

Spenningsssammenbrudd i Midt-Norge

Erlend Fitje

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

Oppgavetekst

Midt-Norge har allerede et stort kraftunderskudd. Dette underskuddet vil øke ytterligere i årene som kommer hvis ikke ny produksjonskapasitet med lang brukstid bygges i området. Det foreligger planer om ny produksjonskapasitet, men investeringsbeslutninger mangler. Overføringskapasiteten for sentralnettet inn til Midt-Norge blir derfor viktig fremover for å sikre forsyningen. Ved høy utnyttelsesgrad av overføringssystemet øker faren for sammenbrudd ved bortfall av linjer. Produksjons- og overføringssystemet i Midt-Norge ønskes derfor analysert med tanke på mulige spenningssammenbrudd.

Følgende punkter bør inngå i besvarelsen:

Hvilken importkapasitet har sentralnettet når Nea Järpstraumen settes i drift i 2009?

Hvilke begrensninger vil oppstå, og hvor?

Hvilke kritiske hendelser kan utløse sammenbrudd?

Hvilken betydning har de ulike planene for ny produksjon for nettdriften fremover?

Er det spesielle parametere som kan overvåkes for å forutse sammenbrudd?

Hvilke tiltak kan settes i verk, på kort og lang sikt?

Totaloppgaven må bestå både av stasjonære og dynamiske analyser. Hovedverktøy blir PSS/E. Oppgaven blir en delvis videreføring av tidligere utførte analyser i form av et prosjektarbeid.

Dynamiske analyser blir et viktig element i oppgaven, og det må påregnes en del tid på å vurdere kvaliteten på dynamiske modeller samt kompetanseoppbygging på støtteverktøy rundt PSS/E.

Oppgaven gitt: 23. januar 2007

Hovedveileder: Olav B Fosso, ELKRAFT

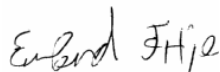
Forord

Denne rapporten er skrevet for å dokumentere arbeidet som er gjort i forbindelse med min Masteroppgave våren 2007. Masteroppgaven er det avsluttende arbeidet på Masterstudiet i Teknologi, Energi og Miljø ved Norges Teknisk Naturvitenskaplige Universitet (NTNU) i Trondheim.

Midt-Norge har allerede et stort kraftunderskudd. Med stadig økende forbruk i regionen, vil kraftunderskuddet øke ytterligere hvis det ikke kommer ny produksjonskapasitet med lang brukstid i området. Det eksisterer mange planer om ny produksjonskapasitet i området, men investeringsbeslutninger mangler. For å sikre forsyningen til regionen blir overføringskapasiteten for sentralnettet inn til området viktig. Etter forslag fra Statnett SF, vurderes det i denne oppgaven hvor høyt det er forsvarlig å sette overføringskapasiteten inn til Midt-Norge uten at det er fare for spenningskollaps i regionen.

Jeg vil takke Per Odd Gjerde i Statnett SF for god hjelp i løpet av det året jeg har arbeidet med emnet. Videre vil jeg takke Roar Bersås i Statnett SF og Leif Warland ved SINTEF Energiforskning for å ha svart på spørsmål og gjort informasjon tilgjengelig under arbeidet med Masteroppgaven. I tillegg vil jeg takke faglærer Olav B. Fosso for konstruktive tilbakemeldinger og lærerrike samtaler under arbeidet med Masteroppgaven.

Trondheim 2007-06-20



Erlend Fitje

Sammendrag

I Midt-Norge er det i dag et stort kraftunderskudd, på grunn av økende industrilast i regionen forventes det at underskuddet stiger i årene som kommer. Det finnes planer for å etablere ny produksjon i området, men investeringsbeslutninger mangler. For tiden arbeides det med å bygge en ny forbindelse mellom Nea Järpstraumen. Prosjektet skal etter planen ferdigstilles i 2009. Utover dette har ikke NVE gitt konsesjon til ytterligere linjeutbygginger i området per 2007-06-20. Fremtidig forbruksøkning må derfor transporteres inn til Midt-Norge gjennom et sentralnett som allerede er sterkt belastet. Når importen øker, stiger faren for spenningssammenbrudd ved forstyrrelser i nettet. Dersom det oppstår spenningssammenbrudd vil hele Midt-Norge miste strømmen. En slik hendelse vil være uakseptabelt og må unngås.

I denne oppgaven er det undersøkt hvor mye effekt det er forsvarlig å importere til Midt-Norge uten at det er fare for spenningssammenbrudd ved forstyrrelser i nettet. Det er gjort stasjonære og dynamiske analyser ved hjelp av kraftsystemsimatoren PSS/E. For å forenkle arbeidet med simuleringene er det også utført noe programmering i Python og Visual Basic.

I analysene er det sett på to case som er representative for hvordan man tror situasjonen vil være i 2010. Den ene casen representerer en typisk vintersituasjon, med høy last og store deler av produksjonskapasiteten i Midt-Norge er tilgjengelig. Den andre casen representerer en situasjon tidlig på våren. På grunn av lite vann i magasinene sparer mange produsenter på vannet og den tilgjengelige generatorkapasiteten i Midt-Norge er kraftig redusert. Forbruket er imidlertid fortsatt høyt og det vil være nødvendig med stor import.

Begrensningene av resultatene ligger i modelleringen av nettet, generatorene og belastningene. I tillegg er det gjort enkelte antagelser angående lastsammensetning og produksjonsfordeling. Dersom noen av antagelsene viser seg å være noe annerledes enn det som er forutsatt, kan dette gi andre resultater og konklusjoner. De forløpene som simuleringene viser, vil likevel gi en indikasjon på hvordan systemet vil respondere på ulike hendelser.

Simuleringsresultatene viser ingen antydning til spenningssammenbrudd når tilgjengelig produksjonskapasitet i Midt-Norge er høy. Analysene indikerer at det vil være fare for spenningssammenbrudd i Midt-Norge når tilgjengelig produksjonskapasitet i området er redusert. I følge analyseresultatene, vil utfall eller kortslutning av Nea Järpstraumen eller Nea Klæbu føre til at det kan oppstå spenningssammenbrudd i Midt-Norge. Imidlertid ser det ut til at sammenbrudd kan unngås hvis importen begrenses til mellom 1300 og 1600 MW.

For å sikre tilgangen på effekt i Midt-Norge bør det legges til rette for ny produksjon i regionen. I tillegg bør linjenettet inn til området forsterkes. Statnett søkte konsesjon om å få bygge en ny linje mellom Sogn og Møre 2007-03-08. Det utelukkes ikke at dette er den mest ideelle nettførsterkningen.

Spenningssammenbrudd kan forutsees ved å overvåke produksjonen til SVC anleggene i regionen. Hvis alle SVC anleggene i regionen produserer opp mot sin maksimale produksjon, bør det tolkes som at faren for spenningssammenbrudd er overhengende.

Innholdsfortegnelse

Innledning	1
Del I: Midt-Norge	3
1.1.1 Økende forbruk og manglende produksjon i Midt-Norge	5
1.1.2 Hvor mye kan importeres?	6
1.1.3 Ledningsprosjekter i området	7
Del II: Bakgrunnsteori	9
2.1 Spenningsstabilitet et dynamisk fenomen	10
2.2 Transient stabilitet	14
2.3 Linjer og Kabler	17
2.4 Synkrongeneratoren	18
2.4.1 Hva begrenser aktiv og reaktiv produksjon i synkrongeneratoren?	19
2.4.1.1 Begrensning i ankerstrøm	19
2.4.1.2 Begrensning i feltstrøm	19
2.4.1.3 Overoppheting i enden av stator	20
2.4.2 Modellering av synkrongeneratoren	21
2.4.2.1 Modellering av synkrongeneratoren for stasjonære studier	21
2.4.2.2 Modellering av synkrongeneratoren for dynamiske studier	22
2.4.3 Regulering av synkrongeneratoren	22
2.4.4 Frekvenskontroll	23
2.5 Reaktiv effekt	24
2.5.1 Reaktive effektreserver som indikator på spennings sammenbrudd	25
2.5.1.1 Voltage Collapse Proximity Indicator	26
2.5.2 Generatorens rolle ved spennings sammenbrudd	26
2.5.3 Seriekompensering vs. Shuntkompensering	27
2.5.4 Kompenseringsenheter for reaktiv effekt	28
2.5.4.1 Roterende fasekompensatorer	28
2.5.4.2 Kondensatorbatterier	29
2.5.4.3 Bruk av tyristorer for å styre susceptansen i spoler og kondensatorer	29
2.5.5 SVC anlegg	32
2.5.5.1 Modellering av SVC anlegg for stasjonære studier	32
2.5.5.2 Modellering av SVC anlegg for dynamiske studier	33
2.6 Belastninger	35
2.6.1 Asynkronmaskinen	35
2.6.2 Termostatstyrte belastninger	38
2.6.3 Modellering av laster for stasjonære studier	41
2.6.4 Modellering av laster for dynamiske studier	41
2.7 Feil i kraftsystemet	43
2.7.1 Symmetriske komponenter	43
2.7.2 Feiltyper	44
3.1 Bakgrunn for analyser	46
3.1.1 Målsetning for analysene	46
3.1.2 Nettet i Midt-Norge i 2009	47
3.2 Gjennomførte analyser	49
3.2.1 Forutsetninger og antagelser	49
3.2.2 Stasjonære analyser	50
3.2.2.1 Fra "Case 2010" til "Case Vårknipa"	51
3.2.2.2 Lastøkning I	52
3.2.2.3 Lastøkning II	52
3.2.2.4 Lastøkning III	53

3.2.2.5	Utfallsanalyse	53
3.2.2.6	Lastøkning I og utfall	53
3.2.2.7	Lastøkning I og Endring av Z punkt	53
3.2.2.8	Endret lastmodellering og Lastøkning I	53
3.2.3	<i>Python som dokumentasjonsverktøy for analyseresultater</i>	54
3.2.4	Dynamiske analyser	56
3.2.4.1	Linjeutfall Vinstra Vågåmo	57
3.2.4.2	Kortslutning av linjer	57
3.2.4.3	Utfall av produksjonsenhet	57
3.2.5	IDEV filer som dokumentasjonsverktøy for dynamiske analyseresultater	58
3.3	Stasjonære analyseresultater	59
3.3.1	”Case 2010”	59
3.3.1.1	Lastøkning	61
3.3.1.2	Lastøkning III	63
3.3.1.3	Utfall	63
3.3.1.4	Lastøkning og Utfall	64
3.3.1.5	Endring av Z punkt	65
3.3.1.6	Endring av lastmodellen	65
3.3.2	”Case Vårknipa”	67
3.3.2.1	Utfall	67
3.3.2.2	Lastøkning I	69
3.4	Dynamiske analyseresultater	70
3.4.1	”Case 2010”	70
3.4.1.1	Sammenligning av utfall og kortslutning	71
3.4.1.2	Kortslutningsanalyse Tunsjødal Namsos	72
3.4.1.3	Kortslutningsanalyse Nea Klæbu	74
3.4.1.4	Utfall Svartisen	82
3.4.2	”Case Vårknipa”	85
3.4.2.1	Kortslutning Tunsjødal Namsos	85
3.4.2.2	Kortslutning Nea Klæbu	87
3.4.2.3	Kortslutning Järpstraumen Nea	91
Del IV: Diskusjon & Konklusjon		93
4.1	Diskusjon	94
4.1.1	Hvor mye er det forsvarlig å importere?	94
4.1.2	Indikasjoner på sammenbrudd.	97
4.1.3	Hvilke tiltak kan påvirke overføringskapasiteten inn til Midt-Norge?	99
4.1.3.1	Lastfrakobling	99
4.1.3.2	Midt-Norge som eget prisområde	100
4.1.3.3	Installasjon av nye kompenseringsenheter	100
4.1.3.4	Ny produksjon & Linjeutbygginger	100
4.1.4	Vurdering av analyseverktøy og datamodell	101
4.2	Konklusjoner og anbefalinger	104
4.2.1	Forslag til videreføring	105
Referanseliste:		107
Bibliografi:		112
Vedleggsliste:		I

Innledning

Sentralnettet i Midt-Norge har i de senere årene blitt **hardere belastet på grunn av økende forbruk i regionen**. Spesielt gjelder dette Møre og Romsdal. I årene som kommer forventes det en ytterligere økning av forbruket i området. Hovedårsaken er det økende kraftforbruket i industrien. Det forligger planer om ny produksjon i området, men investeringsbeslutninger mangler. For en periode fremover må derfor det økte forbruket importeres inn til området gjennom eksisterende sentralnett. For tiden arbeides det med å bygge en ny 420 kV forbindelse mellom Nea og Järpstrømmen. Den skal etter planen settes i drift i 2009. Utover dette, er det per 2007-06-20 ikke gitt konsesjon for ytterligere nettførsterkninger i området.

Når belastning på nettet øker, øker faren for spenningsammenbrudd ved utfall av linjer, noe som igjen kan føre til at hele Midt-Norge mister strømmen. Dette er uakseptabelt, men det kan unngås hvis importen til regionen begrenses. En **nøyaktig fastsettelse av overføringskapasiteten** inn til området blir derfor viktig for å sikre en stabil og pålitelig effekttilgang i regionen.

Rapporten er delt inn i **fire hoveddeler**. I **del I** presenteres Midt-Norge med vekt på forventet lastutvikling og planlagte linjeutbygginger. I tillegg presenteres enkelte begreper og kriterier som benyttes i nettplanleggingen.

I **del II** presenteres **bakgrunnsteori** som leseren bør ha kjennskap til når han/hun leser analyser og konklusjoner. Del II beskriver komponenter og fenomener som påvirker stabiliteten i kraftsystemet. Det er omtalt relativt mange temaer i del II. Derfor er det ikke funnet hensiktsmessig å gå i detalj i beskrivelsene av komponentene. Det er lagt mest vekt på de systemtekniske egenskapene. Lesere som har god kjennskap til oppbygningen av kraftsystemet og hvordan ulike komponenter fungerer, trenger ikke lese denne delen av rapporten.

I **del III** presenteres **utførte analyser og analyseresultater**. Kapittel 3.1 og 3.2 beskriver bakgrunnen for analysene, og de gjennomførte analysene blir beskrevet. I kapittel 3.3 og 3.4 presenteres utvalgte analyseresultater. Det er forsøkt å begrense omfanget av rapporten. Noen undersøkelser der resultatene ikke skiller seg ut fra øvrige, er derfor utelatt. Analyseresultater og datafiler som er benyttet i forbindelse med analysene, er lagt på et elektronisk vedlegg. På grunn av at datafilene inneholder sensitiv informasjon om det nordiske kraftnettet, er innholdet i det elektroniske vedlegget begrenset.

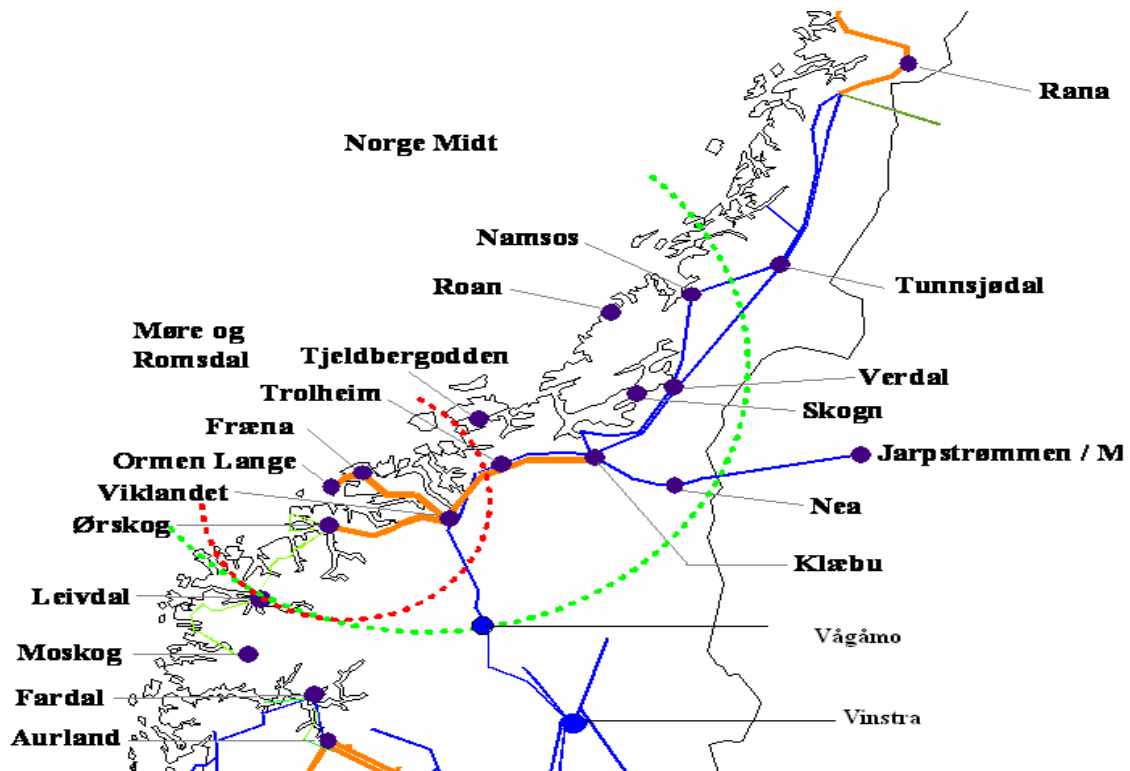
Del IV som er siste del av hovedrapporten, består av **diskusjoner og konklusjoner** samt ideer til videreføring av arbeidet. Rapporten består også av 3 vedlegg hvor temaer som ikke er detaljert behandlet i selve hovedrapporten blir omtalt.

Lesere som ikke ønsker å lese hele rapporten anbefales å lese del I, Kapittel 3.1 og 3.2 samt del IV. Dette gir en oversikt over innholdet i rapporten.

Del I: Region Midt-Norge

Hensikten med denne delen av rapporten, er å gi en kort presentasjon av kort kraftsituasjonen i Midt-Norge per dags dato. Det blir gitt en presentasjon av området, dagens nett og aktuelle problemer knyttet til effektsituasjonen i regionen.

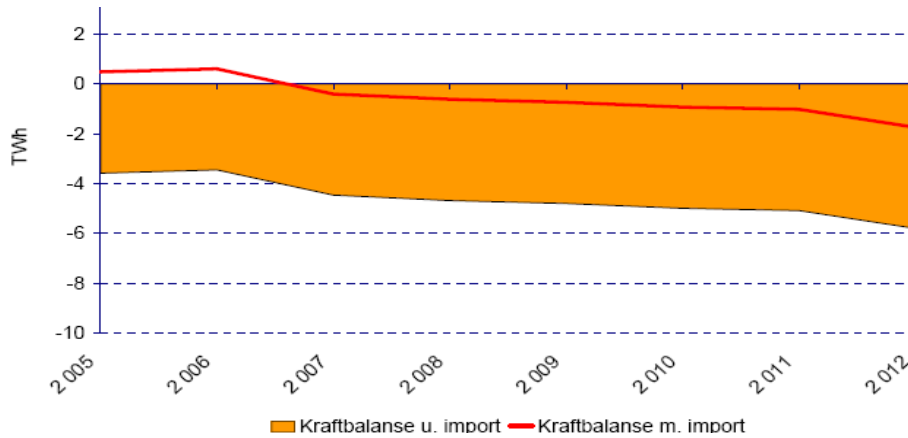
Region Midt-Norge strekker seg fra Tunnsjødal i nord til Vågåmo i sør og til Nea i øst. Området kalles av enkelte Norge Midt, men i denne rapporten omtales regionen som Midt-Norge. Figur 1 viser et utsnitt av et Norgeskart med viktige sentralnettslinjer inntegnet. Midt-Norge er området innenfor den grønne sirkelen på figuren.



Figur 1 Kart over Midt-Norge med sentralnettsforbindelser inntegnet [1]

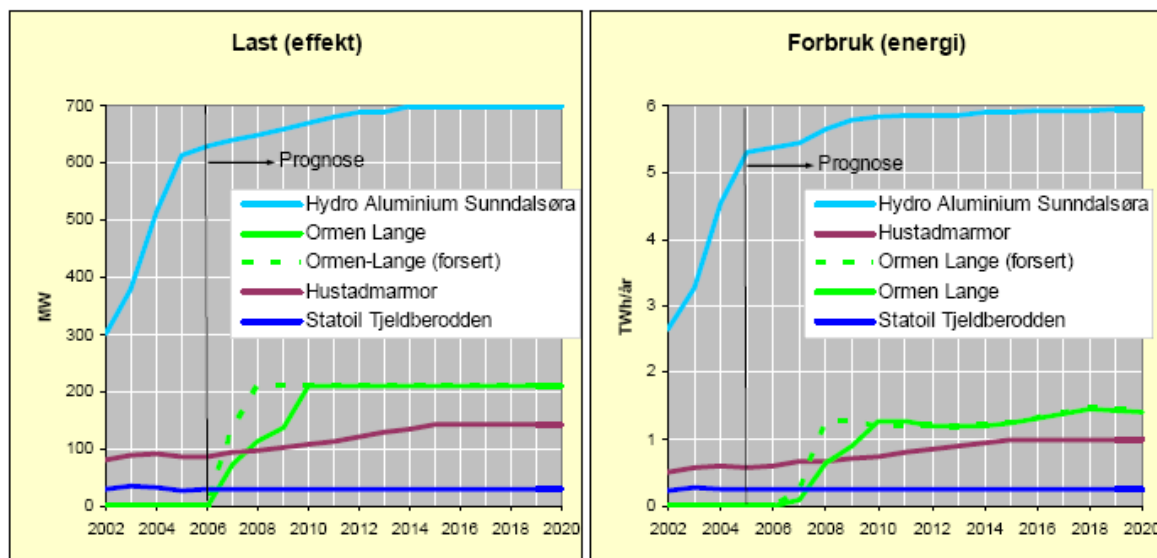
1.1.1 Økende forbruk og manglende produksjon i Midt-Norge

Kraftforbruket i Midt-Norge er i stadig økning mens produksjonen i de senere år har vært tilnærmet uendret. Dette har ført til at regionen har utviklet seg til et underskuddsområde med manglende tilgang på kraft. Kraftunderskuddet er spesielt stort i Møre og Romsdal. Figur 2 viser hvordan mangelen på energi forventes å øke i Møre og Romsdal frem mot 2012.



Figur 2 Energibalansen for Møre og Romsdal 2005–2012 [2]

Hovedgrunnen til at det forventes et økende kraftunderskudd i Møre og Romsdal er planlagte utbygninger av kraftkrevende industri. Disse er vist i Figur 3. Figuren er todelt. Venstre side viser hvordan effektbehovet endres. Høyre side viser økningen i årlig energiforbruk.



Figur 3 Lastutvikling for den kraftkrevende industrien i Møre og Romsdal frem til 2020 [3]

1.1.2 Hvor mye kan importeres?

Et økende kraftunderskudd i Midt-Norge fører til at det må fraktes mer kraft inn til regionen på et fra før sterkt belastet sentralnett. Overføringskapasiteten inn til regionen blir sentral for å sikre forsyningen til regionen. I dette kapitlet defineres begrepet overføringskapasitet og det presenteres hvilke hensyn som må tas når overføringskapasiteten skal fastsettes. Tabell 1 viser en oversikt over sentralnettslinjene inn til Midt-Norge.

Tabell 1 Sentralnettslinjer inn til Midt-Norge [2]

Linje	Spenningsnivå
Nea Järpstraumen *Driftes på 300 kV til 2009	420*
Vinstra Vågåmo	300
Tunsjødal Namsos	300
Tunsjødal Verdal	300
Haugen Leivdal	132

I [5] defineres overføringskapasitet som følger:

”Overføringskapasiteten er den tekniske grensen for aktiv effekt som kontinuerlig kan overføres mellom to områder”.

Overføringskapasiteten måles på mottakersiden, det vil si at linjetap ikke er medregnet i overføringskapasiteten. Maksimal overførbar effekt fastsettes under forutsetning av at det ikke skal oppstå avbrudd i nettet ved dimensjonerende feil. Dimensjonerende feil er den feilen som gir størst konsekvenser for nettdriften. Et annet kriterium som også benyttes er N-1 kriteriet. Det sier at enhver enkeltfeil ikke skal gi uakseptable konsekvenser for nettdriften. I Nordels dimensjoneringsregler [5] er det angitt et modifisert N-1 kriterium og spesifisert akseptable konsekvenser av ulike kombinasjoner av driftstilstand og feiltilfeller.

Statnett benytter Nordels anbefalinger ved dimensjonering og fastsettelse av lastgrenser. N-1 kriteriet er ikke lenger et absolutt kriterium i sentralnettet i Norge. I [4] heter det:

”Statnett sin policy for systemutnyttelse er å utnytte nettets kapasitet innenfor et gitt mulighetsrom slik at summen av alle forventede, samfunnsøkonomiske kostnader minimaliseres”.

Overnevnte policy er begrenset av en del tilleggskrav. De kravene som har innvirkning på effektsituasjonen beskrives kort i dette avsnittet. Anleggsdeler skal belastes innenfor fastsatte kapasitetsgrenser, inkludert mulighet for kortvarig høy belastning. I følge [5] kan linjer, kabler og sluttbrukerkomponenter overbelastes med 20 % i inntil 15 minutter. For transformatorer er grensen 30 % i det samme tidsrommet. Konsekvensene av en driftsforstyrrelse skal ikke være uakseptable. En driftsforstyrrelse skal ikke gi avbrudd for mer enn 1400 MW forbruk Et tilknytningspunkt i sentralnettet skal ha maksimalt 2 avbrudd per år.

I nettplanleggingen og nettdriften benyttes begrepet snitt. Et snitt er overføringslinjene mellom ulike områder. Linjene inn til Midt-Norge deles i hovedsak inn i to snitt. Linjene Tunsjødal Namsos og Tunsjødal Verdal kalles ”Tunsjødal mot sør”. Per dags dato har Statnett i følge [1] fastsatt overføringsgrensen på dette snittet til 1000 MW. Ved utfall av Nea Järpstraumen skal sekstifem prosent av effekten legges over Vinstra Vågåmo. Summen av flyten på disse to linjene kalles Trøndelagssnittet og settes til 800 MW når Nea Järpstraumen settes i drift i 2009. I tillegg er det mulig å frakte 200 MW inn til Midt-Norge gjennom linjen Haugen Leivdal. Det presiseres at kraftnettet planlegges med en import som er 5-10 % lavere enn overføringskapasiteten [3]. Denne overføringsgrensen kalles handelskapasitet og er den høyeste tillatte overføringen aktørene i kraftmarkedet kan planlegge å utveksle på timebasis.

1.1.3 Ledningsprosjekter i området

Statnett har utarbeidet planer for utbygging av nye linjer for å øke importkapasiteten og for å tilrettelegge for ny produksjon i Midt-Norge. Dette kapittelet har til hensikt å presentere disse planene. Teksten er i all hovedsak hentet fra [6], men det er gjort enkelte mindre endringer og tilføyelser. De ulike ledningsprosjektene som planlegges er presentert i Tabell 2. I tillegg til prosjektene som er under utvikling, planlegging og bygging, er ferdigstilte linjer i forbindelse med Ormen Lange prosjektet tatt med i tabellen.

Tabell 2 Aktuelle ledningsprosjekter i Midt-Norge [2]

Ledningsprosjekter
Viklandet- Fræna
Fræna- Nyhamna
Järpstraumen- Nea (Spenningsoppgradering)
Nea- Klæbu (Spenningsoppgradering)
Aurland- Ørskog
Tjellbergodden- Trollheim- Viklandet
Klæbu- Skogn- Verdal
Namsos- Roan

For å øke importkapasiteten fra Sverige til Trøndelag har Statnett gjennomført en spenningsoppgradering av linjen mellom Nea og Klæbu. Det arbeides med bygge en ny 420 kV forbindelse mellom Nea-Järpstraumen, denne skal etter planen stå ferdig i 2009 og den erstatter dagens 300 kV forbindelse. Linjen mellom Nea og Klæbu driftes ennå med 300 kV driftsspennning. Spenningen skal etter planen økes til 420 kV når Nea-Järpstraumen er ferdig i 2009.

Klæbu - Viklandet ble satt i drift i 2004, Viklandet-Fræna og Fræna-Nyhamna er ledningsprosjekter som er satt i gang for å forsyne Ormen Lange. Ledningene skal etter planen settes i drift med 420 kV driftsspennning før åpningen av Ormen Lange i 2007.

Statnett arbeider også med planer for tre andre ledningsprosjekter. Bygging av disse avhenger av om det kommer tilknytning av ny produksjon i det norske kraftsystemet. Linjen

Tjellbergodden - Trollheim - Viklandet vil bli nødvendig hvis det blir bygget gasskraftverk på Tjellbergodden. Hvis planene om gasskraft på Skogn realiseres, vil det bli nødvendig med en 420 kV linje fra Verdal til Klæbu.

Det er også gjort utredninger av potensialet for vindkraft på Fosenhalvøya. For å føre denne kraften inn på sentralnettet vil en ny ledning mellom Namsos og Roan være nødvendig. For en detaljert utredning av nettkonsekvenser ved vindkraft på Fosen henvises det til [7] Ved lite eller ingen tilknytning av ny produksjon i Midt-Norge vil det være behov for å øke importkapasiteten til Midt-Norge. Statnett planlegger nå ny linje fra Aurland i Sogn til Ørskog i Møre og Romsdal. Linjen ble i følge [8] konsesjonssøkt i 2007.03.08, men det er usikkert når denne vil kunne stå ferdig.

Del II: Bakgrunnsteori

I denne delen av rapporten presenteres teoretiske prinsipper som det kan være nødvendig å ha kjennskap til når man leser analyser og konklusjoner. På grunn av at et kraftsystem er meget komplekst og at denne delen av rapporten dekker relativt mange emner, er det ikke funnet hensiktsmessig å utdype noe tema. Det forsettes at leseren har god kjennskap til kraftsystemet og har grunnleggende forståelse for oppbygningen av det. Denne delen av rapporten er ment som en bevisstgjøring og repetisjon av poeng som kan være glemt. Det vises forøvrig til referansene som rapporten er basert på.

2.1 Spenningsstabilitet et dynamisk fenomen

Kraftsystemet er i konstant forandring. Lastendringer, spenningsreguleringer reaktiv kompensering, komponentvern og manuelle inngrep gjør at spenningsstabiliteten er et dynamisk problem. Spenningsstabilitet er kraftsystemets evne til å holde spenningene på alle noder innenfor akseptable grenser under normal drift og etter en forstyrrelse. I Norge regnes akseptable grenser i følge [9] for å være mellom 90 og 110 prosent nominell spenning på de ulike spenningsnivåene.

Spenningsammenbrudd etter en forstyrrelse er kjennetegnet ved at spenningene i en ny likevektstilstand er lavere enn det som defineres som akseptabelt slik at belastninger kobles bort. Spenningsammenbrudd kan være lokalt eller globalt omfattende blackout.

Tidshorizonten for forstyrrelser kan variere fra brøkdelen av et sekund til opp mot 30 minutter. Det er vanlig å skille mellom 2 typer spenningsstabilitet transient- og langtids spenningsstabilitet. Transient stabilitet strekker seg opp til 10 sekunder mens langtids spenningsstabilitet strekker seg fra 20 sekunder og oppover [10].

Tabell 3 Mekanismer og komponenter som virker inn på transient og langtids spenningsstabilitet [11]

Mekanismer og komponenter som påvirker spenningsstabiliteten.	
<i>Transient spenningsstabilitet</i>	<i>Langtids spenningsstabilitet</i>
Dynamiske forhold ved motorlast	Transformatortrinning
Generator- og spenningsregulering	Lastøkning
Kondensatorbatterier	Begrensninger i regulator
Automatisk lastbortkobling	Manuelle inngrep
Vern	Termiske begrensninger

Under studier av mekanismer som tar lang tid er stasjonære ligninger regnet som gode nok.

I [12] defineres et kraftsystem i en gitt driftstilstand som stasjonært spenningsstabil hvis lastspenningene er tilnærmet uforandret etter en marginal forstyrrelse på systemet.

Responser til et kraftsystem kan beskrives av n første ordens ulineære differensialligninger som på vektorform kan skrives som vist i (2.1) der \mathbf{x} representerer tilstandsvektoren og \mathbf{u} representerer forstyrrelsene i systemet. Forutsetningen for at (2.1) er gyldig er at endringene i de tilstandsvariable er autonome, det vil si uavhengige av tiden. I stasjonær analyse lineariseres ligning (2.1) rundt et arbeidspunkt \mathbf{x}_0 der $\dot{\mathbf{x}}$ er null. De nye lineariserte ligningene er gyldige for små forstyrrelser rundt likevektspunktet \mathbf{x}_0 . [13].

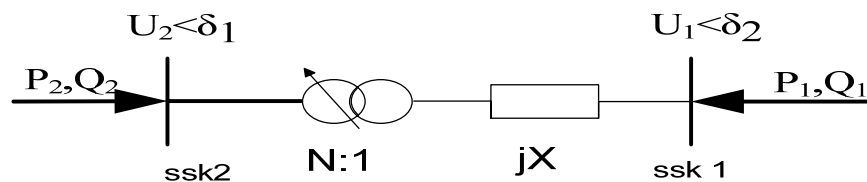
$$\dot{\mathbf{x}} = \mathbf{f}(\mathbf{x}, \mathbf{u}) \quad (2.1)$$

En klassisk problemstilling for stasjonære analyser er å se hvor mye effekt som kan overføres over en linje uten at systemet blir spenningsustabilt. Som en del av denne problemstillingen inngår kartlegging av reaktive effektreserver. Disse motvirker spenningsfall som oppstår på grunn av systemendringer og er dermed med på å holde systemet stabilt. Reaktive effektreserver blir nærmere omtalt i kapittel 2.5

Stasjonære analyser utføres ved hjelp av ulike former for lastflytanalyse. I slike analyser forutsettes det at stabilitetsgrensen faller sammen med nesepunktet i PV og QV kurvene og at spenninger på undersiden av nesepunktet gir ustabile forhold. En forutsetning for at dette skal være korrekt er at systemet inneholder en eller annen form for dynamikk. I SINTEF rapporten ”Spenningsstabilitet fra dynamisk synsvinkel” [14] kan det studeres et eksempel med en linjeoverføring, tilhørende trinnkobler, som vist i Figur 4.

Det er koblet en kilde på samleskinne 1 og en impedanslast på samleskinne 2 definert av ligning (2.2).

$$Q_2 = -\frac{U_2^2}{X_2} \quad (2.2)$$



Figur 4 Overføring med tilhørende trinnkobler [14]

Eksempelet har til hensikt å vise at nesepunktet på PV og QV kurver representerer den stasjonære stabilitetsgrensen. Det er sett på ulike omsetningsforhold i trinnkobleren. Disse sammenlignes med resultatene fra en egenverdianalyse av det lineariserte dynamiske system.

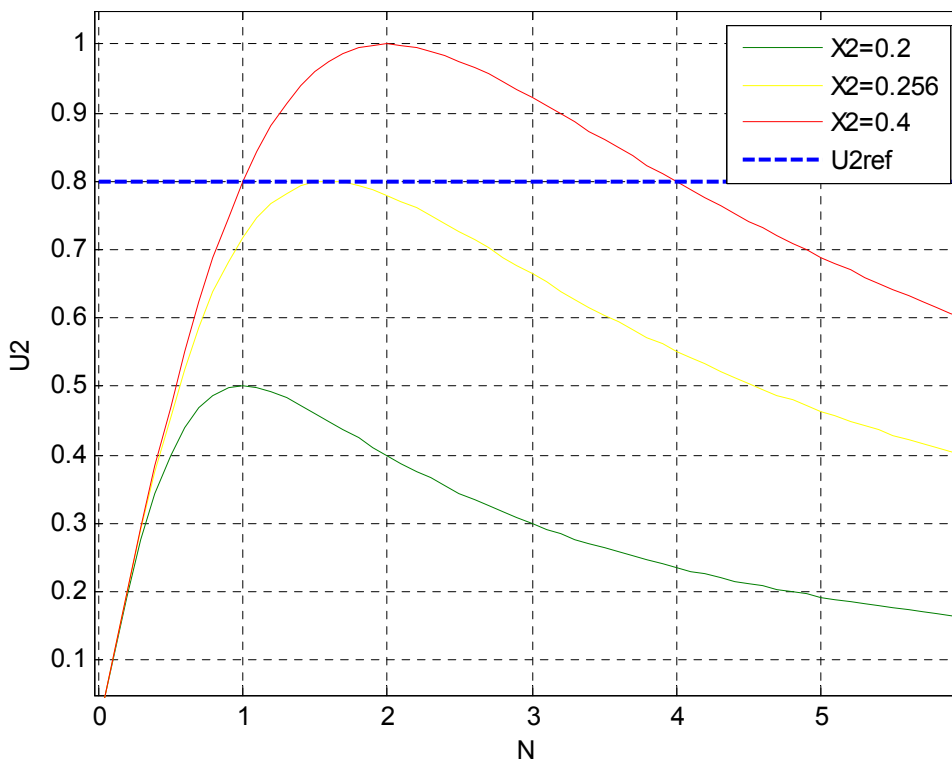
Trinnkobleren representerer dynamikken og regulerer kontinuerlig spenningen U_2 ved at N endrer seg etter ligning (2.3). I dette eksempelet er det forutsatt at U_{2ref} er 0,8 per unit

$$\dot{N} = \frac{dN}{dt} = \frac{1}{T} (U_{2ref} - U_2) \quad (2.3)$$

Kriteriet for at systemet skal være stasjonært stabil er at egenverdiene skal ligge i venstre halvplan og at det finnes løsninger av (2.3) der \dot{N} er null.

Forutsatt at den aktive effekten i overføringen er null vil spenningen U_2 være gitt av (2.4).

$$U_2 = \frac{NU_1}{1 + N^2 \frac{X}{X_2}} \quad (2.4)$$

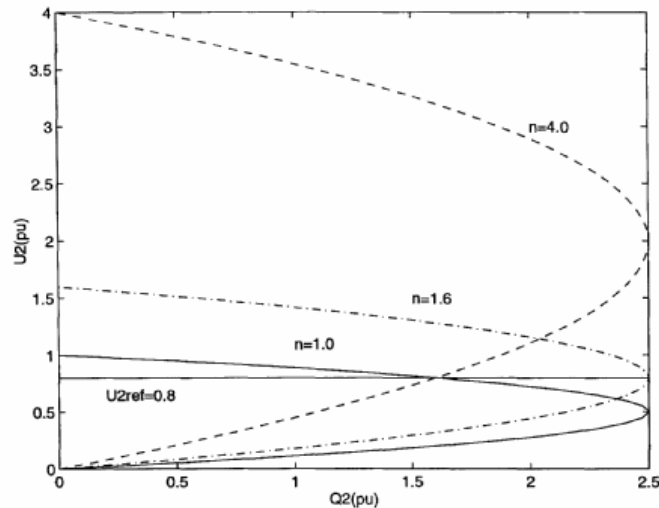


Figur 5 viser hvordan U_2 endres ved ulike størrelser av lastimpedansen X_2 . Laget på grunnlag av [14].

Figur 5 viser hvordan U_2 endres ved ulike størrelser av lastimpedansen X_2 . Når X_2 er lik 0,2 vil spenningen U_2 hele tiden være lavere enn referansespenningen. Dermed vil trinnkobleren trinne og trinne helt til den støter mot en øvre grense og dynamikken i systemet vil stoppe opp. Grensen for stasjonær stabilitet inntreffer når den deriverte av U_2 med hensyn på N er lik null. Når X_2 er lik 0,256 vil dette skje når N er lik 1.6, dette tilsvarer toppunktet i kurven.

Når X_2 er lik 0,4 vil det finnes to tilfeller der U_2 er lik U_{2ref} , det vil si at den tidsderiverte (\dot{N}) til N er null. Når N er lik 1 vil systemet være stasjonært stabilt fordi egenverdiene ligger i venstre halvplan. Hvis systemet blir utsatt for en liten forstyrrelse og spenningen U_2 faller under U_{2ref} vil N øke og spenningen U_2 øke slik at vi kommer tilbake til det stasjonære

likevektspunktet for N lik 1. Hvis U_2 er større enn U_{ref} vil \dot{N} være negativ og spenningen U_2 går tilbake til N lik 1. For N større enn 4 vil \dot{N} være negativ og trinnkobleren vil trinne tilsvarende som for X_2 lik 0,2. Så lenge N er mellom null og 4 vil systemet finne en stasjonær tilstand. Dette kalles attraksjonsområdet. Hvis N er større enn 4 vil systemet gå ut av attraksjonsområdet og ustabilitet vil oppstå. I nesekurven vil en N som er større enn 4 medføre at systemet vil drives forbi nesepunktet. I et praktisk tilfelle kan dette oppstå dersom termostatstyrte laster bygger seg opp etter en spenningsreduksjon. Termostattstyrte laster beskrives nærmere i kapittel 2.6.2.



Figur 6 Nesekurver for ulike verdier av N i eksempel hentet fra [14]

Figur 6 viser nesekurvene ulike verdier av N . I eksempelet i [14] konkluderes det med at skjæringspunkter på oppsiden av nesepunktet er stasjonært stabile og at skjæringspunkter på undersiden av nesekurven er stasjonært ustabile. Skjæringspunkter på nesepunktet representerer stabilitetsgrensen. Ved å sammenligne Figur 6 med Figur 5 kan det observeres at dette stemmer.

2.2 Transient stabilitet

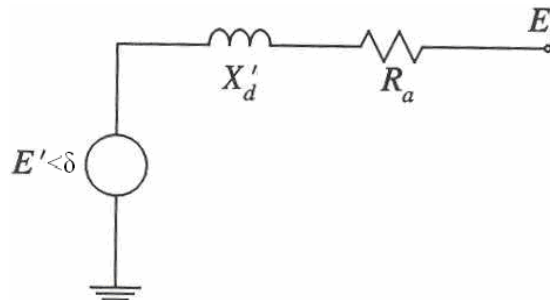
Når det oppstår store forstyrrelser i kraftsystemet vil ikke den lineariserte tilstandsrommodellen lenger være gyldig. Årsaken er at systemet bringes ut av det området der lineariseringen er gyldig [15].

I [12] defineres transient stabilitet som følger:

Et kraftsystem i en gitt driftstilstand er transient spenningsstabil hvis spenningenes verdier nær last vender tilbake til et nytt likevektspunkt etter å ha blitt påtrykt en stor forstyrrelse. En stor forstyrrelse kan være utfall av en større linje, generator eller last.

