

Stabilitet i 22kV distribusjonsnett

—
Petter Skogvoll

Masteroppgave Elektroteknikk 20 Juni 2016

” Stabilitet i 22kV-nett”

<i>Tittel:</i> Stabilitet i 22 kV-nett	<i>Dato:</i> 20.06.16 <i>Gradering:</i> Åpen (ekskl. vedlegg 2-6)
<i>Forfatter:</i> Petter Skogvoll	<i>Antall sider:</i> 64 <i>Vedlegg:</i> 6
<i>Avdeling for teknologi:</i> Institutt for Elektroteknologi	
<i>Studieretning:</i> Elektroteknikk	
<i>Veileder:</i> Trond Østrem	
<i>Oppdragsgiver:</i> Nordkraft Nett AS	
<i>Oppdragsgiver kontaktperson:</i> Tor Gunnar Evensen og Frode Sætre	
<i>Sammendrag:</i> <p><i>Denne oppgaven er et avsluttende prosjekt ved linjen for Elektroteknikk ved UiT campus Narvik. I samarbeid med Nordkraft er det utarbeidet en oppgave som omhandler stabilitet i 22kV distribusjonsnett. Oppgaven tar for seg dynamiske analyser av Nordkraft 22kV-nett i Skjomen.</i></p>	

Forord

Diplomoppgaven er en avsluttende del av masterutdannelsen ved UiT-Norges arktiske universitet avdeling Narvik. Den utgjør 30 av totalt 120 studiepoeng og går over et semester (24 uker). Hensikten med masteroppgaven er at studenten skal utføre en prosjektoppgave på bakgrunn av tilegnet kunnskap, som krever god planlegging og struktur. Oppgaven er utført ved instituttet for Elektroteknologi – Elektroteknikk ved UiT Narvik våren 2016. Den er skrevet i samarbeid med Nordkraft Nett AS og tar for seg stabilitet i deres 22kV distribusjonsnett.

Jeg ønsker å takke veileder fra UiT, Trond Østrem og veiledere fra Nordkraft, Tor Gunnar Evensen og Frode Sætre med god bistand og veiledning under oppgaven.

Narvik 20.06.16

Petter Skogvoll

Sammendrag

De senere årene har det vært en økning i utbygging av små produksjonsenheter i distribusjonsnett. I dag benyttes distribusjonsnett i hovedsak til å fordele kraft fra overliggende nett. En tilknytning av ny produksjon i slike nett vil medføre utfordringer for netteier når det gjelder spenningskvalitet og leveringssikkerhet og krever ofte oppgraderinger for å kunne opprettholde stabil og sikker drift.

Distribusjonsnett er mer utsatt for forstyrrelser som er en utfordring når det kommer til stabilitet. Grunnet radial utforming med enveis effektlyt vil ofte tilknytning av generatorer i svake distribusjonsnett måtte trekke store mengder reaktiv effekt for å takle spenningsforholdene. Dette medfører at stabilitetsmarginene blir lavere og selv små forstyrrelser kan føre til utfall av generatorer.

Nordkraft Nett AS drifter et 22-kV distribusjonsnett sør for Narvik med to småkraftverk tilknyttet samleskinnen på Ofoten sekundærtrafo. Det er planlagt tilknytning av et nytt kraftverk på denne avgangen som fører til økt strømføring og belastning av aktuell linje. Det er derfor ønskelig å analysere påvirkningen en slik tilknytning vil ha på systemet men også for å kunne dimensjonere vern og lignende etter dette.

Denne oppgaven tar for seg lastvinkelstabilitet i et 2/3-maskinsystem ved hovedsakelig symmetrisk kortslutning i distribusjonsnett. Det er også sett på mindre alvorlige kortslutninger som tofase-feil og jordfeil. Tilknytning av nytt kraftverk medfører en nødvendighet oppgradering av linjenettet mot aktuelt tilknytningspunkt for å kunne takle den nye produksjonen. Det medfører krav til reaktiv effektregulering for kraftverkene. En tilknytning vil også påvirke systemets dynamiske stabilitet og derfor er det utført dynamisk analyse for å undersøke dette. Av analysene kommer det frem at systemet krever relativ rask utkobling av feil ved kortslutning på naboavgang for å oppnå transient stabilitet. Maksimal FKT for et slikt tilfelle er 235ms hvor SINTEF anbefaler 250ms. Det er Lappvikelva som er mest påvirket av en slik feil siden det er generatoren nærmest feilstedet. Det er først og fremst trefase kortslutning som gir alvorligst feil og størst dynamisk påvirkning. For å ytterligere øke stabiliteten kan det ved benyttes eksterne komponenter eksempelvis dempetilsats.

Innholdsfortegnelse

Forord

Sammendrag

Innholdsfortegnelse

Definisjoner og symboler

Begreper

1. Innledning	1
1.1 Bakgrunn	1
1.2 Original oppgavebeskrivelse	2
1.3 Begrensning	2
1.4 Oppbygging	3
1.5 Mål og fremgangsmåte	3
2. Beskrivelse av nettområdet	4
2.1 Beskrivelse	4
3. Teori.....	7
3.1 Generator teori	7
3.1.1 Synkronmaskinen	7
3.1.2 Magnetisering	12
3.1.3 AVR – Automatisk Spenningsregulator.....	12
3.1.4 Demping.....	13
3.2 Transformatorer	14
3.3 Multimaskin system.....	16
4. Funksjonskrav	17
4.1 Krav til spenningskvalitet	17
4.2 Krav til transient stabilitet.....	18
5. Stabilitet.....	20
5.1 Dynamikk i kraftsystemet.....	20
5.2 Generelt.....	21
5.3 Lastvinkelstabilitet.....	22
5.4 Likevektspunkt.....	24
5.5 Transient stabilitet.....	25
5.5.1 Klassisk generator modell	25
5.5.2 Likeareal metoden ved trefasefeil.....	27
5.5.3 Kortslutning.....	28

6. Simulering	29
6.1 Innledning.....	29
6.2 Case 1 Kortslutning ved Skarelva kraftverk	34
6.3 Case 2 Kortslutning naboavgang 22kV samleskinne Ofoten trafo	41
6.4 Case 3 Tilknytning av Aspevikelva kortslutning naboavgang.....	47
6.5 Case 4 Kortslutning mot Lappvik og Skarelva	51
6.6 Case 5 Feil på aktuell avgang, forskjellige typer feil.....	54
7. Stabilitetsforbedring.....	59
7.1 Dempetilsats	60
7.2 Sterkt nett og redusert belastning.....	61
7.3 Bremseresistans.....	61
8. Konklusjon	62
9. Kilder	64

Definisjoner og Symboler

Symbol	Forklaring	Enhet
S	Tilsynelatende effekt	VA
P	Aktiv effekt	W
P_m	Mekanisk effekt	W
P_e	Elektromagnetisk effekt	W
Q	Reaktiv effekt	VAr
I_a	Ankerstrøm	A
Φ	Fluks	Wb
V_g	Generator spenning (klemmespenning)	V
V_s	Stivt nett (system spenning)	V
β	Vinkel mellom strøm og q-akse	-
p	Antall poler	-
R	Resistans	Ω
X	Reaktans	Ω
f	Frekvens	Hz
X_m	Magnetiseringsreaktans	p.u
X_d	d-akse Synkronreaktans	p.u
X_d'	d-akse Transient synkronreaktans	p.u
X_q	q-akse Synkronreaktans	p.u
X_q'	q-akse Transient synkronreaktans	p.u
ω_m	Rotor hastighet	Rad/s
ω_{sm}	Synkronhastighet	Rad/s
T_m	Mekanisk tidskonstant	Sek
γ	Posisjon rotorens d-aksen i forhold til stators stasjonære akse A	Rad
E/e	Indusert spenning	V
E'	Transient indusert spenning	V
δ	Lastvinkel	grader
δ'	Transient lastvinkel	grader
δ_m	Lastvinkel i mekaniske radianer	Rad
τ_e	Elektromagnetisk moment	Nm
τ_m	Mekanisk moment	Nm
τ_t	Turbin moment	Nm
J	Tregghetsmoment	Kgm ²
φ	Fasevinkel	grader
H	Tregghetskonstant	W/VAs
M	Tregghetskoeffisient	-
D_d	Dempe koeffisient	Nms
n_r	Rotorhastighet	o/min
n_s	Synkronhastighet	o/min
K_d	Dempefaktor	p.u
F	Magnetomotorisk kraft	AT

Begreper

DG-enhet – (DG=Distributed Generation) alt utstyr som kobles til distribusjonsnettet ved hjelp av samme effektbryter. Det omfatter, generator, transformator og tilhørende kontrollanlegg.

Effektfaktor – Forholdet mellom aktiv effekt P og tilsynelatende effekt S. Ved sinusformet strøm og spenning er effektfaktoren lik cosinus til fasevinkelen φ mellom dem.

Stabilitet – Evnen et system har for å gjenoppnå et stabilt arbeidspunkt etter å ha vært utsatt for en forstyrrelse.

FKT – Feilklareringstid, tiden det tar fra en feil er oppdaget til feilen er klarert. Ved behov for hurtigst mulig frakobling er kravet til frakoblingstid satt til maksimum 0,2s. Det er ikke praktisk mulig å få til kortere frakoblingstid enn 0,15s. [7]

Virkningsgrad – forholdet mellom tilført energi og levert energi. I en synkronmaskin er det forholdet mellom mekanisk tilført energi og levert elektrisk energi, gjerne over 90%.

AVR – Automatic Voltage Regulator

1. Innledning

De senere årene har det vært en jevn økning i utbygging av småkraft som har ført til mange nye små produksjonsenheter tilknyttet kraftnettet. Tilknytning av småkraftverk da spesielt i distribusjonsnettet vil medføre en rekke utfordringer med tanke på stabilitet og leveringssikkerhet. Eldre distribusjonsnett er ofte svake har gjerne en radiell oppbygning hvor tilknytning av ny produksjon ofte vil føre til kapasitetsproblemer i form av store spenningsfall og mye reaktiv effektforbruk. Det er dermed ønskelig å foreta kapasitets og stabilitetsanalyser for å undersøke påvirkningen av ny produksjon tilknyttet nettet.

1.1 Bakgrunn

Det har nylig blitt gitt konsesjon for utbygging av en nytt småkraftverk, Aspevikelva i 22 kV distribusjonsnettet i Skjomen. I forbindelse med tilknytningen er det utført en nettanalyse av Nordkraft hvor det konkluderes med at det er behov for dynamisk og transient stabilitetsanalyse. [5]

REN blad 3006 – Råd om nettanalyse angir to parameterverdier, stivhetsgrad og penetrasjonsgrad som beskriver kraftverkets betydning i nettet og risiko for ustabilitet. Det er på bakgrunn av disse verdiene at det er ønskelig med en stabilitetsanalyse.

Penetrasjonsgrad (0,95) er forholdet mellom maksimal innmating av fra lokal produksjon og maksimal overføringskapasitet. Er penetrasjonsgraden beregnet over 0,3 anbefaler REN å utføre stabilitetsanalyse.

