd,ref,pu}(s) = \frac{L_{pu}}{\omega_b} \cdot s \cdot i_{ac,d,pu}(s) + R_{pu} \cdot i_{ac,d,pu}(s) = \left(\frac{L_{pu}}{\omega_b} \cdot s + R_{pu} \right) i_{ac,d,pu}(s) \quad (3.21)$$

Hvis en definerer $\tau_{pu} = \frac{L_{pu}}{\omega_b \cdot R_{pu}}$ kan en uttrykke transferfunksjonen for systemet slik:

$$H_3(s) = \frac{1}{R_{pu} + \frac{L_{pu}}{\omega_b} \cdot s} = \frac{1}{R_{pu}} \cdot \frac{1}{1 + \tau_{pu}s} \quad (3.22)$$

Fra Figur 3.10 utarbeides den åpne transferfunksjonen for kontrollsystemet:

$$H_{OL}(s) = H_1(s) \cdot H_2(s) \cdot H_3(s) = K_{1,pu} \frac{(1 + T_1s)}{T_1s} \cdot \frac{1}{1 + T_2s} \cdot \frac{1}{R_{pu}} \cdot \frac{1}{1 + \tau_{pu}s} \quad (3.23)$$

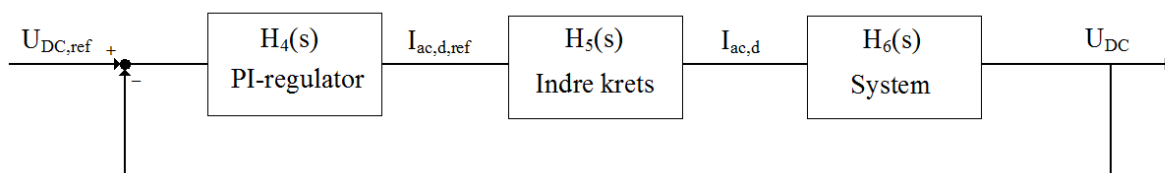
Parametrene i $H_3(s)$ -uttrykket finnes ut fra systemdata, og tidskonstanten i $H_2(s)$ kommer av omformerens innstillinger. Parametrene for PI-regulatoren i $H_1(s)$ må derimot stilles inn. Grovinnstillingen gjøres med en teknikk som kalles Modulus Optimum Tuning, som er mye i bruk på innstilling av kontrollkretser av lav orden, slik som denne. Teori og utførelse av denne teknikken er for langt på siden av oppgaveteksten i dette prosjektet til at det tas med her, men liknende utregninger er gjort for VSC HVDC-systemer i to tidligere masteroppgaver på NTNU^[40.1 og 41.1], og resultatet av dette blir brukt videre:

$$K_{1,pu} = \frac{\tau_{pu} \cdot R_{pu}}{2 \cdot T_2} \quad (3.24)$$

$$T_1 = \tau_{pu} \quad (3.25)$$

Ved fininnstilling av disse parametrene ble Matlab-applikasjonen Sisotool^[42], benyttet i tillegg til manuell fintuning.

3.5.3 – Ytre kontrollkrets



Figur 3.11 – Ytre kontrollkrets

Som tidligere nevnt, kan en slik kontrollertopologi som det her utledes regulere flere størrelser ved hjelp av AC-strømmen. I dette delkapittelet brukes regulering av DC-spenning som eksempel på hvordan den ytre kontrollkretsen kan utarbeides, men framgangsmåten er den samme for alle kontrollformål. Oppsettet for den ytre kretsen er på mange måter lik den indre, og Figur 3.11 viser generelt oppsett.

PI-regulatoren som brukes her har likt oppsett som tilsvarende for den indre kretsen:

$$H_4(s) = K_4 \frac{(1 + T_4 s)}{T_4 s} \quad (3.26)$$

Når den ytre kontrollkretsen skal defineres, forenkles gjerne transferfunksjonen til den indre kontrollkretsen (som er av andre orden), ned til en førsteordens funksjon for å gjøre videre beregninger enklere. Framgangsmåten for dette er ikke videre relevant for dette prosjektet, så det henvises til en av de tidligere nevnte masteroppgavene^[40.2], der dette er grundig beskrevet. Transferfunksjonen for den indre kontrollkretsen blir da som følger:

$$H_5(s) = \frac{1}{1 + 2 \cdot T_2 s} = \frac{1}{1 + T_5 s} \quad (3.27)$$

Ved å ta utgangspunkt i formlene (3.8) og (3.12), ser en sammenhengen mellom i_d og U_{dc} . Denne sammenhengen er ulineær, og må lineariseres for å finne ønsket transferfunksjon. Metoden er gjennomført i detalj i Bajracharyas masteroppgave^[40.3] for et liknende system. Resultatet kan fint brukes her, og transferfunksjonen blir:

$$H_6(s) = \frac{3}{2} \cdot \frac{U_{xd}}{U_{dc}} \cdot \frac{1}{sC} = \frac{U_{xd,pu}}{U_{dc,pu}} \cdot \frac{\omega_b \cdot C_{pu}}{s} \quad (3.28)$$

Den åpne transferfunksjonen for det ytre kontrollsystemet blir da seende slik ut

$$H_{OL}(s) = H_4(s) \cdot H_5(s) \cdot H_6(s) = K_{4,pu} \frac{(1 + T_4 s)}{T_4 s} \cdot \frac{1}{1 + T_5 s} \cdot \frac{U_{xd,pu}}{U_{dc,pu}} \cdot \frac{\omega_b \cdot C_{pu}}{s} \quad (3.29)$$

Når en skal stille inn kontrollkretser med poler i origo, eller i umiddelbar nærhet, gir ikke Modulus Optimum Tuning lenger tilfredsstillende resultater. Metoden som da er best egnet kalles Symmetrical Optimum Tuning. Teori og utførelse av dette kan finnes i bakgrunns materialet^[40.4 og 41.2]. Resultatet blir at $K_{4,pu}$ og T_4 kan uttrykkes slik:

$$K_{4,pu} = \frac{1}{\omega_b \cdot C_{pu}} \cdot \frac{1}{\alpha \cdot T_5} \cdot \frac{U_{dc,pu}}{U_{xd,pu}} \quad (3.30)$$

$$T_4 = \alpha^2 T_5 \quad (3.31)$$

Parameteren α begrenses gjerne i litteraturen^[43] til å være et sted mellom 2 og 4. Videre fininnstilling er gjort ved hjelp av Sisotool og manuell tuning.

3.5.4 – Forskjellige typer omformerkontroll

Som tidligere nevnt kan en omformer kontrolleres på mange forskjellige måter, og hva som velges kommer an på hvordan AC-nettet til venstre for punkt X i Figur 3.9 er modellert. Hovedregelen er at AC-spenningen ved punkt X skal holdes konstant. Er omformeren koblet til et stivt nett, er ikke dette et problem, da spenningsnivået allerede er konstant. Men dette er ikke tilfellet for svake og passive nett, og U_{AC} må kontrolleres hvis man kobles opp mot slike systemer. I prinsippet er det fem mulige måter å kontrollere en VSC-HVDC på:

U_{AC}

Denne kontrollmåten er hovedsakelig i bruk ved mating av passive nett ved bruk av en HVDC-link, slik som basistopologien i denne oppgaven. Ettersom matingen fra land er eneste spenningskilde for det passive AC-nettet på offshoresiden av DC-linken, er det ikke nødvendig med frekvenskontroll. Dette blir derimot aktuelt ved implementering av vindkraft, da det ikke lengre kun er HVDC-linken som er kilde i AC-nettet offshore. Derfor velges det å bruke denne omformerkontrollen, med frekvenskontroll i tillegg.

U_{AC-P}

Denne kontrolltypen brukes gjerne ved bruk av HVDC mot et svakt nett som har behov for konstant effektflyt. I teorien kunne denne vært brukt offshore, men blir ikke valgt i denne oppgaven. Dette er grunnet i muligheten for frekvenskontroll på den ovennevnte kontrolltypen, noe som gjør at U_{AC-P} blir valgt bort. Onshore omformer må kontrollere U_{DC} da offshore omformer ikke gjør det, og U_{AC-P} blir dermed uaktuell også for denne.

$U_{AC-U_{DC}}$

Kontroll av spenning på begge sider av omformeren er mulig, ettersom de kan assosieres til hver sin komponent av matriselikning (3.7), som tidligere beskrevet. Denne måten å kontrollere omformerne på er derimot ikke aktuell for oppgaven. Dette fordi offshore omformer skal ha den førstnevnte kontrolleren, og fordi U_{AC} på onshoresiden ikke trenger å kontrolleres.

P-Q

Kontroll av både aktiv og reaktiv effekt må skje når omformeren er koblet til et stivt nett, ettersom V_{AC} må ivaretas konstant ved punkt X i Figur 3.9. Dette utelukker offshore omformer, da offshorenettet er passivt, og trenger kontroll av AC-spenning. Onshore omformer må kontrollere DC-spenning, og er også uaktuell.

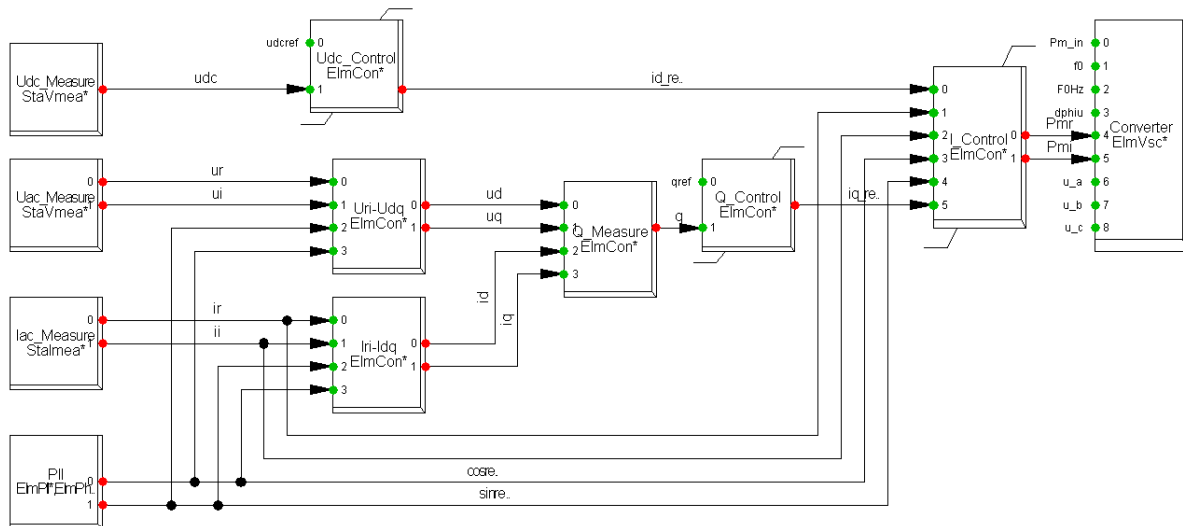
U_{DC-Q}

Når det i denne oppgaven skal benyttes et VSC HVDC-system til å koble et stivt nett (Sentralnettet ved Lista) med et svakt eller passivt nett (Offshore), er denne kontrollmuligheten god til bruk for kontroll av onshore omformer. Kontroll av U_{DC} gjør at det er strømmen som bestemmer effektflyten over DC-linken.

3.5.5 – Onshore omformerkontroll

Figur 3.12 viser hvordan en U_{DC} -Q kontrollkrets modelleres i PowerFactory. De fire boksene lengst til høyre er koblet til hvert sitt måleinstrument. U_{DC} måles på DC-siden av omformereren, mens U_{AC} , I_{AC} , $\cos\theta$ og $\sin\theta$ blir målt i punkt X fra Figur 3.9. DC-målingen går videre til en PI-regulator, der den blir sammenliknet med en definert referanseverdi. Avviket fra denne sammenlikningen reguleres, og gjøres om til en referanseverdi for $I_{AC,D}$.

AC-målingene regnes om til dq-planet, og sendes videre som dq-komponenter til boksen Q Measure. Her regnes den aktuelle reaktive effekten ut. Denne sendes videre til regulatoren Q Control, som ved å benytte seg av en referanseverdi for reaktiv effekt, genererer en referanseverdi for $I_{AC,Q}$. Boksene Q Control og U_{DC} Control danner sammen den ytre kontrollkretsen.

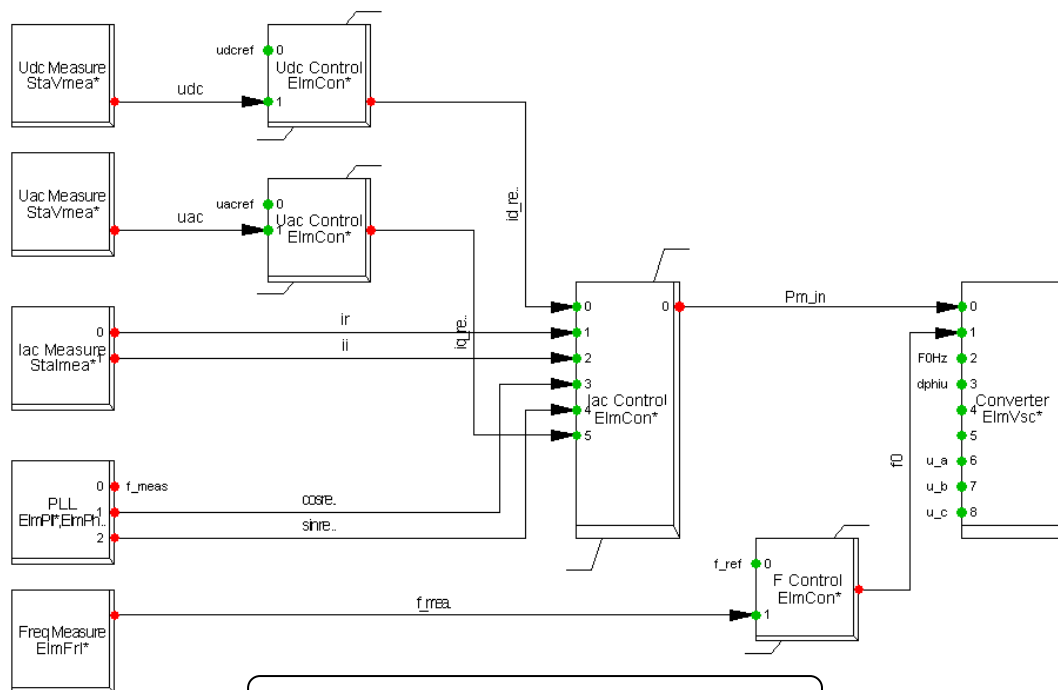


Figur 3.12 – Omformerkontroll Onshore

Den indre kontrollkretsen sammenlikner målte strømverdier i punkt X (gjort om til dq-planet), med referansene som er generert av den ytre kontrolltopologien. Regulering i den indre kontrollkretsen gjør da slik at omformereren får signaler å jobbe med i form av P_{mr} og P_{mi} (henholdsvis PWM-indeks i reell og imaginær komponent).

En større oversikt over kontrollkretsen er gjengitt i Vedlegg B.1. Her er også parametrene verdisatt ved hjelp av teorien tidligere i dette kapittelet.

3.5.6 – Offshore omformerkontroll



Figur 3.13 – Omformerkontroll Offshore

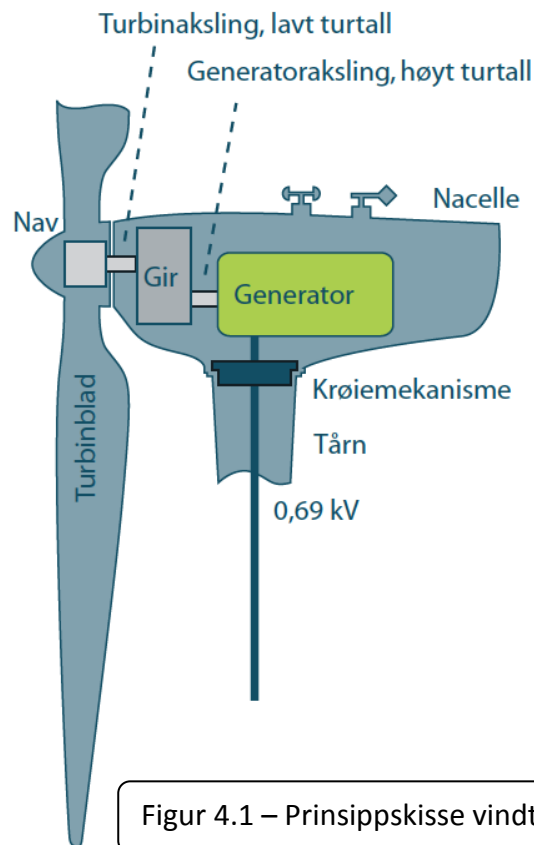
Denne kontrollkretsen er hovedsakelig basert på en irsk avhandling^[44], men en del modifikasjoner er gjort. Målte spenningsverdier blir sammenliknet med referansespenninger og danner basis for den ytre reguleringskretsen. Regulering av disse differansene ved hjelp av PI-regulatorer fører til referanser for AC-strømmen i d- og q-retning. Disse strømreferansene blir igjen brukt til å kontrollere PWM-reguleringen av omformeren. Dette hadde holdt for et passivt AC-system med kun last, slik som basistopologien i dette prosjektet er. Men det er planer om å utvide systemet med en offshore vindpark, og da trengs frekvenskontroll. Dette er fordi HVDC-systemet ikke lengre er eneste spenningskilde for AC-systemet offshore. Måten frekvensreguleringen løses på i PowerFactory er som vist i Figur 3.13 med en enkel PI-regulator.

Vedlegg B.2 gir en grundigere oversikt over kontrollsystemet, i tillegg til verdisseting av parametre.

4 – Vind

4.1 – Introduksjon og generelt oppsett

Vindmøller har beviselig eksistert i over 4000 år, og er benyttet til mange forskjellige oppgaver opp gjennom årene, men det er først etter andre verdenskrig at en begynte å benytte vindkraft til produksjon mot strømmettet. Kapasitetsmessig har vindturbiner hatt en markant teknologiutvikling de siste tiårene, og turbiner opp mot 7 MW blir nå produsert av det tyske selskapet Enercon^[45]. I 2010 annonserte norske Sway at de hadde planer om å oppføre en prototyp på en girløs vindturbin på om lag 10 MW^[46]. Dette er en utvikling som er positiv for vindutbygging generelt og offshore vindkraft spesielt, da konstruksjon og fundamentering av offshore vindmøller er såpass dyrt at få store vindturbiner er mer lønnsomt enn mange små.



De fleste større vindturbiner som blir produsert i dag passer til prinsippskissen i Figur 4.1. Turbinbladene, som regel tre i tallet, er festet til nacellen ved hjelp av en aksling som roterer med bladene. Denne akslingen er via et gir koblet til turbingeneratoren. Girets oppgave er å gjøre turbinbladenes lave turtall om til en høyere omdreiningshastighet, som er mer egnet for generator drift. Generatoren gjør om mekanisk effekt til elektrisk effekt, som sendes ned tårnet til resten av vindparken. Krøiemekanismen brukes for å sette nacellen opp mot vinden, for å få en best mulig utnyttelse av den potensielle energien i vindhastigheten.

4.2 – Regulering av mølleblader

Bladenes utforming er spesielt viktig for regulering av vindturbinens leverte effekt ved endring av vindstyrke, da det er ønskelig med en mest mulig jevn levert effekt fra vindparken. Dette kan løses på flere måter, hvorav det finnes tre hovedmetoder for regulering:

Pitch: Hvert vingebled kan dreies, slik at løftkraften og effekten holdes på et ønskelig nivå ved endring av vindstyrke. På denne måten kan en opprettholde en jevn effekt fra vindturbinen ved små vindvariasjoner. Ved for høy vind dreies vingebledene slik at en mister løftkraften, og turbinen stanser. Denne metoden er mest i bruk når det gjelder turbiner i den størrelsesorden som er aktuelt i dette prosjektet.

Stall: Disse bladene kan ikke reguleres, men de er designet med en vridning i bladet slik at løftkraften avtar når vindstyrken øker, slik at man på den måten kan holde i gang en jevn produksjon. Ved for høye vindhastigheter staller bladene slik at turbinen stanser. Stalling defineres som det som skjer hvis vingen står med for stor vinkel i forhold til vindretninga, og turbulente strømningsoppstår. Denne reguleringsmetoden stiller store krav til design av bladene, og brukes ikke så ofte på større turbiner, men er vanlig på mindre.

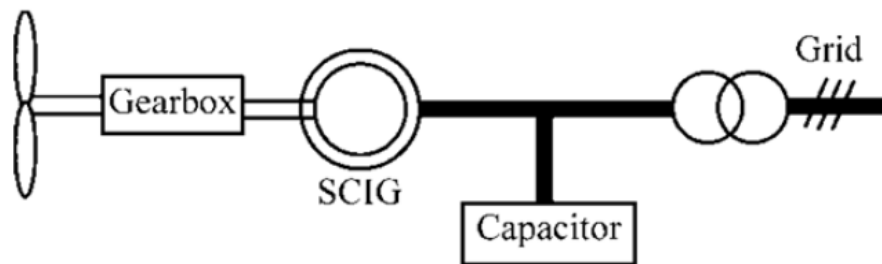
Aktiv stall: Også her er bladene regulerbare, men en bruker stalleffekten for å regulere løftkraften. Dette kan med andre ord ses på som omvendt pitchregulering, da en vil øke angrepsvinkelen for å øke andelen av vingen som befinner seg i stallområdet ved økt vindhastighet, mens en ved pitch søker å minke angrepsvinkelen for å holde effektproduksjonen konstant. Måten en stanser på ved for høye vindhastigheter er lik som for vanlig stall.

4.3 – Generatorkonsepter

Det finnes mange forskjellige konsepter når det gjelder produksjon av elektrisk kraft fra vindturbiner. Dette delkapittelet er basert på en avhandling fra universitetet i Aalborg^[48], med noe tilleggsinformasjon fra andre kilder^[49 og 50], men alle figurene er hentet fra førstnevnte.

4.3.1 – Fixed speed wind turbine

Hastigheten det refereres til i navnet på dette konseptet (og flere av de etterfølgende) er turbinens turtall. I dette tilfellet er denne hastigheten altså konstant, og prinsippet ser oversiktsmessig ut som i Figur 4.2.



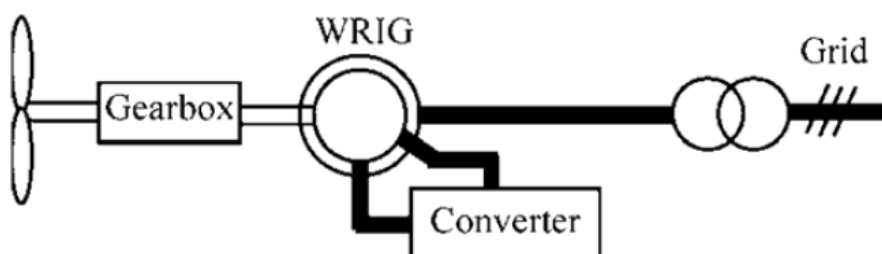
Figur 4.2 – Fixed speed wind turbine

SCIG står for squirrel cage induction generator, med andre ord en type asynkrongenerator. De tekniske forskjellene på de forskjellige generatorene som tas opp her, er langt på siden av tema for denne oppgaven, og gjennomgås ikke her. Denne typen asynkronmotor er mye brukt i vindturbiner fordi de er solide med relativt få komponenter, men også fordi de er billige og lette å ha med å gjøre med tanke på nettilknytning. Konfigurasjonens svakhet er at systemet ikke kan kompensere for vindvariasjoner. Dette gir ekstra påkjenninger på vindturbinen, og da hovedsakelig girsystemet. I tillegg er turbinen direktekoblet til nettet, som vist på Figur 4.2, og en hver variasjon i vindhastighet vil gi endring i turbinens leverte effekt. Dette har lite å si for en større vindpark, da total levert effekt blir jevnet ut.

En annen ting verdt å merke seg er at denne typen generator alltid vil trekke reaktiv effekt fra nettet. Det reaktive kompenseringverktøyet som allerede er tegnet inn i Figur 4.2 brukes for å kompensere for nettopp dette^[49.1].

4.3.2 – Limited variable speed wind turbine

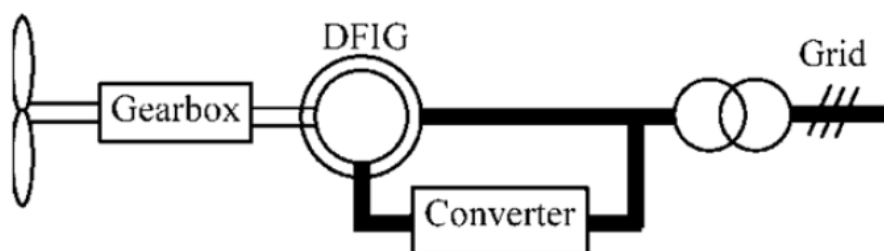
Konseptet med begrenset turtallsregulering benytter seg av en annen variant av asynkrongeneratoren (WRIG = wound rotor induction generator). Stator er koblet direkte til nettet via en transformator, mens rotor er koblet i serie med en variabel resistans. Måten en da kan variere hastigheten er ved å bruke den variable resistansen til å kontrollere energien trukket ut fra rotor. Dette er ikke lønnsomt i stor skala ettersom turbinens virkningsgrad faller ved økt bruk av denne teknologien, derav navnet begrenset variabel hastighet. Figur 4.3 viser en prinsippskisse.



Figur 4.3 – Limited variable speed wind turbine

4.3.3 – Variable speed wind turbine

Dette konseptet er en videreføring av forrige. Også her er det benyttet en WRIG med stator direktekoblet til nettet, men denne gangen er rotor koblet via en omformer, vist i Figur 4.4. Dette konseptet kalles DFIG (doubly fed induction generator) og er mye brukt på vindturbiner. Hovedfordelen er at energien som i forrige konsept ble brukt av den variable resistansen, nå kan bli forsynt til nettet via omformeren. På denne måten kan turbinens hastighet endres uten at det går like mye ut over virkningsgraden. En ting å merke seg her er at omformeren er designet til å ta seg av kun en del av effekten fra generatoren, i motsetning til en direkte-drevet vindturbin, som den i neste delkapittel (4.3.4). En omformer med omtrent 30 % av generatorens merkeverdi er vanlig, og denne vil typisk variere hastigheten i vinduet $\pm 30\%$ av synkronhastighet. Dette er positivt med tanke på omformerens størrelse og pris.



Figur 4.4 – Variable speed wind turbine

Omformeren brukes til å regulere rotorens frekvens (som igjen styrer rotorhastigheten). Dette gjør at en hele tiden kan holde spenningen på et ønskelig nivå selv om vinden varierer. I tillegg kan omformeren produsere eller forbruke reaktiv effekt slik at en hele tiden har kontroll på effektflyten.

Bakdelene med dette konseptet er kompleksiteten, både med tanke på pris, men også vedlikehold og plassbegrensninger. I tillegg kan feilsituasjoner på turbinen eller ellers i nettet føre til utfordringer når det gjelder vern av komponenter. I tillegg er det større kontrollmessige utfordringer knyttet til en DFIG i forhold til de ovennevnte topologiene^[51].

4.3.4 – Variable speed direct-driven wind turbine

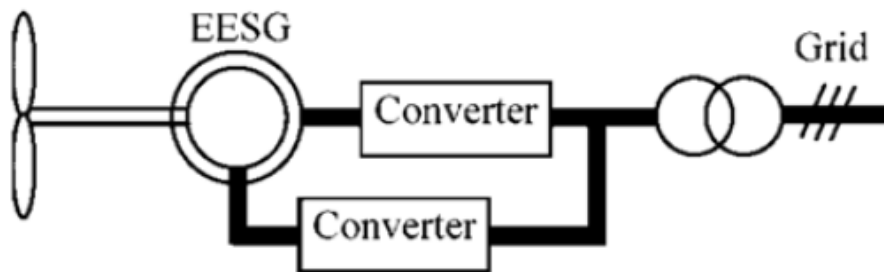
Direkte-drevet betyr i dette tilfellet at giret utelates fra turbinen. Det vil si at generatorens rotor vil rotere i en del lavere fart enn det som var tilfellet for de foregående turbinkonseptene. Dette fører igjen til at en trenger en generator med flere poler, og derfor også en større diameter, for å kunne operere tilfredsstillende. Dette fører som regel til at nacellen får større volum og vekt, noe som naturlig nok er negativt for en offshore vindturbin.

En annen ting som taler mot dette konseptet er at omformeren skal håndtere hele generatorens produksjon, og må derfor være dimensjonert til å tåle dette (i motsetning til

konseptet i kapittel 4.3.3 der en kun trengte 30 % av merkeverdi). Dette er både dyrt og plasskrevende, og vil som regel også øke kompleksiteten på kontrollsystemet for vindparken.

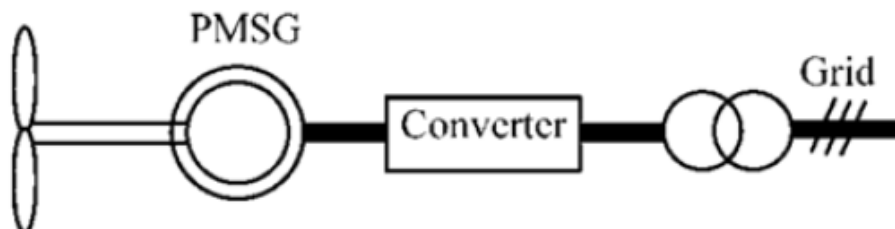
Disse negative sidene må veies opp mot de positive; det vil si et enklere system som trenger mindre vedlikehold og har høyere virkningsgrad grunnet full omformerregulering og utelatelse av gir.

Figur 4.5 og 4.6 viser de to vanligste konseptene innen denne typen vindturbinkonfigurasjon. I Figur 4.5 brukes det en elektrisk magnetisert synkrongenerator (EESG = electrically excited synchronous generator). Som tidligere nevnt er det vanlig at en slik maskin har flere poler enn det som var tilfellet for de generatorene som roterte hurtigere. Grunnet utvidet bruk av kraftelektronikk kan spennings amplitude og frekvens reguleres over et stort bånd.



Figur 4.5 – Variable speed direct-drive med EESG

Figur 4.6 viser et konsept med en permanentmagnetgenerator (PMSG = permanent magnet synchronous generator). Dette er en maskin som er lettere, mindre voluminøs og med høyere virkningsgrad enn den i Figur 4.5, men har som regel vært for kostbar for vindturbinutbygging. Grunnet utvikling av billigere og bedre permanentmagneter, ser man en økning i bruken av denne typen teknologi de siste årene. Det er også verdt å merke seg at det finnes produsenter som velger en girløsning i forbindelse med denne typen turbinkonsept, uten at det skal gås nærmere inn på det i denne oppgaven^[48].



Figur 4.6 – Variable speed direct-drive med PMSG

4.4 – Konfigurasjon av vindpark

I denne oppgaven skal det ikke foretas analyser av systemets innvirkning på vindparken, men vindparkens innvirkning på systemet. Så lenge dette er innfallsvinkelen, kan en samle alle vindturbinene i en vindpark, til en stor generatorekvivalent i modellen. Dette gjøres også på bakgrunn av to andre faktum som gjør seg gjeldende i denne sammenheng. For det første er simuleringene kjørt i en universitetsversjon av PowerFactory, noe som betyr at en har en begrensning på 50 samleskinner i modellen. Dette gjør modellering av hver enkelt turbin umulig, og modelleringen av vindparken som en eller flere større aggregerte turbiner er derfor ønskelig. For det andre spares det mye simuleringstid ved å kutte ned på antall parametre i systemet. En slik aggregering må gjøres nøye for å hindre at simuleringresultatene har større avvik fra de som ville kommet fra en eventuell fulldetaljert modell.

Det første som gjøres er å anta at alle turbinene i vindparken er identiske. På bakgrunn av dette er likning (4.1) gjeldende, der S_{sum} er total nominell effekt, n er antall vindturbiner og S er nominell effekt for en vindturbin.

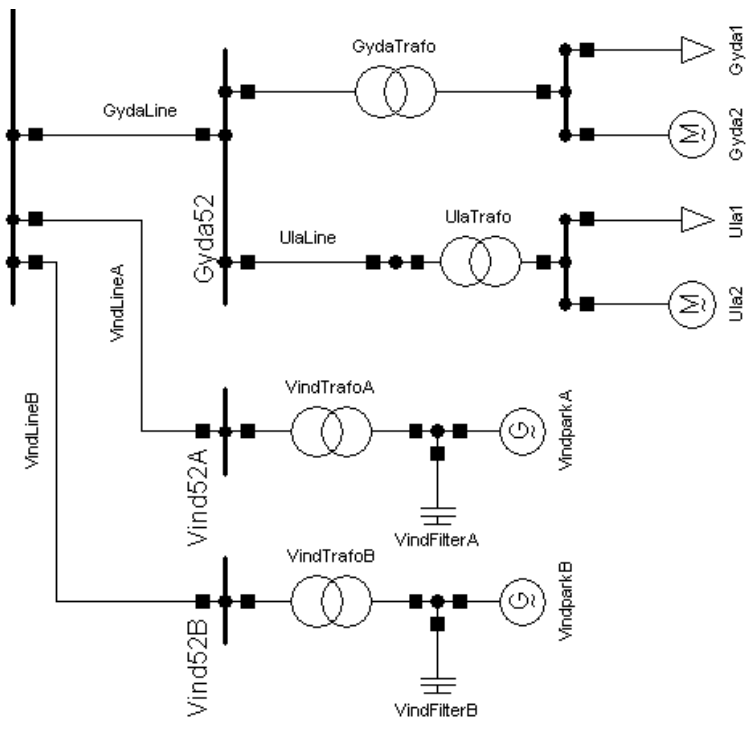
$$S_{\text{sum}} = \sum_{i=1}^n S_i = n \cdot S \quad (4.1)$$

Så lenge resten av modellparametrene for vindturbinen er i per unit, er det mulig å modellere vindparken som en stor vindturbin^[52].

4.5 – Vindparkmodellering i PowerFactory

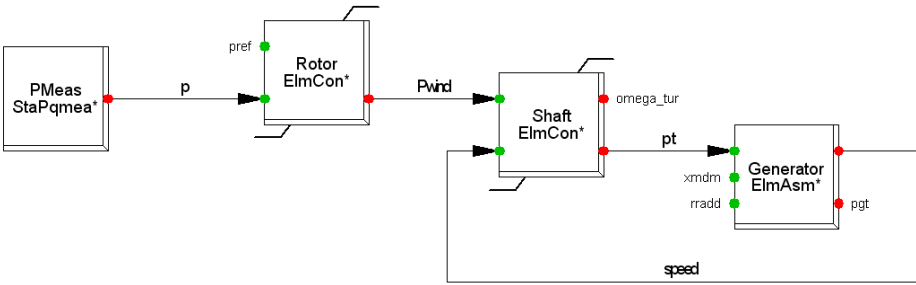
I denne oppgaven velges vindturbin av den typen med fast turtall. Denne vindturbinen har en nedadgående markedsandel grunnet utvikling av kraftelektronikk som gjør vindturbiner med regulerbart turtall mer attraktive. Men ute i Nordsjøen blir robusthet og enkle konsepter fremhevet som et av de viktigste kriteriene for valg av vindturbin, og her stiller den topologien som ble beskrevet i delkapittel 4.3.1 sterkt.

Ettersom vindparken er implementert i modellen for å se på systemets stabilitet, og ikke motsatt vei, etterstrebes det i denne oppgaven å holde vindmodellen så enkel som mulig. Den lille vindparken består da av en asynkrongenerator, et kompenseringsverktøy, en transformator og en AC-kabel på 20 kilometer som går til samleskinne OF52kV. Den store vindparken består av den lille vindparken i tillegg til en helt identisk vindparkmodul, med den forskjell at den ligger 35 kilometer unna OF52kV. Begge vindparkene er vist i Figur 4.7, hvor den lille vindparken er Vindpark A, mens den store består av både Vindpark A og Vindpark B. Parametrene for disse komponentene er å finne i Vedlegg A.6.



Figur 4.7 – Vindpark i PowerFactory

Kontrollen av vindturbinen er som vist i Figur 4.8. Her blir effekten målt i punktet der generator og transformator møtes. Denne målte verdien sammenliknes med en gitt referanseverdi i boksen Rotor. Denne sammenlikningen vil da hjelpe til med å regulere hvor mye det er mulig å få ut av vinden til en hver tid. Her er det gjort en del modellforenklinger. Disse er beskrevet i Vedlegg B.3, men er ikke viktige for simuleringsresultatene i denne oppgaven, og er av den grunn ikke gjengitt her.



Figur 4.8 – Kontroll av vindpark i PowerFactory

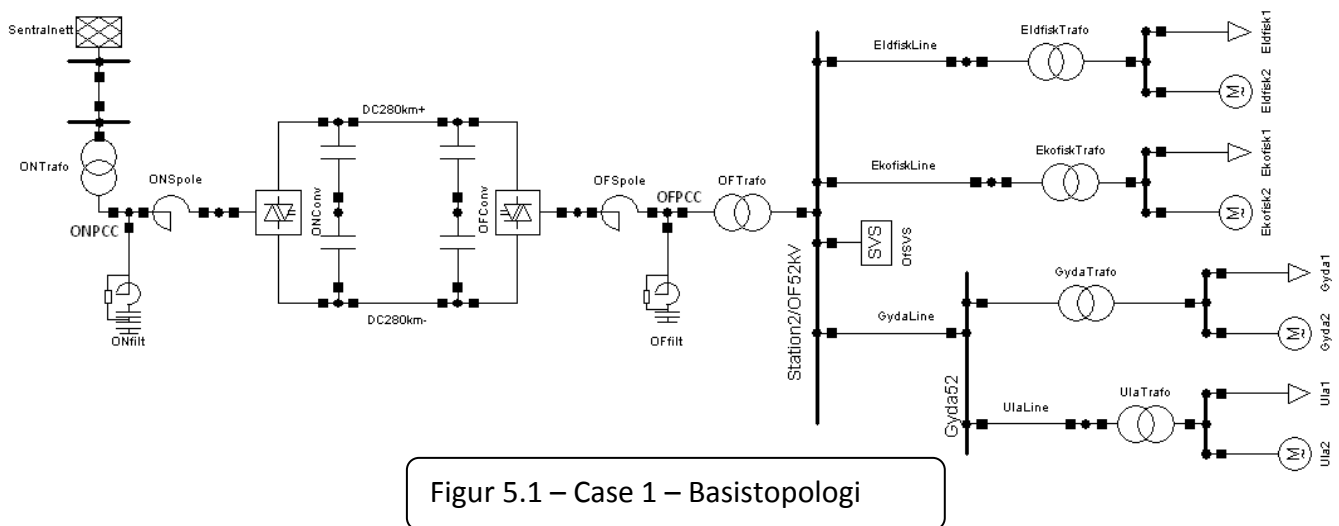
Boksen Shaft er en modell av selve turbinen. Her regnes turbinens effekt (pt) ut, som funksjon av P_{wind} og generatorens hastighet, i tillegg til en del parametre innad i boksen Shaft. Denne boksen er beskrevet i Vedlegg B.3. Generatoren modelleres ved hjelp av PowerFactorys standardmodell for asynkronmotorer, der generatorens produserte effekt er regnet ut fra parametre gitt i Vedlegg A.6.

5 – Scenarier

5.1 Hvilke scenarier skal undersøkes?

I dette kapitlet skal det greies ut om hvilke scenarier som skal undersøkes, og hvordan disse scenarioene oppfører seg i stasjonær tilstand. Videre undersøkelser vil gjøres separat for hver topologi, og eventuelle sammenlikninger av de forskjellige vil gjøres til slutt i kapittel 7.

Det første scenarioet som skal undersøkes er den grunnleggende topologien, med kun plattformlaster koblet til land via en HVDC-link. Utvikling av denne basistopologien er grundig beskrevet i kapittel 3, og modellen er skissert i Figur 5.1 slik den er vist i simuleringsprogrammet Digsilent PowerFactory.



Kort oppsummert kan basistopologien beskrives slik: Plattformene kobles til sentralnettet på Lista via en HVDC-link. Dette HVDC-systemet er bipolart av typen VSC HVDC, og har en lengde på 280 kilometer. I offshoreenden av overføringen opprettes det en plattform, som inkluderer offshore omformer, filtre, transformator, samt forgreininger til de forskjellige feltene. Disse forgreiningene er vekselstrømskabler på spenningsnivået 52 kV, og er tre i tallet. Eldfisk og Ekofisk har hver sin dedikerte kabel. I tillegg går det en kabel ut til Gyda, som forgreines videre ut til Ula.

Ute på hvert enkelt felt nedtransformeres spenningen til det nivå som allerede brukes der. For Ekofisk betyr dette 13.8 kV, mens for de resterende feltene er det 6.6 kV som gjelder. Lasta er definert slik at 75 % er konstant last, mens de resterende 25 % er modellert som en motor. Lengden på linjene, og størrelsen på lastene i MW er gjengitt henholdsvis i tabellene 5.1 og 5.2. Modellparametre er å finne i Vedlegg A.

| Kabelstrek | Kabellengde (km) |
|-----------------------------|------------------|
| Lista - Omformerplattform | 280 |
| Omformerplattform – Eldfisk | 16 |
| Omformerplattform – Ekofisk | 1 |
| Omformerplattform – Gyda | 40 |
| Gyda – Ula | 28 |

Tabell 5.1 – Kabellengder

| Petroleumsfelt | Last i (MW) |
|----------------|-------------|
| Eldfisk | 33 |
| Ekofisk | 59 |
| Gyda | 20 |
| Ula | 30 |

Tabell 5.2 – Last

De feil og forstyrrelser som det er sett på videre for denne basistopologien er valgt ut på grunnlag av at systemets oppførsel under og etter relativt alvorlige hendelser. De steder det er undersøkt kortslutningsfeil, er det konsekvent sett på trefase kortslutning til jord ettersom dette er etter all sannsynlighet den mest alvorlige feiltypen. Tåler systemet dette, vil det sannsynligvis tåle en mindre omfattende feil.

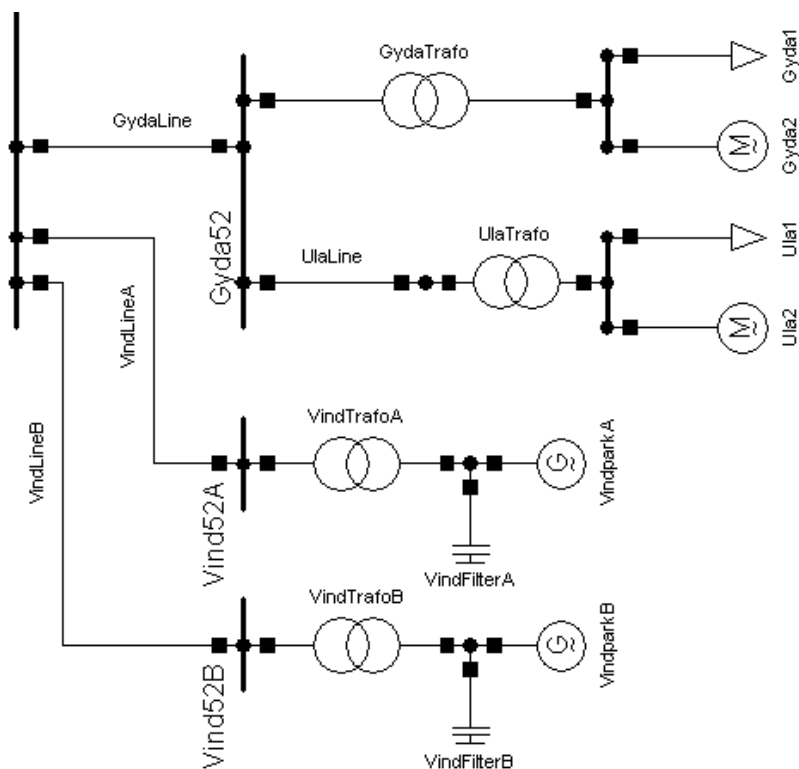
Det andre scenarioet består av basistopologien med en vindparkmodul tilkoblet omformerplattformen med en 20 kilometer lang 52 kV sjøkabel. Denne vindparken er på om lag 120 MW, og er med det i samme størrelsesorden som det totale effektbehovet fra lastene på plattformene. Dette betyr at det ved normaltillstand er lite overført effekt fra land.

Hendelsene som er undersøkt for dette scenarioet er valgt ut på bakgrunn av to kriterier. For det første skal det undersøkes hvordan en vindpark på denne størrelsen influerer systemets oppførsel ved forstyrrelser og feil. I tillegg skal det være mulig å undersøke om HVDC-systemet og SVC-anleggets oppførsel på noen måte er annerledes enn det den var i forrige scenario.