I mange lærebøker defineres transient stabilitet som systemets evne til å opprettholde synkronisme etter en forstyrrelse. Dette avsnittet beskriver et eksempel på transient stabilitet. Eksempelet ser på en synkrogenerator og en overføring. Det vurderes om systemet er transient stabilt ved hjelp av stabilitetskriteriet som kalles likearealsmetoden.

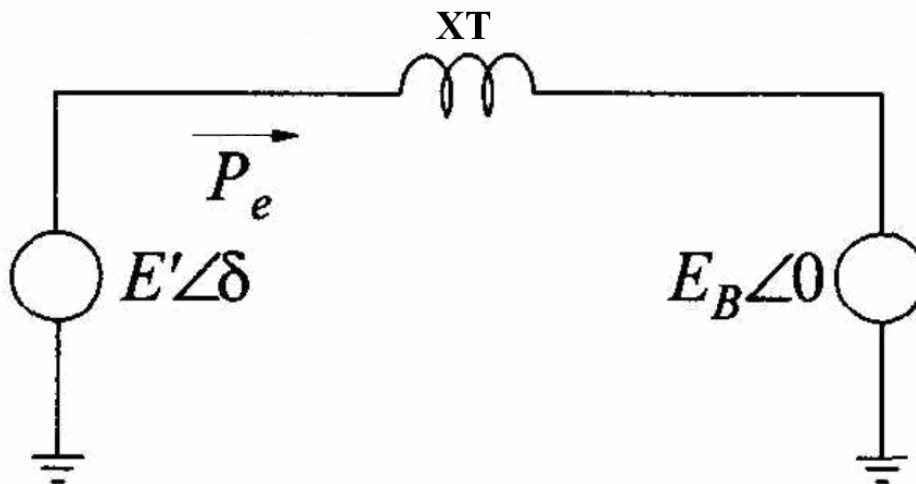
Den transiente ekvivalenten for en synkrogenerator er vist i Figur 7. For en mer detaljert presentasjon henvises det til kapittel 2.4. Der er modellering av synkrogeneratorer mer detaljert beskrevet.



Figur 7 Transient ekvivalent for synkrogenerator [13]

Figur 8 viser ekvivalentkretsen for generator og en overføring der E' er spenningen bak transient reaktans. δ er poljulsvinkelen og E_b er lastspenningen. X_T er generatorens transiente reaktans pluss linjereaktansen. I dette eksempelet sees det bort fra ohmske tap, dermed er R_a i Figur 7 lik 0. Overførbar effekt er gitt av (2.5).

$$P_e = \frac{E'E_b}{X_T} \sin \delta \quad (2.5)$$



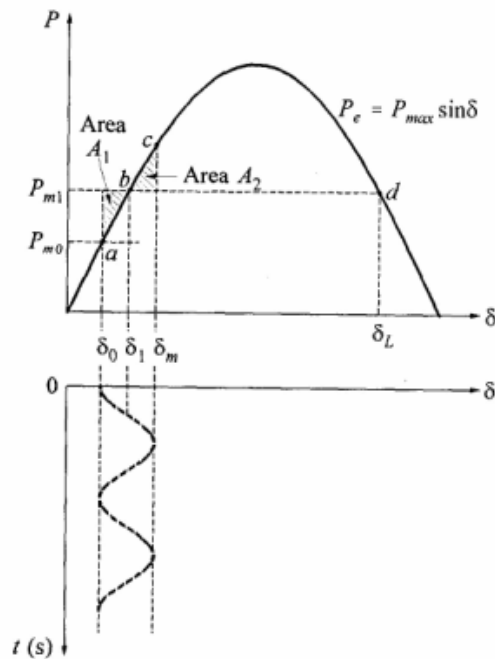
Figur 8 Ekvivalentkrets for hele overføringen [13]

Under forutsetning av 0 dempning i systemet vil generatorens dynamiske oppførsel være gitt av ligning (2.6).

$$\frac{d^2\delta}{dt^2} = \frac{\omega_0}{2H}(P_m - P_e) \quad (2.6)$$

Figur 9 viser sammenhengen mellom effekt og poljulsvinkel. Ved et mekanisk effektpådrag P_{m0} vil generatoren operere i arbeidspunktet **a**. Hvis pådraget økes fra P_{m0} til P_{m1} vil generatoren over tid forsøke å innstille seg rundt et nytt arbeidspunkt i **b**. På grunn av treghetsmomentet kan ikke poljulsvinkelen endres momentant. Etter pådraget er den mekaniske effekten høyere enn den elektriske og poljulsvinkelen til generatoren vil øke som beskrevet i ligning (2.6). Den akselererende effekten blir forskjellen mellom mekanisk og elektrisk effekt, som danner akslerasjonsarealet A_1 i Figur 9. I punktet **b** vil den akselererende effekten være null, men rotorhastigheten er høyere enn den synkrone hastigheten ω_0 . Poljulsvinkelen fortsetter å øke inntil rotorhastigheten blir lik synkronhastigheten. Dette skjer ved δ_m . Ved δ_m vil P_e være større enn P_{m1} og rotoren vil retardere inntil punkt **a** før den akselererer igjen. Arealet A_2 representerer retardasjonsarealet. Poljulsvinkelen vil pendle rundt det nye likevektspunktet **b** i det uendelige. I et praktisk tilfelle ville resistanser, dempetilsatser og feltfluksvariasjoner ført til at poljulsvinkelen ville stabilisert seg i punkt **b**.

Likearealsmetoden er en metode som benyttes til å studere transient stabilitet. Den baserer seg på at man studerer første utsving etter en forstyrrelse. Systemet er transient stabilt hvis retardasjonsarealet A_2 er større enn eller lik akslerasjonsarealet A_1 . I eksempelet er A_1 lik A_2 og systemet vil være stabilt. Hvis A_2 er større enn A_1 vil δ_m være større enn δ og systemet blir ustabil.



Figur 9 Sammenheng mellom effekt og poljulsvinkelen som funksjon av tide [13]

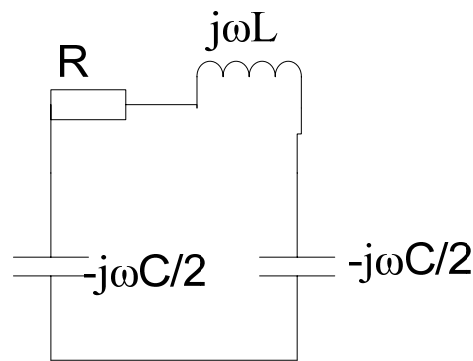
En rekke faktorer vil kunne redusere de transiente stabilitetsmarginene. I dette enkle eksempelet vil reaktansen X_T kunne være ekvivalenten for flere parallelle linjer. Et utfall av en av disse vil gjøre at X_T øker og kurven for elektrisk effekt vil få redusert toppverdi, se ligning (2.6). En annen ting som påvirker stabiliteten er spenningen over lasten, E_B . Av ligning (2.6) kan det observeres at overførbar effekt er proporsjonal med lastspenningen, derfor er det hensiktsmessig å holde lastspenningen høyest mulig. Andre faktorer som vil kunne påvirke den transiente stabiliteten er tregheten til generatoren. Høy treghet gir en mindre endring i poljulsvinkelen, og akslerasjonsarealet A_1 reduseres.

Et kraftsystem består av mange ulike komponenter med ulik teknisk utforming og innvirkning på kraftsystemet. I de neste kapitlene presenteres komponentene og deres innvirkning på spenningsstabiliteten.

2.3 Linjer og Kabler

I dette kapitlet presenteres linjer og kabler kapitlet er i hovedsak skrevet på grunnlag av [13]. Kraftlinjer kan representeres ved hjelp av en π – ekvivalenter. En π ekvivalent består av fire parametere. R representerer det ohmske tapet i linjen. Serieinduktansen L representerer de induktive linjetapene. Shuntkapasitansen C representerer potensialforskjellen mellom de ulike fasene i linjen. I tillegg til de parametere som er vist i Figur 10 vil en linje små tap som følge av Corona. Disse tapene kan representeres ved hjelp av shuntkonduktansen G, men vanligvis blir de neglisjert.

Linjer modelleres ulikt avhengig av linjelengde. For linjer under 80 km er den kapasitive linjeimpedansen neglisjerbar. Linjer mellom 80 og 200 km modelleres med π – ekvivalenten som er vist i Figur 10. For kraftlinjer som er lengre enn 200 km vil det oppstå distribuerte effekter i linjen, derfor bør slike linjer representeres ved hjelp av flere π – ekvivalenter i serie som hver tilsvarer en linjelengde.



Figur 10 π -ekvivalent for en linje [13]

Kabler kan representeres ved hjelp av de samme parametere som linjer. Kabler har mye høyere shuntkapasitans, derfor kan ikke den sees bort fra for korte kabler. Forskjellen mellom parametere for linjer og kabler er vist ved hjelp av parameterverdier hentet fra [13]. I begge tilfeller er nominell spenning 230 kV.

Tabell 4 Parameter verdier for linjer og kabler med nominell spenning 230 kV [13]

	Linje	Kabel
R [Ω /km]	0,05	0,0434
ωL [Ω /km]	0,488	0,3052
ωC [μ s/km]	3,371	298,8

2.4 Synkrogeneratoren

Synkrogeneratoren er den mest brukte generatortypen i nordiske vannkraftanlegg. Fysikken i synkrogeneratoren presenteres ikke i denne rapporten, men det står omfattende beskrevet i [16]. I dette kapitlet presenteres synkronmaskinens egenskaper knyttet til spenningsstabilitet.

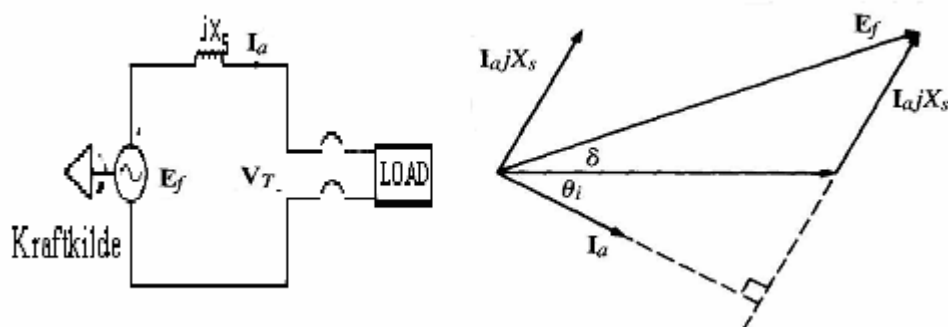
Ekvivalentskjema og viserdiagram for synkrogeneratoren er vist i Figur 11.

Ligning (2.7) gir et uttrykk for terminalspenningen. X_s er synkronreaktans og E_f er magnetiseringspenningen.

$$V_t = E_f - I_a j X_s \quad (2.7)$$

Ligning (2.8) viser et uttrykk for magnetiseringspenningen. I ligningen representerer n_s synkronhastigheten. Denne er lik den roterende fluksen i maskinen og vil derfor være konstant ved en gitt frekvens. I_f er feltstrømmen i maskinen. De øvrige delene av ligningen er forklart i [16].

$$E_f = n_s k_f \phi_f = n_s \frac{N_f I_f}{\mathfrak{R}} k_f \quad (2.8)$$



Figur 11 Kretsekvivalent og viserdiagram for ankerkretsen til en synkrogenerator [16]

2.4.1 Hva begrenser aktiv og reaktiv produksjon i synkrongeneratoren?

Synkrongeneratorer er dimensjonert for en tilsynelatende effekt ved en nominell spenning. De kan driftes ved en gitt effektfaktor uten at de overbelastes. Den tilsynelatende effekten produsert fra en synkrongenerator er gitt av ligning (2.9).

$$S = P + jQ = V_t \cdot I_a^* = |V_t| \cdot |I_a| \cdot (\cos \theta + j \sin \theta) \quad (2.9)$$

Den aktive effekten er begrenset av det mekaniske momentet som driver generatoren. Avhengig av om generatoren er over- eller undermagnetisert, kan den forbruke eller produsere reaktiv effekt. Den reaktive kapasiteten er begrenset av tre faktorer. Dette er begrensning av feltstrøm, ankerstrøm og overflatetemperatur i stator. I de tre neste avsnittene forklares det kort om begrensningene. For mer utfyllende forklaringer henvises det til i [17].

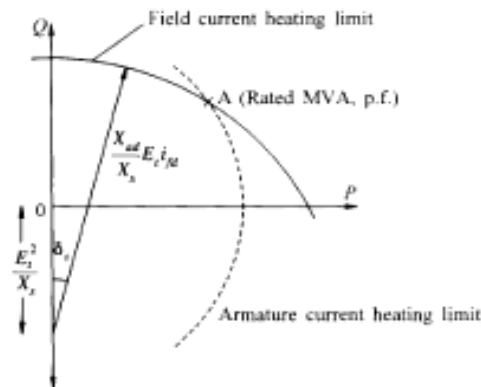
2.4.1.1 Begrensning i ankerstrøm

En økning i ankerstrømmen fører til at det utvikles et varmetap som er proporsjonalt med endringen i ankerstrøm. Dette varmetapet transporteres vekk ved at temperaturen i ankerkretsen øker. Temperaturbegrensningen kan representeres ved en sirkel med radius lik tilsynelatende effekt og sentrum i origo som vil begrense variasjonen i aktiv og reaktiv effekt fra generatoren, se Figur 12.

2.4.1.2 Begrensning i feltstrøm

En økning i feltstrømmen vil føre til en temperaturøkning i feltekretsen. Begrensningen i feltstrøm kan representeres ved sirkel med sentrum i $-\frac{E_t^2}{X_s}$ og radius lik $\frac{X_{ad}}{X_s} E_t I_f$. Figur 12

viser hvordan begrensning i ankerstrøm og feltstrøm påvirker aktiv og reaktiv effektproduksjon. Vær oppmerksom på forskjellen i notasjon på Figur 12 og for ligningene i dette kapitlet. I_{fd} i Figur 12 tilsvarer feltstrømmen I_f i ligningene.

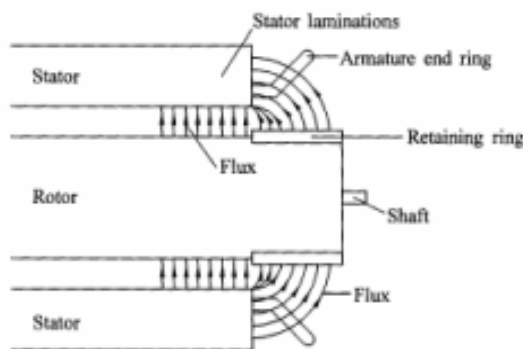


Figur 12 PQ kurve for synkrongenerator med felt og ankerstrømsbegrensning [13]

2.4.1.3 Overoppheting i enden av stator

Overoppheting i enden av stator skaper en tredje begrensning i produksjonen i en synkrongenerator. Figur 13 viser et utsnitt av enden til en generator. Rotorfluksen forlater stator vinkelrett på statorlamineringen. Dette fører til eddystrømmer i overflaten og oppheting av enderegionen. Når feltstrømmen er høy, som for eksempel når generatoren blir overmagnetisert, er rotorstøttingen (retaining ring) i metning og lekkfluksen lav. Når generatoren er undermagnetisert, er feltstrømmen lav og rotorstøttingen (retaining ring) er ikke i metning. Dette gjør at lekkfluksen er høyere.

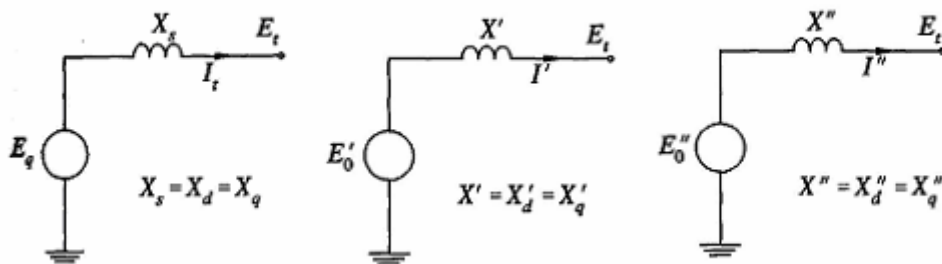
I undermagnetisert tilfelle vil fluksen som er satt opp av stator og fluksen som er satt opp av rotor adderes i enderegionen. Dette vil føre til overoppheting i enden av stator. Dette er med på å begrense produksjonen til generatoren og spesielt for generatorer uten utpregede poler.



Figur 13 Et utsnitt av enden til en generator [13]

2.4.2 Modellering av synkrongeneratoren

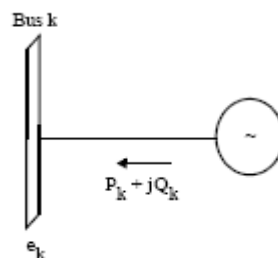
Synkrongeneratoren representeres på tre ulike måter avhengig av hvilket tidsperspektiv de analyseres for. I Figur 14 vises disse for stasjonært, transient og subtransient analyse. For den stasjonære ekvivalenten forutsettes det at feltstrømmen er konstant. For den subtransiente og transiente ekvivalenten forutsettes det at fluksen er konstant. I de 3 modellene er ohmske tap i maskinene neglisjert. Utledningen av de ulike modellene er gjort i [13] og beskrives ikke nærmere i denne rapporten.



Figur 14 Representasjon av synkrongenerator for stasjonær, subtransient og transient analyse [13]

2.4.2.1 Modellering av synkrongeneratoren for stasjonære studier

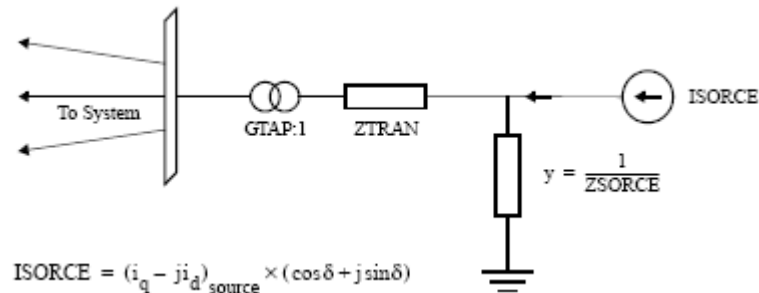
I stasjonære analyser modelleres generatorer som PV samleskinner. Den aktive produksjonen og ønsket spenning oppgis. Deretter beregner programmet nødvendig reaktiv produksjon på generatoren for å opprettholde ønsket spenning. Generatoren har grense for reaktiv produksjon. Hvis denne grensen er nådd, vil spenningen falle på grunn av manglende reaktiv effektstøtte. Modelleringen endres og generatoren leverer konstant aktiv og reaktiv effekt. Modellering av generatoren er illustrert i Figur 15



Figur 15 modellering av generator i stasjonær analyse [18]

2.4.2.2 Modellering av synkrongeneratoren for dynamiske studier

Når man skal gjøre dynamiske studier er det viktig å benytte en modell som vektlegger det fenomenet som skal studeres. Sett fra nettet er en generator en spenningskilde bak en transformator og en transient impedans. I mange analyseprogrammer deriblant PSS/E erstattes spenningskilden med en strømkilde som vist i Figur 16. Størrelsen på strømmen strømkilden leverer, beregnes ved hjelp av ulike typer generatormodeller.



Figur 16 Eksempel på generatormodellering[18]

2.4.3 Regulering av synkrongeneratoren

Automatisk spenningskontroll (AVR) er en viktig form for spenningskontroll i kraftsystemet. Under normale driftsforhold er terminalspenningen til generatoren konstant. Dette gjøres ved å regulere feltstrømmen. Når det oppstår forstyrrelser i nettet kan generatoren nå begrensninger for feltstrøm, ankerstrøm eller temperaturbegrensninger i stator.

Hensikten med magnetiseringsutrustningen er å justere feltstrøm og ankerstrøm slik at generatoren holder seg innenfor sine reaktive grenser. Magnetiseringsutrustningen må dimensjoneres slik at den er i stand til å motvirke transiente forstyrrelser ved å øke feltstrømmen i kortere perioder. I de siste tiårene har magnetiseringsutrustningen utviklet seg til å bli en utrustning som også benyttes til å dempe pendlinger i kraftsystemet. Dette kalles dempetilsats. Dempetilsatsen bruker et hjelpesignal som for eksempel et frekvensavvik eller et hastighetsavvik på rotoren til å kontrollere magnetiseringsutrustningen. Dette kan igjen dempe ut pendlinger i kraftsystemet ved at det tilføres et stabiliserende moment. Dempetilsatser kreves på generatører med ytelse på over 25 MVA [12]. AVR og dempetilsatser står nærmere beskrevet i [13] og [20].

2.4.4 Frekvenskontroll

For at kraftsystemet skal operere tilfredsstillende må frekvensen være tilnærmet konstant. I Norge tillates det at frekvensen varierer mellom 49,9 og 50,1 Hz [5]. Ved frekvensavvik utover dette kreves det at tiltak settes i verk. Frekvensen i kraftsystemet avhenger av den aktive effektbalansen. Er det et avvik mellom aktivt forbruk og aktiv produksjon, vil det oppstå et frekvensavvik. I dette kapitlet beskrives et system der to parallellkoblede generatorer leverer effekt til et stivt nett. Kapitlet er skrevet på grunnlag av [20].

Generatorene er tilkoblet samme samleskinne og de kan modelleres som en stiv spenning bak en transient reaktans og en transformatorreaktans. Levert effekt som funksjon av generatorenes poljulsinkler er gitt av (2.10).

$$P(\delta) = \frac{E'V_s}{\frac{X_d' + X_T}{2} + X_s} \sin(\delta) \quad (2.10)$$

Hvis det oppstår en feil på en av generatorene, øker systemets reaktans. Amplituden for karakteristikken til poljulsinkelen reduseres. I tillegg forsvinner den mekaniske effekten som ble produsert av den utkoblede generatoren. Siden poljulsinkelen ikke kan endres momentant vil rotoren retardere og svinge seg inn mot et nytt likevektspunkt der det er balanse mellom mekanisk og elektrisk moment. For et flermaskin system vil utsvinget i poljulsinkel være bestemt av den elektriske avstanden til generatoren som har falt bort. Noen sekunder etter bortfallet av en generator vil nettfrekvensen falle. For å få frekvensen opp igjen må de gjenværende turbinene regulere sin produksjon.

En mulighet for å styre frekvensen er å justere opp og ned produksjonen. I den sammenhengen opererer man med begrepet regulerstyrke. Regulerstyrke vist i ligning (2.11) og sier hvor mye produksjonen til en generator endres ved en gitt endring i frekvensen.

$$R = \frac{\Delta f}{\Delta P} \quad (2.11)$$

I et større system vil alle generatorer operere på samme frekvens. Systemets totale regulerstyrke kan beskrives ved hjelp av (2.11) der ΔP er endringen i effekt levert fra alle turbiner i systemet. Systemet vil da få en systemkarakteristikk som er summen av karakteristikkene til hver enkelt generator.

Hvis en genererende enhet opererer på sin øvre grense, vil ikke et fall i frekvensen resultere i en produksjonsøkning. For at systemet skal ha evne til å utregulere frekvensavvik må det til enhver tid skal det være nok tilgjengelige roterende reserver i systemet som automatisk aktiveres ved endring nettfrekvensen. Roterende reserver defineres som forskjellen mellom

maksimal og faktisk produksjon for de enhetene som til enhver tid er i drift. I følge Nordisk Regelsamling [5] skal det til enhver tid være tilgjengelig 600 MW roterende reserversom skal håndtere frekvensavvik. I Norge må det til enhver tid være tilgjengelig 192 MW roterende reserver.

2.5 *Reaktiv effekt*

I dette kapitlet presenteres reaktiv effekt. Hensikten med dette kapitlet er å gi leseren en formening om hva det er og hvordan det oppstår. Teksten baserer seg i all hovedsak på [21]. Kraftsystemet består av mange komponenter som inneholder jern, blant annet transformatorer linjer og kabler. Når man fører strøm gjennom slike komponenter vil fasevinkelen mellom strøm og spenningen øke. Økt fasevinkel fører til økt reaktiv strøm. En økt reaktiv strøm fører til stigende reaktivt effektforbruk. Effektforbruk i en komponent er definert av ligning (2.12). Forbrukerne i kraftsystemet får ikke noen glede av den reaktive effekten i form av mekanisk arbeid, men den reaktive effekten er nødvendig for å bygge opp magnetiske felter. Dette utnyttes for eksempel i transformatorer.

$$\begin{aligned} P &= U * I * \cos(\varphi) \\ Q &= U * I * \sin(\varphi) \end{aligned} \quad (2.12)$$

For å begrense faseforskjellen mellom spenning og strøm er det ønskelig å redusere φ . Dette gjøres ved å installere komponenter med kondensatorvirkning i kraftsystemet. I kraftsystemterminologi kalles komponenter som reduserer fasevinkelen produksjonsenheter for reaktiv effekt. Komponenter som øker fasevinkelen mellom strøm og spenning kalles forbrukere av reaktiv effekt. Tabell 5 viser eksempler på produsenter og forbrukere av reaktiv effekt.

Tabell 5 Produsenter og forbrukere av reaktiv effekt [21]

Produsenter av reaktiv effekt	Forbrukere av reaktiv effekt
✓ kondensatorbatterier	✓ motorer
✓ SVC anlegg	✓ Linjer
✓ synkrongenerator	✓ transformatorer
✓ roterende fasekompensatorer	✓ smelteovner
✓ kabler	✓ spoler

Mangel på reaktiv effekt i et område er som oftest årsaken til spenningsustabilitet. I motsetning til produksjonsenheter for aktiv effekt kan reaktive produksjonsenheter installeres distribuert i nettet. Dimensjonering og plassering av reaktive produksjonsenheter avhenger av en rekke faktorer. Disse er kort presentert i Tabell 6. Tabellen er en komprimert fremstilling av [21]. I [21] er det også presentert krav til trinnstørrelser og kortslutningsytelser og vern av kondensatorbatterier som ikke diskuteres ytterligere her.

Tabell 6 viser kriterier som benyttes ved valg og plassering av reaktiv effektproduksjon[21]

Kriterier ved valg av reaktiv effektproduksjon
Unngå å transportere reaktiv effekt over lange avstander og dermed minimere reaktive tap.
I normalsituasjoner skal reaktiv effekt produseres lokalt.
I normalsituasjoner under høylast skal reaktive tap i linjene ideelt sett kompenseres likt fra hver ende av overføringen.
Det må være så mye reaktiv effektreserve i nettet at overføringskapasiteten i nettet er akseptabel ved feilsituasjoner.
Spennningene i tilknytningspunktet for reaktiv effektproduksjon skal være innenfor spenningsgrensene for de ulike spenningsnivåene.
Skal forsøke å minimere utveksling av reaktiv effekt mellom ulike spenningsnivå.

2.5.1 Reaktive effektreserver som indikator på spenningsammenbrudd

Det er mulig å studere roterende reaktive effektreserver i SVC anlegg, roterende fasekompensatorer og synkrongeneratorer for å forutse et spenningsammenbrudd. I [5] påpekes følgende fordeler med å studere reaktive effektreserver for å forutse spenningsammenbrudd.

- Spenningsammenbrudd oppstår vanligvis ikke uten at en eller flere reaktive effektenheter støter mot sine reaktive grenser.
- Det er lettere å studere et fåtall viktige generatorer og SVC anlegg enn mange samleskinner, busser og laster.
- Generatorer bør driftes slik at de ligger ikke ligger i grenseområdet for reaktiv effektproduksjon ved normaldrift. Generatorer som har en uvanlig høy produksjon av reaktiv effekt har forårsaket flere spenningsammenbrudd.

I svake nett, som er nett med lav kortslutningsytelse, er ikke nødvendigvis reaktive effektreserver en god indikator på nært forestående spenningsammenbrudd. Årsaken er at i svake nett kan et enkeltutfall kan føre til sammenbrudd selv om det er god tilgang på reaktive effektreserver. Absoluttverdien til spenningen er en dårlig indikator for avstand til spenningsammenbrudd. Årsaken er at spenningene kan være tilnærmet normale, men de reaktive effektkildene kan være nært sine grenser. Da er ikke nettet i stand til å motvirke eventuelle nye forstyrrelser, og spenningsammenbrudd kan oppstå.

2.5.1.1 Voltage Collapse Proximity Indicator

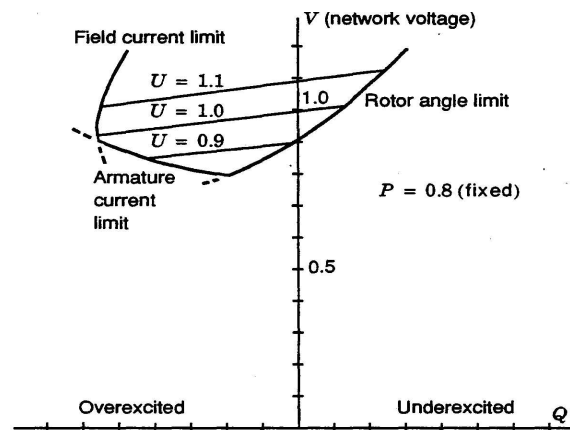
Ved hjelp av sensitivitetsanalyse kan man beregne sannsynlighetsindikator for spenningssammenbrudd (Voltage Collapse Proximity Indicator, VCPI) [22]. Den sier hvor mye produksjonen av reaktiv effekt i generatorer og SVC anlegg endres ved forandring i aktiv eller reaktiv last på en gitt samleskinne. VCPI er gitt av ligning (2.13)

$$\begin{aligned} \text{VCPI}_{P_i} &= \frac{\sum \Delta Q_g}{\Delta P_i} \\ \text{VCPI}_{Q_i} &= \frac{\sum \Delta Q_g}{\Delta Q_i} \end{aligned} \quad (2.13)$$

De samleskinnene i kraftsystemet som har høyest VCPI er de som er mest effektive å koble bort last på i kritiske situasjoner fordi det vil frigjøre mest reaktiv effekt.

2.5.2 Generatorens rolle ved spenningssammenbrudd

Tidligere i denne rapporten er det sett på ulike begrensninger for produksjonen i en generator. Dette er gjort i et PQ diagram. I stabilitetsstudier er det ofte mer hensiktsmessig å studere VQ kurver. VQ kurver kan konstrueres ved hjelp av PQ kurver. En VQ kurve representerer forholdet mellom spenningen og den reaktive støtten på en samleskinne når den aktive produksjonen er konstant. Figur 17 viser eksempel på en slik kurve med ulike terminalspenninger. Figuren viser også produksjonsbegrensningene som er omtalt i kapittel 2.4.1.



Figur 17 VQ kurve for en synkrongenerator [12]

Når generatoren er langt unna sine grenser har generatoren en flat spenningsprofil som vist i Figur 17. Hvis anker- eller feltstrømsbegrensningen blir nådd endres karakteristikken. Helningen på kurven blir nesten vertikal og den reaktive spenningsstøtten blir borte. Dette fører til at mangel på reaktiv effekt kan oppstå.

2.5.3 Seriekompensering vs. Shuntkompensering

Reaktiv effektkompensering er den mest effektive metoden for å forbedre overføringskapasitet og spenningsstabilitet. I tillegg til kompensering fra generatorer finnes det to typer reaktiv effektkompensering som benyttes i det nordiske systemet. Disse to typene er shunt- og seriekompensering. Dette kapitlet sammenligner egenskapene til shunt og seriekompensering. Kapitlet er skrevet på grunnlag av [13]

Seriekompensering benyttes til å redusere den resulterende impedansen i linjer. Dette gjøres ved at en komponent med kondensatorvirkning kobles i serie med linjene og dermed minker den resulterende reaktansen. Dermed reduseres spenningsfallet over linjen og det reaktive effektforbruket i linjen minker.

Den reaktive produksjonen fra en seriekompenseringsenhet er gitt av ligning (2.14). Der x_c er kondensatorens reaktans, mens I er strømmen på linjen. Når spenningen går ned vil strømmen gå opp. Dermed vil ytelsen fra kompenseringsenheten øke. Ut fra denne observasjonen kan det konkluderes med at en seriekompenseringsenhet er selvregulerende.

$$Q_c = x_c I^2 \quad (2.14)$$

Den store ulempen mer seriekompensering er at det kan skape problemer ved at det oppstår interne spenningspendlinger på linjene, dette kalles subsynkron resonans. Dette kan igjen få konsekvenser drift av vern og releer.

Shuntkompensering installeres direkte på samleskinnene og dimensjoneres slik at det reaktive effektuttaket er minimalt i et feilfritt nett. Shuntenheter og kan styre spenningene direkte, dette er en fordel i områder med få generatorer. Shuntkompensering er den kompenseringsformen som er mest brukt i det nordiske kraftsystemet. I kapittel 2.5.4 presenteres ulike shuntenheter som benyttes i kraftsystemet. Tabell 7 sammenligner systemegenskapene til shuntkompensering og seriekompensering.

Tabell 7 Sammenligning av fordeler for shuntkompensering versus seriekompensering

	Fordeler	Ulemper
<i>Seriekompensering</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Selvregulerende. ✓ Lave tap. ✓ Lave kostnader. ✓ Høy overbelastningsevne. ✓ Kan benyttes til å få ønsket belastning på parallelle linjer med ulik impedans 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Er koblet til linjer og vil forsvinne ved utfall av disse linjene. Dette kan føre til overbelastning av andre linjer. ✓ Shuntreaktorer er nødvendig ved lav belastning. ✓ Subsynchron resonans kan oppstå.
<i>Shuntkompensering</i>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Direkte kontroll av spenning Dette er nyttig i områder med lite aktiv produksjon ✓ Den resterende kapasiteten til en SVC er en indikator på distanse til spenningssammenbrudd 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Ytelsen faller ved spenningen i kvadrat.

2.5.4 Kompenseringsenheter for reaktiv effekt

I dette avsnittet presenteres de mest brukte enheter for reaktiv effektkompensering. Kapitlet er skrevet på grunnlag av [12], [13], [15], [20] og [22]. Det er forsøkt å legge vekt på de systemtekniske egenskapene. Teknisk oppbygning av de ulike enhetene er ikke detaljert beskrevet.

2.5.4.1 Roterende fasekompensatorer

En roterende fasekondensatorer er en synkrongenerator som kjøres uten aktiv last. Ved å kontrollere feltstrømmen kan fasekompensatoren enten produsere eller forbruke reaktiv effekt. Ved hjelp av en spenningsregulator kan den reaktive effekten styres slik at det er mulig å opprettholde konstant terminalspenning. Fordelen med roterende fasekompensatorer er at den reaktive effektproduksjonen er uavhengig av nettspenningen. Dermed kan ytelsen opprettholdes selv om spenningen i nettet faller. I tillegg bidrar fasekompensatorer med roterende masse til systemet slik at den kan konsumere kinetisk energi fra systemet. Fasekompensatorer har også den fordelen at det er mulig å overbelaste den med cirka 200 %

over korte perioder, mens det er mulig å overbelaste den med 10 - 20 % i cirka en halv time. Den store ulempen med fasekompensatorer er at de er dyre i drift og at de er krevende å vedlikeholde. På grunn av dette er det ikke vanlig å installere nye fasekompensatorer i dag. Imidlertid er det en god del eldre fasekompensatorer som fortsatt er i drift.

2.5.4.2 Kondensatorbatterier

Stasjonært modelleres kondensatorbatterier med en gitt MVA_r ytelse ved en gitt spenning. Ligning (2.15) viser at ytelsen til et kondensatorbatteri er proporsjonalt med spenningen på samleskinnen der kondensatoren er tilknyttet i kvadrat.

$$Q_c = \frac{V_{ssk}^2}{X_c} \quad (2.15)$$

For å unngå kontinuerlig inn og utkobling av kondensatoren, angis det et dødbånd. Det er en nedre og øvre spenningsgrense som samleskinnespenningen kan variere innenfor uten inn- eller utkobling av kondensatoren. Dette dødbåndet varierer i ulike tilfeller, men en typisk størrelse på dødbåndet kan være 5 %.

Kondensatorbatterier kan ha en fast reaktans eller en regulerbar reaktans. Hensikten med å styre reaktansen til kondensatorbatteriet er å kunne få en mer nøyaktig spenningsstyring. Styringen av reaktansen kan gjøres kontinuerlig eller diskontinuerlig. Diskontinuerlig styring gjøres ved at den totale ytelsen til kondensatorbatteriet deles opp i mindre enheter. Disse kobles inn og ut ved hjelp av brytere når samleskinnespenningen kommer utenfor dødbåndet.

Ved innkobling av kondensatorene kan det oppstå problemer med store innkoblingsstrømmer. For å redusere disse er det viktig at innkoblingen skjer ved strømmens nullgjennomgang, men i et mekanisk koblet kondensatorbatteri er det vanskelig å få til en nøyaktig innkobling. Derfor har det i den senere tid blitt mer og mer vanlig å benytte tyristorbrytere ved inn- og utkobling av kondensatorene.

Reaktansen kan også styres kontinuerlig ved hjelp å endre tenningsvinkelen til tyristorene. Denne typen kondensatorbatterier kalles tyristorstyrte kondensatorbatterier. Dette er nærmere forklart i kapittel 2.5.4.3.

2.5.4.3 Bruk av tyristorer for å styre susceptansen i spoler og kondensatorer

Susceptansen i spoler og kondensatorer kan reguleres kontinuerlig ved å endre tenningsvinkelen til tyristorene. I dette kapittelet forklares dette ved hjelp av et eksempel som er hentet fra [13]. I eksempelet studeres en kretsconfigurasjon bestående av en spole og en tyristorbro. Denne er vist i Figur 18.

En tyristor kontrollert reaktor leder strøm avhengig av tenningsvinkelen α , der α er referert til spenningens nullgjennomgang. Ledevinkelen er perioden tyristoren leder, den er gitt av (2.16).

$$\sigma = 2(\pi - \alpha) \quad (2.16)$$

Strømmen i spolen er gitt av ligning (2.17) og (2.18)

$$i = \frac{\sqrt{2}(\cos(\alpha) - \cos(\omega t))}{X_L} \quad \text{for } \alpha < \omega t < \alpha + \sigma \quad (2.17)$$

$$i = 0 \quad \text{for } \alpha + \sigma < \omega t < \alpha + \pi \quad (2.18)$$

Ved hjelp av Fourier transformasjon kan man finne RMS verdien til strømmen som vist i ligning (2.19).

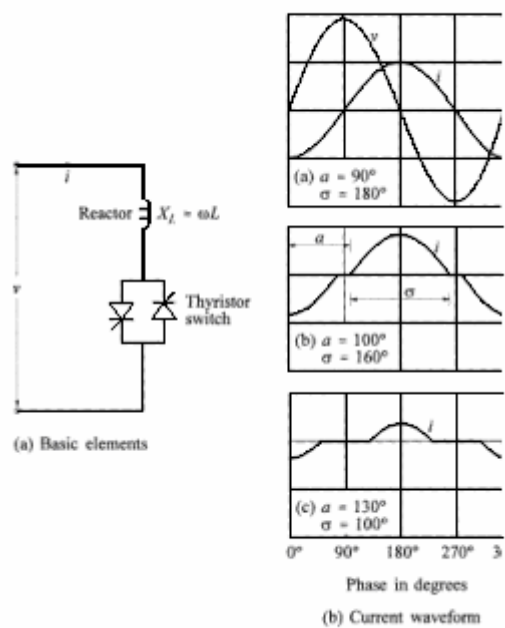
$$I = \frac{V}{X_L} \cdot \frac{2(\pi - \alpha) - \sin 2(\pi - \alpha)}{\pi} \quad (2.19)$$

Ved å benytte uttrykket i ligning (2.19) kan man lage en ligning for den resulterende susceptansen som vist i ligning (2.20).

$$B(\alpha) = \frac{I}{V} = \frac{2(\pi - \alpha) + \sin(2\alpha)}{\pi X_L} \quad (2.20)$$

Som det kan observeres av ligning (2.20) vil den maksimale susceptansen opptre ved en tenningsvinkel på 90° . Minimum susceptans oppstår ved tenningsvinkel på 180° . Da vil ledevinkelen være 0

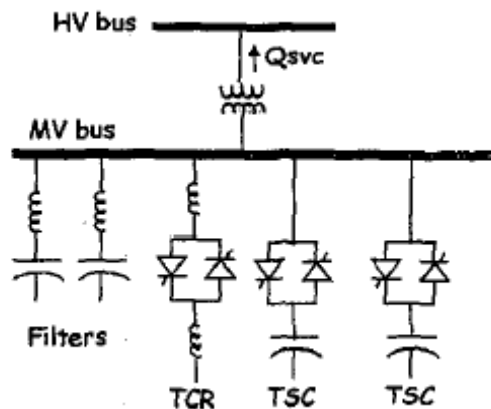
Figur 18 viser kretsekivalenten til en tyristorkoblet spole med plott av ulike tenningsvinkler. Når tenningsvinkelen øker, vil strømmen bli mindre og mindre sinusformet. Dette vil føre til at det genereres n. ordens harmoniske svingninger. Harmoniske svingninger kan elimineres ved å installere filtre. Dette er omtalt i [13].



Figur 18 Tyristorkontrollert spole med varierende tenningsvinkel [13]

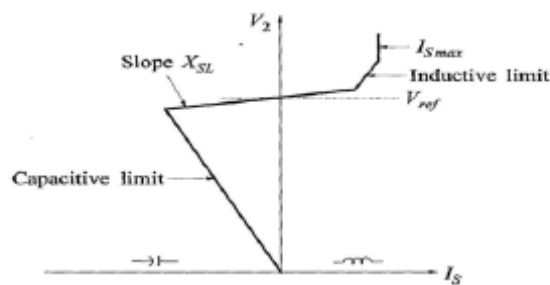
2.5.5 SVC anlegg

En SVC er en kompenseringsenhet som består av spoler og kondensatorer og kan forbruke eller produsere reaktiv effekt for å få ønskede spenninger i kraftsystemet. Figur 19 viser ekvivalenten til et SVC anlegg. Det består av en tyristorkontrollert spole, to tyristorkoblede kondensatorer og et filter for harmoniske svingninger. Ved å endre tyristorens tenningsvinkel kan susceptansen til spolen kontinuerlig. De tyristorkoblede kondensatorene kan kobles inn og ut etter behov. På grunn av den kontinuerlige reguleringen vil et SVC anlegg reagere raskt ved en spenningsfall i nettet.