Stivhetsgrad (2,6) er et forholdstall mellom minimal kortslutningsytelse i nettet og høyeste kortslutningsytelse til generatoren. Er stivhetsgraden beregnet under 5 anbefaler REN å utføre stabilitetsanalyse. [6]

Det er derfor ønskelig å foreta en stabilitetsanalyse for å se på innvirkningen Aspevikelva kraftverk vil ha på nettet.

1.2 Original oppgavebeskrivelse

Oppgaven går ut på å gjøre en dynamisk analysere av deler av Nordkraft Netts 22 kV-nett. Sentralt i analysen vil være lastvinkelstabilitet og spenningsstabilitet. Følgende tre situasjoner analyseres:

- Stabilitet i nettet med dagens 3 kraftverk tilknyttet. (Virak, Lappvik og Skarelva)
- Stabilitet ved tilknytning av Aspevikelva som er under planlegging
- Stabilitet ved alternativ nettkonfigurasjon (avvik fra normalkopling)

Aktuelle scenarioer kan være utfall av produksjon, utfall av linjer, ekstreme lastflytsituasjoner. Foreslå tiltak for stabilitetsforbedring.

Egnede simuleringsverktøy kan være PSSE eller MATLAB/Simulink

1.3 Begrensning

Oppgavebeskrivelsen har forandret seg litt etter starten på prosjektet. Blant annet er Virakelva Kraftverk matet mot Millejord transformator og skilt fra de andre to kraftverkene (med skillebryter) som mates mot Ofoten transformator. Det er derfor valg å ikke foreta analyser av Virakelva kraftverk men heller fokusere på nettet i Skjomen hvor det nye kraftverket er planlagt tilknyttet. Det var også planlagt å se på alternativ nettkonfigurasjon i form av å legge inn skillebryteren ved Skjombrua for å mate effekten mot Millejord transformator. Grunnet begrenset tidsforbruk og mangel på data er det besluttet å ikke se på dette tilfelle.

Analysen tar ikke for seg spenningsregulatorens påvirkningen og det er antatt konstant mekanisk effekt P_m og indusert spenning E under analysene. Det vil være tidskrevende å se på alle ulike sitasjoner som kan oppstå i systemet og analysen fokuserer dermed mest på ekstreme tilfeller for å kunne dimensjonere etter dette. Når det gjelder spenningsstabilitet vil lastimpedansen i systemet være variabel og avhengig av lastspenningen som fører til kompliserte analyser det er derfor valg å ikke se på spenningsstabilitet.

1.4 Oppbygging

Rapporten tar først for seg beskrivelse av aktuelt nettområdet etterfulgt av en teoridel om ulike komponenter i kraftsystemet som også er benyttet i modellen. Deretter følger en mer detaljert del om stabilitetsteori og ulike metoder for å undersøke stabiliteten. Den største delen av oppgaven er simuleringsdelen som inneholder manuelle beregninger og forskjellige scenarioer det er besluttet å analysere. Tilslutt kommer ulike metoder for stabilitetsforbedring og konklusjon.

1.5 Mål og fremgangsmåte

Målet med oppgaven er å benytte seg av tilført kunnskap i løpet av studiet på en avsluttende diplomoppgave. Det er ønskelig å oppnå en bedre forståelse innen kraftsystemstabilitet da spesielt i distribusjonsnettet og ulike metoder for å forbedre forholdene. Den første tiden ble brukt til litteraturstudier og utarbeiding av teori mens bygging av modell var relativt tidskrevende og det var satt av mest tid til dette.

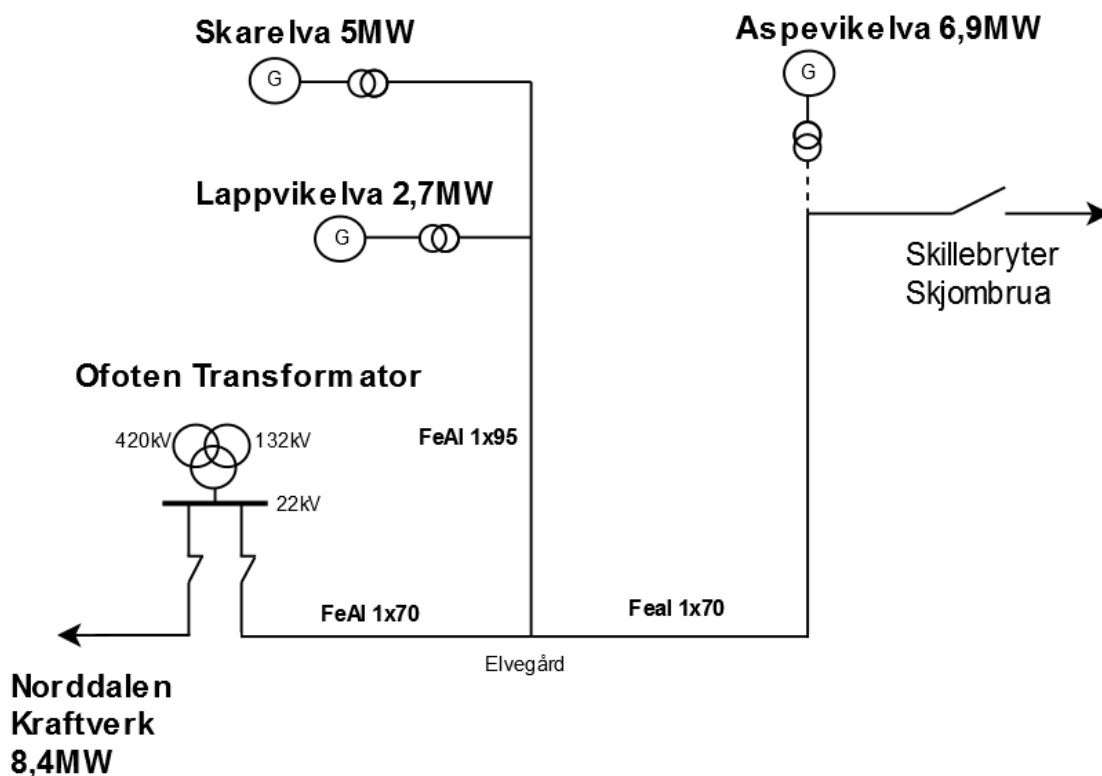
2. Beskrivelse av nettområdet

2.1 Beskrivelse

Nordkraft Nett drifter et 22kV distribusjonsnett med tre tilhørende småkraftverk sør for Narvik. Normalt sett er nettet delt i to med et driftsskille ved Skjombrua. Ved dette driftstilfellet er Virakelva kraftverk tilknyttet Millejord transformator på Ankenes, mens de to som er aktuell i denne oppgaven (Lappvikelva og Skarelva i Sør-Skjomen) mates mot Ofoten transformator ved Fjellbu. I samråd med Nordkraft Nett er det av interesse å gjøre analyser av dette 22 kV distribusjonsnettet. Det er i tillegg gitt konsesjon til et nytt småkraftverk ved Aspevikelva. Det vil være av interesse og se på det nye kraftverkets påvirkning på nettet og andre aggregat.

Tabell 2.1 Oversikt over småkraftverkene som er i drift

Kraftverk	Ytelse [MW]	Årlig produksjon [GWh]
Lappvikelva	2,7	6,7
Skarelva	5,0	12,0
Aspevikelva	6,9	16,9



Figur 2.1-1 Forenklet enlinjeskjema over Nordkraft's 22kV distribusjonsnett med generatorer

Grunnet driftsskille ved Skjombrua er det i bare tatt hensyn til avgang fra 22kV skinna på Ofoten transformator. Dermed er Virakelva utelukket og oppgaven tar da for seg stabilitet i nettet ved dagens to kraftverk tilknyttet. Deretter vil påvirkningen ved tilknytning av Aspevikelva bli analysert.

Som det kommer frem av enlinjeskjemaet i figur 2.1-1 er det to avganger fra 22kV skinna i Ofoten transformatorstasjon, hvor den ene strekker seg mot Sør-Skjomen og den andre mot Statkrafts kraftverk i Nordalen. Avgangen mot Sør-Skjomen har i dag tilknyttet to elvekraftverk, Lappvikelva og Skarelva som har en samlet aktiv effektproduksjon på 7,7 MW. Videre mates Ofoten transformator direkte fra sentralnettet via en treviklingstransformator (132, 420kV). Det vil ikke bli tatt hensyn til kraftverket i Norddalen som ligger på naboavgang. Denne er forutsatt utkoblet under analysene.

Det er som nevnt tidligere planlagt et nytt kraftverk lengre ut på radialen som også skal tilknyttes Ofoten transformator hvis det er nok kapasitet. Fra Nordkraft's nettanalysene kommer det fram at spenningssprangene ved start og stopp av kraftverket vil ligge over anbefalingene av REN (3,6%). [6]

Ved å oppgradere linjeseksjonen mellom Elvegård til tilknytningspunkt i Aspevik fra FeAl 1x25 til 1x70 vil spenningsprangene falle innenfor grensene satt av REN. Det er i denne oppgaven tatt utgangspunkt i oppgradering til FeAl 1x70 på angitt linjeseksjon noe som er vist i figur 2.1-1.



Figur 2.1-2 Oversiktskart over aktuelt område

Figur 2.1-2 viser kart over aktuelt område. [10] Eksisterende kraftverk er markert med rødt, Skarekva og Lappvikelva mens planlagt kraftverk, Aspevikelva er markert med blått. Disse mates alle mot samme transformator lengre sør i dalen.

3. Teori

3.1 Generator teori

Tradisjonelt sett har kraftsystemet vært bygd opp av en relativt liten andel med store maskiner som produserer effekt til strømmettet, vanligvis varme- eller vannkraftverk som omdanner mekanisk energi til elektrisk energi.

Innenfor elektrisk kraftproduksjon finner vi flere såkalte generatorer. Det er en enhet som konverterer mekanisk energi til elektrisk energi. Kilder for den mekaniske energien kan varieres fra fossile brensel til ren fornybar energi som vann, vind eller bølgeenergi. En roterende elektrisk maskin kan opereres som både motor og generator. Generator er egentlig en motor i revers som baserer seg på at det tilføres mekanisk effekt på akselen. En generator består i hovedsak av roterende del, rotor og en stillestående del, stator. Det er trefase vekselstrømsmaskiner som blir brukt for produksjon av energi hvor asynkronmaskinen og synkronmaskinen er de vanligste å bruke til dette formålet.

3.1.1 Synkronmaskinen

I denne oppgaven er kraftverkene utstyr med en synkrongenerator. Synkronmaskinen inneholder en likestrømsvikling i rotor som mates via sleperinger og børster også kjent som magnetisering. Ved å påføre mekanisk energi på akselen til synkronmaskinen vil det skapes et roterende magnetisk felt av rotor. Når dette feltet skjærer de stasjonære statorviklingene vil det induseres en spenning i disse statorviklingene.

Siden maskinen alltid roterer synkront med dreiefeltet, kalles det en synkronmaskin. En nettilkoblet maskin vil alltid rotere med samme turtall som nettfrekvensen f og polparet p tilsier. [3]

$$n_r = n_s = \frac{f \cdot 60}{p} \quad (3.1.1)$$

Stator (armatur) viklingene fører last strømmen og leverer energi til systemet. Viklingene er plassert i spor i jernet av stator og består av tre faser forskjøvet 120 grader fra hverandre. Rotorens likestrømsvikling er magnetisert med en likestrøm for å produsere en roterende magnetisk fluks og er proporsjonal med størrelsen på strømmen. Denne roterende fluksen inducerer en elektromotorisk kraft (emf) i hver fase av statorviklingene, som resulterer i en vekselstrøm. Disse vekselstrømmene skal produsere deres egen ankerreaksjon som er konstant størrelse, men roterer med samme hastighet som rotor.