Det tredje scenarioet er en videre påbygning av nok en vindparkmodul på om lag 120 MW, noe som gir total installert effekt i vindparken på cirka 240 MW. Denne siste modulen er tilkoblet samleskinne OF52kV med en 35 kilometer lang 52 kV sjøkabel. Figur 5.2 viser hvordan vindparkmodulene er tilkoblet. Det andre scenarioet inneholder kun Vindpark A, mens dette tredje scenarioet inneholder både Vindpark A og Vindpark B. Aktuelle parametre for de to vindparkmodulene er å finne i Vedlegg A.6.

De transiente undersøkelsene for dette siste scenarioet er de samme som de som ble undersøkt på forrige topologi. Dette gjøres av samme grunner som de som ble nevnt for den lille vindparken, i tillegg til at det skal være mulig å sammenlikne de to vindparkstørrelsene

opp mot hverandre hva gjelder påvirkning på resten av systemet, samt systemets egen oppførsel.



Figur 5.2 – Case 2 og 3 – Vindpark i PowerFactory

5.2 Lastflyt

Før de dynamiske simuleringene kan starte, må det kjøres lastflyt for å få tak i initialverdier for de forskjellige variablene. I tillegg er det kjørt simuleringer for å sjekke om systemene er stabile i stasjonær tilstand. Grafer for disse testsimuleringene gjengis ikke i rapporten, med mindre de er aktuelle for beskrivelsen i dette kapittelet.

5.2.1 – Basistopologi

For basistopologien ble det først kjørt noen testsimuleringer, som i visse tilfeller ga for lave spenninger på Gyda og Ula i forhold til gjeldende forskrifter^[37 og 38]. Dette er som tidligere nevnt grunnen for hvorfor SVC-anlegget kobles inn. Settpunktet for spenningen på samleskinne OF52kV settes da til 1.05 pu for å opprettholde akseptable spenningsnivå i hele AC-nettet offshore. Resultatet av dette er at spenningene på Gyda og Ula holder et mer akseptabelt nivå i stabil tilstand, uten at det går utover resten av systemet i nevneverdig grad.

Lastflyten for basissystemet slik det nå er modellert, vises i Tabell 5.3. PCC betyr Point of Common Coupling, og er det punkt der HVDC-omformerer kobles sammen med resten av systemet. I Figur 3.1 er dette merket med en X, og i Figur 5.1 står OFPCC og ONPCC merket på noden mellom trafo og omformerspole.

| Navn | Samleskinne | V (pu) | V (kV) | δ (°) | P (MW) | Q (MVar) |
|--------------|----------------------|--------|--------------|--------------|----------------|----------|
| Sentralnett | Sentralnett (300kV) | 1.000 | 300 | 0 | 161.12 | -2.93 |
| PCC Lista | ONPCC (132kV) | 1.003 | 132.41 | -4.51 | 160.81 | 33.88 |
| DC Lista | ONDC (± 150 kV) | 1.000 | ± 150 | | 2x77.94=155.88 | |
| DC Offshore | OFDC (± 150 kV) | 0.954 | ± 143.13 | | 2x74.39=148.78 | |
| PCC Offshore | OFPCC (132kV) | 1.036 | 136.77 | -2.06 | 144.34 | -26.24 |
| Eldfisk | Eldfisk (6.6kV) | 1.009 | 6.66 | -12.35 | -33.00 | -5.64 |
| Ekofisk | Ekofisk (13.8kV) | 1.022 | 14.10 | -11.70 | -59.00 | -9.86 |
| Gyda | Gyda (6.6kV) | 1.005 | 6.63 | -13.49 | -20.00 | -4.12 |
| Ula | Ula (6.6kV) | 0.974 | 6.43 | -17.53 | -30.00 | -5.12 |

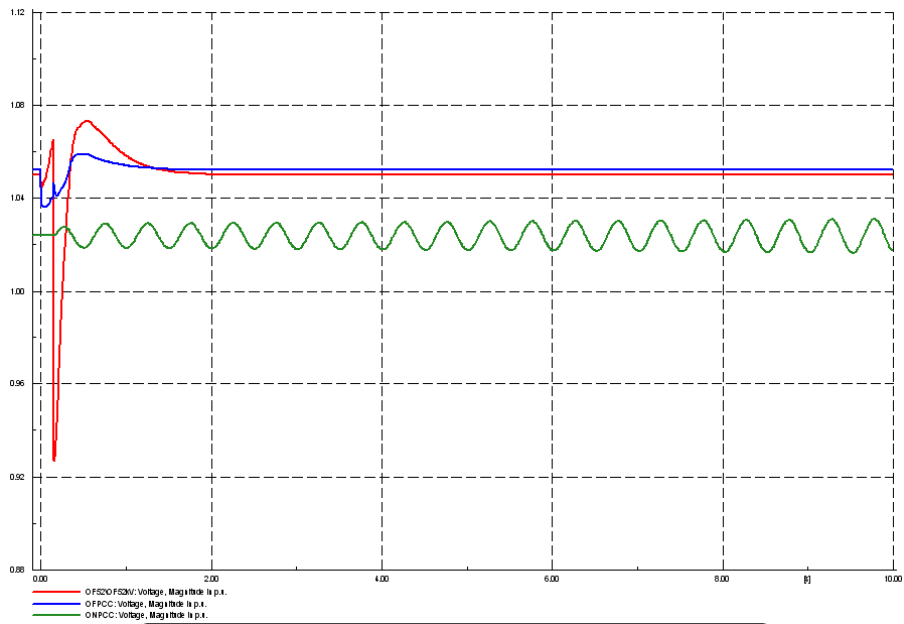
Tabell 5.3 – Lastflyt basistopologi

Effekttapene i HVDC-konfigurasjonen defineres til å være tap mellom sammenkoblingspunktene på begge sider av HVDC-linken. Det vil si mellom ONPCC på Lista og OFPCC på omformerplattformen offshore. Til sammen går det tapt om lag 16.47 MW på de 280 kilometerne ut til Ekofiskfeltet. Dette tilsvarer 10.53 % av total effekt. Av dette er omtrent 4.4 % (7.1 MW) tap i kablene, mens svitsjetap i omformerne står for om lag 3 % (ca 5 MW) av tapene hver.

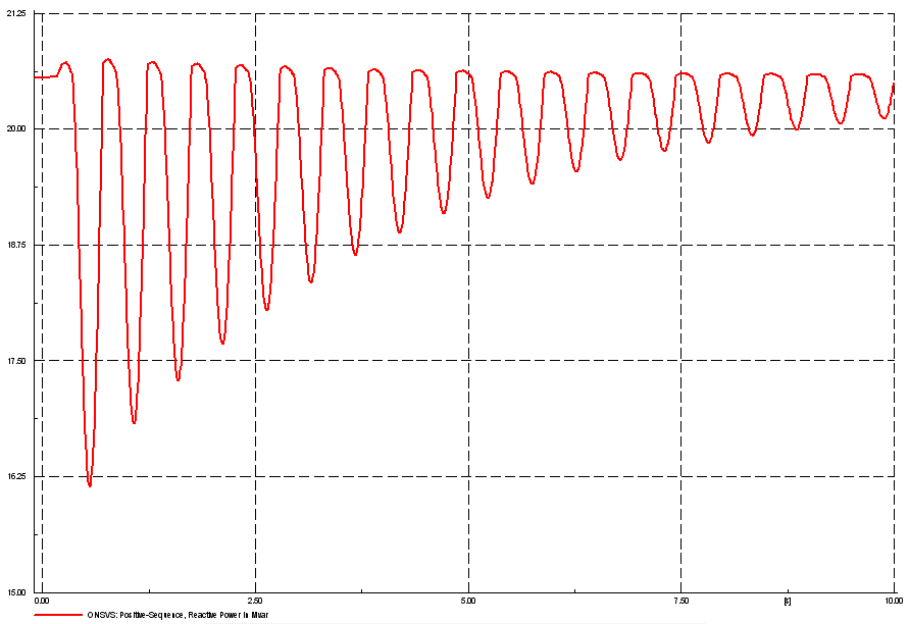
5.2.2 – Liten vindpark

Ved innføring av Vindpark A oppstår et problem med den transiente stabiliteten. Ved flere av hendelsene, som senere beskrives i kapittel 6.2, oppstår det ustabile svingninger på onshoresiden av HVDC-linken, som vist av grønn graf i Figur 5.3. Det er ikke store oscillasjoner, og de er på kort sikt ufarlige, men de stiger sakte, og noe må gjøres for å holde disse nede. Det ble vurdert å justere omformerne, men dette ble forkastet grunnet behovet for å holde disse kontrollkretsene identiske ved hvert scenario med hensyn til sammenlikninger. Det er i tillegg urealistisk at kontrollkretsens variable endres ved for eksempel utfall av vind ved drift av et ekte system.

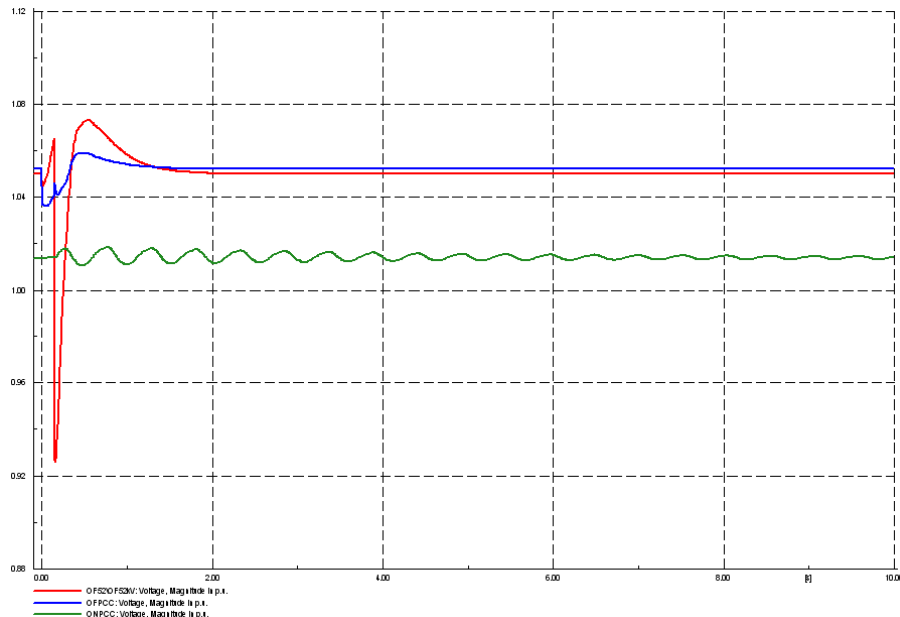
Det ble derfor besluttet å sette inn et lite SVC-anlegg som ble satt til å kontrollere spenningen i punktet ONPCC. Dette består av 4 kondensatorer på 10 MVar hver, som kan kobles inn og ut etter behov. Figur 5.4 viser hvordan ONSVS (som anlegget blir kalt i modellen), jobber for å holde spenningen på ONPCC stabil. Figur 5.5 viser samme parametre som Figur 5.3, men forskjellen er at oscillasjonene dempes etter hvert som tiden går. Resten av systemet forblir upåvirket av dette grepet.



Figur 5.3 – Ustabilitet i spenning på ONPCC



Figur 5.4 – Reaktiv effekt fra ONSVS



Figur 5.5 – Stabilitet i spenning på ONPCC

Tabell 5.4 viser sentrale deler av lastflyten for basistopologien med en vindpark tilknyttet samleskinne OF52kV. Spenningene er stort sett på samme nivå som for basistopologien uten vindpark. Spenningene på, og i nærheten av, omformerplattformen er på et nivå 2-6 % over nominell spenning grunnet SVC-anleggets settpunkt på 1.05 pu på samleskinne OF52kV.

Det er også verdt å merke seg her at selv om vindparken forbruker over 50 MVar, så blir størsteparten dekket av kompenseringverktøyet i vindparken, slik at en ikke får store mengder reaktiv effektoverføring i systemet i stabil tilstand.

| Navn | Samleskinne | V (pu) | V (kV) | δ (°) | P (MW) | Q (MVar) |
|--------------|----------------------|--------|--------------|--------------|---------------|----------|
| Sentralnett | Sentralnett (300kV) | 1.000 | 300 | 0 | 29.21 | -28.15 |
| PCC Lista | ONPCC (132kV) | 1.014 | 133.80 | -0.82 | 29.12 | 1.04 |
| DC Lista | ONDC (± 150 kV) | 1.000 | ± 150 | | 2x14.49=28.98 | |
| DC Offshore | OFDC (± 150 kV) | 0.991 | ± 148.69 | | 2x14.36=28.72 | |
| PCC Offshore | OFPCC (132kV) | 1.052 | 138.88 | -0.66 | 28.30 | 4.67 |
| Eldfisk | Eldfisk (6.6kV) | 1.009 | 6.66 | -7.99 | -33.00 | -5.64 |
| Ekofisk | Ekofisk (13.8kV) | 1.022 | 14.10 | -7.33 | -59.00 | -9.86 |
| Gyda | Gyda (6.6kV) | 1.005 | 6.63 | -9.13 | -20.00 | -4.12 |
| Ula | Ula (6.6kV) | 0.974 | 6.43 | -13.17 | -30.00 | -5.12 |
| Vindpark A | VindA (18kV) | 1.057 | 19.03 | 5.84 | 117.28 | -54.30 |

Tabell 5.4 – Lastflyt basistopologi med liten vindpark

Grunnet en mye lavere overføringsrate over HVDC-linken enn det man hadde med sentralnettet onshore som eneste kilde, har man nå lavere spenningsfall og lavere effekttap mellom OFPCC og ONPCC. Dette tilsvarer nå om lag 3 % av overført mengde, og går stort sett bort i svitsjetap i omformerne.

5.2.3 – Stor vindpark

Når det gjelder simuleringer på systemet med den store vindparken velges det å beholde SVC-anlegget på Lista. Dette fordi samme fenomener som ble beskrevet i forrige delkapittel også gjør seg gjeldende her. Utover det gjøres det ikke annet enn å koble inn modellen for Vindpark B.

Tabell 5.5 viser lastflyt for basistopologi med to vindkraftmoduler. Spenningene på omformerplattformen og i nærheten av denne er fortsatt høye. Dette er fortsatt for å holde spenningen på petroleumfeltene oppe, og SVC-anlegget offshore må holde spenningen på OF52kV lik 1.05 pu.

| Navn | Samleskinne | V (pu) | V (kV) | δ (°) | P (MW) | Q (MVar) |
|---------------------|----------------------|--------|--------------|--------------|-----------------|----------|
| Sentralnett | Sentralnett (300kV) | 1.000 | 300 | 0 | -82.10 | 17.89 |
| PCC Lista | ONPCC (132kV) | 1.010 | 133.36 | 2.27 | -82.23 | 8.45 |
| DC Lista | ONDC (± 150 kV) | 1.000 | ± 150 | | 2x-41.73=-83.46 | |
| DC Offshore | OFDC (± 150 kV) | 1.024 | ± 153.66 | | 2x-42.75=-85.50 | |
| PCC Offshore | OFPCC (132kV) | 1.066 | 140.77 | 0.71 | -86.71 | 38.59 |
| Eldfisk | Eldfisk (6.6kV) | 1.009 | 6.66 | -3.76 | -33 | -5.64 |
| Ekofisk | Ekofisk (13.8kV) | 1.022 | 14.10 | -3.11 | -59 | -9.86 |
| Gyda | Gyda (6.6kV) | 1.004 | 6.63 | -4.90 | -20 | -4.12 |
| Ula | Ula (6.6kV) | 0.974 | 6.43 | -8.95 | -30 | -5.12 |
| Vindpark A | VindA (18kV) | 1.057 | 19.03 | 10.07 | 117.28 | -54.30 |
| Vindpark B | VindB (18kV) | 1.062 | 19.12 | 13.41 | 117.28 | -54.41 |

Tabell 5.5 – Lastflyt basistopologi med stor vindpark

Av Tabell 5.5 kan en observere at effektflyten gjennom HVDC-linken går motsatt vei av hva som var tilfellet for de to andre scenarioene. Overført mengde er omtrent 85 MW, noe som er en mellomting av hva som ble overført i de to forrige scenarioene. Dette fører også til at tapsprosenten i HVDC-systemet er en mellomting av hva som er observert tidligere. I dette tilfellet er det snakk om 4.46 MW, eller 5.14 %, hvorav omtrent halvparten går tapt i kablene. Resten er svitsjetap i omformerne.

6 – Simuleringer

Simuleringene blir utført på de tre topologiene som er beskrevet i foregående kapittel, og er gjengitt i Tabell 6.1. Hendelsene er valgt ut med tanke på å sjekke stabiliteten for de forskjellige systemene, samtidig som det skal være mulig å sammenlikne de forskjellige topologiene. Grunnen til at det er gjennomgående trefase kortslutninger som undersøkes, er at dette er som regel den feilen som gir størst utslag på systemet. Hvis systemet takler en trefase kortslutning, tåles det etter all sannsynlighet også en mindre omfattende feil. Simuleringene er gjort over 3 sekunder hvis ikke annet er oppgitt.

| Delkapittel | Topologi | Hendelse |
|-------------|----------------|-------------------------------------------|
| 6.1.1 | Basis | Trefase kortslutning på Eldfisk |
| 6.1.2 | | Utfall av last på Ekofisk |
| 6.1.3 | | Utfall av SVC-anlegg |
| 6.1.4 | | Trefase kortslutning på omformerplattform |
| 6.2.1 | Liten vindpark | Trefase kortslutning ved Vindpark A |
| 6.2.2 | | Trefase kortslutning på omformerplattform |
| 6.2.3 | | Endring av produksjon fra Vindpark A |
| 6.3.1 | Stor vindpark | Trefase kortslutning ved Vindpark A |
| 6.3.2 | | Trefase kortslutning på omformerplattform |
| 6.3.3 | | Endring av produksjon fra Vindpark A |

Tabell 6.1 – Undersøkte hendelser

Parametrene som vises grafisk varierer fra hendelse til hendelse, alt ettersom hvilke parametre som viser systemets oppførsel tydeligst. I tillegg simuleres spennings- og frekvensforløp for samleskinnene OF52kV og OFPCC offshore, samt ONPCC på fastlandet, for alle hendelser. Det samme gjøres for spenning, frekvens og effekt for samtlige petroleumsfelter. Resultatene for disse faste simuleringene gjengis i dette kapittelet hvis de har interessante forløp. Hvis ikke, gjengis de i Vedlegg D - Utfyllende simuleringsresultater.

Det som først og fremst blir undersøkt videre, er om spenning og frekvens holder seg innenfor de grenser som er satt i forskriftene^[37 og 38]. Dette gjelder både stasjonære og transiente verdier. Når det gjelder spenning er det akseptabelt med stasjonære spenninger i et område på $\pm 6\%$ av merkespenning. Transienter godtas opp mot $\pm 20\%$, og med en tilbakevendingsstid på maksimalt 1.5 sekunder. For samleskinnene på omformerplattformen offshore tillates det litt høyere spenninger, ettersom settpunktet allerede er satt på 1.05 pu for SVC-anlegget. Når det gjelder frekvens godtas det transienter på $\pm 10\%$ av nominell verdi, med maksimal tilbakevendingsstid på 5 sekunder.

Bortsett fra stabilitet med tanke på frekvens og spenning, undersøkes de fenomener som viser seg å være av interesse ved hver enkelt hendelse.

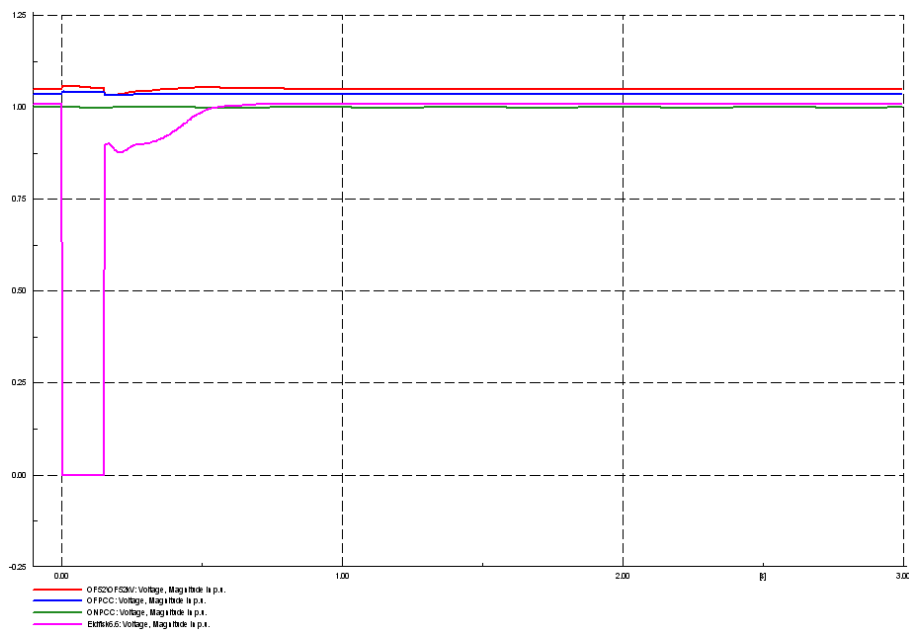
6.1 – Basistopologi

For basistopologien med kun HVDC-link og plattformlast, som tidligere vist i Figur 5.1, vil det ses på om VSC HVDC-teknologien klarer å opprettholde akseptable forhold under og etter transiente hendelser offshore. Dette kommer til å bli undersøkt ved hjelp av fire hendelser, som vist i Tabell 6.1.

6.1.1 – Trefase kortslutning på Eldfisk

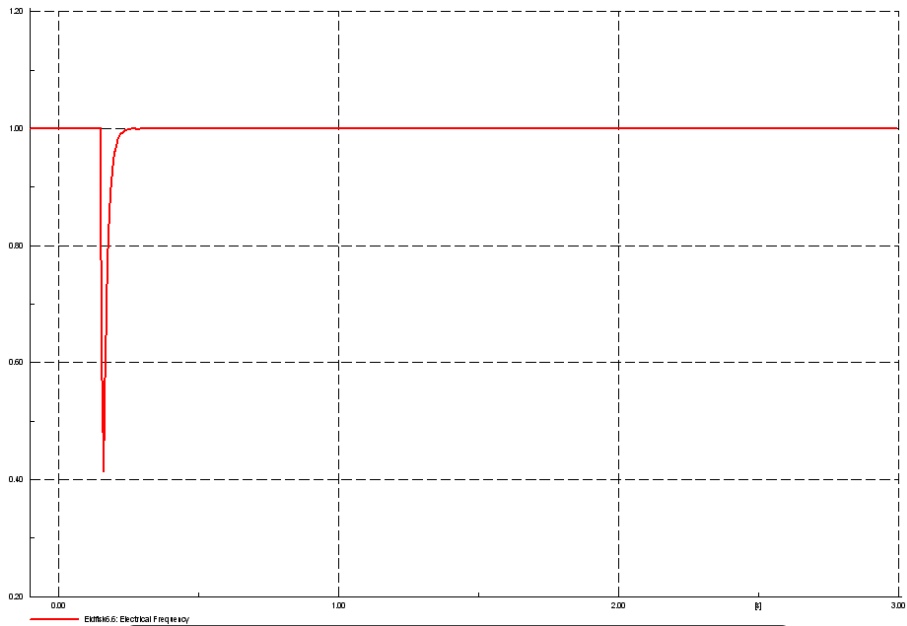
Den første hendelsen som blir undersøkt for basistopologien er en kortslutning på ett av petroleumfeltene. Figur 6.1 viser spenningen på samleskinne Eldfisk6.6 (rosa) etter en trefase kortslutning på nettopp dette feltet. Feilen skjer ved tiden $t=0$, og Eldfisk kobles samtidig bort fra resten av systemet. Etter 150 millisekunder gjennomføres en gjeninnkobling av Eldfisk, og systemet er tilbake slik det var før feilen oppsto.

Hvis en studerer Figur 6.1 ser man at spenningen på Eldfisk er tilbake på et stabilt nivå omtrent et halvsekund etter gjeninnkobling. Spenningsene ellers i systemet, det vil si på ON52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn), får kun små transienter den tiden Eldfisk er ute.



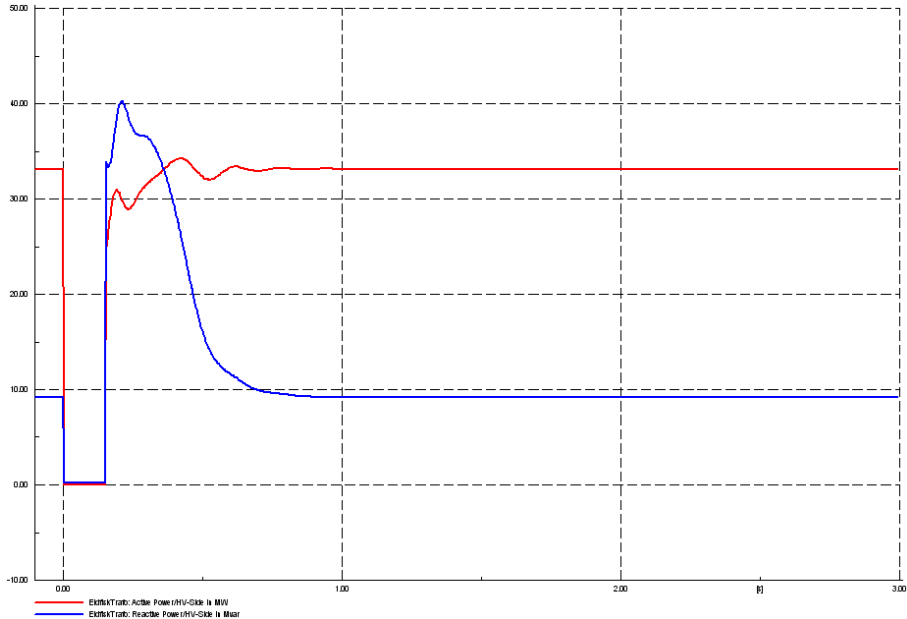
Figur 6.1 – Basis – Hendelse 1 – Systemspenninger

Frekvensens forløp under og etter feil er også undersøkt for de samme punktene i nettet. For punktene OF52kV, OFPCC og ONPCC har man kun små frekvenssvingninger, så de gjengis ikke her (se Vedlegg D.1.1). Frekvensen på Eldfisk får en kraftig dipp etter gjeninnkobling, men retter seg opp igjen kjapt, som vist i Figur 6.2. Dippet kommer av at en får et kraftig sprang i effektbehov umiddelbart etter gjeninnkobling, som vist i Figur 6.3.

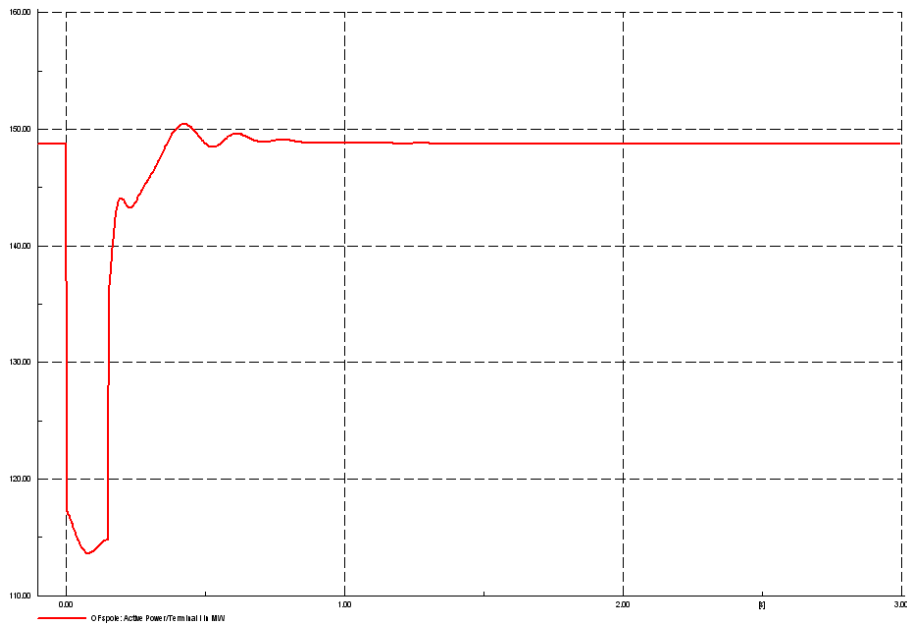


Figur 6.2 – Basis – Hendelse 1 – Frekvens Eldfisk

Figur 6.3 viser aktiv og reaktiv effekt til Eldfisk før, under og etter feil. Som en ser trekker maskinlasta en god del mer reaktiv effekt enn ved steady-state rett etter feil. Dette er fordi maskinen mister fart ved kortslutninga, og bruker mye reaktiv effekt på å komme opp til vanlig turtall igjen. Etter at maskinen er tilbake i vanlig hastighet, svinger også reaktiv effekt tilbake til nivået før feil. Turtallet til lasten på Eldfisk er vist grafisk i Vedlegg D.1.1.

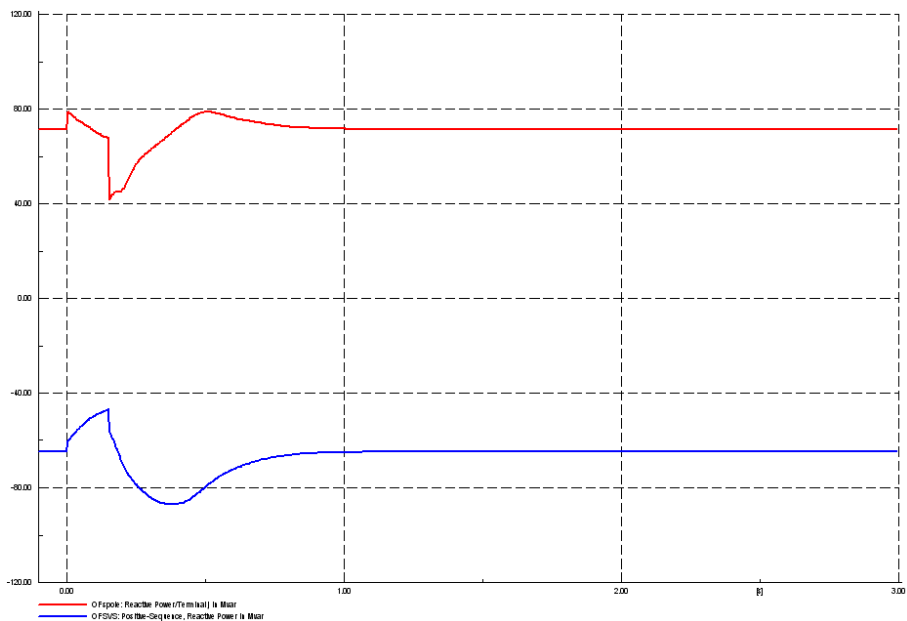


Figur 6.3 – Basis – Hendelse 1 – Effektflyt Eldfisk



Figur 6.4 – Basis – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC

HVDC-linken er den eneste kilden for aktiv effekt i AC-nettverket offshore, og opplever derfor en naturlig reduksjon i overført reaktiv effekt den tiden lasta på Eldfisk er ute. Dette viser seg ikke å være et problem for omformerkontrollen, da HVDC-systemet raskt er tilbake på et stabilt effektflytnivå etter feil, som vist i Figur 6.4. Svingningene det første sekundet i Figur 6.4 kommer av små svingninger i lastenes effektbehov etter feil.



Figur 6.5 – Basis – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC

Figur 6.5 viser reaktiv effekt fra SVC-anlegget i blått. Den tiden Eldfisk er koblet bort fra resten av systemet, kreves det mindre levert reaktiv effekt for å holde spenningen på OF52kV på et jevnt nivå. Dette speiles også i at HVDC-systemet absorberer mindre reaktiv effekt i den perioden Eldfisk er utkoblet (rød graf i Figur 6.5). Rett etter gjeninnkobling økes den reaktive effektproduksjon, både for å motvirke spenningsendringer på OF52kV, men også for å forsyne nok effekt til maskinlasten på Eldfisk, slik at denne kan komme opp på riktig turtall igjen.

Alle de andre plattformene opplever en liten spenningsdipp som følge av feilen på Eldfisk, men ikke av alvorlig art. Frekvens, aktiv og reaktiv effekt for Ekofisk, Gyda og Ula er også undersøkt, og alle opplever små transienter, men ikke noe som overstiger forskriftskravene. Grafer for Ekofisk, Gyda og Ula finnes i Vedlegg D.1.1.

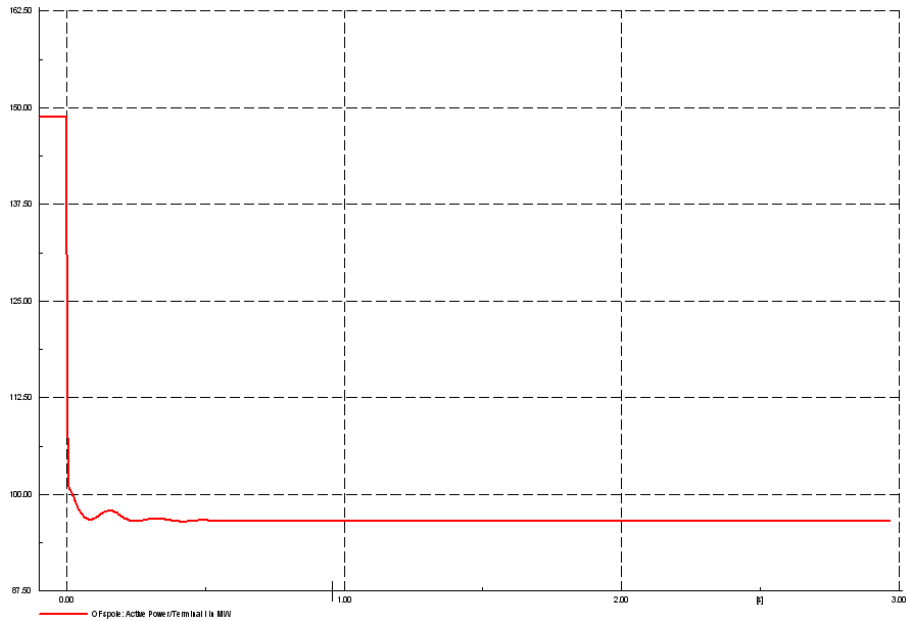
Bortsett fra kortslutninga med påfølgende frekvensdipp på Eldfisk, som overskrider de definerte grensene, er det ingenting som tyder på at systemet ikke kan fungere videre som før, etter en slik feil som her er beskrevet.

6.1.2 – Utfall av last på Ekofisk

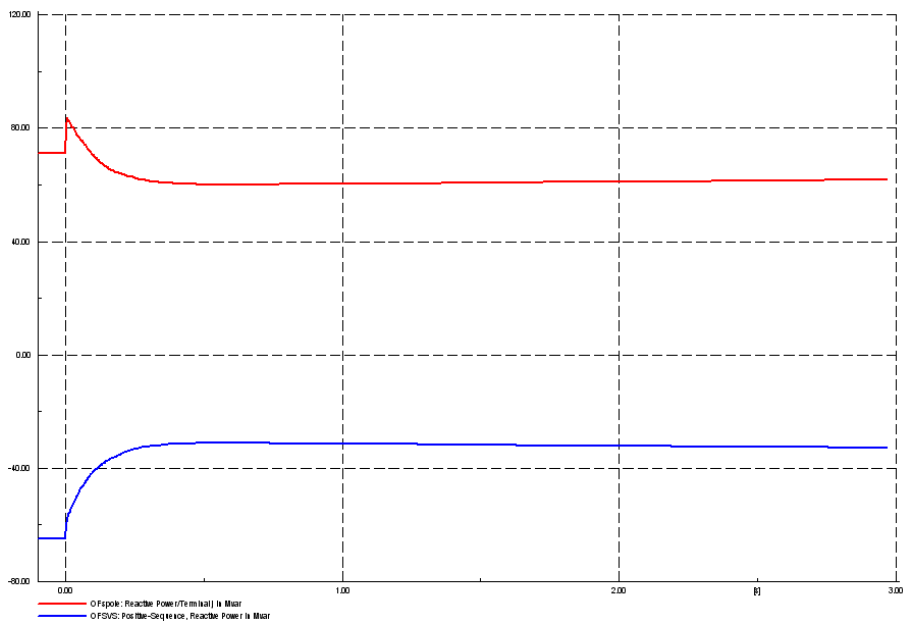
Neste hendelse er en varig produksjonsstans på ett av feltene. Dette modelleres ved at 80 % av den konstante lasten, samt hele maskinlasten på Ekofisk stenges ned ved $t=0$. Dette gir en reduksjon i effektbehov fra 59 MW og 9.86 MVAR til 8.96 MW. Produksjonsfeilen vil vare såpass lenge at nedstengning og oppstart ikke vil påvirke hverandre. Det sees kun på akutt nedstengning i dette tilfellet.

Figur 6.6 viser hvordan levert aktiv effekt fra HVDC-omformerer raskt reguleres ned på et lavere nivå ved utfall av last. Produksjonsrelatert last på Ekofisk står for omtrent 35 % av totalt aktivt effektbehov i Sørlege Nordsjø, noe som gjenspeiles av Figur 6.6, som får et fall på cirka 35 % ved $t=0$ ved utfall av denne lasten.

Når det gjelder total reaktiv effektflyt fra omformerplattformen mot plattformene, blir denne redusert med omtrent 58 % etter akutt nedstengning av Ekofisk. Grunnet denne reduksjonen endres også SVC-anleggets produksjonsbehov, da det behøves mindre kompensering for å holde OF52kV oppe på sitt definerte stasjonære nivå. SVC-anleggets produksjon vises grafisk som den blå grafen i Figur 6.7. Den røde grafen viser HVDC-omformerens absorpsjon av reaktiv effekt. Denne viser seg å være relativt konstant, med unntak av den tidsperioden SVC-anlegget kobler om. Da tar omformerer imot overskuddet av reaktiv effekt i systemet.



Figur 6.6 – Basis – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC

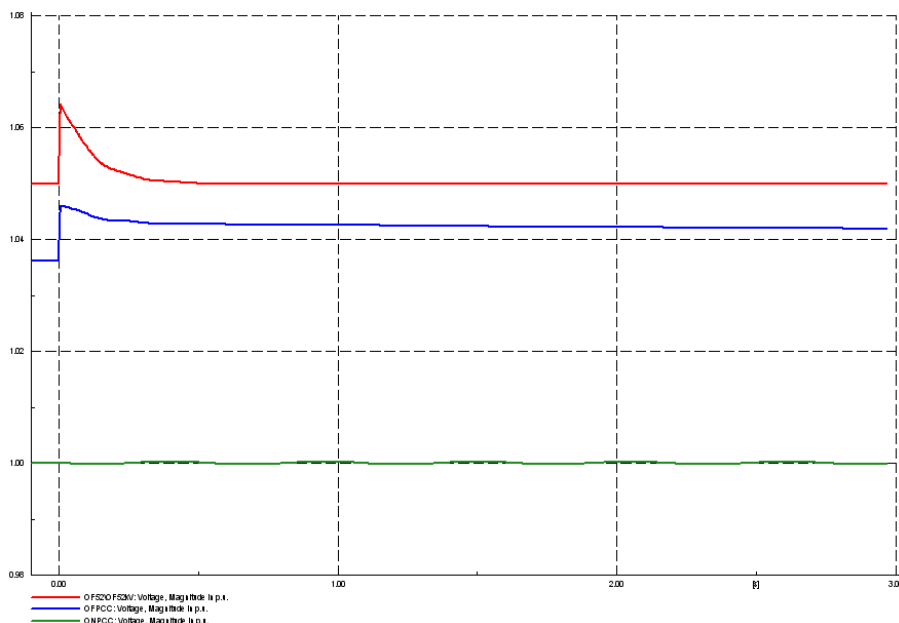


Figur 6.7 – Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra SVC og HVDC

Hvis en ser nøye på Figur 6.7 ser man at verken den røde eller den blå grafen er helt stasjonær etter 3 sekunder. Det er derfor kjørt en 30 sekunders simulering for å sjekke om en når en stabil reaktiv effektflyt i systemet. Denne gjengis ikke her, men i Vedlegg D.1.2 for utfyllende simuleringresultater. Resultatet av denne ekstrasimuleringen viser en stasjonær reaktiv effektflyt etter 30 sekunder på omtrent det nivået en ser etter 3 sekunder. Dette kommer av at spenningen blant annet på OFPCC og omkringliggende områder bruker så lang tid på å finne en stasjonær tilstand.

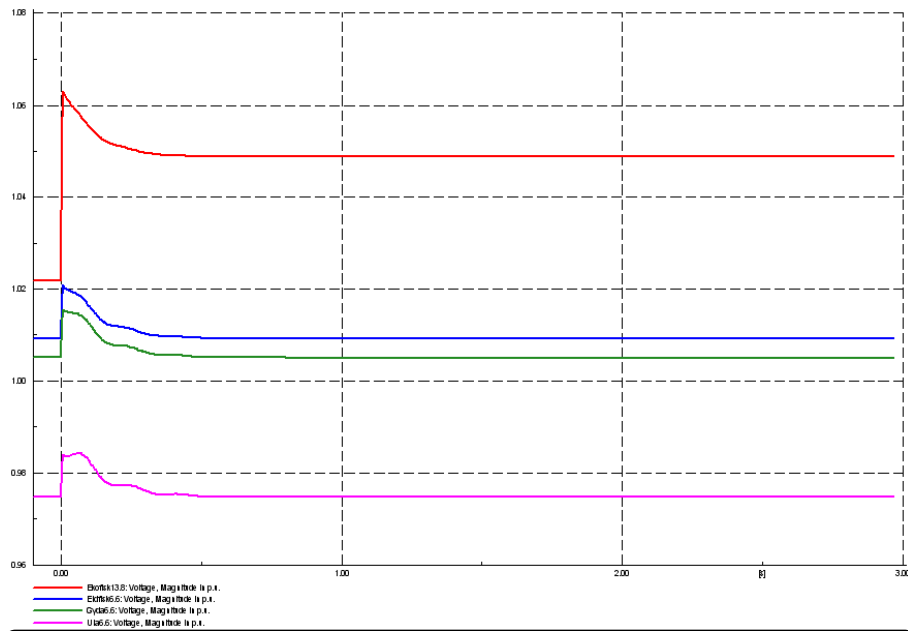
Denne spenningen på OFPCC er vist i blått i Figur 6.8, sammen med OF52kV (rød) og ONPCC (grønn). Naturlig nok får OF52kV, som er nærmest utfallet høyest spenningstransient, mens spenningen på ONPCC knapt nok får en transient. Figuren viser at verken spenningen på OF52kV når et stasjonært nivå ganske raskt etter feil, grunnet SVC-anleggets endring av kompensering. OFPCC bruker en god del lengre tid, men ender etter om lag 30 sekunder på det samme nivået denne samleskinnen hadde før feil. Dette vises i Vedlegg D.1.2.

Grunnen til disse trege innsvingningene er den lave forsterkningen i kontrollen av AC-spenningen fra offshore omformer. Denne lave forsterkningen med bakgrunn i teorien i kapittel 3, og bør bli værende på dette nivået for å opprettholde en stabil regulering. Transientene her er uansett ikke store, og alle spenninger holder seg innenfor de forhåndsbestemte grensene til en hver tid. Grunnen til at nabosamleskinne OF52kV svinger seg inn til et stabilt nivå såpass mye tidligere, er at det er her SVC-anlegget er tilkoblet, og dette jobber som kjent med å holde denne spenningen konstant.



Figur 6.8 – Basis – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC

Spenningsene på Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa) gjengis i Figur 6.9. Spenningsene opplever et lite sprang rett etter utfall, og svinger seg inn akkurat som OF52kV. Det er verdt å merke seg at Ekofisk, som eneste petroleumsfelt, stabiliserer seg på et høyere spenningsnivå etter feil. Før feil var spenningen på Ekofisk på 1.02 pu, mens den 30 sekunder etter feil har stabilisert seg på 1.05 pu. Spenningsene både før, under og etter utfallet er innenfor de forhåndsdefinerte grensene, men det er verdt å legge merke til at stasjonær spenning på Ekofisk etter feil er relativt nærme den øvre fastsatte grensen på 1.06 pu.