Figur 19 En vanlig konfigurasjon for et SVC anlegg [22]

SVC anlegg har en lineær sammenheng mellom spenning og reaktiv produksjon innenfor et arbeidsområde. Ved lave spenninger vil SVC anlegget operere utenfor dette arbeidsområdet og det vil fungere som en kondensator. Ytelsen vil da avta med spenningen i kvadrat. Ved øvre grense vil SVC anlegget fungere som en spole.

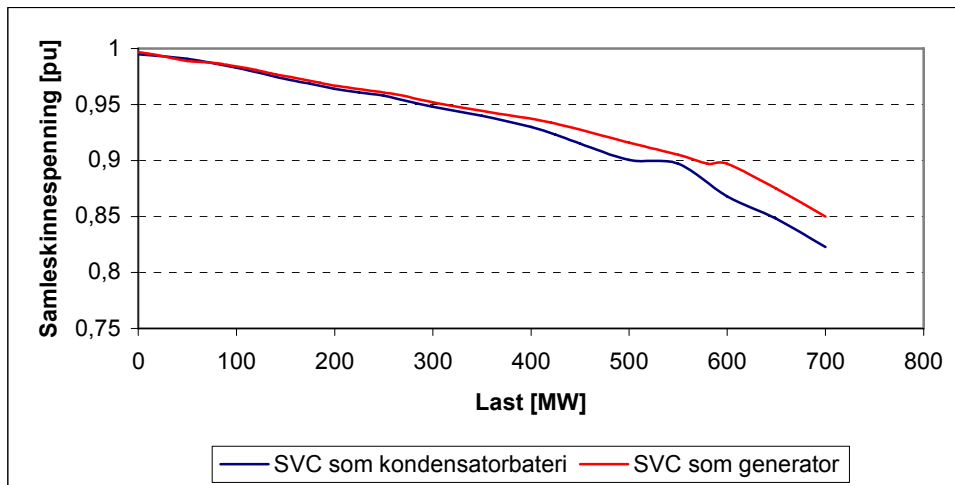


Figur 20 Karakteristikken til en SVC [13]

2.5.5.1 Modellering av SVC anlegg for stasjonære studier

De fleste lastflytanalyseprogram inneholder ikke en stasjonær modell for SVC anlegg. Det gjør heller ikke PSS/E. SVC anlegg modelleres vanligvis som en PV generator der den aktive produksjonen er satt lik 0. Når SVC anlegget opererer nær sine grenser fortsetter det å fungere som en generator med uendret ytelse. Når ytelsen til SVC anlegget er for høy vil også spenningen bli for høy og samleskinnespenningen blir feil. Figur 21 viser et eksempel fra [6] der spenningen på samleskinne Tunsjødal i den nordiske nettmodellen er undersøkt. Lasten på

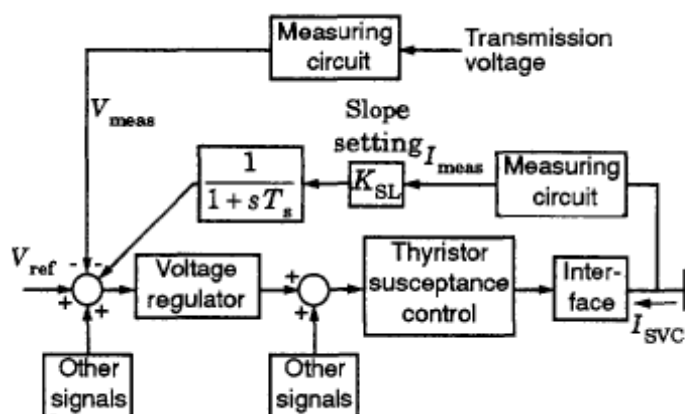
samleskinnen økes gradvis og samleskinnespenningen er studert for 2 tilfeller. I det ene tilfellet er SVC anlegget modellert som en generator. I det andre tilfellet er det modellert som et kondensatorbatteri når SVC anlegget støter mot sine grenser. Resultatet av undersøkelsen viser at å modellere SVC anlegget som en generator er en god nok tilnærming ved spenninger i arbeidsområdet til SVC anlegget. Ved lavere spenninger vil ytelsen være for høy. Dette vil igjen føre til redusert produksjon av reaktiv effekt andre steder i systemet, og de reaktive effektreservene er lavere enn det analysene tilsier.



Figur 21 Samleskinnespenning som funksjon av last på Tunsjødal med SVC anlegg modellert som generator og som kondensatorbatteri [6]

2.5.5.2 Modellering av SVC anlegg for dynamiske studier

Dette kapittelet har til hensikt å presentere en dynamisk modell av et SVC anlegg. Kapittelet er skrevet på grunnlag av [23] og [24].

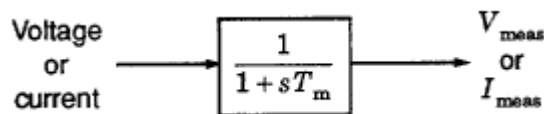


Figur 22 SVC modell som kan benyttes i dynamiske studier [24]

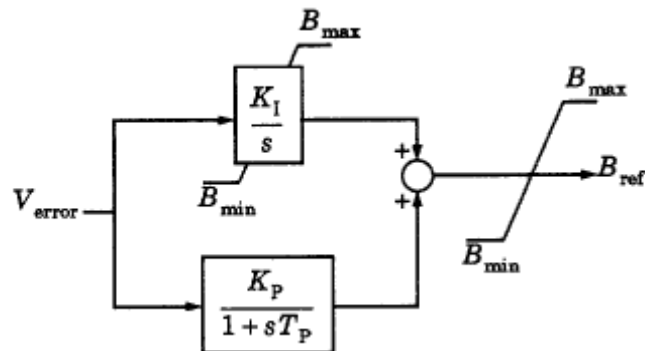
Figur 22 viser et blokkskjema for en dynamisk modell av et SVC anlegg. SVCen er i prinsippet kontrollert ved regulering av shuntsusceptansen. Spenningsmålingen V_{meas} konverteres til en RMS verdi der tidsforsinkelsen i omkring 10 millisekunder. Målingen gjøres ved hjelp av en omformer og et filter. Et eksempel på et blokkdiagram for en mulig målerutrustning er vist i Figur 23 a.

Spenningsregulatoren finner den resulterende shuntsusceptansen (B_{ref}) som er nødvendig for å regulere ut avviket mellom referanseverdi og spenningsmåling. Grensene til shuntsusceptansen er gitt av den fysiske størrelsen til SVCen. Spenningsregulatoren er i dette tilfellet en PI regulator med en tilbakekobling. Et eksempel på et blokkdiagram for en spenningsregulator er vist i Figur 23 b.

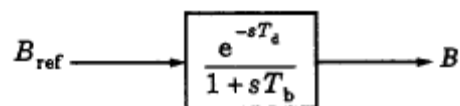
a)



b)



c)



Figur 23 Eksempel på blokkdiagram for a) målerutrustning, b) spenningsregulering og c) susceptanskontroll i et SVC anlegg [24]

2.6 Belastninger

I første del av dette kapitlet presenteres noen typer laster og deres innvirkning på spenningsstabiliteten i kraftsystemet. I siste del av kapitlet presenteres det hvordan det er mulig å modellere belastninger i et analyseverktøy.

2.6.1 Asynkronmaskinen

Asynkronmaskinen er en komponent som er mye brukt i kraftsystemet. Hensikten med dette kapitlet er å kort beskrive asynkronmaskinen og hvordan denne kan modelleres. Hensikten med den valgte modellen er å vise hvordan asynkronmaskinen innvirker på spenningsstabiliteten. I dette kapitlet forklares ikke asynkronmaskinens fysiske oppbygning. Dette er beskrevet i [16].

Asynkronmaskinens rotordynamikk representeres ved hjelp av (2.21). Ω er vinkelhastigheten, M_e er elektrisk moment, M_{mek} er mekanisk moment og T_a er akslerasjonstiden.

$$\dot{\Omega} = \frac{1}{T_a} (M_e - M_{mek}) \quad (2.21)$$

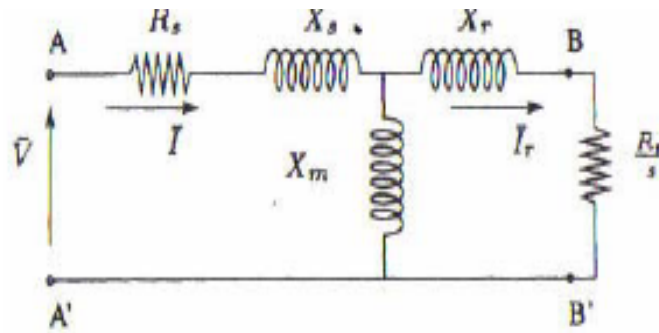
Vinkelhastigheten kan representeres ved hjelp av sakkingen (s) som er vist i ligning (2.22).

$$\Omega = 1 - s \quad (2.22)$$

Ved å kombinere (2.22) og (2.23) får man en ligning for rotordynamikken der sakkingen er tilstandsvariabel.

$$\dot{s} = \frac{1}{T_a} (M_{mek} - M_e) \quad (2.23)$$

For beskrivelse av elektriske egenskaper hos asynkronmotoren benyttes det stasjonære ekvivalentskjemaet som er vist i Figur 24. Symbolforklaring er gitt i Tabell 8. En slik modellering vil gi lite pålitelige resultater når man ser på det transiente forløpet. Hvis det er ønskelig å studere det transiente forløpet, vil det være nødvendig å modellere asynkronmaskinen ved hjelp av toakseteori. Beskrivelse av toakseteori finnes i [13]



Figur 24 Ekvivalentskjema for asynkronmaskin [25]

Tabell 8 Symbolforklaring til Figur 24

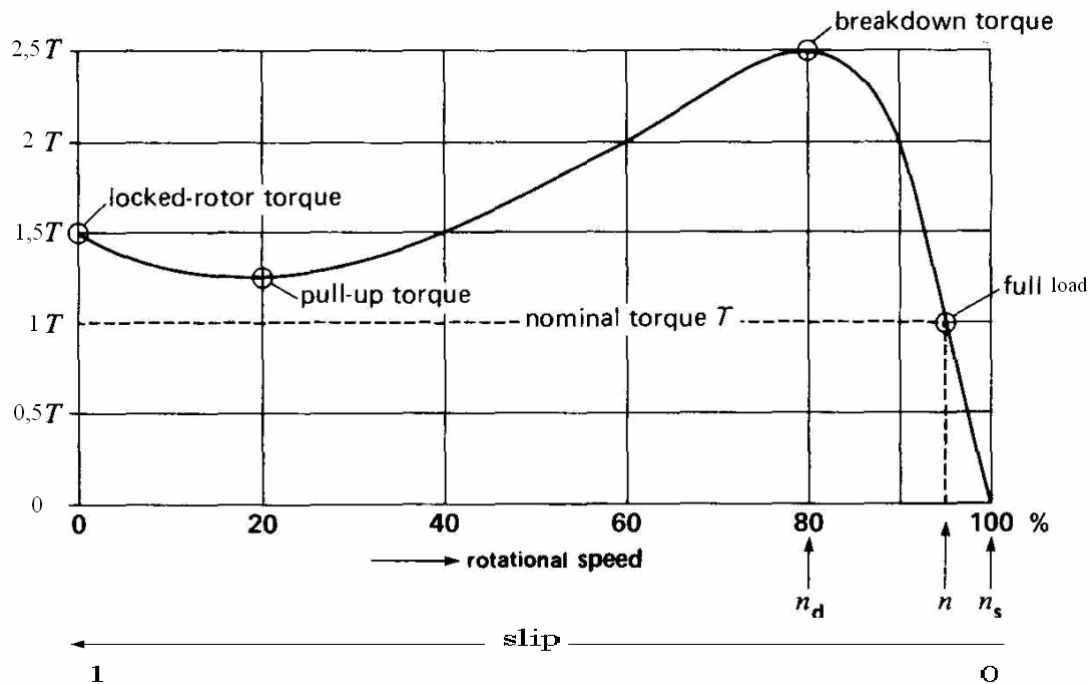
Symbol	
R_s	statorresistans
X_s	lekkreaktans i stator
X_m	magnetiseringsreaktans
X_r	lekkreaktans i rotor
R_r	rotorresistans
V	klemmespenning

Ved å benytte ekvivalentskjemaet som er vist i Figur 25, kan det utvikles en formel for utviklet moment i per unit fra en asynkronmotor. Momentet er en funksjon av sackingen. Sammenhengen er vist i ligning (2.24).

$$T_{el} = \frac{V^2 X_m R_r / s}{((R_s + R_r / s)^2 + (X_s + X_r)^2) * (R_s^2 + (X_s + X_m)^2)} \quad (2.24)$$

Momentet utviklet i en asynkronmotor avhenger av hastigheten på rotoren. Figur 25 viser et eksempel på en moment- turtall karakteristikk for en asynkronmotor med nominelt moment T . I et driftstilfelle vil motoren påtrykkes en mekanisk last. Lasten kan ha ulike karakteristikk som avhenger av hastigheten til motoren. Videre i dette kapittelet antas det at maskinen påtrykkes et konstant lastmoment.

Før oppstart av en motor er hastigheten 0 og sackingen er 1. For at maskinen skal klare å starte må det mekaniske lastmomentet være lavere enn startmomentet. Da vil motoren starte og akselerere inntil den finner et punkt der mekaniske moment er lik det elektriske momentet. Ved mekanisk moment $1T$ og motorkarakteristikk som er vist i Figur 25 vil dette punktet være når rotorhastigheten er lik n .



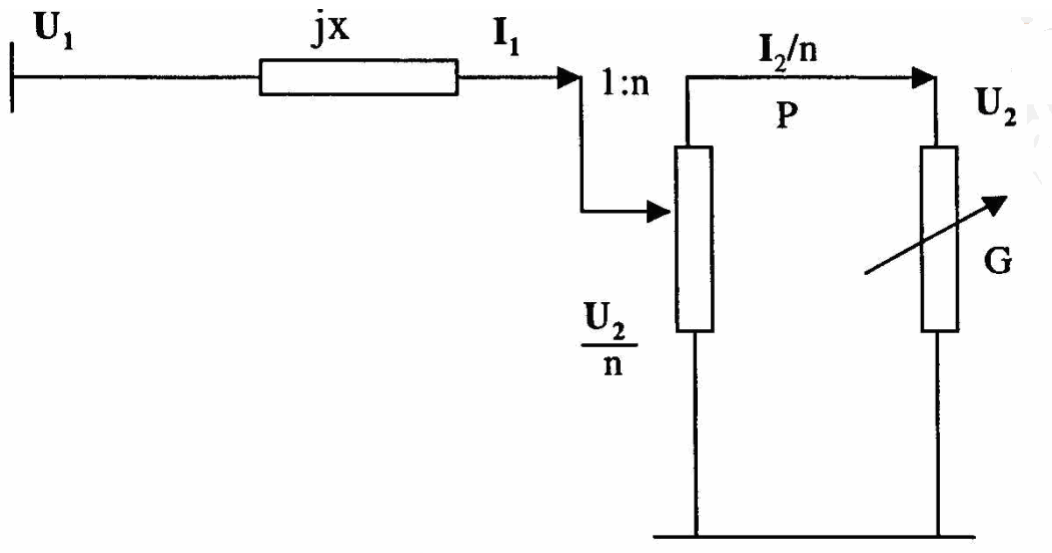
Figur 25 Eksempel på kurve for elektrisk moment utviklet i en typisk asynkronmaskin som funksjon av rotorhastighet og sakking [26]

Det er mulig å starte motoren selv om det mekaniske lastmomentet er høyere enn startmomentet. Da må man imidlertid ha en form for startmotor som kortvarig kan gi et hjelpemoment slik at motoren kommer opp i fart. Det forutsettes at man har en slik startutrustning. Det antas videre at det mekaniske momentet er $2T$. Da vil det være to likevektspunkter der elektrisk og mekanisk moment er likt, et ved 60 og et 90 prosent av synkron hastighet. Ved betraktning av Figur 25 kan man imidlertid se at maskinen kun vil være stabil ved en rotorhastighet på 90 prosent av synkron hastighet. Hvis man ligger på 60 % og får en liten reduksjon i sakkingen vil de bli mangel på elektrisk moment og maskinen vil etter hvert stoppe. Ved en økning i sakkingen vil maskinen akselerere opp til 90 %. Gjøres den samme betraktningen med utgangspunkt i at man ligger på 90 % av synkron hastighet vil man se at man vender tilbake til det samme punktet. En økning i sakkingen vil skape mangel på elektrisk moment og maskinen vil retardere tilbake til utgangspunktet. En reduksjon i sakkingen vil føre til et overskudd av elektrisk moment og maskinen vil akselerere opp igjen til 90 % av synkron hastighet.

Ytre påvirkninger kan også innvirke på stabiliteten til maskinen. Et fall i nettspenningen vil redusere kippfrekvensen. Det vil si at toppunktet momentkarakteristikken reduseres og maskinen vil driftes nærmere kippmomentet. Når maskinen driftes rundt kippfrekvensen vil den forbruke mye reaktiv effekt.

2.6.2 Termostatstyrte belastninger

Hensikten med dette kapittelet er å belyse prinsipielle forhold som følge av termostatstyrte laster. Ved hjelp av en modell som inneholder en trinnkobler og en termostatstyrt last skal det illustreres hvordan endringer i lasten kan forårsake spenningsammenbrudd. Modellen som skal studeres er vist i Figur 26. Kapittelet er skrevet på grunnlag av [14].



Figur 26 Termostatstyrt last og trinnkobler [14]

Systemet som skal studeres inneholder to dynamiske mekanismer. Dynamikken i trinnkobleren kan representeres ved hjelp av ligning (2.26). Endringen i konduktans (G) kan representeres som vist i ligning (2.25).

$$\frac{dG}{dt} = \frac{1}{T_L} (P_{\text{ref}} - P) \quad (2.25)$$

$$\frac{dn}{dt} = \frac{1}{T} (U_{2\text{ref}} - U_2) \quad (2.26)$$

Ved å studere Figur 26 kan man uttrykke spenningen U_2 som funksjon av n og G som vist i ligning (2.27). Utledningen er gjort i [14]

$$U_2 = \frac{nU_1}{\sqrt{1 + G^2 x^2 n^4}} \quad (2.27)$$

I stasjonær tilstand U_2 lik $U_{2\text{ref}}$ og G er lik $P_{\text{ref}}/U_{2\text{ref}}$. Disse forutsetningene gir en stasjonær ligning for n som er vist i (2.28).

$$n = \frac{\sqrt{U_1^2 \pm \sqrt{U_1^4 - 4x^2 P_{\text{ref}}^2}}}{\sqrt{2} \frac{P_{\text{ref}} x}{U_{2\text{ref}}}} \quad (2.28)$$

Ligning (2.28) vil gi to løsninger, men kun den ene løsningen blir stasjonær stabil.

I [14] gjøres det en analyse der U_1 blir endret sprangvis fra 1,0 til 0,9. Det blir sett på tre tilfeller.

- I. Konduktansen låses i sin opprinnelige stasjonære verdi mens trinnkobleren slippes fri og følger ligning (2.26).
- II. Trinnkobleren låses i sin opprinnelige verdi konduktansen slippes fri og følger ligning (2.25).
- III. Begge de dynamiske verdiene slippes fri.

I denne rapporten gjengis kun de viktigste resultatene for hvert enkelttilfelle. For diskusjon rundt hvert enkelttilfelle henvises det til [14].

I tilfelle I vil et fall i nettspenningen føre til at trinnkobleren slår inn for å finne et nytt likevektspunkt. Stabilitetsmarginene vil reduseres men systemet er fortsatt stabilt.

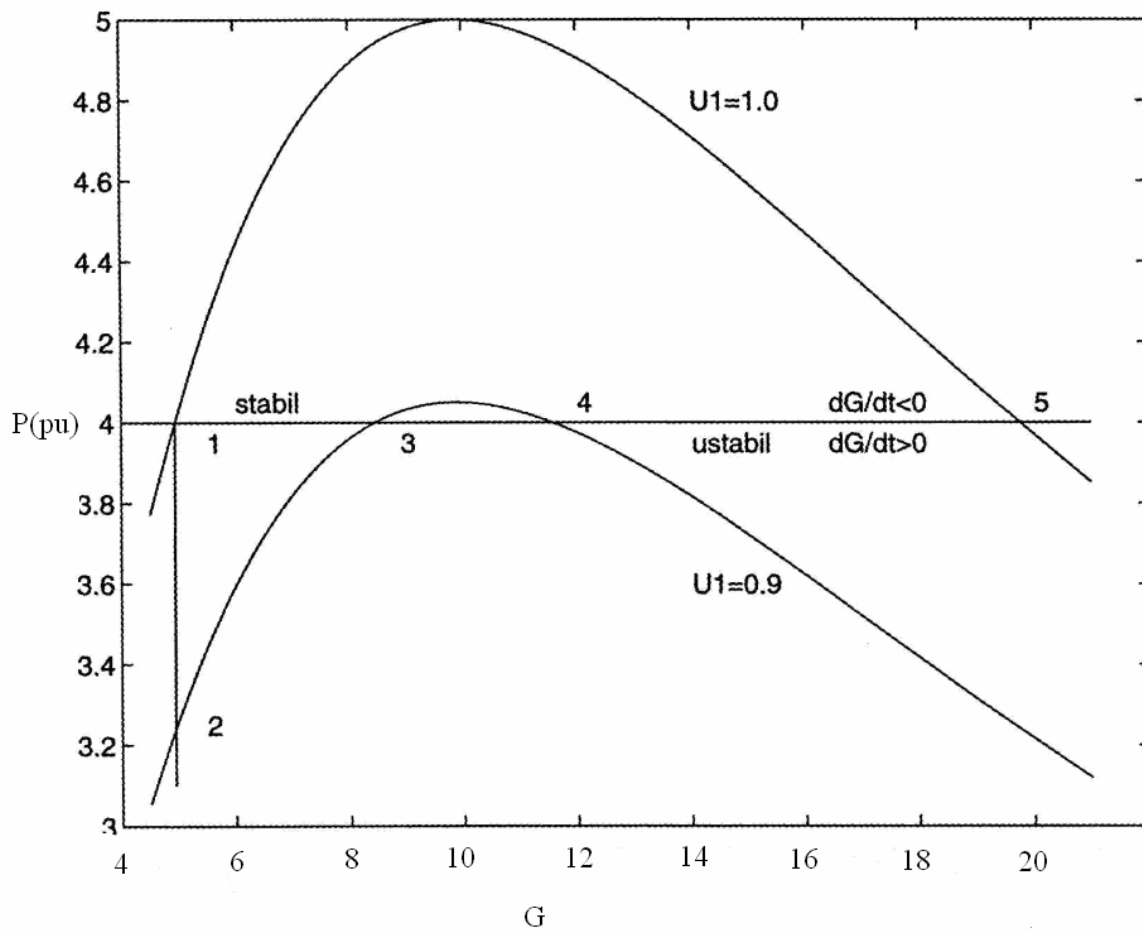
I tilfelle II vil uttrykket for effekten omsatt i lasten er gitt av ligning (2.29).

$$P = \frac{n^2 U_1^2 G}{1 + G^2 x^2 n^4} \quad (2.29)$$

Systemet er stasjonært stabilt når P er lik P_{ref} . En verdi for konduktansen kan finnes ved å sette inn P lik P_{ref} i (2.29) og løse ut for G .

Figur 27 viser kurvene for to ulike verdier av spenningen U_1 . Et fall i spenningen U_1 vil føre til at vi får et nytt driftspunkt med en U_2 på 0,688. Et ytterligere fall i U_1 vil kunne bli kritisk.

I tilfelle III vil systemet forsøke å finne en ny tilstand der de deriverte til tilstandsvariable G og n er null. Dette vil de være når U_2 er lik $U_{2\text{ref}}$ og P er lik P_{ref} . Likevektspunktet finnes, men ved enkelte verdier for tidskonstantene T og T_1 blir systemet allikevel ustabil. I [14] gjøres det undersøkelser der forholdet mellom tidskonstantene henholdsvis 5 og 10. Resultatene fra analysene viser at små forskjeller mellom tidskonstantene gjør systemet ustabil.



Figur 27 Termostat i funksjon når trinnkobleren er låst[14]

2.6.3 Modellering av laster for stasjonære studier

I stabilitetsanalyse er det vanskelig å modellere hver enkelt last som ligger bak en samleskinne. En mulighet er å modellere lasten tilkoblet hver enkelt samleskinne ved hjelp av ZIP-modellen. I dette kapittelet presenteres denne modellen. Kapittelet er skrevet på grunnlag av [6] og [13]. Modellen forutsetter at lasten er tredelt og består av last med konstant strøm, konstant impedans og konstant effekt. Modellen tar utgangspunkt i at lasten er P_0 på en gitt samleskinne ved en gitt spenning V_0 .

Ved endringer i spenning reguleres lasten proporsjonalt med spenningen i kvadrat for delen av lasten som har konstant impedans. Den delen av lasten som trekker konstant strøm reguleres proporsjonalt med spenningen. For laster med konstant effekt er effektuttaket uavhengig av spenningen. Konstantene a , b og c forteller hvor stor del av lasten som krever konstant impedans, strøm og effekt. Ligning (2.30) og (2.31) viser uttaket av aktiv og reaktiv effekt som en funksjon av spenningen på samleskinnen mens ligning (2.32) beskriver forholdet mellom konstantene a og c .

$$P = zP_0 \left[a_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_p \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_p \right] \quad (2.30)$$

$$Q = zQ_0 \left[a_Q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 + b_Q \left(\frac{V}{V_0} \right) + c_Q \right] \quad (2.31)$$

$$a_p + b_p + c_p = a_Q + b_Q + c_Q = 1 \quad (2.32)$$

Ligning (2.30)-(2.32) viser at den delen av lasten som representeres med konstant effekt vil være uavhengig av spenningen. Den strømavhengige og impedansavhengige belastningen vil redusere uttaket proporsjonalt med spenningen. Dette vil ha en positiv effekt for stabiliteten til kraftsystemet fordi et fall i spenningen vil føre til et redusert uttak av reaktiv effekt på samleskinnen og dermed vil denne reaktive effekten kunne benyttes som reaktiv spenningsstøtte for samleskinnen.

Utfordringen med bruk av denne modellen er å estimere koeffisientene a_p , b_p , c_p , a_q , b_q og c_q . Disse vil variere med lastens sammensetning og fra lastpunkt til lastpunkt. Ideelt sett burde koeffisientene finnes gjennom måling for hver enkelt samleskinne. Men i mange tilfeller vil det være tilstrekkelig å benytte standardverdier. Tabell 9 viser en fordeling som i følge [27] ofte benyttes.

Tabell 9 Vanlig fordeling av koeffisientene i ZIP modellen [27]

a_p	0,4	a_q	1
b_p	0,4	b_q	0
c_p	0,2	c_q	0
$a_p+b_p+c_p$	1	$a_q+b_q+c_q$	1

2.6.4 Modelling av laster for dynamiske studier

Ideelt sett burde datamodeller som benyttes til dynamiske studier inneholde modeller av hver enkelt belastning. Det vil imidlertid ikke være realistisk ved studier av store systemer. En mulighet er å lage en generisk lastmodell med en gitt struktur, men der parameterne kan estimeres for hver enkelt samleskinne ved hjelp av målinger.

I følge [14] er det mulig å modellere den dynamiske lastgjenvinningen etter en forstyrrelse ved hjelp av ligning (2.33).

$$P_r(\mathbf{V}) = \frac{1}{T_p} (-P_r(\mathbf{V}) + P_s(\mathbf{V}) - P_t(\mathbf{V})) \quad (2.33)$$

Ligningen inneholder et stasjonært og et transient ledd. P_r er differansen mellom stasjonær og transient effekt.

$$Q_r(\mathbf{V}) = \frac{1}{T_q} (-Q_r(\mathbf{V}) + Q_s(\mathbf{V}) - Q_t(\mathbf{V})) \quad (2.34)$$

Et uttrykk for lasten P kan skrives som vist i ligning (2.35). Det transiente og stasjonære leddet modelleres på samme måte, men koeffisienten α endres. Det er vanlig å benytte α_s for den stasjonære delen av lastmodellen og α_t for den transiente delen av lastmodellen

$$P = P_0 \left(\frac{V}{V_0} \right)^\alpha \quad (2.35)$$

Reaktiv effekt kan modelleres på samme måte som aktiv effekt, men koeffisienten α erstattes med β .

Utfordringen med denne modellen er å estimere α og β . Statnett forutsetter i sine analyser at lastene er spenningsuavhengige. Det vil si at det er lasten gjenvinnes momentant etter en forstyrrelse.

2.7 Feil i kraftsystemet

I dette kapitlet presenteres ulike feiltyper som kan oppstå i kraftsystemet og hvordan disse kan modelleres. Kapitlet i hovedsak skrevet på grunnlag av [28].

2.7.1 Symmetriske komponenter

I symmetrisk trefasesystem vil det være tilstrekkelig å løse ligningssett for en av fasene. Dette vil da være representativt for hele systemet. Ved feil i kraftsystemet kan det skapes en ubalanse mellom fasene. Da vil det ikke en per fase representasjon være lenger være gyldig. Ved å splitte opp kraftsystemet i tre symmetriske systemer, pluss minus og nullsystemet, har man et sterkt regneverktøy til å beregne spenninger og strømmer i usymmetriske systemer.

Hvert av de tre systemene er illustrert i Figur 28. De er nærmere beskrevet i [13], men kan kort beskrives som følger:

Plussystemet:

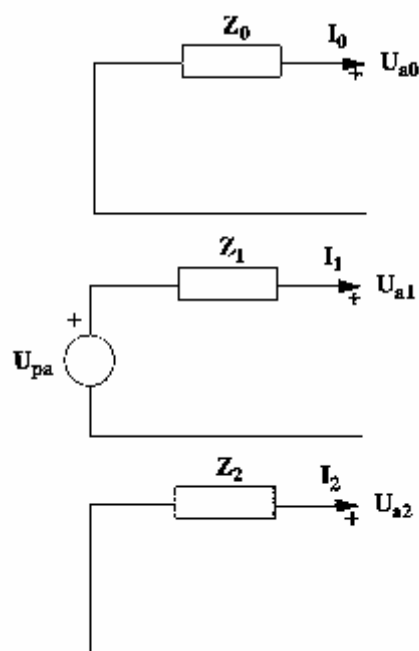
Plussystemet tilsvare et symmetrisk trefasesystem der fasene R,S og T er 120 grader faseforskjøvet i forhold til hverandre.

Minussystemet:

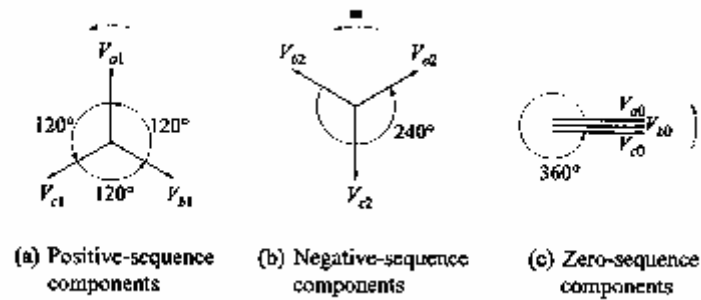
I Minussystemet er faserekkefølgen er byttet om sammenlignet med plussystemet og det inneholder ingen drivende spenningskilder.

Nullsystemet:

Nullsystemet består av tre parallelle visere med lik absoluttverdi.



Figur 28 Per fase ekvivalenten for null-, pluss- og minussystemet [28]



Figur 29 Komponentene til pluss, minus, og nullsystemet [13]

2.7.2 Feiltyper

Ved feil i kraftsystemet oppstår det store strømmer. Feilstrømmer forårsaker sterk belastning på komponentene i kraftsystemet og komponentene må være dimensjonert til å tåle disse belastningene. For å minke disse belastningene er det installert releer i kraftsystemet som kan koble bort feilstedet. I tillegg til store strømmer synker spenningene i kraftsystemet ved feil. Dette kan føre at spenningssensitive komponenter får problemer. Et eksempel på en slik komponent er motorer. I dette kapitlet presenteres kort tre vanlige feiltyper. Hver enkelt feiltype står nærmere beskrevet i [13].

Trefase Kortslutning

En trefase kortslutning kan for eksempel være et tre som faller over kraftlinjen. Feilen kan modelleres ved hjelp av per fase beskrivelsen. Det er ingen genererte minus- eller nullspenninger på feilstedet. Derfor er det bare av interesse å studere plussystemets strømmer og spenninger.

Når feilen ligger inne, går det store strømmer i alle tre fasene i linjen. Litt avhengig av hvilke fysiske forhold som oppstår i nettet vil feilen kunne modelleres ved hjelp av en overgangsmotstand. Konsekvensen av dette er at spenningen på feilstedet ikke blir null. I analysene som gjennomføres i denne rapporten forutsettes det at overgangsmotstanden på feilstedet er null.

Enfase kortslutning og Tofase kortslutning

En og tofase kortslutninger er feiltyper som skaper ubalanse mellom fasene. For å få en riktig beregning av spenninger og strømmer er det nødvendig å benyttes seg av symmetriske komponenter. I stabilitetsstudier er det imidlertid ikke av interesse å studere spenninger og strømmer i pluss og minussystemet. I stedet innsettes en feilimpedans i plussystemet som modellerer virkningen av null- og minussystemet.

Del III

Analyser

3.1 *Bakgrunn for analyser*

Overføringsnettet i Midt-Norge er mer belastet enn noensinne. En av de største farene med en økende belastning av overføringsnettet antas å være spenningsammenbrudd. I analysene som er dokumentert i denne rapporten, kartlegges det om det er fare for spenningsammenbrudd i Midt-Norge.

3.1.1 Målsetning for analysene

Målet med analysene er å finne overføringskapasitet på sentralnettet inn til Midt-Norge når den nye 420 kV forbindelsen mellom Nea Järpstraumen settes drift i 2009.

Det blir tatt utgangspunkt i følgende momenter:

1. Hva er de kritiske hendelsene som kan utløse spenningsammenbrudd?
2. Er det spesielle parametere som kan følges for å forutse spenningsammenbrudd?

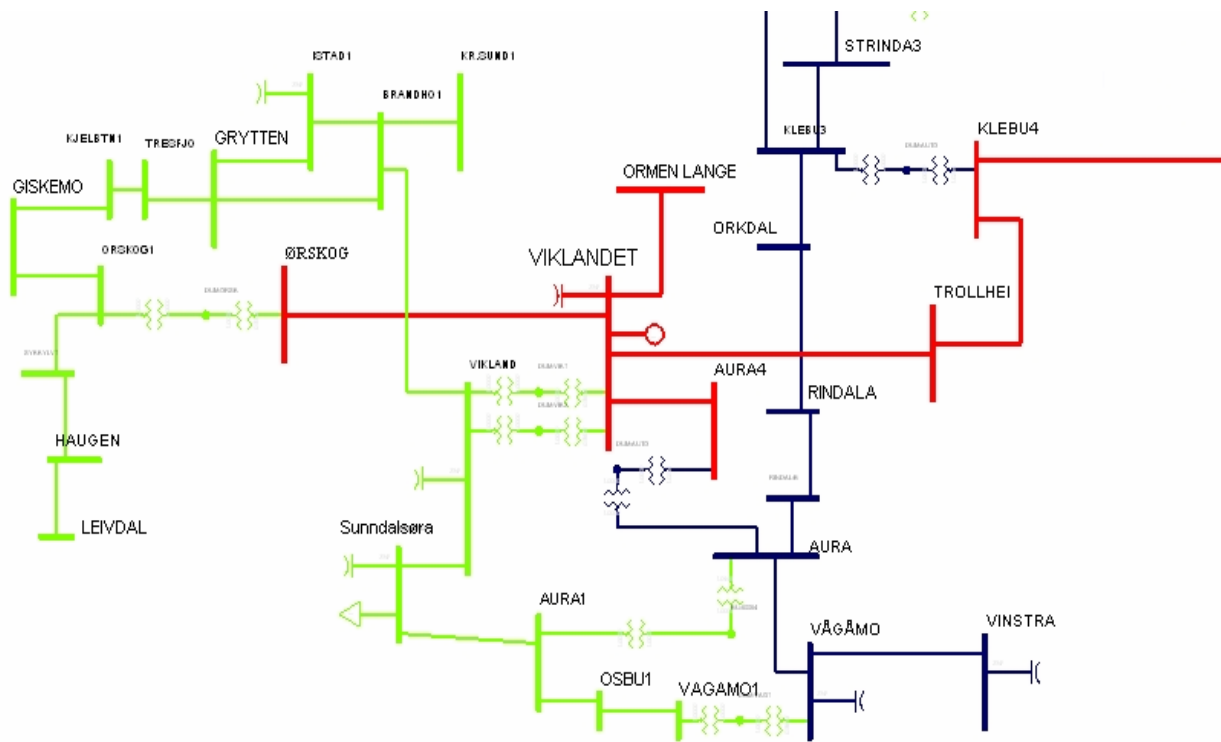
3.1.2 Nettet i Midt-Norge i 2009

Analyseresultatene som er dokumentert i denne rapporten antas å være gyldige fra *Nea Järpstraumen settes drift i 2009*, og frem til det bygges nye linjer i Midt-Norge. Det forutsettes at den nye 420 kV forbindelsen mellom Nea og Järpstraumen settes i drift som planlagt i 2009 og at nettet forsterkes ved å installere de reaktive kompenseringseenhetene som er omtalt i [31]. Tabell 10 viser kompenseringseenheter for reaktiv effekt som forutsettes installert på sentralnettet innen 2009. Tabellen inneholder enheter som allerede er installert og enheter som det er fattet investeringsbeslutning for i henhold til [31]. Det knyttes en hvis usikkerhet til hvilke av disse enhetene som vil være i drift i 2009. Årsaken er at enkelte av enhetene ikke er installert per dags dato. I følge [31] skal samtlige enheter være på plass i løpet av høsten 2008. I tillegg til kompenseringseenhetene som er vist i Tabell 10 forutsettes det at nettet inneholder noen mindre kompenseringseenheter på lavere spenningsnivåer. Disse er lagt inni benyttet datamodell [19].

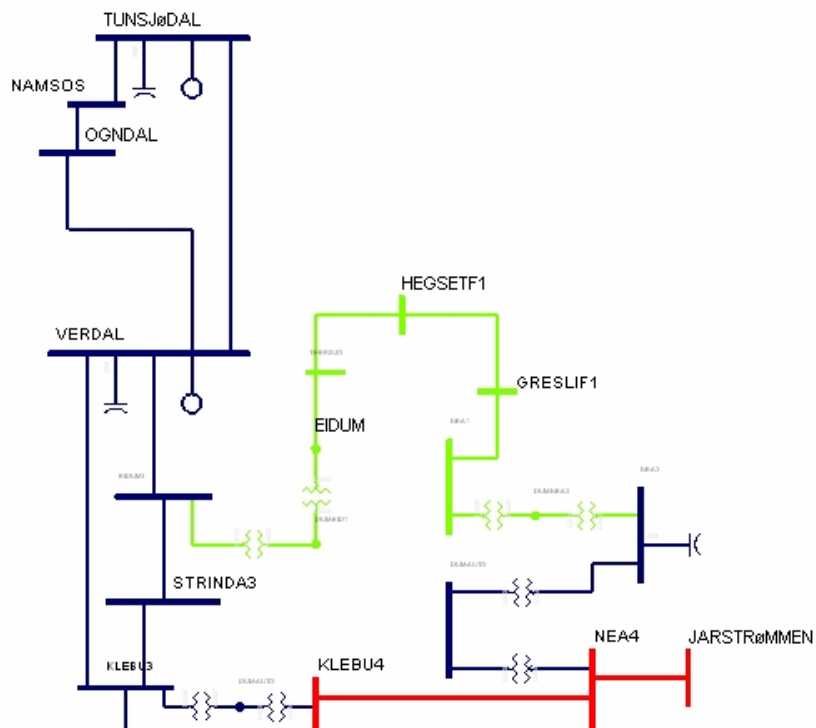
Tabell 10 viser en oversikt over reaktiv kompensering i Midt-Norge og stasjoner som grenser til Midt-Norge [19]

	Kondensatorbatterier		SVC	
	Antall	Total ytelse [MVar]	Antall	Total Ytelse [MVar]
Nedre Røssåga	2	100	1	160
Tunsjødal	2	260	1	250
Verdal	2	100	1	160
Nea	1	100		
Viklandet			1	250
Aura	1	100		
Vinstra	1	100		

Utover de endringene som er omtalt over, forutsettes det at nettet er uendret sammenlignet med i dag. Det vil si at det antas ingen nybygninger av linjer. Figur 30 og Figur 31 viser nettopologien for sentralnettet og enkelte deler av regionalnettet i Midt-Norge. 420 kV nettet er tegnet i rødt, 300 kV nettet er tegnet i blått og 132 kV nettet er tegnet i grønt.



Figur 30 Sentralnettet i Midt-Norge sør for Klæbu [19]



Figur 31 Sentralnettet i Midt-Norge nord for Klæbu[19]

3.2 Gjennomførte analyser

Dette kapitlet presenterer hvilke analyser som er gjennomført. Figur 32 viser en oversikt over hvilke lastflytanalyser som er gjort. Figur 34 viser en oversikt over de dynamiske analysene som er utført. I analysene er det sett på to ulike situasjoner. "Case 2010" representerer en høylastsituasjon. "Case Vårknipa" representerer situasjonen tidlig på våren rett før snøsmeltingen har startet. "Case Vårknipa" er dannet med utgangspunkt i "Case 2010".

Analysene er gjennomført ved hjelp av kraftsystemsimulatoren PSS/E versjon 30.3.1. I denne rapporten blir det ikke gått direkte inn på programtekniske detaljer, som for eksempel hvordan man konverterer caser fra lastflyt for dynamisk kjøring. Hvis leseren har behov for denne typen detaljer, henvises det til programdokumentasjonen [16] som medfølger PSS/E. De valg som er gjort i analysene er kommentert i kapittel 3.2.1.

I analysene er simuleringsmodellen "Spenningsanalyse Ormen Lange, Tunglast 420 kV industriradial Fræna Nyhamna" [19] benyttet. Den representerer en høylastsituasjon i Midt-Norge i 2010. Denne casen med gitte forutsetninger er tidligere omtalt som "Case 2010", den vil fortsatt benevnes slik. Datamodellen er gjort tilgjengelig av SINTEF Energiforskning etter tillatelse fra Statnett.

3.2.1 Forutsetninger og antagelser

I simuleringene er de modellene og parameterverdier som er gitt i [19] benyttet. Endringer i forhold til [19] er kommentert spesielt under beskrivelsen av hver enkelt undersøkelse.