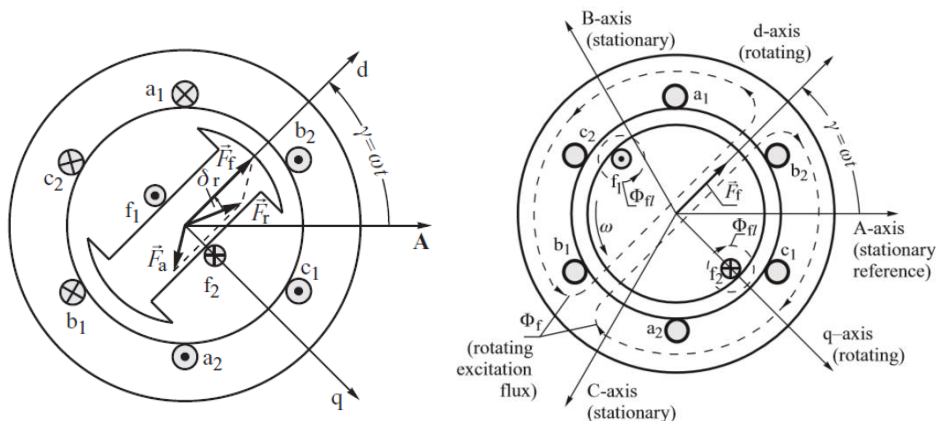
Turbintyper

I Norge stammer det meste av energiproduksjon fra vannkraft hvor det benyttes forskjellige vannkraftturbiner. Valg av type turbin er avhengig av fallhøyder og slukeevne. I elvekraftverk generelt er det Kaplan-turbinen som er vanlig (lave fallhøyder) mens det i Lappvikelva og Skarelva kraftverk er benyttet en Peltonturbin grunnet stor fallhøyde. Fordelen med vannturbinen er at den kan levere konstant effekt, men tåler også raske effektvariasjoner og har en virkningsgrad på over 90%.

Rotortyper

Høyhastighetsgeneratorer opererer oftest med sylindrisk rotor for å klare å motstå store sentrifugale krefter. Generatorer som opererer med lavere fart, benytter gjerne rotor med utpregede poler. Ved bruk av utpregede poler vil det ikke være et uniformt luftgap mellom rotor og stator, men det vil oppstå reluktans ledd på grunn av dette luftgapet.

Utfordringen ved å benytte utpregede poler er at bredden på luftgapet varierer perifert rundt generatoren hvor den er smalest langs d-aksen og størst langs q-aksen. Dermed vil reluktansen av luftgapsfluksen også variere, mellom en minimum og maksimum verdi. De to typene er illustrert i figur 3.1-1 under.



Figur 3.1-1 Symbolsk representasjon av generator med utpregede poler (venstre) og sylindrisk rotor (høyre)

I figuren til høyre illustreres en to-polt synkrongenerator med sylindrisk rotor hvor statorviklingene er representert forenklet med en leder per fase (a, b og c) mens feltviklingen i rotor er representert med f_1 og f_2 . Stator har tre stasjonære ekvivalente magnetiske akser A, B og C som tilhører hver fasevikling, forskjøvet 120 grader fra hverandre. Rotor har to roterende akser, d-aksen som er den magnetiske hovedaksen til feltviklingen og q-aksen som er 90 elektriske grader bak d-aksen.

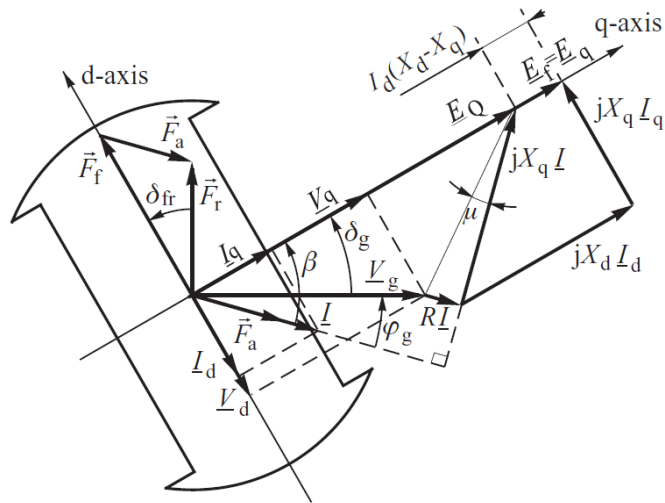
Feltviklingen i rotor setter opp en roterende fluks φ_f vist på figuren i tillegg til en lekkfluks φ_n . En strøm i disse feltviklingen fører til en magnetomotorisk kraft (mmk) hvor dens toppverdi er representert som \vec{F}_f . Vinkelen γ illustrer posisjonen til rotorens d-aksen i forhold til stators stasjonære referanse aksene A.

I en to-polt maskin vil en mekanisk omdreining tilsvare en elektrisk omdreining og en elektrisk radian er like en mekanisk radian. I en p-polt maskin vil en mekanisk omdreining tilsvare $p/2$ elektrisk omdreining.

$$\gamma_e = \frac{p}{2} \gamma_m \quad (3.1.2)$$

Hvor γ_m er vinkelen γ i mekaniske radianer og γ_e i elektriske radianer. Vi kan uttrykke rotors vinkelhastighet på samme måte i rad/s.

$$\omega_e = 2\pi f = \frac{p}{2} \omega_m \quad (3.1.3)$$



Figur 3.1-2 Viserdiagram for maskin med utpregede poler

I figur 3.1-2 illustreres et viserdiagram for en generator med utpregede poler. Prinsippet er likt for maskiner med sylindrisk rotor men det vil være noe enklere forutsetninger.

For å gjøre analysene av en maskin med utpregede poler enklere utviklet A. Blondel en to-reaksjons teori som løser måten mmk opptrer langs maskinens d og q-akse. Referer til [1] for videre teori om emnet.

For å finne strømmene til d og q-aksen (I_d og I_q) er det nødvendig å først finne lastvinkelen δ_g for å lokalisere q-aksen relativ til klemmespenningen V_g . Fra [1] er det utledet følgende formler for maskin med utpregede poler:

$$\begin{aligned}
 E_f &= V_g + RI + jX_q I + j(X_d - X_q)I_d \\
 &= E_Q + j(X_d - X_q)I_d \\
 E_Q &= V_g + (R + jX_q)I
 \end{aligned}
 \tag{3.1.4}$$

Hvor E_f er indusert emf langs q-aksen, V_g er klemmespenning på maskinen, X_d er synkronreaktansen til d-aksen (direct) og X_q er synkronreaktansen til q-aksen (quadrature). Siden reluktansen er høyest langs q-aksen (grunnet størst luftgaps avstand) vil X_d være større enn X_q .

D og q komponenter av klemmespenning og strøm ved dekomponering:

$$\begin{aligned} V_d &= -V_g \sin \delta_g, & V_q &= V_g \cos \delta_g \\ I_d &= -I \sin \beta, & I_q &= I \cos \beta \end{aligned} \tag{3.1.5}$$

$$\begin{aligned} E_d &= V_d + RI_d + X_q I_q = 0 \\ E_q &= V_q + RI_q - X_d I_d \end{aligned}$$

Fra teori [1] er uttrykket for levert aktiv effekt for en maskin med utpregede poler

$$P = \frac{E_q V}{x_d} \sin \delta_g + \frac{V^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta_g \tag{3.1.6}$$

E_q er den induserte spenningen, V er klemmespenningen, X_d er d-aksens synkronreaktans, X_q er q-aksen synkronreaktans og δ_g er lastvinkelen til maskinen.

Da neglisjeres viklingsresistansen R på bakgrunn av ($X_d \gg R$).

På samme måte utledes reaktiv effekt som

$$Q = \frac{E_q V}{x_d} \cos \delta_{gt} - \frac{V^2 (x_d \sin^2 \delta_{gt} + x_q \cos^2 \delta_{gt})}{x_d x_q} \tag{3.1.7}$$

For en maskin med sylindrisk rotor kan siste del av likningen 3.1.6 og 3.1.7

(reluktanseffekten og $x_d = x_q$) sløyfes da den bare opptrer i maskiner med utpregede pole.

$$P = \frac{E_q V}{x_d} \sin \delta_g \tag{3.1.8}$$

$$Q = \frac{E_q V}{x_d} \cos \delta_{gt} - \frac{V^2}{x_d} \tag{3.1.9}$$

3.1.2 Magnetisering

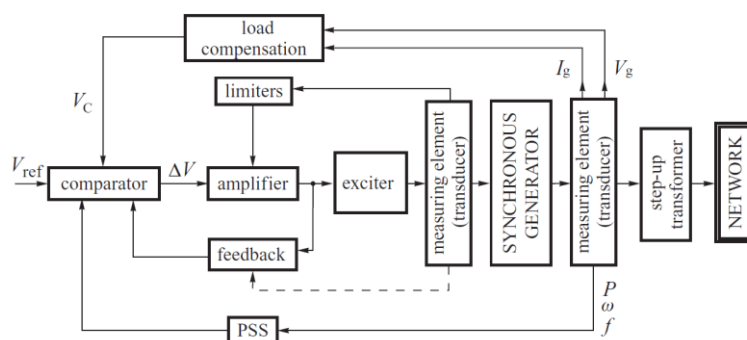
Generatorens magnetiseringssystem består av en magnetiseringskrets og en automatisk spenningsregulator (AVR) som leverer en likestrøm til feltviklingene i rotor.

Magnetiseringen klassifiseres som enten roterende eller statisk. Ved roterende magnetisering vil magnetiseringsstrømmen leveres av en likestrømsgenerator eller en vekselstrømsmaskin med likerettere. For å oppnå ønskelig utgangssignal må likestrømsgeneratorer kobles i kaskade og omgjøringen i en slik generator fører til at denne typen magnetisering ikke kan brukes på store maskiner som krever store magnetiseringsstrømmer.

I senere tid er det blitt mer vanlig å bruke vekselstrømsmaskiner for magnetiseringen blant annet fordi utviklingen av kraftelektronikk har ført til billige, høyeffekts omformere. Et eksempel kan være en såkalt reluktansmaskin (induksjonsgenerator) som opererer med en høy svitsjefrekvens for å redusere rippel i strømmen. Denne metoden krever sleperinger for å mate magnetiseringsstrømmen til feltviklingen i generatoren. [1]

3.1.3 AVR – Automatisk Spenningsregulator

Spenningsregulatoren regulerer klemmespenningen til generatoren ved å kontrollere strømmen som mates til generatorens feltvikling. Blokkdiagrammet er vist i figur 3.1-3. Et måleelement registrerer maskinens strøm, effekt, klemmespenning og frekvens. Den målte klemmespenningen V_g er sammenlignet med en ønsket referanse spenning V_{ref} og resulterer i en spenningsforskjell ΔV . Denne forskjellen blir forsterket og brukt for å endre feltstrømmen og magnetiseringen slik at spenningsdifferansen forsvinner. [1]



Figur 3.1-3 Blokkdiagram spenningsregulator

3.1.4 Damping

Utenpå polskoene er det vanlig å plassere kortsluttede ledere med stort tverrsnitt, såkalte demperviklinger. Det er vanligvis kobberstaver som er plassert i polskoene på rotor nesten som en burviklet rotor i en asynkronmaskin, med et høyt resistans/reaktans forhold. Demperviklingene demper mekaniske svingninger i polhjulet som kan oppstå under en feilsituasjon. Hvis feil oppstår og rotor svinger ut av sin likevektstilsand induserer ankerfeltet en spenning i demperviklingen og det oppstår en strøm i denne som ved sitt felt virker mot ankerfeltet og dermed demper svingningen.