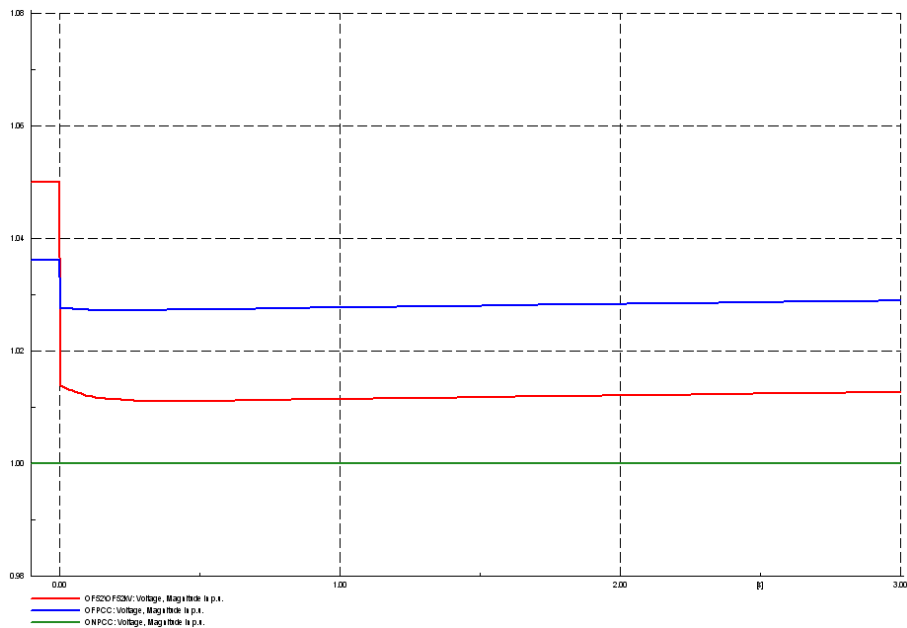
Figur 6.9 – Basis – Hendelse 2 – Spenninger på petroleumfeltene

Bortsett fra lang tid fra forstyrrelse til ny steady-state for enkelte spenninger i systemet, er det ingenting i veien med systemets oppførsel etter akutt nedstengning av produksjonslast fra systemets største petroleumslast. SVC-anlegget opererer som ventet med at den reduserer sin kompensering etter at deler av behovet for reaktiv effekt faller ut. Frekvensen er også sjekket flere steder i systemet, uten at det er funnet noen interessante resultater som tilsier ustabilitet eller andre ting som er verdt å nevne. Disse plottene finnes i Vedlegg D.1.2.

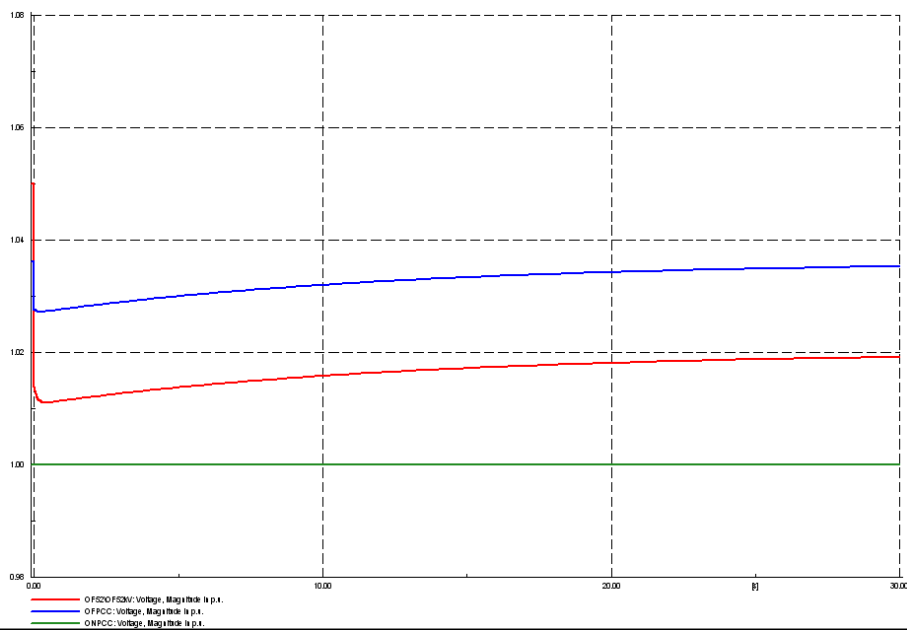
6.1.3 – Utfall av SVC-anlegg

Hendelsen det nå skal fokuseres på er feil på SVC-anlegget. Det antas at dette anlegget har en defekt, og kobles ut ved $t=0$. Anlegget kobles ikke inn igjen i løpet av simuleringsperioden.

Bortfall av SVC-anlegget gjør at HVDC-omformerer med sine tilhørende filtre er eneste kilde for reaktiv effekt ute i Sørlige Nordsjø. Disse komponentene har ikke samme mulighet for å holde spenningen oppe på ønsket nivå, slik SVC-anlegget kan, og som en ser av Figur 6.10 får man et spenningsfall fra 1.05 pu før feil, til 1.01 pu rett etter feil. Etter 30 sekunder stabiliseres spenningen på OF52kV på omtrent 1.02 pu, som vist i Figur 6.11.

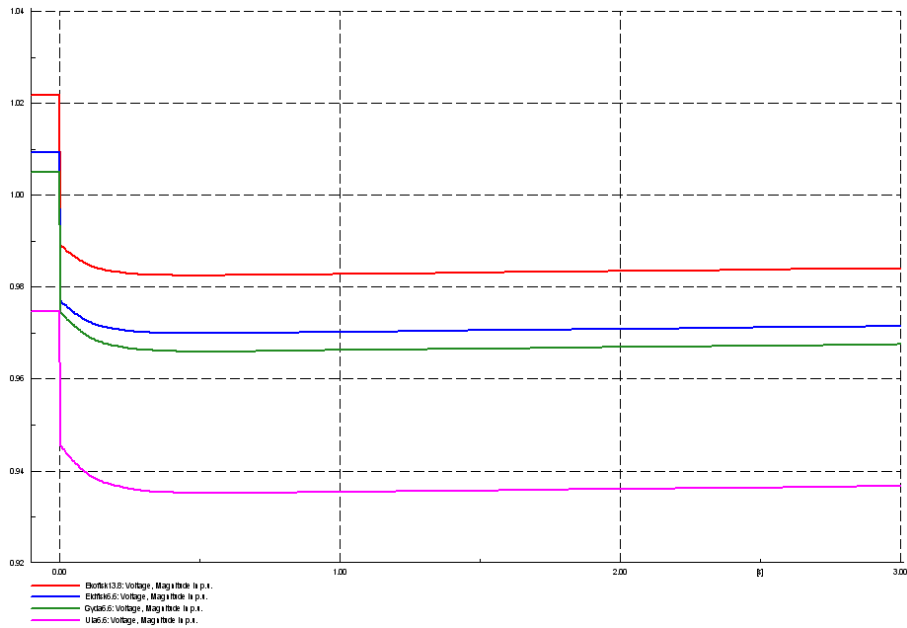


Figur 6.10 – Basis – Hendelse 3 – Spenning etter utfall av SVC (3 sek)

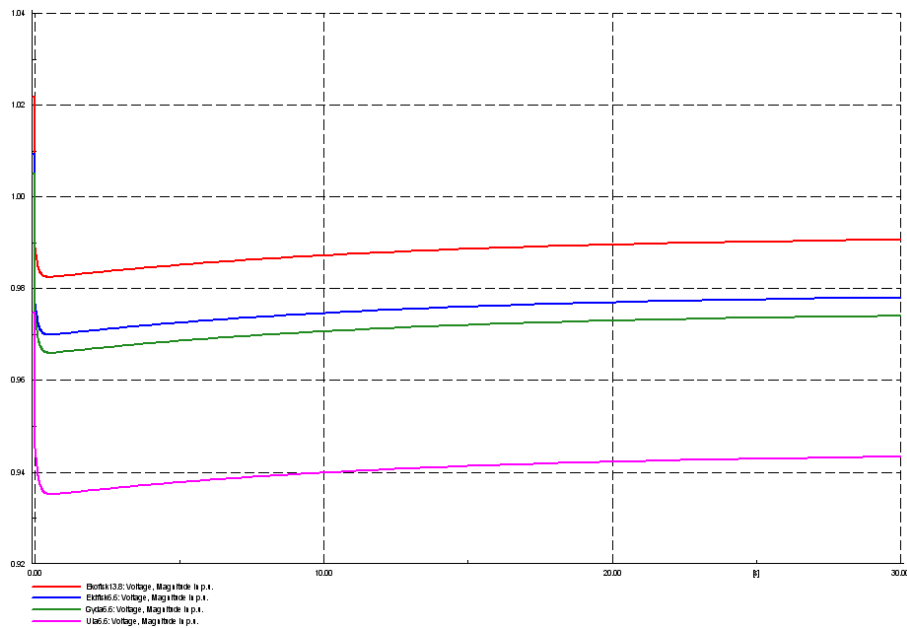


Figur 6.11 – Basis – Hendelse 3 – Spenning etter utfall av SVC (30 sek)

Dette spenningsfallet gjør seg også gjeldende videre ut på petroleumfeltene. Som Figurene 6.12 og 6.13 viser, får spenningen på samtlige petroleumfeltet et spenningsfall med samme karakteristikk som det som oppstår på samleskinne OF52kV etter utfall av SVC-anlegget. Rosa graf på Figur 6.13 viser spenningen på Ula. Denne stabiliserer seg etter hvert på et nivå litt over 0.94 pu, som er den forhåndsdefinerte grense for akseptabelt stasjonært spenningsnivå. I tillegg blir kravet om maksimal tilbakevingstid brutt for Ula, da systemet ikke er tilbake innenfor båndet på $\pm 6\%$ før det har gått 10 sekunder. Kravet er at spenning skal nå stasjonær tilstand innen 1.5 sekunder.



Figur 6.12 – Basis – Hendelse 3 – Spenning på feltene etter utfall av SVC (3 sek)



Figur 6.13 – Basis – Hendelse 3 – Spenning på feltene etter utfall av SVC (30 sek)

Systemets frekvens blir i veldig liten grad forstyrret av en slik hendelse som er beskrevet i dette delkapittelet, og blir derfor ikke gjengitt her, men i Vedlegg 6.1.3.

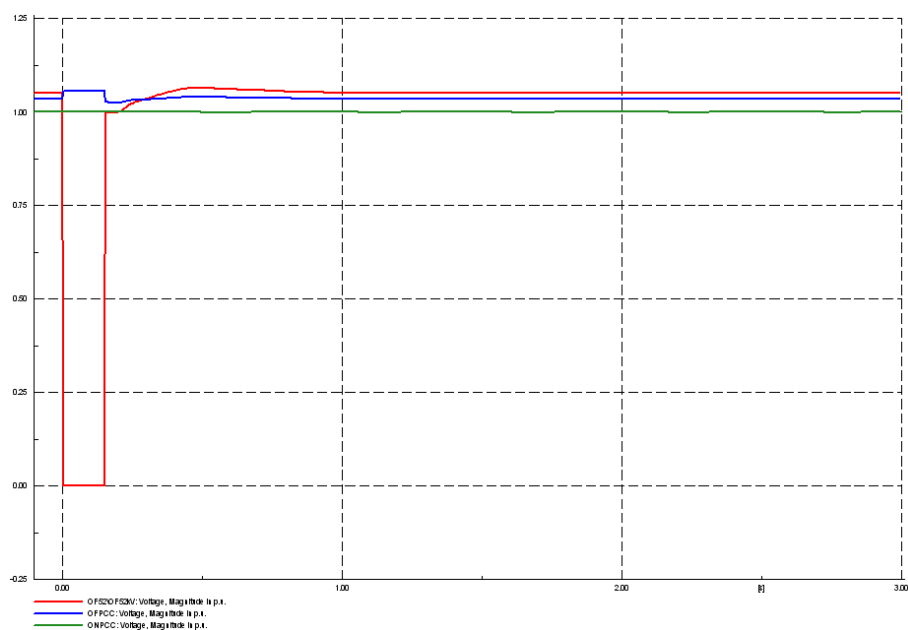
Det kan ikke hevdes at systemet går over i ustabil tilstand etter utfall av SVC-anlegg, men hendelsen er uønskelig. Det at spenningen på Ula ligger såpass nærme grensa for hva som skal tolereres av stasjonære spenningsnivåer, er ikke bra for videre drift. Hvis da en ny feil oppstår, og SVC-anlegget fortsatt ikke har mulighet for å kompensere, vil en raskt få uønskede forhold.

6.1.4 – Trefase kortslutning på omformerplattform

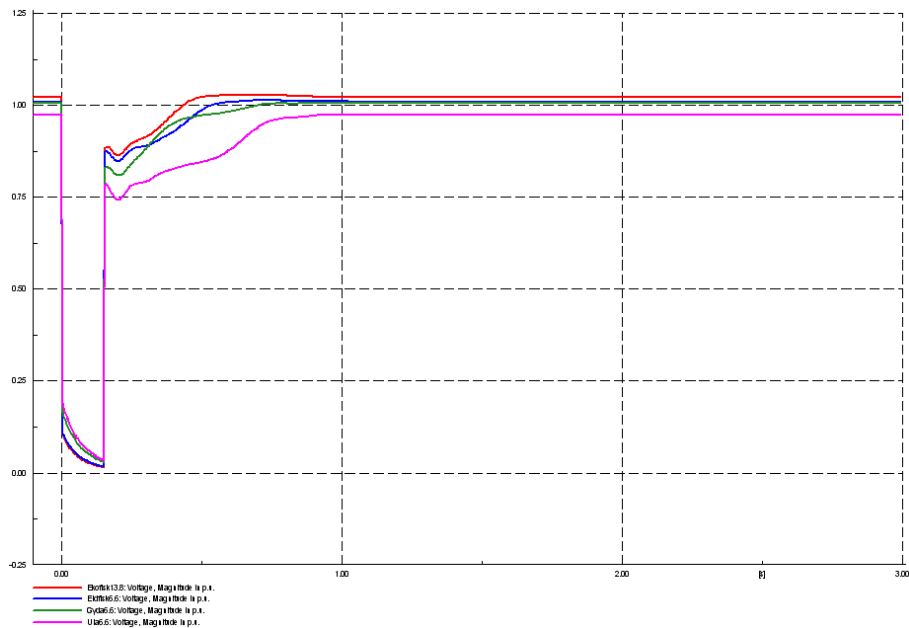
Den siste hendelsen som skal undersøkes for basistopologien er en trefase kortslutning på samleskinne OF52kV ved $t=0$. Denne samleskinnen blir med en gang frakoblet HVDC-systemet. Etter 150 millisekunder foretas en vellykket gjeninnkobling, og systemet fortsetter med samme topologi som før feil.

Figur 6.14 viser spenningen på OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn). OF52kV kobles vekk fra HVDC-systemet umiddelbart etter feil, så OFPCC og ONPCC får ikke store oscillasjoner. Etter gjeninnkobling er spenningen på OF52kV oppe på normalt nivå så å si umiddelbart, og finner sin stasjonære tilstand etter om lag ett sekund.

Petroleumsfeltene opplever også kraftige spenningsfall. Dette grunnes i at kortslutninga isolerer lasten fra dets eneste kilde, nemlig sentralnettet på land. Som Figur 6.15 viser, er spenningene for Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa) tilbake igjen i stasjonær tilstand etter mellom ett og to sekunder. Mest problematisk er spenningsfallet for utstyr på Ula, ettersom spenningen holder seg mellom 0.75 pu og 0.9 pu det første halvsekundet etter gjeninnkobling, men det bør nevnes at dette ikke strider mot kravet for tilbakevendingstid, som er på 1.5 sekunder.

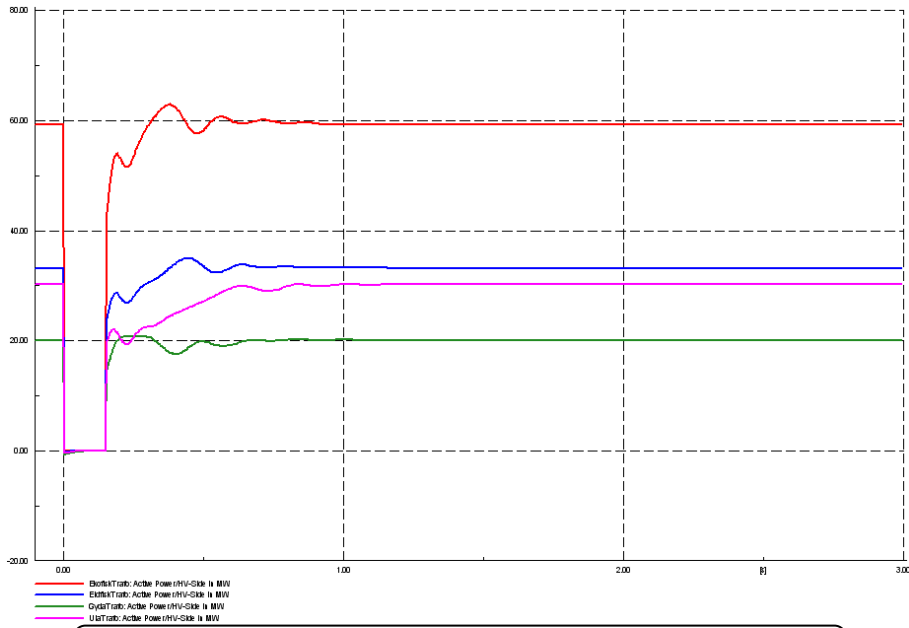


Figur 6.14 – Basis – Hendelse 4 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC



Figur 6.15 – Basis – Hendelse 4 – Spenninger på feltene

Når det gjelder aktiv effektflyt til plattformlastene, isoleres disse fra sin eneste kilde i de 150 millisekundene AC-systemet offshore er frakoblet HVDC-linken. Dette vises for Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa) i Figur 6.16. Etter gjeninnkobling ettervender samtlige petroleumsfelter til den stasjonære verdien man observerte før feil etter en stund, og det er fortsatt Ula som bruker lengst tid på å komme tilbake til stasjonært nivå.

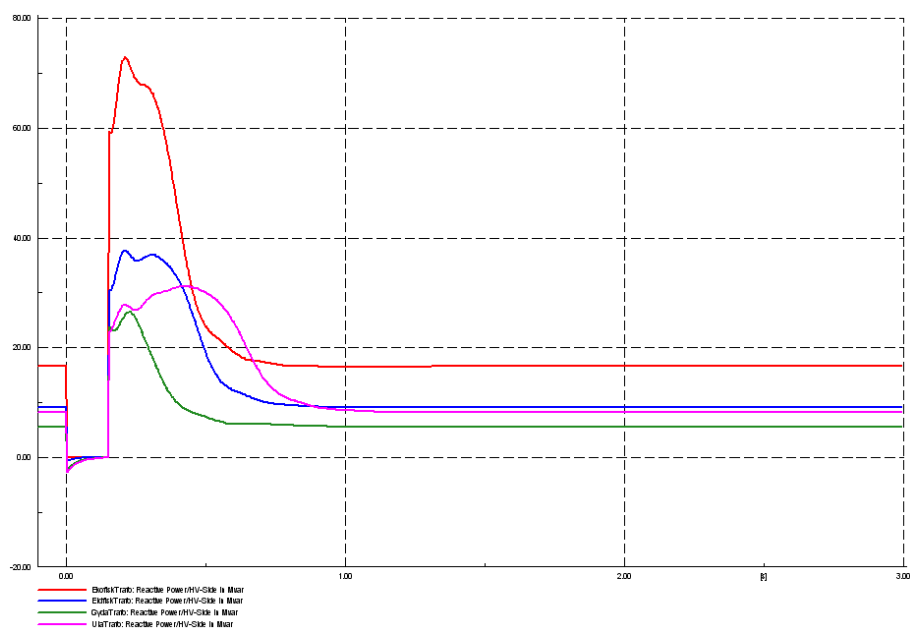


Figur 6.16 – Basis – Hendelse 4 – Aktiv effekt på feltene

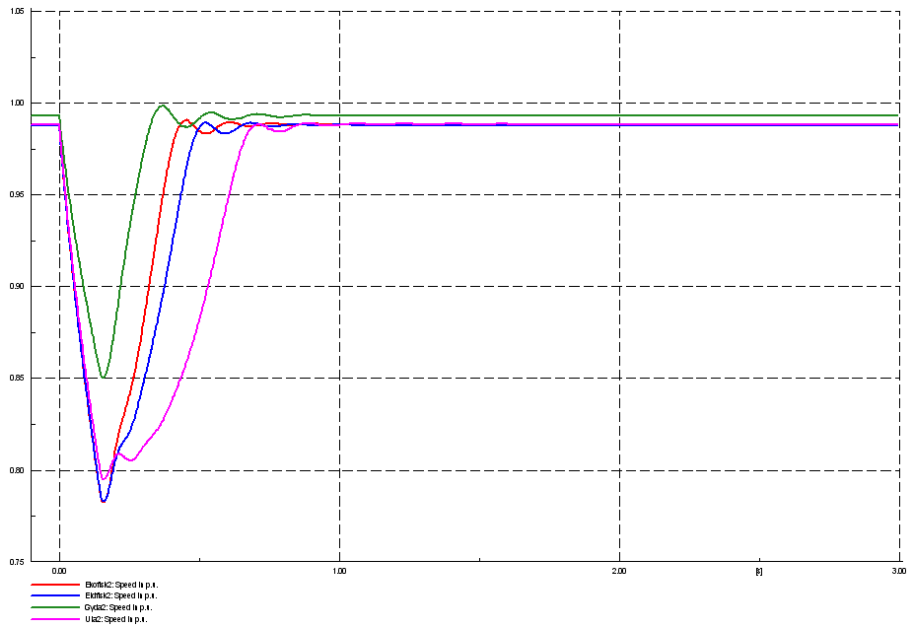
Som tidligere nevnt er ikke slike hurtige effektsvingninger av denne størrelsesorden et problem for HVDC-kontrollen, så aktiv effektflyt gjennom HVDC-linken gjengis i Vedlegg D.1.4. I dette tilfellet er det snakk om 150 MW i 150 millisekunder tilsvarer 6.25 kWh. Dette glattes av filtrene på DC-siden av omformeren, og gjør at omformeren på Lista knapt registrerer denne forstyrrelsen.

Figur 6.17 viser reaktiv effekt og Figur 6.18 viser turtall for maskinlastene for henholdsvis Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa). De 150 millisekundene offshoresystemet er frakoblet HVDC-systemet, er den effektflyten naturlig nok tilnærmet lik null. Dette gjør at maskinlastene mister turtall. Umiddelbart etter gjeninnkobling prøver maskinene å komme tilbake til normal drift ved å tilbakevende til sitt stasjonære turtall. Dette fører til et stort behov for reaktiv effekt, noe som vises i Figur 6.17. I løpet av det første sekundet etter gjeninnkobling er alle maskinlastene tilbake på normalt turtall, og reaktivt effektbehov er tilbake igjen til det nivået en hadde før feil.

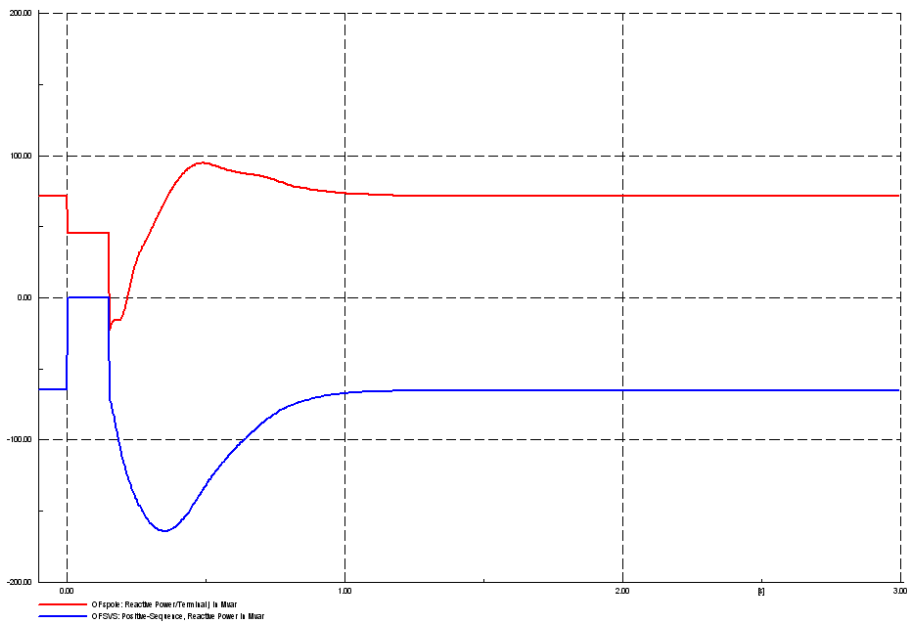
Dette vises også i Figur 6.19 som viser reaktiv effekt fra HVDC-systemet og SVC-anlegget. Begge produserer mye umiddelbart etter gjeninnkobling, men retter seg tilbake mot sine respektive stasjonære nivå etter hvert som det transiente behovet for reaktiv effekt blir mindre.



Figur 6.17 – Basis – Hendelse 4 – Reaktiv effekt på feltene



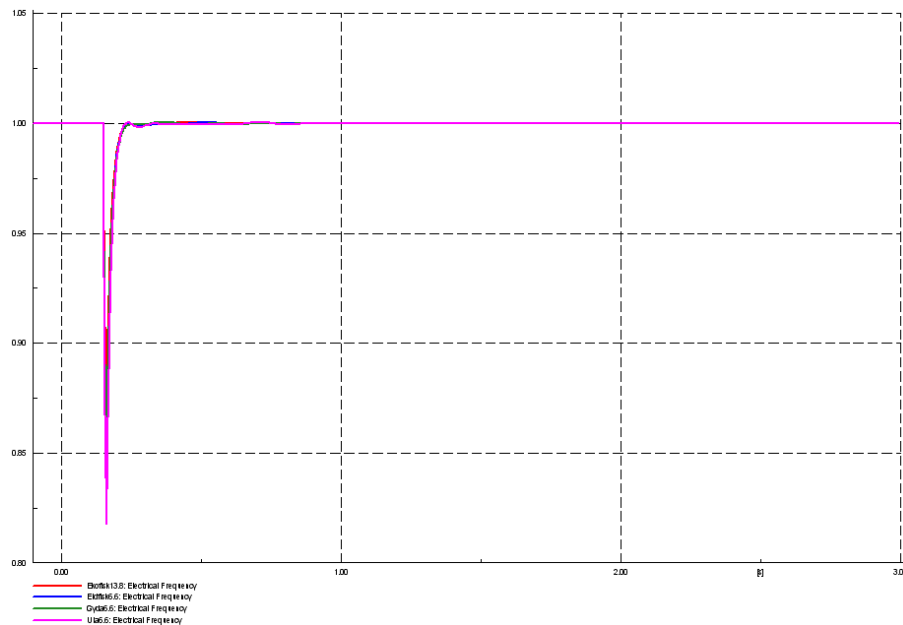
Figur 6.18 – Basis – Hendelse 4 – Maskinlastenes turtall



Figur 6.19 – Basis – Hendelse 4 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC

De foregående grafene viser at det hele tiden er U1a som bruker lengst tid på å nå sine stasjonære nivåer. Dette gjelder både effektlyt, turtall og spenningsnivå. Grunnen ligger i maskinlastens turtall. Denne maskinen bruker lengst tid på å nå tilbake til sitt stasjonære nivå, og av den grunn trekker den mer reaktiv effekt enn normalt i en lengre tidsperiode enn hva som er tilfellet for de andre lastene, som igjen fører til at spenning og aktiv effekt blir påvirket. Men alt svinger seg inn i løpet av det første sekundet etter gjeninnkobling, og på dette punktet strider ikke resultatene mot de grenser som er definert med tanke på innsvingningstid for transienter.

Når det gjelder frekvensstabilitet vises frekvensen for petroleumsfeltene i Figur 6.20. Alle får en frekvensdipp ned til om lag 0.82 pu rett etter gjeninnkobling av AC-systemet. Dette er langt på utsiden av de grensene på $\pm 10\%$, som ble definert i starten av kapittel 6. Frekvensen retter seg riktignok opp igjen i løpet av den første tidelen av et sekund, men selv en såpass kort dipp kan ha konsekvenser for utstyr på petroleumsfeltene, når den er av en slik størrelse.



Figur 6.20 – Basis – Hendelse 4 – Frekvens på feltene

6.2 – Liten vindpark

Videre implementeres den første vindmodulen, som består av generatoren Vindpark A, med tilhørende komponenter. Denne blir tilkoblet samleskinne OF52kV med en 20 kilometer lang AC-kabel, som vist i Figur 5.2. Tre forskjellige hendelser studeres for denne topologien, som vist i Tabell 6.1.

6.2.1 – Trefase kortslutning ved Vindpark A

For denne topologien vil det først bli sett på en kortslutningsfeil i nærheten av Vindparken. I modellen settes kortslutningen på høyspenningssiden av transformatoren VindTrafoA, det vil si i noden Vind52A. Dette er en trefase kortslutningsfeil som inntreffer ved $t=0$. Feilstedet isoleres fra resten av systemet, og det foretas en gjeninnkobling etter 150 millisekunder.

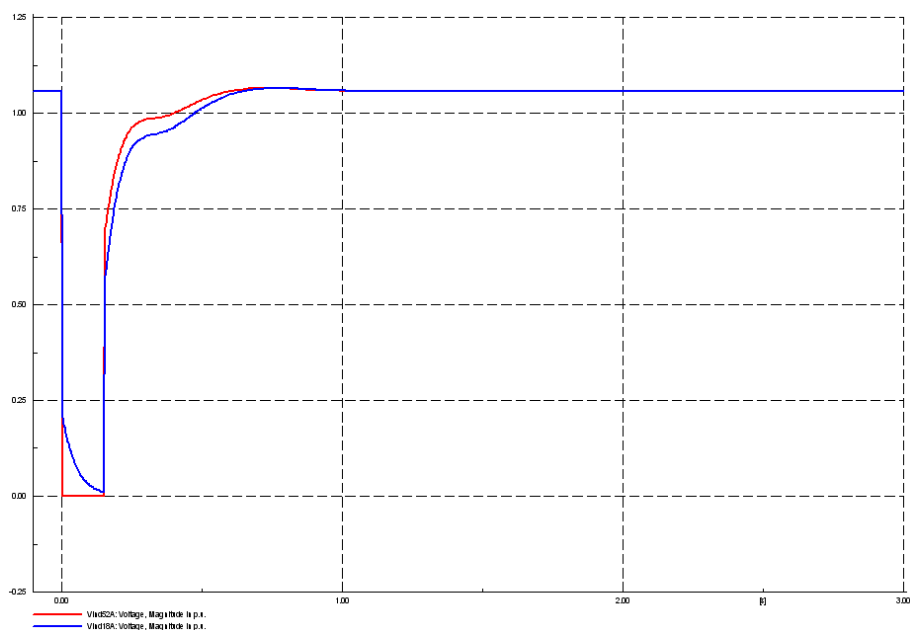
Figur 6.21 viser spenningene i nodene på hver side av transformatoren i vindparken. Den røde grafen viser spenning i noden der feilen oppstår, mens den blå grafen viser spenningsforløpet på vindparksiden av transformatoren. Som grafen viser har en tilnærmet

likt spenningsforløp på begge sider av transformatoren, og spenningene stabiliserer seg cirka ett sekund etter gjeninnkobling.

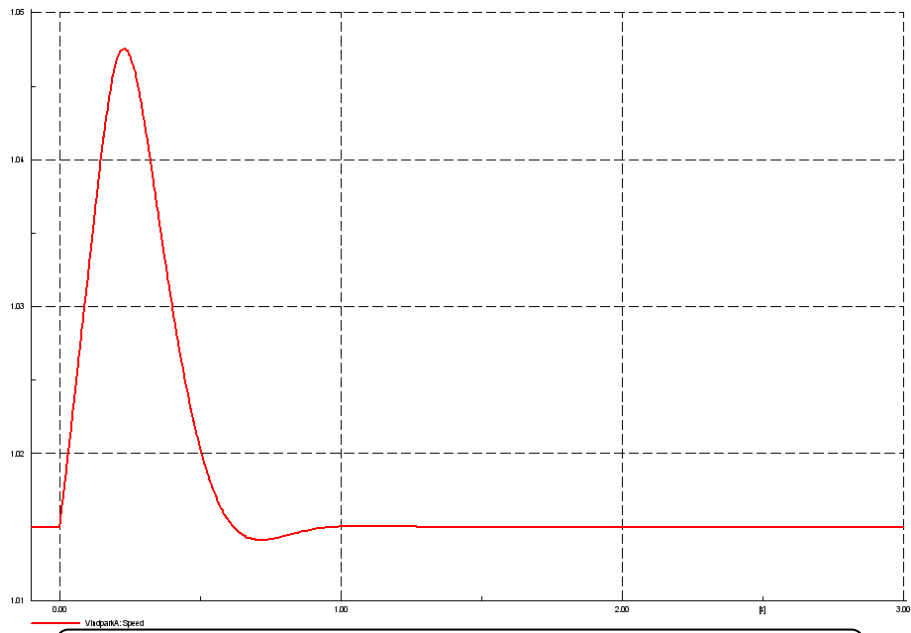
Denne kortslutningen fører til at effekten fra vindturbinene ikke har noe sted å gjøre av seg. Figur 6.23 viser aktiv (rød) og reaktiv (blå) effektproduksjon fra vindturbinmodulen. Som grafen viser, leveres det ikke aktiv effekt fra vindturbinene i de 150 millisekundene vindparken er frakoblet resten av systemet. Dette fører til en markant økning av turbinenes turtall, som vist i Figur 6.22.

Umiddelbart etter gjeninnkobling forsøker vindparken å komme tilbake til normal tilstand. Dette gjøres ved å prøve å bli kvitt all den potensielle energien som er spart opp gjennom økt turtall. Det første halve sekundet etter gjeninnkobling gjøres dette ved at turtallet gradvis synker ned til nivået før feil, samtidig som aktiv effekt overført fra vindparken øker kraftig. Etter dette halve sekundet er vindturbinmodulen tilbake på stasjonært turtall, og levert aktiv effekt er også tilbake på nivået det var på før feil. En slik hendelse krever, som den blå grafen i Figur 6.23 viser, mye reaktiv effekt, og det reaktive effektbehovet til turbinmodulen skyter i været umiddelbart etter feil.

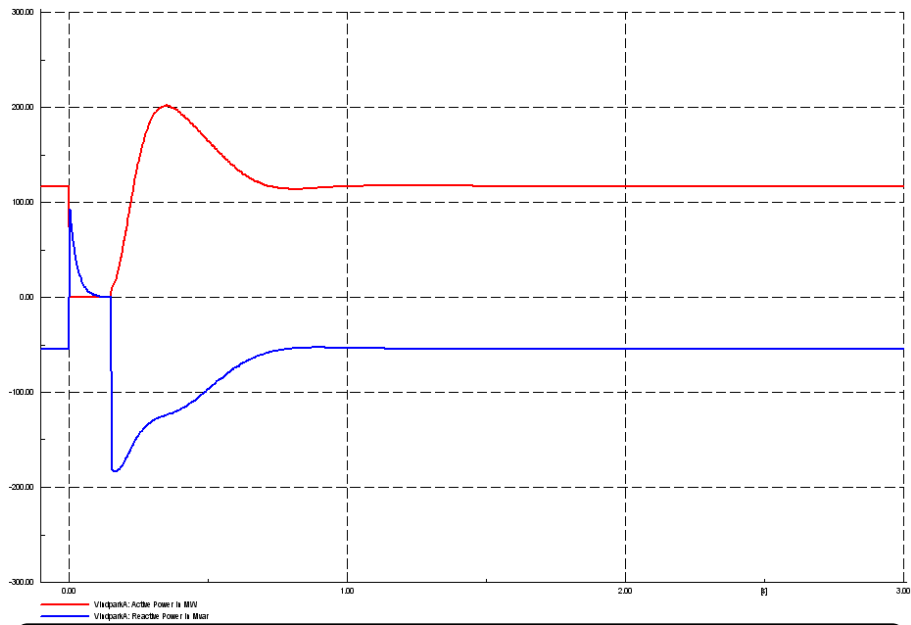
Det er den reaktive effektflyten til vindparken som lager de transienter som er av størst betydning i videre undersøkelser av denne hendelsen.



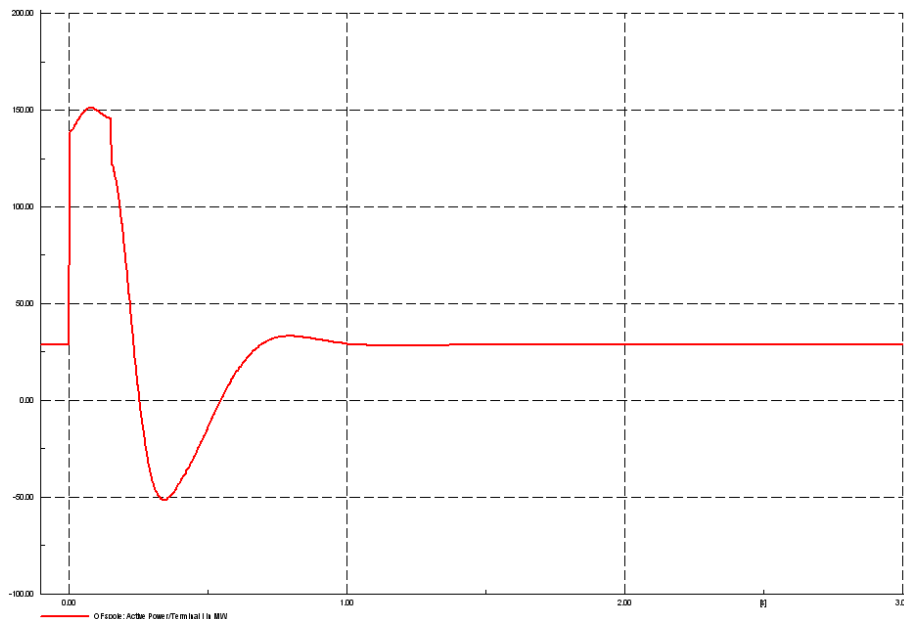
Figur 6.21 – Liten vind – Hendelse 1 – Spenning på Vind52A og Vind18A



Figur 6.22 – Liten vind – Hendelse 1 – Vindturbinhastighet



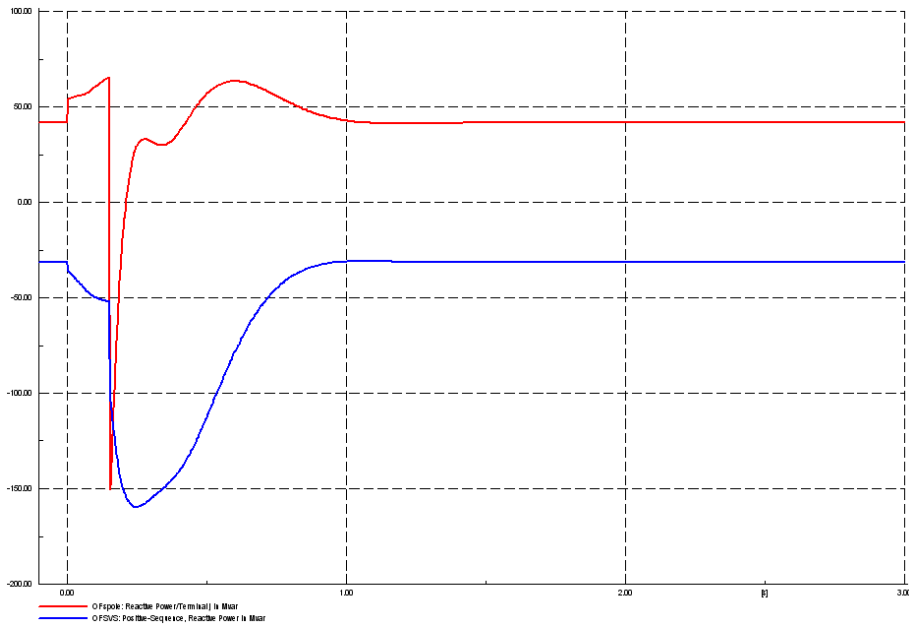
Figur 6.23 – Liten vind – Hendelse 1 – Produksjon fra Vindpark A



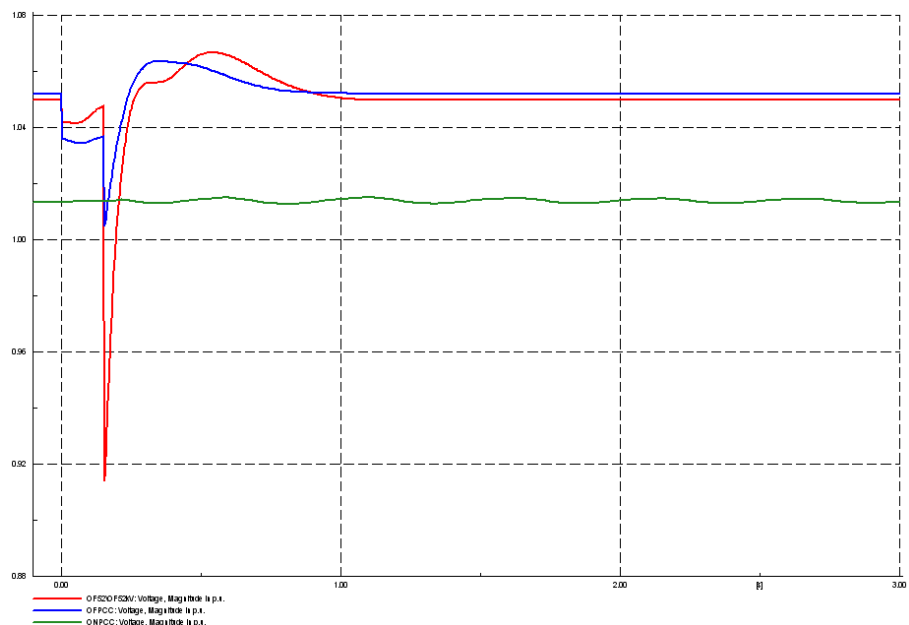
Figur 6.24 – Liten vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC

Figur 6.24 viser aktiv effekt fra HVDC-systemet før, under og etter feil med tilhørende gjeninnkobling. Den tiden vindparken er frakoblet, øker behovet for overført effekt kraftig, ettersom man i 150 millisekunder mister produksjon på 120 MW, og har så å si den samme topologien som man hadde ved det første scenarioet i kapittel 6.1. Aktiv effekt overført fra HVDC-systemet er i denne korte perioden om lag 150 MW. Umiddelbart etter gjeninnkobling har man tidligere sett at aktiv effekt fra vindparken øker kraftig, noe som igjen reduserer behovet for overført effekt fra land. Det er verdt å legge merke til at offshore omformer faktisk mottar effekt for en liten periode. Dette har med transienter vedrørende aktivt effektbehov for lastene på petroleumsfeltene å gjøre, noe en kommer tilbake til ved diskusjon rundt Figur 6.26.

Figur 6.25 viser hvordan HVDC-systemet og SVC-anlegget oppfører seg når det kommer til reaktiv effektlyt. Fram til $t=0.15$ sekunder økes reaktiv effektproduksjon fra SVC-anlegget for å forhindre spenningsfall i systemet. Dette fører også til at HVDC-omformerer øker sin andel absorberte reaktiv effekt. Umiddelbart etter gjeninnkobling har man som Figur 6.23 tidligere har vist, et stort reaktivt effektbehov for å få vindparken tilbake i stasjonær tilstand. Dette gjør at SVC-anlegget øker sin produksjon av reaktiv effekt ytterligere de første millisekundene etter gjeninnkobling, mens omformerer går fra å absorbere reaktiv effekt til å levere reaktiv effekt i noen få millisekunder. Ett sekund etter gjeninnkobling er man tilbake på tilnærmet samme nivå som en hadde før feil.



Figur 6.25 – Liten vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC



Figur 6.26 – Liten vind – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC

Figur 6.26 viser at den reaktive effektflyten i systemet forårsaker en solid spenningsdipp umiddelbart etter gjeninnkobling. Dette gjelder særlig OF52kV (rød graf i Figur 6.26), men også OFPCC (blå) i litt mindre grad. Omformerstasjonen på land blir lite påvirket, men en får de oscillasjonene som ble nevnt og behandlet tidligere, i delkapittel 5.2.2, og det er av den grunn det lille SVC-anlegget på Lista er koblet inn.

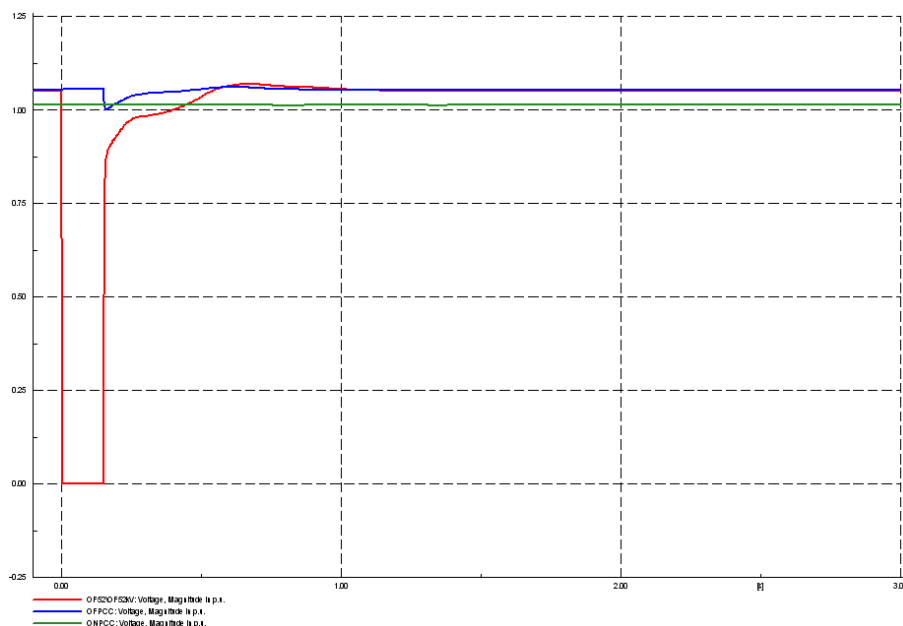
Det nevnte spenningsfallet på OF52kV forplanter seg videre til petroleumfeltene, der en får spenningsdipper med nøyaktig samme forløp utseendemessig som for OF52kV. Disse

transientene er i størrelsesorden 10-15 % av stasjonær spenning, og er av den grunn ikke i strid med gjeldende forskrifter. Forløpene skisseres ikke her, men finnes i Vedlegg D.2.1.