Det tas ikke hensyn til om transformatorer ned til regionalnettet overbelastes. Det antas at disse vil bli byttet ut dersom det er behov for det.

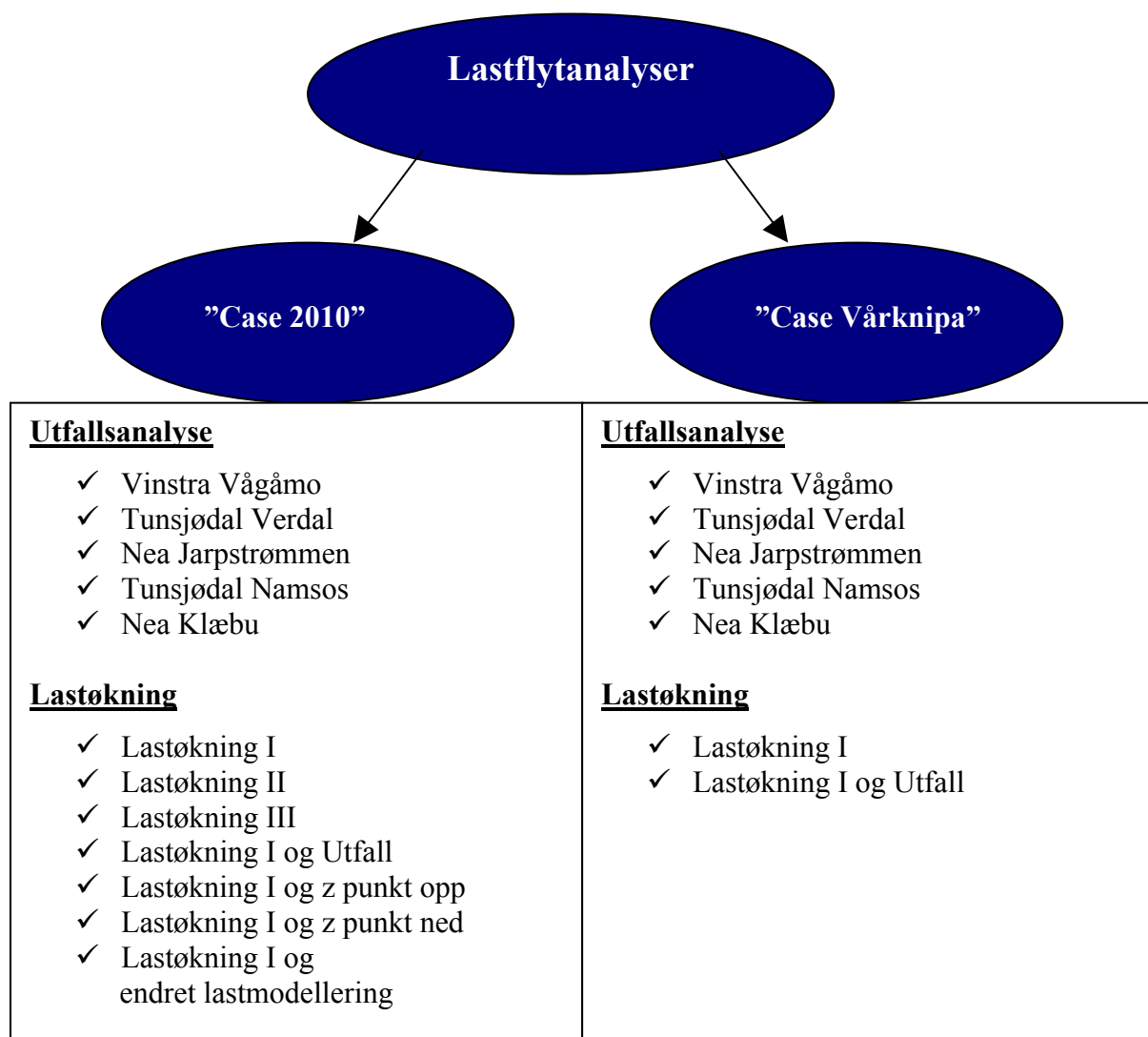
Når lastflyten er konvertert for bruk til dynamisk analyse, er det forutsatt at de aktive lastene har en fordeling der 40 prosent er konstant impedans, 40 prosent er konstant strøm og 20 prosent er konstant effekt. Det er forutsatt at de reaktive lastene kun er impedansavhengige. For å gjøre en konvertering tilsvarende den som er gjort i analysene henvises det til vedlegg C. Der vises det et python script som kan gjenskape konverteringen. Python som dokumentasjonsverktøy er kommentert i kapittel 3.2.3

I feilanalysene som er gjort i de dynamiske analysene er det sett på trefase kortslutning. Det simuleres i 5 sekunder med et feilfritt nett før feilen kobles inn. Begrunnelsen for dette er å forsikre seg om at systemet er stabilt før det påtrykkes forstyrrelser. Etter 5 sekunders simulering oppstår feilen og den ligger innkoblet i 0,1 sekunder. Etter 0,1 sekunder kobles feilstedet bort fra det øvrige nettet. Etter ytterligere 0,5 sekunder blir det gjort forsøk på å

koble inn igjen feilstedet. Feilen er ikke borte og linjen kobles bort på nytt etter nye 0,1 sekunder. Simuleringen kjøres deretter i 20- 30 sekunder etter at feilstedet er bortkoblet.

3.2.2 Stasjonære analyser

Dette kapittelet beskriver hvilke stasjonære analyser som er gjennomført. Kapittelet beskriver detaljer og forutsetninger rundt hver enkelt undersøkelse som er gjort. Begrepet undersøkelse benyttes om enkeltfenomener som er studert i hvert enkelt case. Et eksempel på en undersøkelse er utfall av Vinstra Vågåmo.



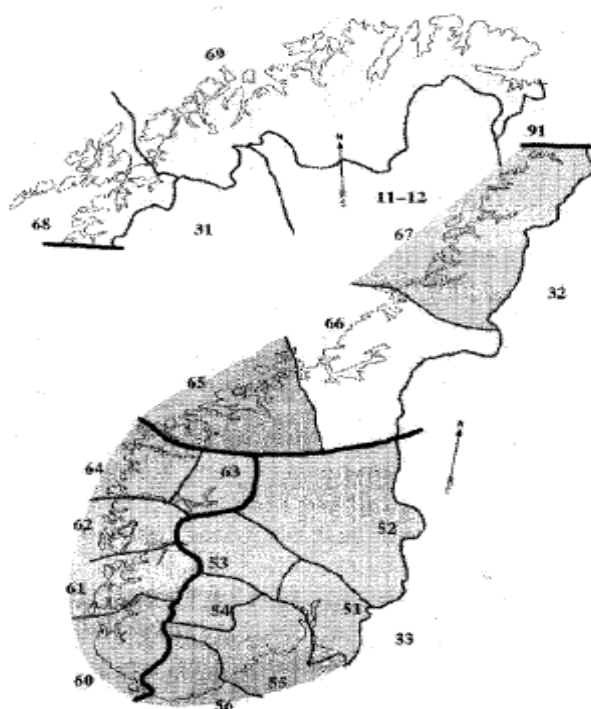
Figur 32 Oversikt over gjennomførte lastflytanalyser

3.2.2.1 Fra "Case 2010" til "Case Vårknipa"

"Vårknipa" er en betegnelse på effektsituasjonen om våren når fyllingsgraden i vannmagasinene er lav og lasten fortsatt er høy. Et typisk tidspunkt hvor Vårknipa oppstår vil være omkring uke 12. I dette kapitlet forklares det hvordan "Case 2010" er endret slik at den best mulig representerer den "Vårknipa", denne situasjonen kalles "Case Vårknipa".

Når fyllingsgraden i magasinene er lav vil den totale produksjonskapasiteten for generatorene i Midt-Norge reduseres. Noe av reduksjonen skyldes redusert fallhøyde. Imidlertid vil det være rimelig å tro at en del produsenter har tømt magasinene sine tidligere på vinteren og dermed vil produksjonskapasiteten i Midt-Norge være redusert. Frem til 1990 da energiloven trådte i kraft var konsesjonærene pålagt å forsyne egne områder i 9 av 10 år. I 1990 ble produsenten fritatt for oppdeckningsplikten og en eventuell effektmangel i deres område vil ikke være deres problem [2].

Å stenge generatorer vil også være med på å redusere de reaktive effektreservene i Midt-Norge. Reduserte reaktive effektreserver vil føre til at kraftsystemet blir mindre robust ovenfor forstyrrelser i nettet.



Figur 33 viser de ulike regionene i det Norske nettet [29]

Den laveste magasinfyllingen for hele Norge som er registrert i perioden 1990- 2005 er i følge [30] 25 %. Det understrekes at dette er en verdi som gjelder for hele Norge. Lokale variasjoner vil oppstå, men det ansees som en rimelig antagelse at magasinfyllingen i Midt-Norge sett under et er 25 %. Med en total magasinkapasitet i Midt-Norge på 25 % vil tilgjengelig effektproduksjon i Midt-Norge være sterkt redusert. For disse analysene antas det at den totale produksjonskapasiteten i Midt-Norge reduseres til cirka 40 % av maksimal produksjon. I modellen som benyttes er Midt-Norge definert av område 65 og 66 som er vist i Figur 33. Installert generatorkapasitet i disse to områdene er i følge benyttet datamodell 3040 MW. 40 % av dette vil tilsvare en produksjon på cirka 1100 MW i Midt-Norge.

Modellen som det taes utgangspunkt i representerer som tidligere nevnt en høylastsituasjon i 2010, denne casen benevnes "Case 2010". For å tilpasse den slik at produksjonen i Midt-Norge tilsvarer en mulig produksjonsfordeling i uke 12, som er en typisk representasjon av vårknipa, reduseres produksjonen i Midt-Norge. Den reduserte produksjonen i Midt-Norge er kompensert med økt produksjon på andre aggregater i Norge. Resultatene fra denne generatorkombinasjonen kalles "Case Vårknipa". Opplastingen er gjort ved å fordele den reduserte produksjonen i Midt-Norge likt på de aggregatene som er i drift i resten av Norge. Dermed opprettholdes gjeldende produksjonsprofil. Lastsituasjonen forutsettes uendret i sammenlignet med "Case 2010".

Produksjonsenhetene i Midt-Norge er avstengt uten detaljert lokalkunnskap om de ulike vassdragene i regionen. Derfor vil enkelte aggregatkombinasjoner for ulike vassdrag være noe urealistiske, men virkningen på totalsystemet antas å være realistisk.

3.2.2.2 Lastøkning I

Det er foretatt en lastøkning i Midt-Norge under forutsetning om at effektfaktoren er konstant. Lastøkningen er gjort prosentvis inntil lastflyten ikke lenger konvergerer. At lastflyten i PSS/E ikke konvergerer er ansett for å være et tegn på ustabilitet. Lastøkningen er foretatt under forutsetning av at totalbalansen i Norge er bevart. Det vil si at en lastøkning i Midt-Norge er kompensert med en produksjonsøkning i resten av Norge. Produksjonsøkningen er likt fordelt på samtlige generatorer i resten av Norge. Unntaket er i Midt-Norge. Der forutsettes det at produksjonen er konstant. I tillegg låses shuntenhetene til den produksjonen de har i "Case 2010". Simuleringen med de forutsetningene som er nevnt i dette avsnittet, kalles heretter Lastøking I.

3.2.2.3 Lastøkning II

Når et SVC anlegg støter mot sin øvre grense vil SVC anlegget fungere som en kondensator. Konsekvensen av dette er at ytelsen faller med spenningen i kvadrat. For å teste om det oppstår spenningsammenbrudd på et tidligere tidspunkt enn i Lastøkning I er samme lastøkningprosedyre gjennomført på nytt. Denne er benevnt som Lastøkning II. Forskjellen fra Lastøkning I er at når SVC anleggene på Tunsjødal, Viklandet og Verdalen støter mot sine

grenser endres modelleringen. De modelleres som kondensatorer i stede for generatorer slik at ytelsen faller i kvadrat med spenningen. Simuleringen med de forutsetningene som er nevnt i dette avsnittet, kalles heretter Lastøking II.

3.2.2.4 Lastøkning III

Denne simuleringen har nøyaktig samme forutsetninger som Lastøking I med unntak av at det tillates at shuntbatteriene kobles inn og ut. Konsekvensen av dette antas å bli at systemet vil kunne lastes opp mer før sammenbrudd sammenlignet med Lastøking I. Simuleringen med de forutsetningene som er nevnt i dette avsnittet, kalles heretter Lastøking III.

3.2.2.5 Utfallsanalyse

I utfallsanalysen er det sett på hvor mye det reaktive effektbehovet øker dersom linjer i Midt-Norge faller ut. Hensikten er å finne ut hvilke linjer som fører til størst økning i reaktivt effektforbruk sammenlignet med et nett der alle linjene er i funksjon. Utfallsanalysene er foretatt på to måter. I det ene tilfellet kobles shuntbatteriene inn ved behov i det andre tilfellet er ytelsen på shuntbatteriene uendret i forhold til det feilfrie tilfellet. Hensikten med dette er å se om det er forskjell i ekstra reaktivt effektforbruk ved forskjellige utfall.

3.2.2.6 Lastøkning I og utfall

Selv om n-1 kriteriet ikke lenger er et beslutningskriterium benyttes det som hjelpemiddel i planarbeidet. For å se hvilke konsekvenser N-1 kriteriet får for punktet for sammenbrudd er det foretatt en prosentvis lastøkning etter samme prinsipp som Lastøking I. Hensikten med dette er å se hvor kritisk situasjonen blir dersom dimensjonerende feil oppstår.

3.2.2.7 Lastøkning I og Endring av Z punkt

Z punktet til en generator indikerer hvor høy det er ønskelig at absoluttverdien til samleskinnespenningen der generatoren er tilkoblet er. Det gjort to undersøkelser for å se hvordan Z punktet påvirker stabiliteten: Den første undersøkelsen er ”Lastøkning I og z punkt opp”. I denne undersøkelsen er z punktene på samtlige generatorer i Midt-Norge justert opp med 1 prosent. Den andre undersøkelsen er: ”Lastøkning I og z punkt ned”. I denne undersøkelsen er Z punktene på samtlige generatorer i Midt-Norge justert ned med 1 prosent.

3.2.2.8 Endret lastmodellering og Lastøkning I

I analysemodellen som er benyttet som utgangspunkt for denne rapporten er belastningene modellert som spenningsuavhengige. Det vil si at de trekker konstant effekt uavhengig av spenningen. Dette er ikke riktig for alle typer laster. For å se om lastmodelleringen påvirker stabilitetsgrensen i nettet, gjøres følgende antagelse:

Det antas at samtlige laster i Midt-Norge kan modelleres ved hjelp av ZIP modellen. En fordeling der det forutsettes at 40 % av lasten har konstant impedans. 40 % av lasten forutsetts å ha konstant strøm og 20 % av lasten forutsettes å ha konstant effekt. Det antas videre at referansespenningen V_0 er samleskinnespenningen i "Case 2010". Konstantene i ZIP modellen er gitt i Tabell 9 på side 41.

Å anta at ZIP fordelingen er lik på samtlige samleskinner i hele Midt-Norge er ikke riktig. ZIP fordelingen vil variere fra samleskinne til samleskinne og den vil variere med tiden på året, men det antas at analysen vil gi en indikator på hvor mye lastmodelleringen kan påvirke hvilke marginer man har til spenningsammenbrudd.

Selve lastøkningen er gjort etter samme prinsipp som Lastøkning I, men det er viktig å ha klart for seg at det er referanseeffekten P_0 som endres gradvis. Det virkelige effektforbruket på hver enkelt last avhenger av samleskinnespenningen.

3.2.3 Python som dokumentasjonsverktøy for analyseresultater

For å forenkle prosessene i analysearbeidet og dokumentere det som er gjort, er det hensiktsmessig å benytte seg av det objektorienterte programmeringsspråket Python. Python kan benyttes til å dokumentere analysene gjennom en innebygd opptaksfunksjon i PSS/E. Denne funksjonen logger hver enkelt operasjon og genererer en egen Pythonfil. Hvis man senere blir i tvil om hva man har gjort, kan man gå inn i denne filen å se. En annen stor fordel er at Pythonfilen kan kjøres på nytt senere hvis det viser seg å være feil i de forutsetningene som danner grunnlaget for analysene. Under arbeidet med denne rapporten ble det oppdaget at det var lagt inn et kondensatorbatteri i datamodellen som ikke finnes i det eksisterende kraftsystemet. Kondensatorbatteriet påvirket analyseresultatene så mye at det var nødvendig å gjøre en del analyser om igjen. Det var da forfatteren oppdaget nytten av Python.

I tillegg til at Python egner seg til å dokumentere hva som er gjort reduserer det også behovet for å ha mange forskjellige case lagret. I stede for å lagre en case for hvert undersøkt moment, kan man lagre Pythonfilen. Da vil det være tilstrekkelig å lagre den casen som representer gjeldende status i kraftsystemet.

Python kan også benyttes til å lage mer generelle skript som kan benyttes når man skal gjennomføre rutineoperasjoner. Konvertering av lastflyten som er utgangspunkt for dynamiske analyser er eksempel på en slik operasjon. Et annet eksempel på et slikt script er lastøkingsprosedyren som er gjort i denne rapporten. Dette scriptet ble i første omgang laget

ved å bruke opptaksfunksjonen i PSS/E. Deretter ble det modifisert slik at det kunne benyttes for de ulike formene for lastøkning som er gjort i de stasjonære analysene.

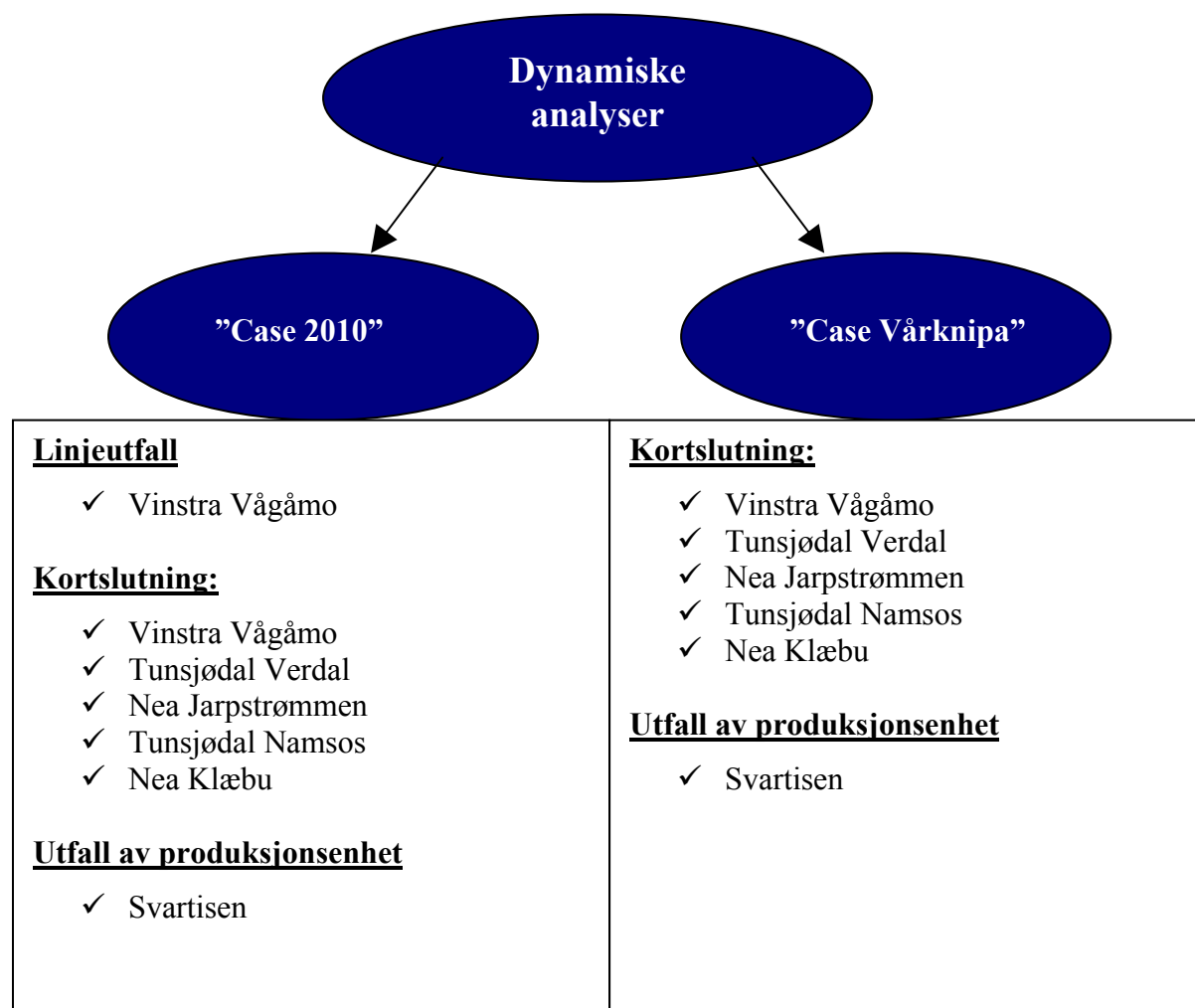
I arbeidet med de stasjonære analysene i denne rapporten er det utviklet noen Python script som støtteverktøy for enkelte undersøkelser og til konvertering av lastflyt for dynamisk analyse. I Tabell 11 er disse presentert og kort beskrevet.

Tabell 11 Pythonscript som er programert under arbeidet med de stasjonære analysene

Scriptnavn	Formål
Lastøkning I	Scriptet øker lasten i Midt-Norge med en gitt verdi og kompenserer med produksjonsøkning i resten av Norge.
Lastøkning I og Utfall:	Scriptet øker lasten i Midt-Norge med en gitt verdi og kompenserer med produksjonsøkning i resten av Norge. Deretter kobles dimensjonerende linje ut.
Endring av Z punkt:	Scriptet endrer Z punktene på generatorene i Midt-Norge
Endret lastmodellering	Scriptet endrer lastmodelleringen i Midt-Norge fra konstant effekt til ønsket ZIP fordeling
Utfallsanalyse	Scriptet genererer en case for utfall av de linjene som undersøkes.
Konvertering av lastflyt	Scriptet konverterer lastflyten til bruk i dynamisk analyse

3.2.4 Dynamiske analyser

Dette kapitlet beskriver hvilke dynamiske analyser som er gjennomført. Hensikten med de dynamiske analysene er å kartlegge om det finnes dynamiske faktorer som kan begrense importkapasiteten. Kapitlet beskriver detaljer og forutsetninger rundt hver enkelt undersøkelse som er gjort. Begrepet undersøkelse benyttes om enkeltfenomener som er studert i hvert enkelt case. Et eksempel på en undersøkelse er kortslutning av linjen mellom Vinstra Vågåmo.



Figur 34 Oversikt over de undersøkelsene som er gjort i de dynamiske analysene

3.2.4.1 Linjeutfall Vinstra Vågåmo

Det gjøres en undersøkelse av hvordan nettet reagerer ved et utfall av linjen Aura Vågåmo. Dette kan for eksempel representere responsen hvis denne linjen skal tas ut for vedlikehold. Hensikten med denne undersøkelsen er å benytte resultatene til å sammenligne responsen med hvordan nettet vil reagere på en trefasekortslutning på den samme linjen.

3.2.4.2 Kortslutning av linjer

Det er gjennomført kortslutningsanalyse på samtlige av de store linjene inn til Midt-Norge. Hensikten er å se om det oppstår effektpendlinger eller spenningspendlinger slik at overføringskapasiteten inn til Midt-Norge begrenses.

Kortslutningsanalysen er foretatt på 3 ulike måter.

- ✓ **Tilfelle I:** Kortslutning uten gjeninnkobling
 1. $t = 5,0$ Kortslutning oppstår
 2. $t = 5,1$ Linje kobles ut

- ✓ **Tilfelle II:** Kortslutning med vellykket gjeninnkobling
 1. $t = 5,0$: Kortslutning oppstår
 2. $t = 5,1$: Linje kobles ut
 3. $t = 5,6$: Linje kobles inn

- ✓ **Tilfelle III:** Kortslutning mislykket gjeninnkobling
 1. $t = 5,0$: Kortslutning oppstår
 2. $t = 5,1$: Linje kobles ut
 3. $t = 5,6$: Linje kobles inn feil ikke borte
 4. $t = 5,7$: Linje kobles ut igjen

Hensikten med å gjennomføre kortslutningsanalysen på tre måter er å se om det kan observeres ulikheter i spenningspendlinger eller effektpendlinger. For å begrense analysearbeidet utføres kortslutningsanalysen på tre måter kun for linjen mellom Tunsjødal og Namsos i ”Case 2010”. I undersøkelsene av kortslutninger på de øvrige linjene benyttes det analyseringstilfellet som gir størst svingninger i spenninger og effekt.

3.2.4.3 Utfall av produksjonsenhet

Et utfall av en produksjonsenhet vil føre til at det er nødvendig med omlegging av produksjonen. For å observere hvordan systemet vil reagere på et utfall velger en å koble ut Svartisen kraftverk og studere systemets respons.

3.2.5 IDEV filer som dokumentasjonsverktøy for dynamiske analyseresultater

På samme måte som man kan benytte Python til å dokumentere stasjonære analyser, kan man forenkle arbeidet med de dynamiske analysene og dokumentere det som er gjort ved å bruke IDEV filer.

IDEV filer kan genereres ved hjelp av en innebygd opptaksfunksjon i PSS/E. Denne funksjonen logger hver enkelt operasjon som gjøres i en IDEV fil. Hvis man senere blir i tvil om hva man har gjort, kan man gå inn i denne filen å se. En annen stor fordel er at IDEV filen kan kjøres på nytt senere hvis det viser seg å være feil i de forutsetningene som danner grunnlaget for analysene.

For brukere med litt erfaring er det mulig å modifisere IDEV filene. Når man modifiserer IDEV filene kan man analysere andre områder enn de som ble studert når IDEV filene ble lagd. Hvis man studerer en kortslutning av en linje og ønsker å studere en identisk kortslutning for en annen linje kan man bytte ut bussnumrene i IDEVfilen og kjøre analysen på nytt. I det elektroniske vedlegget er det vedlagt eksempel på en IDEV fil for kortslutning av linje. Denne filen ble modifisert slik at den kunne benyttes på alle de kortslutningene som er studert i analysene som er dokumentert av denne rapporten.

3.3 Stasjonære analyseresultater

I dette kapitlet presenteres resultatene fra de stasjonære analysene som er gjennomført. Kapitlet er oppdelt i to hoveddeler, en for hver av de undersøkte casene. I hver av hoveddelene presenteres resultatene fra undersøkelsene som er gjort i de ulike casene.

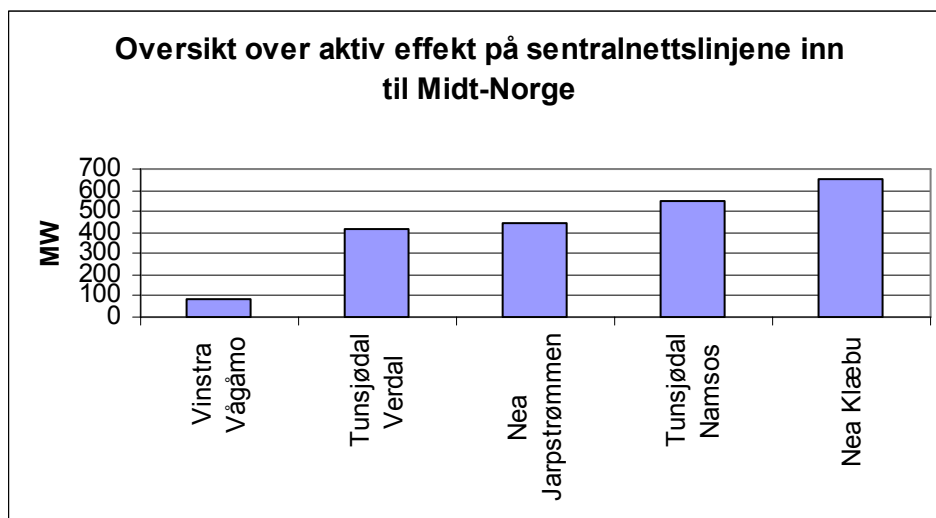
3.3.1 "Case 2010"

"Case 2010" har tilfredsstillende spenninger og ingen av de store produksjonsenhetene for reaktiv effekt støter mot sine grenser. Ingen sentralnettslinjer har en belastning på over 100 %. Utvalgte data fra lastflytresultatene er presentert i Tabell 12.

Tabell 12 Utvalgte data for "Case 2010"

"Case 2010"		
Midt-Norge		
Produksjon fra generatorer		
	<i>aktiv</i>	2116
	<i>reaktiv</i>	211
Lastforbruk	<i>aktiv</i>	3630
	<i>reaktiv</i>	639
Reaktiv produksjon fra shuntenheter		951,6
Reaktiv effekt generert fra linjer & kabler		578,7
Tap i linjer Midt-Norge	<i>aktiv</i>	89,3
	<i>reaktiv</i>	1052
Import Midt-Norge		1621,8
Hele det nordiske systemet		
Produksjon fra generatorer	<i>aktiv</i>	65766
	<i>reaktiv</i>	11217,5
Lastforbruk	<i>aktiv</i>	63957
	<i>reaktiv</i>	13935
Reaktiv produksjon fra shuntenheter		8883
Reaktiv effekt generert fra linjer & kabler		16378
Tap i linjer	<i>aktiv</i>	1771,9
	<i>reaktiv</i>	24136,1

Figur 35 viser hvordan importen er fordelt på de ulike linjene inn mot Trøndelag. Haugen Leivdal er utelatt fra figuren. Flyten på denne linjen observeres til å være cirka 50 MW og den er tilnærmet uendret i samtlige undersøkelser.



Figur 35 Aktiv effektflyt på linjene inn til Midt-Norge i "Case 2010"

I de påfølgende kapitler presenteres de gjennomførte undersøkelsene for "Case 2010". Tabell 13 viser hvilke samleskinner med tilhørende samleskinnennummer som er studert. For å begrense omfanget av rapporten er kun utvalgte av de studerte samleskinnenspenninger kommentert og vist i figurer i hovedrapporten. Kurver for resten av de studerte spenninger er gitt i det elektroniske vedlegget.

Tabell 13 Samleskinner som er studert

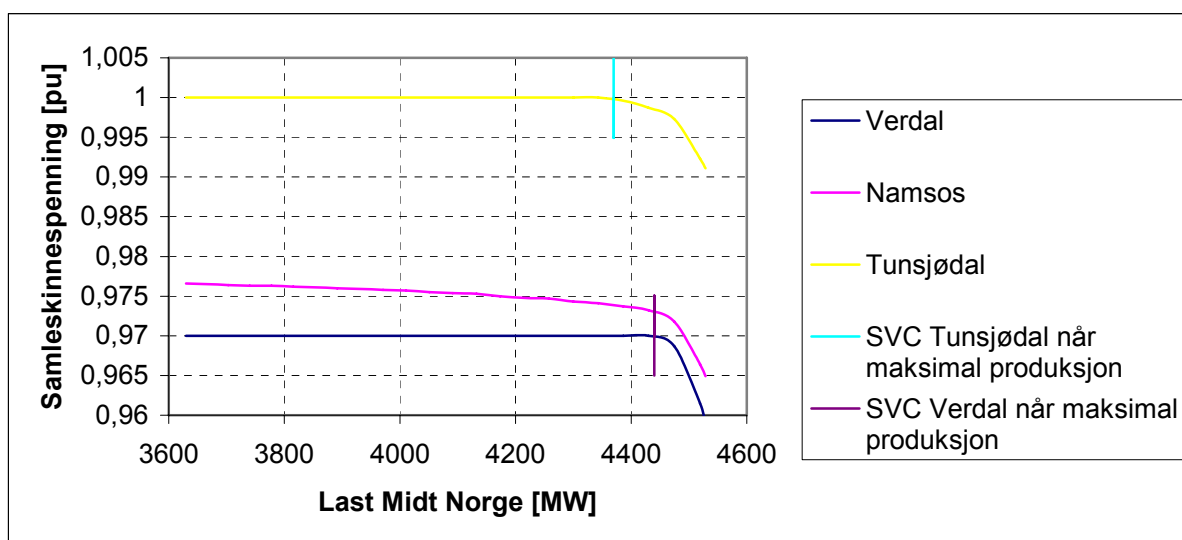
Bussnummer	Samleskinne	Spenningsnivå [kV]
56131	Ørskog	420
57011	Aura	420
57031	Klæbu	420
57051	Nea	420
57951	Viklandet	420
57122	Namsos	300
57102	Verdal	300
57132	Tunsjødal	300

3.3.1.1 Lastøkning

Resultatene fra Lastøkning I viser at spenningene er konstante så lenge det er tilgjengelig reaktiv effekt på samleskinnene. Figur 36 viser at dette er tilfelle for både Verdal og Tunsjødal.

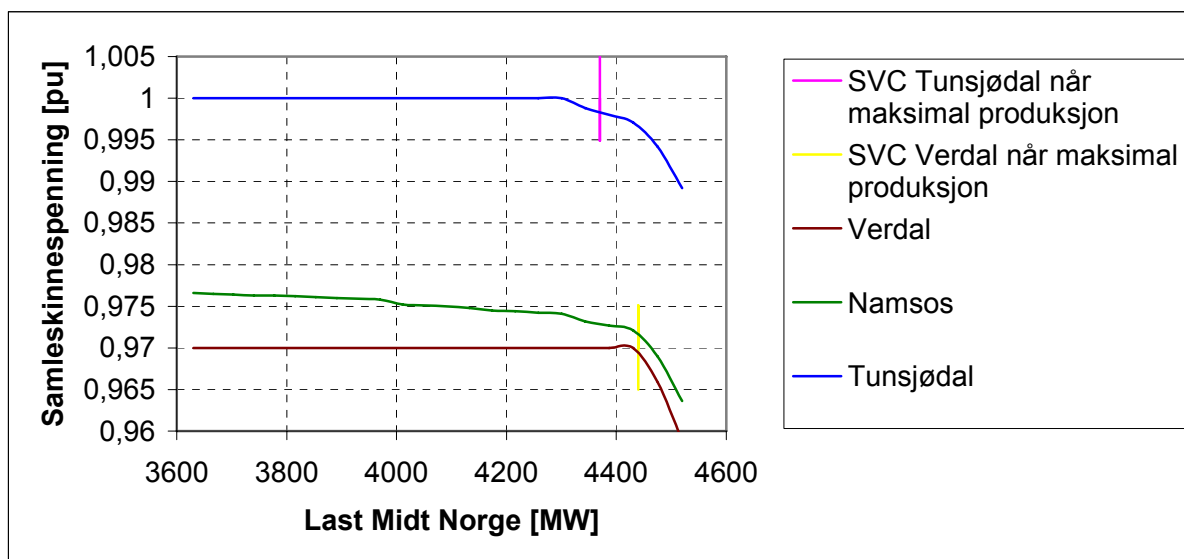
Ved å studere spenningen på Namsos, vil man kunne se at spenningen synker tilnærmet lineært inntil de reaktive effektreservene på Tunsjødal og Verdal er brukt opp. Deretter får grafen en knekk slik som spenningen på Verdal. I denne lastøkningprosedyren er shuntene låst slik at de ikke øker produksjonen når lasten i Midt-Norge øker.

Fra Figur 36 er det vanskelig å anslå en eksakt verdi for hvor stor lastøkning systemet tåler før det bryter sammen. Analyseresultatene viser imidlertid at denne grensen på cirka 4550 MW. Dette er en økning på 25 % sammenlignet med lasten i "Case 2010".



Figur 36 Lastøkning I: Samleskinnenspenningene på Verdal, Namsos og Tunsjødal som funksjon av lasten i Midt-Norge

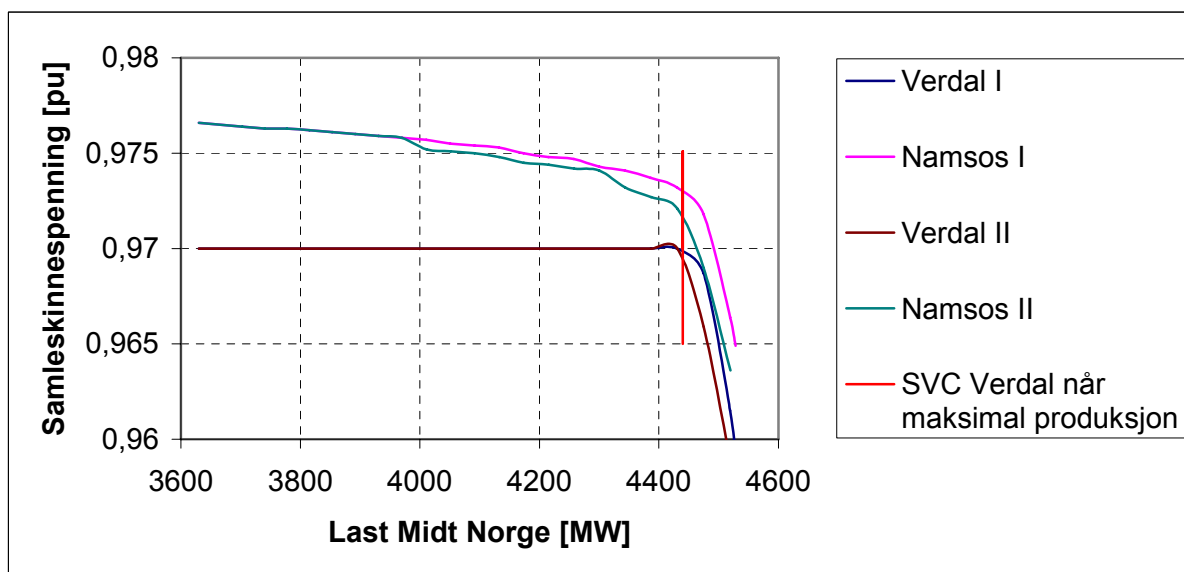
Resultatene fra Lastøkning II viser også at spenningene er konstante så lenge det er tilgjengelig reaktiv effekt på samleskinnene. Figur 37 viser at dette er tilfelle for både Verdal og Tunsjødal. Ved å studere grafen som viser spenningen på Namsos ser man at spenningen synker tilnærmet lineært inntil de reaktive effektreservene på Tunsjødal og Verdal er brukt opp. Deretter får den en knekk slik som spenningen på Verdal. Også i denne lastøkningprosedyren er shuntene låst slik at de ikke øker produksjonen når lasten i Midt-Norge øker.



Figur 37 Lastøkning II: Samleskinnespennningene på Verdal, Namsos og Tunsjødal som funksjon av lasten i Midt-Norge

Analyseresultatene viser at grensen for sammenbrudd ligger ved en lastøkning på mellom 23 og 24 prosent i forhold til lasten i "Case 2010". Dette er cirka 2 prosent lavere enn tilfellet var i Lastøkning I.

Figur 38 viser en sammenligning av samleskinnespennningene på Verdal og Namsos. For lastøkning I og II. Data hentet fra Lastøkning I er merket I og data hentet fra lastøkning II er merket II. Fra figuren kan det observeres spenningene blir noe lavere i II enn i I. Dette skyldes i hovedsak at den reaktive effektstøtten blir lavere i Lastøkning II enn i Lastøkning I.



Figur 38 Sammenligning av Lastøkning I og Lastøkning II for Verdal og Namsos

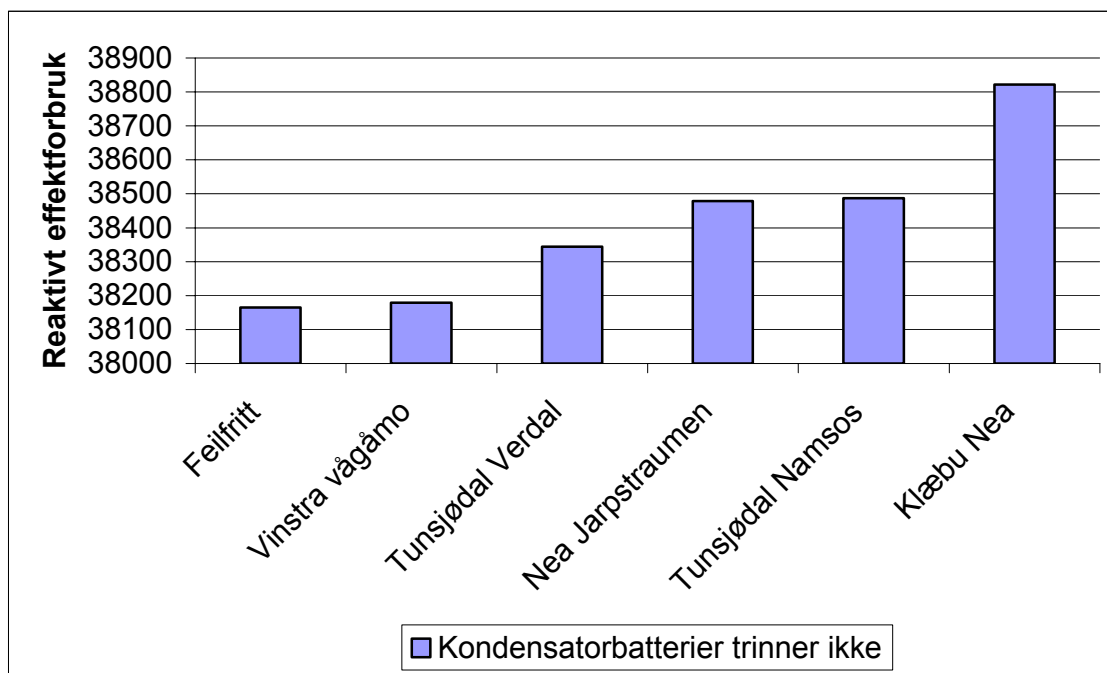
3.3.1.2 Lastøkning III

Når det inkluderes trinning av shuntbatteriene i analysen, vil systemet ha mer tilgjengelig reaktiv reserve. Dermed vil det være mulig å øke den aktive lasten i Midt-Norge inntil de ekstra reaktive effektreservene er brukt opp. Sammenlignet med Lastøkning I vil systemet tåle 80 MW ekstra last i Midt-Norge før lastflyten ikke konvergerer. Konsekvensen av å inkludere trinning av shuntbatteriene er liten. For absoluttverdien til spenningene på enkelte samleskinner observeres det imidlertid en spenningsøkning etter trinning av shuntene. Denne spenningsøkningen så liten at kravene i [9] er oppfylt.