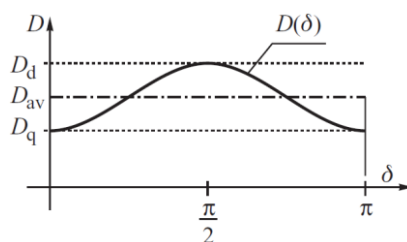
I en sylindrisk rotor vil det faste stål legemet gi veier for virvelstrømmene og dermed oppnå samme effekt som demperviklingen. Maskiner med utpregede poler krever derimot egne dempervikling for effektiv damping. I den transiente fasen vil luftgapsfluksen, som roterer med synkron hastighet, penetrere demperviklingen og indusere en elektromotorisk kraft og strøm i den så lenge rotorhastigheten ω er forskjellig fra synkron hastighet ω_{sm} . Denne induserte strømmen produserer et dempende moment, som ifølge Lenz's lov forsøker å gjennomrette synkron hastighet av rotor.

Utleddning av dempeeffekt er både komplisert og tidskrevende men ved gitte antagelser kan en god tilnærmet likning utledes. Utelukker man resistansen i ankeret- og feltviklingen, bare ser på dempingen resultert av demperviklingen, utelukker lekkreaktansen i ankeret og antar at magnetiseringen ikke påvirker det dempende momentet kan man utlede en likning for dempeeffekten ved bruk av en asynkronmaskin ekvivalent.

$$P_D = [D_d \sin^2 \delta + D_q \cos^2 \delta] \Delta\omega = D(\delta) \Delta\omega \quad (3.1.10)$$

Hvor D_d og D_q er dempe koeffisienten til d og q-aksen. Figur 3.1-5 viser variasjon av dempe koeffisienten som funksjon av lastvinkelen δ . Som vi ser av figuren vil det oppnås størst demping ved $\delta=0$, π eller $\pi/2$ som resulterer i dempe koeffisient lik henholdsvis

D_d og D_q av likning 3.1.11. Koeffisientene vil være avhengig av transiente og subtransiente reaktanser og tidskonstanter. [1]

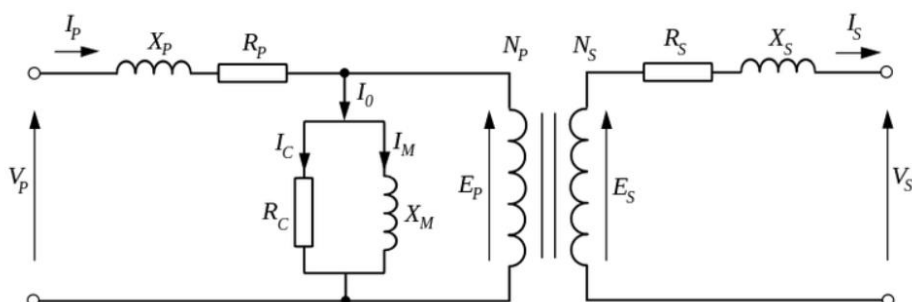


Figur 3.1.4 Dempe koeffisient som funksjon av lastvinkelen

3.2 Transformatorer

Normalt sett er generatorer tilkoblet kraftsystemet via en såkalt transformator. Det vil si et apparat som omformer elektrisk energi fra et spenningsnivå til et annet gjennom elektromagnetisk induksjon.

Belastet transformator



Figur 3.2-1 Ekvivalentskjema transformator [9]

I en praktisk transformator vil det oppstå spenningsfall og tap. Figur 3.2-1 viser et ekvivalentskjema for en belastet transformator. Viklingene vil inneholde en viss resistans (R_p og R_s) og lekkreaktans (X_p og X_s) som vil bidra til aktive og reaktive tap. Ved tomgang vil det flyte en tomgangsstrøm i primærviklingen som deler seg inn i en aktiv (I_c) og reaktiv (I_m) komponent. Den aktive skyldes jerntap (R_c hysteresese og virvelstrømmer i jernet) mens den reaktive skyldes magnetiseringen av kjernen (X_m).

Ved belastning vil laststrømmen sett fra primærsiden være mye større en tomgangsstrømmen slik at man kan neglisjere sistnevnte. Dermed vil forholdet mellom klemmespenning V_P og induisert spenning E_P kun være bestemt av spenningsfallet mellom dem, og likt mellom E_S og V_S . [4]

Det er vanlig å oppgi spenningsfallet som en relativ verdi (merkeskiltet eller datablad) i %. Det er disse relative spenningsfallene det er tatt utgangspunkt i når modellen i Simulink er utformet.

$$e_z = e_k = \frac{\sqrt{3}I_{1N}Z'_k}{U_{1N}} 100\% \quad (3.2.1)$$

De relative spenningsfallene er ofte oppgitt som impedansverdi e_z og resistive verdi e_r . Hvor forholdet er

$$Z'_k = \sqrt{(R'_k)^2 + (X'_k)^2} \quad (3.2.2)$$

Hvis de relative kortslutningspenningen er oppgitt i % kan man dele disse på 100 og deretter 2 for å kunne få per unit verdi av impedansen både på primær og sekundær side. Dette er en tilnærmet metode.

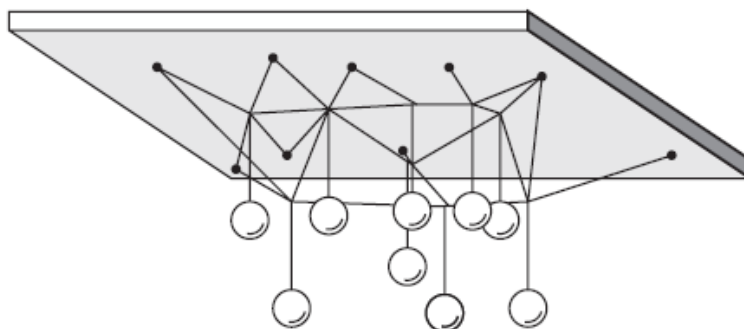
3.3 Multimaskin system

I et multimaskin system hvor det finnes flere produksjonsenheter vil disse påvirke dynamikken og stabiliteten til hverandre. Ved feil på en stasjon vil også andre nabostasjoner kunne påvirkes i ulik grad.

De resulterende elektromekaniske svingningene i kraftsystemet kan illustreres som et mekanisk system vist i figur 3.4-1. Én enkel roterende maskin kan sammenlignes med et masse, fjær, dempersystem og dermed kan et multimaskin system sammenlignes med flertall masser (generatorer) hvor strengene representerer overføringslinjene i systemet.

I normal drift er hver overføring innenfor stabile (under termisk grenselast). Kuttet en linje (feil/kortslutning) vil massene oppleve en forbigående bevegelse som illustrerer svingningene i rotor og strikkene opptar da større masse som illustrerer ny overføring på linjene.

En slik forstyrrelse kan føre til at systemet opptar en ny likevektstilstand men nye strengkrefter og strenglengder (lastvinkel) eller det kan oppstå en kjedereaksjon hvor systemet kolliderer. [1]



Figur 3.3-1 Illustrasjon av svingninger i et multimaskin system

4. Funksjonskrav

En rapport utformet av SINTEF Energiforskning AS gir et forslag til tekniske retningslinjer for tilknytning av nye produksjonsenheter i distribusjonsnett. Dette er noe nettselskap og innmatingskunde kan bruke som en avtale for integrering av nye DG-enheter i nettet. Det er i rapporten tatt hensyn til nasjonale forskrifter og internasjonale normer.

Hvor mye en DG-enhet vil påvirke nettet vil avgjøre hvor grundig tilknytningen må behandles. Hvis DG-enheten har liten påvirkning på nettet kan en del krav forenkles, med ved større påvirkning stilles strengere krav for å sikre nødvendig spenningskvalitet.

Hvordan påvirkning en tilknytning av DG-enhet vil i systemet er avhengig av aktiv- og reaktiv effektproduksjon, plassering i nettet og nettets overføringskapasitet. En tilknytning skal ikke medføre store endringer i leveringskvalitet i nettet, og dens innvirkning på allerede eksisterende nett må vurderes før tilknytning.

4.1 Krav til spenningskvalitet

En tilknytning av DG-enhet vil som sagt føre til endring i spenningsforholdene i nettet. Det stilles derfor krav til at DG-enheten ikke skal føre til spenningsvariasjoner hos sluttbrukere som overstiger verdiene i tabell 4.1

Tabell 4.1 Tillat stasjonær spenningsvariasjon hos sluttbrukere ($U_n \leq 1kV$). Gjennomsnitt over ett minutt

Maksimal spenning	$U_n + 8\%$
Minimum spenning	$U_n - 6,5\%$

Tillatt stasjonær spenning i tilknytningspunkt (normaldrift)

DG- enheten skal ikke overstige/understige gitte verdier for spenning målt som gjennomsnitt over ett minutt i tilknytningspunktet som er oppgitt i innmatingsavtalen. Laveste tillatte spenning beregnes normalt ut i fra et tunglast tilfelle og lav produksjon mens høyeste tillatte spenning beregnes normalt ut i fra lettlast og høyproduksjon.

Fra tidligere studier er det ønsket av Nordkraft Nett, at spenningen i tilknytningspunktet begrenses til 22,6 kV ved en utgangsspenning på 21,8 kV ved Ofoten transformator.

Tillatt spenningsprang i tilknytningspunktet

Ved en maksimal aktiv effektproduksjon større en 250kW skal det i normal drift ikke føre til spenningsprang over det angitt i tabell 4.2 i tilknytningspunktet.