Denne spenningsdippen kommer av at det totale reaktive effektbehovet umiddelbart etter gjeninnkobling er såpass stort at det påvirker den reaktive effektflyten til lastene. Dette påvirker igjen både spenning og aktiv effektflyt, som også får en hurtig reduksjon rett etter $t=0.15$ sekunder. Effektflyt, samt frekvensforløp er også skissert i vedlegg, da disse ikke har transienter som overskrider gjeldende grenser.

6.2.2 – Trefase kortslutning på omformerplattform

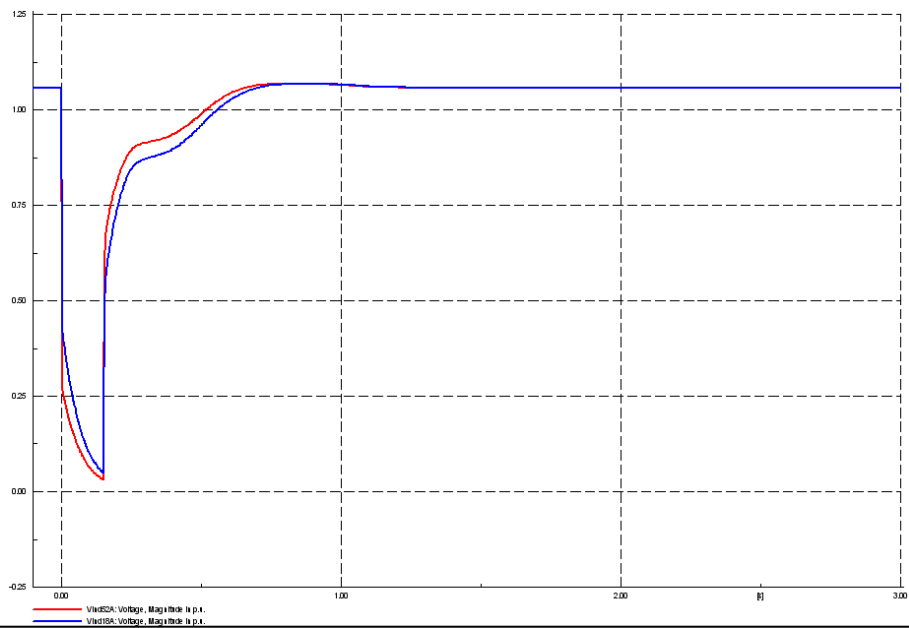
Videre undersøkes en kortslutningsfeil på omformerplattformen. Feilen er en trefase kortslutning og oppstår på samleskinne OF52kV ved $t=0$. AC-nettet offshore kobles fra HVDC-systemet umiddelbart, og det foretas en vellykket gjeninnkobling etter 150 millisekunder. Dette er med andre ord den samme feilen, med det samme forløpet som i delkapittel 6.1.4. Figur 6.27 viser spenninger på OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn), og ved å sammenlikne med Figur 6.14 i delkapittel 6.1.4, ser man at spenningen på disse samleskinnene er tilnærmet identiske.



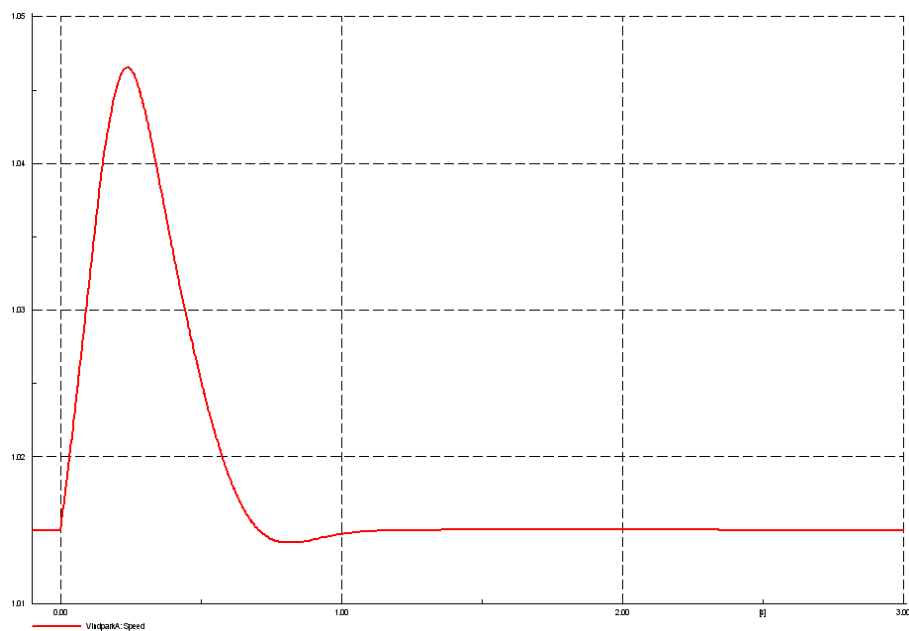
Figur 6.27 – Liten vind – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC

Men selv om Figurene 6.14 og 6.27 er tilnærmet identiske, er det andre transiente forløp det er verdt å diskutere. Figurene 6.28 til 6.30 kan sammenliknes med vindturbinenes forløp i delkapittel 6.2.1 (Figurene 6.21 til 6.23). Kort gjenfortalt fører en kortslutning på samleskinne OF52kV til at vindparken ikke får levert aktiv effekt, noe som fører til at turbinmodulen øker sitt turtall. Ved gjeninnkobling av systemet prøver turbinene å bli kvitt overskuddseffekten for å komme tilbake til stasjonær tilstand. Dette fører igjen til at

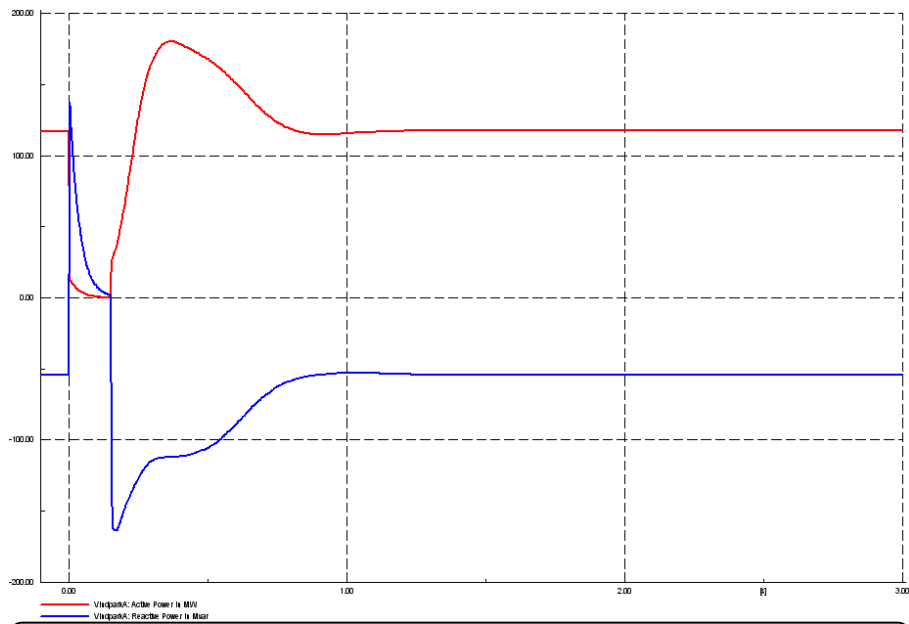
turbinmodulen krever større mengder reaktiv effekt enn det som var tilfellet før feil (Figur 6.30), og dette behovet må dekkes av resten av systemet.



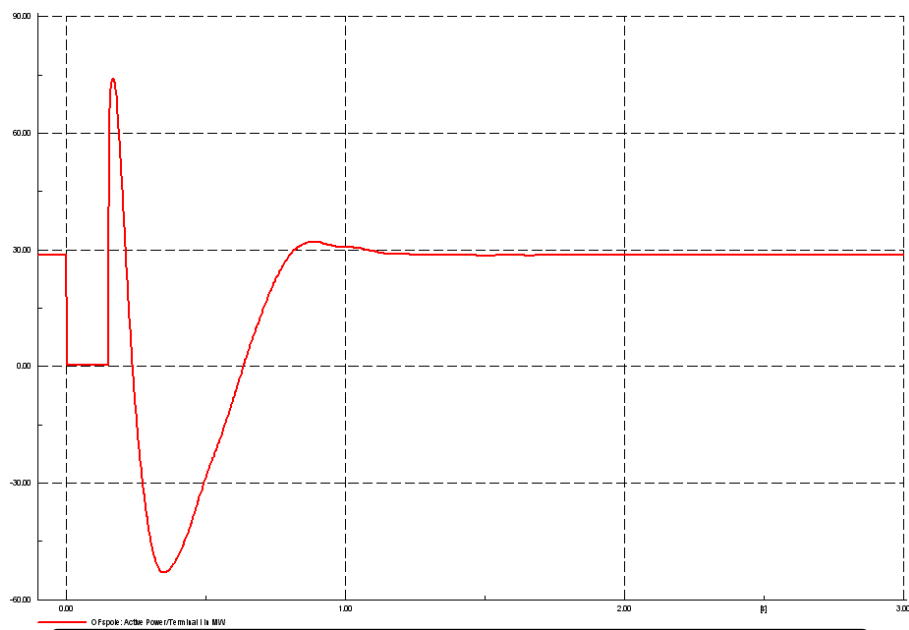
Figur 6.28 – Liten vind – Hendelse 2 – Spenning på Vind52A og Vind18A



Figur 6.29 – Liten vind – Hendelse 2 – Vindturbinhastighet



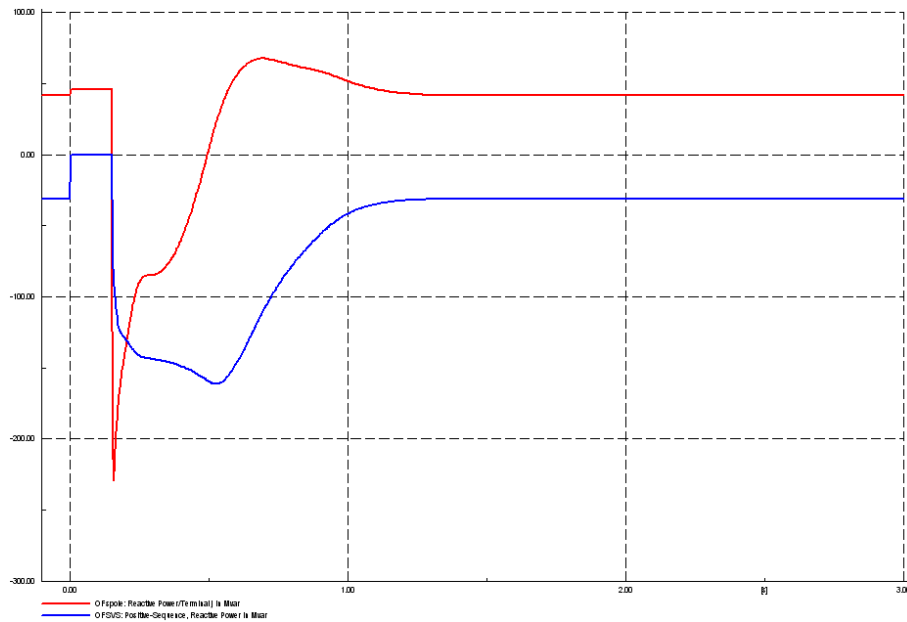
Figur 6.30 – Liten vind – Hendelse 2 – Produksjon fra Vindpark A



Figur 6.31 – Liten vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC

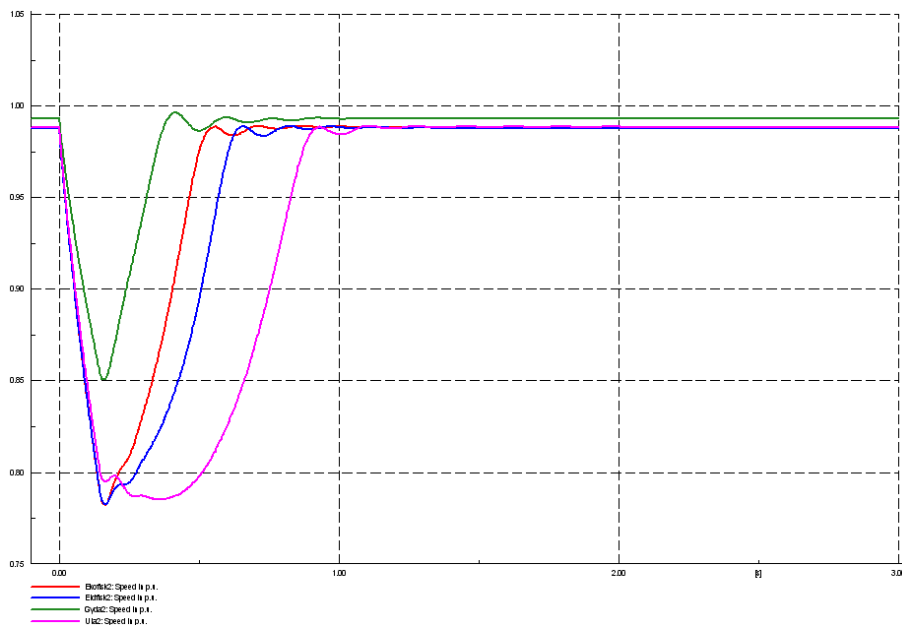
Videre undersøkes effektflyt gjennom HVDC-systemet, samt kompensering fra SVC-anlegget. Figur 6.31 viser aktiv effektflyt gjennom DC-linken, og viser at det naturligvis ikke overføres noe til AC-nettet den tiden AC-nettet er bortkoblet. Rett etter gjeninnkobling vil HVDC-systemet måtte levere noe aktiv effekt ettersom dette systemet reagerer raskere enn vindparken. Men etter hvert som vindparkmodulen kommer i gang med å kvitte seg med det overskuddet den har rukket å bygge opp, vil man i om lag et halvt sekund se en effektflyt motsatt vei av det som er vanlig for HVDC-systemet i dette scenarioet. Når vindparken etter

hvert er tilbake i stasjonær tilstand, vil også overført effekt fra land svinge seg inn til den stasjonære tilstanden en var på før feil.



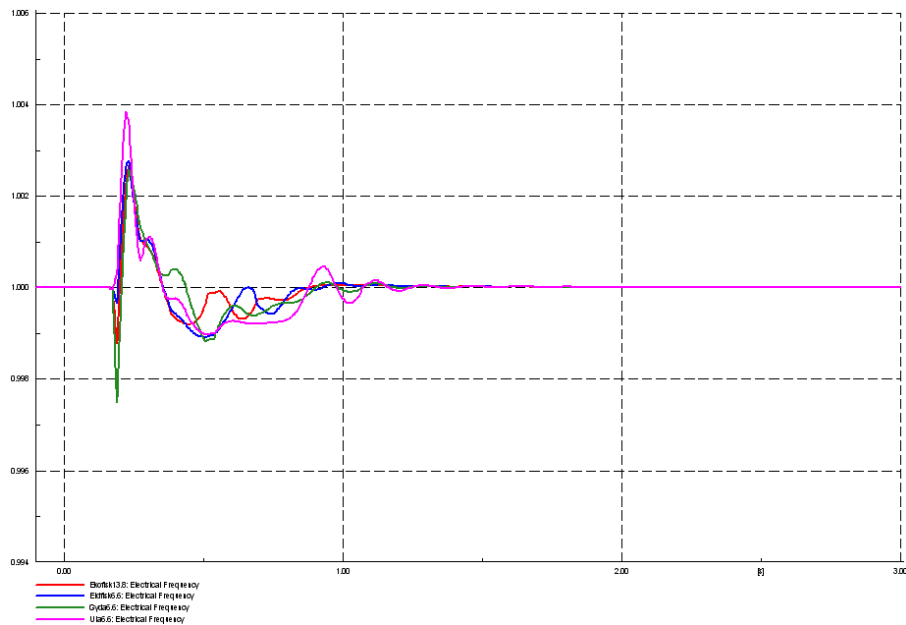
Figur 6.32 – Liten vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC

Når det gjelder reaktiv effektflyt er dette skissert for omformeren (rød) og SVC-anlegget (blå) i Figur 6.32. Ettersom SVC-anlegget er koblet til den samleskinnen som opplever en kortslutning, leverer nevnte anlegg naturlig nok ingenting i de millisekundene denne samleskinnen er bortkoblet. HVDC-omformeren absorberer en del reaktiv effekt, men dette kommer av filteret på AC-siden og er av liten betydning. Umiddelbart etter feil kreves det store mengder reaktiv effekt, som vist av produksjonen både fra SVC-anlegget og HVDC-systemet. Dette er delvis grunnet vindparkens behov for å jobbe seg tilbake til stasjonær tilstand, men også grunnet maskinlastene på plattformene.



Figur 6.33 – Liten vind – Hendelse 2 – Maskinlastenes turtall

Som Figur 6.33 viser vil maskinlastene deselerere den tiden AC-nettet offshore er frakoblet. Det vil si at plattformlastene er frakoblet både HVDC-systemet og vindparken, og har ingen mulighet til å få mettet sitt effektbehov. Etter feilen er rettet, og samleskinne OF52kV er gjeninnkoblet, vil maskinlastene på plattformene umiddelbart forsøke å få opp sitt turtall. Dette krever reaktiv effekt, og er medvirkende årsak til det høye behovet for reaktiv effekt umiddelbart etter gjeninnkobling.



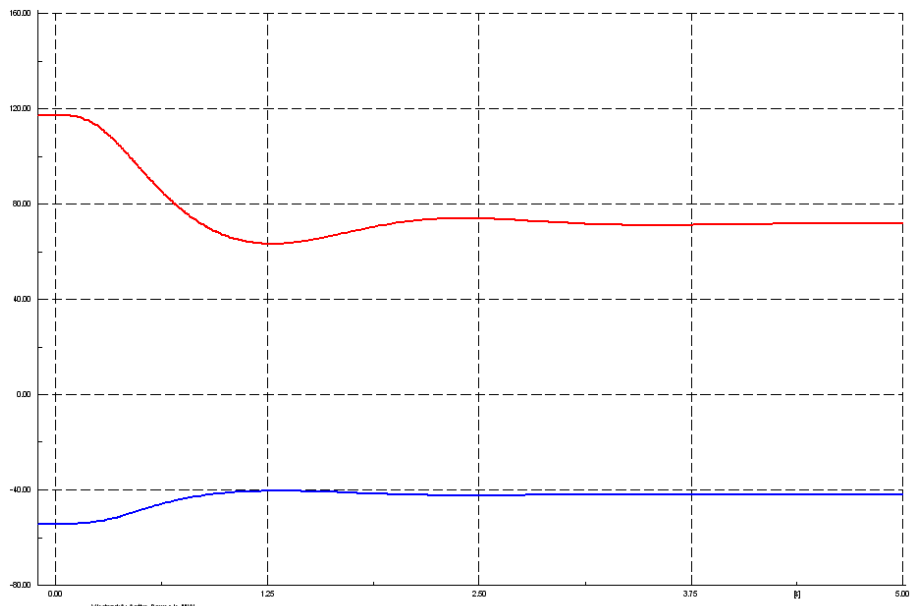
Figur 6.34 – Liten vind – Hendelse 2 – Frekvens på feltene

Frekvensmessig er man godt innenfor de definerte grenser en har å forholde seg til, som vist i Figur 6.34. Dette er i motsetning til hva som var tilfellet i delkapittel 6.1.4, med samme trefase kortslutning og tilhørende koblingsforløp. Grunnen til at denne hendelsen gir mindre frekvenssvingninger i forhold til hva som er tilfellet for topologien uten vind, kan være at en nå har to kilder i systemet, og at det derfor ikke oppstår forhold i effektflyten som påvirker frekvensen i samme grad som tidligere.

6.2.3 – Endring av produksjon fra Vindpark A

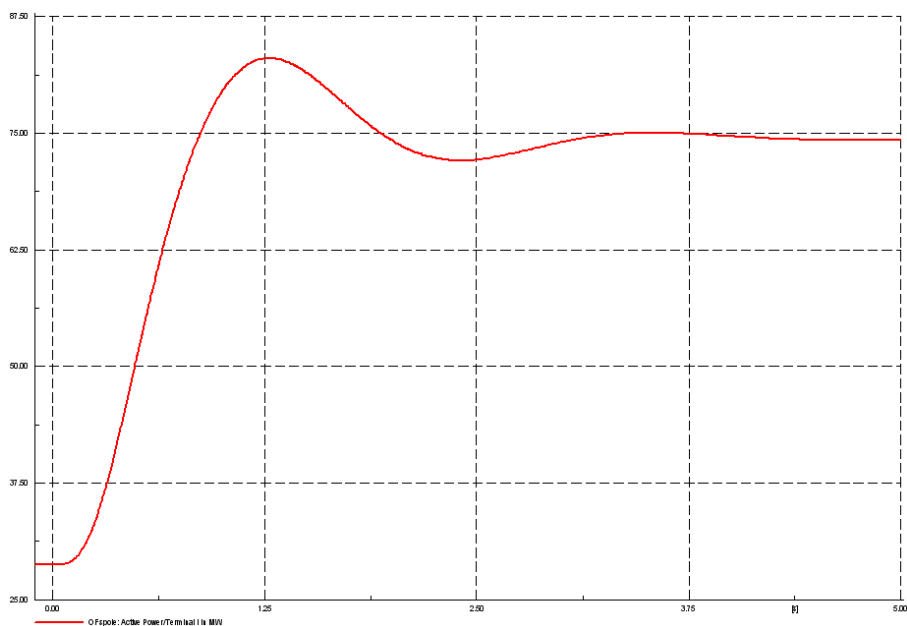
Siste hendelse for denne topologien er en plutselig reduksjon i P_{wind} . P_{wind} er et mål på hvor mye effekt det er mulig å få ut av vinden i vindparken, og et fall i denne vil føre til et forløp for aktiv effekt fra turbinmodulen som vist i Figur 6.35. En plutselig reduksjon av P_{wind} kan komme av flere grunner. Disse er diskutert i Vedlegg B.3, og gjengis ikke her.

Figur 6.35 viser effektproduksjon etter en plutselig reduksjon av P_{wind} , som fører til en relativt stor endring i vindturbinmodulens produksjon. Reduksjonen fører til at produksjonen svinger fra en produksjon på 117 MW til en produksjon på 71 MW. Oscillasjonene i den transiente perioden kommer av tregheten i vindparkens roterende masser, og er grunnen til at man i dette delkapitlet (og delkapittel 6.3.3) simulerer over 5 sekunder, i stedet for 3 sekunder, som er tilfellet for de øvrige delkapitlene.



Figur 6.35 – Liten vind – Hendelse 3 – Produksjon fra Vindpark A

Figur 6.36 beskriver HVDC-systemets aktive effektflyt. Grafen viser at overført effekt fra fastlandet øker i takt med produksjonsfallet fra vindparken, slik at aktiv effektflyt mot plattformene er tilnærmet konstant, som vist i Vedlegg D.2.3.

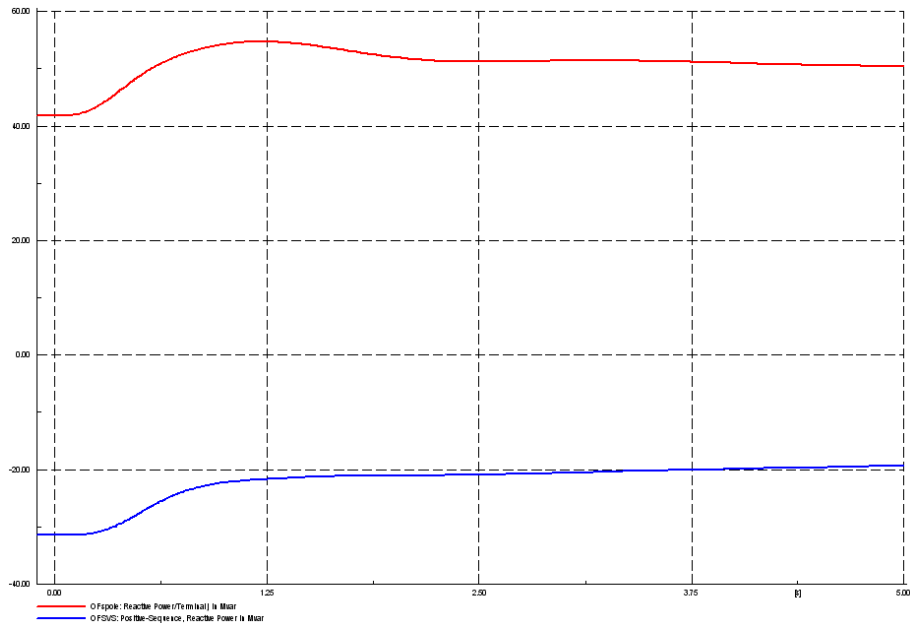


Figur 6.36 – Liten vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt fra HVDC

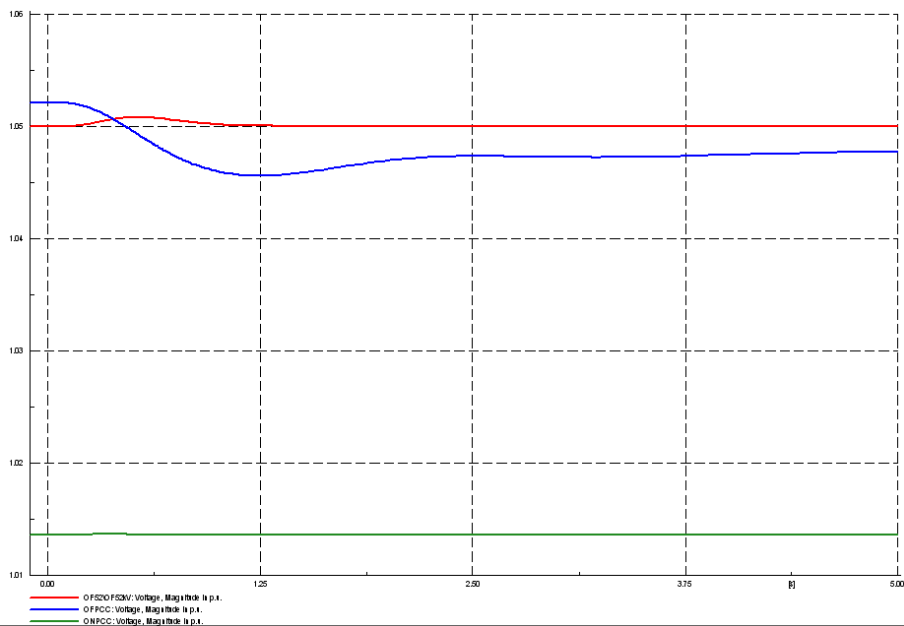
Videre er reaktiv effektflyt undersøkt. Her oppleves de samme transiente forhold som var tilfellet for utfall av produksjonslast på Ekofisk ved bruk av basistopologien (delkapittel 6.1.2). Det vil si at grunnet lav forsterkning i kontrollen av AC-spenningen fra offshore omformere, vil spenningen på omformerplattformen offshore bruke lang tid på å svinge inn til stasjonær

tilstand. Dette med unntak av spenningen på OF52kV, som reguleres av SVC-anlegget. Spenningsforløpene vises i Figur 6.38 for OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn).

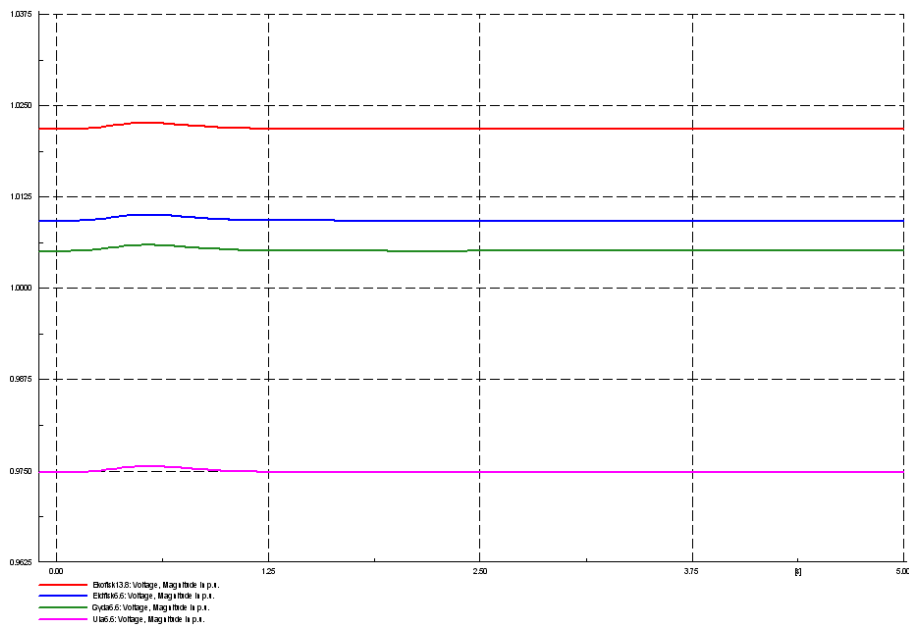
Reaktiv effekt fra HVDC-linken (rød) og SVC-anlegget (blå) er vist i Figur 6.37. Disse er ikke stasjonære etter 5 sekunder, men videre undersøkelser er gjort, som viser at man har nådd et stasjonært nivå etter 30 sekunder. Det samme gjelder også spenningen på samleskinne OFPCC.



Figur 6.37 – Liten vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC



Figur 6.38 – Liten vind – Hendelse 3 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC



Figur 6.39 – Liten vind – Hendelse 3 – Spenninger på feltene

Til slutt undersøkes transiente forløp på petroleumsfeltene. Grunnet myke overganger når det kommer til reduksjon av vindkraftproduksjon, med samtidig økning av overført effekt fra fastlandet, blir det veldig små transienter ute på feltene. Figur 6.39 viser en liten spenningsøkning det første sekundet, grunnet spenningsforløpet på OF52kV. Studier av effektflyt og frekvensforløp viser ikke noen transienter som er i nærheten av å være av kritisk art, og gjengis kun i Vedlegg 6.2.3.

6.3 – Stor vindpark

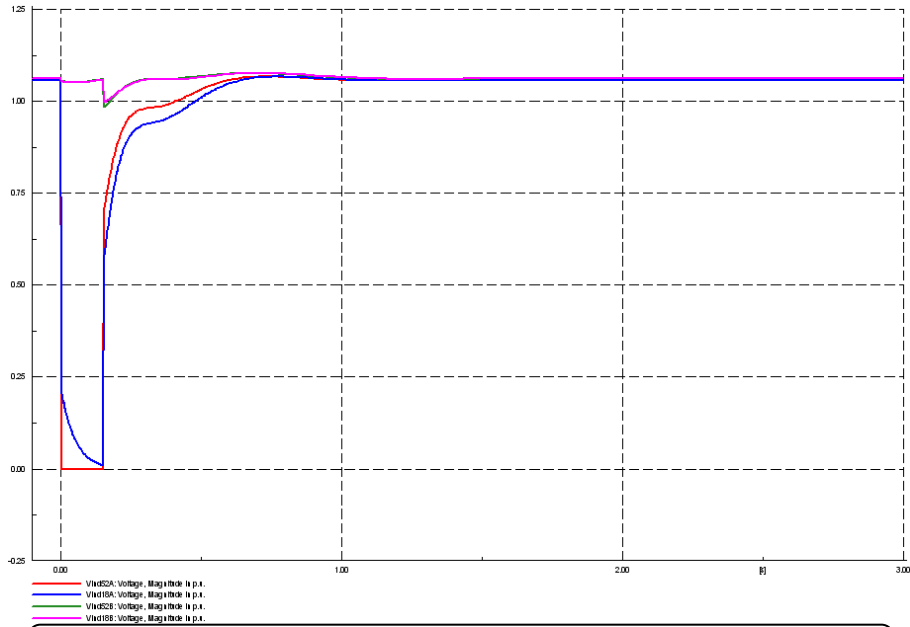
Den store vindparken består av vindmodulen som brukes for den lille vindparken, i tillegg til en tilnærmet identisk vindturbinmodul med navn Vindpark B. Denne er tilkoblet samleskinne OF52kV med en 35 kilometer lang AC-kabel, som vist i Figur 5.2. Vindpark A er fortsatt tilkoblet OF52kV med en 20 kilometer lang forbindelse. De tre hendelsene som blir undersøkt her er identiske med de som ble undersøkt i delkapittel 6.2, jamfør Tabell 6.1.

6.3.1 – Trefase kortslutning ved Vindpark A

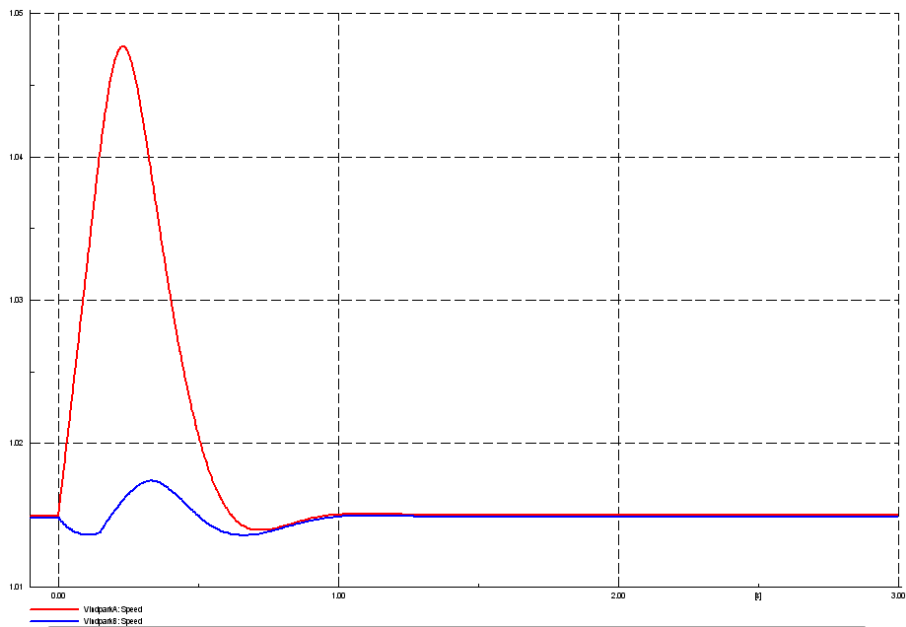
Den første hendelsen er en kortslutning på samleskinne Vind52A ved $t=0$. Vindparkmodul A kobles bort fra resten av systemet umiddelbart. Etter 150 millisekunder er kortslutningen borte, og en vellykket gjeninnkobling foretas.

Figur 6.40 viser spenninger på begge sider av transformatoren for begge vindparkene. Vindpark A er vist i rødt og blått og har naturlig nok markant større transienter enn hva tilfellet er for Vindpark B (grønt og rosa). Det samme kan sies om vindparkmodulenes turtall (Figur 6.41), samt deres produksjon (Figur 6.42). Hele veien har Vindpark A transienter som er identiske med de som ble undersøkt i delkapittel 6.2.1, mens Vindpark B har betydelig

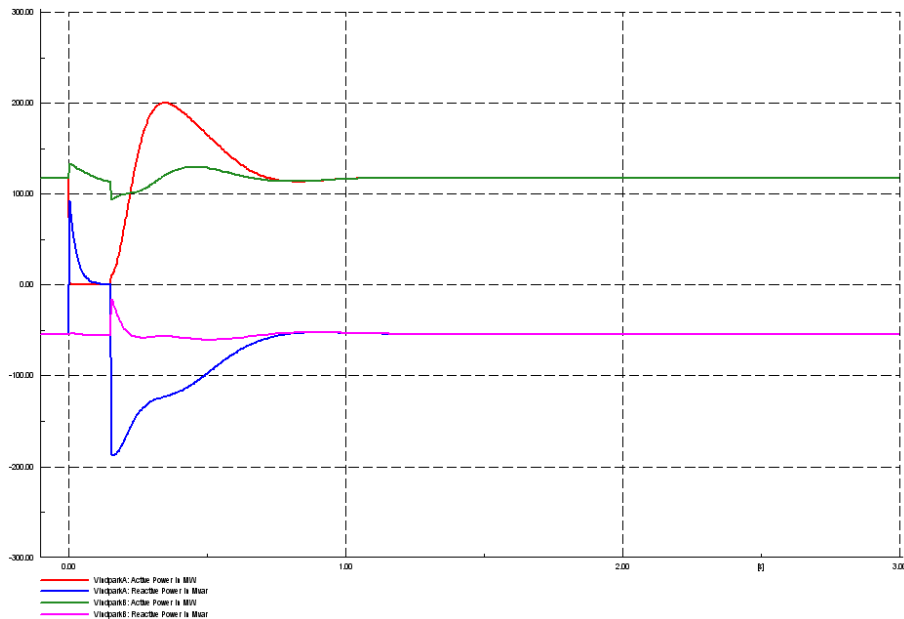
mindre endringer. Den største transienten en kan observere når det gjelder Vindpark B er umiddelbart etter gjeninnkobling av Vindpark A. Da er det reaktive effektbehovet for Vindpark A så stort at Vindpark B reduserer sin produksjon i en liten tidsperiode, og bruker av den grunn mindre reaktiv effekt akkurat når tilgjengelig reaktiv effekt er på sitt mest kritiske.



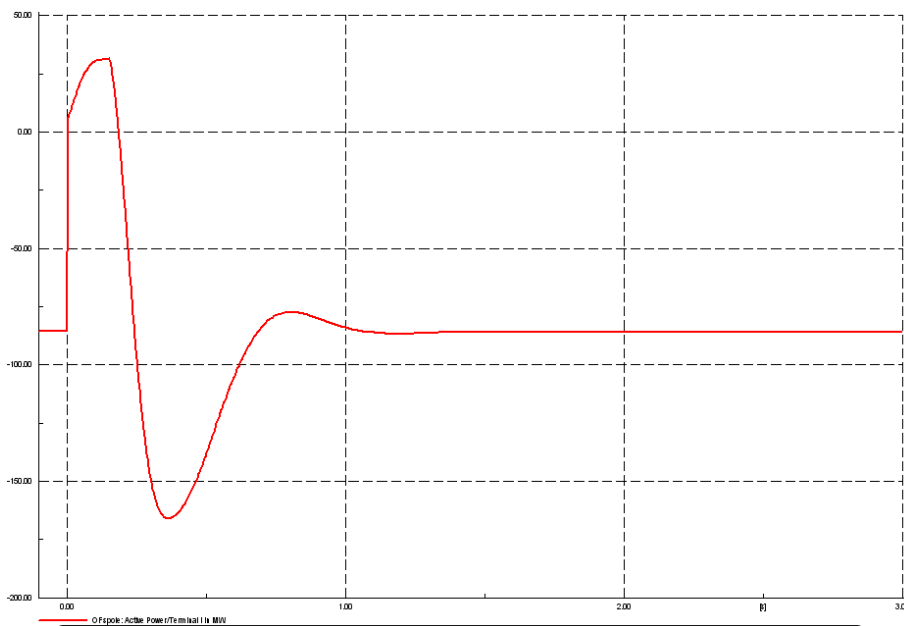
Figur 6.40 – Stor vind – Hendelse 1 – Spenning på vindnodene



Figur 6.41 – Stor vind – Hendelse 1 – Vindturbinhastigheter



Figur 6.42 – Stor vind – Hendelse 1 – Produksjon fra Vindpark A og B

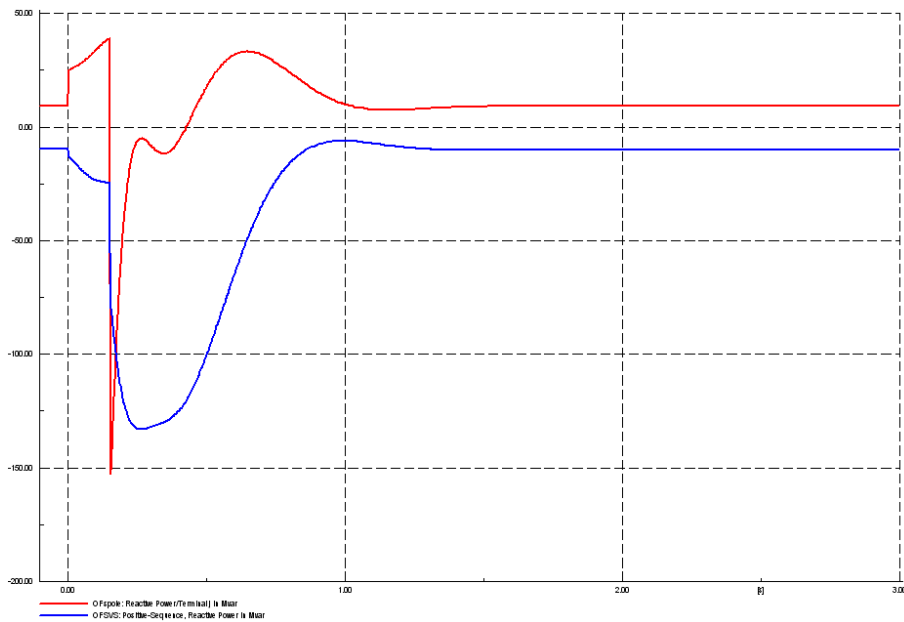


Figur 6.43 – Stor vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC

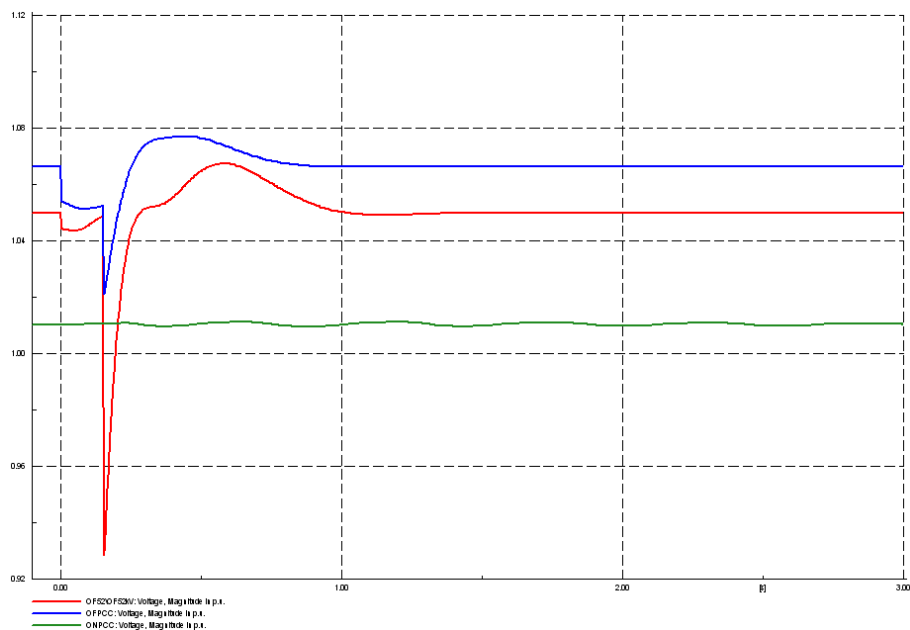
Videre undersøkes aktiv og reaktiv effektflyt ellers i systemet. Figur 6.43 viser overført aktiv effekt fra HVDC-linken. I stasjonær tilstand har man en overføring mot land, der om lag 85 MW overføres fra vindparkene inn mot Lista. Ved utfall av den ene vindparken vil en miste omtrent 120 MW produksjon, noe som fører til at man i noen millisekunder må snu retningen på effektflyten for å dekke lastbehovet på petroleumfeltene. Etter gjeninnkobling vil Vindpark A etter hvert produsere mer enn nominell verdi i en periode for å bli kvitt den potensielle energien som har bygget seg opp gjennom den tiden vindparkmodulen var utkoblet. Dette gjenspeiles i Figur 6.43 ved at HVDC-systemet eksporterer om lag 150 MW til

fastlandet en liten periode. Videre svinger eksporten inn på det stasjonære nivået en hadde før forstyrrelsen fant sted.