3.3.1.3 Utfall

Resultatene fra utfallsanalysen viser at et utfall av Nea- Klæbu krever størst økning i reaktiv effektproduksjon. Figur 39 viser forskjellen i reaktivt effektforbruk for det nordiske systemet når alle linjer er intakt og når ulike linjer i Midt-Norge er utkoblet. Ved å studere Figur 35 kan man se at Nea Klæbu er den linjen som har størst aktiv flyt i feilfri tilstand. Ved å sammenligne Figur 35 og Figur 39 kan det observeres at behovet for reaktivt effekt ved utfall er proporsjonalt med effektflyten i linjen når den er innkoblet. Hvor mye ekstra effekt som benyttes avhenger av tilgjengelige reserver og deres avstand fra feilen. Hvis det tillates at kondensatorbatteriene kan trinne vil behovet for reaktiv effekt mindre enn de verdiene som er vist i Figur 39. Dette skyldes at det økte reaktive effektbehovet kan fordeles på flere kilder. Behovet for transport av reaktiv effekt reduseres, og dermed reduseres tapene.

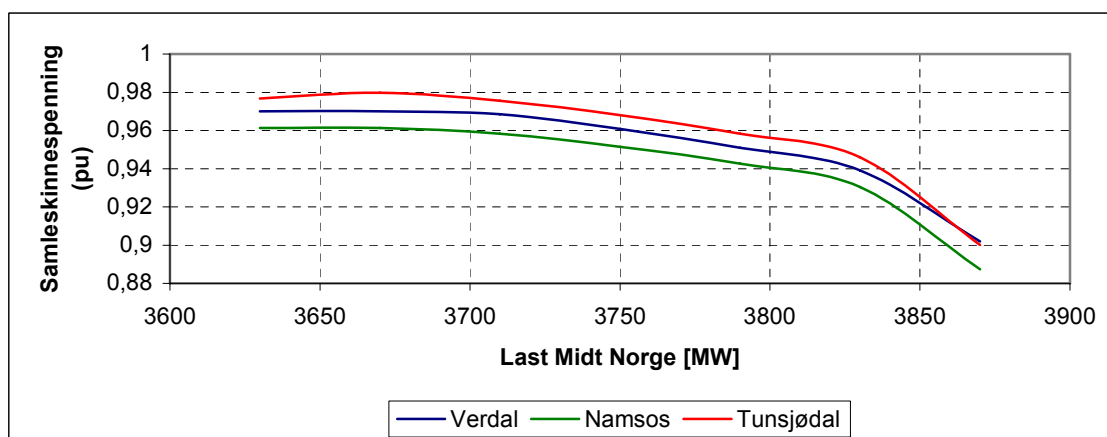
Det er viktig å være klar over at det knyttes usikkerhet til verdien av det reaktive effektforbruket for hvert enkelt utfall i Figur 39. Tendensen om at de linjene med størst aktiv effektflyt krever størst økning i reaktivt effektbehov ved utfall kan benyttes til å finne hvilket linjeutfall som er dimensjonerende med hensyn på spenningsstabilitet.



Figur 39 Endring i reaktivt effektforbruk ved utfall av sentralnettslinjer i Midt-Norge

3.3.1.4 Lastøkning og Utfall

Det er et krav at nettet skal forbli stabilt ved utfall av Nea Klæbu. Resultatene viser at viser at nettet tåler en lastøkning på 7 % i forhold til lasten i "Case 2010". Nettet er fortsatt stasjonært spenningsstabilt. Spenningen i Namsos faller under 0,9 per unit som er minimumskravet i [9]. Spenningen på Namsos er dermed den begrensende faktoren for hvor stor lastøkning man kan påtrykke systemet. Dersom lasten økes med 9 % i forhold til "Case 2010" vil ikke lastflyten konvergere og systemet blir stasjonært spenningsustabilt.



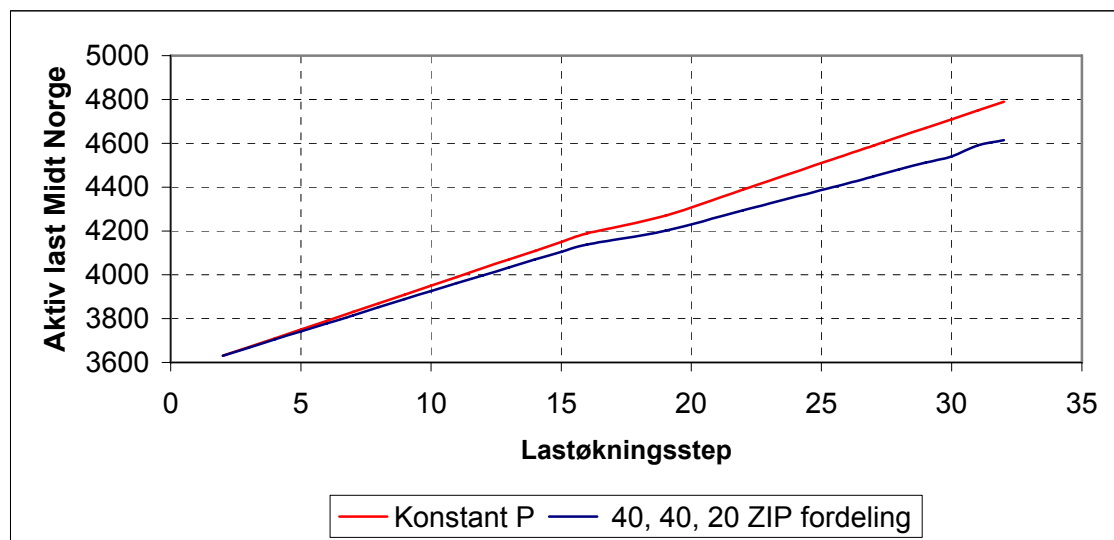
Figur 40 Lastøkning og Utfall: Samleskinnspenningene på Verdal, Namsos og Tunsjødal som funksjon av lasten i Midt-Norge

3.3.1.5 Endring av Z punkt

Små endringer i Z punktene vil ikke ha innvirkning på ved hvilket opplastingsnivå lastflyten ikke konvergerer. Dette skyldes at når SVC anlegg og generatorer når sine reaktive effektbegrensninger, endres modelleringen av disse. De går fra å modelleres som PV punkter til å modelleres som PQ punkter. Z punktet benyttes ikke lenger beregningene fordi spenningene på samleskinnene er en funksjon av levert aktiv og reaktiv effekt. Endringer i Z punktene vil imidlertid påvirke den reaktive produksjonen når generatorer og SVC anlegg opererer som PV punkter.

3.3.1.6 Endring av lastmodellen

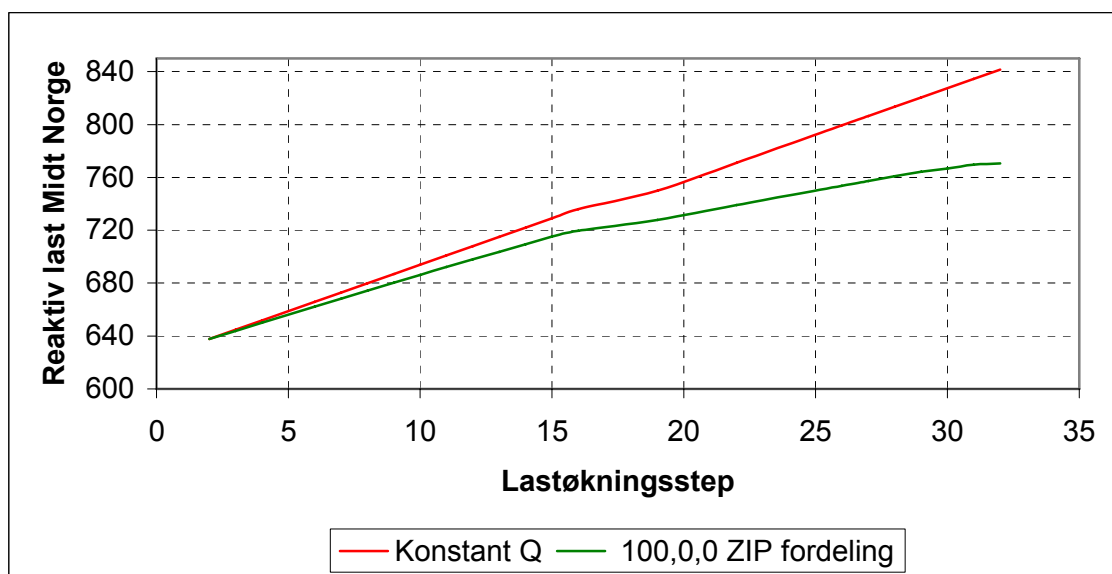
Det kan ikke forutsettes at samtlige laster i Midt-Norge kan modelleres med identisk ZIP fordeling. En slik forutsetning er ikke representativt, men det gir en indikasjon på hvor mye lastmodelleringen påvirker marginene til ustabilitet. Dersom det var tilfelle at samtlige laster i Midt-Norge kan modelleres med identisk ZIP fordeling, ville en konstant PQ representasjon gitt avvik mellom faktisk lastforbruk og simulert lastforbruk. Figur 41 viser hvordan forskjellen i faktisk og simulert aktivt lastforbruk i Midt-Norge endres etter hvert som systemet lastes opp.



Figur 41 Avvik i effektforbruk når de aktive lastene i Midt-Norge er ZIP fordelt med 40, 40 20 og modellert som konstante laster

Når man gjør den samme studien av det reaktive effektforbruket observerer man også et avvik mellom beregnet og faktisk reaktivt effektforbruk. Hovedårsaken til spenningsssammenbrudd er mangel på reaktiv effekt. Ved å modellere en konstant impedanslast som konstant Q vil avviket mellom faktisk og beregnet reaktiv last vil øke når lastnivået øker. Figur 42 viser hvordan avviket endres ved økende lastnivå. Når lastnivået øker går det generelle spenningsnivået ned da vil også lastene trekke mindre effekt.

De verdiene som er valgt for ZIP fordelingene i denne undersøkelsen er i følge [27] en lastfordeling som ofte er brukt. På grunn av at benyttet ZIP fordeling er tilfeldig valgt, kan man se bort fra de tallverdiene som det er kommet frem til i denne undersøkelsen. Undersøkelsen viser imidlertid at lastmodelleringen vil påvirke resultatene. Derfor lastmodelleringen en kilde til usikkerhet.



Figur 42 Avvik i reaktivt effektforbruk når de reaktive lastene i Midt-Norge er ZIP fordelt med 100,0,0 og modellert som konstante laster

3.3.2 ”Case Vårknipa”

”Case Vårknipa” representerer som tidligere nevnt en situasjon der det er mangel på effekt i Midt-Norge. Detaljene rundt casen står beskrevet i 3.2.2.1. Lastflytresultatene viser at casen har tilfredsstillende spenninger og at ingen sentralnettslinjer er overbelastet. Det er imidlertid et faresignal at flere produksjonsenheter for reaktiv effekt støter mot sine grenser. Dette gjelder blant annet SVC anleggene på Viklandet og Tunsjødal. Utvalgte data fra lastflyten er presentert i Tabell 12.

Tabell 14 Utvalgte data for ”Vårknipa” sammenlignet med ”Case 2010”

		”Case Vårknipa”	”Case 2010”
Midt-Norge			
Produksjon fra generatorer	<i>aktiv</i>	1084,8	2116
	<i>reaktiv</i>	607,3	211
Lastforbruk	<i>aktiv</i>	3630,8	3630
	<i>reaktiv</i>	678,6	678,6
Reaktiv produksjon fra shuntenheter		1021	951,6
Reaktiv effekt generert fra linjer & kabler		560,4	578,7
Tap i linjer Midt-Norge	<i>aktiv</i>	111,6	89,3
	<i>reaktiv</i>	1354,5	1052
Import Midt-Norge		2648,2	1621,8
Hele det nordiske systemet			
Produksjon			
fra generatorer	<i>aktiv</i>	65870	65766
	<i>reaktiv</i>	10111	11217,5
Lastforbruk	<i>aktiv</i>	63957	63957
	<i>reaktiv</i>	13935	13935
Reaktiv produksjon fra shuntenheter		11090	8883
Reaktiv effekt generert fra linjer & kabler		16628	16378
Tap i linjer	<i>aktiv</i>	1875,6	1771,9
	<i>reaktiv</i>	25507	24136,1

Hvis produksjonen i Midt-Norge reduseres, må importen. En økt import fører til økte aktive og reaktive tap. Dette må dekkes inn av reaktive effektkilder i regionen fordi reaktiv effekt ikke kan fraktes over lange avstander. Når generatorene i Midt-Norge stopper, kuttes de reaktive effektereservene fra generatorene. I tillegg vil den økte belastningen på nettet føre til at forbruket av reaktiv effekt øker. Dermed vil de reaktive effektreservene i Midt-Norge reduseres. Tabell 15 viser hvordan de reaktive effektereservene fra generatorene i Midt-Norge endres fra Case 2010 til Case Vårknipa.

Tabell 15 Sammenligning av reaktive effektereserver for ”Case 2010” og ”Case Vårknipa”

	Benyttet reaktiv effekt	Tilgjengelig reaktiv effekt	Reaktiv reserve fra generatorer i Midt-Norge
”Case 2010”	211	1819,1	1608,1
”Case Vårknipa”	643,3	1058,12	414,82

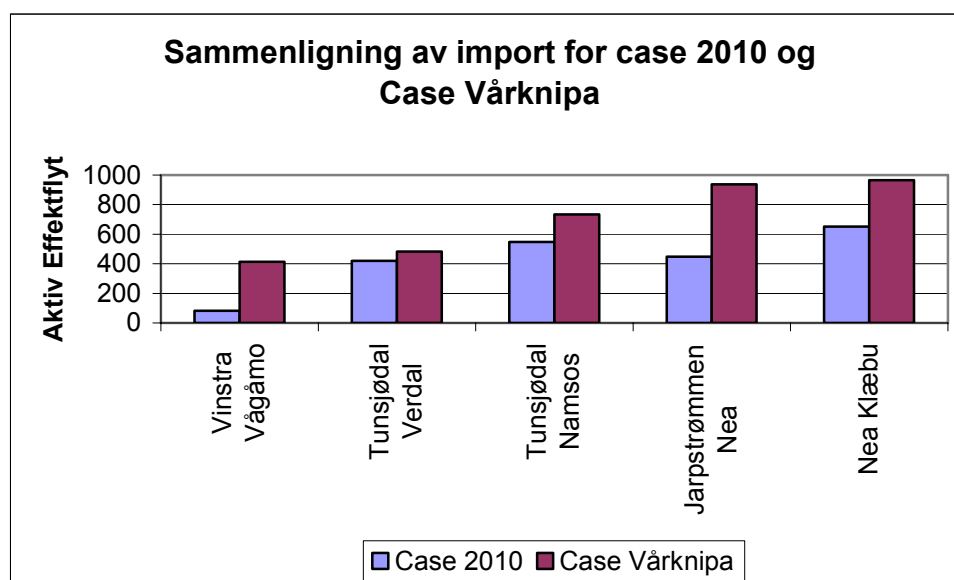
3.3.2.1 Utfall

Figur 43 viser en sammenligning av importen til Midt-Norge for "Case 2010" og "Case Vårknipa". Den økte importen fører til økte tap i systemet samtidig som redusert produksjon fører til reduserte effektreserver. Dette fører til at systemet blir mer sensitivt for feil og utfall.

Resultatene fra utfallsanalysen viser at det er nok reaktive effektreserver tilgjengelig til at systemet kan forbli stabilt ved utfall av:

- Vinstra Vågåmo
- Tunsjødal Verdal
- Tunsjødal Namsos

Ved utfall av Tunsjødal Verdal vil det oppstå en overlast på Tunsjødal Namsos, men denne er lavere enn femten prosent og overlasten kan fjernes ved hjelp av en spesialregulering.

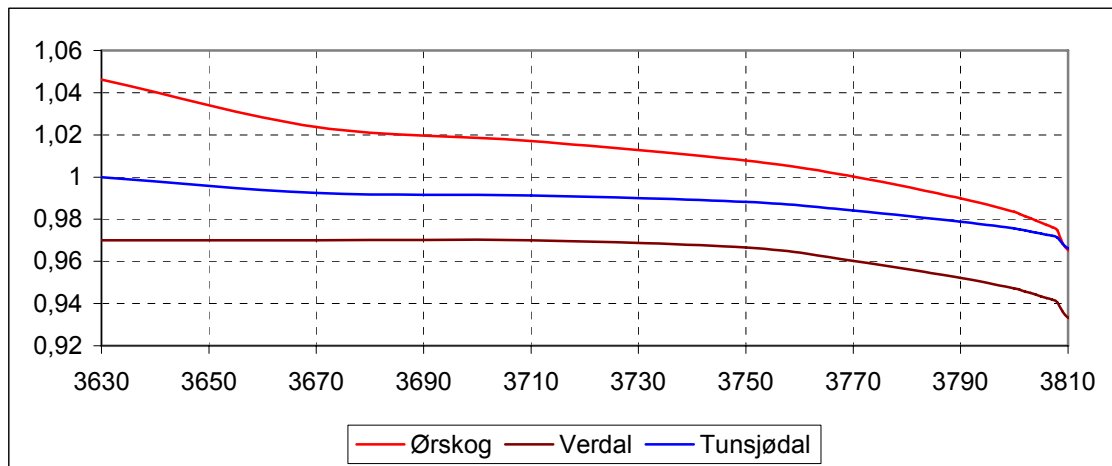


Figur 43 Sammenligning av effektflyten inn til Midt-Norge for "Case 2010" og "Case Vårknipa"

Ved utfall at Järpstraumen Nea og Nea Klæbu er det mer usikkert om systemet forblir stabilt. Lastflyten konvergerer ikke. Dette kan være en indikasjon på at systemet er ustabil. For å få en indikasjon på avstanden til nesepunktet, ble det kjørt en lastflyt der det ikke ble satt begrensinger på reaktiv effektproduksjon. Denne lastflyten konvergerer. Resultatene gir en stor produksjon av reaktiv på Tunsjødal, Verdal og Viklandet. Alle enhetene produserer to ganger maksimal produksjon. Det er verdt å merke seg at å slippe fri de reaktive grensene, ikke gir noe eksakt avstand til nesepunktet. Det gir kun en indikasjon på hvor i systemet det mangler reaktiv effekt. Et virkemiddel for å få lastflyten til å konvergere er å justere ned lasten i Midt-Norge. For å få en indikasjon på avstanden til systemets stasjonære stabilitetsgrense ble lasten redusert i trinn på 100 MW. For å få konvergens var det nødvendig med en lastreduksjon på 600 MW. Den totale importen til området var da 2150 MW.

3.3.2.2 Lastøkning I

Lastøkning I er foretatt på tilsvarende måte i ”Case Vårknipa” og i ”Case 2010”. Lasten er økt med 40 MW skritt lengde inntil lastflyten ikke lenger konvergerer. Figur 44 viser spenningene på utvalgte samleskinner som funksjon av lasten i Midt-Norge. Systemet kan lastes opp inntil den totale lasten i Midt-Norge er 3790 MW.



Figur 44 Spenningene på utvalgte samleskinner som funksjon av lasten i Midt-Norge

3.4 Dynamiske analyseresultater

I dette kapittelet presenteres resultatene fra de dynamiske analysene som er gjennomført. Kapittelet er oppdelt i to hoveddeler, en for hver av de undersøkte casene. I hver av hoveddelene presenteres resultatene fra utvalgte undersøkelser som er gjort. De undersøkelsene som presenteres er et representativt utvalg av enkelte undersøkelser. I de tilfellene der to ulike undersøkelser har gitt tilnærmet identiske resultater, er kun en av undersøkelsene omtalt i rapporten. Analyseresultatene fra de undersøkelsene som ikke er presentert i hovedrapporten, kan studeres på vedlagte elektroniske vedlegg. Disse analyseresultatene er ikke ytterligere kommentert.

I de ulike undersøkelsene er det sett på en del komponenter med deres tilhørende parametere. Tabell 16 og Tabell 17 viser hvilke linjer og generatorer som er inkludert i denne studien. Studier av linjer har i hovedsak bestått i å se på aktiv og reaktiv effektlyt i linjene. I undersøkelsene er det sett på frekvensavvik, hastighetsavvik, aktiv og reaktiv effektproduksjon fra generatorene.

Tabell 16 Studerte sentralnettslinjer

Linje	
Tunsjødal	Namsos
Tunsjødal	Verdal
Verdal	Klæbu
Järpstraumen	Nea
Nea	Klæbu
Vinstra	Vågåmo

Tabell 17 Generatorer som er studert, og parametere som er undersøkt på hver enkelt generator

Busnummer	Generatortnavn	Busnummer	Generatortnavn
57023	DRIVA1	57134	TUNNSJ66
57024	AURG4567	57136	TUNN-G12
57026	DRIVA-G1	57137	TUNN-G34
57027	DRIVA-G2	57138	SKOROVAS
57054	NEA66-	57153	KOLSVIK1
57056	NEA-G1-	57155	KOLSVIK
57057	NEA-G2-	57156	KOLS-G1-
57058	NEA-G3-	57173	ARSANDY1
57059	NEA-TYA	57174	ARSANDOY

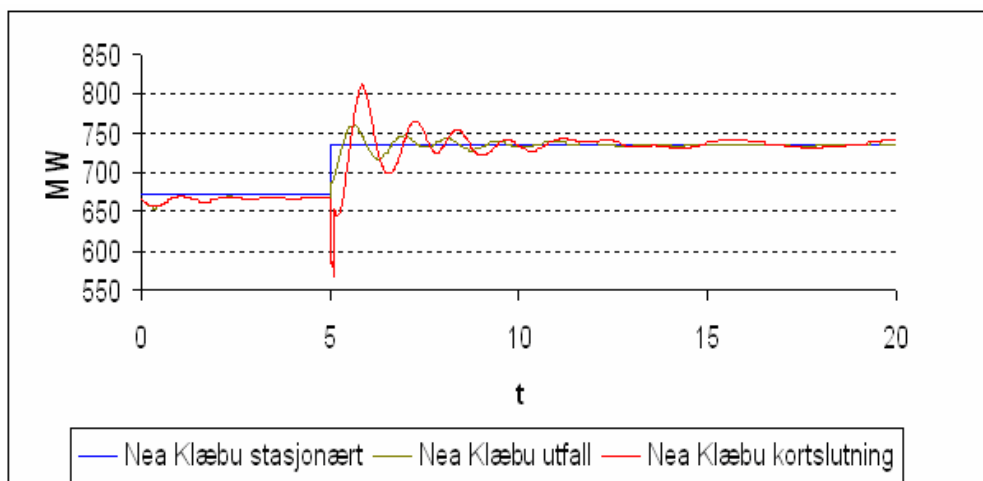
De grafene som er vist i rapporten, er lagd ved å importere analyseresultatene til Excel. Dette er gjort ved hjelp av en makro som bearbeider dataene. Kildekoden til denne makroen er gitt i Vedlegg B.

3.4.1 Case 2010”

Dette kapittelet beskriver resultatene fra et utvalg av de undersøkelser som er gjennomført for ”Case 2010”.

3.4.1.1 Sammenligning av utfall og kortslutning

Figur 45 viser hvordan effektflyten på Nea Klæbu endres ved utfall og kortslutning av Vinstra Vågåmo. Fra figurene kan det observeres at kortslutningen gir de største svingningene. Når kortslutningen oppstår etter 5 sekunder, vil effektflyten på linjene gå ned fordi det vil gå en stor kortslutningsstrøm på Vinstra Vågåmo. Når feilen kobles bort vil effektflyten svinge inn mot en stasjonær verdi. Denne verdien tilsvarer den stasjonære verdien som ble funnet i utfallsanalysen i de stasjonære analysene.

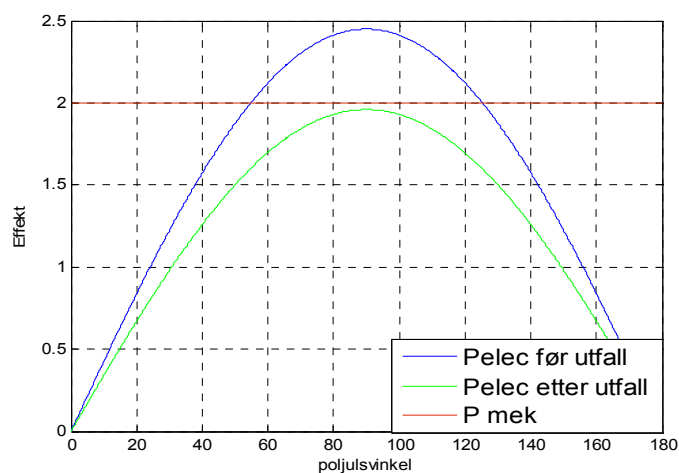


Figur 45 Sammenligning av dynamisk og stasjonært forløp for Tunsjødal Verdal ved utkobling/kortslutning av linjen mellom Vinstra og Vågåmo

Når Vinstra Vågåmo kobles ut, observeres det at effekten svinger seg inn mot samme stasjonære verdi. Det observeres også at amplituden på førsteutsvinget er mindre enn ved kortslutning. Dette skyldes at det ikke går noen kortslutningsstrøm på Vinstra Vågåmo i perioden mellom 5 og 5,1 sekunder. Ut fra denne undersøkelsen kan det konkluderes med at det er nødvendig å gjøre kortslutningsanalyser når det skal undersøkes om kraftsystemet forblir stabilt etter et utfall. Å kun koble ut linjen vil gi et førsteutsving med alt for lav amplitude. Kun utkobling vil avsløre de tilfellene der det ikke finnes noe likevektspunkt mellom mekanisk og elektrisk effekt etter utfallet har skjedd.

Et eksempel på en slik situasjon er illustrert i Figur 46. I eksempelet leverer en generator effekt til et stort system via to parallelle overføringslinjer. Den ene linjen kobles ut, maksimal elektrisk effekt er lavere enn den mekaniske og det vil ikke finnes noe nytt likevektspunkt.

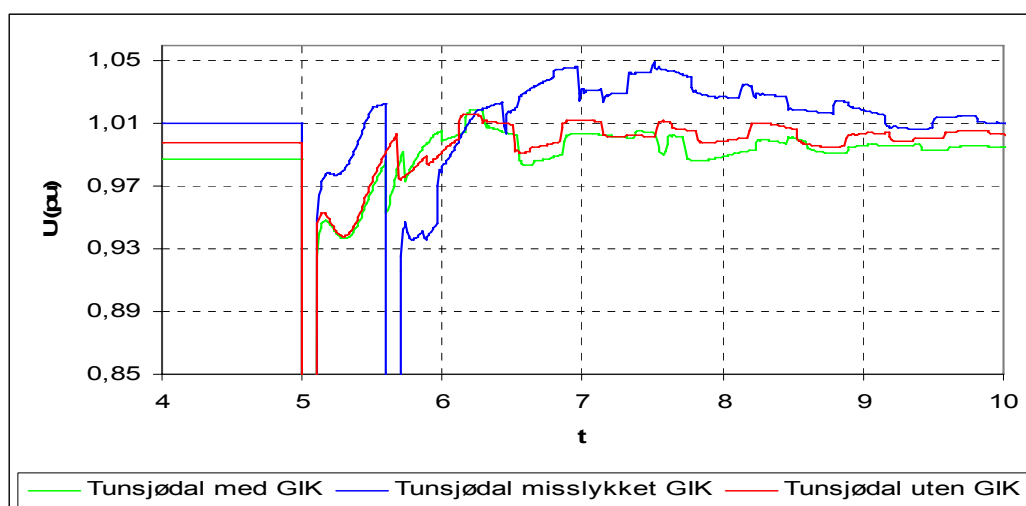
Figuren viser ikke en reell situasjon. Den er kun ment som et supplement til forklaringen i dette avsnittet.



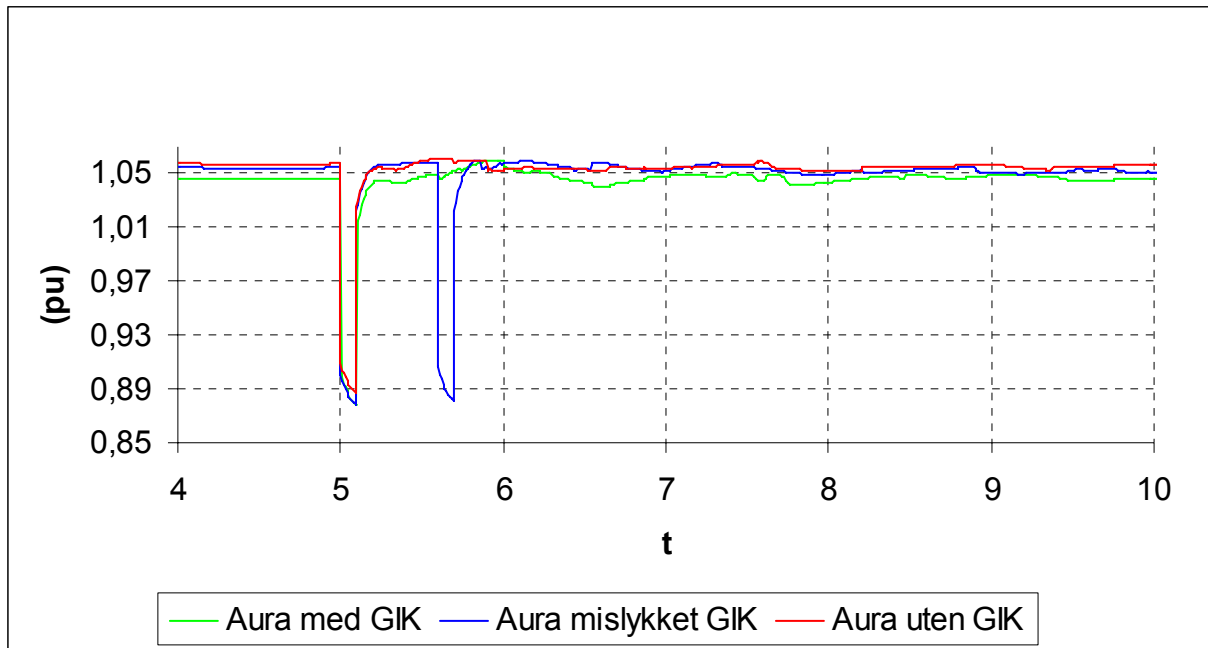
Figur 46 Eksempel der systemet blir ustabil etter utfall

3.4.1.2 Kortslutningsanalyse Tunsjødal Namsos

Kortslutningsanalysen på linjen mellom Tunsjødal og Namsos er gjennomført på 3 ulike måter. Disse er beskrevet i kapittel 3.2.4.2. Resultatene viser at innsvingningsforløpene for spenningene blir noe ulike, men alle forløpene svinger inn mot det samme likevektspunktet. Dette er illustrert i Figur 47 og Figur 48 for henholdsvis Tunsjødal og Aura.

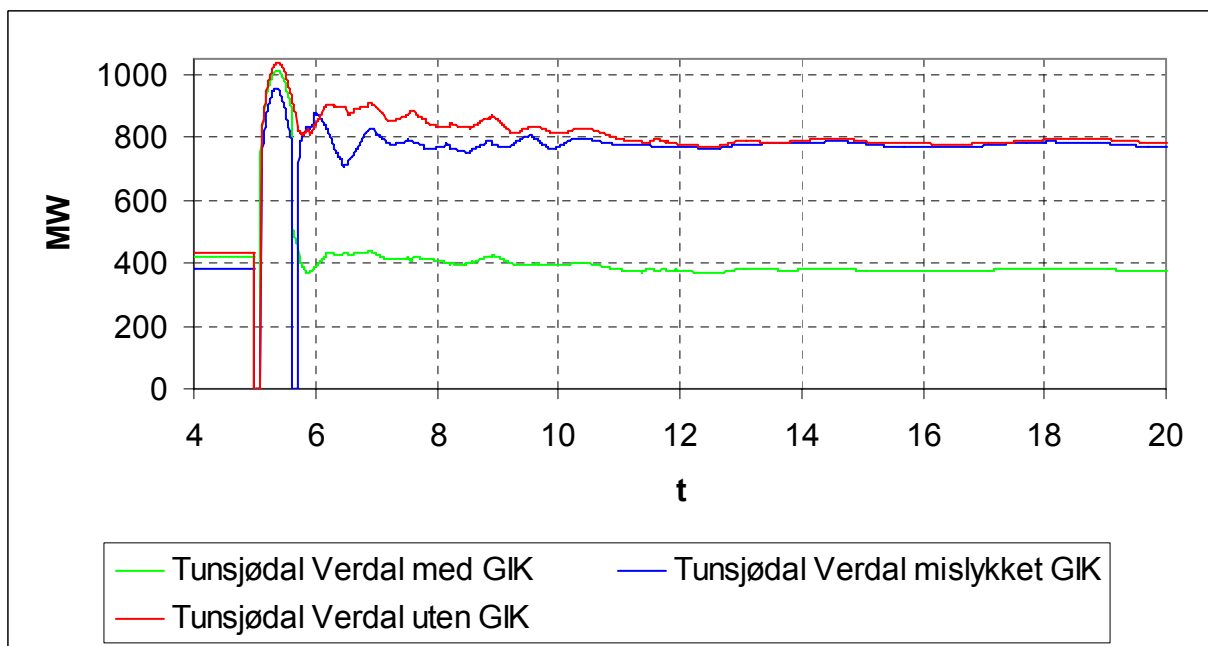


Figur 47 Responsene av spenningen på Tunsjødal for de ulike metodene som er benyttet i kortslutningsanalysen



Figur 48 Responsene av spenningen på Aura for de ulike metodene som er benyttet i kortslutningsanalysen

Figur 49 viser effektpendlingene på Tunsjødal Verdal etter kortslutning på Tunsjødal Namsos. I de to tilfellene Tunsjødal Namsos ikke kobles inn igjen, svinger effektflyten på Tunsjødal Verdal seg inn mot et nytt likevektspunkt. Når Tunsjødal Namsos kobles inn igjen, svinger effektflyten seg tilbake mot det samme likevektspunktet som før feil.

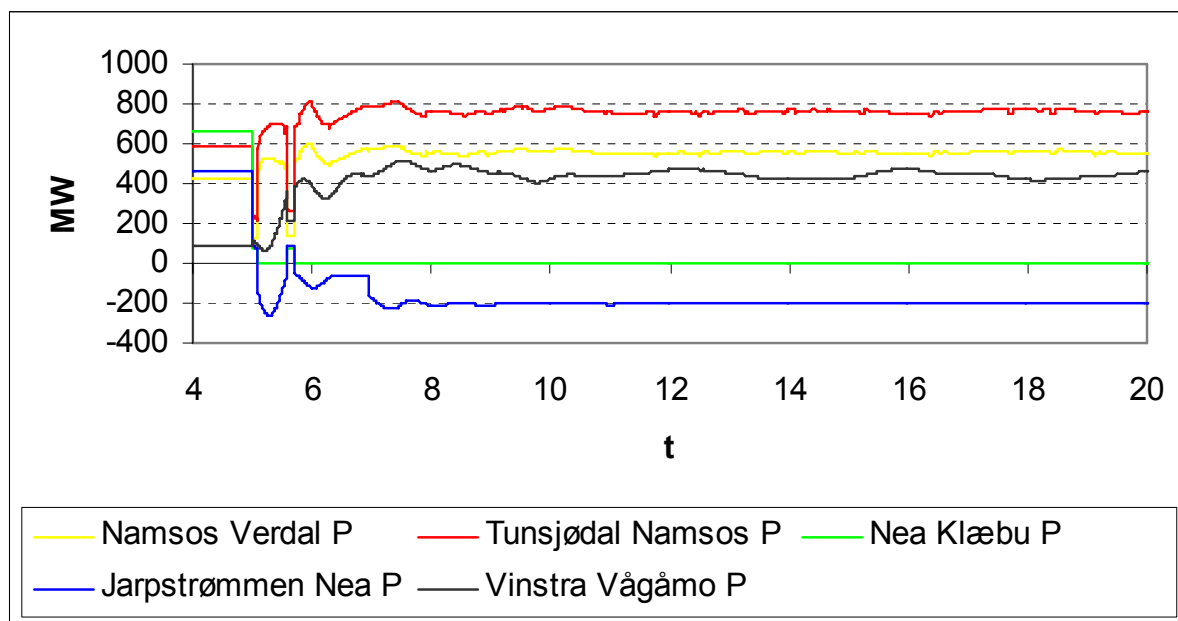


Figur 49 Effektpendlinger på Tunsjødal Verdal ved kortslutning på Tunsjødal Namsos. Gjeninnkobling er forkortet med GIK i figuren

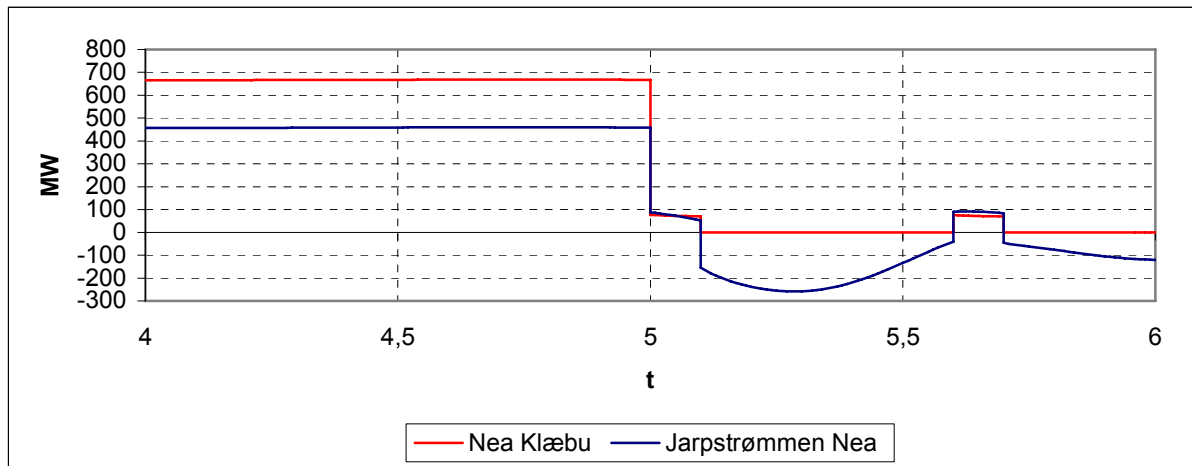
3.4.1.3 Kortslutningsanalyse Nea Klæbu

I den stasjonære delen av analysene ble det funnet at Nea Klæbu er det dimensjonerende linjeutfallet fordi det er utfallet av den linjen som vil trekke mest ekstra reaktiv effekt. I dette kapitlet presenteres resultatene fra kortslutningsanalysen av linjen. Kortslutningen er gjort som beskrevet i Tilfelle III i kapittel 3.2.4.2.

Den dynamiske analysen viser at systemet forblir stabilt etter kortslutning på Nea Klæbu. Figur 50 viser hvordan effektflyten i kraftsystemet endres etter kortslutningen. Fra Figur 50 kan det observeres at effekten snur og går inn i Sverige etter kortslutningen. Dette skyldes at transformatoren ned mot den underliggende 132 kV linjen mellom Nea og Eidum kobles ut ved hjelp av et systemvern. Da vil det ikke lenger være noen forbindelse mellom Nea og resten Midt-Norge og produksjonen på Nea fraktes inn i Sverige. Det observeres videre at det er en økt import på de andre kraftlinjene inn til Midt-Norge. Dermed er effektbalansen i Midt-Norge bevart.



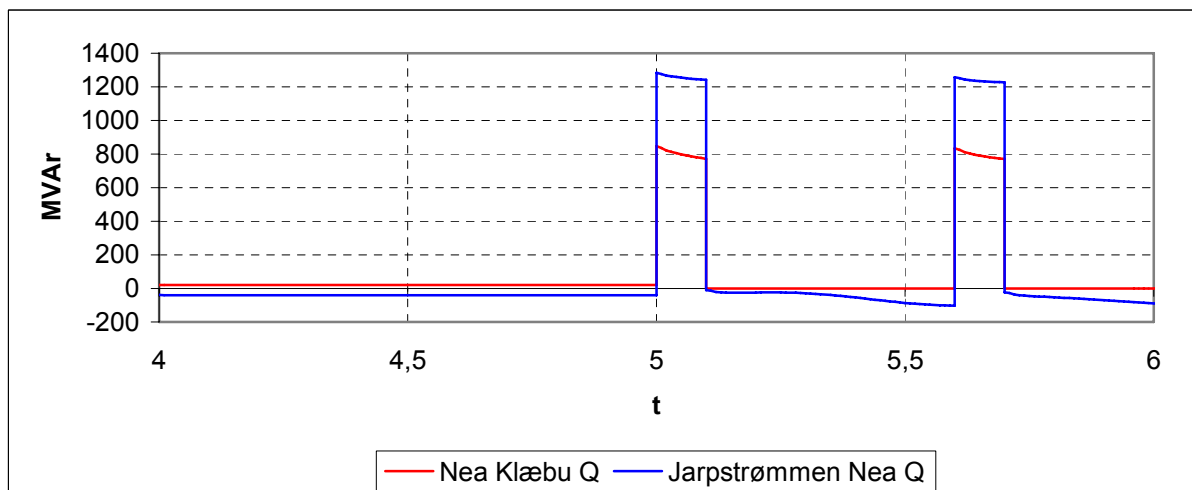
Figur 50 Effektflyt på utvalgte linjer i Midt-Norge ved kortslutning på Nea Klæbu



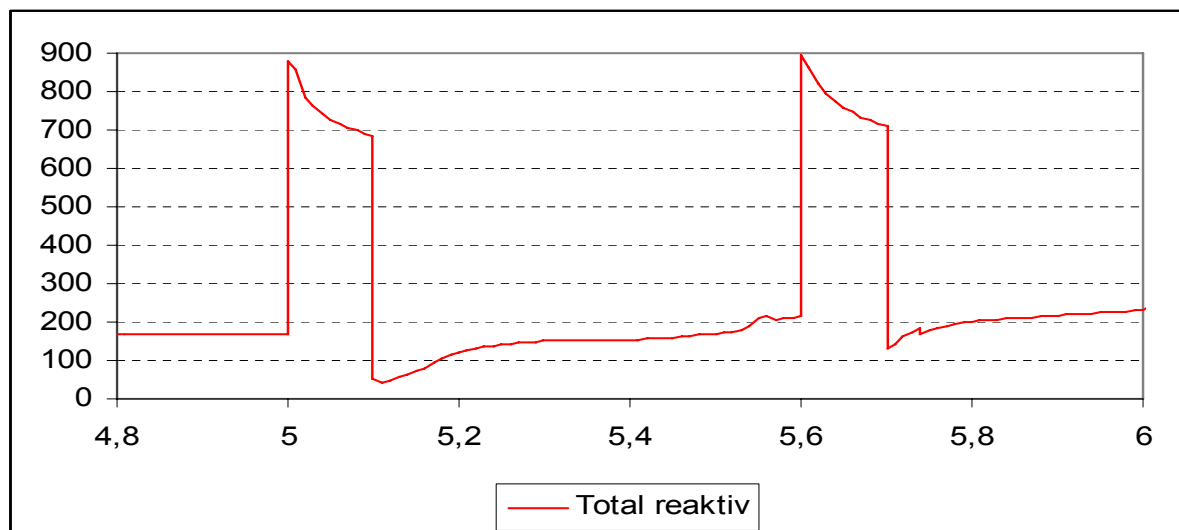
Figur 51 Aktiv effektflyt under kortslutning på Nea Klæbu

Figur 51 viser aktiv effektflyt på Jarpstraumen Nea og Nea Klæbu i perioden 4- 6 sekunder. I perioden frem til 5 sekunder er systemet stabilt uten effektpendlinger. Når kortslutningen oppstår trekker feilstedet kortslutningseffekt. Når feilstedet kobles bort, vil effekten forsøke å pendle seg inn mot en ny og stabil likevektstilstand. I det feilen kobles inn på nytt vil feilstedet igjen trekke kortslutningseffekt. Etter at feilstedet igjen kobles bort vil systemet svinge seg inn mot en ny likevektstilstand.