Tabell 4.2 Tillatt grense for spenningsprang i tilknytningspunkt ved normal drift

Hyppighet av spenningsprang i tilknytningspunktet:	Spenningsprang [% av U_n]
	$U_n > 1 \text{ kV}$
Inntil 24 ganger pr døgn	4
Mer en 24 ganger pr døgn	3

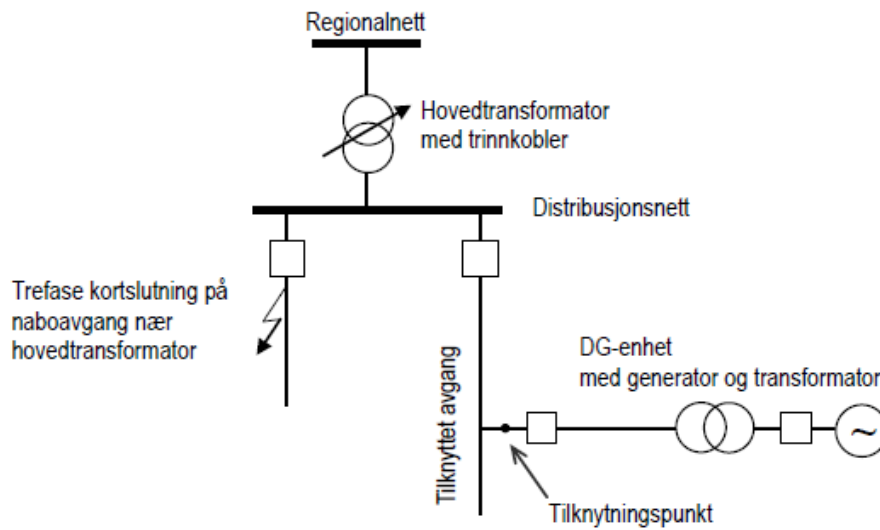
Nettselskapet kan sette strengere grenser ved behov og antall sprang må fordeles mellom alle som generer sprang i samme kategori.

DG-enheter som er transient stabile og som ikke frakobles ved større spenningsreduksjoner eller feil, kan ved momentant frakobling på grunn av en feil i tilknyttet avgang av distribusjonsnettet tillates å generere et spenningsprang på over 6% (av U_n) i høyspentnettet. [7]

4.2 Krav til transient stabilitet

Ved en trefase feil på en naboavgang, skal ikke en DG-enhet være årsak til ustabilitet i nettet. DG-enheter med aktiv effektproduksjon over 500kW skal ikke miste synkronisme på grunn av en slik feil. Hvis DG-enheten mister synkronisme med nettet skal den frakobles umiddelbart.

DG-enheter med aktiv produksjon over 250 kW hvor lastavslag ved frakobling av produksjon gir spenningsprang større en 4% i høyspentnetter, skal ikke miste synkronisme med distribusjonsnettet på grunn av feil som vist i figur 4.1-1.



Figur 4.1-1 Illustrering av trefasekortsutning på naboavgang [7]

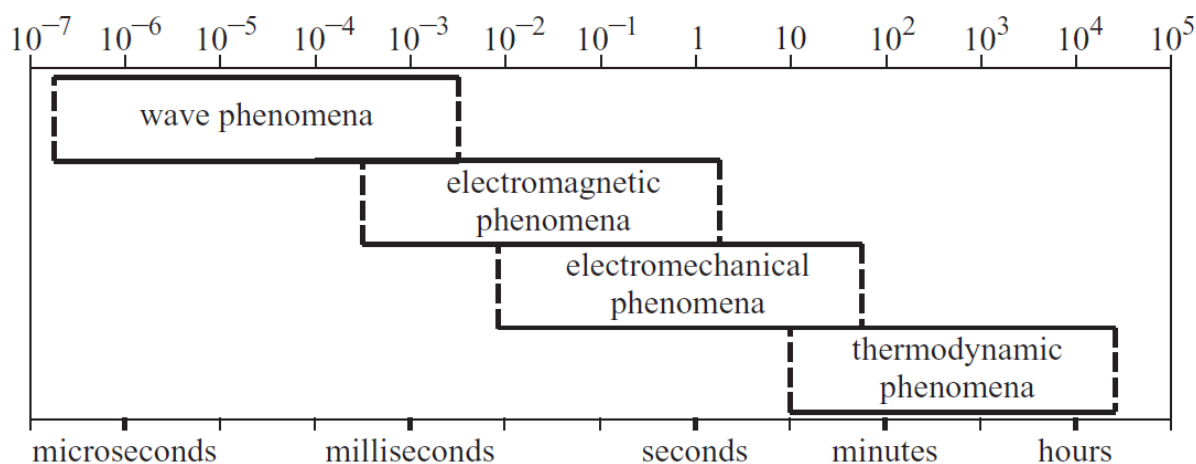
Alle DG-enheter som ikke er transient stabile skal kobles fra innen 0,2 sek ved alle spenninger under 85 %.

Når det skal vurderes om en DG-enhet har evnen til å være transient stabil eller ikke, må maksimum feilklareringstid og minimum linjespenning under feilen oppgis av Nettselskapet, for eksempel 25 % av nominell linjespenning med varighet 250 ms. [7]

5. Stabilitet

5.1 Dynamikk i kraftsystemet

Et elektrisk kraftsystem består av mange elementer koblet sammen til et stort komplekst og dynamisk system som kan generere, overføre og distribuere elektrisitet over et stort område. Dette medfører muligheter for store variasjoner av dynamisk samspill. Dette kan påvirke en mindre del av systemet eller hele systemet i sin helhet. Dynamikken kan inndeles etter type, konsekvens, tidsperspektiv og plassering i systemet. Hovedsaken til dynamikk i kraftsystemet omhandler blant annet hvordan systemet vil reagere på en endring i elektrisk produksjon/last eller forskjellige typer forstyrrelser. Kraftsystemets dynamikk deles inn i fire grupper; bølge, elektromagnetisk, elektromekanisk og termodynamisk ved gitte tidsperspektiv, vist i figur 5.1-1.

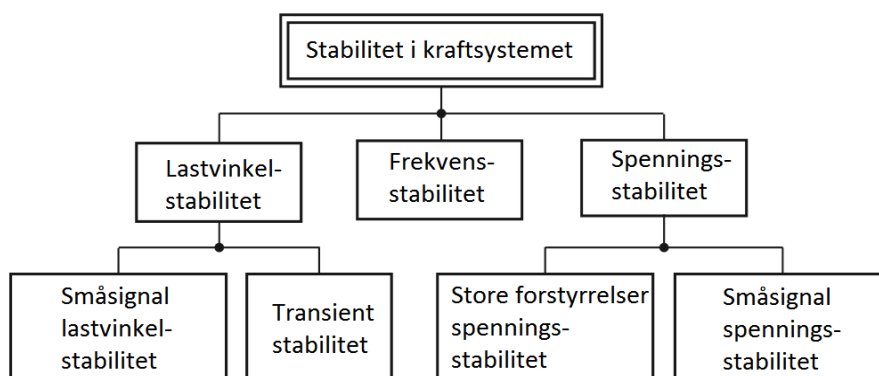


Figur 5.1-1 Tidsperspektiv til kraftsystemets dynamiske fenomen ved forstyrrelser

Ved koblingsoverspenninger eller lynnedslag vil det nesten momentant forplante seg bølger i linjer og kabler. Ved en forstyrrelse vil det oppstå et elektromagnetisk fenomen millisekunder etter feilen som inkluderer en endring i statorviklingen (og demperviklingene) i en elektrisk maskin. Relativt tregere oppstår det elektromekaniske fenomenet som innebærer rotorsvingninger i maskinen grunnet roterende masser, vern og reguleringsystemer. Bølge fenomenet opptrer nesten bare i nettsystemet og forplanter seg ikke gjennom transformatorer. [1]

5.2 Generelt

Stabilitet er et viktig tema når det kommer til drift av kraftsystemet. De senere årene har en økning i ny produksjon ført til et mer komplekst system med mange variabler som kan påvirkes. Store utfall av linjer har ført til et økt fokus på sikker og stabil drift hvor den transient ustabiliteten har vært det største problemet.



Figur 5.2-1 Klassifisering av stabilitet

Stabilitet i kraftsystemet er definert som [2]: «Systemets evne til å gjenvinne én likevektstilstand etter å ha blitt usatt for en fysisk forstyrrelser». Denne stabiliteten referere til forstyrrelser av systemet som en helhet, selv om det gjerne er stabiliteten til en enkel eller en gruppe generatorer som er interessant. I forbindelse med denne oppgaven er det av interesse å se på hvordan tilknytning av ny DG-enhet vil påvirke nettet og de eksisterende DG-enhetene.

Vi skiller mellom tre forskjellige forstyrrelser som vist i figur 5.2-1 Lastvinkelstabilitet (polhjulsvinkel), frekvensstabilitet og spenningsstabilitet. De ulike forstyrrelsene vil påvirke systemet forskjellig og er ofte kategorisert som små eller store forstyrrelser. Eksempler på små forstyrrelser kan være en endring i lastflyt eller produksjon mens store forstyrrelser er gjerne kortslutninger med utfall av produksjon eller last. Stabiliteten er påvirket av flere faktorer, som type forstyrrelser, varighet, topologi og tilstanden før forstyrrelsen inntreffer.

Vi kan dele de forskjellige forstyrrelsene i undergrupper basert på størrelse og tidsperspektivet for å anslå stabiliteten.

5.3 Lastvinkelstabilitet

Lastvinkelstabilitet er definert som generatorens evne til å opprettholde synkronisme etter å ha blitt utsatt for en forstyrrelse. Stabiliteten er avhengig av å opprettholde likevekt mellom elektrisk og mekanisk moment. Aktiv effektproduksjon til en synkronmaskin er bestemt av polhjulsvinkelen. I stabil drift er det likevekt mellom mekanisk og elektrisk moment og hastigheten til generatoren vil være konstant. Hvis denne likevekten forstyrres det vil si forskjell mellom elektromagnetisk og mekanisk moment, resulterer dette i en akselerasjon eller bremsing av rotor og det oppstår ustabilitet. [2]

Elektromekanisk dynamikk

I følge Newtons 2. lov kan vi beskrive dynamikken til en synkrongenerator ved

$$J \frac{d\omega_m}{dt} + D_d \omega_m = \tau_t - \tau_e \quad (5.3.1)$$

Hvor J er totalt treghetsmoment for systemet [kgm²], ω_m er rotorhastigheten [rad/s], D_d er dempe moment [Nms], τ_t er turbinmomentet og τ_e er det motvirkende elektromagnetiske momentet [Nm].

Er det balanse mellom turbinmomentet og det elektromagnetiske momentet inkludert dempemomentet vil rotor gå med synkronhastighet.

$$\tau_t = \tau_e + D_d \omega_{sm} \quad \text{eller} \quad \tau_m = \tau_t - D_d \omega_{sm} = \tau_e \quad (5.3.1)$$

Likning 5.3.2 beskriver dette hvor τ_m er mekanisk moment som er turbinmoment minus rotasjonstap (dempemoment).

Hvis det oppstår en feil og det mekaniske momentet er større enn det elektriske vil rotor akselerere til det oppstår likevekt (eller maskinene ruser ut). Hvis det mekaniske momentet er mindre enn det elektriske vil rotor bremse til det oppstår likevekt. Rotors posisjon referert til synkront roterende referanse er definert av lastvinkelen δ , derfor kan rotors hastighet uttrykkes som:

$$\omega_m = \omega_{sm} + \Delta\omega_m = \omega_{sm} + \frac{d\delta_m}{dt} \quad (5.3.2)$$

Hvor δ_m er lastvinkel i mekaniske radianer og $\Delta\omega_m$ er hastighetsavvik i mekaniske radianer per sekund.