Når det gjelder reaktiv effektlyt fra HVDC-systemet og SVC-anlegget er dette skissert i Figur 6.44. Utseendemessig er grafene identiske med Figur 6.25 fra delkapittel 6.2.1, men med noe lavere maksimums- og minimumsverdier. Dette kommer av at den andre vindparkmodulen reduserer sin produksjon, og dermed også sitt forbruk av reaktiv effekt, akkurat i den tid Vindpark A krever mest. Også maskinlastene reduserer sitt forbruk i denne tiden rett etter gjeninnkobling, noe som kan observeres grafisk i Vedlegg D.3.1.



Figur 6.44 – Stor vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC



Figur 6.45 – Stor vind – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC

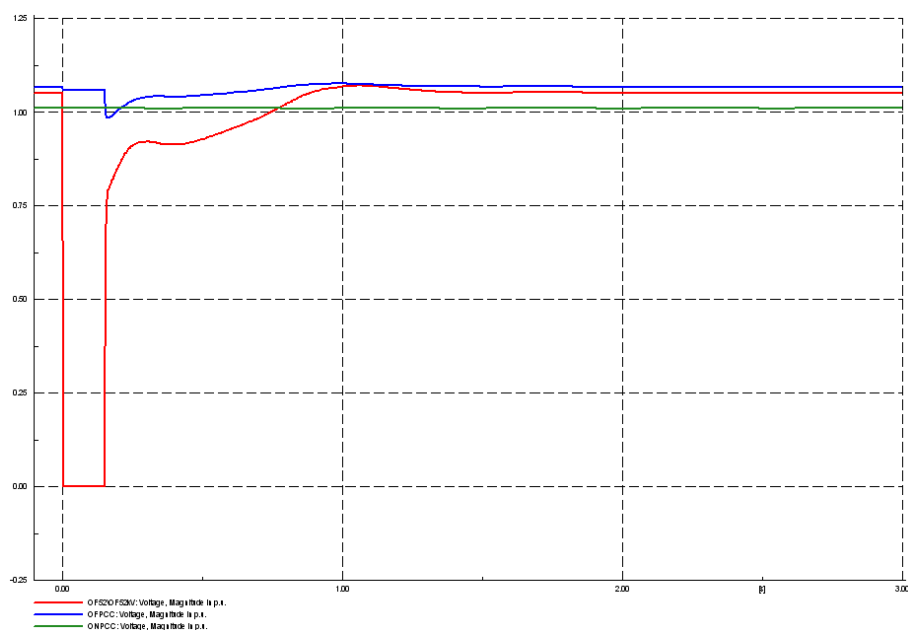
Som tilfellet var for scenarioet med liten vindpark forårsaker den reaktive effektflyten i systemet også her en spenningsdipp rett etter gjeninnkobling av Vindpark A. For samleskinnene OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn) vises spenningen i Figur 6.45. Spenningsene på petroleumfeltene opplever også en spenningsdipp, med samme forløp som OF52kV i Figur 6.45, men disse transientene er innenfor de forhåndsdefinerte grensene, så de gjengis ikke her, men i Vedlegg D.3.1. Det er verdt å merke seg at som for Figur 6.44, er det også her marginalt mindre maksimums- og minimumsverdier enn hva som var tilfellet for den lille vindparken. Dette grunner fortsatt i at Vindpark B er med på å motvirke disse transientene ved å redusere sitt reaktive effektbehov når behovet ellers i systemet er størst (dog kun i en liten skala).

Når det gjelder frekvensforløpene er man godt innenfor akseptable grenser. Grafene vises i Vedlegg D.3.1, sammen med spenning, aktiv og reaktiv effekt for petroleumfeltene.

6.3.2 – Trefase kortslutning på omformerplattform

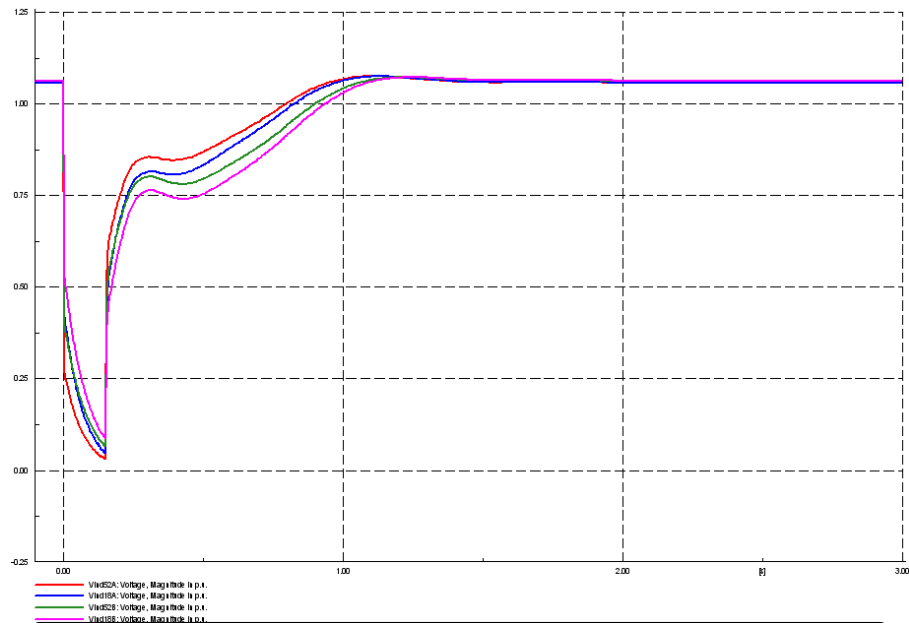
Neste hendelse er en trefase kortslutning på omformerplattformen, med samme hendelsesforløp som i delkapitlene 6.1.4 og 6.2.2. Kortslutningen skjer på samleskinne OF52kV ved $t=0$ samtidig med at denne samleskinnen kobles fra HVDC-linken. Etter 150 millisekunder kobles samleskinnen inn igjen, og systemet er tilbake igjen som det var før feil.

Spenningsforløpet for samleskinnene OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn) gjengis i Figur 6.46. Den største forskjellen fra ekvivalente spenningsforløp fra delkapittel 6.1.4 (Figur 6.14) og 6.2.2 (Figur 6.27) er at OF52kV bruker lengre tid før man er oppe igjen på det stasjonære nivået en hadde før feil.

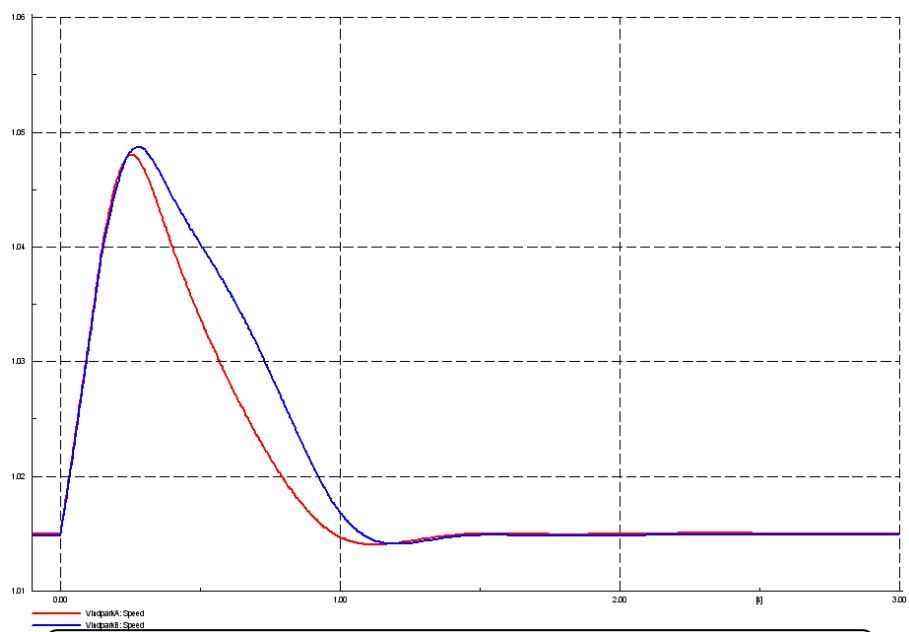


Figur 6.46 – Stor vind – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC

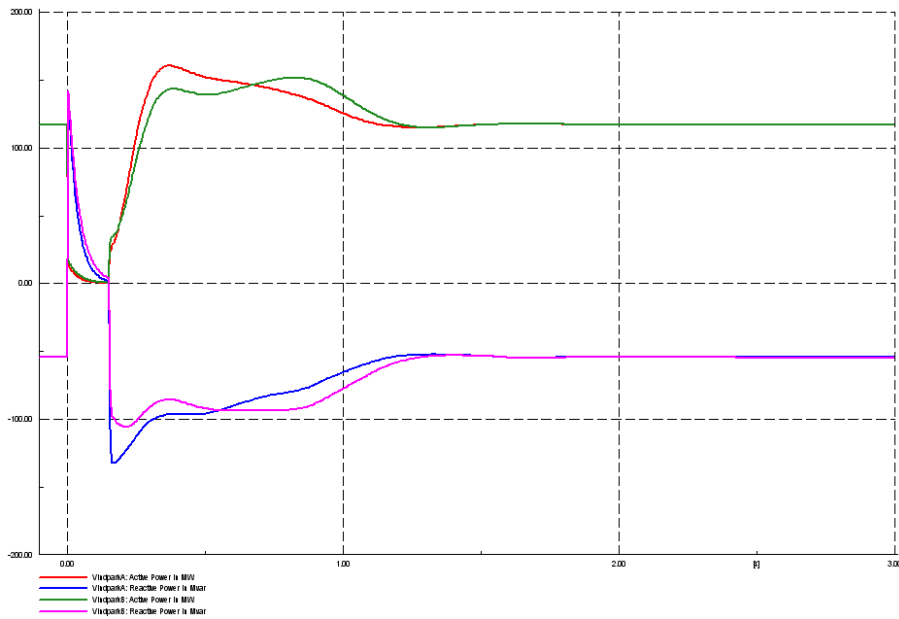
Når det gjelder spenninger i vindparkene i Figur 6.47, blir begge påvirket på samme måte av kortslutningen, noe som ikke var tilfellet ved forrige hendelse i delkapittel 6.3.1, da det var stor forskjell på hvor kraftig de to vindparkmodulene ble påvirket av feil. Grunnen er at denne gangen blir begge isolert fra resten av systemet den tiden kortslutningen og bortkoblingen finner sted, mens en i forrige delkapittel kun isolerte Vindpark A.



Figur 6.47 – Stor vind – Hendelse 2 – Spenning på vindnodene

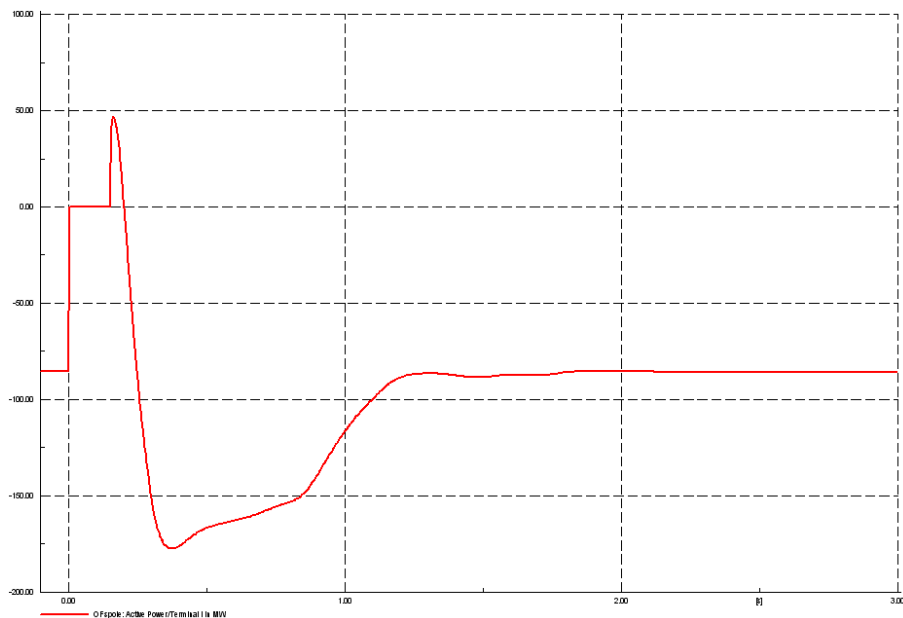


Figur 6.48 – Stor vind – Hendelse 2 – Vindturbinhastigheter



Figur 6.49 – Stor vind – Hendelse 2 – Produksjon fra Vindpark A og B

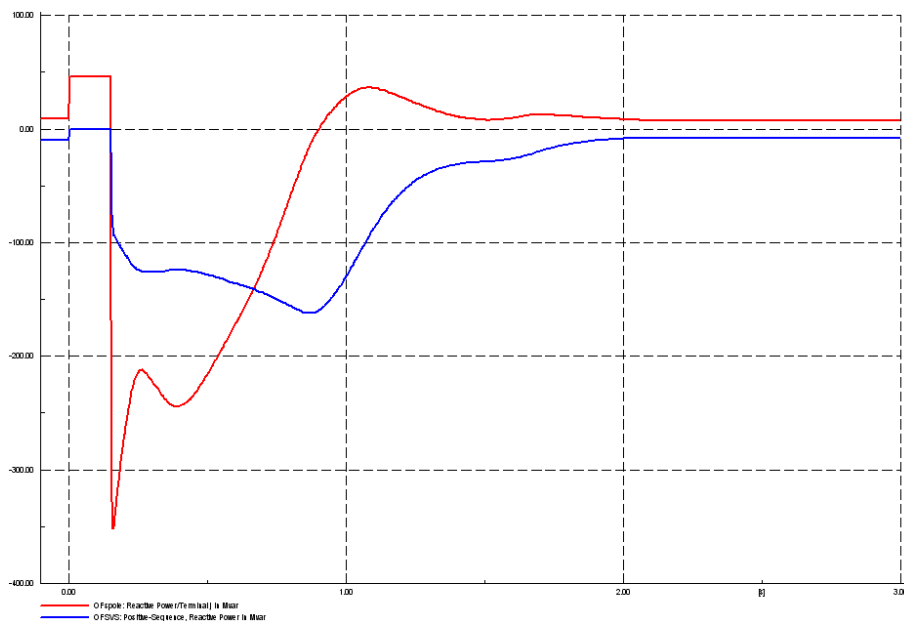
For vindturbinenes turtall (i Figur 6.48), aktive effektproduksjon og reaktive effektproduksjon (de to sistnevnte i Figur 6.49) er det kun små forskjeller som skiller de to turbinmodulene. Forskjellene skyldes en forskjell i avstand fra feil, noe som gjør at Vindpark B når sine maksimums- og minimumsverdier litt senere, og svinger seg inn til stasjonært nivå litt etter Vindpark A.



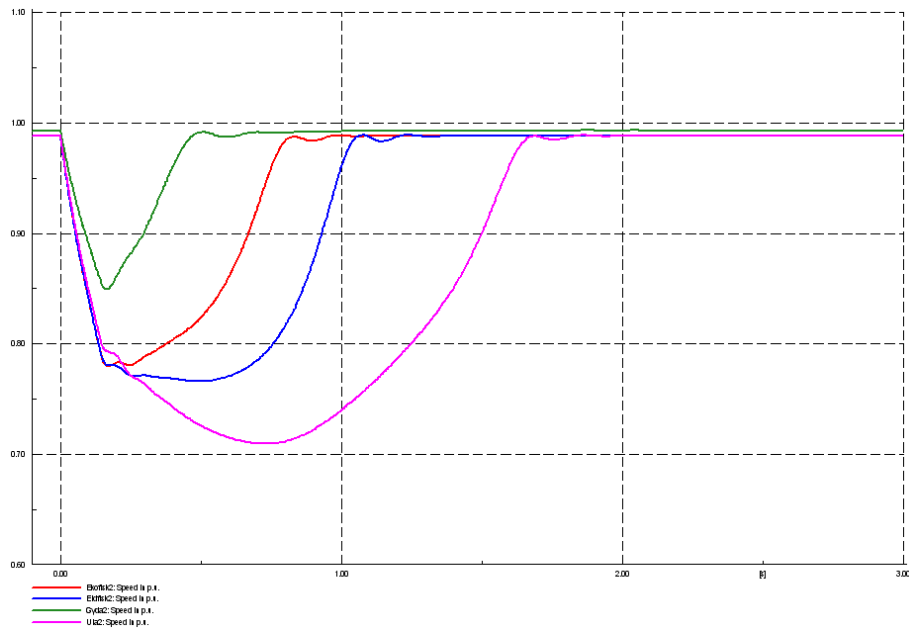
Figur 6.50 – Stor vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC

Den aktive effektflyten til og fra Lista blir som vist i Figur 6.50. I det AC-systemet kobles bort, går en fra eksport mot Lista over til null effektflyt. Umiddelbart etter gjeninnkobling ser man igjen at HVDC-systemet reagerer raskere enn vindparkene, så en vil oppleve import fra Lista i noen millisekunder. Deretter begynner vindparkene å produsere over nominell effekt for å få turtallet tilbake til stasjonær tilstand, og HVDC-linken vil i underkant av ett sekund overføre mer effekt enn hva som er vanlig. Etter om lag 2 sekunder er man tilbake på tilnærmet stasjonært nivå, noe som er litt lengre enn hva som var tilfellet for scenarioene i delkapitlene 6.1.4 og 6.2.2.

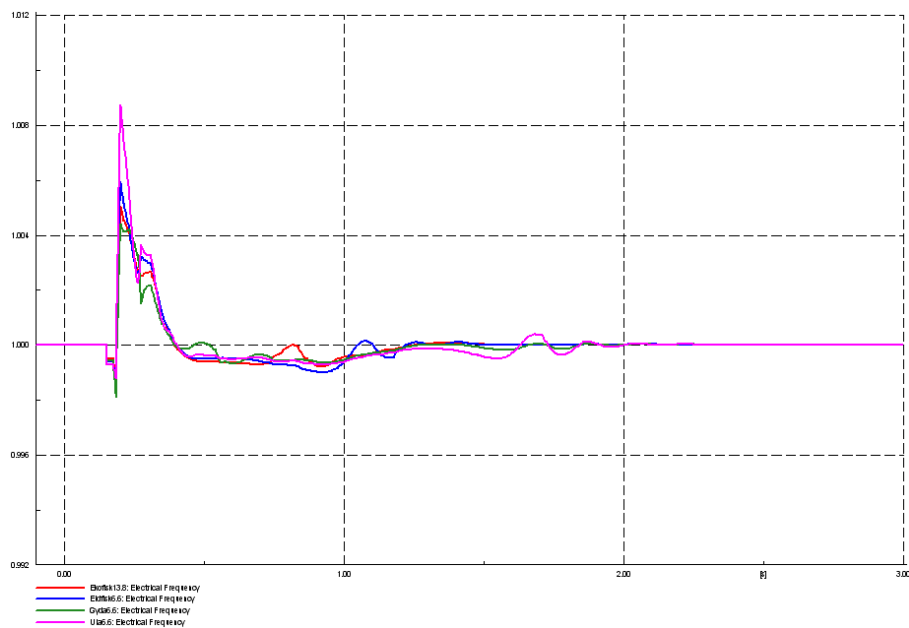
Videre undersøkes den reaktive effektflyten i systemet. Som det ble forklart i delkapittel 6.2.2 har både vindparkmodulene og plattformlastene behov for reaktiv effekt for å komme tilbake til sin stasjonære tilstand etter feil. Problemet i dette tilfellet er at man her har ytterligere en vindturbinmodul som har opparbeidet seg høyere turtall i løpet av bortkoblingen, noe som fører til et enda høyere behov for reaktiv effekt enn det man observerte i 6.2.2 umiddelbart etter gjeninnkobling. Dette fører også til at plattformlastene bruker lengre tid på å komme tilbake til stasjonær tilstand, slik som Figur 6.52 viser, noe som igjen fører til at de reaktive effektkildene i Figur 6.51 bruker opp mot 2 sekunder før de er tilbake på det nivået de hadde før feil.



Figur 6.51 – Stor vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC



Figur 6.52 – Stor vind – Hendelse 2 – Maskinlastenes turtall

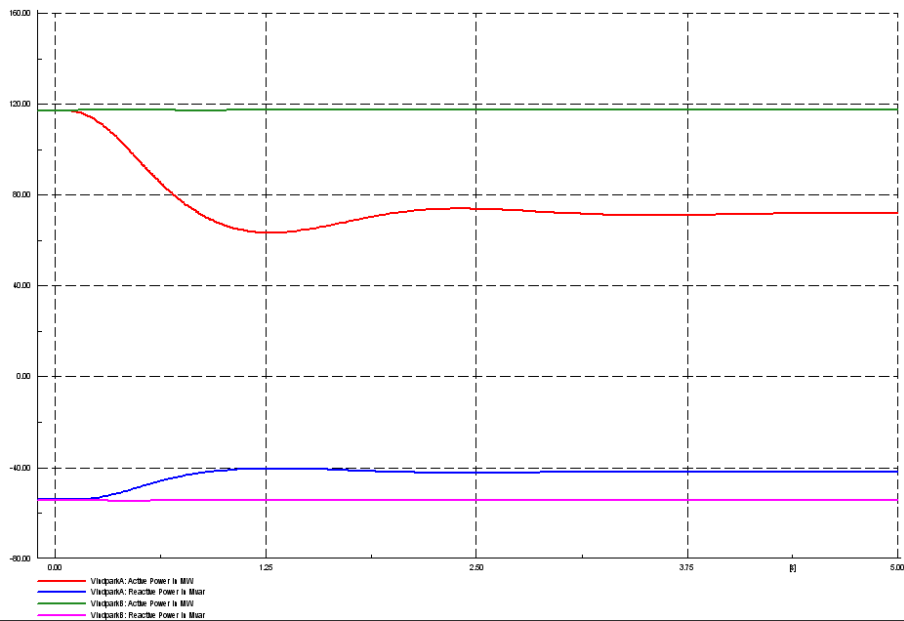


Figur 6.53 – Stor vind – Hendelse 2 – Frekvens på feltene

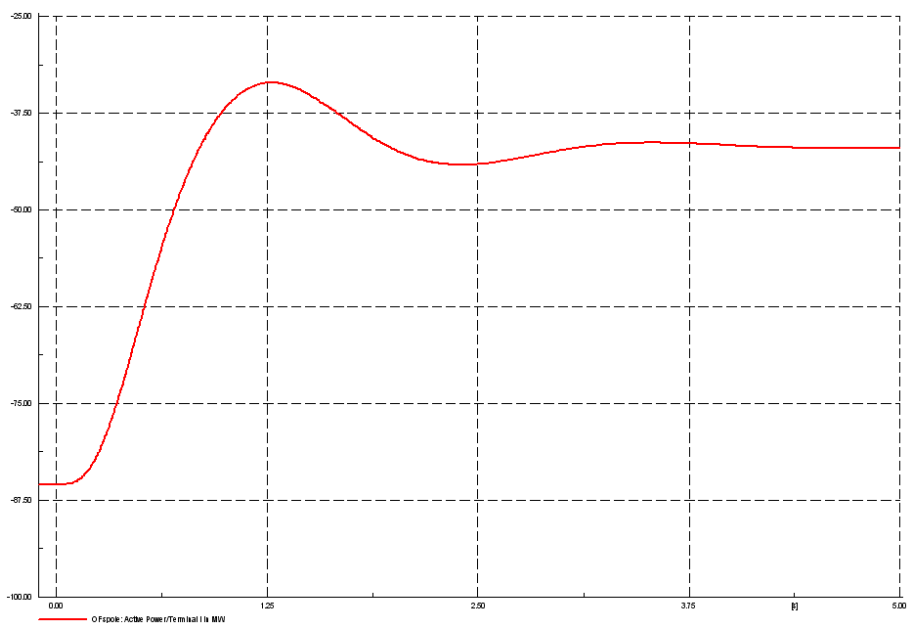
Frekvensforløpet på AC-nettet offshore er utseendemessig likt det en observerte i delkapittel 6.2.2, som vist i Figur 6.53. Oscillasjonene er godt innenfor de grensene som tidligere er satt, og tilbakevendings tiden er godt under 5 sekunder. Frekvensforløpet andre steder i nettet viser ingenting av interesse, og er gjengitt i Vedlegg D.3.2 for referanse.

6.3.3 – Endring av produksjon fra Vindpark A

Siste hendelse er for denne topologien identisk med siste hendelse for scenarioriet med liten vindpark. Det vil si at effektproduksjon fra Vindpark A faller fra om lag 117 MW til 71 MW grunnet en endring av P_{wind} . Figur 6.54 viser effektproduksjon fra begge vindparkmodulene. Som nevnt faller effekten fra Vindpark A de første sekundene, mens produksjonen fra modulen Vindpark B er tilnærmet uendret.

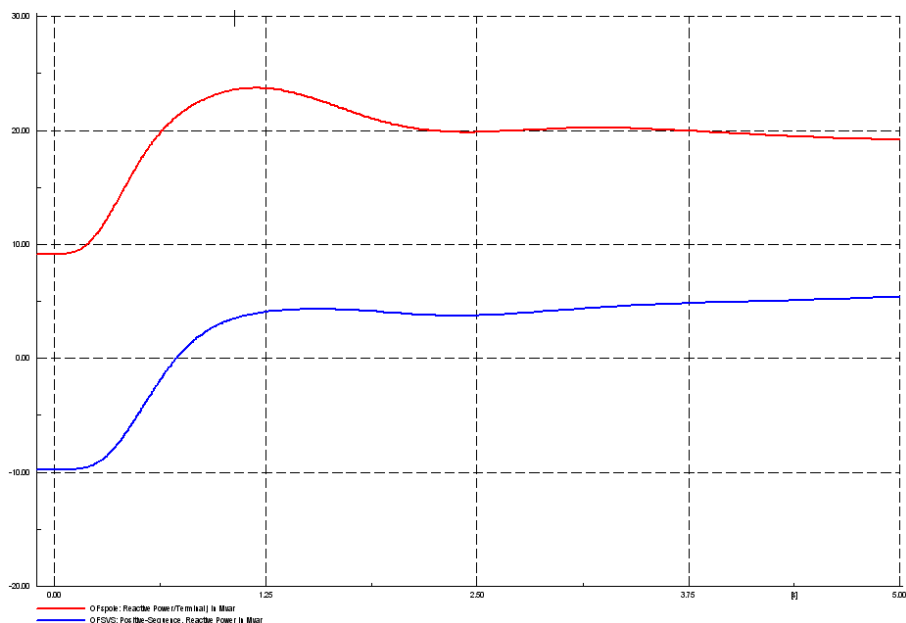


Figur 6.54 – Stor vind – Hendelse 3 – Produksjon fra Vindpark A og B



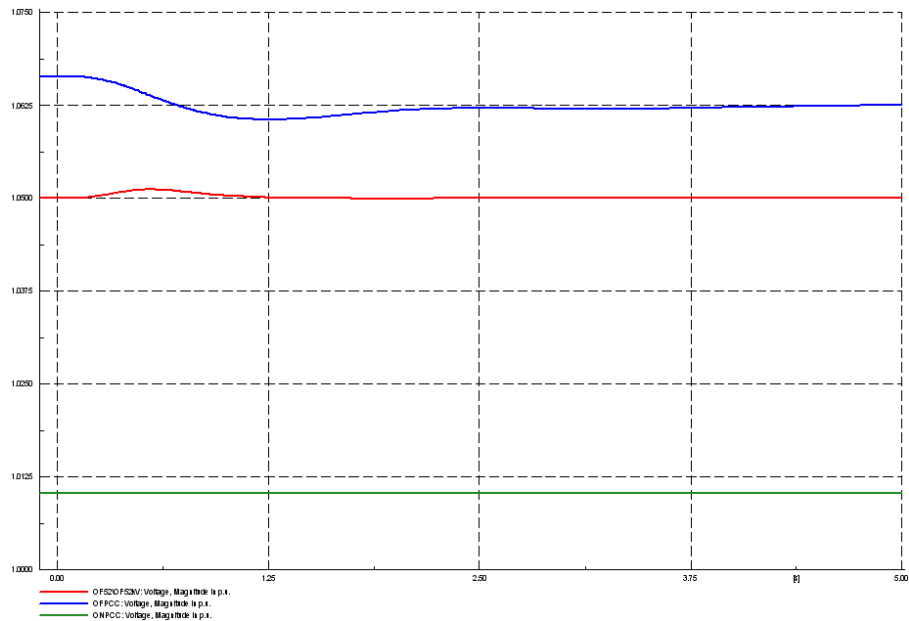
Figur 6.55 – Stor vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt fra HVDC

Figur 6.55 viser aktiv effektlyt fra offshore omformer mot Lista. Denne flyten reduseres fra en eksport på omtrent 85 MW til 42 MW. Med andre ord vil denne vindkraftreduksjonen kun gå utover eksporten mot land, mens effektlyten til plattformlastene ute i Sørilige Nordsjø forblir uendret, noe som vises grafisk i Vedlegg D.3.3.

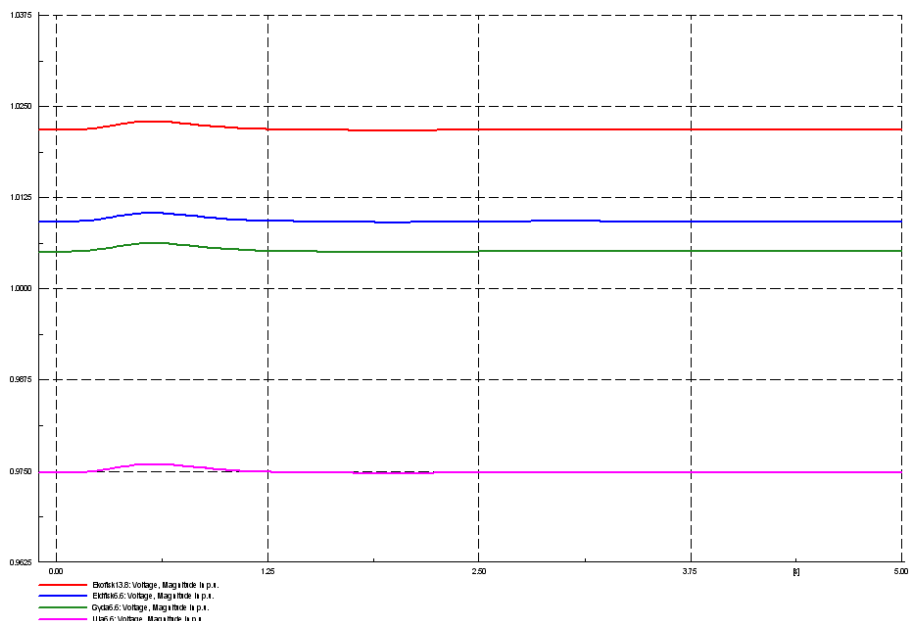


Figur 6.56 – Stor vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC

HVDC-omformerens absorpsjon av reaktiv effekt, samt SVC-anleggets produksjon av reaktiv effekt får samme forløp, med lang tid fra forstyrrelse til stasjonært forløp, som tilfellet var for samme hendelse for scenarioet med liten vind, som vist i Figur 6.56. Grunnen til at det tar lang tid før en oppnår reaktiv effektbalanse er at spenningen på AC-siden av offshore omformer bruker lang tid på å nå stasjonært nivå (blå graf i Figur 6.57). Dette grunner igjen i en lav forsterkning i kontrollen av AC-spenning for offshore omformer, men som tilfellet var tidligere, er det ikke snakk om transiente forløp med store svingninger, og alle spenninger er til en hver tid innenfor de forhåndsdefinerte grenser.



Figur 6.57 – Stor vind – Hendelse 3 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC



Figur 6.58 – Stor vind – Hendelse 3 – Spenninger på feltene

Spennning på petroleumfeltene i Figur 6.58 får kun små oscillasjoner, og blir med andre ord ikke påvirket i noen særlig grad av produksjonsendringen på Vindpark A. Det samme kan sies om frekvensen, samt aktiv og reaktiv effektflyt til petroleumfeltene. Disse er skissert i Vedlegg D.3.3.

7 – Diskusjon

Diskusjonskapittelet er lagt opp slik at hvert scenario diskuteres fortløpende, før de sammenliknes i delkapittel 7.4. Delkapitlene 7.1 til 7.3 starter med en kort beskrivelse av de forskjellige hendelsene, samt en tabelloversikt over de figurer som er tilknyttet simuleringen av den aktuelle hendelsen. I tillegg framtrekkes det mot slutten av hvert delkapittel de resultatene som er mest hensiktsmessige å se på med tanke på stabiliteten til systemet, samt hvilke resultater som strider med forskriftskravene.

7.1 – Basistopologi

Hendelse 1 er den første av fire som er undersøkt på basistopologien. Den første beskriver oppførsel under en trefase kortslutning på Eldfiskfeltet med vellykket gjeninnkobling etter 150 millisekunder. Bortsett fra selve kortslutningen på Eldfisk med påfølgende frekvensdipp på samme felt umiddelbart etter gjeninnkobling, er det ingen andre steder i systemet som opplever problematiske transienter grunnet denne feilen.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 1 |
|----------------|-----------------|-------------------------------------------------------------|
| 6.1 | 42 | Basis – Hendelse 1 – Systemspenninger |
| 6.2 | 43 | Basis – Hendelse 1 – Frekvens Eldfisk |
| 6.3 | 43 | Basis – Hendelse 1 – Effektflyt Eldfisk |
| 6.4 | 44 | Basis – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.5 | 44 | Basis – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| D.1 | 112 | Basis – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| D.2 | 112 | Basis – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| D.3 | 113 | Basis – Hendelse 1 – Turtall for maskinlast Eldfisk |
| D.4 | 113 | Basis – Hendelse 1 – Spenninger på Ekofisk, Gyda og Ula |
| D.5 | 114 | Basis – Hendelse 1 – Frekvens på Ekofisk, Gyda og Ula |
| D.6 | 114 | Basis – Hendelse 1 – Aktiv effekt på Ekofisk, Gyda og Ula |
| D.7 | 114 | Basis – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på Ekofisk, Gyda og Ula |

Tabell 7.1 – Simuleringsresultater for Basis – Hendelse 1

Hendelse 2 er en umiddelbar nedstengning av petroleumsutvinning på Ekofisk. Dette skjer ved $t=0$, og det antas at oppstart skjer en lang stund etter nedstengning, slik at disse to hendelsene ikke påvirker hverandre. Det er med andre ord kun sett på akutt nedstengning i denne oppgaven. En slik hendelse fører ikke til store problemer med tanke på stabilitet, da alle viktige spenninger, samt systemfrekvensen svinger seg inn raskt, uten store maksimums- eller minimumsverdier. Det eneste det er verdt å merke seg her er at spenning på Ekofisk legger seg i øvre sjikt av det variasjonsrommet som tillates i forskriftene.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 2 |
|----------------|-----------------|------------------------------------------------------------------|
| 6.6 | 46 | Basis – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.7 | 46 | Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra SVC og HVDC |
| 6.8 | 47 | Basis – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.9 | 48 | Basis – Hendelse 2 – Spenninger på petroleumfeltene |
| D.8 | 115 | Basis – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| D.9 | 116 | Basis – Hendelse 2 – Frekvens på feltene |
| D.10 | 116 | Basis – Hendelse 2 – Spenning på OF52kV, OFPCC og ONPCC (30 sek) |
| D.11 | 116 | Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC (30 sek) |
| D.12 | 117 | Basis – Hendelse 2 – Aktiv effekt på Eldfisk, Gyda og Ula |
| D.13 | 117 | Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på Eldfisk, Gyda og Ula |

Tabell 7.2 – Simuleringsresultater for Basis – Hendelse 2

Hendelse 3 beskriver et utfall av SVC-anlegget ved $t=0$. Dette viser seg å ha mye å si for systemets evne til å nå stabil tilstand etter forstyrrelse, da tiden fra forstyrrelse til ny stabil tilstand er mangedoblet i forhold til det en observerte i de to foregående hendelsene. I tillegg gir et utfall av SVC-anlegget et system der en har vanskeligere for å holde spenninger på akseptable nivå, noe som vises best på Ula, der stasjonært spenningsnivå etter feil ligger nær nedre grense for hva som aksepteres av stabilt spenningsnivå.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 3 |
|----------------|-----------------|-----------------------------------------------------------------------|
| 6.10 | 49 | Basis – Hendelse 3 – Spenning etter utfall av SVC (3 sek) |
| 6.11 | 49 | Basis – Hendelse 3 – Spenning etter utfall av SVC (30 sek) |
| 6.12 | 50 | Basis – Hendelse 3 – Spenning på feltene etter utfall av SVC (3 sek) |
| 6.13 | 50 | Basis – Hendelse 3 – Spenning på feltene etter utfall av SVC (30 sek) |
| D.14 | 118 | Basis – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| D.15 | 118 | Basis – Hendelse 3 – Frekvens på feltene |
| D.16 | 118 | Basis – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene |
| D.17 | 119 | Basis – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene |
| D.18 | 119 | Basis – Hendelse 3 – Reaktiv effektflyt for omformer offshore |

Tabell 7.3 – Simuleringsresultater for Basis – Hendelse 3

Hendelse 4 er en trefase kortslutning på omformerplattformen, med vellykket gjeninnkobling etter 150 millisekunder, og er hendelsen for basistopologien som gir størst utslag med tanke på forstyrrelser av spenning og frekvens på petroleumfeltene. Dette grunner i at lastene isoleres fra sin eneste kilde (HVDC-linken) i de 150 millisekundene OF52kV er bortkoblet fra HVDC-systemet, noe som fører til et umiddelbart spenningsfall etter $t=0$, og maskinlastenes turtall begynner å falle. Rett etter gjeninnkobling søker maskinlastene å gjenopprette sitt turtall, noe som fører til et økt behov for reaktivt effekt. Samtidig øker den aktive effekten som trekkes av lastene på feltene. Økt effektbehov umiddelbart etter gjenoppretting av systemet fører da til en frekvensdipp. Denne er veldig kortvarig, men er såpass stor at den er langt utenfor de grensene som er satt.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 4 |
|----------------|-----------------|-----------------------------------------------------------|
| 6.14 | 51 | Basis – Hendelse 4 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.15 | 52 | Basis – Hendelse 4 – Spenninger på feltene |
| 6.16 | 52 | Basis – Hendelse 4 – Aktiv effekt på feltene |
| 6.17 | 53 | Basis – Hendelse 4 – Reaktiv effekt på feltene |
| 6.18 | 54 | Basis – Hendelse 4 – Maskinlastenes turtall |
| 6.19 | 54 | Basis – Hendelse 4 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.20 | 55 | Basis – Hendelse 4 – Frekvens på feltene |
| D.19 | 120 | Basis – Hendelse 4 – Frekvens på OF52Kv |
| D.20 | 120 | Basis – Hendelse 4 – Frekvens på OFPCC og ONPCC |
| D.21 | 120 | Basis – Hendelse 4 – Aktiv effekt fra HVDC |

Tabell 7.4 – Simuleringsresultater for Basis – Hendelse 4

For basistopologien fungerer et bipolar VSC HVDC-system i stor grad tilfredsstillende. Det reagerer raskt med tanke på endringer i effektbehovet offshore, grunnet forstyrrelser og feil. I tillegg finner alle systemets variable størrelser en stabil verdi etter feil, og det i løpet av en akseptabel tidsperiode for de aller fleste hendelser.

Den hendelsen der HVDC-anlegget viser størst svakhet er ved utfall av SVC-anlegget. Dette fører til at den raske innsvingningen en ser i de andre simuleringene for dette scenarioet, er markant forlenget, samt at spenningsverdiene offshore flater ut på konsekvent lavere nivå enn det en hadde før feil. Den lange tidsperioden skyldes lav forsterkning i omformerkontrollen når det kommer til AC-spenningsnivå på offshoresiden av HVDC-linken. Lavere stasjonære spenningsverdier kommer av at omformeren alene ikke klarer å holde spenningen lengre ute i systemet oppe på akseptable nivåer. Tidligere i oppgaven ble det diskutert hvorvidt et SVC-anlegg skulle implementeres offshore eller ikke. Resultatene fra disse simuleringene viser at det absolutt har noe for seg å benytte seg av et slikt anlegg.

I tillegg til at SVC-anlegget forbedrer spenningsstabiliteten, er også det faktum at det er lite treghet i systemet offshore med tanke på roterende masse (kun maskinlastene), noe som gjør at en får raske innsvingninger. Dette blir det mer om i kapittel 7.4, da denne topologien skal sammenliknes med de to andre.

En annen måte å løse problemet med lave spenningsnivåer langt ute i systemet på, er ved å bruke trinning av transformatorer. Dette er ikke valgt i denne oppgaven, da fokuset her er på stabilitet over relativt korte tidsperioder. Implementering av transformatortrinng ville økt tidsperspektivet med tanke på simuleringer i denne oppgaven, da en slik regulering krever tid for å finne riktig nivå.

| | Spenning | Frekvens |
|-------------------------------------|-----------------|-----------------|
| Stasjonære verdier | ±6 % | ± 5 % |
| Transiente verdier | ± 20 % | ± 10 % |
| Maksimal tilbakevendingsstid | 1.5 sekunder | 5 sekunder |

Tabell 7.5 – Grenser for akseptable transiente og stasjonære verdier

Videre skiftes fokuset vekk fra HVDC-systemet og over til lastenes oppførsel under og etter de forskjellige forstyrrelsene. De grensene som er brukt for å skildre akseptable stasjonære og transiente verdier er gjengitt i tabell 7.5 på forrige side.

Kortslutningen på Eldfisk kan på mange måter sammenliknes med kortslutningen på omformerplattformen, når det kommer til transiente hendelser på petroleumsfeltene. Forskjellen er da at kortslutningen på Eldfisk gir uakseptable forhold kun på Eldfisk, mens kortslutningen på omformerplattformen gir liknende forhold på alle fire felt. Denne typen hendelser er de mest kritiske av det som blir undersøkt for lastene i dette scenarioet, da transiente grenser for både spenning og frekvens blir overskredet.

Hvordan slike uakseptable forhold forhindres og begrenses på petroleumsfelter i Nordsjøen i dag er usikkert, men utstyr som aktive filtre og UPS-systemer (Uninterruptible Power Supply) kan installeres for å hindre kortvarige utfall og forstyrrelser. For lengre utfall er det i gjeldende forskrifter krav til reservekraft av en viss størrelse, avhengig av kraftbehovet på petroleumsfeltet.