Når feilstedet er tilkoblet, vil det trekke store mengder reaktiv effekt som vist i Figur 52. Dette skyldes at feilen ikke har noen overgangsmotstand og all kortslutningseffekten må omsettes i linjen mellom Nea og Klæbu. Impedansen i en kraftlinje er i all hovedsak induktiv og dermed blir mesteparten av kortslutningseffekten reaktiv.



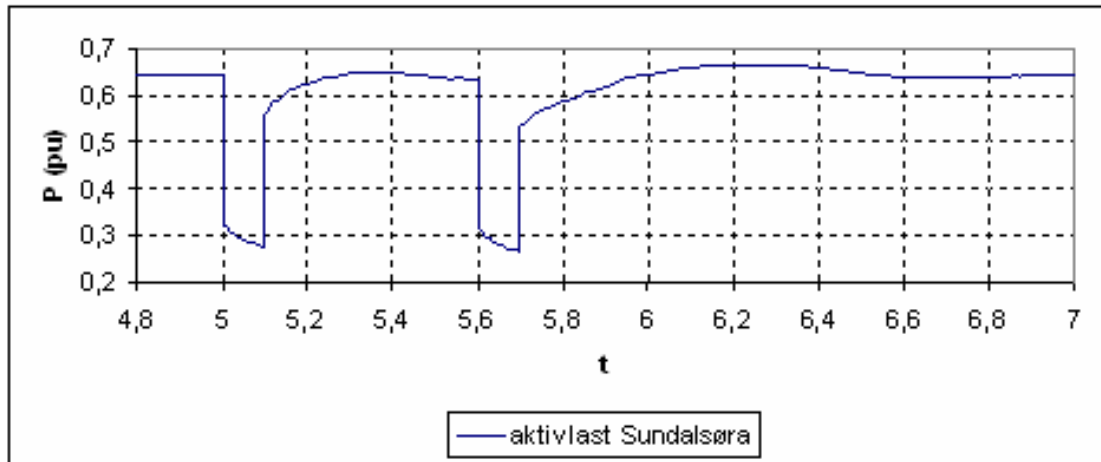
Figur 52 Reaktiv effektflyt under kortslutning på Nea Klæbu



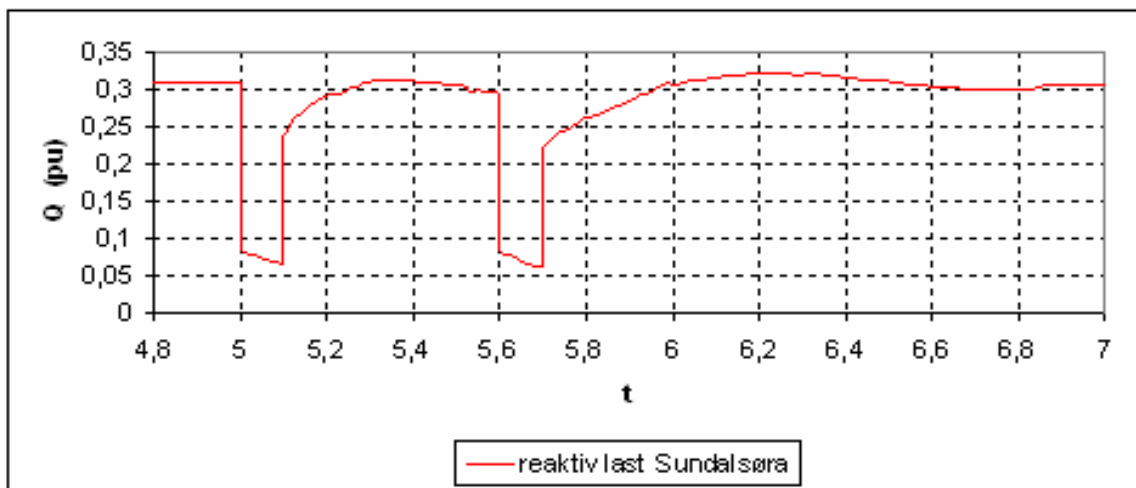
Figur 53 Summen av reaktiv produksjon for et representativt utvalg generatorer i Midt-Norge under feilforløpet

Det store forbruket av reaktiv effekt på feilstedet under feilforløpet fører til at spenningene ellers i nettet faller. Grunnen til dette er at de reaktive effektkildene ikke er i stand til å levere tilstrekkelig reaktiv effekt til å motvirke spenningsfallet. Figur 53 viser hvordan den reaktive effektproduksjonen til generatorene i Midt-Norge endres under feilforløpet. Figuren viser at generatorene kortvarig leverer store mengder reaktiv effekt som spenningstøtte.

Kondensatorbatterier vil ikke være i stand til å gi den samme reaktive effektstøtten under feilforløpet fordi ytelsen til disse kompenseringseenhetene faller med nettspenningen i kvadrat. Feilen vil også merkes hos forbrukerne gjennom et midlertidig fall i tilførselen av aktiv effekt. Dette er illustrert i Figur 54 som viser det aktive effektforbruket og Figur 55 viser det reaktive effektforbruket for aluminiumsverket på Sunndalsøra under feilforløpet. Eksempelet viser hvordan lastene i modellen oppfører seg ved kortslutninger. Dette gjelder både aktive og reaktive laster.

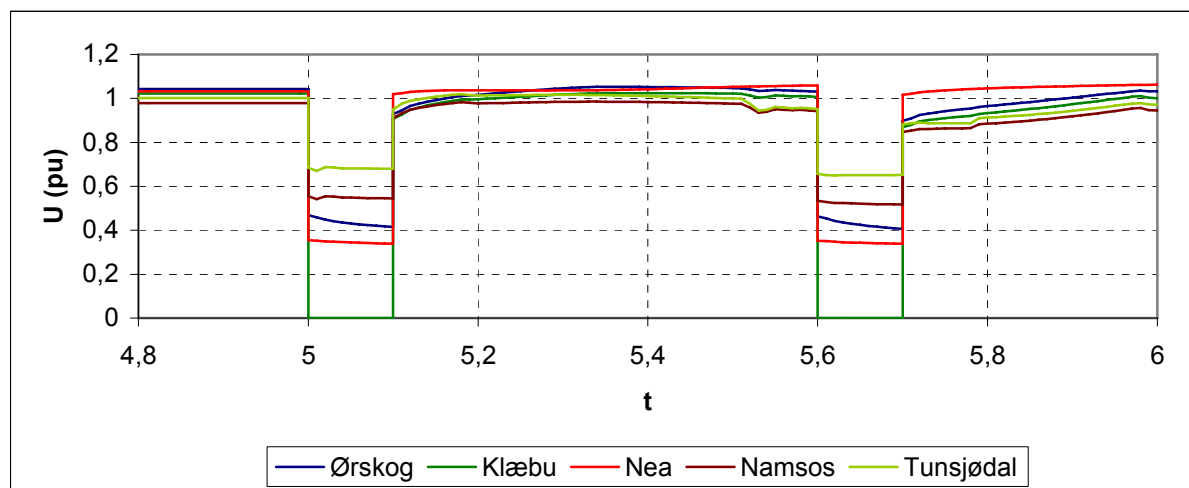


Figur 54 Aktivt lastforbruk på Sundalsøra under feilforløpet



Figur 55 Reaktivt lastforbruk på Sundalsøra under feilforløpet

Figur 56 viser hvordan spenningene på utvalgte samleskinner endres under feilforløpet. Figuren viser at spenningene faller mest på samleskinner i nærheten av feilstedet. Kortslutningen merkes med et spenningsfall på 30 prosent så langt nord som på Tunsjødal. Spenningsfallet i området fører også til at importen til Midt-Norge reduseres under feilforløpet. Årsaken til dette er at samleskinnespenningene reduseres, slik det er vist i Figur 51. Strømmen øker ikke tilsvarende.



Figur 56 Spenningsvariasjoner på utvalgte samleskinner under kortslutning på Nea Klæbu

Kortslutningsstrømmen kan beregnes ved hjelp av spenningen på samleskinne Nea og impedansen på Nea Klæbu. Ved avlesning av Figur 56 finnes spenningen under kortslutningen. Aktiv og reaktiv effektlyt i linjen Nea Klæbu under kortslutningsforløpet finnes fra Figur 51 og Figur 52. Linjeimpedansen for Nea Klæbu kan finnes i [19]. De avleste dataene er vist i Tabell 18.

Tabell 18 avleste data fra Figur 51, Figur 52 og Figur 56 som benyttes til beregning av kortslutningsstrømmen

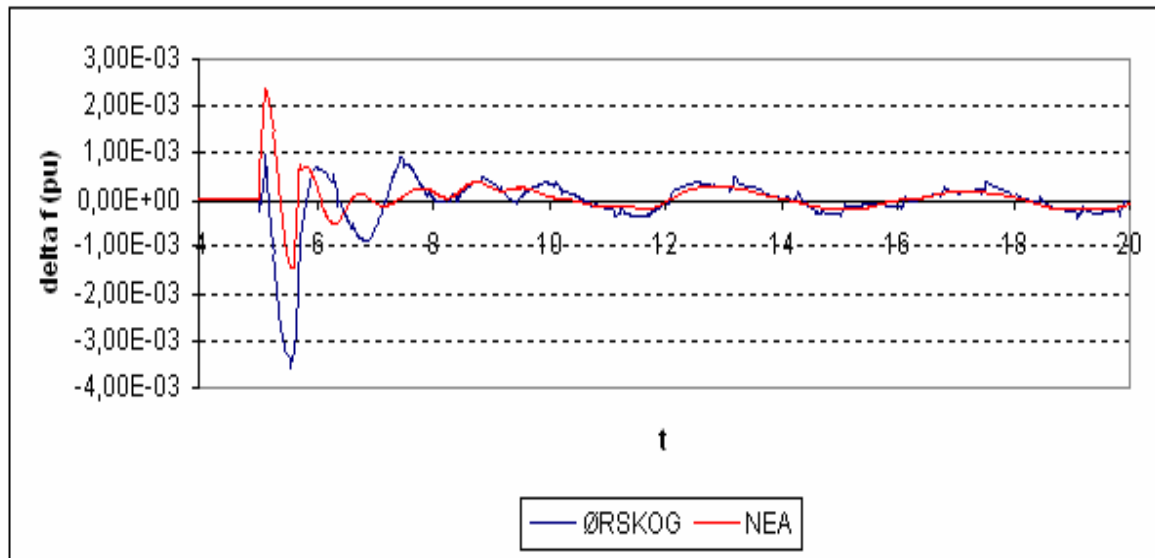
Forklaring	Symbol	Verdi
Samleskinnespennning Nea	U [pu]	0,35255
Aktiv effektlyt Nea Klæbu	P [MW]	75
Reaktiv effektlyt Nea Klæbu	Q [MVar]	840
Impedans Nea Klæbu	R+jX [pu]	0,013340+j0,147

Hvis man ser bort fra den kapasitive oppladningsevnen til linjen, vil kortslutningseffekten være gitt av (36). U er samleskinnespenningen på Nea og R og X angir ohmsk og induktiv motstand. Alle verdier er gitt i per unit. Kortslutningsstrømmen vil være gitt av (37). Forutsetningen for at disse to ligningene skal gjelde er at kortslutningsstedet ikke har noen overgangsmotstand.

$$P + jQ = \frac{|U|^2}{R - jX} \quad (3.1)$$

$$|I_{scr}| = \sqrt{\frac{|U|^2}{(R + jX) * (R - jX)}} = \frac{|U|}{|Z|} \quad (3.2)$$

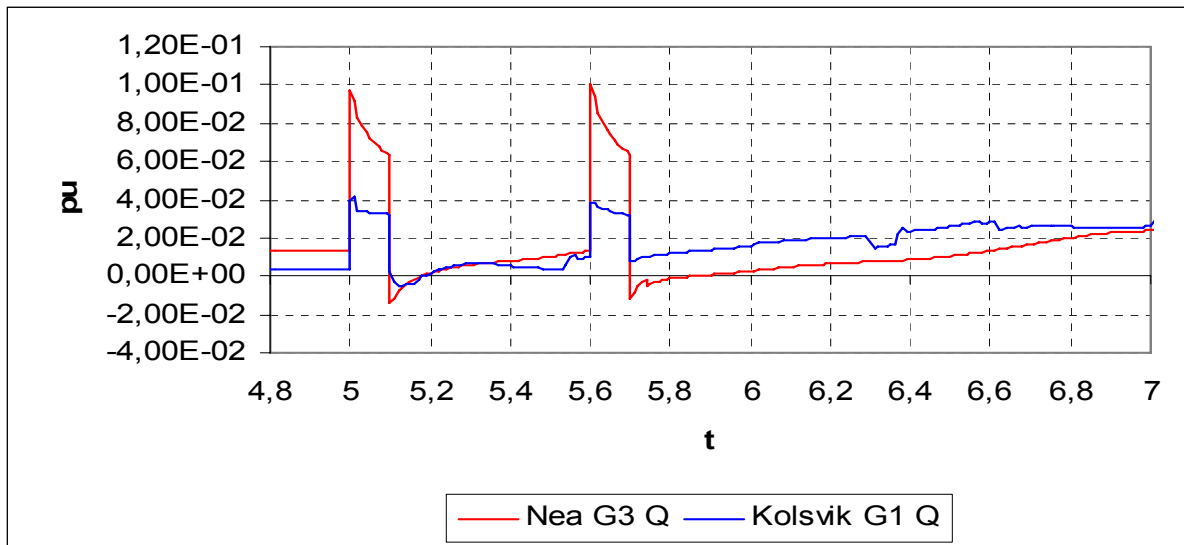
Den beregnede kortslutningseffekten blir da $0,0763 + j0,83861$ per unit. Sammenlignet med kortslutningseffektene funnet i simuleringen er avviket 2 % for aktiv og 0,2 % for reaktiv effekt. Den beregnede kortslutningsstrømmen blir 2,38 per unit. Til sammenligningsgrunnlag kan det nevnes at strømmen i linjen mellom Nea og Klæbu er 0,65 per unit når nettet er feilfritt.



Figur 57 Frekvensavvik for Ørskog og Nea ved kortslutning på Nea Klæbu under feilforløpet

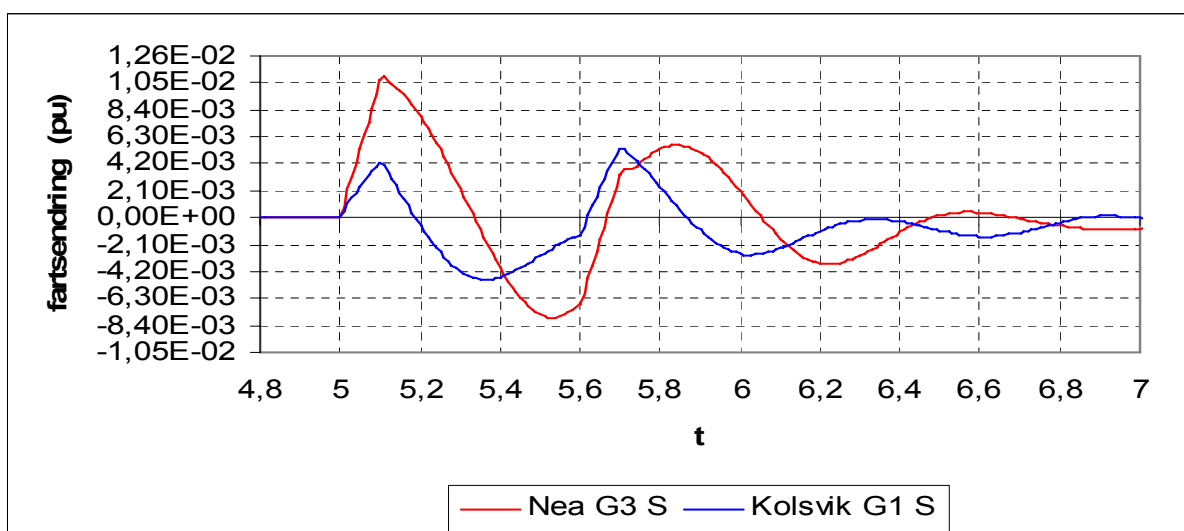
Figur 57 viser frekvensavviket på Nea og Ørskog under kortslutningen. Kortslutningen fører til et midlertidig underskudd av effekt på Møre. I Figur 57 er dette representert med 400 kV samleskinnen på Ørskog. På Nea vil det være et overskudd av effekt i det feil oppstår. Dermed vil frekvensen gå opp. Siden nettet ikke mister noen produksjon vil det ikke oppstå noe stasjonært frekvensavvik. Og etter en stund vil frekvensavviket dempes ut.

Figur 58 viser reaktiv produksjon for en generator på Nea og en generator på Kolsvik I Nordland under feilforløpet på Nea Klæbu. Når kortslutningen oppstår, vil feilstedet trekke store mengder reaktiv effekt. Dette kan observeres ved økt reaktiv produksjon i generatorene i hele Midt-Norge, men mest i de generatorene som er i nærheten av feilstedet. Når Nea Klæbu kobles ut, stabiliserer generatorene seg på en høyere reaktiv produksjon enn før feil. Dette skyldes at nettet svekkes når Nea Klæbu kobles ut og dermed blir de reaktive tapene større.

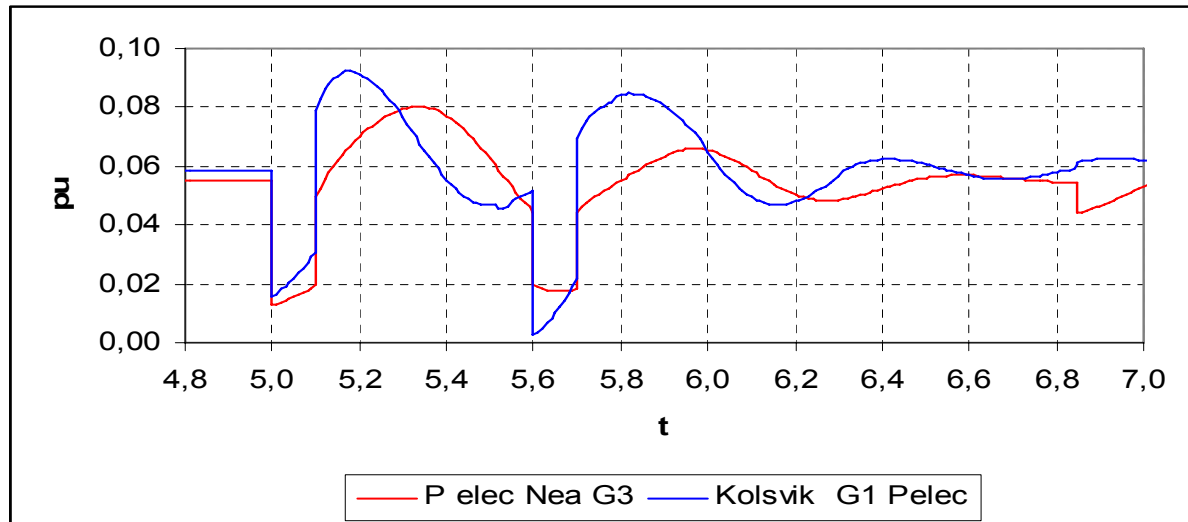


Figur 58 Reaktiv produksjon på Nea G3 og Kolsvik G1 under feilforløpet

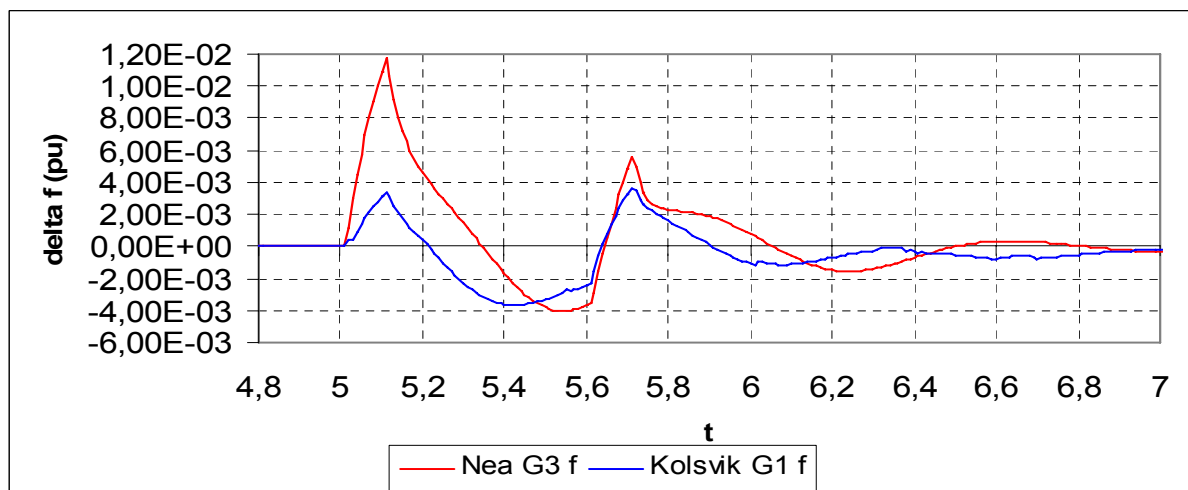
Figur 59, Figur 60 og Figur 61 viser hvordan hastigheten og frekvensen og den elektriske effekten til generatorene på Nea og Kolsvik endres under kortslutningsforløpet på Nea Klæbu. Når kortslutningen inntreffer, vil rotoren akselerere og poljulsvinkelen øke. Dette fører til at rotoren går fortere enn nettfrekvensen. Frekvensen på samleskinnen der generatorene er tilkoblet øker. Når kortslutningen skjer forsvinner det elektriske motmomentet i nettet og den elektriske effekten fra generatorene faller. Dette er vist i Figur 60. Når feilen kobles bort vil, poljulsvinkelen forsøke å vende tilbake til et likevektspunkt, men siden poljulsvinkelen ikke kan endres momentant vil dette ta litt tid. Når feilen på nytt kobles inn etter 5,6 sekunder vil rotoren akselerere på nytt og det skapes en ny ubalanse som etter en tid dempes ut.



Figur 59 Hastighetsavvik på Nea G3 og Kolsvik G1 under feilforløpet



Figur 60 Elektrisk effekt på Nea G3 og Kolsvik G1 under feilforløpet

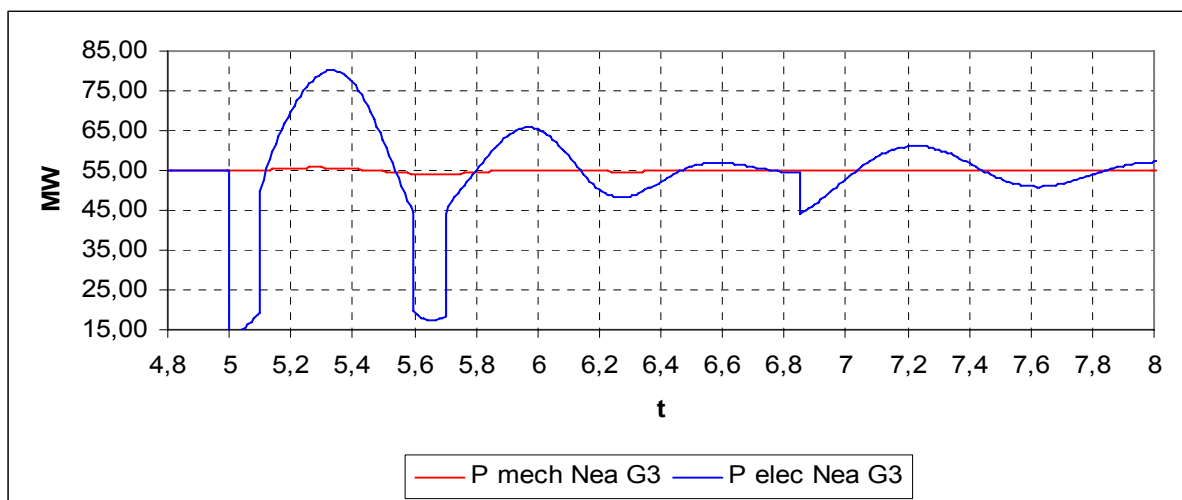


Figur 61 Frekvensavvik på Nea G3 og Kolsvik G1 under feilforløpet

Figur 62 viser det dynamiske forløpet til mekanisk og elektrisk effekt på Generator 3 på Nea under feilforløpet. For at effektene skal være sammenlignbare, er effektene omgjort fra per unit til MW. Referanseverdien for elektrisk effekt er 1000 MVA mens referanseverdien for mekanisk effekt er basisytelsen til hver enkelt maskin hentet fra [19]. Den mekaniske effekten er korrigert for interne tap i generatoren. Frem til kortslutningen inntreffer er den mekaniske og den elektriske effekten på generatorene i like. Når kortslutningen inntreffer forsvinner det elektriske motmomentet og den elektriske effekten reduseres mens den mekaniske forblir tilnærmet uendret. Dette skyldes at generatoren har nok kinetisk energi til å levere effekt i en kortere periode i tillegg til at den reguleres noe senere enn den elektriske effekten.

Når feilen kobles bort etter 5,1 sekunder, øker det elektriske momentet og generatoren begynner å svinge inn mot et nytt likevektspunkt. Etter 5,6 sekunder forsøkes det med en gjeninnkobling. Da reduseres igjen det elektriske momentet og generatoren svinger nok en gang inn mot et nytt likevektspunkt. Knekken i elektrisk effekt ved cirka 6,85 sekunder

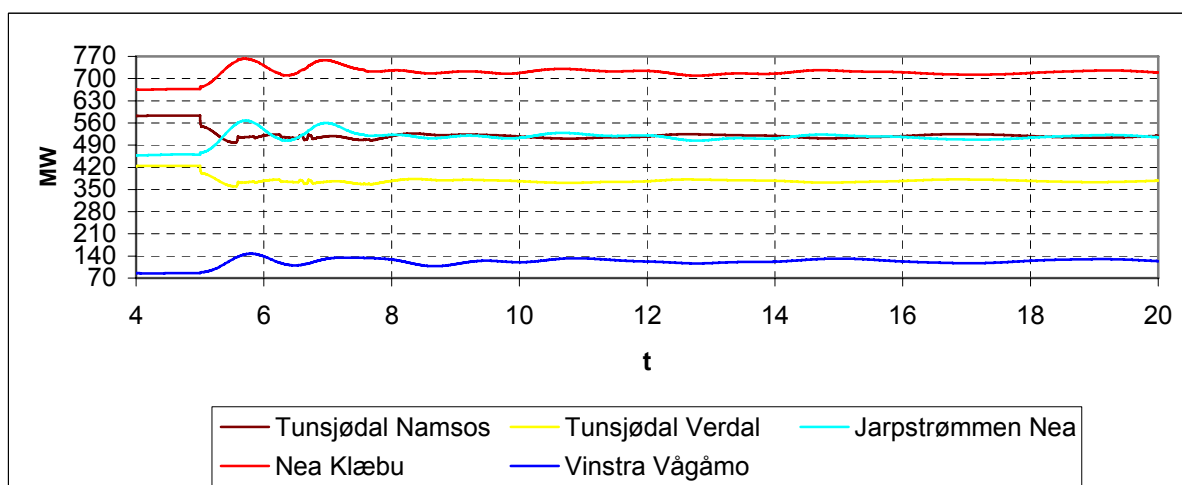
skyldes at systemvernet som beskytter den underliggende 132 kV forbindelsen mellom Nea og Eidum slår inn. Dette skaper nok en forstyrrelse som må dempes ut.



Figur 62 Elektrisk og mekanisk effekt produsert av generator G3 på Nea under feilforløpet

3.4.1.4 Utfall Svartisen

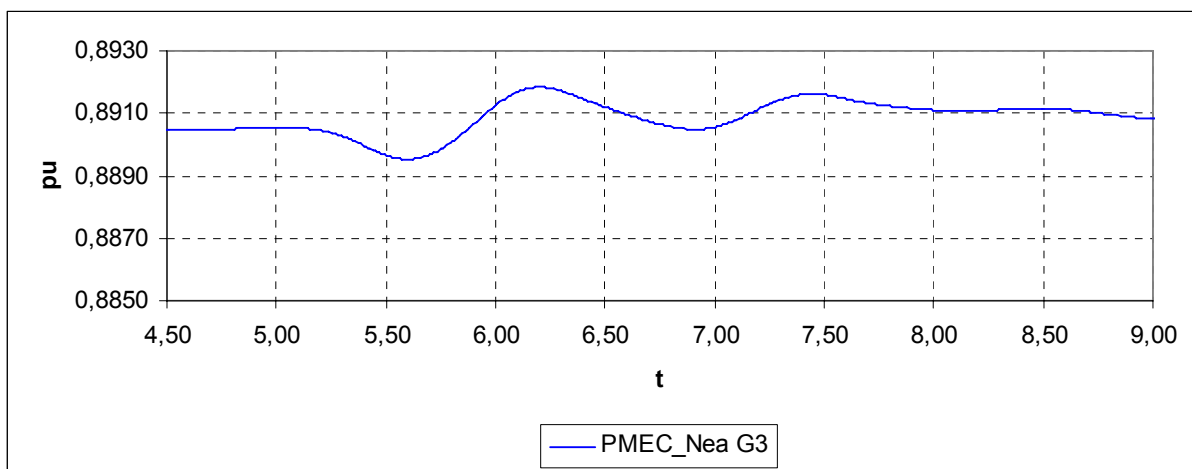
Et utfall av Svartisen kraftverk vil føre til et bortfall av 350 MW. Dette er den største norske enkeltenheten som ligger inne i [19]. I motsetning til kortslutning av en linje, vil et generatorutfall ikke føre til et stasjonært avvik sammenlignet med før feil. Figur 63 viser hvordan importen endres etter utfall. Figuren viser at effektflyten på Tunsjødal Namsos og Tunsjødal Verdal reduseres mens Vinstra Vågåmo og Järpstraumen Nea får en økt belastning. Dette kan tyde på at det er generatorer Sverige samt sør i Norge som utligner bortfallet av produksjon på Svartisen.



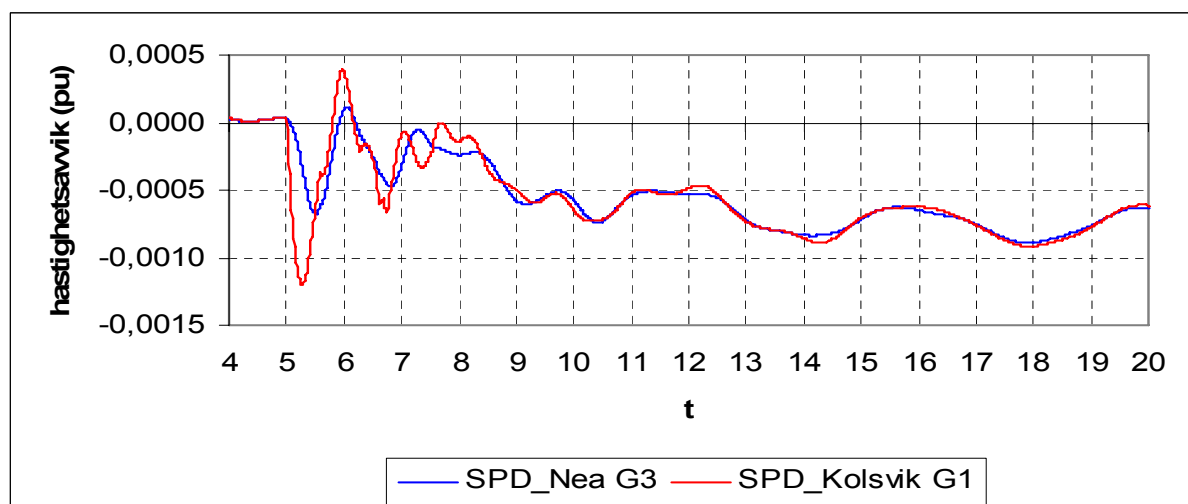
Figur 63 Effektflyt på utvalgte linjer etter utfall av Svartisen

Videre i dette avsnittet blir det i hovedsak sett på responsen til en generator på Nea og en i Kolsvik etter utfall av Svartisen kraftverk. Det repeteres at utkoblingen av Svartisen kraftverk skjer etter 5 sekunders simulering.

Når Svartisen kraftverk faller ut, reduseres den mekaniske og den elektriske effekten som tilføres systemet. Poljulsvinklene til de i gjenværende rotorene kan ikke endres momentant. Dermed vil det elektriske momentet være større enn det mekaniske og generatorene begynner å pendle. Hvor stor produksjonsøkningen blir for hver enkelt generator avhenger av generatorens elektriske avstand til feilstedet. Figur 64 viser effektpendlinger for generator G3 på Nea i de første 4 sekundene etter utfall av Svartisen.



Figur 64 viser mekanisk effekt på G3 på Nea i perioden 4-9 sekunder

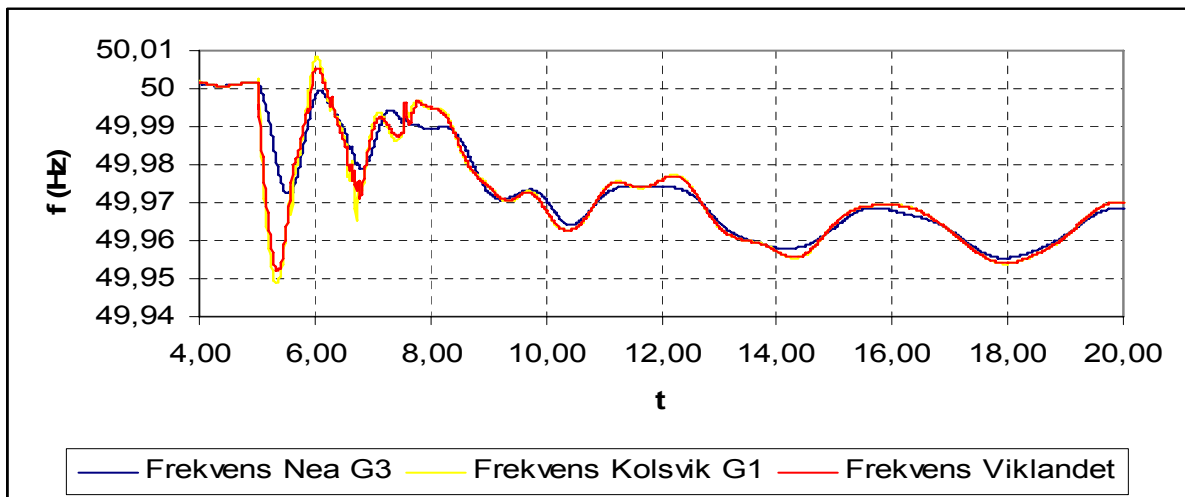


Figur 65 Hastighetsavvik for to utvalgte generatorer i perioden fra 4 til 20 sekunder

I den første perioden etter utfallet av Svartisen kompenseres den bortkoblede produksjonen ved å konvertere den kinetiske energien fra roterende masser til elektrisk energi. Dette kan

imidlertid kun gjøres i noen få sekunder. Etter noen få sekunder vil effektubalansen føre til at generatorene i systemet begynner å gå saktere og etter hvert stabilisere seg på en lavere hastighet. Alle generatorene sakker omtrent like mye. Figur 65 viser hastighetsvariasjoner for en generator i Kolsvik og en på Nea fra 1 sekund før feil til 15 sekunder etter. Et fall i hastighet på generatorene i systemet vil igjen føre til et fall i nettfrekvensen.

Frekvensvariasjoner for de samleskinnene der de omtalte generatorene er tilkoblet, er vist i Figur 66. I tillegg er frekvensvariasjonene for 420 kV samlekinnen på Viklandet vist.



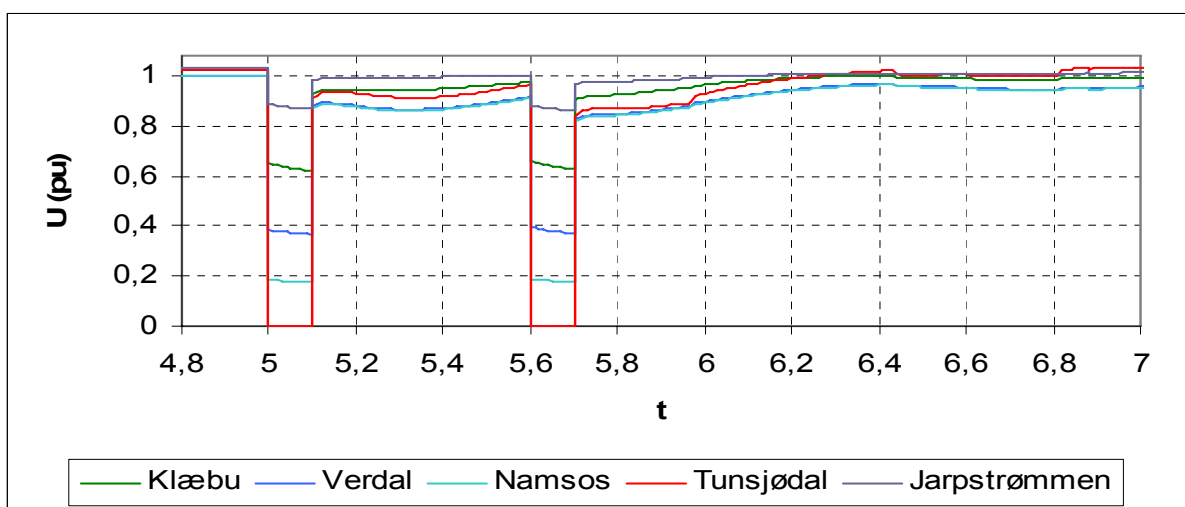
Figur 66 Frekvensvariasjoner for 3 utvalgte samleskinner

3.4.2 ”Case Vårknipa”

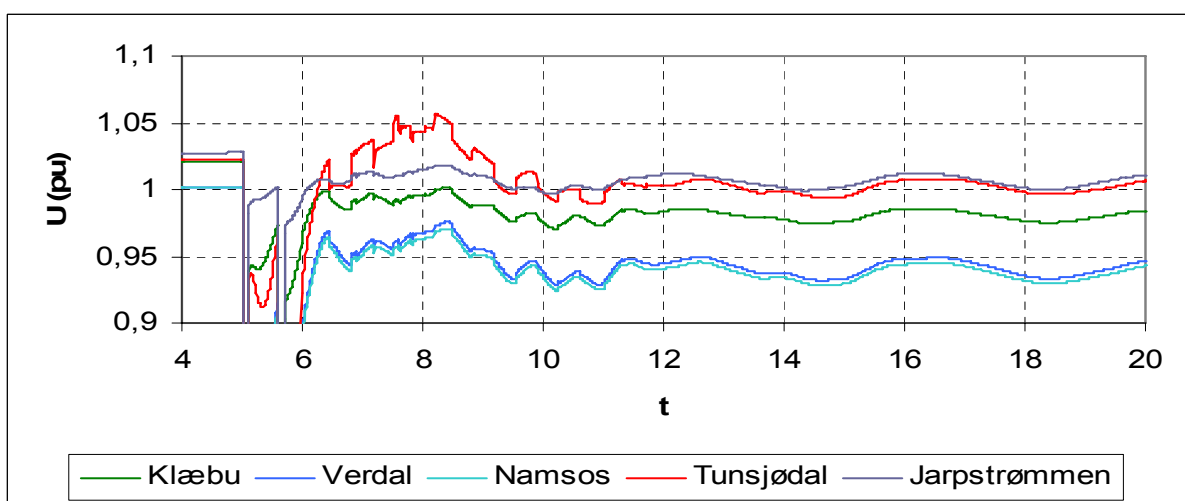
Dette kapitlet presenterer et utvalg av analyseresultater fra de dynamiske analysene for ”Case Vårknipa”.

3.4.2.1 Kortslutning Tunsjødal Namsos

Når kortslutningen er innkoblet, vil absoluttverdien til spenningen avhenge av den elektriske avstanden til feilstedet som vist i Figur 67. Når feilen kobles bort, svinger spenningene seg inn mot spenninger som er lavere enn før feil, men de har likevel tilfredsstillende størrelse.