Ved å sette (5.3.3) inn i likning (5.3.1) og multiplisere med synkron hastighet ω_{sm} får vi

$$J\omega_{sm} \frac{d^2\delta_m}{dt^2} + \omega_{sm} D_d \frac{d\delta_m}{dt} = \omega_{sm} \tau_m - \omega_{sm} \tau_e \quad (5.3.3)$$

Siden effekt er produktet av vinkelhastighet og moment resulterer høyre side av likning (5.3.4) i mekaniske moment levert av turbinene P_m og elektrisk luftgapseffekt P_e . Hvis man substituerer $J\omega_{sm}$ med M_m (vinkelmoment) og $\omega_{sm}D_d$ med D_m (dempe koeffisient) får man det som er kjent som svinglikningen:

$$M_m \frac{d^2\delta_m}{dt^2} = P_m - P_e - D_m \frac{d\delta_m}{dt} \quad (5.3.4)$$

Denne svinglikningen er fundamental for styring av rotordynamikken. Det er også vanlig å uttrykke vinkelmomentet til rotor ved en normalisert treghetskonstant som gjør det mulig ha et samlet begrep om treghet for forskjellige størrelser av generatorer. Denne treghetskonstanten er gitt ved symbolet H og beskriver lagret kinetisk energi (MJ) ved synkron hastighet dividert på merkeytelse til generatoren som resulterer i sekunder.

$$H = \frac{0.5J\omega_{sm}^2}{S_n} \text{ og } M_m = \frac{2HS_n}{\omega_{sm}} \quad (5.3.5)$$

Denne treghetskonstanten kvantifiserer den kinetiske energien av rotoren ved synkron hastighet i forhold til antall sekunder det vil ta generatoren å produsere en mengde elektrisk energi når det opereres med en effekt lik merkeytelse. En annen måte å uttrykke dette på er ved hjelp av en mekanisk tidskonstant T_m . Hvis generatoren står stille og et mekanisk moment lik S_n/ω_{sm} er tilført turbinen, vil rotor akselerere, hastigheten vil øke lineært og det vil ta T_m sekunder å nå synkron hastighet. [1]

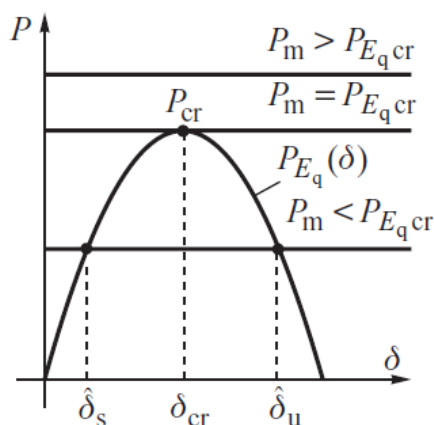
$$T_m = \frac{J\omega_{sm}^2}{S_n} = 2H \text{ og } M_m = \frac{T_m S_n}{\omega_{sm}} \quad (5.3.6)$$

5.4 Likevektspunkt

Som utledet tidligere er effekten produsert av en synkrongenerator med sylindrisk rotor:

$$P_e(\delta) = \frac{EV_s}{x_d} \sin \delta \quad (5.4.1)$$

Når systemet ligger ved et stabilt likevektspunkt vil rotasjonshastigheten til generatoren være konstant. Den dempede effekten vil være lik null og lastvinkelen ved dette punktet vil være skjæringspunktet mellom mekanisk og elektrisk effekt som vist i figur 5.4-1.



Figur 5.4-1 Likevektspunkt ved forskjellig mekanisk effekt

Maksimal effekt $P_{Eq}(\delta)$ er referert som utrusningseffekten P_{cr} . Da vil lastvinkelen være δ_{cr} som tilsvarer 90 grader. Den mekaniske effekten, P_m avhenger av vannet gjennom turbinen og ikke lastvinkelen δ , dermed kan man se på karakteristikken til den mekaniske effekten som en konstant horisontal linje. Krysningpunktet mellom den mekaniske effekten og den elektriske effekten er likevektspunktet til synkronmaskinen.

Hvis den mekaniske effekten er større en den maksimale utrusningseffekten vil det ikke oppnås et likevektspunkt og generatoren kan ikke driftes under slike forhold. Er den mekaniske effekten lik utrusningseffekten vil det være bare ett likevektspunkt og maskinen driftes på det kritiske punktet slik at selv en liten forstyrrelse er nok til at maskinene mister stabiliteten og ruser ut. Er P_m mindre en $P_{Eq,cr}$ vil det være to likevektspunkt nemlig δ_s og δ_u som er henholdsvis stabilt og ustabil arbeidspunkt.

For å forenkle betraktninger vil analysene av generator dynamikken ta for seg et uregulert system. Dermed blir den mekaniske effekten og magnetiseringsspenningen antatt konstante. Når en synkronmaskin skal synkroniseres med systemet må den rotere ved synkront turtall og terminalspenningen må være 0 og i fase med spenningen på samleskinnen. I det bryteren legger inn vil stabilt arbeidspunkt være ved $\delta=0$ og $P_m=0$. Hvis den mekaniske effekten økes må også den elektriske effekten P_e øke slik at nytt likevektspunkt er ved $P_m=P_e$. Hvis dette ikke er tilfellet vil det ikke kunne oppnås et likevektspunkt.

Ved å sammenligne utrusningseffekten med den mekaniske effekten kan man finne den såkalte stabilitetsmarginene til generatoren som vist i likning (5.4.2). Det sier noe om hvor mye generatoren er belastet i forhold til kritisk verdi. [1]

$$C_{Eq} = \frac{P_{Eq cr} - P_m}{P_{Eq cr}} \quad (5.4.2)$$

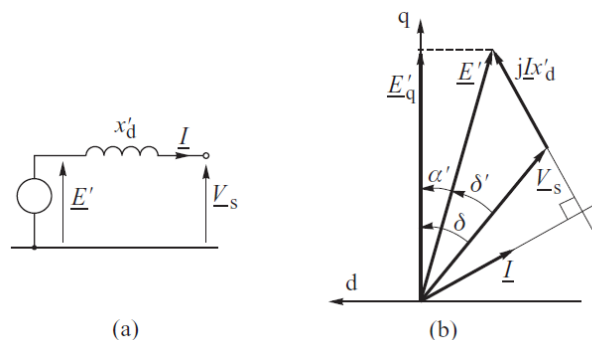
5.5 Transient stabilitet

Når vi snakker om transient stabilitet ønsker vi å undersøke om systemet vil gjenoppnå et stabilt arbeidspunkt etter en feil. Siden den sub-transient perioden normalt er veldig kort sammenlignet med perioden til rotorsvingningene kan effekten av denne neglisjeres. Dette medfører blant annet at man kan bruke den klassiske generatormodellen for å studere transient stabilitetsproblematikk.

I et synkront nett er det mange (flere tusen) generatorer som opererer synkront. Ved en feil nært en generator vil muligens en eller flere generatorer miste synkronisme og må derfor kobles fra nettet. Hvis de er transient stabile vil de ikke behøves å kobles fra.

5.5.1 Klassisk generator modell

Ved å se bort ifra reluktans-leddet som beskrevet i kapittel 3.1.1 ($X_d'=X_q'$) vil man få en forenklet karakteristikk av luftgapseffekten. Denne forenklingen gjør at d- og q-aksen kan bli slått sammen til en enkel ekvivalent krets som vist i figuren under og er definert som klassisk generator modell.



Figur 5.5-1 Klassisk generator modell ekvivalentskjema og viserdiagram

En fordel med klassisk modell er at generator reaktansen kan bli brukt sammen med de øvrige reaktansen i nettet, dette er nyttig i et multimaskin system hvor man må kombinere ulike likninger for å beskrive systemet. Siden $x_d > x'_d$ vil amplituden på transient karakteristikke være større enn stasjonær karakteristikke og den transiente kurven vil være brattere enn den stasjonære.

Ved transiente forstyrrelser (store forstyrrelser) vil polhjulsvinkel-karakteristikken til synkronmaskinene bestemme dens respons. Karakteristikken for den transiente likningen er lik den stasjonære likningen men med transiente verdier.

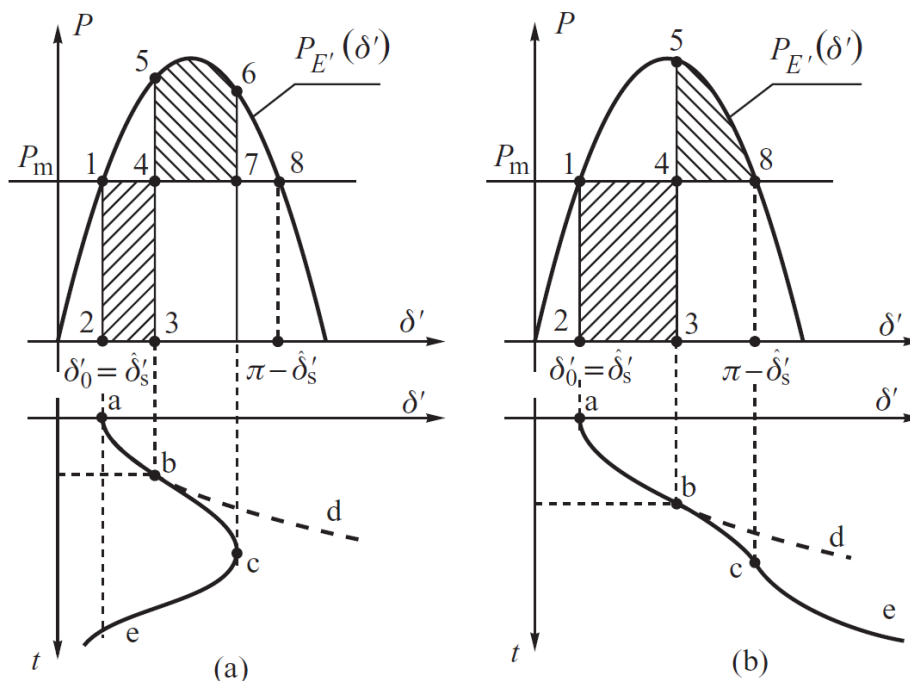
$$P_e = P_{E'}(\delta) |_{x_d=x'_d} = \frac{E' V_s}{x'_d} \sin \delta' \quad (5.5.1)$$

Ved en større feil som utkobling av linje eller kortslutning vill den elektriske effekten endre seg. Man definerer et system som transient stabilt hvis det opptar ett nytt stasjonært arbeidspunkt etter en større forstyrrelse. [1]

For å representere synkronmaskinen matematisk ved klassisk modell må man gjøre noen forutsetninger.

- Man ser bort i fra dynamikk i magnetiseringen, og feltstrømmen er antatt konstant slik at den induserte spenningen er konstant.
- Effekten av demperviklingen er neglisjert.
- Den mekaniske effekten P_m på inn på generatoren er antatt konstant under perioden.
- Generatoren antas å ha uniformt luftgap, neglisjerer reluktansleddet.

5.5.2 Likeareal metoden ved trefasefeil



Figur 5.5-2 Akselerasjon- og bremseområdet ved stabilt og ustabil tilfelle

Figur 5.5-2 viser likeareal metoden for en trefase feil. Her er dempingen neglisjert ($P_D=0$) og man antar at endringen i rotorhastigheten vil være såpass liten at man unngår påvirkningen av turbinregulatoren. Den mekaniske effekten P_m er antatt å være konstant. Ved stor feil vil den ekvivalente reaktansen x'_d (transient synkronreaktans) endres som igjen gir en endring i luftgapseffekten $P_e=P_{E'}$, dermed vil effektbalansen i systemet være i ubalanse.