7.2 – Liten vindpark

Hendelse 1 er en trefase kortslutning i vindparken. I modellen er denne lagt inn på noden mellom høyspenningssiden av transformatoren og kabelen til omformerplattformen. Øyeblikkelig etter feilen kobles vindparken bort fra resten av systemet. Videre foretas en vellykket gjeninnkobling etter 150 millisekunder. Simuleringene viser at vindparken ikke vil klare å redusere sin produksjon de millisekundene vindparkmodulen er frakoblet resten av nettet. Denne energien har ingen steder å gjøre av seg, noe som fører til at maskinens turtall øker. Med en gang vindparken kobles inn igjen, gjør vindparkmodulen det den kan for å kvitte seg med overskuddsenergi, og komme tilbake til stasjonær operasjon. En slik oppførsel gjør at det kreves større mengder reaktiv effekt, noe som gjør dette til en knapp ressurs i noen millisekunder. Denne store endringen i behov for reaktiv effekt i AC-nettet offshore fører videre til en spenningsdipp i hele AC-nettet, men denne strider ikke mot gjeldende grenser for transiente spenningsforløp.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 1 |
|---------|----------|----------------------------------------------------------------|
| 6.21 | 56 | Liten vind – Hendelse 1 – Spenning på Vind52A og Vind18A |
| 6.22 | 57 | Liten vind – Hendelse 1 – Vindturbinhastighet |
| 6.23 | 57 | Liten vind – Hendelse 1 – Produksjon fra Vindpark A |
| 6.24 | 58 | Liten vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.25 | 59 | Liten vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.26 | 59 | Liten vind – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| D.22 | 121 | Liten vind – Hendelse 1 – Spenning på feltene |
| D.23 | 122 | Liten vind – Hendelse 1 – Frekvens på feltene |
| D.24 | 122 | Liten vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt på feltene |
| D.25 | 122 | Liten vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på feltene |
| D.26 | 123 | Liten vind – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |

Tabell 7.6 – Simuleringsresultater for Liten vind – Hendelse 1

Hendelse 2 er den samme som hendelse 4 for basistopologien, det vil si en kortslutning i nærheten av offshore omformer. Forløpet kan ses på som en blanding av de forløp som ble observert for hendelse 4 for basistopologien og hendelse 1 for liten vind. Det vil si at maskinlastenes turtall synker, mens vindkraftmodulens turtall øker. For at begge disse komponenttypene skal komme tilbake til normal operasjon kreves det mer reaktiv effekt enn normalt, noe som gjør at både SVC-anlegget og HVDC-omformerer må levere mer enn normalt i den transiente perioden. Det at både lastene og generatormodulen krever mer reaktiv effekt enn normalt i løpet av innsvingningsperioden, gjør at transientene har lengre varighet ved denne hendelsen enn ved de to andre, der det totale behovet var mindre.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 2 |
|----------------|-----------------|----------------------------------------------------------------|
| 6.27 | 60 | Liten vind – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.28 | 61 | Liten vind – Hendelse 2 – Spenning på Vind52A og Vind18A |
| 6.29 | 61 | Liten vind – Hendelse 2 – Vindturbinhastighet |
| 6.30 | 62 | Liten vind – Hendelse 2 – Produksjon fra Vindpark A |
| 6.31 | 62 | Liten vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.32 | 63 | Liten vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.33 | 63 | Liten vind – Hendelse 2 – Maskinlastenes turtall |
| 6.34 | 64 | Liten vind – Hendelse 2 – Frekvens på feltene |
| D.27 | 123 | Liten vind – Hendelse 2 – Spenning på feltene |
| D.28 | 124 | Liten vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt på feltene |
| D.29 | 124 | Liten vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på feltene |
| D.30 | 124 | Liten vind – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |

Tabell 7.7 – Simuleringsresultater for Liten vind – Hendelse 2

Hendelse 3 beskriver en reduksjon i vindkraftproduksjon, som er modellert ved at P_{wind} reduseres momentant fra 120 MW til om lag 70 MW. Dette induserer svingninger grunnet den roterende massen i vindparkmodulen, men disse er ikke store, og produksjonen er stasjonær igjen etter 2-3 sekunder. Tregheten i systemet gjør at innsvingningene er jevne nok til at de andre komponentene i systemet klarer å motvirke forskjellene, noe som står i kontrast med tidligere hendelser, der feilene ofte fører med seg momentane spenningsfall og frekvensdipper. Dette fører til at denne hendelsen ikke er like alvorlig som de andre, og resten av komponentene i systemet reagerer uten at det blir store transienter. HVDC-anlegget styrer effektflyten, og SVC-anlegget kontrollerer spenningen på OF52kV, slik at plattformlastene kun opplever minimale transienter.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 3 |
|----------------|-----------------|----------------------------------------------------------------|
| 6.35 | 65 | Liten vind – Hendelse 3 – Produksjon fra Vindpark A |
| 6.36 | 65 | Liten vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.37 | 66 | Liten vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.38 | 66 | Liten vind – Hendelse 3 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.39 | 67 | Liten vind – Hendelse 3 – Spenning på feltene |
| D.31 | 125 | Liten vind – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| D.32 | 125 | Liten vind – Hendelse 3 – Frekvens på feltene |
| D.33 | 126 | Liten vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene |
| D.34 | 126 | Liten vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene |

Tabell 7.8 – Simuleringsresultater for Liten vind – Hendelse 3

Som en ser, er det større endringer i reaktiv effektbehov som fører til de alvorligste transientene for dette scenarioet. Verst er det for systemet når hendelse 2 inntreffer. Da isoleres lastene og vindkraftmodulen vekk fra resten av systemet, noe som fører til endringer i turtall. Maskinlastene har mistet sin kontakt med begge kilder i systemet, og mister av den grunn også fart. Vindparkmodulen er også isolert, og får av den grunn ikke kvittet seg med produsert effekt, og sparer opp energi i form av potensiell energi i økt turtall. Begge disse komponenttypene søker tilbake til normalt turtall etter feil.

Denne søken etter stasjonær tilstand etter gjeninnkobling av HVDC-linken fører til at både lastene og vindparkmodulen forbruker en god del mer reaktiv effekt enn hva som er tilfellet i stasjonær tilstand. Ubalansen i reaktiv effekt fører til at SVC-anlegget øker sin produksjon, i tillegg til at HVDC-omformerer leverer for å dekke det resterende behovet for reaktiv effekt. Hvis en studerer Figur 6.32 nøye, ser man at SVC-anlegget ikke når sin maksimumsgrense for levert reaktiv effekt før det har gått et halvt sekund etter gjeninnkobling av OF52kV. Dette kommer av at SVC-anlegget er valgt til å kontrollere spenningen på OF52kV, og ikke effektlyt. Hadde sistnevnte kontrollsystem blitt tatt i bruk, hadde en nok kunnet levere maksimal reaktiv effekt umiddelbart, men en helhetsvurdering av alle hendelser og scenarioer gjør at det er mest hensiktsmessig å la SVC-anlegget kontrollere spenningen.

Videre undersøkes det hvordan systemets oppførsel ved transiente forhold har innvirkning på spenningskvaliteten på lastene. For hendelse 1 oppleves det en spenningsdipp på samtlige petroleumsfelter umiddelbart etter feil. Disse er på om lag 10 % av nominell effekt for alle feltene, og bryter derfor ikke de tillatte grensene. Kravene for maksimal tilbakevendningstid er heller aldri brutt. For hendelse 2 har man det samme problemet som det en hadde for Eldfisk på første hendelse i basistopologien, og for alle plattformlastene på hendelse 4 i samme scenario, nemlig at spenningen er tilnærmet lik null den tiden samleskinne OF52kV er utkoblet. Hendelse 3 gir ingen problemer med tanke på plattformenes behov for stabil spenning.

Frekvensmessig har man ikke noen problemer med de grensene som er satt. Samtlige hendelser danner frekvensforstyrrelser både på petroleumsfeltene og ellers i systemet, men frekvensen holder seg hele tiden innenfor båndet $\pm 0.5\%$ i hele systemet, og svinger alltid tilbake til 1 pu.

7.3 – Stor vindpark

Hendelse 1 for den store vindparken er identisk med hendelse 1 for den lille vindparken. Det vil si at Vindpark A opplever en trefase kortslutning på høyspenningssiden av transformatoren ved $t=0$, noe som medfører at denne vindparken kobles bort. Videre kobles vindparken inn igjen uten problemer etter 150 millisekunder. For Vindpark A ser en de samme transientene som var tilfellet for den lille vindparktopologien. For resten av systemet ser en også de samme transiente forløpene, men med noe mindre maksimums- og minimumsverdier, da Vindpark B reduserer sitt behov for reaktiv effekt noe, akkurat når behovet er på sitt største umiddelbart etter gjeninnkobling.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 1 |
|----------------|-----------------|---------------------------------------------------------------|
| 6.40 | 68 | Stor vind – Hendelse 1 – Spenning på vindnodene |
| 6.41 | 68 | Stor vind – Hendelse 1 – Vindturbinhastigheter |
| 6.42 | 69 | Stor vind – Hendelse 1 – Produksjon fra Vindpark A og B |
| 6.43 | 69 | Stor vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.44 | 70 | Stor vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.45 | 70 | Stor vind – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| D.35 | 127 | Stor vind – Hendelse 1 – Spenning på feltene |
| D.36 | 127 | Stor vind – Hendelse 1 – Frekvens på feltene |
| D.37 | 127 | Stor vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt på feltene |
| D.38 | 128 | Stor vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på feltene |
| D.39 | 128 | Stor vind – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |

Tabell 7.9 – Simuleringsresultater for Stor vind – Hendelse 1

Hendelse 2 for den store vindparken er lik hendelse 4 for basistopologien og hendelse 2 for liten vind. Det vil si en kortslutning på omformerplattformen ved $t=0$, og gjeninnkobling 150 millisekunder senere. Det er denne hendelsen som er mest kritisk, ettersom det er her i dette scenarioet en har størst roterende masse, da begge vindparkmodulene samt alle fire maskinlastene får endret turtall i løpet av feilperioden. Dette fører til en markant økning av reaktivt effektbehov etter feil. Denne tilstanden varer såpass lenge at maskinlasten på Ula ikke er tilbake igjen på normalt turtall før det har gått om lag to sekunder. Spenningen på Ula vender tilbake til spenninger innenfor de tillatte stasjonære grensene etter om lag 1.5 sekunder, noe som er helt i grenseland av hva som tillates for tilbakevendings tid for spenning.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 2 |
|----------------|-----------------|---------------------------------------------------------------|
| 6.46 | 71 | Stor vind – Hendelse 2 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.47 | 72 | Stor vind – Hendelse 2 – Spenning på vindnodene |
| 6.48 | 73 | Stor vind – Hendelse 2 – Vindturbinhastigheter |
| 6.49 | 73 | Stor vind – Hendelse 2 – Produksjon fra Vindpark A og B |
| 6.50 | 73 | Stor vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.51 | 74 | Stor vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.52 | 75 | Stor vind – Hendelse 2 – Maskinlastenes turtall |
| 6.53 | 75 | Stor vind – Hendelse 2 – Frekvens på feltene |
| D.40 | 129 | Stor vind – Hendelse 2 – Spenning på feltene |
| D.41 | 129 | Stor vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt på feltene |
| D.42 | 129 | Stor vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på feltene |
| D.43 | 130 | Stor vind – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |

Tabell 7.10 – Simuleringsresultater for Stor vind – Hendelse 2

Hendelse 3 er siste hendelse som undersøkes i denne oppgaven, og beskriver forløp etter en produksjonsreduksjon for vindparkmodul A, av samme type som var tilfelle i scenarioet med liten vindpark. Også her er det små transienter ettersom den relativt jevne reduksjonen i levert effekt fra vindparken fører til at HVDC-linken og SVC-anlegget rekker å korrigere før spenningsnivåer, effektflyt og frekvens til lastene får alt for store oversving.

| Figurnr | Sidetall | Hendelse 3 |
|----------------|-----------------|---------------------------------------------------------------|
| 6.54 | 76 | Stor vind – Hendelse 3 – Produksjon fra Vindpark A og B |
| 6.55 | 76 | Stor vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt fra HVDC |
| 6.56 | 77 | Stor vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC |
| 6.57 | 78 | Stor vind – Hendelse 3 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| 6.58 | 78 | Stor vind – Hendelse 3 – Spenninger på feltene |
| D.44 | 130 | Stor vind – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC |
| D.45 | 131 | Stor vind – Hendelse 3 – Frekvens på feltene |
| D.46 | 131 | Stor vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene |
| D.47 | 131 | Stor vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene |

Tabell 7.11 – Simuleringsresultater for Stor vind – Hendelse 3

Resultatene for den store vindparken er på mange måter like de som ble undersøkt for den lille vindparken. Igjen er det reaktivt effektbehov fra maskiner som prøver å finne tilbake til stasjonært turtall, som er den viktigste årsaken til transienter i systemet. Dette kan studeres i en viss grad i løpet av hendelse 1, der Vindpark A kobles bort i noen millisekunder og krever mer reaktiv effekt enn vanlig i den tiden det tar å komme tilbake til stasjonær drift etter tilbakekoblingen til resten av systemet. I større grad kan dette observeres for hendelse 2, der begge vindparkmodulene øker sitt turtall, samtidig som samtlige maskinlaster mister kontakten med resten av nettet, og dermed sakker av. Både maskinlastene og vindparkmodulene krever ekstra reaktiv effekt for å komme tilbake til sitt opprinnelige nivå hva gjelder turtall, så det er umiddelbart etter gjeninnkobling for hendelse 2 en har de verste forholdene med tanke på reaktiv effektflyt.

Når det gjelder systemspenninger er det nok en gang hendelse 2 som er mest kritisk. De 150 millisekundene samleskinne OF52kV er bortkoblet fra HVDC-linken opplever petroleumfeltene en spenningsdipp som er langt utenfor de grensene som tillates av spenningsfall. I tillegg er tilbakevendingsstiden fra transient til stasjonær spenning, i grenseland av hva som tillates for enkelte av feltene, og da i særdeleshet for U1a. Hendelse 1 gir spenningsdipper på samleskinne OF52kV og samtlige petroleumsfelter umiddelbart etter gjeninnkobling etter feil, men disse er innenfor forhåndsdefinerte grenser, og svinger kjapt inn til stasjonært nivå.

Hendelse 3 er det skrevet lite om her, av den grunn at det skjer lite som er av kritisk betydning verken for stabilitet eller stasjonær tilstand for systemet. Det samme kan sies om frekvensforløpet for samtlige punkter i nettet for alle hendelser for den store vindparken, både med tanke på ekstremalverdier, men også tilbakevendingsstid.

7.4 – Oppsummering og sammenlikning

Samlet sett kan en si at det på lang sikt nås en stabil tilstand for samtlige parametre for samtlige hendelser. HVDC-systemet tåler de raske endringene i effektflyt, både når det gjelder størrelser og retning, og SVC-anlegget gjør en god jobb med å holde spenningen offshore stabil. Videre i dette delkapittelet blir det først diskusjon rundt kravene om maksimal tilbakevendingsstid, deretter ekstremalverdier for frekvens og spenning.

Noen av de studerte hendelser medvirker til at grensen for maksimal tilbakevendings­tid blir nådd, noe som spesielt gjelder for Ula. Hvis en sammenlikner spenningsforløpet for Ula etter kortslutningsfeil på omformerplattformen i de tre forskjellige scenarioene (Figurene 6.15, D.27 og D.40), ser man at jo større AC-nettet offshore er, jo lengre tid tar det før plattformlastene opplever en stabil spenning etter feil. Forskriftskravet for maksimal tilbakevendings­tid for spenning på offshore installasjoner er på 1.5 sekunder, og dette overskrides for Ula i hendelse 2 for scenarioet med den store vindparken.

Denne nevnte hendelsen med kortslutning nær offshore omformer egner seg bra for sammenlikning av forløp for de forskjellige scenarioene, da denne hendelsen ble utført på samtlige topologier. Konklusjonen her er at antallet maskinlaster og vindturbinmoduler offshore er avgjørende for størrelsen og lengden på de transiente forløpene. Et høyere antall motorer og generatorer fører til et større reaktivt effektbehov etter gjeninnkobling, da alle disse trekker mer reaktiv effekt enn normalt for å vende tilbake til sine stasjonære nivåer. Det er ikke nok reaktiv effekt i systemet til at alle kan rettes opp umiddelbart, så tilbakevendings­tiden øker med antallet maskiner i systemet.

I tillegg kan hendelsen med utfall av SVC-anlegget for basistopologien nevnes. Selv om det er snakk om 30 sekunder før spenningene når stasjonære nivåer i denne hendelsen, er alle unntatt spenningsnivået for Ula innenfor det båndet som tillates for stasjonære spenninger i løpet av hele den transiente perioden. Som Figur 6.13 viser, tar det 10 sekunder før spenningsnivået på Ula er innenfor båndet på $\pm 6\%$ av nominell spenning, noe som bryter med forskriftene som krever at tilbakevendings­tiden ikke skal overskride 1.5 sekunder.

Bortsett fra disse to hendelsene er det ingen andre brudd på kravet om maksimal tilbakevendings­tid for spenningsnivåer. Det er også et krav om at frekvensen skal nå et stasjonært nivå før det har gått 5 sekunder, men dette kravet er aldri i nærheten av å bli brutt i simuleringene som er gjort i denne oppgaven.

Videre undersøkes det hvilke forskriftsbrudd som er observert i løpet av de ti hendessimuleringene når det kommer til transiente ekstremalverdier for spenning. Fellesnevneren for de hendelsene der slike brudd er observert, er at en eller flere laster er isolert fra sine kilder grunnet en kortslutning et sted på forsyningsveien. Kortslutningen på Eldfisk for basistopologien, samt kortslutningene nær omformerene for samtlige topologier gir spenningsdipper til nivåer nært 0 pu for spenning på plattformene den tiden feilstedet er bortkoblet. Tabell 7.5 viser at de transiente verdiene ikke tillates å overskride $\pm 20\%$ av nominell spenning, noe som betyr at dette kravet overskrides ved de nevnte hendelsene.

Maksimums- og minimumsverdier for frekvens holder seg stort sett innenfor gitte rammer for alle hendelser, med unntak av kortslutningshendelsen på omformerplattformen for basistopologien. Her observeres det en frekvensdipp ned til cirka 0.35 pu for samleskinne OF52kV, mens frekvensen på petroleumsinstallasjonene faller ned mot 0.8 pu i en kort periode. Disse dippene rettes opp igjen så å si umiddelbart, men kan allikevel hindre videre drift ved å indusere feil eller utfall på systemets komponenter.

En sammenlikning av forløpene etter de samme hendelsene for de to topologiene med vindkraft, viser at det er forskjell på hvilken topologi som gir de største transientene for hver hendelse. For den første hendelsen med en kortslutning i nærheten av Vindpark A ser man de største transientene for topologien med liten vind. Dette grunnes i at Vindpark B er med

på å motvirke transientene for den store vindparken. Det vil si at i det tidspunktet reaktivt effektbehov er som størst for Vindpark A (umiddelbart etter gjeninnkobling), reduserer Vindpark B sin produksjon, og dermed også sitt behov for reaktiv effekt.

For hendelsen med kortslutning på omformerplattformen ser man den verste situasjonen for topologien med stor vindpark. Dette er fordi denne hendelsen påvirker begge vindparker, noe som gjør at Vindpark B er med på å forsterke problemet, i stedet for å motvirke det, som var tilfellet for hendelse 1. Hendelse 3 med reduksjon av vindkraftproduksjon gir så små transienter at det ikke er hensiktsmessig å sammenlikne de to topologiene.

En overordnet konklusjon man kan trekke ut fra dette er at HVDC-linken fungerer tilfredsstillende i samarbeid med SVC-anlegget, og at stabiliteten etter slike transiente hendelser på lang sikt er akseptabel. Noen av disse hendelsene som er undersøkt induserer riktignok uakseptable spenningsforløp på petroleumsinstallasjonene (og i ett tilfelle uakseptable frekvensforløp), men slike forløp kan forhindres ved hjelp av bruk av UPS-systemer for avbruddsfri kraftforsyning, samt andre typer filtre og vern som kan benyttes på hver enkelt plattform. Denne oppgaven favner ikke om hvordan disse transientene skal håndteres på petroleumsfeltene. Derfor blir det ikke gått nærmere inn på dette temaet her, men et slikt tema kan være aktuelt for videre arbeid.

Til slutt er det verdt å nevne systemets pålitelighet og tilgjengelighet på kraft som en bekymring. ABB reklamerer med en pålitelighet på over 98 % for sine leverte VSC HVDC-systemer^[31], noe som er veldig bra. Men problemet ligger i at det er snakk om store avstander, og mange komponenter mellom kilde og last som det kan gå feil på. I tillegg er komponentene, og da særlig kablene, lagt til områder som er vanskelig å nå, noe som fører til relativt lang utetid ved noen typer feil. Nedetiden på tre måneder som NorNed hadde i vinter er et eksempel på hvor lang tid en subsea HVDC-kabel kan være ute, ettersom en slik reparasjon krevde spesialisert arbeidskraft og utstyr, i tillegg til godt vær. Slike forhold antas å være uakseptable med tanke på levering av kraft fra land til petroleumsinstallasjoner, som er 100 % avhengig av en stabil leveranse, og som setter pålitelighet ekstremt høyt.

8 – Konklusjon

Oppgaven har i stor grad gått ut på å modellere en deelektrifiseringsløsning for feltene Ekofisk, Eldfisk, Gyda og Ula i Sørilige Nordsjø. Dette er modellert med bruk av VSC HVDC, hvor kontrollstrukturene for omformerne er bygget fra bunnen av i modelleringsprogrammet DigSILENT PowerFactory. I tillegg er det videre implementert et par vindparkmoduler, med tilhørende kontrollsystemer. Resultatet er en modell som er egnet for å undersøke HVDC-systemets oppførsel, både ved stasjonær drift og etter transiente hendelser, samt tilstanden på petroleumsinstallasjonene når det kommer til spenningskvalitet og stabil effektlyt. Modellen er dog litt for forenklet for å kunne se på fenomener innad i vindparkene, og det er heller ikke mulig å koble AC-nettet offshore fra HVDC-linken, da det er HVDC-omformerene offshore som styrer AC-spenningen ute i Sørilige Nordsjø.

Kontrollsystemet for HVDC-linken, som er utarbeidet i denne oppgaven, fungerer tilfredsstillende. Onshore omformer kontrollerer DC-spenningen og opprettholder effektflyten gjennom DC-systemet. Offshore omformer kontrollerer AC-spenning og frekvens offshore, og er av den grunn den viktigste komponenten for å holde systemet i en stabil tilstand.

Når det gjelder stabilitet på lang sikt viser simuleringene som ble gjort på de tre forskjellige scenarioene at systemet klarer å håndtere endringer og feil, da man etter samtlige undersøkte hendelser alltid ender opp i stabil tilstand etter en tid. Dette er mye grunnet samspillet mellom HVDC-linken og SVC-anlegget. Sistnevnte holder spenninga på et høyt nok nivå på de ytre delene av AC-nettet offshore, samtidig som det motvirker spenningsendringer ved å endre anleggets reaktive effektforsyning. HVDC-linken er med på å kontrollere spenning og frekvens, samtidig som den er dimensjonert stor nok til å tåle de transienter som oppstår når det kommer til effektlyt under og etter feil.

Til tross for at oppsettet fungerer bra med tanke på å nå stabile tilstander etter transiente hendelser, er det allikevel noen problemer som følger med de transiente forløpene. I noen av de undersøkte hendelsene overskrides gjeldende grenser for ekstremalverdier når det kommer til transiente forløp for spenning og frekvens for installasjoner offshore. Dette gjelder hovedsakelig i de situasjoner der plattformlastene isoleres fra sine kilder, noe som fører til spenningsnivåer på tilnærmet lik 0 pu. I tillegg er det undersøkt hendelser der spenningsnivået på noen petroleumsinstallasjoner ikke når stabil tilstand i løpet av 1.5 sekunder, som er kravet for maksimal tilbakevendingsid.

Alt i alt kan det konkluderes med at systemet er modellert grundig nok til at resultatene en ser er realistiske og mulige å bruke videre i en analyse. Omformerkontrollene reagerer på en troverdig måte under og etter feil, og SVC-anlegget kompensere når det skal. Selve analysene viser at en av og til har transiente problemer, men at systemet på lang sikt er stabilt. Måter å forhindre kritiske feil og skader som kommer av disse transiente forholdene er kort nevnt i rapporten, men har ikke vært en del av oppgaven i denne omgang.

Ett tankekors for et slikt system er den påliteligheten en HVDC-topologi kan levere. ABB nevner 98 % pålitelighet for kommersielle anlegg med deres system, hvilket er veldig bra for denne typen topologi. Problemet ligger i lengden på utetiden, da kabler og andre

komponenter gjerne ligger utilgjengelig til, noe som ofte fører til lange avbrudd. Dette er lite gunstig for petroleumsinstallasjoner, som taper store summer på langvarige produksjonsnedstengninger.

Videre arbeid

Den mest åpenbare veien å gå videre med analyser på et slikt nett som her er undersøkt, er ved å utvide. Denne utvidelsen kan innebære storskala vindproduksjon, multiterminale HVDC-systemer, eller en videreføring med utenlandskabel til Fastlandseuropa eller Storbritannia. En kobling til Valhallkabelen kan også være aktuell å se på med tanke på pålitelighetsproblemene ved utfall. Da kan det være aktuelt å se på gevinsten av å mate begge områdene fra en DC-link ved feil på den andre DC-linken.

I tillegg er det gjort en del begrensninger og forenklinger i denne masteroppgaven for å unngå en alt for bred og kvantitativ analyse. For det første ble vindparken nedprioritert. Denne ble forenklet av den grunn at det var HVDC-systemet og forhold på petroleumsfeltene som skulle undersøkes, og at det da ikke var nødvendig med en dyptgående modellering av vindparken. Men det er absolutt interessant å jobbe videre med offshore vind, og en grundigere analyse på effektflyt til land fra storskala offshore vind, og de konsekvenser dette fører med seg er et tema som kan være aktuelt for videre studier.

Det hadde også vært spennende å se på muligheten for å kjøre AC-nettet isolert fra HVDC-linken i korte perioder. Et slikt system hadde ikke vært mulig å brukes i lange perioder, da produksjonprofilen fra vindparker gjerne varierer mye over tid, noe som er ugunstig med tanke på leveringskvalitet til petroleumsinstallasjonene. Dette er dog ikke mulig med det oppsettet som er modellert her, da det er bestemt at det er HVDC-omformerer offshore som kontrollerer spenning og frekvens offshore, og en bortkobling av denne fra AC-systemet vil føre til et ukontrollerbart system.

Til slutt kan det nevnes at grundigere modellering av plattformlastene, med tilhørende ekstraustyr kan være spennende å se på. Vern, reserveforsyning og andre tiltak som kan bedre påliteligheten og spenningskvaliteten for utstyret ute på plattformene, kan da diskuteres mer dyptgående enn det er gjort her.

9 – Kilder

Tabellen under inneholder kilder og referanser til tilleggsmateriale som er referert til i rapporten. Heltallsreferansene refererer til et helt dokument, mens desimaltall refererer til en del av tidligere nevnte referansene. **Referanse 1** er prosjektrapporten fra høsten 2009, mens **Referanse 1.2** er kapittelet der overføringsteknologiene beskrives i samme rapport.

| Nr. | Referanse |
|-----------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1 | <i>Øyslebø, E. 2009. Teknisk analyse av undersjøiske overføringsmuligheter for elektrifisering av olje- og gassinstallasjoner i Sørlige Nordsjø. Prosjektoppgave. NTNU</i> |
| 1.1 | <i>Kapittel 2. side 3-6. Elektrifisering og miljø</i> |
| 1.2 | <i>Kapittel 4. side 13-29. Overføringsteknologi</i> |
| 1.3 | <i>Kapittel 5.2. side 30-33. Beskrivelse av sannsynlig tiltak</i> |
| 1.4 | <i>Kapittel 4.4. side 25-28. Omformer</i> |
| 2 | <i>OD, NVE. 1997. Elektrisitet fra land til olje og gassvirksomheten</i> |
| 3 | <i>OD, NVE. 2002. Kraftforsyning fra land til sokkelen – Muligheter, kostnader og miljøvirkninger</i> |
| 4 | <i>OLF. 2003. Elkraft fra land til norsk sokkel – Tiltakskost og miljøeffekt</i> |
| 5 | <i>OLF. 2007. Alternativ kraft til norsk sokkel</i> |
| 6 | <i>SFT. 2007. Reduksjon av klimagasser i Norge – En tiltaksanalyse for 2020</i> |
| 7 | <i>Bellona. 2007. Elektrifisering av sokkelen – En case-studie av Sørlige Nordsjø og Oseberg-området</i> |
| 8 | <i>Zero. 2007. Et krafttak fra land – Hvordan kraft fra land kan redusere utslippene fra norsk sokkel</i> |
| 9 | <i>OD, NVE, Ptil, SFT. 2008. Kraft fra land til norsk sokkel</i> |
| 10 | <i>Global Maritime. 2007. Elektrifisering av norsk sokkel – rigg konsept</i> |
| 11 | <i>Novatech. 2007. Kostnadsestimater for ombygging av kraftløsning for eksisterende innretninger offshore</i> |
| 12 | <i>Preventor. 2007. Kraft fra land til petroleumsvirksomheten – overordnet vurdering av sikkerhet og arbeidsmiljø</i> |
| 13 | <i>Unitech Power Systems. 2007. Elektrifisering av Norsk sokkel – Transmisjonssystem fra land og distribusjon til plattformer</i> |
| 14 | <i>EBL, Sintef, BI. 2009. ENKL-planen: En energi- og klimaplan for Norge til 2020</i> |
| 15 | <i>Teknologirådet. 2009. "Plan B" – verdiskapning for lavutslippsøkonomien</i> |
| 16 | <i>NHO. 2009. Næringslivets klimahandlingsplan, Norsk klimapolitikk – tid for handling</i> |
| 17 | <i>NITO. 2009. The Norwegian scenario and action plan presented by NITO, Future climate – Engineering solutions</i> |
| 18 | <i>EBL. 2009. Den grønne ledertrøya - Det fornybare Norge: Energi- og klimapolitikk mot 2050</i> |
| 19 | <i>Bellona. 2008. Bellonameldingen – Norges helhetlige klimaplan</i> |
| 20 | <i>EWEA. 2009. Oceans of Opportunity – Harnessing Europe's largest domestic energy resource</i> |
| 21 | <i>Lyse. 2008. Melding om planlegging av Sørlige Nordsjøen vindkraftanlegg</i> |

| | |
|-----------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 22 | <i>Fred.Olsen Renewables. 2008. Melding om planlegging av Idunn energipark – Sørvestlige Nordsjøen</i> |
| 23 | <i>OceanWind. 2008. Melding om planlegging av Ægir Havvindpark</i> |
| 24 | <i>Hyttinen,M, Lamell,J, Nestli,T. 2004. New application of voltage source converter (VSC) HVDC to be installed on the gas platform Troll A. Cigré B4-210.</i> |
| 25 | <i>ABB. 2006. Powering Valhall platform with HVDC Light. POW-0049 rev.5</i> |
| 26 | <i>Stortinget. 1995. Norsk politikk mot klimaendringer og utslipp av nitrogenoksider (NOx). Stortingsmelding nr. 41 (1994-95)</i> |
| 27 | <i>Stortinget. 1998. Olje- og gassvirksomheten (kapittel 9). Stortingsmelding nr. 46 (1997-98). http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/19971998/Stmeld-nr-46-1997-98-.html?id=191830</i> |
| 28 | <i>Teknisk Ukeblad. 16.apr.2010. Vil ikke elektrifisere i Nordsjøen. http://www.tu.no/olje-gass/article242355.ece</i> |
| 29 | <i>Machowski,J, Bialek,J, Bumby,J. 2008. Power System Dynamics – Stability and Control. 2.utg. John Wiley & Sons</i> |
| 29.1 | <i>Kapittel 1.4. side 9. Stability of a Power System</i> |
| 29.2 | <i>Kapittel 2.5.4.2. side 47. Static Compensator</i> |
| 30 | <i>Kundur,P. 1994. Power System Stability and Control. McGraw-Hill</i> |
| 30.1 | <i>Kapittel 2.1.2. side 27. Voltage Stability and Voltage Collapse</i> |
| 30.2 | <i>Kapittel 11.2. side 627-684. Reactive power and voltage control</i> |
| 30.2 | <i>Kapittel 11.2.7. side 639. Static Var Systems</i> |
| 31 | <i>ABB. 2008. It's time to connect - Technical Description of HVDC Light Technology</i> |
| 31.1 | <i>Kapittel 2.6. side 20. Comparison of AC, conventional HVDC and HVDC Light</i> |
| 31.2 | <i>Kapittel 4.1.2. side 28-29. Typical P/Q Diagram</i> |
| 31.3 | <i>Kapittel 4.3.2. side 38. Submarine Cable Data</i> |
| 32 | <i>Siemens. 2009. The Smart Way – HVDC Plus – One Step Ahead</i> |
| 33 | <i>Mohan,N, Undeland,T, Robbins,W. 2003. Power Electronics – Converters, Applications and Design. 3.utg. John Wiley & Sons</i> |
| 33.1 | <i>Kapittel 8.4.1. side 226-229. PWM in Three-Phase Voltage Source Inverters</i> |
| 34 | <i>DIgSILENT. 2010. PowerFactory overview. http://www.digsilent.de/Software/DIqSILENT_PowerFactory/?p=Software/DIqSILENT_PowerFactory#PowerFactory_Overview</i> |
| 35 | <i>Mailkorrespondanse med Bjørn Bungum, Unitech</i> |
| 36 | <i>Mailkorrespondanse med Sverre Gilje, BP</i> |
| 37 | <i>NORSOK. 2007. E-001 Electrical Systems. 5.utg</i> |
| 38 | <i>NEK. 2002. IEC 61892-1 Flyttbare og stasjonære innretninger til sjøs – Elektriske installasjoner – Del 1: Generelle krav og forhold. 1.utg</i> |
| 39 | <i>Myhre,J. 2001. Electrical Power Supply to Offshore Installations by High Voltage Direct Current Transmission. Doktoravhandling. NTNU</i> |
| 40 | <i>Bajracharya,C. 2008. Control of VSC-HVDC for wind power. Masteroppgave. NTNU</i> |
| 40.1 | <i>Kapittel 3.3.3. side 21-23. Tuning of controller</i> |
| 40.2 | <i>Kapittel 3.4.1.2. side 24. The current controller</i> |
| 40.3 | <i>Kapittel 3.4.1.3. side 24-25. The system</i> |
| 40.4 | <i>Kapittel 3.4.3. side 27-30. Tuning of controller</i> |

| | |
|-----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 41 | <i>Haileselassie, T. 2008. Control of Multi-terminal VSC-HVDC Systems. Masteroppgave. NTNU</i> |
| 41.1 | <i>Kapittel 4.5.1. side 47-48. Modulus Optimum Criterion</i> |
| 41.2 | <i>Kapittel 4.5.2. side 48-50. Symmetrical Optimum Criterion</i> |
| 42 | <i>Mailkorrespondanse med Temesgen Haileselassie</i> |
| 43 | <i>Machaba, M, Braae, M. Explicit Damping Factor Specification in Symmetrical Optimum Tuning of PI Controllers</i> |
| 44 | <i>Reidy, A, Watson, R. 2005. Modelling and simulation of VSC based HVDC connected offshore wind farm</i> |
| 45 | <i>Enercon. 2009. Inauguration of E-126 in Estinnes. http://www.enercon.de/www/en/pressemitteilungen.nsf/6a7745841ee132cac1256eef0034a002/ab7f60a44e386594c125767a003c5d8e?OpenDocument</i> |
| 46 | <i>Teknisk Ukeblad. 12.feb.2010. Hemmelig teknologi i kjempeturbin. http://www.tu.no/energi/article236913.ece</i> |
| 47 | <i>Enova, NVE, Innovasjon Norge, Forskningsrådet. 2007. Fornybar Energi 2007. www.fornybar.no</i> |
| 48 | <i>Li, H, Chen, Z. 2007. Overview of different wind generator systems and their comparisons</i> |
| 49 | <i>Lundberg, S. 2003. Configuration study of large wind parks. Doktoravhandling. Chalmers</i> |
| 49.1 | <i>Kapittel 4.1.1. side 17-19. Fix speed wind turbine</i> |
| 50 | <i>Uhlen, K. 2009. Windpower technology – Control system integration (Basic dynamic modeling). Forelesning I ELK-12 18.sep 2009</i> |
| 51 | <i>Constantin, A. 2009. Advanced Modelling and Control of Wind Power Systems. Masteroppgave. Aalborg Universitet</i> |
| 52 | <i>Perdana, A. 2006. Wind Turbine Models for Power System Stability Studies. Masteroppgave. Chalmers University of Technology</i> |

Vedlegg

| | |
|----------------------------------------------------------------------------|-----|
| Vedlegg A – Modellparametre | 96 |
| A.1 – Omformerstasjon Lista | 96 |
| A.2 – HVDC-konfigurasjon | 96 |
| A.3 – Omformerplattform offshore..... | 97 |
| A.4 – AC-nettverk offshore | 98 |
| A.5 – Plattformene | 99 |
| A.6 – Vindpark | 101 |
| Vedlegg B – Kontrollsystemer | 103 |
| B.1 – Kontroll av onshore omformer..... | 103 |
| B.2 – Kontroll av offshore omformer | 106 |
| B.3 – Kontroll av vindpark..... | 108 |
| Vedlegg C – abc \leftrightarrow $\alpha\beta$ \leftrightarrow dq | 110 |
| Vedlegg D – Utfyllende simuleringsresultater | 112 |
| D.1 - Basistopologi | 112 |
| D.1.1 – Trefase kortslutning på Eldfisk | 112 |
| D.1.2 – Utfall av last på Ekofisk | 115 |
| D.1.3 – Utfall av SVC-anlegg | 117 |
| D.1.4 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 119 |
| D.2 – Liten vindpark..... | 121 |
| D.2.1 – Trefase kortslutning ved Vindpark A..... | 121 |
| D.2.2 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 123 |
| D.2.3 – Endring av produksjon fra Vindpark A | 125 |
| D.3 – Stor vindpark | 126 |
| D.3.1 – Trefase kortslutning ved Vindpark A..... | 126 |
| D.3.2 – Trefase kortslutning på omformerplattform | 128 |
| D.3.3 – Endring av produksjon fra Vindpark A | 130 |

Vedlegg A - Modellparametre

A.1 – Omformerstasjon Lista

ONTrafo – Trafo mellom sentralnett og omformer på Lista

| Type | Three phase 2-winding transformer |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Nominell effekt | 270 MVA |
| Spenning HS | 300 kV |
| Spenning LS | 132 kV |
| Kortslutningsspenning Uk | 13 % |

ONfilter – AC-filter på Lista

| Type | Shunt Filter – RLC |
|-------------------------|--------------------|
| Nominell spenning | 132 kV |
| Nominell reaktiv effekt | 50 MVAR |
| Resonansfrekvens | 250 Hz |

ONSpole – Omformerspole Lista

| Type | Series Reactor |
|-------------------|----------------|
| Nominell effekt | 270 MVA |
| Nominell spenning | 132 kV |
| Induktans L | 72 mH |
| Resistans R | 3.2 ohm |

ONConv – VSC-omformer Lista

| Type | PWM-Converter |
|-----------------|---------------|
| Nominell effekt | 270 MVA |
| Spenning AC | 132 kV |
| Spenning DC | ±150 kV |
| Svitsjefrekvens | 2 kHz |

Kontrollsystemet beskrives nærmere i Vedlegg C.

A.2 – HVDC konfigurasjon

ONCap+ – DC-filter ved Lista

| Type | DC-filter – shunt |
|-------------------|-------------------|
| Nominell spenning | 150 kV |
| Kapasitans | 37 μ F |

Disse verdiene er også gjeldende for filtrene ONCap-, OFCap+ og OFCap-.

DC280km+ – HVDC-kabel fra Lista til omformerplattform offshore (OF)

| Type | DC-cable |
|-------------------|---------------------|
| Lengde | 280 km |
| Nominell spenning | 150 kV |
| Nominell strøm | 0.765 kA |
| Kabeldiameter | 400 mm ² |
| Resistans per km | 0.047 ohm/km |
| Reaktans per km | 0.3016 ohm/km |
| Kapasitans per km | 0.016 µF/km |

De samme verdiene er gjeldende for kabelen DC280km-.

A.3 – Omformerplattform offshore

OFConv – VSC-omformer offshore

| Type | PWM-Converter |
|-----------------|---------------|
| Nominell effekt | 270 MVA |
| Spenning AC | 132 kV |
| Spenning DC | ± 150 kV |
| Svitsjefrekvens | 2 kHz |

Kontrollsystemet beskrives nærmere i Vedlegg D.

OFSpole – Omformerspole offshore

| Type | Series Reactor |
|-------------------|----------------|
| Nominell effekt | 270 MVA |
| Nominell spenning | 132 kV |
| Induktans L | 10 mH |
| Resistans R | 3.2 ohm |

OFfilter – AC-filter offshore

| Type | Shunt Filter – RLC |
|-------------------------|--------------------|
| Nominell spenning | 132 |
| Nominell reaktiv effekt | 42 MVAR |
| Resonansfrekvens | 250 Hz |

OFTrafo – Trafo mellom offshore omformer og offshore AC-nett

| Type | Three phase 2-winding transformer |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Nominell effekt | 270 MVA |
| Spenning HS | 132 kV |
| Spenning LS | 52 kV |
| Kortslutningsspenning Uk | 13 % |

OFSVS – SVC-anlegg offshore

| Type | Static Var System |
|----------------------|-------------------|
| Nominell spenning | 52 kV |
| Q – Spole | 100 MVAR |
| Antall kondensatorer | 8 |
| Q – per Kondensator | -20 MVAR |

A.4 – AC-nettverk offshore

EldfiskLine – Kabel mellom omformerplattform og Eldfisk

| Type | AC-cable |
|-------------------|---------------------|
| Lengde | 16 km |
| Nominell spenning | 52 kV |
| Nominell strøm | 0.653 kA |
| Kabeldiameter | 400 mm ² |
| Resistans per km | 0.0470 ohm/km |
| Reaktans per km | 0.1288 ohm/km |
| Kapasitans per km | 0.21 µF/km |

EkofiskLine – Kabel mellom omformerplattform og Ekofisk

| Type | AC-cable |
|-------------------|---------------------|
| Lengde | 1 km |
| Nominell spenning | 52 kV |
| Nominell strøm | 0.829 kA |
| Kabeldiameter | 630 mm ² |
| Resistans per km | 0.0283 ohm/km |
| Induktans per km | 0.1162 ohm/km |
| Kapasitans per km | 0.25 µF/km |

GydaLine – Kabel mellom omformerplattform og Gyda

| Type | AC-cable |
|-------------------|---------------------|
| Lengde | 40 km |
| Nominell spenning | 52 kV |
| Nominell strøm | 0.871 kA |
| Kabeldiameter | 800 mm ² |
| Resistans per km | 0.0221 ohm/km |
| Induktans per km | 0.1131 ohm/km |
| Kapasitans per km | 0.27 µF/km |

UlaLine – Kabel mellom Gyda og Ula

| Type | AC-cable |
|-------------------|---------------------|
| Lengde | 28 km |
| Nominell spenning | 52 kV |
| Nominell strøm | 0.653 kA |
| Kabeldiameter | 400 mm ² |
| Resistans per km | 0.0470 ohm/km |
| Reaktans per km | 0.1288 ohm/km |
| Kapasitans per km | 0.21 µF/km |

A.5 – Plattformene

EldfiskTrafo

| Type | Three phase 2-winding transformer |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Nominell effekt | 40 MVA |
| Spenning HS | 52 kV |
| Spenning LS | 6.6 kV |
| Kortslutningsspenning Uk | 12 % |

Eldfisk1

| Type | General load |
|-----------------------|--------------|
| Nominell spenning | 6.6 kV |
| Tilsynelatende effekt | 24.8 MVA |
| Power Factor | 1 |

Eldfisk2

| Type | Asynchronous machine |
|-----------------------|----------------------|
| Nominell spenning | 6.6 kV |
| Nominell aktiv effekt | 9 MW |
| Power Factor | 0.83 |
| Aktiv effekt | 8.3 MW |

EkofiskTrafo

| Type | Three phase 2-winding transformer |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Nominell effekt | 65 MVA |
| Spenning HS | 52 kV |
| Spenning LS | 13.8 kV |
| Kortslutningsspenning Uk | 13 % |

Ekofisk1

| Type | General load |
|-----------------------|--------------|
| Nominell spenning | 13.8 kV |
| Tilsynelatende effekt | 44.3 MVA |
| Power Factor | 1 |

Ekofisk2

| Type | Asynchronous machine |
|-----------------------|----------------------|
| Nominell spenning | 13.8 kV |
| Nominell aktiv effekt | 15 MW |
| Power Factor | 0.83 |
| Aktiv effekt | 14.8 MW |

GydaTrafo

| Type | Three phase 2-winding transformer |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Nominell effekt | 40 MVA |
| Spenning HS | 52 kV |
| Spenning LS | 6.6 kV |
| Kortslutningsspenning Uk | 12 % |

Gyda1

| Type | General load |
|-----------------------|--------------|
| Nominell spenning | 6.6 kV |
| Tilsynelatende effekt | 15 MVA |
| Power Factor | 1 |

Gyda2

| Type | Asynchronous machine |
|-----------------------|----------------------|
| Nominell spenning | 6.6 kV |
| Nominell aktiv effekt | 9 MW |
| Power Factor | 0.83 |
| Aktiv effekt | 5 MW |

UlaTrafo

| Type | Three phase 2-winding transformer |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Nominell effekt | 40 MVA |
| Spenning HS | 52 kV |
| Spenning LS | 6.6 kV |
| Kortslutningsspenning Uk | 12 % |

U1a1

| Type | General load |
|-----------------------|--------------|
| Nominell spenning | 6.6 kV |
| Tilsynelatende effekt | 22.5 MVA |
| Power Factor | 1 |

U1a2

| Type | Asynchronous machine |
|-----------------------|----------------------|
| Nominell spenning | 6.6 kV |
| Nominell aktiv effekt | 9 MW |
| Power Factor | 0.83 |
| Aktiv effekt | 7.5 MW |

A.6 – Vindpark

VindLineA

| Type | AC-cable |
|-------------------|---------------|
| Lengde | 20 km |
| Nominell spenning | 52 kV |
| Nominell strøm | 1.532 kA |
| Resistans per km | 0.0138 ohm/km |
| Induktans per km | 0.1013 ohm/km |
| Kapasitans per km | 0.32 µF/km |

VindLineB

| Type | AC-cable |
|-------------------|---------------|
| Lengde | 35 km |
| Nominell spenning | 52 kV |
| Nominell strøm | 1.532 kA |
| Resistans per km | 0.0138 ohm/km |
| Induktans per km | 0.1013 ohm/km |
| Kapasitans per km | 0.32 µF/km |

VindTrafoA

| Type | Three phase 2-winding transformer |
|--------------------------|-----------------------------------|
| Nominell effekt | 270 MVA |
| Spenning HS | 52 kV |
| Spenning LS | 18 kV |
| Kortslutningsspenning Uk | 12 % |

Gjelder også VindTrafoB

VindCompA

| Type | Shunt Filter – C |
|-------------------------|------------------|
| Nominell spenning | 18 kV |
| Nominell reaktiv effekt | 50 MVar |

Gjelder også VindCompB

Vindpark A

| Type | Asynchronous Generator |
|----------------------------|------------------------|
| Nominell spenning | 18 kV |
| Nominell aktiv effekt | 120 MW |
| Rs (Stator Resistance) | 0.006 pu |
| Xs (Stator Reactance) | 0.09 pu |
| Xm (Magnetizing Reactance) | 4.4 pu |
| RrA (Rotor Resistance) | 0.018 pu |
| XrA (Rotor Reactance) | 0.12 pu |
| Tidskonstant akselerasjon | 5.5 s |

Gjelder også Vindpark B

Vedlegg B – Kontrollsystemer

I dette vedlegget vil modellering av kontrollsystemene for omformerne og vindparkene gjennomgås, slik de er utført i PowerFactory. Teorien er å finne i kapittel 3.5 for omformerne. For vindparken er hovedteorien i kapittel 4, mens utfyllende teori kommer samtidig med beskrivelsen av kontrollen i Vedlegg B.3.