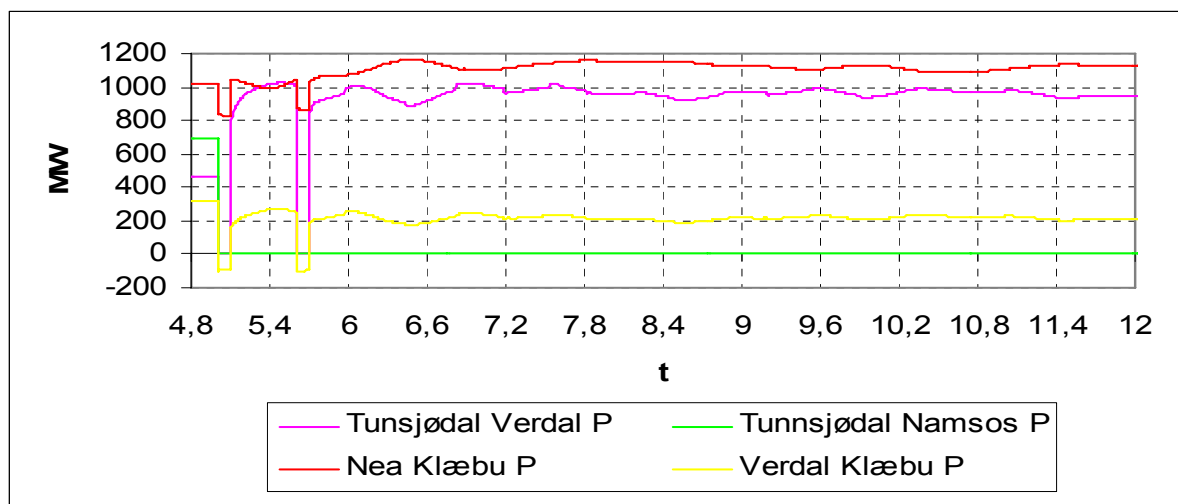


Figur 67 Spenninger i perioden 4-7 sekunder, på utvalgte samleskinner ved kortslutning Tunsjødal Namsos

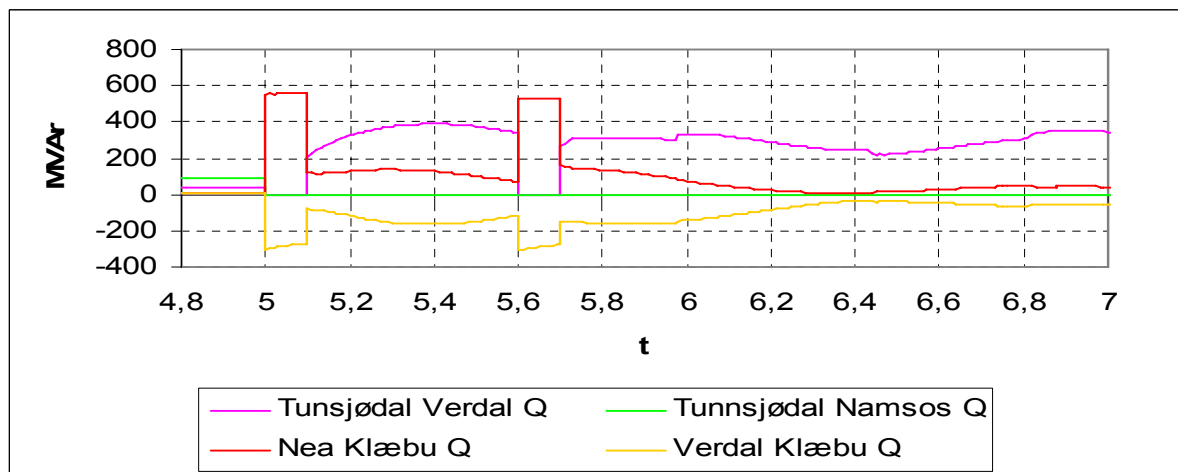


Figur 68 Spenninger på utvalgte samleskinner ved kortslutning Tunsjødal Namsos

Figur 69 og Figur 70 viser aktiv og reaktiv effektflyt for utvalgte linjer. Figurene viser det samme som er observert for de andre undersøkelsene. Når feilen er innkoblet vil både den aktive og reaktive effektflyten gå mot feilstedet. Ved nærmere studie av Figur 69 og Figur 70 kan det observeres at effektflyten på Verdal Klæbu snur og fraktes mot feilstedet i det feilen oppstår. Så fort feilen kobles bort snur effekten tilbake til opprinnelig flytretning.



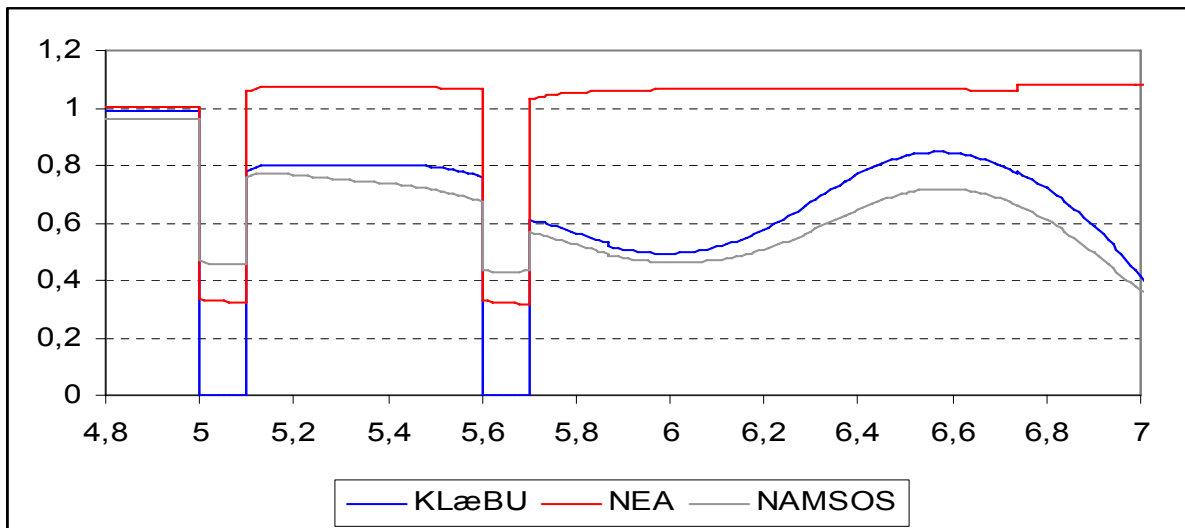
Figur 69 Effektflyt på utvalgte linjer ved kortslutning av Tunsjødal Namsos



Figur 70 Reaktiv effektflyt på utvalgte linjer ved utfall av Tunsjødal Namsos

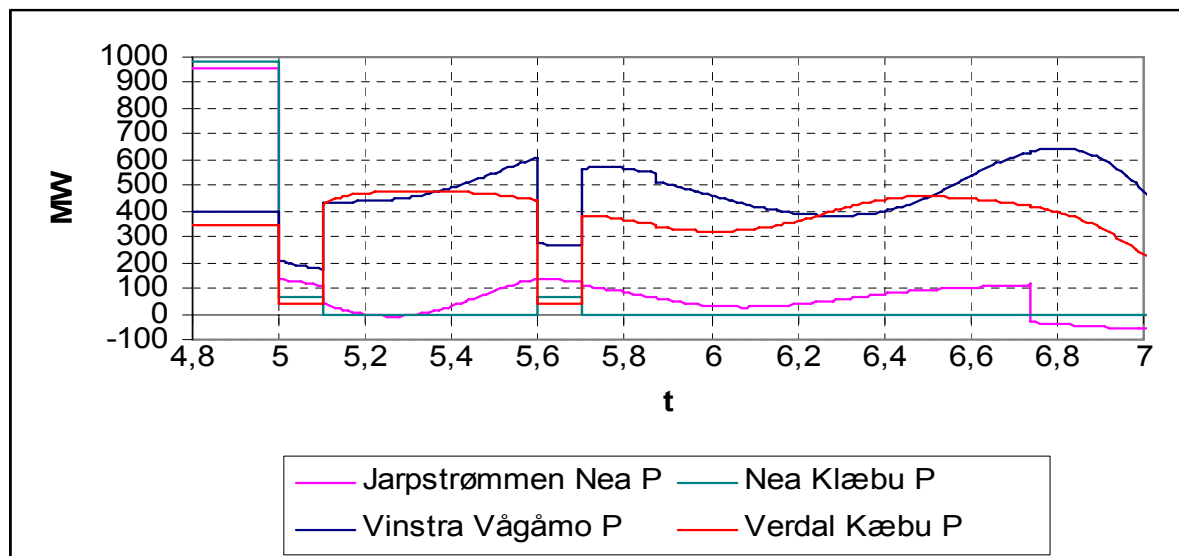
3.4.2.2 Kortslutning Nea Klæbu

I det kortslutningen på Nea Klæbu oppstår, faller spenningen i hele nettet. Dette vist i Figur 71 med utvalgte spenninger. Etter cirka 7 sekunders simulering bryter nettet sammen. Spenningen klarer ikke å svinge seg opp igjen. Dermed begynner ulike laster å bli koblet fra og systemet havarerer.



Figur 71 Spenninger på utvalgte samleskinner ved kortslutning av Nea Klæbu

For å beregne kortslutningsstrømmen må man finne spenning for samleskinnen på Nea. Det gjøres ved avlesning av Figur 71 hvor man finner spenningen på Nea rett etter kortslutningen. Aktiv og reaktiv effektlyt i linjen Nea Klæbu under kortslutningsforløpet finnes i Figur 72 Figur 73. Linjeimpedansen for Nea Klæbu kan finnes i [19]. De avleste dataene er vist i Tabell 19.



Figur 72 Aktiv effektflyt på utvalgte linjer ved kortslutning Nea Klæbu

Tabell 19 Data fra Figur 72 og Figur 73 som benyttes til beregning av kortslutningsstrømmen

Forklaring	Symbol	Verdi
Samleskinnespenning Nea	U [pu]	0,33364
Aktiv effektflyt Nea Klæbu	P [MW]	67,4
Reaktiv effektflyt Nea Klæbu	Q [MVA _r]	748,3
Impedans Nea Klæbu	R+jX [pu]	0,013340+j0,147

Hvis man ser bort fra den kapasitive oppladningsevnen til linjen, vil kortslutningseffekten være gitt av (38). Og kortslutningsstrømmen vil være gitt av (39).

$$P + jQ = \frac{|U|^2}{R - jX} \quad (3.3)$$

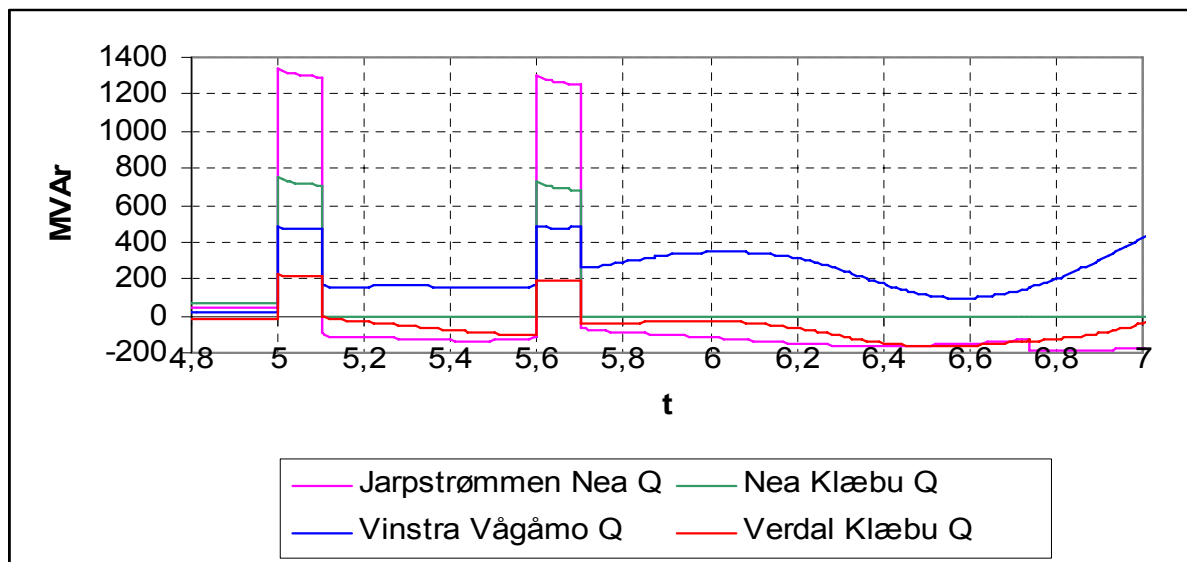
$$|I_{scr}| = \sqrt{\frac{|U|^2}{(R + jX) * (R - jX)}} = \frac{|U|}{|Z|} \quad (3.4)$$

Den beregnede kortslutningseffekten blir da 0,0682 + j0,7510 per unit. Sammenlignet med kortslutningseffektene funnet i simuleringen er avviket 1,1 % for aktiv og 0,4 % for reaktiv effekt. Den beregnede kortslutningsstrømmen blir 2,26 per unit. For å ha et sammenligningsgrunnlag kan det nevnes at strømmen i linjen mellom Nea og Klæbu er 0,65 per unit når nettet er feilfritt.

Når man regner ut absoluttverdien til kortslutningsstrømmen ved hjelp av ligningen (39) kan man risikere at svaret vil inneholde en liten imaginærdel. Dette skyldes avrundingsfeil i de

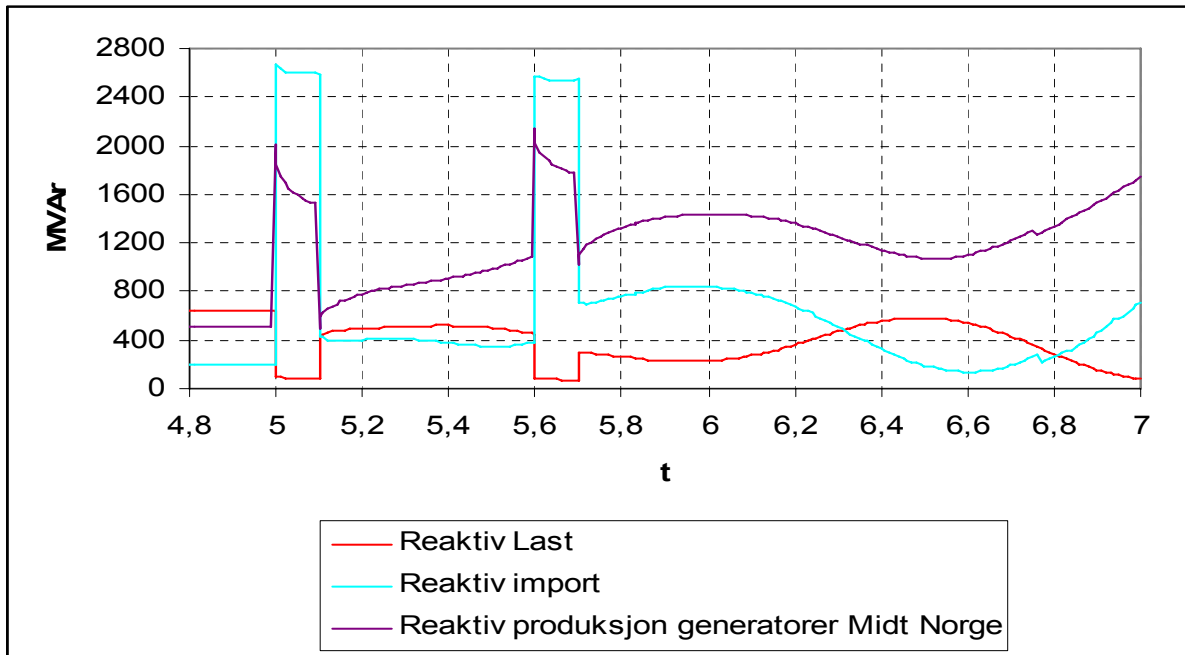
avleste verdiene. Hvis man ved å benytte ligning (39) får et svar som inneholder et imaginærledd, kan dette sees bort i fra dersom det ikke blir for stort.

Under kortslutningen trekkes store mengder reaktiv effekt trekkes inn mot feilstedet som vist i Figur 73. På tilsvarende måte som i "Case 2010" dekkes det økte reaktive effektforbruket opp med økt reaktiv produksjon fra generatorene i Midt-Norge samt at det trekkes store mengder reaktiv effekt inn mot Midt-Norge.

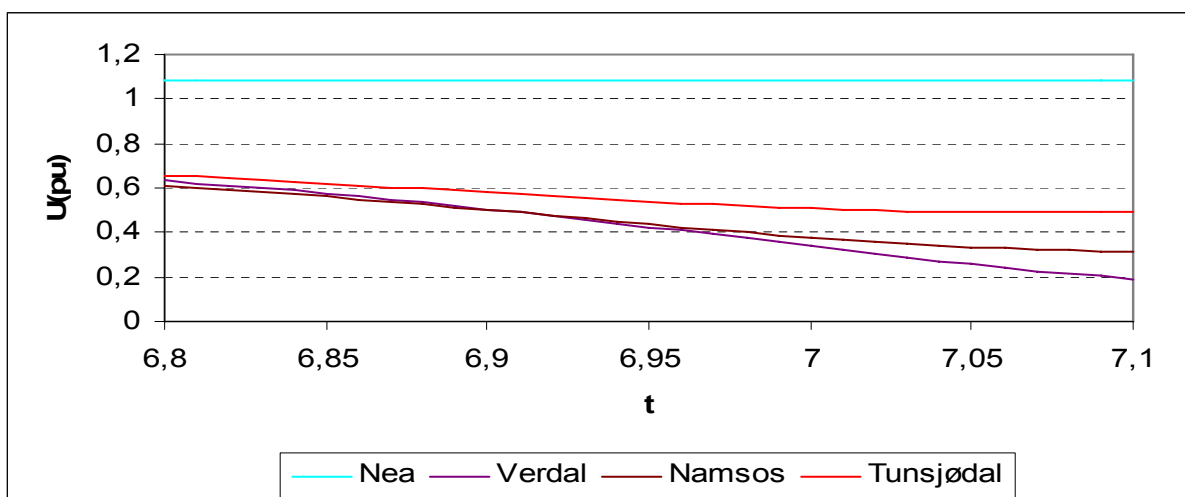


Figur 73 Reaktiv effektflyt på utvalgte linjer ved kortslutning Nea Klæbu

Spenningsammenbrudd skyldes først og fremst mangel på reaktiv effekt. Figur 74 viser det dynamiske forløpet for total reaktiv last, produksjon og import til Midt-Norge under kortslutningen på Nea Klæbu. Fra figuren kan det observeres et hopp i tilførsel av produksjon fra generatorer og det tilføres reaktiv effekt fra tilførselslinjene til regionen. Hovedårsaken til den store importen er høy reaktiv flyt på Nea Järpstraumen.

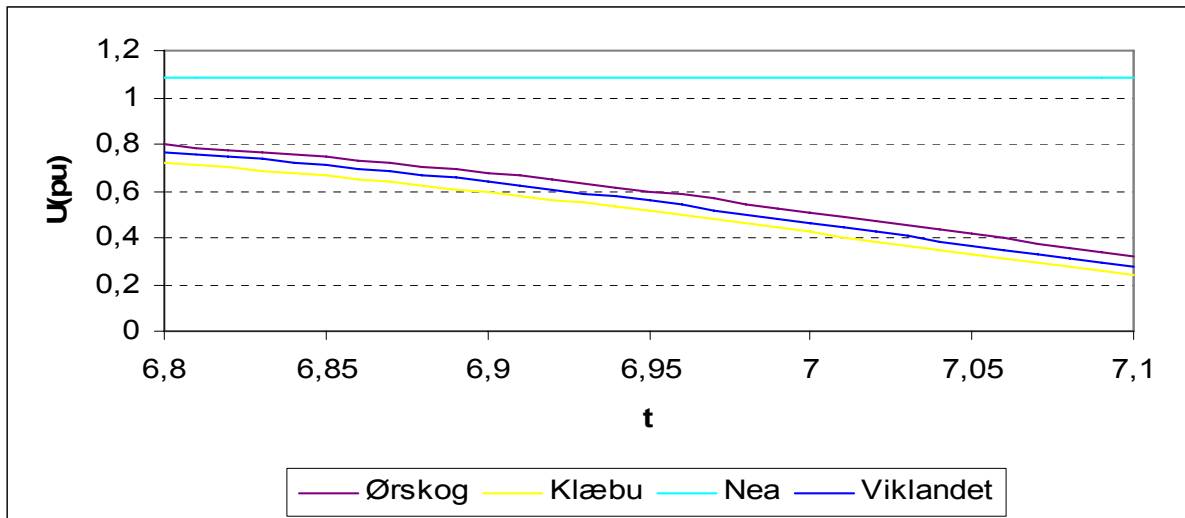


Figur 74 viser total reaktiv last, produksjon og import til Midt-Norge under kortslutningsforløpet av Nea Klæbu



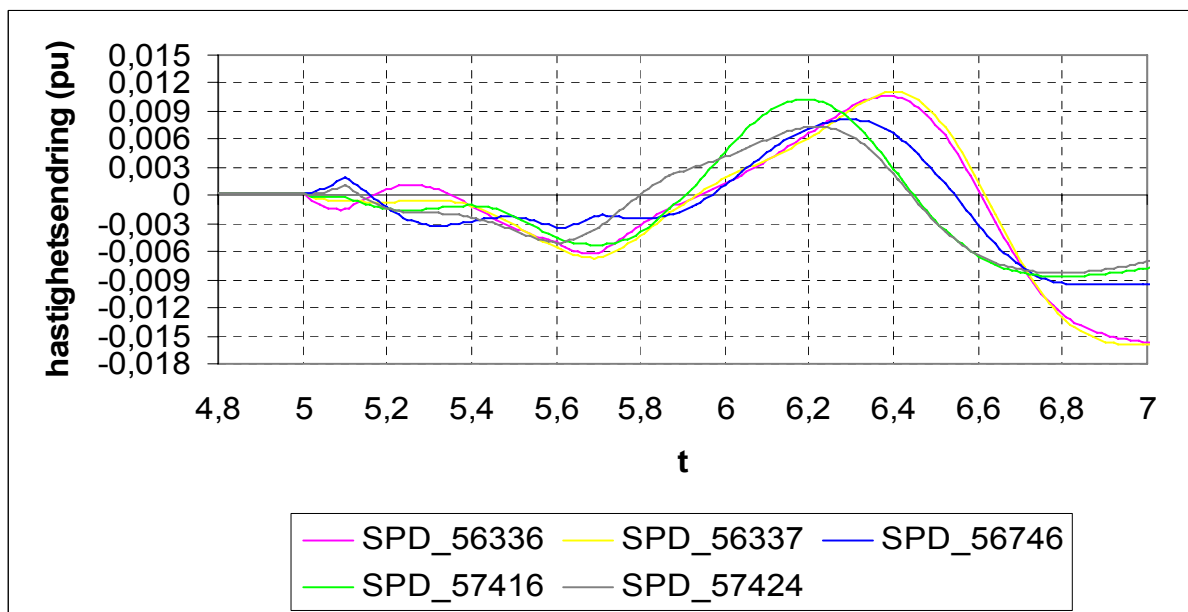
Figur 75 Spenninger på utvalgte samleskinner i de siste 0,3 sekundene ved kortslutning av Nea Klæbu

Når Nea Klæbu kobles ut for godt etter 5,7 sekunders simulering, øker den elektriske avstanden mellom Nea og resten av Midt-Norge. På Nea vil det være nok reaktive reserver til å motvirke spenningsfall. I resten av Midt-Norge vil systemet ikke være i stand til å holde igjen slik at spenningen vil falle og systemet vil havarere etter 7,1 sekunders simulering. Figur 75 og Figur 76 viser det dynamiske forløpet til spenninger på utvalgte samleskinner i de siste 0,3 sekundene før systemet havarerer. Det ser ut til at spenningene på Klæbu, Ørskog og Viklandet får det største utsvinget. Analysene viser også at det er i dette området lastene kobles fra først.



Figur 76 Spenninger på utvalgte samleskinner i de siste 0,3 sekundene før sammenbrudd

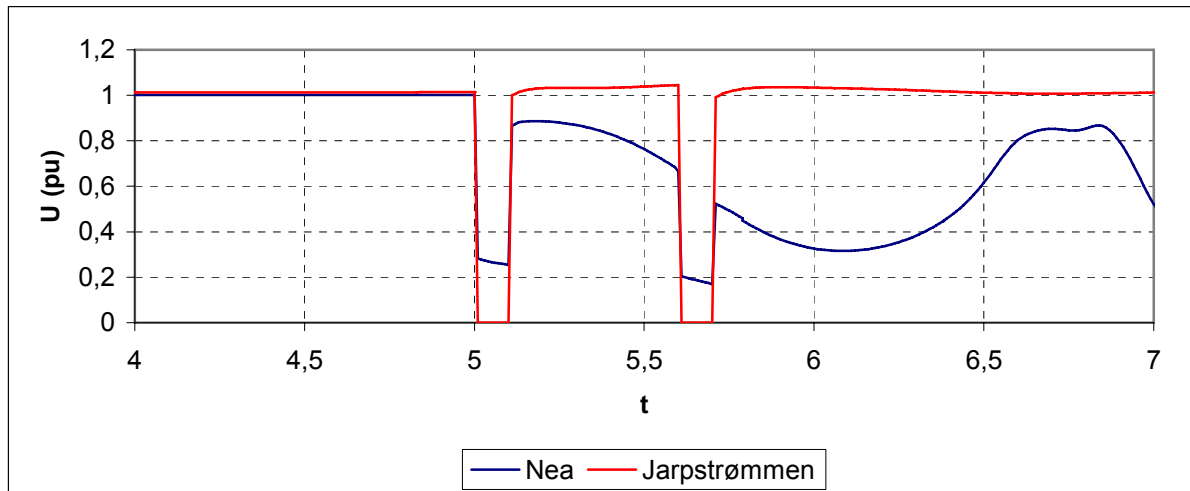
Figur 77 viser hvordan hastigheten til et utvalg generatorer endres. Figuren viser bare hastighetsforandringene til noen få av generatorene i Midt-Norge. De øvrige forløpene kan fremstilles ved hjelp av tallmaterialet som ligger i det elektroniske vedlegget. De fleste av de øvrige generatorene har et forløp som er tilnærmet likt det som er tilfellet for generator 57416 og 57424. Videre observeres det fra figuren at generator 56336 og generator 56337 ikke svinger seg inn igjen. Dette kan tyde på at disse generatorene ruser og bør kobles fra nettet.



Figur 77 Hastighetsendringer på utvalgte generatorer ved kortslutning av Nea Klæbu

3.4.2.3 Kortslutning Järpstraumen Nea

Kortslutning av Nea Järpstraumen gir tilsvarende forløp og konklusjoner som det som for kortslutning av Klæbu Nea. Spenningsvariasjoner for Nea og Järpstraumen er vist på Figur 78. Forskjellen mellom de to kortslutningene er bare at spenningen faller på Nea. Årsaken til dette er at det er Nea Järpstraumen som kobles ut. Dermed øker den elektriske avstanden mellom Järpstraumen og Nea. Kortslutningen behandles ikke ytterligere i denne rapporten. Datamaterialet fra simuleringen ligger i det elektroniske vedlegget.



Figur 78 Spenninger utvalgte samleskinner kortslutning Järpstraumen Nea

Del IV

Diskusjon

&

Konklusjon

4.1 Diskusjon

I dette kapittelet diskuteres og vurderes resultatene fra analysedelen. Ulike aspekter sammenlignes. Usikkerheter og svakheter kommenteres.

4.1.1 Hvor mye er det forsvarlig å importere?

Statnett har i løpet av våren 2007 utarbeidet et notat som omhandler kraftsituasjonen i Midt-Norge[36]. Nøkkeltall fra [36] er vist i Tabell 20 sammen med tall fra "Case 2010".

Fra tabellen kan det observeres at tilgjengelig vinterkapasitet er høyere enn den produksjonen som er tilkoblet i "Case 2010". Det vil si at Midt-Norge har tilgjengelig produksjonskapasitet som vil være tilgjengelig i kritiske situasjoner hvis prisene i markedet er høye nok. Dette er det ikke tatt hensyn til analysene.

Antatt vinterlast er i følge [36] 3750 MW. Dette er noe høyere enn det som er benyttet i analysene. Vintertid kan det dermed oppstå situasjoner der tilgjengelig produksjonskapasitet er redusert til det nivået som forutsatt i "Case 2010". Samtidig vil lastnivået kunne være 3750 MW. En slik situasjon vil kunne gi kritiske situasjoner ved forstyrrelser i nettet. I følge [36] har Statnett planer om å installere 300 MW reservekraft til bruk ved Svært Anstrengte KraftSituasjoner. Disse disponeres av systemoperatør.

Tabell 20 Nøkkeltall fra [36] og tall hentet fra "Case 2010"

	Tall hentet fra [36]
<i>Tilgjengelig produksjonskapasitet vinterstid</i>	2571 MW
<i>Antatt Vinterlast</i>	3750 MW
<i>Importkapasitet</i>	1300- 1700 MW
	Case 2010
<i>Produksjon fra generatorer</i>	2150 MW
<i>Last</i>	3630 MW
<i>Import</i>	1600 MW

I de stasjonære analysene ble det foretatt en lastøkning i Midt-Norge for å se hvor stor lastøkning nettet tåler før lastflyten ikke konvergerer. Tabell 21 viser utvalgte lastflytdata ved intakt nett i "Case 2010". Tabellen viser også det siste lastnivået der lastflyten konvergerer for de ulike opplastningsundersøkelsene. Hva som er gjort i de ulike undersøkelsene står beskrevet i kapittel 3.2 og gjentaes ikke i detalj her.

For hver av undersøkelsene som er gjennomført i de stasjonære analysene, beregnes det hvor mye lastnivået for sammenbrudd endres i forhold til Lastøkning I. Dette kalles heretter endringsfaktor. For å finne importen trekkes produksjonen i Midt-Norge fra lastnivået. Dette tallet multipliseres deretter med endringsfaktorene for de øvrige undersøkelsene. Man finner da hvor mye aktiv import systemet tåler uten at det bryter sammen. Den importgrensen man finner tar da hensyn til at SVC anleggene i Midt-Norge får redusert ytelse ved synkende spenning. Det blir tatt hensyn til at shuntene kan trinne og det blir tatt hensyn til at lastflyten skal konvergere etter utfall av Nea Klæbu. Tabell 21, og gitte forutsetninger tilsier at det er mulig å importere i underkant av 1800 MW til Midt-Norge. Imidlertid vil en så stor import medføre at overføringsgrensen til "Tunsjødal mot sør" overskrides ved utfall av blant annet Nea Klæbu. Overføringsgrensen i "Tunsjødal mot sør" er i følge [1] satt til 1000 MW. Den nevnte snittgrensen overskrides med 464 MW. En så stor overskridelse i et snitt vil føre til problemer hvis en av linjene i snittet faller ut. Derfor reduseres importen med 464 MW slik at det overføres 1000 MW gjennom "Tunsjødal mot sør". Fra dette trekkes den slutningen at det vil være forsvarlig å importere 1323 MW til Midt Norge. Dette er imidlertid et konservativt anslag. Hvis det tillates at "Tunsjødal mot Sør" kan overbelastes kan en høyere import vurderes.

Ved å benytte seg av at linjer og kabler tåler en overbelastning på opp til 15 % i en periode på inntil 15 minutter, kan det være forsvarlig å sette opp overføringsgrensen til Midt-Norge noe. Hvor mye avhenger av hvor store sikkerhetsmarginer man ønsker i nettdriften. Teoretisk kan overføringsgrensen for "Tunsjødal mot Sør", settes til 1150 MW. Ved feil utover Da vil systemoperatør ha 15 minutter på seg til å foreta spesialreguleringer hvis det skjer feil i nettet. Det er ingen ting fra verken de stasjonære eller dynamiske analysene som tilsier så høy overføring er uforsvarlig.

Tabell 21 Beregning av importgrense ut fra stasjonære analyser av "Case 2010"

"Case 2010"			
	Aktiv	Reaktiv	
<i>Last i Midt-Norge</i>	3630	678,6	
<i>Produksjon fra generatorer i Midt-Norge</i>	2116	211	
<u>Undersøkelse</u>	Aktiv last	Reaktiv last	Endring i lastnivå i sammenlignet med Lastøkning I
Lastøkning I	4550	850,59	1
Lastøkning II	4475	836,57	0,98
Lastøkning III	4670	873,02	1,03
Lastøkning I og Dimensjonerende utfall	3870	723,47	0,85
Importgrense *.	1787		
* Tallet tar ikke hensyn til overføringsbegrensninger i linjer og snitt.			
Overlastning "Tunsjødal mot sør" 464 MW	465		
Teoretisk importgrense med gjeldende kriterier	1323		

I en praktisk driftssituasjon vil det være naturlig å ha en viss sikkerhetsmargin. Hvis man skal benytte seg av overbelastbarheten av linjer og kabler vil det imidlertid kreve at systemoperatør har nok tilgjengelige reserver å benytte i kritiske situasjoner.

Det er mulig å fastsette hvor mye last systemet tåler ved foreta en trinnvis lastøkning med ordinær lastflyt. Metoden har imidlertid enkelte ulemper. Man har ikke funnet maksimalpunktet hvis lastflyten ikke konvergerer. Det er vanskelig å si hvor man ligger i forhold til nesepunktet. Dermed kan man ikke eksakt fastslå avstanden til ustabilitet. Ordinær lastflyt vil ikke konvergere når man ligger på nedsiden av nesepunktet. I enkelte tilfeller divergerer den også på oppsiden av nesepunktet. Når lastflyten divergerer vil man vite at man er i nærheten av nesepunktet, men man vet ikke helt hvor. For å få en mest mulig eksakt fastsettelse av hvilket lastnivå systemet tåler før det bryter sammen, bør man benytte små trinn i lastøkningen.

I de analysene som er dokumentert i denne rapporten, er det som hovedregel benyttet opplastningstrinn på 40 MW. I Lastøkning I for ”Case Vårknipa” er opplastningstrinnet redusert til 1 MW når lastnivået kommer over 3790 MW. Med lastøkningstrinn på 40 MW, var dette siste lastnivå lastflyten konvergente. Konsekvensen av å endre skrittlengden, er at systemet tåler en opplastning på 3810 MW før lastflyten divergerer. Hvis et mindre opplastningstrinn hadde blitt valgt, er det rimelig å tro at systemet hadde tålt en enda større lastøkning før lastflyten ville divergert.

Et alternativ til å benytte ordinær lastflytanalyse til å fastsette maksimalt lastnivå, er å benytte parametrisk lastflyt. Parametrisk lastflyt er en metode som kan regne på nedsiden av nesepunktet. Metodikken som ligger til grunn for Parametrisk lastflyt står forklart og beskrevet i [32]. Hvis opplastningsprosedyren må gjøres manuelt vil det være relativt arbeidskrevende. Man kan helt eller delvis automatisere prosessen ved lage et Python script.

4.1.2 Indikasjoner på sammenbrudd.

Det er ikke heldig å benytte spenningenes absoluttverdi for å vurdere avstanden til spenningssammenbrudd. Tabell 22 viser en sammenligning av utvalgte samleskinnespenninger ved utfall av Tunsjødal Namsos.

Etter feil øker belastningen på nettet. Dette fører til økte spenningsfall over linjene som er i drift, men spenningene går ikke nødvendigvis ned på samleskinnene. Leseren bees legge spesielt merke til hvordan spenningene på Tunsjødal endres, se Tabell 22. I Case 2010 går spenningene opp etter feil. Dette skyldes at et av de tilkoblede kondensatorbatteriene trinner og den reaktive effektstøtten øker. I "Case Vårknipa" er spenningen før feil høyere enn i "Case 2010". Spenningen etter feil er tilnærmet lik før feil. Dette viser at å forutse avstanden til spenningssammenbrudd kun på grunnlag av samleskinnespenningens absoluttverdi gir et feil bilde. Lave spenninger kan skyldes at Z punktet er satt lavt, men i som regel er fordi nettet er sterkt belastet.

Tabell 22 sammenligning av samleskinnespenninger før og etter kortslutning av Nea Klæbu for "Case 2010" og "Case Vårknipa"

<u>Kortslutning</u> <u>Tunsjødal Namsos</u>	<u>"Case 2010"</u>							
	Ørskog	Aura	Klæbu	Nea	Verdal	Namsos	Tunsjødal	Viklandet
Før (5 sekunder)	1,0648	1,0682	1,0371	1,0430	0,98187	0,98528	1,0069	1,0673
Etter (20 sekunder)	1,0578	1,0603	1,0313	1,0374	0,97438	0,97386	1,0132	1,0594
<u>Kortslutning</u> <u>Tunsjødal Namsos</u>	<u>"Case Vårknipa"</u>							
	Ørskog	Aura	Klæbu	Nea	Verdal	Namsos	Tunsjødal	Viklandet
Før (5 sekunder)	1,031	1,0283	1,02060	1,02710	1,00100	1,00140	1,0226	1,02770
Etter (20 sekunder)	1,006	1,0001	0,98418	0,99664	0,94671	0,94272	1,0068	0,99945

Reaktive reserver er ekstra reaktiv produksjon som kan benyttes til å motvirke forstyrrelser i nettet. Det må en hver tid være nok tilgjengelig reaktive reserver i nettet til å motvirke dimensjonerende feil. I det nordiske kraftsystemet består de reaktive reservene i hovedsak av generatorer, roterende fasekompensatorer, SVC anlegg og kondensatorbatterier.

For å motvirke de transiente forstyrrelsene er det hensiktsmessig å benytte kompenseringseenheter med roterende masse. Disse enhetene leverer reaktiv effektstøtte som er uavhengig av nettspenningen. I det nordiske kraftsystemet består denne reserven i hovedsak av generatorer og enkelte roterende fasekompensatorer. Dette er imidlertid enheter som er dyre å drifte og vedlikeholde.

En metode som kan benyttes til å forutse et spenningssammenbrudd, er å overvåke de reaktive effektreservene i Midt-Norge. For å unngå å måtte overvåke for mange enheter er det hensiktsmessig å overvåke noen få og store enheter. Disse bør være sentralt plassert i nettet og

vil ha kort elektrisk avstand til det underliggende nett. Andre enheter vil kunne gå i metning tidligere, men hvis situasjonen skal bli kritisk for hele området må de store enhetene levere opp mot sine grenser. I de gjennomførte analysene ble produksjonen til SVC anleggene på Viklandet, Tunsjødal og Verdal observert. Med et unntak viser resultatene at når alle disse tre enhetene produserer fullt, tåler ikke systemet noen særlig økning i belastningen før sammenbrudd oppstår. Tabell 23 viser en oversikt over ved hvilket lastnivå SVC anleggene på Tunsjødal, Viklandet og Verdal når maksimal reaktiv produksjon. Tallene sammenlignes med det siste lastnivået der lastflyten konvergerer. I tillegg vises import ved lastnivåene som er vist i tabellen. Fra tabellen kan det observeres at hvis maks produksjon i utvalgte SVC anlegg benyttes som grense for overføringskapasiteten vil den måtte settes til cirka 1600 MW. Det understrekes at dette er en teoretisk verdi for importgrensen og en sikkerhetsmargin vil være nødvendig.

Tabell 23 oversikt over ved hvilket lastnivå SVC anleggene på Tunsjødal, Viklandet og Verdal når maksimal reaktiv produksjon. Tallene sammenlignes med det siste lastnivået der lastflyten konvergerer

Case 2010	Lastnivå		Import	
	<i>SVC anlegg når maksimal produksjon</i>	<i>Sammenbrudd</i>	<i>SVC anlegg når maksimal produksjon</i>	<i>Sammenbrudd</i>
Lastøkning I	4510	4590	2400	2480
Lastøkning II	4475	4520	2365	2410
Lastøkning III	4710	4710	2600	2600
Lastøkning I og utfall	3750	3870	1640	1760

Usikkerhetsmomentet ved å benytte produksjonen fra SVC anlegg i et område som indikasjon på spenningsammenbrudd, er om man ser på de riktige enhetene. Reaktiv effekt kan ikke fraktes over lange avstander. Derfor er det viktig å se på mange nok enheter slik at eventuelle situasjoner der det er mangel på reaktiv effekt, blir avdekket tidlig nok. Det kan tyde på at flere reaktive produksjonsenheter burde vært studert hvis man skal bruke avstanden til maksimalproduksjon som indikator på spenningsammenbrudd. Ved dimensjonerende linjeutfall (Lastøkning I og utfall) når de studerte enhetene maksimal produksjon før sammenbrudd. Dette kan tyde på at det finnes enheter med tilgjengelig reaktiv produksjonskapasitet etter at SVC anleggene på Tunsjødal, Viklandet og Verdal når sin maksimale produksjon.

Opplastningsprofilen vil også kunne påvirke importkapasiteten. Opplastningsprofilen vil være styrt av markedet og kan ikke påvirkes direkte av systemoperatør uten at det blir tatt i bruk spesialreguleringer. Spesialreguleringer benyttes minst mulig fordi dette er en utgift for systemoperatør. I analysene som er gjennomført i denne rapporten er det sett på en produksjonsprofil for hver case. For enkelte produksjonsprofiler vil det kanskje kunne være forsvarlig med en høyere import.

4.1.3 Hvilke tiltak kan påvirke overføringskapasiteten inn til Midt-Norge?

I dette kapittelet blir det sett på enkelte tiltak som kan være med å øke importkapasiteten til Midt-Norge. Fordeler og ulemper med hvert enkelt tiltak vurderes og det blir sett på hvor aktuelt hvert enkelt tiltak er for Midt-Norge.

4.1.3.1 Lastfrakobling

I "Case Vårknipa" er det sett på en situasjon der produksjonen i Midt-Norge reduseres slik at tilgjengelig produksjon ligger på 40 % av maksimal produksjonskapasitet. Da vil belastningen på linjene inn i regionen øke. Samtidig vil den reaktive effektstøtten reduseres. Analysene viser at det vil være nødvendig med en import på 2650 MW for å dekke inn det lastbehovet som regionen har. Hvis nettet er feilfritt, vil det være mulig å opprettholde en slik driftssituasjon over tid. Nettet vil også forbli stabilt de fleste av de undersøkte utfall og kortslutninger. Unntaket er utfall og kortslutning av Nea Järpstraumen og Nea Klæbu. Utfall eller kortslutning av disse linjene vil føre til sammenbrudd både stasjonært og dynamisk. For å unngå at en kritisk situasjon oppstår når det er lite produksjon tilgjengelig i Midt-Norge, kan det være en mulighet å innføre kontrollert lastfrakobling. Lastfrakobling er ikke benyttet i det Nordiske systemet [31]. Lastfrakobling innebærer at utvalgte forbrukere kobles fra nettet ved feil på kritiske linjer. Da vil man kunne øke overføringen inn til Midt-Norge fordi feil på disse linjene ikke blir dimensjonerende når overføringsgrensen skal fastsettes.

Når det skal vurderes hvilke laster det er hensiktsmessig å koble bort kan man benytte sensitivitetsanalyse. Det finnes mange metoder å benytte. En metode er å benytte VCPI som er omtalt i kapittel 2.5.1.1. Det må vurderes hvor mye last det er forsvarlig å koble bort i forbindelse med et linjeutfall. Den samfunnsmessige kostnaden av lastfrakobling må sammenlignes med kostnadene for å bygge nye linjer eller å etablere ny produksjon.