Hvis det skulle oppstå en feil vil den elektriske effekten falle fra en stasjonær verdi til null (linje 1-2). Den vil fortsette å være null til feilen er klarert (linje 2-3). Under denne tidsperioden vil maskinen oppnå et akselerasjonsmoment fordi den mekaniske effekten er større enn den elektriske effekten. Når feilen er klarert og effektbryteren kobler inn igjen (linje 3-5) vil maskinen oppnå et bremsemoment fordi den elektriske effekten er større enn den mekaniske effekten. Men rotorvinkelen fortsetter å øke til arbeidet under retardasjon er lik den kinetiske energien som oppstår under akselerasjon. Rotor når synkronhastighet igjen ved punkt 6. Likningen for den kinetiske akselerasjonsenergien er gitt ved:

$$W = \int_{\hat{\delta}_s}^{\hat{\delta}_s + \Delta\delta_0} [P_E(\delta) - P_m] d\delta \quad (5.5.2)$$

For at generatoren skal være transient stabil og oppnå nytt stasjonært arbeidspunkt må bremsearealet være større enn akselerasjonsarealet. Akselerasjonsarealet er illustrert i figuren som linje 1-4 mens retardasjonsarealet som linje 4-7.

I figur 5.4-2a er bremsemomentet større enn akselerasjonsmomentet og maskinene oppnår stabilt arbeidspunkt etter feilen. I figur 5.4-2b er akselerasjonsmomentet for stort til at maskinene klarer å hente seg inn igjen. Polhjulsvinkelen går forbi kritisk likevektspunkt (punkt 8) og maskinene vil ruse ut. [1]

5.5.3 Kortslutning

En kortslutning er en uønsket forbindelse mellom to eller flere ledere i et nettverk. Denne forbindelsen har ofte svært lav motstand og hvis systemet er spennings satt vil det oppstå en kortslutningsstrøm som er mange ganger merkestrøm.

Årsaker til kortslutning kan være mange men de vanligste er, feil i anlegget og konstruksjonsdeler, uønskede gjenstander mellom fasene (trær, fugler, nedblåste linjer), eller isolasjonssvikt.

Hvis det oppstår en kortslutning vil den vanligvis tenne en lysbue som brenner til vernet legger ut og bryter kortslutningsstrømmen. Denne lysbuen kan gi opphav til farlige situasjoner hvor det er viktig å dimensjonere bryter, overføringer og apparater slik at de tåler de påkjenningene en kortslutning medfører.

6. Simulering

6.1 Innledning

Denne analysen tar for seg fordelingsnettet under Ofoten transformator og er utført i samarbeid med Nordkraft Nett AS. Det er som nevnt tidligere planlagt tilknytning av et nytt kraftverk i fordelingsnettet og det er på bakgrunn av nettanalyse [5] utført av Nordkraft konkludert med behov for å utføre transient stabilitetsanalyse for tilknytning av Aspevikelva kraftverk.

Det er i første omgang utført stabilitetsberegninger i dagens nett med kun Lappvikelva og Skarelva kraftverk matet mot Ofoten transformator for å se på innvirkninger ulike feil i nettet vil ha på generatorene. Formålet med analysen er å kartlegge kraftverkets innvirkning og eventuelle stabilitetsforbedrende tiltak hvis nødvendig.

Forutsetninger

Analysene er utført i Matlab programmet Simulink. Modellen er bygd opp av tre generatorer med tilhørende transformatorer. Det er i analysene benyttet forenklet modell for synkrongeneratoren, som ikke trenger like mye data som en fullskala modell.

Det elektriske systemet i en forenklet synkronmaskin blokk består av en spenningskilde bak en synkronreaktans og ankerresistans. Andre induktanser i stator og rotor samt demperviklinger er neglisjert. Effekten av demperviklingene er forenklet via dempingsfaktoren K_d .

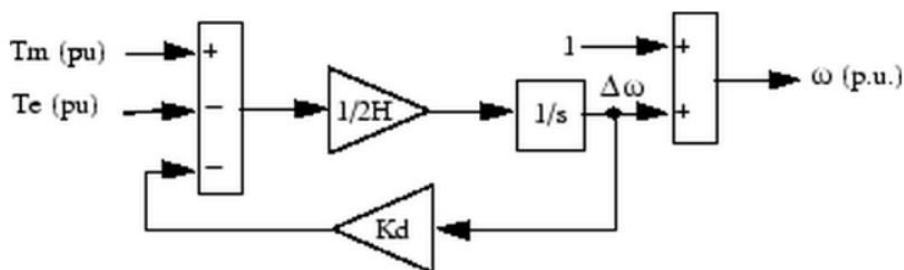
Generator

Trefasemaskin-blokken modellerer både elektrisk og mekanisk karakteristikk av en forenklet synkrongenerator. Det elektriske systemet i hver fase består av en spenningskilde i serie med en RL-impedans, som implementerer den indre impedansen av maskinen. Modellen implementerer det mekaniske systemet beskrevet av likningen (6.1.1).

$$\Delta\omega(t) = \frac{1}{2H} \int_0^t (T_m - T_e) dt - K_d \Delta\omega(t) \quad (6.1.1)$$

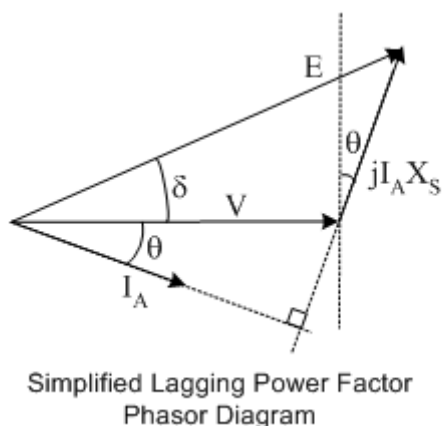
$$\omega(t) = \Delta\omega(t) + \omega_0$$

$\Delta\omega$ er hastighetsvariasjon med hensyn til nominellhastighet. H er tregghetskonstanten, T_m er mekanisk moment og T_e er elektrisk moment. K_d er dempingsfaktoren som representerer virkingen av demperviklinger. $\omega(t)$ er den mekaniske vinkelhastigheten til rotor og ω_0 er nominell vinkelhastighet. (1 pu)



Figur 6.1-1 Blokkdiagram over mekanisk oppbygging av modellen

Maskinen er avhengig av to inngangssignaler for å kunne utføre simuleringer. Den første er mekanisk effekt tilført rotorakselen. Det andre signalet er den induerte spenningen E . Den kan enten settes konstant eller være koblet via en spenningsregulator. I dette tilfellet er det satt konstant fordi analysen tar for seg stabilitet i et uregulert system. [11]



Figur 6.1-2 Forenklet viserdiagram

For å kunne sette en initial verdi på den induerte spenningen er det tatt utgangspunkt i et forenklet viserdiagram. Siden viklingsresistansen er mye mindre enn synkronreaktansen kan man se bort fra resistansen og vi får viserdiagrammet i figur 6.1-2.

I_a er ankerstrømmen med induktiv fasevinkel θ i forhold til fasespenningen V på klemmene til maskinen. Ved å addere spenningsfallet $jX_d I_a$ over den transiente synkronreaktansen med fasespenningen V vil man få den induerte spenningen E til maskinen med en tilhørende lastvinkel δ ved en gitt fasevinkel.

Modellen i Simulink er basert på verdier tilsendt fra Nordkraft. Linjeimpedansen er utregnet på bakgrunn av nåværende linjetversnitt og overliggende nett er representert som en stiv spenningskilde ved Ofoten transformatorstasjon.

Parameterverdier for kraftverkene

Grunnet høy belastning på linjene ved full produksjon vil det resulterende spenningsfallet medføre en høy spenning i tilknytningspunktet som kraftverkene er avhengig av å regulere ned. Det er ønskelig med nominell spenning i tilknytningspunktet (22kV) som resulterte i at kraftverkene må undermagnetiseres. Fra tidligere analyse oppga Nordkraft Nett AS en utgangsspenning på 21,8 kV ved Ofoten transformatorstasjon noe som er etterstrebet. Spenningen i tilknytningspunktet på Lappvik må ikke overstige 22,6 kV hvor samme begrensning er satt for de andre kraftverkene.

Nominell spenning produsert av kraftverkene skulle normalt sett medføre en nominell spenning i tilknytningspunkt (etter stasjonstrafo) lik 22 kV. I Simulink modellen oppstår det derimot en spenningsøkning i transformatoren, grunnet en delvis kapazitiv strøm men uten at den overstiger begrensningene. I praksis vil trinnkobleren i transformatoren kunne stilles inn slik at den gir ønskelig spenning etter transformering.

Tabell 6.1 Parameterverdier kraftverk i dagens nett

	Skarelva Kraftverk	Lappvikelva Kraftverk
Generatorytelse (MVA)	5,6	3,0
Effektfaktor	0,94	0,922
Generatorspenning(kV)	6,6	1,0
Tregghetsmoment (kgm ²)	470	865
Tregghetskonstant(H)	0,469	1,58
Dempefaktor K _d	5	10

Beregning av tregghetskonstant H:

Tregghetskonstanten H er definert som lagret kinetisk energi ved synkronhastighet over maskinens nominelle ytelse. Den angir hvor mange sekunder generatoren bruker på å forsyne elektrisk effekt tilsvarende lagret kinetisk energi ved S_n.

$$H = \frac{0.5J\omega_m^2}{S_n} \quad (6.1.2)$$

Beregning av dempekonstant K_d

Dempingsfaktoren K_d simulerer effekten av demperviklingene som normalt anvendes i synkronmaskiner.

$$K_d = 4\zeta\sqrt{\omega_s HP_{\max} / 2} \quad (6.1.3)$$

Dempningsforholdet ζ er en parameter som karakteriserer frekvensresponsen til en andre ordens differensiallikning. I denne oppgaven er det antatt et dempningsforhold på 0,2.

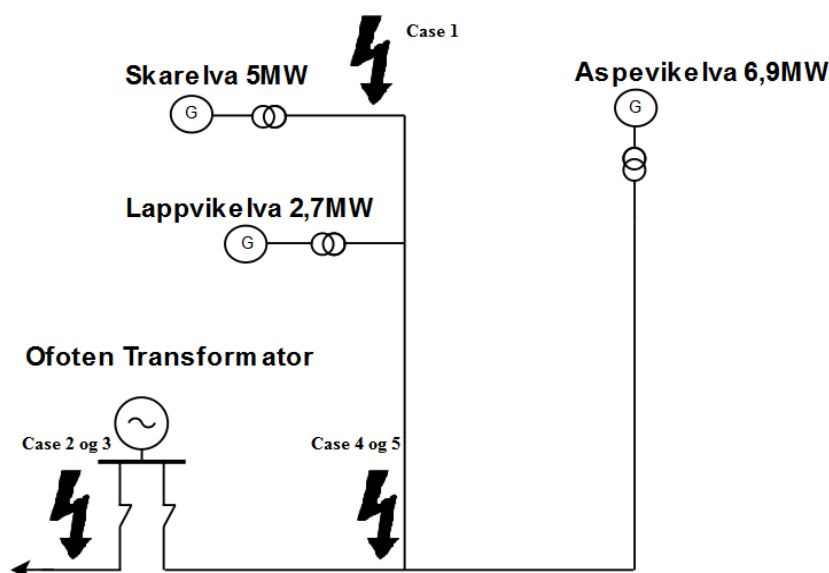
Stabilitetsanalyser

For å se på stabiliteten i nettet er det utført følgende analyser av dagens nett med Lappvikelva og Skarelva Kraftverk tilknyttet 22kV skinnen i Ofoten transformator:

- Case 1 – Kortslutning nær klemmene Skarelva kraftverk
- Case 2 – Kortslutning naboavgang Ofoten transformator

Videre analyser er basert på tilknytning av nytt kraftverk Aspevikelva ved knutepunkt 1135 (illustrert i figur 2.1-1).