B.1 – Kontroll av onshore omformer

Omformeren onshore er designet for å kontrollere spenningen på DC-linken, samt reaktiv effektlyt. Modellen, slik den er modellert i PowerFactory, er gjengitt i Figur B.1. Kontrollmodellen beskrives fra start til slutt i pilenes retning. De fire første boksene er måleinstrumenter der spenningen på begge sider av omformeren, samt strømmen på AC-siden måles. I tillegg måles $\cos\theta$ og $\sin\theta$ for å kunne gjennomføre Park- og Clark-transformasjoner (gjennomgås i Vedlegg C). Dette kommer av at det er ønskelig å operere i dq-planet, som beskrevet i kapittel 3.5.1.

Blokkene Iri-Idq og Uri-Udq transformerer strøm og spenning på AC-siden over til dq-planet for å kunne regne ut reaktiv effekt (gjort i blokken Q Measure). Ingen av disse boksene har parametre knyttet til seg som det er verdt å nevne. Det har derimot de tre neste boksene; Udc Control, Q Control og I Control. Alle disse består av PI-regulatorer som er grovjustert med teorien fra kapittel 3.5. Finjusteringen er gjort ved hjelp av Matlab-applikasjonen Sisotool, samt prøving og feiling.

Udc Control er en enkel PI-regulator som bruker differansen mellom referansespenning og målt spenning på DC-siden av omformeren på Lista til å kontrollere referansen til strømmen i d-retning (idref). Det er også lagt inn terskler for maksimums- og minimumsverdier for idref. Q Control er bygd opp på nøyaktig samme måte, og styrer iqref. Verdiene er gitt i henholdsvis Tabell B.1 og B.2.

| Type | Udc Control |
|--------|-------------|
| K (pu) | 0.101 |
| T (s) | 3.567 |
| idmax | 1 |
| idmin | -1 |

Tabell B.1 – U_{dc} Control

| Type | Q Control |
|--------|-----------|
| K (pu) | 0.709 |
| T (s) | 3.567 |
| iqmax | 1 |
| iqmin | -1 |

Tabell B.2 – Q Control

Kontrollboksen I Control representerer den indre kontrollkretsen, og bruker referansene fra den ytre kontrollkretsen (idref og iqref) til sammenlikning med målte verdier av strømmen på AC-siden (id og iq). Her er det i tillegg lagt inn en liten tidsforsinkelse grunnet måleutstyrets treghet.

| Type | I Control (d-komp) |
|----------|--------------------|
| K1d (pu) | 0.642 |
| T1d (s) | 3.280 |
| T2d (s) | 0.00025 |
| Max_Pmd | 0.8 |
| Min_Pmd | -0.3 |

Tabell B.3 – I Control (d-komponent)

| Type | I Control (q-komp) |
|----------|--------------------|
| K1q (pu) | 0.642 |
| T1q (s) | 3.280 |
| T2q (s) | 0.00025 |
| Max_Pmq | 0.5 |
| Min_Pmq | -0.3 |

Tabell B.4 – I Control (q-komponent)

B.2 – Kontroll av offshore omformer

Denne kontrollkretsen er som tidligere nevnt basert på en kontrolltopologi fra en annen avhandling^[44]. Denne kretsen går ut på at spenningsmålinger blir sammenliknet med referansespenninger. Disse differansene regulerer så i_{dref} og i_{qref} , som vist i Figur 8.2 på neste side. Disse brukes igjen for å styre pulsviddemodelleringen. Pulsviddemodelleringen blir transformert fra dq-komponenter til en indeks for den totale størrelsen på PWM inne i i_{ac} Control.

I tillegg til dette blir også frekvensen på AC-siden av omformeren offshore regulert. Dette er fordi en ved innføring av vind har mer enn en kilde i offshore-systemet. Før vinden ble implementert var det kun DC-linken som leverte effekt til systemet. Verdier for de forskjellige reguleringsparametrene er gitt i tabellene under.

| Type | i_{ac} Control (d-komp) |
|----------|---------------------------|
| K1d (pu) | 0.677 |
| T1d (s) | 0.415 |
| T2d (s) | 0.00025 |
| Max_Pmd | 0.8 |
| Min_Pmd | -0.3 |

Tabell B.5 – i_{ac} Control (d-komponent)

| Type | i_{ac} Control (q-komp) |
|----------|---------------------------|
| K1q (pu) | 0.677 |
| T1q (s) | 0.415 |
| T2q (s) | 0.00025 |
| Max_Pmq | 0.5 |
| Max_Pmd | -0.3 |

Tabell B.6 – i_{ac} Control (q-komponent)

| Type | U_{ac} Control |
|--------|------------------|
| K (pu) | 0.044 |
| T (s) | 0.703 |
| idmax | 1 |
| idmin | -1 |

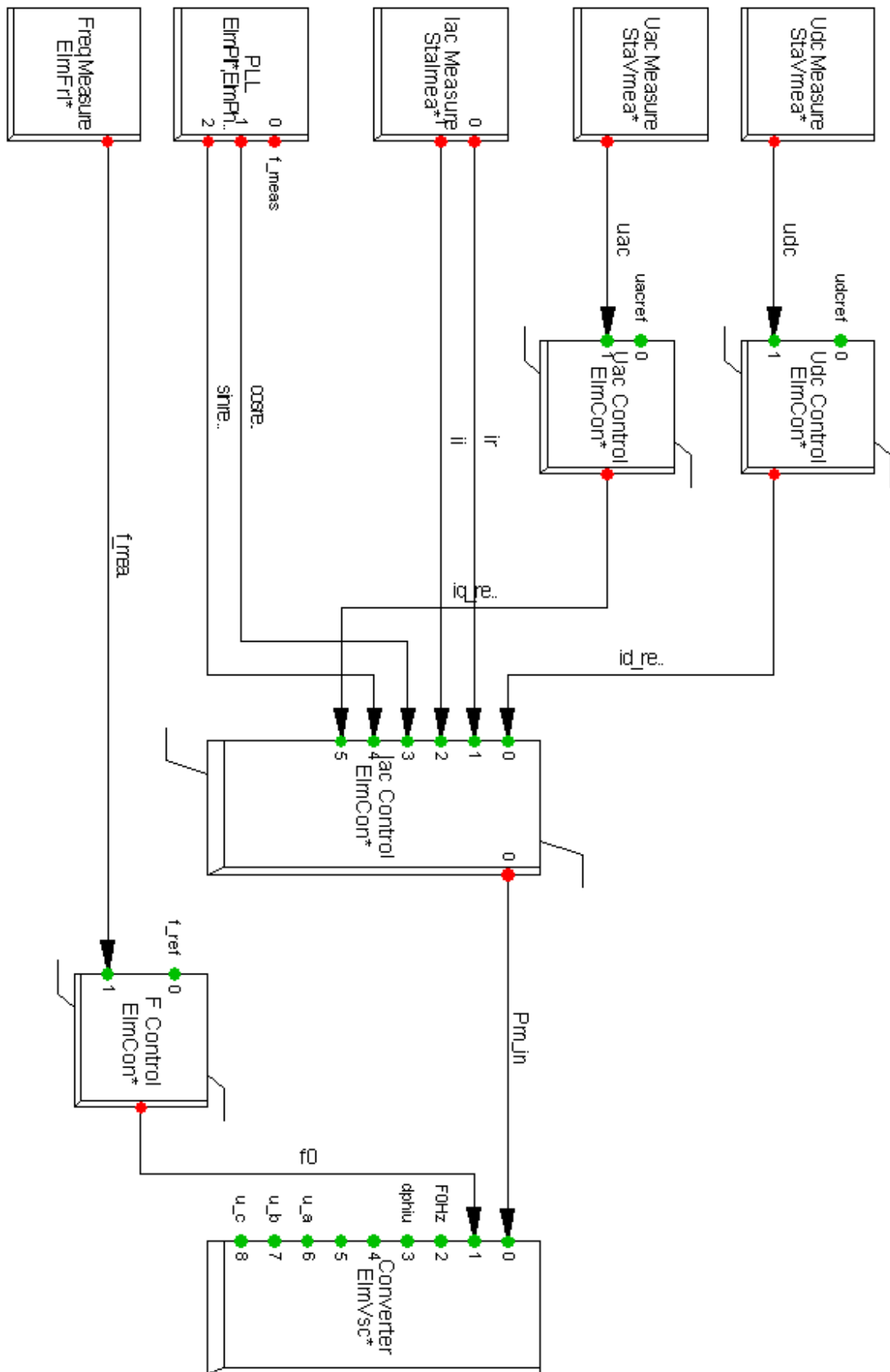
Tabell B.7 – U_{ac} Control

| Type | U_{dc} Control |
|--------|------------------|
| K (pu) | 0.095 |
| T (s) | 0.703 |
| iqmax | 1 |
| iqmin | -1 |

Tabell B.8 – U_{dc} Control

| Type | f Control |
|--------|-----------|
| K (pu) | 0.003 |
| T (s) | 0.703 |
| fmax | 2 |
| fmin | -2 |

Tabell B.9 – f Control



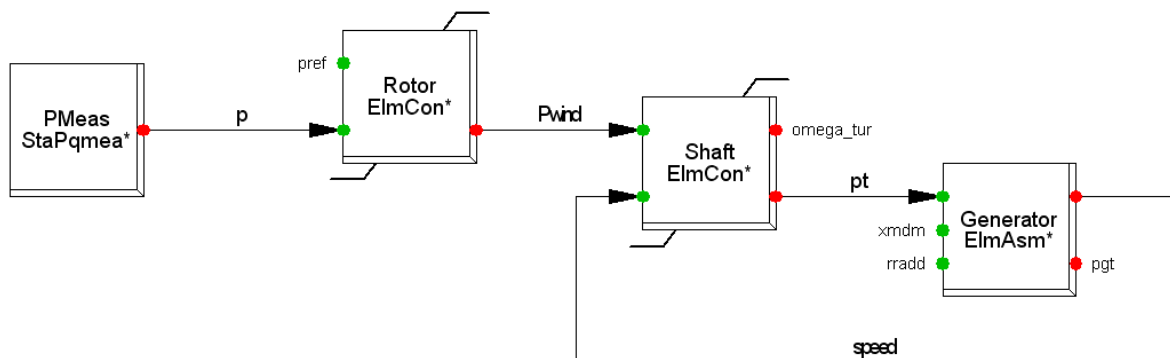
Figur B.2 – Kontroll av offshore omformer i PowerFactory

B.3 – Kontroll av vindpark

Kontrollen av vindparken er som vist på Figur B.3. Den fungerer slik at effekten blir målt i noden mellom generator og transformator. Denne målte verdien blir sammenliknet med en konstant referanseverdi. Denne forenklingen er urealistisk, men gjøres dels fordi det ikke skal sees på fenomener innad i vindparken, og dels fordi det ikke har vært fokus på vind i denne oppgaven. Gode vinddata er av den grunn ikke prioritert. Måten P_{wind} da kontrolleres er ved en modifikasjon av likning (B.1). ρ er tettheten for luft, cirka 1.225 kg/m^3 , A er arealet møllebladene dekker, v er vindhastigheten, mens C_p er en koeffisient som beskriver hvor mye av energien i vinden det er mulig å utnytte av møllebladene.

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^3 \cdot C_p \quad (\text{B.1})$$

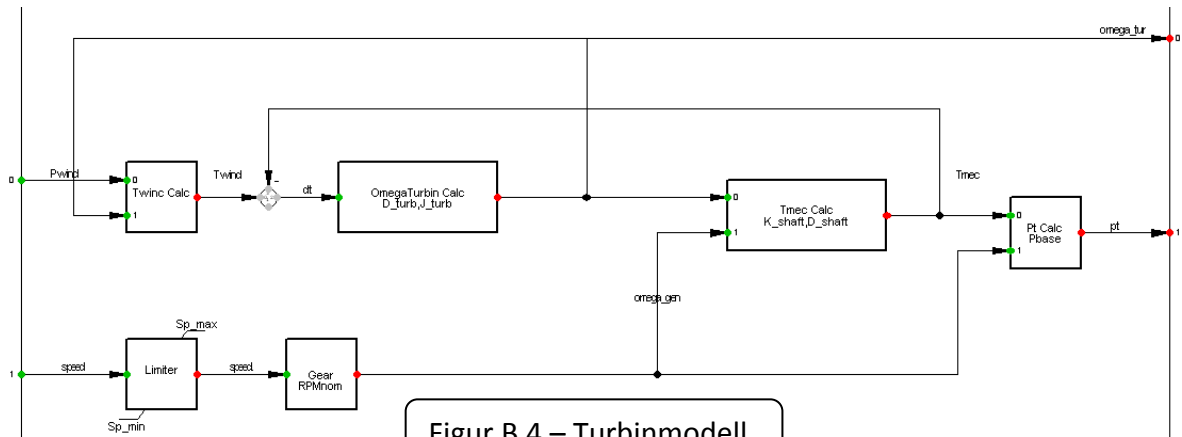
Kontrollkretsen som i Figur B.3 er kalt Rotor fungerer slik at sammenlikningen mellom målt effekt og referanseeffekt blir ganget med en konstant. Det blir i tillegg brukt en limiter, som holder P_{wind} mellom nominell effekt og null. Det er med andre ord slik at P_{wind} er definert ut fra nominell effekt, og ikke motsatt. Dette er ikke holdbart hvis en skulle studere vindparken, men som sagt, så er det vindparkens effekt på resten av systemet som studeres, og da er dette tilstrekkelig. Måten en videre regulerer vindparkens leverte effekt er ved å justere på konstanten i Rotorboksen i Figur B.3. En slik endring kan komme av mange grunner, som for eksempel endring av vindhastighet og mekaniske feil på nacellen som gjør at vindturbinen ikke fungerer optimalt.



Figur B.3 – Kontroll av vindpark

Selv om effekten fra vinden er forenklet, så er turbinmodellen i boksen Shaft i Figur B.3 reell. Denne er vist i Figur B.4. Input er P_{wind} fra kontrollboksen Rotor, og generatorens turtall. De grønne prikkene til venstre i Figur B.4, og de røde prikkene til høyre, samsvarer med prikkene på Shaft-boksen i Figur B.3.

Figur B.4 er basert på grunnleggende mekaniske likninger, og har utnyttbar mekanisk effekt som viktigste output. Modellens parametre er gitt med tanke på at dette er en turbin som representerer flere turbiner.



Figur B.4 – Turbinmodell

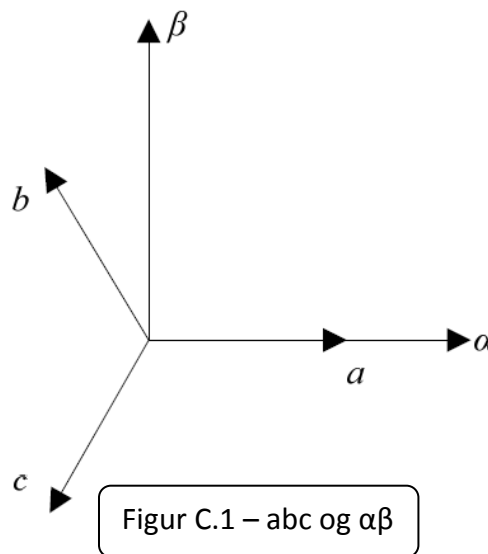
Vedlegg C - abc->αβ->dq

Det å gå fra abc-koordinater til dq-koordinater gjøres gjerne i to steg. Det første steget går ut på å redusere det stasjonære koordinatsystemet fra tre til to faser. Dette kalles Clark-transformasjon og uttrykkes ved likning (C.1), hvor k er en konstant størrelse. De to koordinatsystemene vises i Figur C.1.

$$X_{\alpha\beta} = X_{\alpha} + jX_{\beta} = k \left[X_a + X_b e^{j\frac{2\pi}{3}} + X_c e^{j\frac{4\pi}{3}} \right] \quad (C.1)$$

På matriseform blir sammenhengen slik:

$$\begin{bmatrix} X_{\alpha} \\ X_{\beta} \end{bmatrix} = k \begin{pmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix} \begin{bmatrix} X_a \\ X_b \\ X_c \end{bmatrix} \quad (C.2)$$



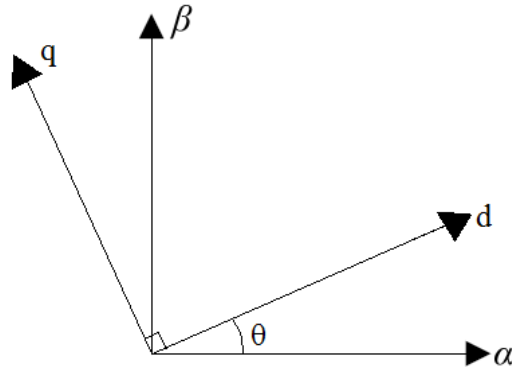
For å gå fra et stasjonært til et roterende koordinatsystem må en innføre rotasjonshastigheten ω . I et 50 hz system er $\omega = 2\pi f = 100\pi$ ofte brukt, slik at dq-systemet roterer med samme hastighet som resten av 50 hz systemet. Dq- og αβ-systemene er vist sammen i Figur C.2. Størrelsen $\theta = \omega t$ viser da hvor dq-systemet er i forhold til αβ-systemet til en hver tid.

For å konvertere fra αβ til dq, benytter man seg av Park-transformasjonen, som vist nedenunder (k er en konstant størrelse).

$$X_{dq} = X_{\alpha\beta} e^{-j\theta} \quad (C.3)$$

På matriseform blir det seende slik ut:

$$\begin{bmatrix} X_d \\ X_q \end{bmatrix} = k \begin{pmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{pmatrix} \begin{bmatrix} X_\alpha \\ X_\beta \end{bmatrix} \quad (\text{C.4})$$



Figur C.2 – $\alpha\beta$ og dq

Det er også mulig å gå andre vei. Disse prosessene heter invers-Clark og invers-Park transformasjon.

Tabell C.1 sammenfatter de forskjellige transformasjonsmatrisene:

| | | |
|---------------------|-------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Clark | $abc \rightarrow \alpha\beta$ | $\frac{2}{3} \begin{pmatrix} 1 & \frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix}$ |
| Invers-Clark | $\alpha\beta \rightarrow abc$ | $\begin{pmatrix} 1 & 0 \\ \frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{pmatrix}$ |
| Park | $\alpha\beta \rightarrow dq$ | $\begin{pmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{pmatrix}$ |
| Invers-Park | $dq \rightarrow \alpha\beta$ | $\begin{pmatrix} \cos \theta & -\sin \theta \\ \sin \theta & \cos \theta \end{pmatrix}$ |

Tabell C.1 – Transformasjonsmatriser

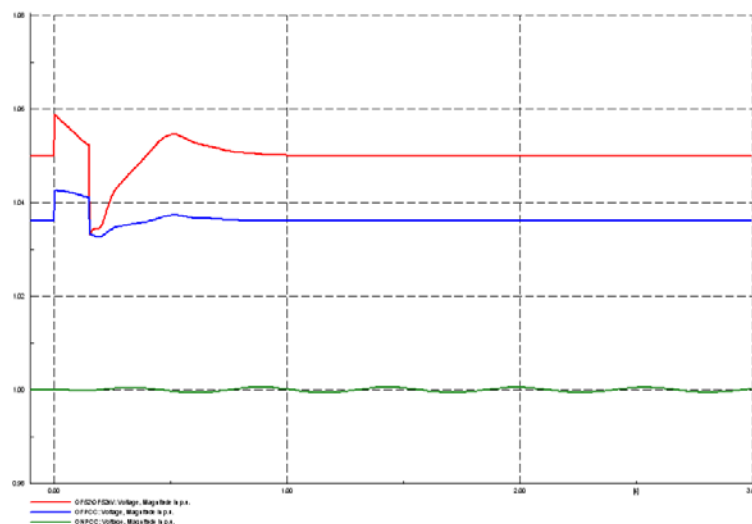
Vedlegg D – Utfyllende simuleringsresultater

Dette vedlegget inneholder de grafer som ikke har direkte relevans til diskusjonen og konklusjonen i kapitlene 6 til 8 i rapporten, men tas med som bakgrunn og tilleggsmateriale. Vedlegg D.1.1 hører til Kapittel 6.1.1 i rapporten, Vedlegg D.1.2 til Kapittel 6.1.2, og så videre.

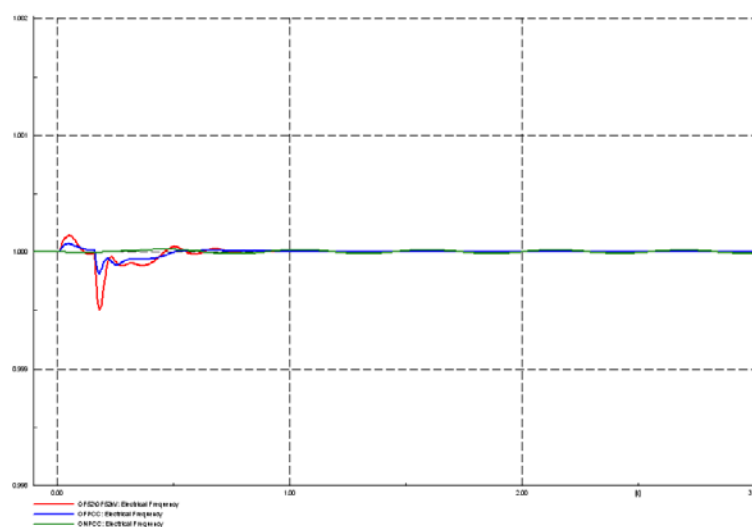
D.1 – Basistopologi

D.1.1 – Trefase kortslutning på Eldfisk

Figurene D.1 og D.2 viser forløpet for henholdsvis spenning og frekvens på systemsamleskinnene OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn).



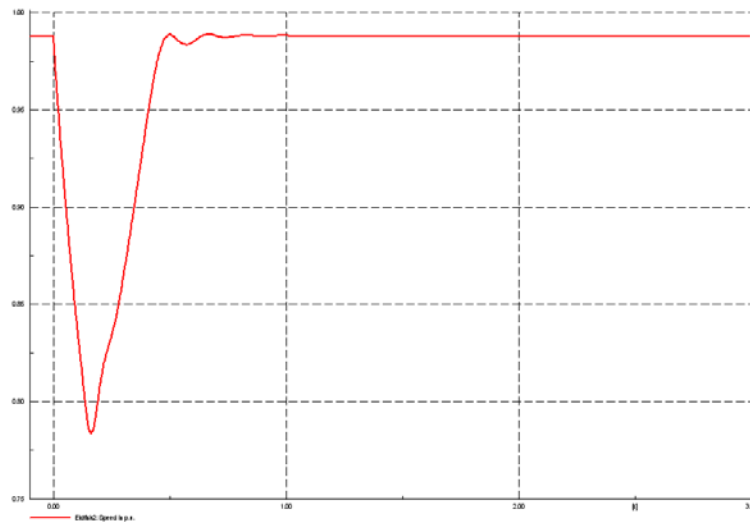
Figur D.1 – Basis – Hendelse 1 – Spenninger på OF52kV, OFPCC og ONPCC



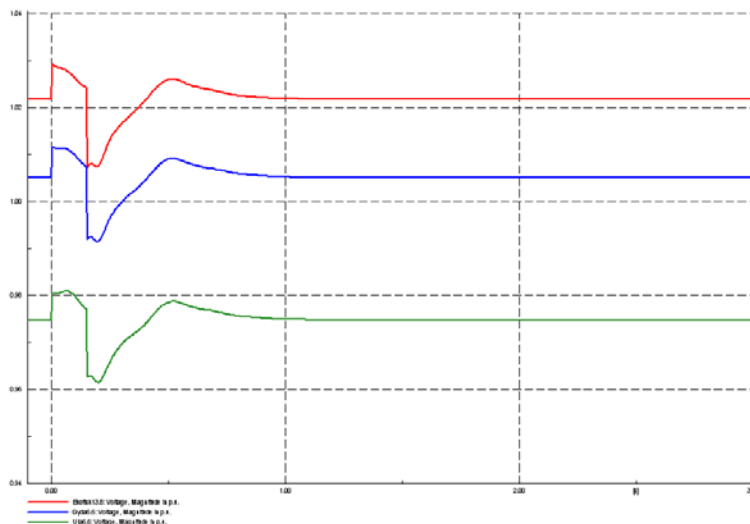
Figur D.2 – Basis – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC

Figur D.3 viser turtall for maskinlasten på Eldfisk. I de 150 millisekundene Eldfisk er koblet vekk fra resten av systemet, faller turtallet kraftig. Det tar seg opp igjen relativt kjapt, og ved t=1 sekund er turtallet stabilt på det nivået det var på før feil.

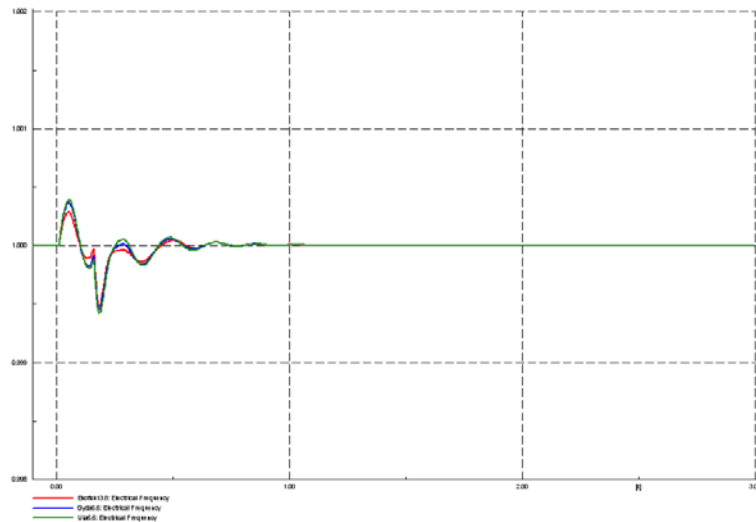
Figurene D.4 til D.7 viser henholdsvis spenning, frekvens, aktiv effekt og reaktiv effekt for de tre petroleumsfeltene det ikke skjer noe spesielt med i denne hendelsen. Det er Ekofisk (rød), Gyda (grønn) og Ula (rosa).



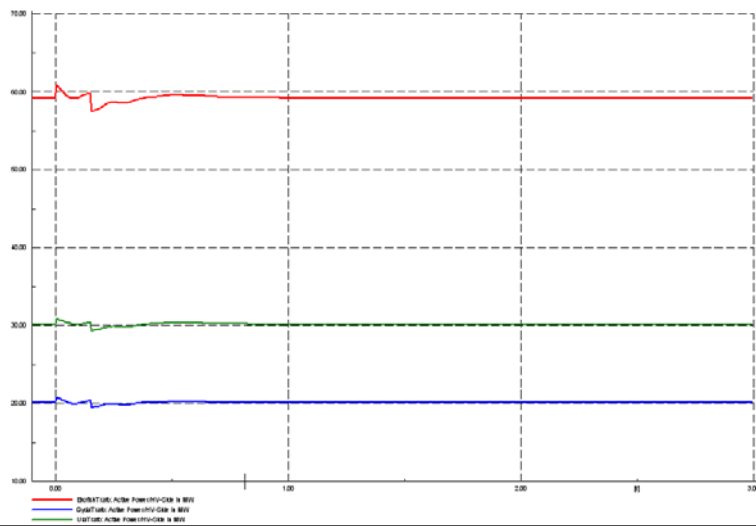
Figur D.3 – Basis – Hendelse 1 – Turtall for maskinlast Eldfisk



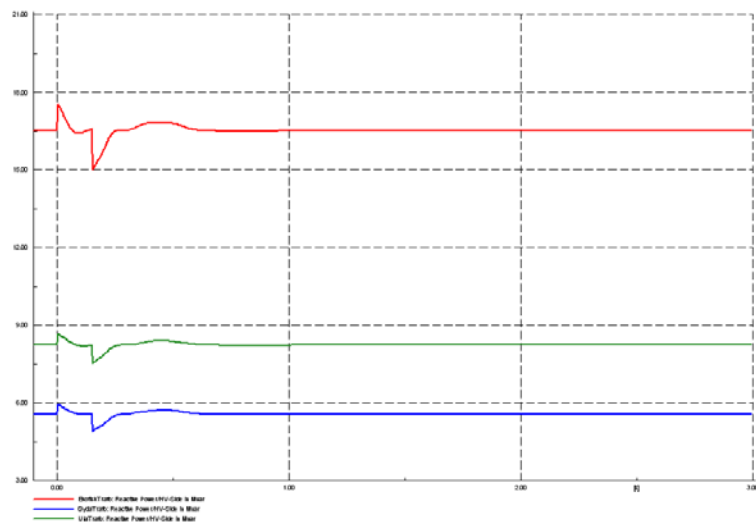
Figur D.4 – Basis – Hendelse 1 – Spenninger på Ekofisk, Gyda og Ula



Figur D.5 – Basis – Hendelse 1 – Frekvens på Ekofisk, Gyda og Ula



Figur D.6 – Basis – Hendelse 1 – Aktiv effekt på Ekofisk, Gyda og Ula



Figur D.7 – Basis – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på Ekofisk, Gyda og Ula

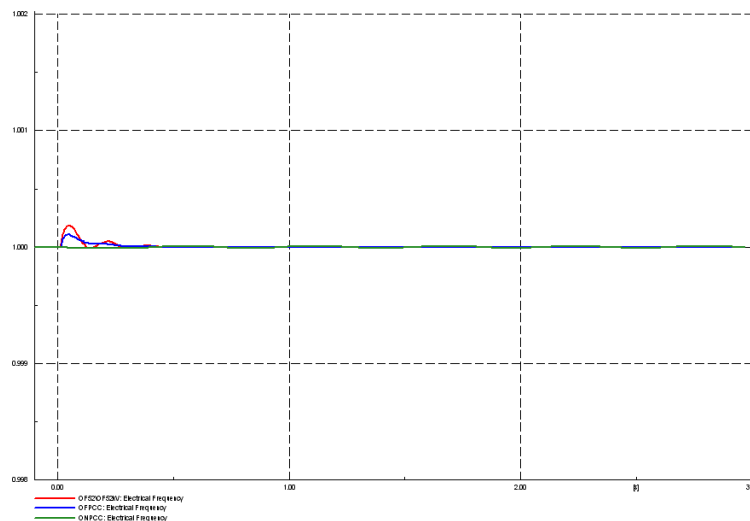
D.1.2 – Utfall av last på Ekofisk

Figur D.8 viser frekvensen på OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn), mens Figur D.9 viser frekvensen på de fire petroleumfeltene Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa). Som grafene viser er det ikke problemer med frekvensstabiliteten ved denne hendelsen.

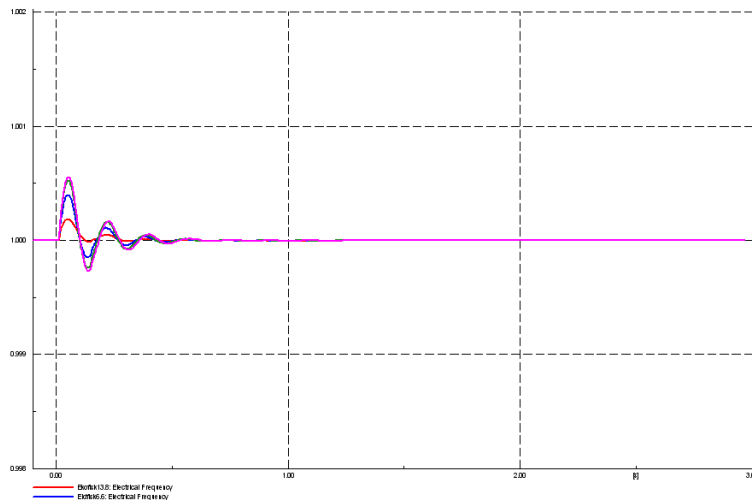
Figur D.10 viser spenningen på OF52kV, OFPCC og ONPCC over et tidsrom på 30 sekunder, og er en forlengelse av simuleringen som ble gjort i delkapittel 6.1.2 (Figur 6.8). Denne figuren viser at spenningene på OF52kV (rød) og OFPCC (blå) er tilnærmet flatet ut etter 30 sekunder. Den grønne grafen er ONPCC og har flere oscillasjoner, men dempes raskt og er stasjonær lenge før de to andre flater ut.

Figur D.11 viser reaktiv effektlyt for HVDC-linken (rød) og SVC-anlegget (blå). Det at SVC-anlegget i hele tidsrommet på 30 sekunder øker kompenseringen gradvis skjer fordi spenningsfallet på OFPCC påvirker spenningen på OF52kV, noe som gjør at SVC-anlegget hele tiden må kompensere den tiden spenningen på OFPCC bruker på å finne sin stasjonære verdi. Den ekstra reaktive effekten absorberes av HVDC-omformeren, noe som vises av den røde grafen.

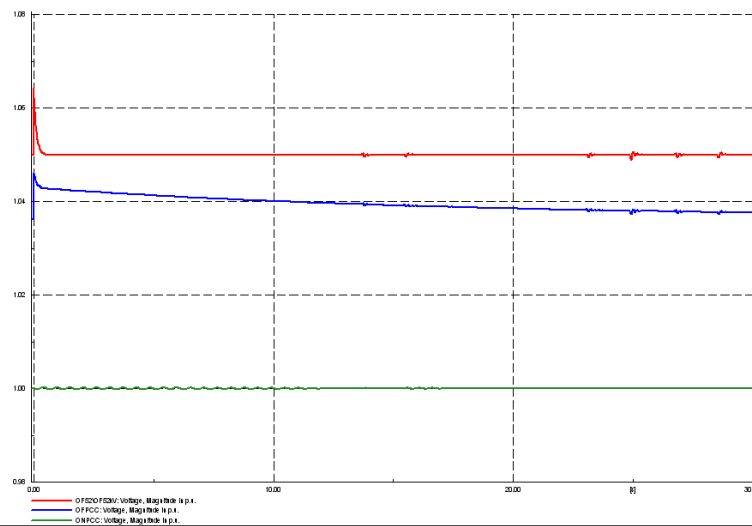
Figurene D.12 og D.13 viser henholdsvis aktiv og reaktiv effektlyt til petroleumfeltene Eldfisk (rød), Gyda (blå) og Ula (grønn).



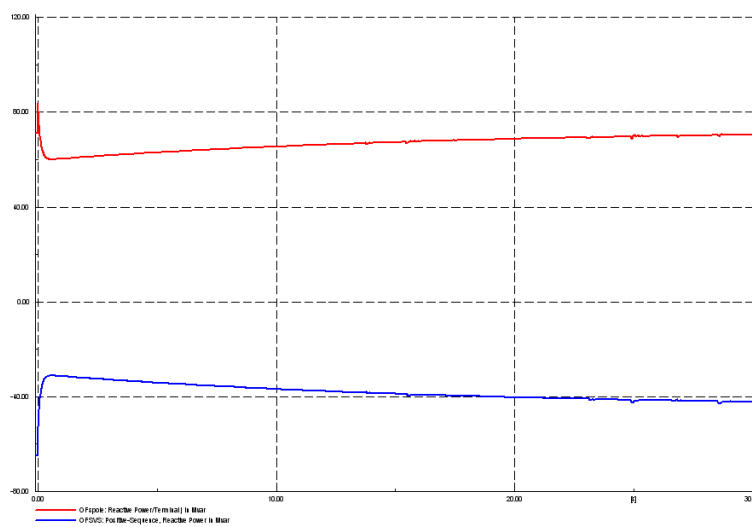
Figur D.8 – Basis – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC



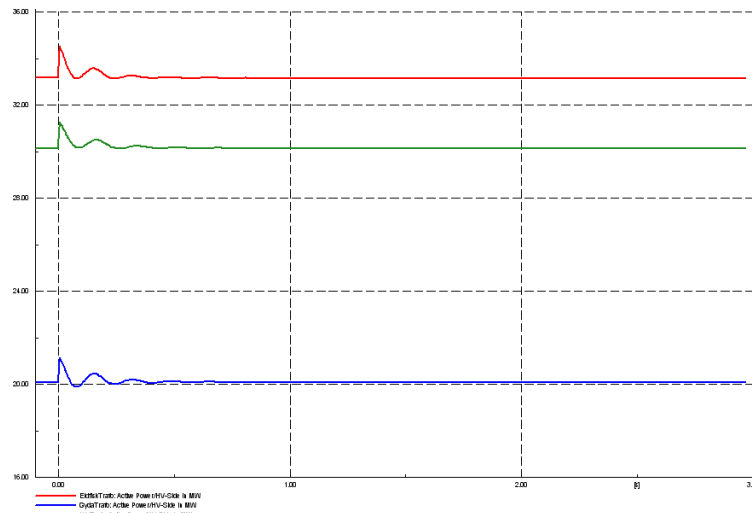
Figur D.9 – Basis – Hendelse 2 – Frekvens på feltene



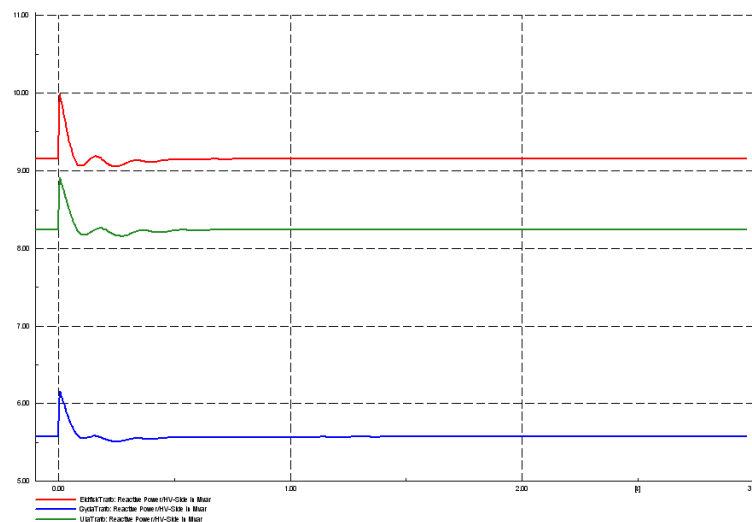
Figur D.10 – Basis – Hendelse 2 – Spenning på OF52kV, OFPCC og ONPCC (30 sek)



Figur D.11 – Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt fra HVDC og SVC (30 sek)



Figur D.12 – Basis – Hendelse 2 – Aktiv effekt på Eldfisk, Gyda og Ula



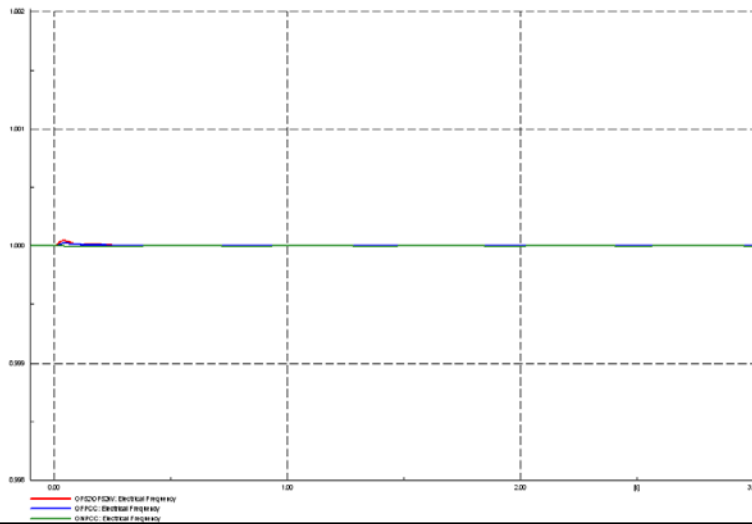
Figur D.13 – Basis – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på Eldfisk, Gyda og Ula

D.1.3 – Utfall av SVC-anlegg

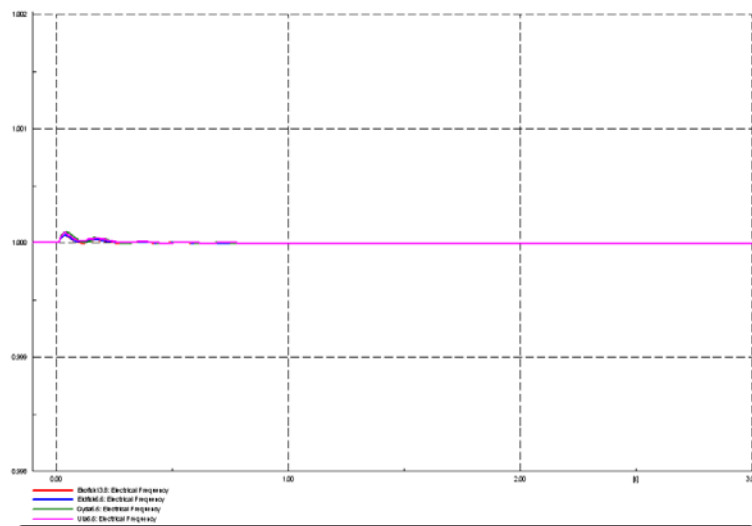
Utfall av SVC-anlegget gir veldig små utslag på frekvensen rundt omkring i systemet. Figur D.14 viser frekvensrespons på samleskinnene OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn). Figur D.15 viser det samme på Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa).

Grunnet lavere spenning i systemet trekker plattformene noe lavere last. Dette vises for aktiv og reaktiv effekt, henholdsvis i Figur D.16 og Figur D.17. Fargekodene er de samme som for frekvensplottet for petroleumsfeltene i Figur D.15.

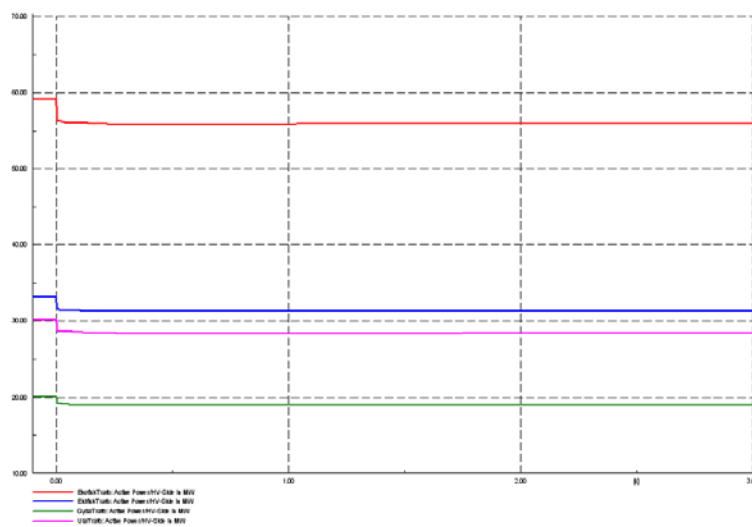
Figur D.18 viser hvordan det reaktive effektforbruket for HVDC-omformeren offshore påvirkes av utfall av SVC-anlegg. Som en ser faller dette forbruket kraftig. Dette skjer fordi det tidligere var overskudd av reaktiv effekt ettersom SVC-anlegget leverte mye for å holde spenningen på OF52kV oppe. Når denne innmatingen faller bort, faller naturligvis også absorpsjonen av reaktiv effekt for omformeren.