Lastfrakobling vil også kunne redusere behovet for kraftopsjoner. Kraftopsjoner må tas ut av det ordinære markedet. Dermed vil prisene bli høyere i dette markedet fordi tilbudet reduseres mens etterspørselen vil være uendret. Hvis lastfrakobling benyttes som erstatning for opsjoner vil opsjonskraften kunne tilføres det ordinære markedet. Dermed blir tilbudet i dette markedet større. Lastfrakobling vil ikke påvirke det ordinære markedet fordi forbruk og etterspørsel er uendret. Hvis lastfrakobling blir vurdert som et tiltak vil det bli viktig å koordinere tiltaket med andre tiltak. Ulempen med lastfrakobling kan være de samfunnsmessige kostnadene blir ufordelaktig høye i de tilfellene det benyttes. En annen utfordring er hvordan kompensasjonen for lastfrakobling skal fastsettes.

4.1.3.2 Midt-Norge som eget prisområde

Fra 20/11- 2006 ble Midt-Norge et eget prisområde. Dette vil være med på å dempe etterspørselen etter elektrisitet i Midt-Norge. *Forutsetningen for dette er imidlertid at flest mulig "ser" prisene i kraftmarkedet [6] slik at forbruket reduseres i de periodene det er redusert tilgang på effekt.* Økte priser i Midt-Norge vil ikke alene øke overføringskapasiteten, men det vil redusere behovet for importkapasitet gjennom redusert forbruk. Midt-Norge som eget prisområde vil også kunne være et incentiv til å etablere ny produksjon i området. Dette forutsetter imidlertid at produsentene vet at ordningen med eget prisområde i Midt-Norge blir langvarig sli at de har stabile rammevilkår. Ny produksjon vil føre med seg reaktiv effektstøtte på grunn av kravene gitt i [33]. Dermed vil nettet bli sterkere og mer robust til å motsette seg forstyrrelser.

4.1.3.3 Installasjon av nye kompensingsenheter

For å øke de reaktive effektreservene i Midt-Norge kan det være aktuelt å installere nye shuntkompensingsenheter. Seriekompensering er også en mulig kompensingsform, men det skaper en del driftstekniske problemer. Seriekompensingsenheter har store kortslutningsstrømmer og store innkoblingsstrømmer. Kompensingsenhetene kan gi en negativ impedans på linjer og det kan føre til at vernene løser ut.

De reaktive reservene reduseres når generatorer som er i drift i Midt-Norge reduseres. I "Case Vårknipa" er cirka 40 % av generatorkapasiteten i drift. Det oppstår mangel på reaktive reserver ved utfall av Nea Järpstraumen eller Nea Klæbu. Det ble det gjort noen stasjonære analyser der det ble satt inn et kondensatorbatteri på Klæbu. Da var det nok reaktive effektreserver i regionen til at lastflyten konvergente, men det førte til overlaster på "Tunsjødal mot Sør" og Vinstra Vågåmo. Dette tyder på at de reaktive kompensingsenhetene som etter planen skal installeres i løpet av 2008 gir Midt-Norge tilstrekkelige reaktive reserver for nettet som er planlagt fra 2009.

4.1.3.4 Ny produksjon & Linjeutbygginger

På grunn av at Statnett ikke har myndighet til å pålegge leverandørene oppdekningsplikt vil det bli nødvendig å bygge nye linjer inn til Midt-Norge for å sikre levering. For øyeblikket har Sogn og Fjordane et kraftoverskudd [8]. Ved å bygge ny linje mellom Fardal i Sogn og Ørskog kan denne kraften tilføres Møre regionen. En slik nettførsterkning vil imidlertid kunne føre til behov for ytterligere nettførsterkninger i andre deler av landet.

Det eneste tiltaket som vil sikre forsyningen i Midt-Norge uten å utsette andre områder for problemer er etablering av ny produksjon. Dette bør være produksjon som har lang brukstid og som har et annet produksjonsmønster enn vannkraften. Alternative energikilder kan være

gasskraft eller vindkraft. Vindkraft vil kunne samkjøres med vannkraften. På den måten vil man kunne benytte vindkraft i vindfulle perioder og vannkraft i de periodene det ikke blåser. Ny produksjon i Midt-Norge vil gi behov for nye linjer slik at kraften kan føres inn på sentralnettet.

4.1.4 Vurdering av analyseverktøy og datamodell

Datamodellen som er benyttet er den største feilkilden analysene.

Datamodellen er en Norden modell som tidligere er blitt brukt til spenningsanalyse av Ormen Lange. Å bruke en modell som tidligere er benyttet til et annet formål, vil kunne påvirke resultatene. Dataene må være tilpasset det fenomenet som skal studeres. Ideelt sett burde systemmodelleringen vært grundig gjennomgått. På grunn av begrenset tid til gjennomføring av oppgaven er det ikke gjort.

I lastflytmodellen som er benyttet, er generatorer modellert med en fast maksimal reaktiv produksjon. I praksis vil ikke dette være korrekt fordi generatorens maksimale reaktive produksjon er avhengig av den aktive produksjonen i generatoren. Dette er omtalt i kapittel 2.4.1.

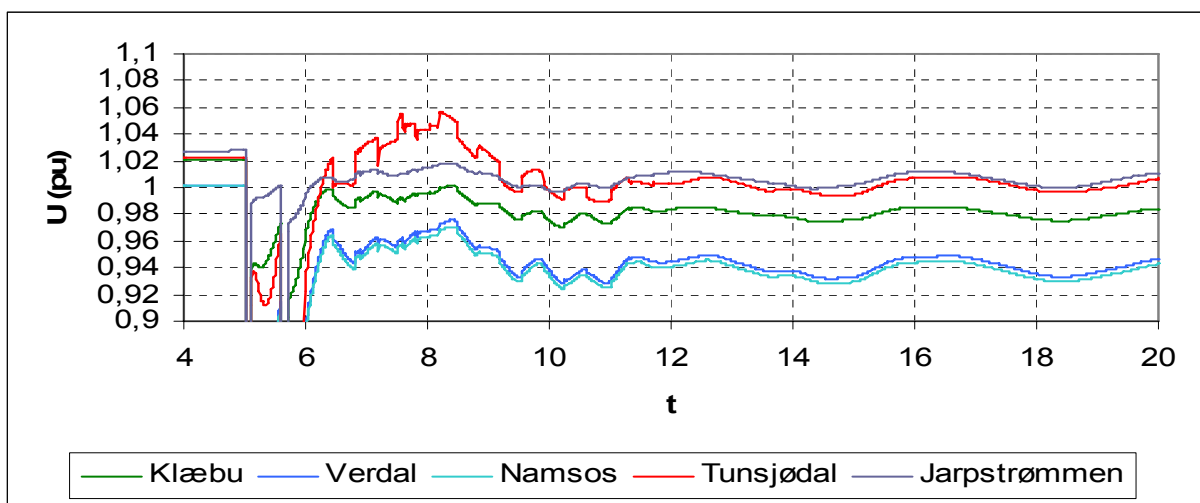
I de stasjonære analysene modelleres SVC anleggene slik at de leverer konstant reaktiv effekt ved lave spenninger mens ytelsen i realiteten synker med spenningen i kvadrat. I Lastøkning II ble de tre SVC anleggene i Midt-Norge ble modellert som kondensatorbatterier når de kommer utenfor sitt arbeidsområde. Analysen viste at lastnivået som førte til sammenbrudd, ble redusert med 2 %. Hvis det er andre SVC anlegg i modellen som også støter mot sine grenser er det rimelig å tro at lastnivået som fører til divergens, kan påvirkes ytterligere.

I de stasjonære dataene observeres det at enkelte store produksjonsenheter i Sverige har store grenseverdier for reaktiv produksjon. Det kan tyde på at modellen er tenkt som en basis for dynamiske analyser, der disse grensene ikke benyttes. Stor reaktiv produksjonskapasitet vil kunne føre til at spenningene i Sverige blir stive. Dermed kan analysene gi en importkapasitet som er for stor.

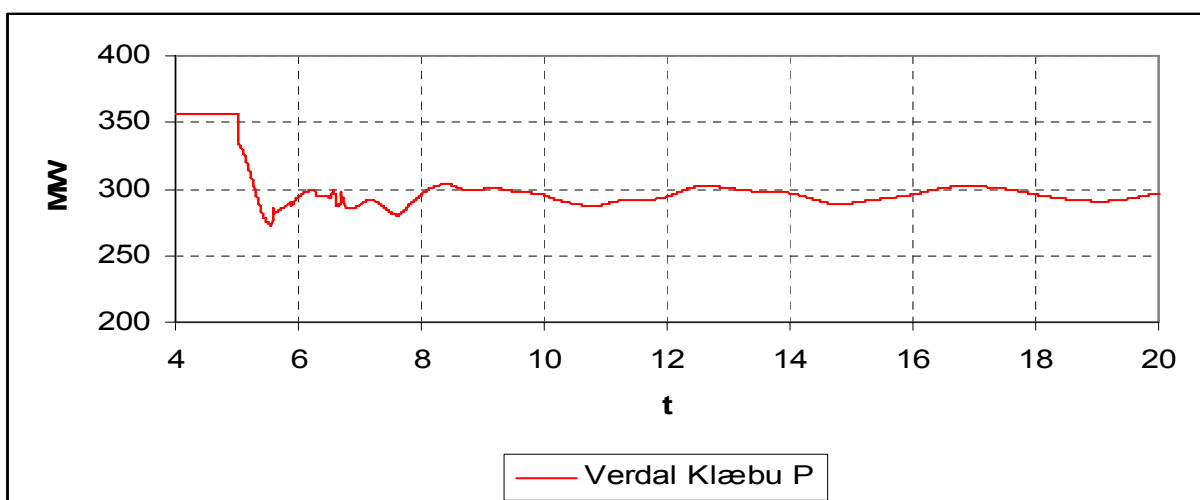
Lastmodellering er et annet aspekt som kan påvirke analyseresultatene. I den stasjonære datamodellen som er benyttet, modelleres alle laster som konstante PQ laster. Dermed vil det ikke oppstå variasjoner i lasten ved endring i spenning. Når man studerer spenningsstabilitet, bør man få frem hvordan den reaktive komponenten til lasten endres med synkende spenning. Spenningsammenbrudd oppstår som kjent på grunn av mangel på reaktiv effekt. Dermed vil det være viktig å modellere de reaktive lastene så eksakt som mulig slik at analyseresultatene indikerer en reaktiv effekt forbruk som er for stort i kritiske situasjoner.

Under konverteringen til dynamisk analyse kan brukeren selv velge hvilken fordeling han ønsker på lasten. I de dynamiske analysene, er det valgt en 40,40 20 ZIP fordeling for aktiv og 100,0,0 ZIP fordeling for reaktiv effekt. Andre fordelinger ville kunne påvirke resultatene.

Når man kjører dynamiske analyser og skal studere pendlinger, er det vanskelig å vite hva som skyldes ”feil” i modellen og hvilke pendlinger som oppstår på grunn av påtrykt forstyrrelse. Analyseresultatene viser at kommer svingninger til syne etter 10 -12 sekunders simulering som har relativt lav amplitude og lang periodetid. Dette går igjen i flere av simuleringresultatene. Hvorfor disse svingningene oppstår er det ikke funnet noe godt svar på, men i følge [35] skyldes det antagelig at modellen inneholder en feil. Feilen kan være en tidskonstant som er satt for høyt. Det burde vært gjort forsøk på å redusere tidskrittene i de dynamiske analysene for å se om pendlingene forsvant, men det ville ført til en dobling av analysetiden. Et eksempel på de nevnte svingningene er vist i Figur 79. Figuren viser spenninger på utvalgte samleskinner ved kortslutning av Tunsjødal Namsos i ”Case Vårknipa”. Et annet eksempel på de nevnte svingninger er vist i Figur 80. Figuren viser effektpendlinger på Tunsjødal Verdal i ”Case Vårknipa”.



Figur 79 Spenninger på utvalgte samleskinner ved kortslutning Tunsjødal Namsos i case Vårknipa



Figur 80 Effektflyt på Verdal Klæbu ved utfall av Svartisen kraftverk

4.1.4.1 Er PSS/E et riktig analyseverktøy for problemstillingen som er undersøkt?

PSS/E er et program som har relativt høy brukerterskel. Det gjør at det trengs relativt lang innlærings tid for å kunne benytte verktøyet effektivt. Programmet er lite kompatibelt med andre Office baserte verktøy, noe som gjør det vanskelig å bearbeide resultatene for presentasjon i for en rapport.

Å benytte lastflyt i PSS/E for å beregne den eksakte avstanden til sammenbrudd gir ikke de beste resultatene, men det gir en pekepinn på hvordan situasjonen er i det nettet som studeres. I de tilfellene lastflyten konvergerer kan det konkluderes med systemet er stasjonært stabilt. I de tilfellene lastflyten divergerer er det imidlertid ikke sikkert at systemet er ustabil. Det må undersøkes i stasjonære analyser.

Dynamisk havarerer PSS/E så fort systemet blir ustabil. Last kobles bort og simuleringen stopper opp. Analysene gir imidlertid en pekepinn på om systemet med en gitt produksjons- og lastfordeling forblir stabilt når det påtrykkes en gitt forstyrrelse. I de tilfellene det går galt, er det imidlertid vanskelig å vite hvor galt det faktisk har gått.

I de dynamiske analysene er det benyttet tidsskritt på 0,1 millisekunder. Dette er standardverdien i PSS/E. Hvis man skal studere hurtige fenomener bør tidskrittet reduseres. Ulempen med det er at simuleringene blir meget tidkrevende. I de dynamiske analysene som er gjennomført i denne rapporten er hensikten å se om systemet stabiliserer seg etter en lengre periode. Amplitude og periodetid på transiente svingninger er ikke av spesielt stor interesse.

4.2 Konklusjoner og anbefalinger

Det er etter all sannsynlighet fare for at det kan oppstå spenningsammenbrudd i Midt-Norge. Forsyningsikkerheten i området er avhengig av at det er nok vann i magasinene i området og at produsentene er villige til å benytte det. I høylastsituasjoner, der store deler av produksjonsapparatet i Midt-Norge er tilgjengelig, er det ingen ting som tyder på at det er fare for spenningsammenbrudd ved forstyrrelser i nettet. Under "Vårknipa", der lasten er som i høylastsituasjoner og produksjonen i Midt-Norge reduseres til cirka 40 % av maksimal tilgjengelig effekt, vil situasjonen kunne bli kritisk. Mye last og lav produksjon vil føre til at importen må økes. Dette vil føre til at faren for spenningsammenbrudd øker ved forstyrrelser i nettet. De stasjonære og dynamiske analysene som er gjennomført, indikerer at spenningsammenbrudd vil oppstå ved utfall eller kortslutning av Järpstraumen Nea og Nea Klæbu.

For å styrke nettet i Midt-Norge og for å øke tilgangen på effekt, bør det bygges nye linjer inn til området. I analysene som er beskrevet i denne rapporten er det ikke studert nye ledningsprosjekter. Statnett har imidlertid søkt konsesjon om å bygge en ny forbindelse mellom Sogn og Ørskog. Det ser ikke ut til at det er dette prosjektet som er realiserbart først. Arbeidet med å få bygget denne linjen bør derfor fortsette. I tillegg bør det arbeides for å få lokalisert ny produksjon i Midt-Norge.

Inntil nye overføringsforbindelser eller ny produksjon er på plass, vil det være fare for spenningsammenbrudd når magasinfyllingen i Midt-Norge er lav. Ved lav magasinfylling vil produsentene spare på vannet og importen må økes for å dekke lastbehovet. Analysene har avdekket at en produksjon på 1100 MW og et lastnivå på 3630 MW i Midt-Norge vil føre til sammenbrudd ved utfall eller kortslutning av Järpstraumen Nea og Nea Klæbu.

Analysene har også identifisert at hvis produksjonen er 2100 MW, og lastnivået er 3630 MW finnes det ingen linjeutfall i Midt-Norge som vil gi uakseptable konsekvenser. Forutsetningen for dette er imidlertid at det tillates en overbelastning på "Tunsjødal mot Sør" ved utfall av Klæbu Nea og Järpstraumen Nea. Det er imidlertid verdt å merke seg at situasjonen vil kunne bli kritisk ved ytterligere forstyrrelser i nettet.

Analysene tyder på at det vil være mulig å importere rundt 1300 MW til Midt-Norge ved vinterlast. Hvis det tillates at "Tunsjødal mot Sør" overbelastes med inntil 15 % etter et utfall vil overføringsgrense 1500 MW vil kunne være forsvarlig. En enda høyere overføringsgrense vil kunne være mulig. Forutsetningen for en høyere overføring er at det tillates en overbelastning av "Tunsjødal mot Sør" som er større enn 150 MW ved utfall av sentralnettslinjer i Midt-Norge. Dette vil svekke sikkerheten i nettet og det vil være fare for spenningsammenbrudd hvis det oppstår ytterligere feil eller utfall i nettet. Systemoperatør må vurdere sannsynligheten for to uavhengige utfall eller seriefeil til å være minimale hvis en import på mer enn 1500 MW skal kunne være forsvarlig.

Spenningsammenbrudd kan forutsees ved å studere produksjonen til SVC anleggene på Tunsjødal, Verdal og Viklandet. Hvis alle disse nærmer seg maksimal produksjon, bør dette tolkes som et signal på at et spenningsammenbrudd kan oppstå ved forstyrrelser i nettet. Et tiltak som da kan vurderes er kontrollert bortkobling av last.

4.2.1 Forslag til videreføring

Arbeidet med denne oppgaven har skapt en god del irritasjon over plottefunksjonaliteten i PSS/E og den manglende kompatibilitet til annen programvare. Derfor ble det laget en script som importerer analyseresultatene til Excel slik at de kan bearbeides videre der. Dette var imidlertid noe tungvint fordi de dynamiske dataene måtte lagres manuelt i tekstfiler underveis i simuleringen. PSS/E lager en utdatafil, men lagrer dataene binært slik at disse dataene isolert sett ikke er lesbare. Under arbeidet med denne oppgaven ble det ikke funnet noen god metode som kan importere binære data til Excel og konvertere de. Hvis dette er mulig vil brukervennligheten til den utviklede importeringsfunksjonen øke betraktelig. En mulig videreføring kan være å lage et Visual Basic script som importerer binære data til Excel og konverterer de til titallsystemet. Hvis et slikt script benyttes sammen med en lignende importeringsfunksjon som er utviklet under arbeidet med denne oppgaven har man en god metode til å presentere dynamiske analyseresultater. Excel er dessuten standardutrustning på de fleste datamaskiner, dermed vil et slikt presentasjonsverktøy ikke kreve ytterligere ressurser i form av innkjøp av annen programvare.

I arbeidet med oppgaven har kandidaten sett nytten av Python. Det er et verktøy som kan benyttes til å standardisere rutiner som ofte utføres i PSS/E. En mulig videreføring vil kunne være å lage script som erstatter SVC anlegg som opererer på sine reaktive grenser med kondensatorbatterier. Det vil være mulig å lage script som justerer den maksimale faste reaktive produksjonen til generatorene i lastflytmodellene, slik at disse blir en funksjon av den aktive.

Kvaliteten på analyseresultatene vil alltid avhenge av inngangsdataene. I analysene som dokumenteres i denne rapporten, er det gjort valg med hensyn på produksjonsfordeling og lastsammensetning. Dynamisk er det valgt å benytte en 40,40,20 fordeling for aktiv effekt. Reaktivt lastfordeling er satt som konstant impedans. Mange ville nok ha gjort analysene med konstante PQ laster. Dette vil påvirke resultatene, men en slik lastfordeling vil være noe konservativ. Det vil være mulig å kjøre de samme analysene en gang med en annen lastfordeling å se hvor mye resultatene vil påvirkes. Kanskje vil man da avdekke flere kritiske situasjoner enn det som ble funnet under arbeidet med denne Masteroppgaven. Det bør arbeides videre med metoder som kan gi mer eksakte modelleringer av lastene. Det vil være med å gjøre analysene mer nøyaktige. Det vil være mulig å finne mer eksakte verdier for reaktive effektreserver.

I de analysene som er gjennomført er det forutsatt at det ikke kommer nye linjer i Midt-Norge. Statnett har søkt konsesjon på å få bygge en ny 420 kV forbindelse mellom Ørskog og Sogn.

Hvis denne linjen hadde vært implementert i analysene ville konklusjonene kunne blitt annerledes, nettet ville ha vært mer robust. Og en større import ville kunne vært forsvarlig. Analyser av importkapasiteten med Ørskog Fardal inkludert kan gjennomføres.

Referanseliste:

- [1] Statnett SF
Presentasjon av Per Odd Gjerde
2006.10.03
- [2] Statnett SF
"Kraftsystemutredning for sentralnettet 2006- 2025"
Teknisk rapport [online] Tilgjengelig fra:
http://www.statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Kraftsystemutredning%20for%20sentralnettet%202006-2025_040906_dynamisk.pdf [Besøkt 2007.02.08]
- [3] Istad Nett AS
"Kraftsystemutredning for Møre & Romsdal 2007"
Teknisk rapport [online] Tilgjengelig fra:
http://www.istad.no/site/img/270/KSU2007_Hovedrapport.pdf
[Besøkt 2007.02.08]
- [4] Statnett SF
"Nettutviklingsplan for sentralnettet 2006-2025"
Teknisk rapport [online] Tilgjengelig fra:
http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202006/Statnett%20Nettutvikling06_ferdig.pdf [Besøkt 2007.03.07]
- [5] Nordell
"Nordisk Regelsamling 2004 (Nordic Grid Code)"
Teknisk rapport [online] Tilgjengelig fra:
<http://www.statnett.no/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202004/Nordisk%20regelsamling%20rev%20161104.pdf> [Besøkt 2007.02.01]
- [6] E. Fitje
Spenningsammenbrudd i Midt-Norge (Prosjektoppgave
Norsk Teknisk Naturvitenskaplig Universitet Institutt for Elkraftteknikk på NTNU
2006)
- [7] Statnett SF, Hydro, Nord-Trøndelag Elektrisitetsverk, Trønder Energi, Statkraft, NVE
"Vindkraft på Fosenhalvøya og Ytre Namdal"
Teknisk rapport 2004 [online] Tilgjengelig fra:
<http://www.statnett.no/Resources/Filer/Rapporter/Vindkraft%20på%20Fosen-rapport.pdf> [Besøkt 2007.02.01]

-
- [8] Statnett SF
Statnett søker konsesjon på ledning mellom Sunmøre og Sogn.
Pressemelding [online] Tilgjengelig fra:
<http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1417>
[Besøkt 2007.05.25]
- [9] Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE)
Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet 1990
Forskrift [online] Tilgjengelig fra:
<http://www.lovdatabank.no/for/sf/oe/xe-20020507-0448.html>
[Besøkt 2007.05.25]
- [10] C. A. Canizares, L Alvarado
Point of Collapse and continuation Methods for large AC/DC systems
Power Systems, IEEE Transactions on
Volume 8, Issue 1, Feb. 1993 Page(s):1 – 8
- [11] O.B Fosso, O.S. Grande, O. B. Gjøsæter, A. T. Holen,
T. Toftevaag
Spenningsstabilitet Sluttrapport (Teknisk rapport)
SINTEF Energiforskning
1999
- [12] C. W. Taylor m.f.l.
CIGRE WG 38.02 Task Force No. 10
Modelling of Voltage collapse including dynamic Phenomena (Teknisk rapport)
1996
- [13] P. Kundur
Power System Stability and Control
McGraw-Hill Inc
1993
- [14] A.T. Holen, L. Warland
Spenningsstabilitet fra dynamisk synsvinkel (Teknisk rapport)
SINTEF Energiforskning
1999
- [15] Working Group 34.08
D. Karlsson m.f.l
Protection against Voltage Collapse (Teknisk rapport)
1997
-

- [16] C.I. Hubert
Electric Machines Theory, Operation, Applications, Adjustment and Control
Prentice Hall
2002
- [17] P. M Anderson, A.A Fouad
Power System Control and Stability
IEEE PRESS
1994
- [18] Siemens
PSS/E 30.3.1 Online documentation
2006
- [19] SINTEF Energiforskning
Datamodell for bruk i stasjonær og dynamisk simulering
Filnavn: uke4nn.sav
Filnavn: nn.dyr
2007
- [20] J. Machowski, J.W. Bialek, J.R. Bumby
Power System Dynamics and Stability
Wiley
1997
- [21] T. Verlo
Hovedtransformatorstasjoner. Kriterier ved valg av reaktiv effektproduksjon
Energiforskyningens forskningsinstitutt (Teknisk rapport)
1996
- [22] A.M. Chebbo, M.R. Irving, M.J.H. Sterling, M.J.H.
Voltage collapse proximity indicator: behaviour and implications
IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution], *IEE Proceedings C*
Volume 139, Issue 3, May 1992
- [23] M. Noroozian,; A.N.Petersson,; B. Thorvaldson, B.A. Nilsson, C.W. Taylor,
Benefits of SVC and STATCOM for Electric Utility Application
Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES
Volume 3, 7-12 Sept. 2003

-
- [24] IEE Special Stability Controls Working Group
Static Var Compensator Models for Power Flow and Dynamic Performance
Simulation
IEEE Transactions on Power Systems
Vol 9 No 1 February 1994
- [25] T.V. Cutsem, C.Vauras
Voltage Stability of Electronic Power Systems
Kluwer Academic publisher
1998
- [26] T. Wildi
Electrical machines drives and power systems
5 edition
Prentice Hall
2002
- [27] I. Norheim
SINTEF Energiforskning
Kurs
Oktober 2006
- [28] A.T. Holen
TET 4115 Power System Analysis
NTNU Institutt for Elkraftteknikk
2006
- [29] L. Warland
Dynamics Aspects of Voltage Collapse
(Hovedoppgave Norsk Teknisk Naturvitenskaplig Universitet, 1997)
- [30] Norges Vassdrags og Energidirektorat (NVE)
Diagram for magasinifylling
[online] Tilgjengelig fra:
http://www.nve.no/modules/module_109/publisher_view_product.asp?iEntityId=9952
[Besøkt 2007.02.22]
- [31] Statnett SF
[Stor investering i kraftnettet i Midt-Norge »](#)
[online] Tilgjengelig fra:
<http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1032&DocumentID=11824>
[Besøkt 2007.03.23]
-

- [32] O.B. Fosso
Continuation Power Flow
(Notat) Energiforsyningens Forskningsinstitutt
1996
- [33] G. Doorman O.S. Grande
Midt-Norge som eget prisområde
Adresseavisen
2006.11.28
- [34] Statnett SF
Veiledende systemkrav for anlegg tilknyttet regional- og sentralnettet
2005 [online] Tilgjengelig fra:
<http://195.18.187.211/Resources/Filer/Dokumenter/Div.%202005/Veiledende%20system%20krav%20for%20tilknytning%20til%20sentralnettet%2021.12.2005.pdf>
[Besøkt 2007.04.22]
- [35] P.O. Gjerde (per.gjerde@statnett.no), 2007.05.03
SV: SV: En liten oppdatering
e-post til Erlend Fitje (fitje@stud.ntnu.no)
- [36] Statnett
Notat om kraftsituasjonen i Midt-Norge
2007 [online] Tilgjengelig fra:
<http://www.statnett.no/default.aspx?ChannelID=1539>
[Besøkt 2007.06.05]

Bibliografi:

Bibliografien inneholder litteratur som ikke direkte er benyttet i selve rapporten. Det er imidlertid litteratur som har vært til god hjelp under arbeidet med oppgaven. Det antas at andre som skal utføre lignende oppgaver i fremtiden vil kunne ha god nytte av denne litteraturen.

- /1/ A.T. Holen
Leveringskvalitet og avbruddskostnader
NTNU Institutt for elkraftteknikk
2006

- /2/ O.B. Fosso
Spenningsstabilitet Modellering/Kriterier/Analysemetoder (Teknisk rapport)
Energiforskyningens forskningsinstitut
1997

- /3/ K. Uhlen, O.B. Gjørseter
Nettanalyser i et kombinert AC/DC system- Sluttrapport (Teknisk rapport)
SINTEF Energiforskning
1999

- /4/ L. Warland, A.T. Holen
A Voltage Instability Predictor Using Local Area Measurements
Power Tech Proceedings, 2001 IEEE Porto
Volume 2, 10-13 Sept. 2001 Page(s):6 pp. vol.2
2001

- /5/ D. Karlsson, D. J. Hill
Modelling and Identification of Nonlinear Dynamic loads in power systems
Power Systems, IEEE Transactions on
Volume 9, Issue 1, Feb. 1994 Page(s):157 - 166
1994

- /6/ E.H. Camm, T. Adu
Evaluating Advanced VAR Compensators for improving Power System Voltage Stability
Power Systems Conference and Exposition, 2004. IEEE PES
10-13 Oct. 2004 Page(s):336 - 341 vol.1

- /7/ H. Ambriz Perez, E. Acha, C.R. Fuerte Esquivel
Advanced SVC Models of Newton Raphson Load Flow and Newton Optimal Power Flow Studies
Power Systems, IEEE Transactions on
Volume 15, Issue 1, Feb. 2000 Page(s):129 - 136
2000
- /8/ M. Norozian, M. Ghandhari, G. Anderson, J. Gronquist, I. Hiskens
Control Strategy for shunt and series compensators to damp electromechanical Oscillations
2001
- /9/ H.F. Wang
Interaction Analysis and Co-ordination of SVC Voltage and damping control
Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies, 2000. Proceedings. DRPT 2000. International Conference on
4-7 April 2000 Page(s):361 - 365
2000
- /10/ B. Kermanshahi, K. Takahashi, Y. Zhou
Optimal Operation and Allocation of Reactive Power Resource Considering Static Voltage Stability
Power System Technology, 1998. Proceedings. POWERCON '98. 1998 International Conference on
Volume 2, 18-21 Aug. 1998 Page(s):1473 - 1477 vol.2
1998
- /11/ B.F. Wollenberg,
Transmission system reactive power compensation
Power Engineering Society Winter Meeting, 2002. IEEE
Volume 1, 27-31 Jan. 2002 Page(s):507 - 508 vol.1
2002
- /12/ N. Flaatebø, O.B. Fosso, R. Ognedal, T. Carlsen K.R. Heggland
A method for calculation of margins to voltage instability applied on the Norwegian system for maintaining required security level
Power Systems, IEEE Transactions on
Volume 8, Issue 3, Aug. 1993 Page(s):920 - 928
1993
- /13/ L. Warland
A Voltage Instability Predictor Using Local Area Measurements VIP++
(Doktoravhandling Norsk Teknisk Naturvitenskaplig Universitet Institutt for Elkraftteknikk på NTNU 2002)

- /14/ CIGRE TF 38.02.12
Criteria and countermeasures for voltage collapse(Teknisk rapport)
C.W Taylor m fl
1997
- /15/ Introduksjon til Python
[online] Tilgjengelig fra:
<http://docs.python.org/tut/tut.html>
[besøkt 2007.06.06]

Vedleggsliste:

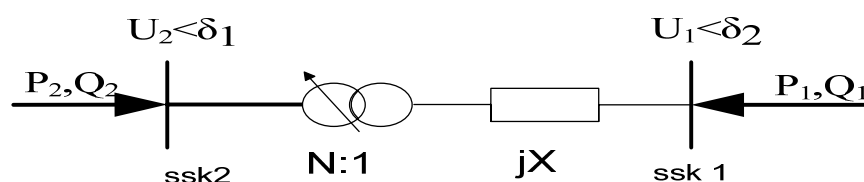
Vedlegg A: Knutepunktsadmittansmatrisen	II
Vedlegg B: Bruk av Excel til grafisk presentasjon av dynamiske analyseresultater V	V
Vedlegg C: Bruk av python til konvertering.....	IX

Vedlegg A: Knutepunktsadmittansmatrisen

Knutepunktsadmittansmatrisen inneholder informasjon om nettopologien og spennings- og strømkarakteristikker for hver enkelt gren i nettverket. Matrisen inneholder all informasjon som er nødvendig for å beregne spenninger strømmer og effekter i nettet. Matrisen har en generell form som kan tilpasses en vilkårlig nettstruktur. Av denne grunn egner den seg godt til å implementeres i algoritmer som brukes i dataprogrammer som for eksempel PSS/E.

Hensikten med dette vedlegget er å utlede knutepunktsadmittansmatrisen for eksempelet i kapittel 2.1 og å vise hvordan den kan brukes.

Knutepunktsadmittansmatrisen skal være gyldig for alle mulige flytsituasjoner i nettet også for de tilfellene der en av spenningene er null.



Figur A 1 Overføring med tilhørende trinnkobler

Det poengteres at positiv strømrretning for I_1 defineres inn på samleskinne 1 i samme retning som P_1, Q_1 . Tilsvarende defineres positiv strømrretning for I_2 inn på samleskinne 2 i samme retning som P_2, Q_2 . Det forutsettes at spenningen U_2 er lik null. Mater inn en strøm på samleskinne 1 og 2 og beregner 2 av elementene i matrisen som vist i ligning (A.1) og (A.2).

$$Y_{11} = \frac{I_1}{U_1} \quad (\text{A.1})$$

$$Y_{21} = \frac{I_2}{U_1} \quad (\text{A.2})$$

Under forutsetning av at spenningen U_2 er null vil også spenningen før trinnkobleren være null siden trinnkobleren antas tapsfri. Dermed vil all spenningen legge seg over impedansen jX . Element Y_{11} er da gitt av (A.3)

$$Y_{11} = -j \frac{1}{X} \quad (\text{A.3})$$

Sender man en strøm inn på samleskinne 2 vil strømmen transformeres i trinnkobleren. I_2 vil være gitt av ligning (A.4)

$$I_2 = -I_1 / N \quad (\text{A.4})$$

Ved å kombinere ligning (A.1)-(A.4) er Y_{21} gitt av ligning (A.5)

$$Y_{21} = \frac{I_2}{U_1} = \frac{-I_1}{NU_1} = -\frac{Y_{11}}{N} = j \frac{1}{NX} \quad (\text{A.5})$$

Tilsvarende resonnement kan benyttes for å utlede Y_{12} og Y_{22} . Disse elementene er gitt av (A.6) og (A.7).

$$Y_{22} = -j \frac{1}{N^2 X} \quad (\text{A.6})$$

$$Y_{12} = j \frac{1}{NX} \quad (\text{A.7})$$

Knutepunktsadmittansmatrisen Y_k er gitt av (A.8)

$$\tilde{Y}_k = \begin{pmatrix} -j \frac{1}{X} & j \frac{1}{NX} \\ j \frac{1}{NX} & -j \frac{1}{N^2 X} \end{pmatrix} \quad (\text{A.8})$$

Eventuelt kan den skrives på polar form som det er gjort i (A.9).

$$\tilde{Y}_k = \begin{pmatrix} \frac{1}{X} e^{-j90} & \frac{1}{NX} e^{j90} \\ \frac{1}{NX} e^{j90} & \frac{1}{N^2 X} e^{-j90} \end{pmatrix} \quad (\text{A.9})$$

De grunnleggende lastflytligningene er gitt av (A.10) og (A.11).

$$P_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} U_i U_j \cos(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{A.10})$$

$$Q_i = \sum_{j=1}^n Y_{ij} U_i U_j \sin(\delta_i - \delta_j - \theta_{ij}) \quad (\text{A.11})$$

Under forutsetning av at samleskinne 1 velges som vinkelreferanse vil uttrykkene for P_1, Q_1, P_2 og Q_2 være gitt av (A.12)-(A.14).

$$P_1 = P_2 = -\frac{U_1 U_2}{NX} \sin(\delta_2) \quad (\text{A.12})$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{X} - \frac{U_1 U_2}{NX} \cos(\delta_2) \quad (\text{A.13})$$

$$Q_2 = \frac{U_2^2}{N^2 X} - \frac{U_1 U_2}{NX} \cos(\delta_2) \quad (\text{A.14})$$

Ved å kombinere ligning (A.12) og (A.14) er spenningen over lasten gitt av ligning (A.15)

$$U_2 = n \sqrt{\frac{U_1^2 + 2Q_2 X}{2} \pm \sqrt{\frac{U_1^2 + 2Q_2 X}{4} - X^2 (P_2^2 + Q_2^2)}} \quad (\text{A.15})$$

Vedlegg B: Bruk av Excel til grafisk presentasjon av dynamiske analyseresultater

Hvis det er ønskelig å se på grafer som ikke er vist i rapporten kan analyseprogrammet "PSS/E plot" benyttes. Dette programmet tar inn out filen som genereres i den dynamiske simuleringen.

Grafene som er presentert i denne rapporten er lagd ved hjelp av Excel. Dataene er importert og sortert ved hjelp av en Visual Basic makro. Det er ikke brukt tid på å lage et egnet brukergrensesnitt for kjøring av denne makroen. Derfor er det behov for enkelte endringer i programkoden for bruk i den enkelte undersøkelse.

Vedlagt ligger en kopi av makroen som tar inn og sorterer data ved kortslutning av Nea Järpstraumen. Hensikten til de enkelte deler av koden er kommentert underveis. Kodesyntaks er ikke berørt i dette vedlegget. Imidlertid står det meget godt forklart i help funksjonen til Visual Basic.

Sub sorter()

%%%Importerer Textpad filen med resultatene fra den dynamiske analysen.

Application.ScreenUpdating = True

filbane = ThisWorkbook.Path
filnavn = ThisWorkbook.Name
ChDir (filbane)

Workbooks.OpenText Filename:=filbane & "\nea_klæ_3.txt", Origin:=xlWindows, _
StartRow:=1, DataType:=xlDelimited, TextQualifier:=xlDoubleQuote, _
ConsecutiveDelimiter:=True, Tab:=False, Semicolon:=False, Comma:=False _
, Space:=True, Other:=False, FieldInfo:=Array(Array(1, 1), Array(2, 1), Array _
(3, 1), Array(4, 1), Array(5, 1), Array(6, 1), Array(7, 1), Array(8, 1), Array(9, 1), Array(_
10, 1), Array(11, 1), Array(12, 1), Array(13, 1), Array(14, 1)), DecimalSeparator:="." _
, TrailingMinusNumbers:=True

Columns("A:A").Delete Shift:=xlToLeft
Rows("1:4").Delete Shift:=xlUp

% Legger inn kolonneoverskrifter for de ulike dataseriene.

rad = 3
Range("A1").Select
'ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

```
ActiveCell.Rows("1:1").EntireRow.Insert Shift:=xlUp
```

```
ActiveCell.Value = "Tid"
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
While (Not IsEmpty(ActiveCell.Offset(rad, 7 - 2 * rad)))
```

```
ActiveCell.Value = ActiveCell.Offset(rad, 7 - 2 * rad)
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
ActiveCell.Value = ActiveCell.Offset(rad, 8 - 2 * rad)
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
rad = rad + 1
```

```
Wend
```

```
Range("A2").Select
```

%Legger dataene inn kollonnevis, fjerner unødvendig tekst

```
While (Not IsEmpty(ActiveCell.Value)) Or (Not IsEmpty(ActiveCell.Offset(1, 0).Value))
```

```
If IsEmpty(ActiveCell.Value) And ActiveCell.Offset(1, 0) = "TIME" Then
```

```
ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
ActiveCell.Offset(0, 2).Resize(1, 1).Select
Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
Selection.Delete Shift:=xlToLeft
ActiveCell.Offset(0, 1).Range("A1").Select
Range(Selection, Selection.End(xlDown)).Select
Range(Selection, Selection.End(xlToRight)).Delete Shift:=xlToLeft
ActiveCell.Offset(1, -3).Range("A1").Select
```

```
ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "****" And ActiveCell.Offset(2, 0) = "TRIPPED" Then
```

```
ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
```

```
ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "****" Then
```

```
ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
```

```
ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "4606" Then
```

```
ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
```

```
ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "CHANNEL" Then
```

```
ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
```

```
ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "TIOCR1" And ActiveCell.Offset(1, 0) = "****" Then
```

```
ActiveCell.Rows("1:8").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
```

```
ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "TIOCR1" Then
    ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "AT" Then
    ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "LINTRP" Then
    ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "ALREADY" Then
    ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

ElseIf ActiveCell.Value = "TIOCR1" Then
    ActiveCell.Rows("1:1").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "LINTRP" Then
    ActiveCell.Rows("1:1").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

ElseIf ActiveCell.Value = "ALREADY" Then
    ActiveCell.Rows("1:1").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

ElseIf ActiveCell.Value = "****" Then
    ActiveCell.Rows("1:1").EntireRow.Delete Shift:=xlUp

ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "Messages" Then
    ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    ActiveCell.Rows("1:3").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
    ActiveCell.Offset(-1, 0).Select

ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "NETWORK" Then
    ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    ActiveCell.Rows("1:3").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
    ActiveCell.Offset(-1, 0).Select

ElseIf IsEmpty(ActiveCell.Value) And Not ActiveCell.Offset(1, 0) = "TIME" Then
    ActiveCell.Rows("1:1").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
    ActiveCell.Offset(1, 0).Select

ElseIf ActiveCell.Offset(1, 0) = "MACHINE" Then
    ActiveCell.Offset(1, 0).Select
    ActiveCell.Rows("1:2").EntireRow.Delete Shift:=xlUp
    ActiveCell.Offset(-1, 0).Select

Else
```

```
kol = ActiveCell.Value
ActiveCell.Offset(0, 1).Select
If Not IsEmpty(ActiveCell.Offset(0, 1).Value) Then Range(Selection,
Selection.End(xlToRight)).Select
Selection.Cut
ActiveCell.Offset(-1, kol - 1).Select
ActiveSheet.Paste
ActiveCell.Offset(1, 0).Rows("1:1").EntireRow.Select
Selection.Delete Shift:=xlUp
ActiveCell.Select
End If

Wend

Application.ScreenUpdating = True

End Sub
```

Vedlegg C: Bruk av python til konvertering.

Ved å kjøre et pythonscript som inneholder de linjene som er det mulig å reprodusere konverteringen fra stasjonær til dynamisk analyse som er gjort i forbindelse med analysene dokumentert i denne rapporten.

```
psspy.cong(0)
psspy.conl(0,1,1,[0,0],[ 40.0, 40.0,0.0, 100.0])
psspy.conl(0,1,2,[0,0],[ 40.0, 40.0,0.0, 100.0])
psspy.conl(0,1,3,[0,0],[ 40.0, 40.0,0.0, 100.0])
psspy.ordr(1)
psspy.fact()
psspy.tysl(0)
```