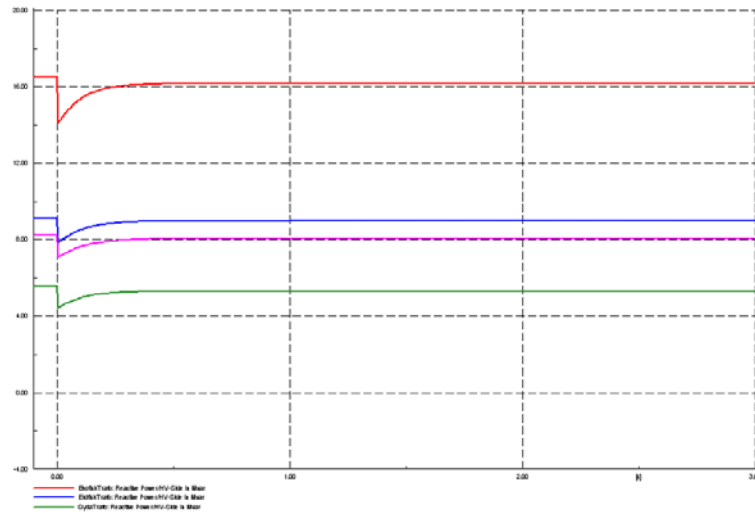
Figur D.14 – Basis – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC



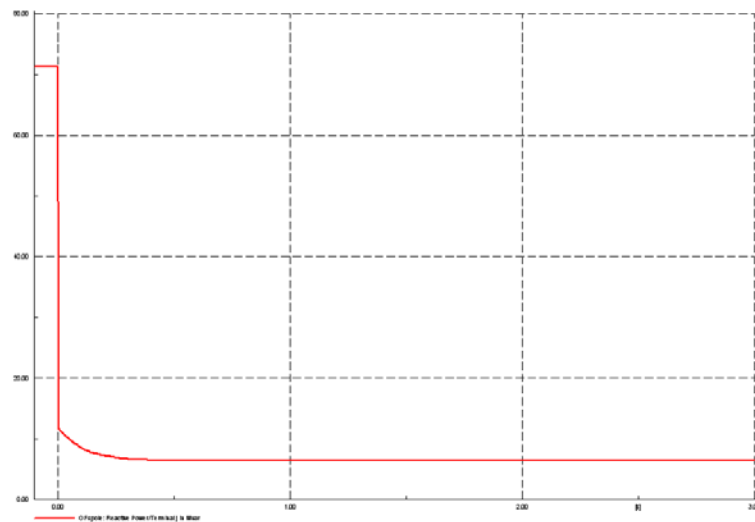
Figur D.15 – Basis – Hendelse 3 – Frekvens på feltene



Figur D.16 – Basis – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene



Figur D.17 – Basis – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene

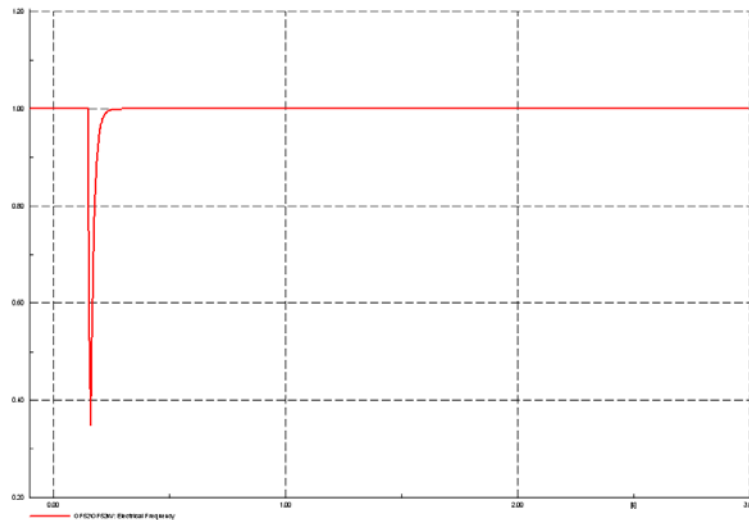


Figur D.18 – Basis – Hendelse 3 – Reaktiv effektflyt for omformer offshore

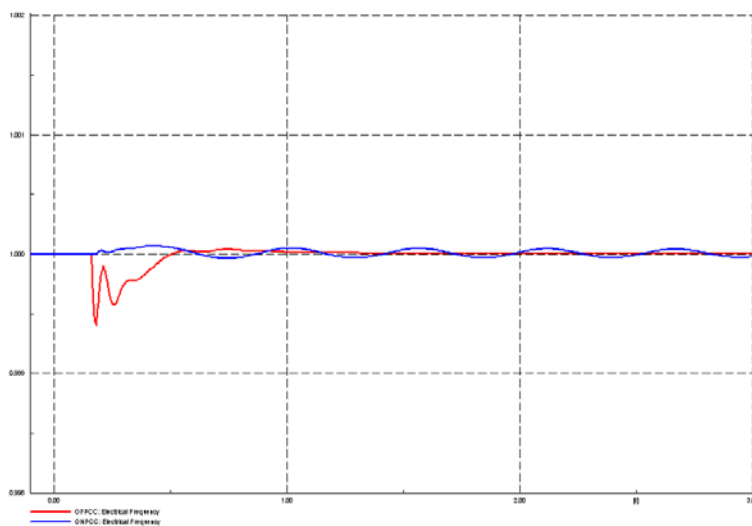
D.1.4 – Trefase kortslutning på omformerplattform

Frekvensrespons i systemet etter trefase kortslutning på samleskinne OF52kV ble ikke grundig diskutert i delkapittel 6.1.4, da det ikke er store frekvenssvingninger inne i bildet. Figur D.19 viser frekvensen på OF52kV etter feil, og den får riktig nok en dipp ned til omtrent 0.9 pu, men reguleres raskt opp igjen, og er tilbake på stasjonært nivå etter kort tid. Figur D.20 viser frekvens for OFPCC (blå) og ONPCC (grønn).

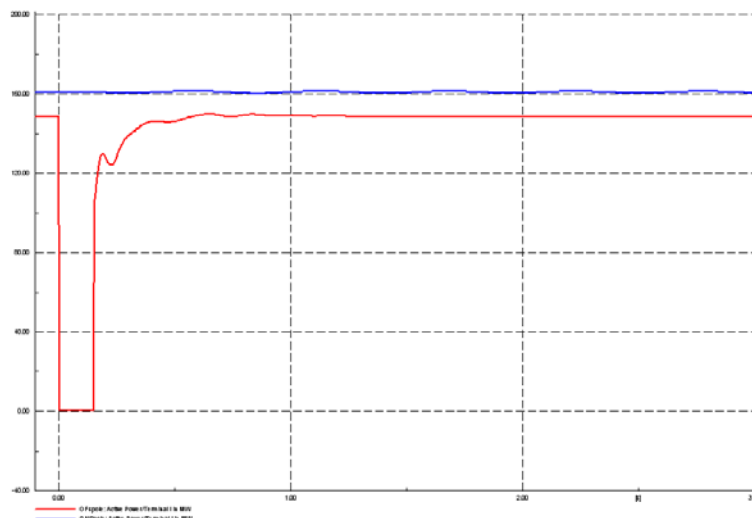
Figur D.21 viser den aktive effektflyten i begge ender av omformerens. Som det ble nevnt i kapittel 6.1.4, er det snakk om lite energi som ikke blir levert i løpet av den tiden AC-nettet er koblet bort. Svingningene i aktiv effektflyt fra offshore omformer jevnes ut av filtrene både på AC- og DC-siden av omformerne, og det er av den grunn aktiv effektflyt inn i omformerens onshore er tilnærmet uendret.



Figur D.19 – Basis – Hendelse 4 – Frekvens på OF52kV



Figur D.20 – Basis – Hendelse 4 – Frekvens på OFPCC og ONPCC



Figur D.21 – Basis – Hendelse 4 – Aktiv effekt fra HVDC

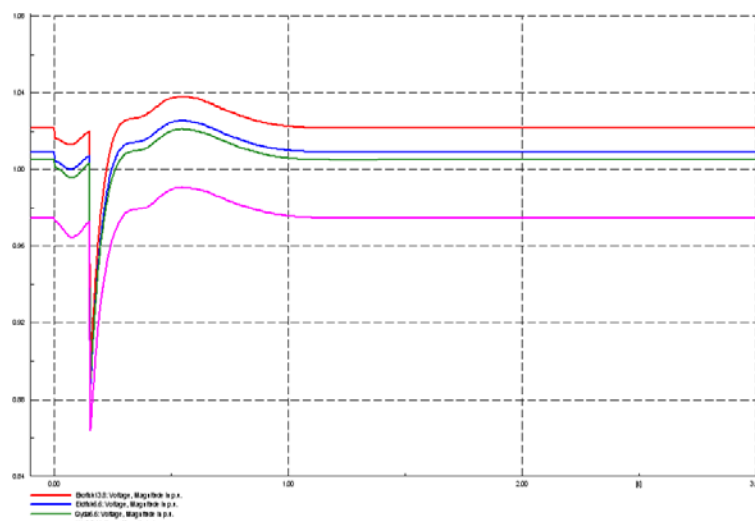
D.2 – Liten vindpark

D.2.1 – Liten vindpark – Trefase kortslutning i vindpark

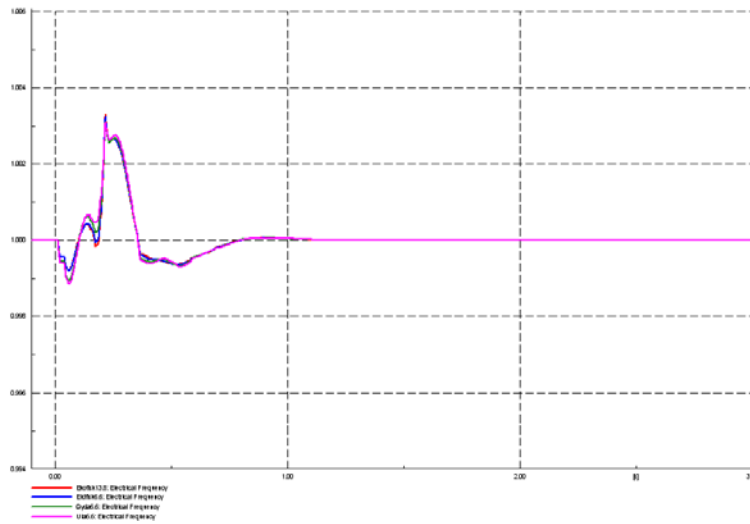
Figur D.22 viser spenningsnivåene på Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa), og viser at denne kortslutningen fører til en spenningsdipp umiddelbart etter gjeninnkobling, noe som ble beskrevet i kapittel 6.2.1.

Videre følger D.23, D.24 og D.25 som viser henholdsvis frekvens, aktiv effektflyt og reaktiv effektflyt for de fire petroleumfeltene, med samme fargekoding som i Figur D.22. Figur D.25 viser at den reaktive effekten som trekkes av lastene reduseres akkurat i de millisekundene den reaktive effektflyten til vindparken er størst, men justeres opp til gammelt nivå relativt kjapt.

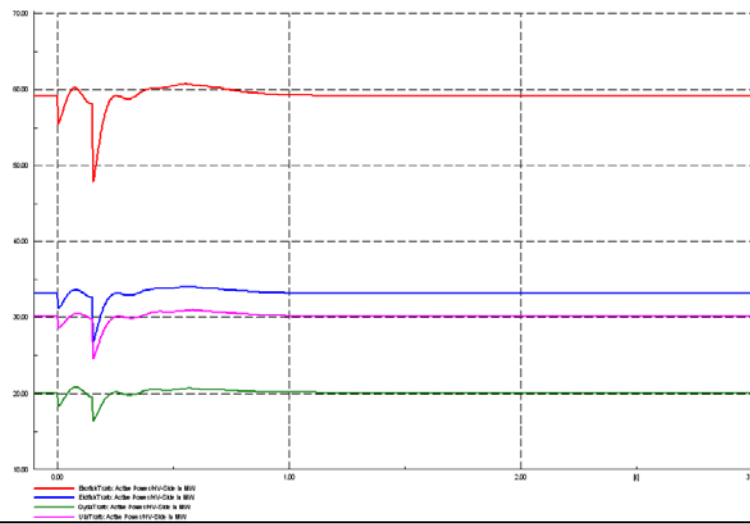
Figur D.26 viser frekvensen for OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn), og er ikke spesielt interessante da det ikke er store frekvenssvingninger det er snakk om.



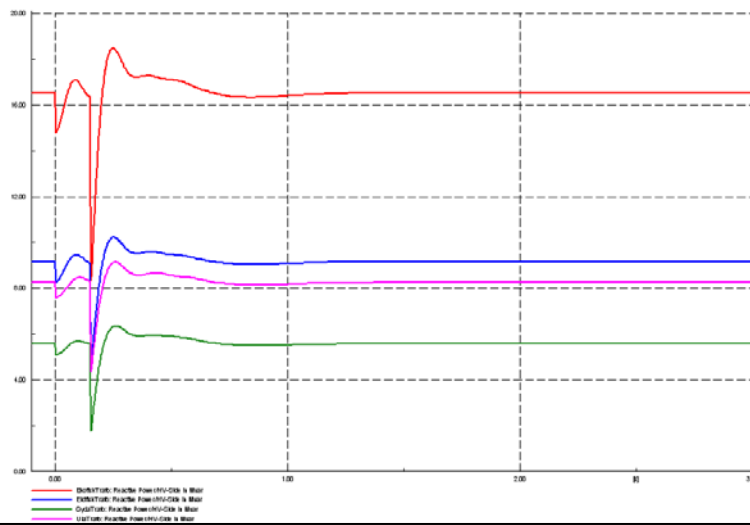
Figur D.22 – Liten vind – Hendelse 1 – Spenning på feltene



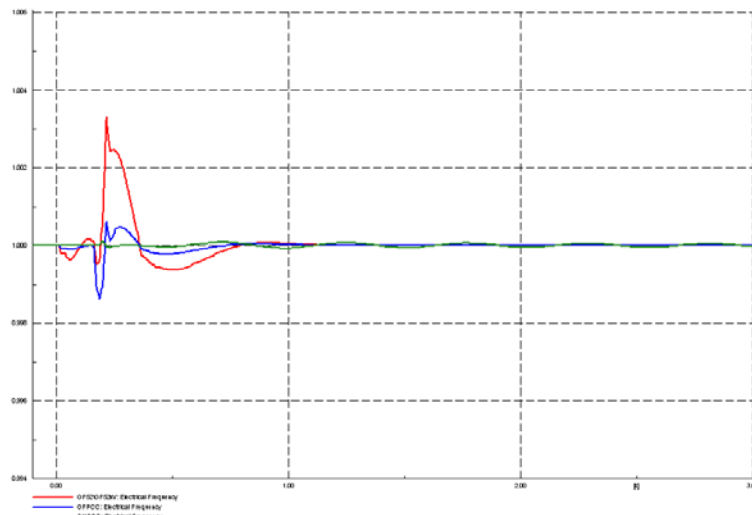
Figur D.23 – Liten vind – Hendelse 1 – Frekvens på feltene



Figur D.24 – Liten vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt på feltene



Figur D.25 – Liten vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på feltene

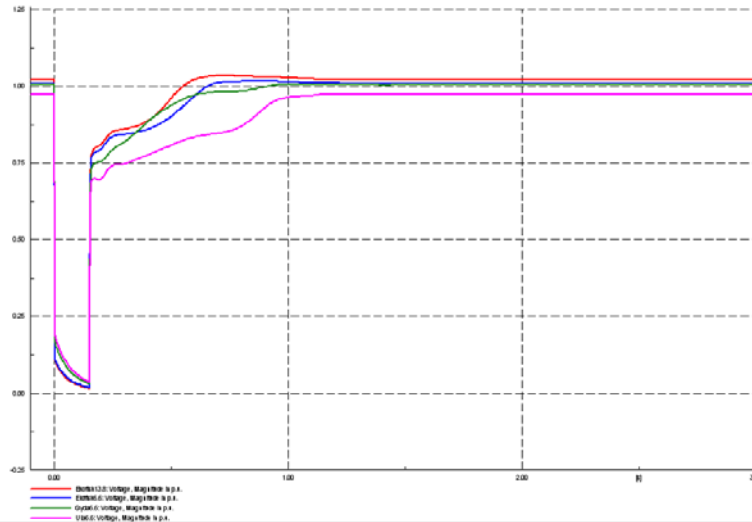


Figur D.26 – Liten vind – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC

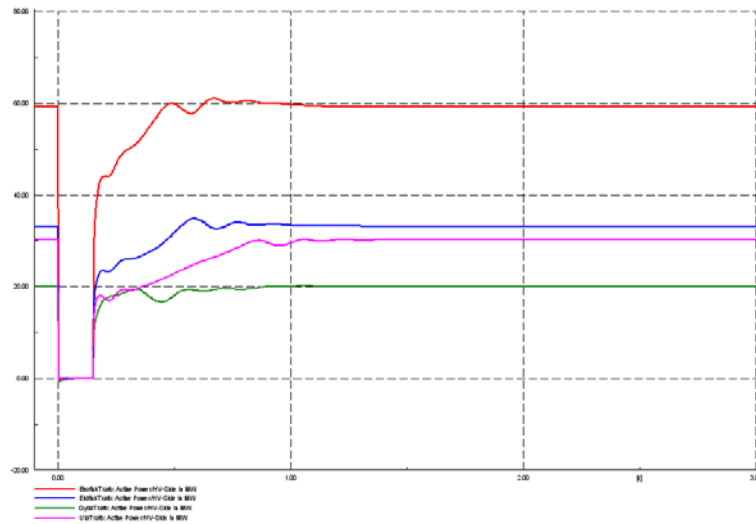
D.2.2 - Liten vindpark - Trefase kortslutning på omformerplattform

Figur D.27, D.28 og D.29 viser spenningsnivå, aktiv effektflyt og reaktiv effektflyt for Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa). En fellesnevner er at Ula er siste felt som når stabile nivåer for de respektive størrelser, noe som kommer av at maskinlasten på Ula er den siste lasten som når stasjonært turtall. Videre kan det nevnes at spenningsforløpet for samtlige felter bryter forskriftene, som nevnt i kapittel 6.2.2.

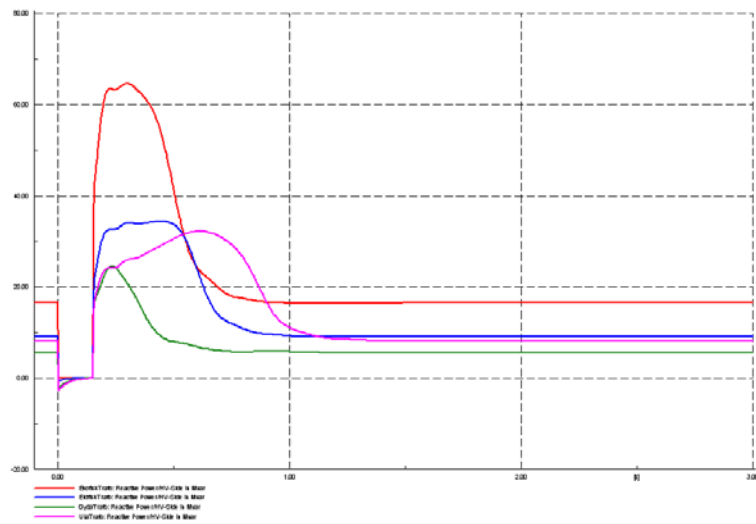
Figur D.30 viser frekvensen for OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn).



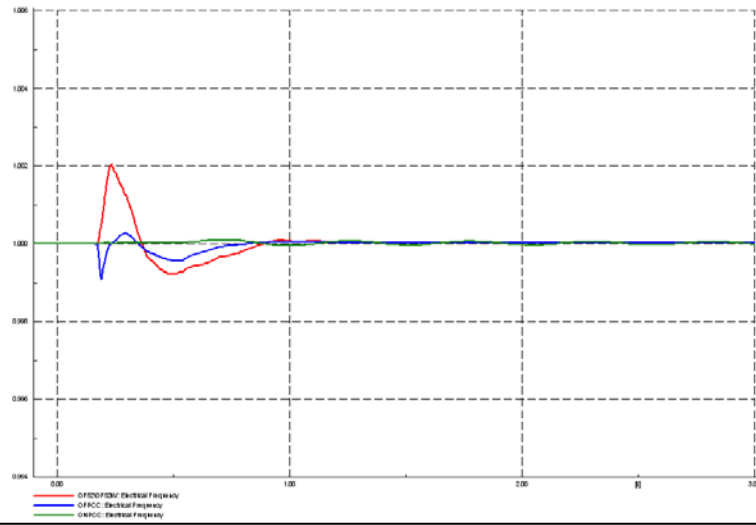
Figur D.27 – Liten vind – Hendelse 2 – Spenning på feltene



Figur D.28 – Liten vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt på feltene



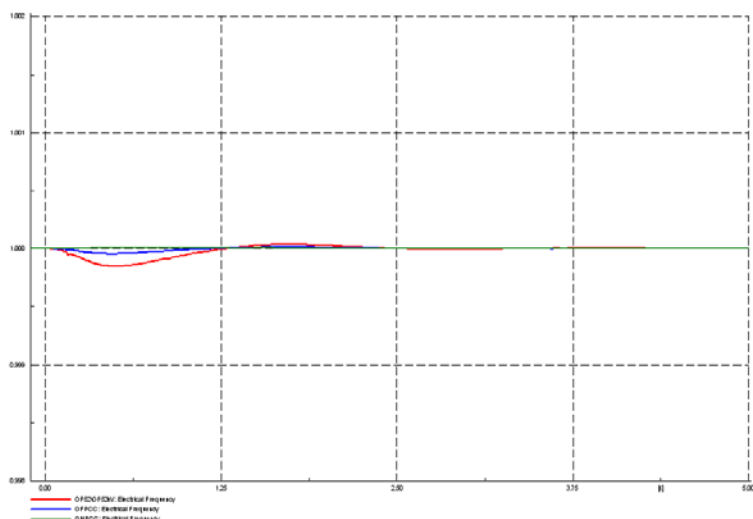
Figur D.29 – Liten vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på feltene



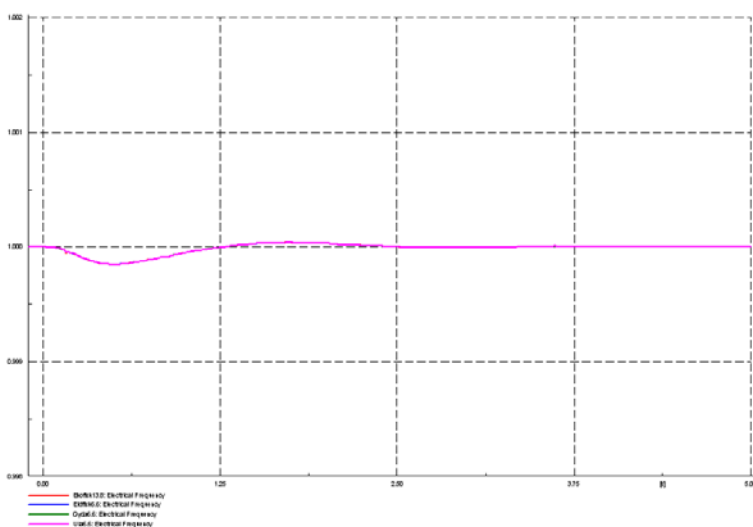
Figur D.30 – Liten vind – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC

D.2.3 – Liten vindpark – Endring av aktiv effektproduksjon fra vindpark

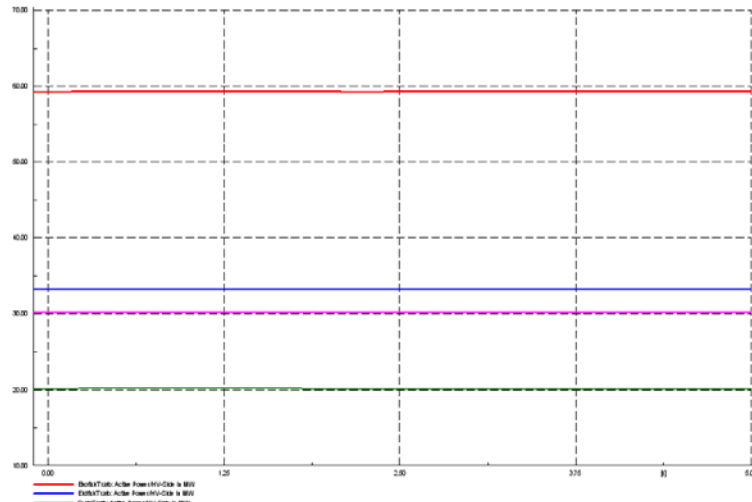
Figur D.31 viser frekvens for OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn). Figurene D.32, D.33 og D.34 viser henholdsvis frekvens, aktiv effektflyt og reaktiv effektflyt for feltene Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa). Alle disse grafene har veldig små utslag og er av den grunn ikke interessante med tanke på stabilitet og uregelmessig drift.



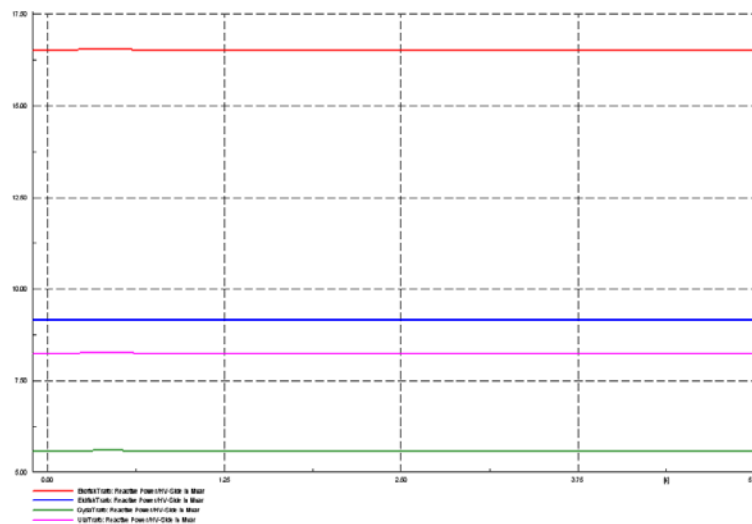
Figur D.31 – Liten vind – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC



Figur D.32 – Liten vind – Hendelse 3 – Frekvens på feltene



Figur D.33 – Liten vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene



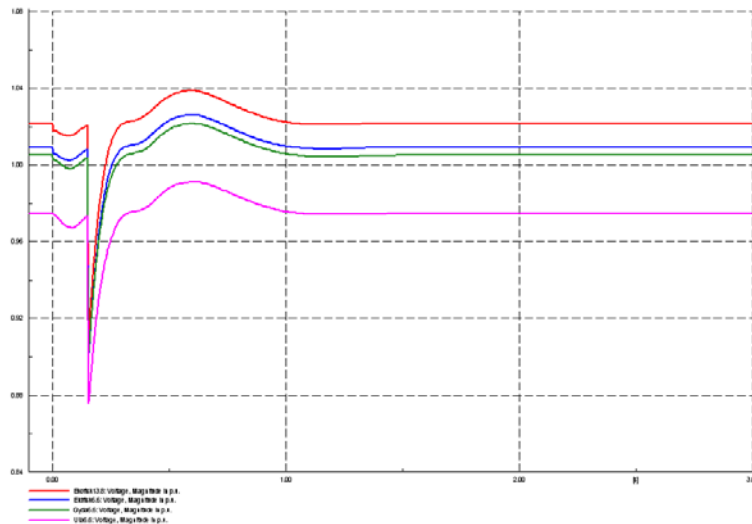
Figur D.34 – Liten vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene

D.3 – Stor vindpark

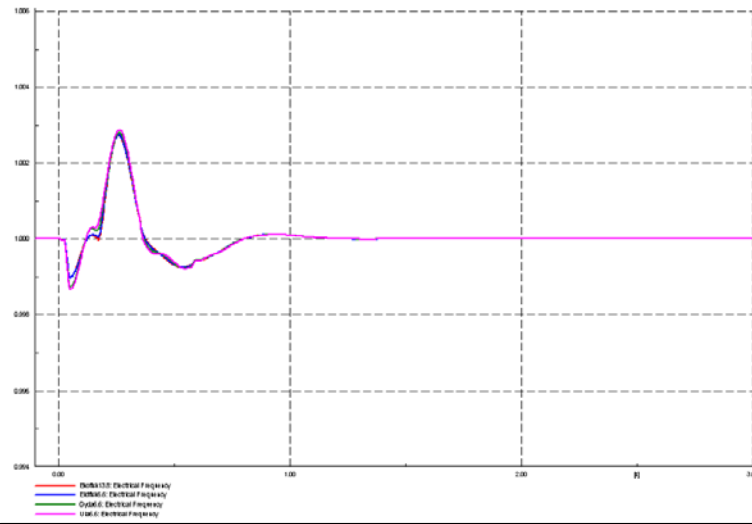
D.3.1 – Stor vindpark – Trefase kortslutning i vindpark

Figurene D.35 til D.38 viser spenningsnivå, frekvens, aktiv effektflyt og reaktiv effektflyt for Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa). Spenningsdippen som vises i D.35 med de tilhørende små nedgangene i både aktiv og reaktiv effektflyt er nevnt i kapittel 6.3.1. Ellers er det ingenting av interesse å nevne for disse fire grafene.

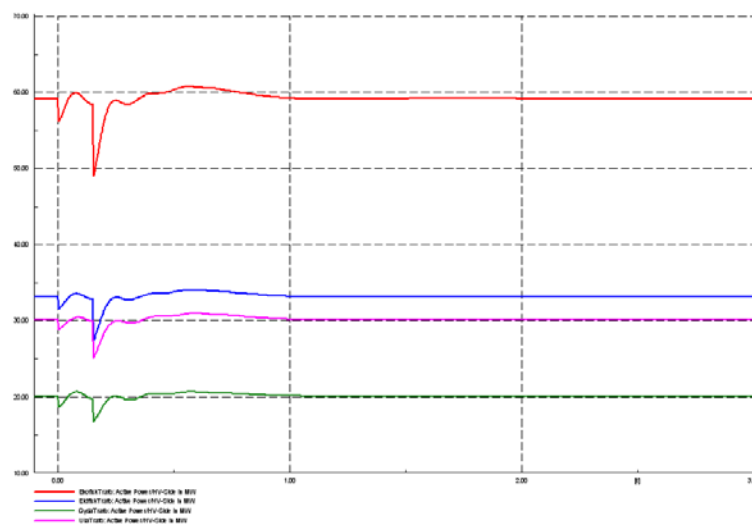
Det samme gjelder frekvensforløpet for OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn) i Figur D.39.



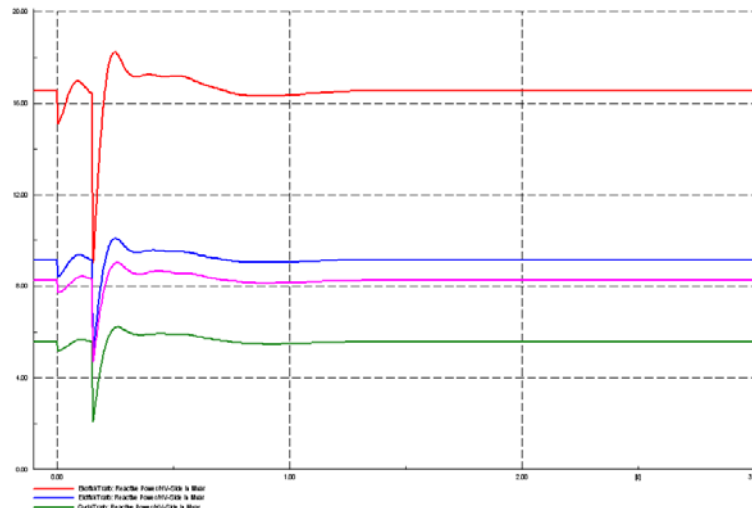
Figur D.35 – Stor vind – Hendelse 1 – Spending på feltene



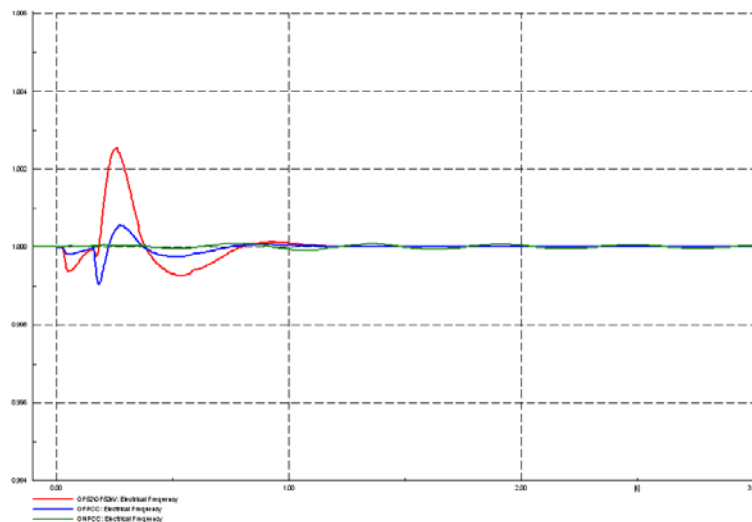
Figur D.36 – Stor vind – Hendelse 1 – Frekvens på feltene



Figur D.37 – Stor vind – Hendelse 1 – Aktiv effekt på feltene



Figur D.38 – Stor vind – Hendelse 1 – Reaktiv effekt på feltene



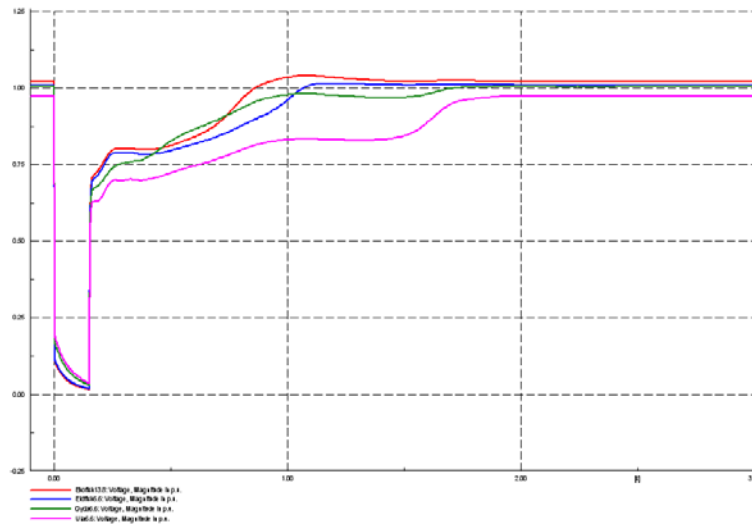
Figur D.39 – Stor vind – Hendelse 1 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC

D.3.2 – Stor vindpark – Trefase kortslutning på omformerplattform

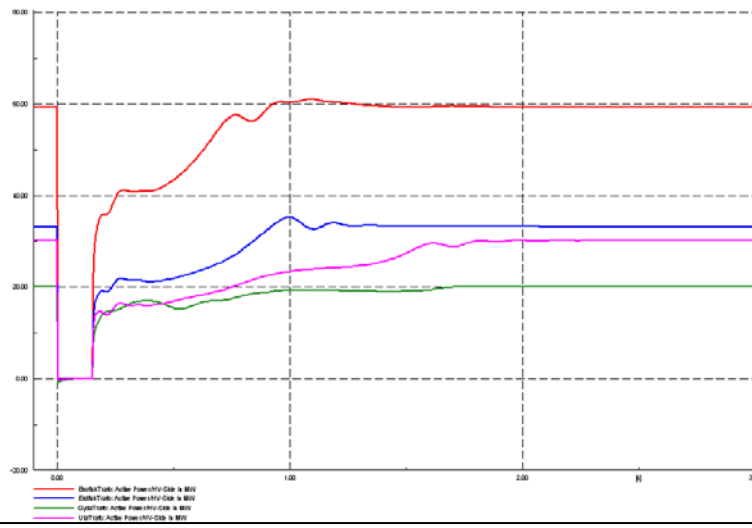
Figur D.40 viser spenningen for Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa), og nok en gang oppleves det uakseptable spenningsforhold ved kortslutning av OF52kV. Dette er også nevnt i kapittel 6.3.2.

Figur D.41 og Figur D.42 viser henholdsvis aktiv og reaktiv effektflyt til feltene, med samme fargekoding som for Figur D.40. Alle disse tre nevnte figurer viser at det nok en gang er Ula som er siste felt tilbake i stabil tilstand, og nok en gang er det grunnet treg gjenoppretting av maskinlastens turtall på nettopp Ula.

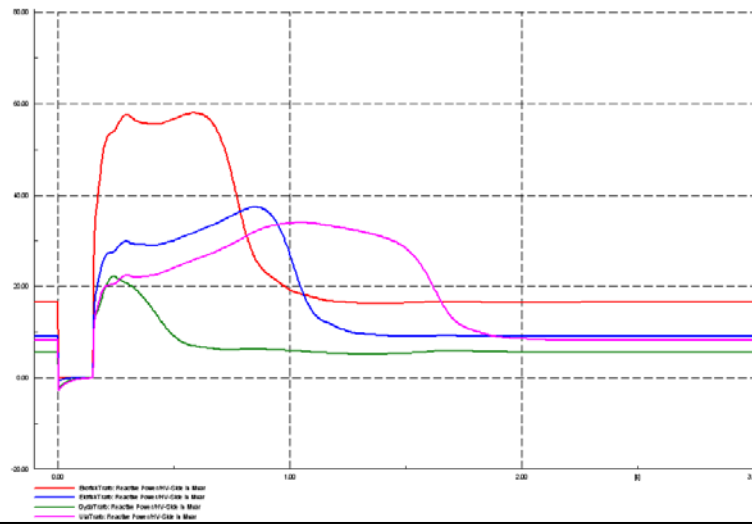
Frekvensforløpet for OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn) er skissert i Figur D.43, og er ikke interessant for videre diskusjon.



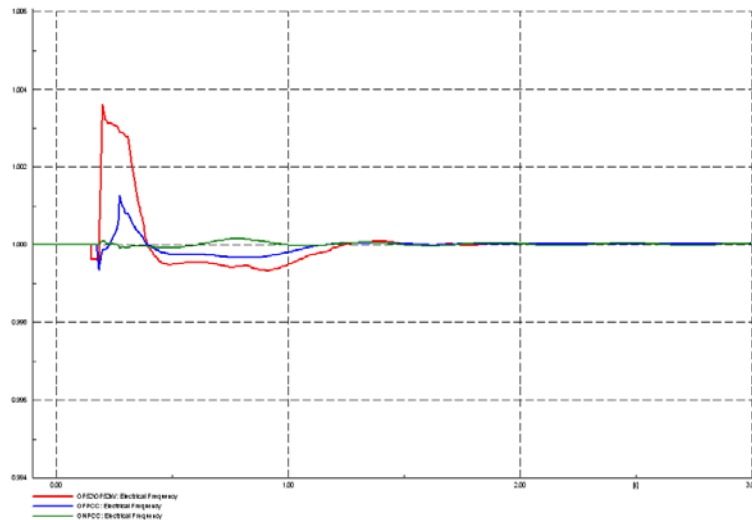
Figur D.40 – Stor vind – Hendelse 2 – Spenning på feltene



Figur D.41 – Stor vind – Hendelse 2 – Aktiv effekt på feltene



Figur D.42 – Stor vind – Hendelse 2 – Reaktiv effekt på feltene

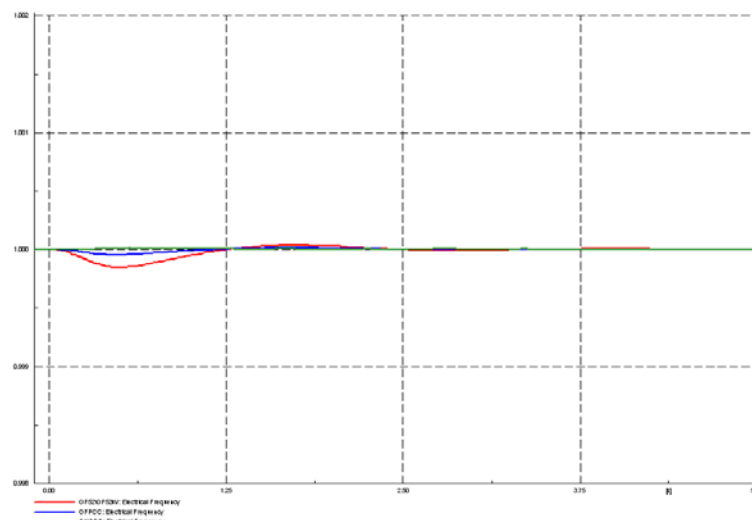


Figur D.43 – Stor vind – Hendelse 2 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC

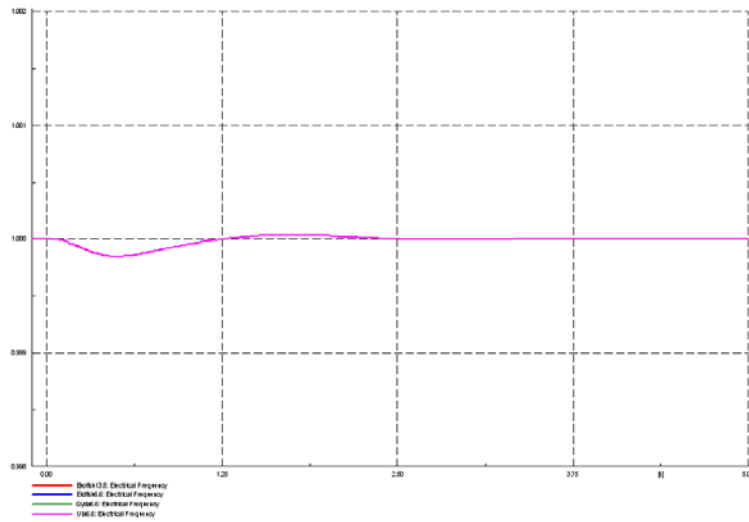
D.3.3 – Stor vindpark – Endring av aktiv effektproduksjon fra vindpark

Figur D.44 viser frekvensforløpet for OF52kV (rød), OFPCC (blå) og ONPCC (grønn), mens Figur D.45 viser frekvensforløpet for Ekofisk (rød), Eldfisk (blå), Gyda (grønn) og Ula (rosa). Oscillasjonene er for små og svinger inn for raskt til å ha noen kritisk effekt på komponenter i systemet.

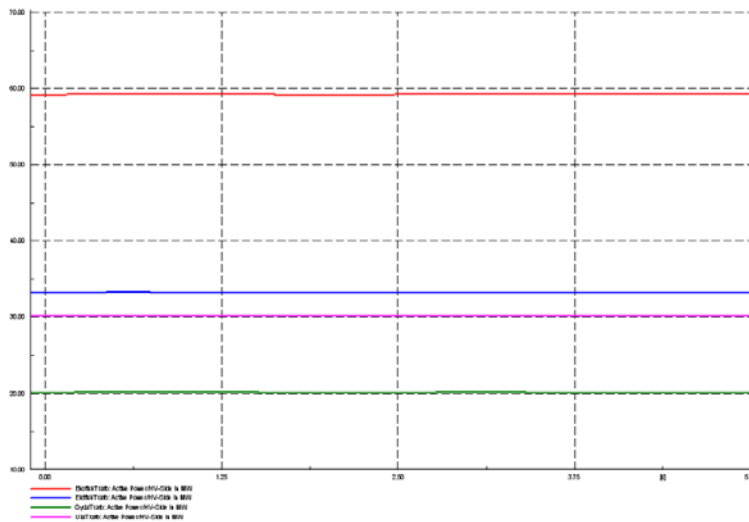
Figur D.46 og Figur D.47 viser henholdsvis aktiv og reaktiv effektflyt for de fire petroleumfeltene, med samme fargekoding som i Figur D.45, og viser at effektflyten mot lastene er tilnærmet uendret etter reduksjon av effekt fra vindturbinene.



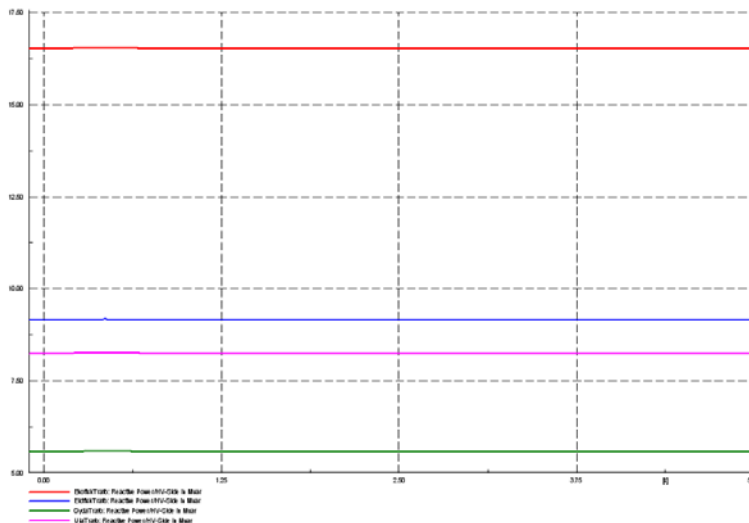
Figur D.44 – Stor vind – Hendelse 3 – Frekvens på OF52kV, OFPCC og ONPCC



Figur D.45 – Stor vind – Hendelse 3 – Frekvens på feltene



Figur D.46 – Stor vind – Hendelse 3 – Aktiv effekt på feltene



Figur D.47 – Stor vind – Hendelse 3 – Reaktiv effekt på feltene