- Case 3 – Kortslutning naboavgang med tilknytning av Aspevik
- Case 4 – Kortslutning og utfall av Lappvik og Skarelva
- Case 5 – Feil på aktuell avgang, forskjellige typer feil



Figur 6.1-3 Oversikt over simulerte feilsteder

Forutsetninger ved feilanalyse

Det er i analysen benyttet transiente verdier for maskinparametere i feilsituasjon, det vil si at reaktansen lagt inn i den forenklete maskinblokken i Simulink er tilsvarende den transiente reaktansen oppgitt i databladene fra Nordkraft. Den transiente lastvinkelen vil være lavere enn stasjonær lastvinkel som oppnås i en normal driftssituasjon.

En kortslutning på en linjeavgang fra Ofoten trafo vil mest medføre utkobling av feilheftet linje og generatorer tilknyttet denne linjen vil måtte sikres mot utrusning. Generatorer i nærheten bør forbi i stabile men må om nødvendig kobles fra nettet. En frakobling av generatorer vil kunne medføre spenningsprang i nettet, noe som bør unngås.

En trefase kortslutning trekker spenningen i tilknytningspunktet mot null og den lave spenningen medfører at det elektromagnetiske momentet minker. Turbinmomentet er konstant under feil dermed vil ubalansen mellom mekanisk og elektrisk moment forårsake en akselerasjon av rotor og økning i lastvinkel.

Oppbygningen av nettet, treghtetsmomentet til generatoren og reaktanser er de største faktorene som påvirker maskinene respons til kortslutning.

6.2 Case 1 Kortslutning ved Skarelva kraftverk

Case 1 tar for seg kortslutning på klemmene til Skarelva kraftverk. Kraftverket ligger med en aktiv produksjon på 5MW og må trekke minimum 1,806MVar for å opprettholde spenningen i tilknytningspunktet. Viklingsresistansen er i dette tilfellet neglisjert for å kunne sammenligne påvirkningen den vil ha.

Tabell 6.2 Produksjonsparameter for Skarelva kraftverk

S_n [MVA]	5,6
P [MW]	5,0
Q [MVar]	-1,806
V_s [pu]	1,0

For å se hvor godt matematiske beregninger stemmer med simulerte resultater har jeg valgt å sammenligne disse. Det er tatt utgangspunkt i Skarelva kraftverk i dagens nett uten tilknytning av Aspevikelva. Beregningene er utført på bakgrunn klassisk generator modell. Reaktansen i nettet er funnet ved å legge sammen reaktansen i maskin, trafo og linje.

Tabell 6.3 Reaktansverdier sett fra Skarelva kraftverk

Reaktanser i systemet [p.u]						Totalt [p.u]		
X_d	X'_d	$X_q = X'_q$	X_T	X_L	X_s	x_d	x'_d	$x_q = x'_q$
1,572	0,271	0,943	0,08	0,1	0,03	1,782	0,481	1,153

Dette gir følgende per unit representasjon:

$$S_g (pu) = \frac{P + jQ}{S_n} \quad (6.2.1)$$

Systemspenning V_s er brukt som referanse. Anker strømmen finner man ved å ta tilsynelatende effekt delt på klemmespenning, komplekskonjugert

$$I_g (pu) = \left(\frac{S_g}{V_s} \right)^* \quad (6.2.2)$$

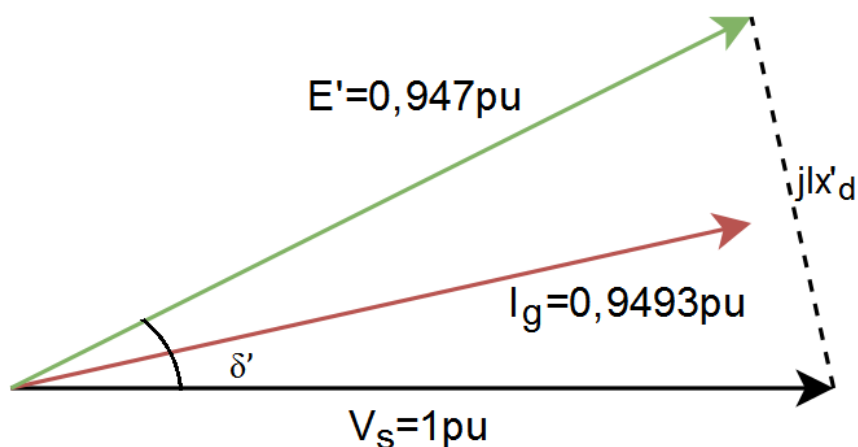
Transient spenning kalkulert med hensyn til systemspenning ved stivt nett er da

$$E' = V_s + jx'_d I_g \quad (6.2.3)$$

Tabell 6.4 Resultat av matematiske beregninger

Matematiske beregninger [p.u]				Simulink
S_g	V_s	I_g	E'	E'
0,8929-j0,3225	1 \angle 0	0,9493 \angle 19,86	0,947 \angle 26,94	0,951 \angle 27,11

Med V_s som referanse vil beregnet transient lastvinkel være 26,94 grader. I tabell 6.4 presenteres resultatene for beregningene som også er illustrert med et viserdiagram i figur 6.2-1. Dette resultatet stemmer bra med indusert spenning i Simulink modellen.



Figur 6.2-1 Viserdiagram strøm og spenninger Skarelva ved et gitt produksjonstilfelle

Fra viserdiagrammet ser vi at generatoren driftes undermagnetisert med en kapazitiv effektfaktor $\cos \varphi = 0,940$. δ' er transient lastvinkel mellom indusert spenning og systemspenning V_s . Det er her sett bort i fra faseforskyvningen i stasjonstransformatoren (YNd11) som ville resultert i en forskyvning av viserne med 30 grader referert stivt nett. Tilnærmet transient karakteristik ved klassisk modell vil da være samme som beskrevet i (5.5.1).

$$P_E(\delta') \approx \frac{E' \cdot V_s}{x'_d} \sin \delta' = 1,96 \sin \delta' \quad (6.2.4)$$

Stasjonær karakteristik

Utfordringen men en maskin med utpregede poler er å finne retningen til q-aksen. E_Q fra likning (3.1.4) nå fra stivt nett og inkludert systemreaktanser beregnes ved å legge sammen systemspenning og ankerstrømmen multiplisert med q-aksens totale synkronreaktans.

$$E_Q = V_s + I_g jX_q = 1,2 \angle 58,6 \quad (6.2.5)$$

Stasjonær lastvinkel er da 58,6 grader. Ved å dekomponere ankerstrømmen I_g og systemspenningen V_s kan man finne danne et ekvivalentskjema som vist i figur 3.1-2. Ved å benytte formlene (3.1.5), nå referert til V_s vil man få følgende resultat som er presentert i tabell 6.5 ved å neglisjere resistans.

$$\begin{aligned} V_d &= -V_s \sin \delta, & V_q &= V_s \cos \delta \\ I_d &= -I \sin \beta, & I_q &= I \cos \beta \end{aligned} \quad (6.2.6)$$

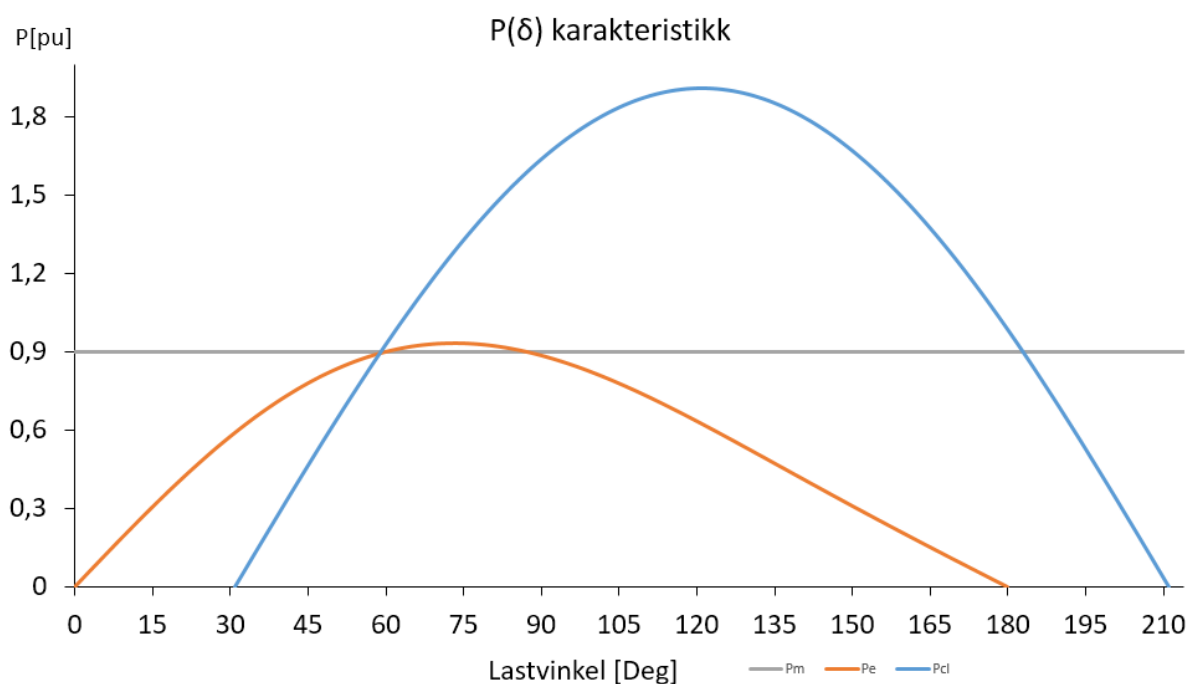
$$\begin{aligned} E_d &= V_d + X_q I_q = 0 \\ E_q &= V_q - X_d I_d \end{aligned}$$

Tabell 6.5 Resultat av dekomponering til d og q-akse verdier

Dekomponering til d og q-akse verdier [p.u]						
V_d	V_q	I_d	I_q	E_q	E'_q	$E_d = E'_d$
-0,853	0,521	-0,594	0,74	1,579	0,767	0

For å sette opp en stasjonær effekt-lastvinkel karakteristikk kan vi ved effektlikning (3.1.6) utledet tidligere kan vi sette opp følgende uttrykk

$$P = \frac{E_q V}{x_d} \sin \delta_g + \frac{V^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta_g = 0,886 \sin \delta_g + 0,153 \sin 2\delta_g \quad (6.2.7)$$

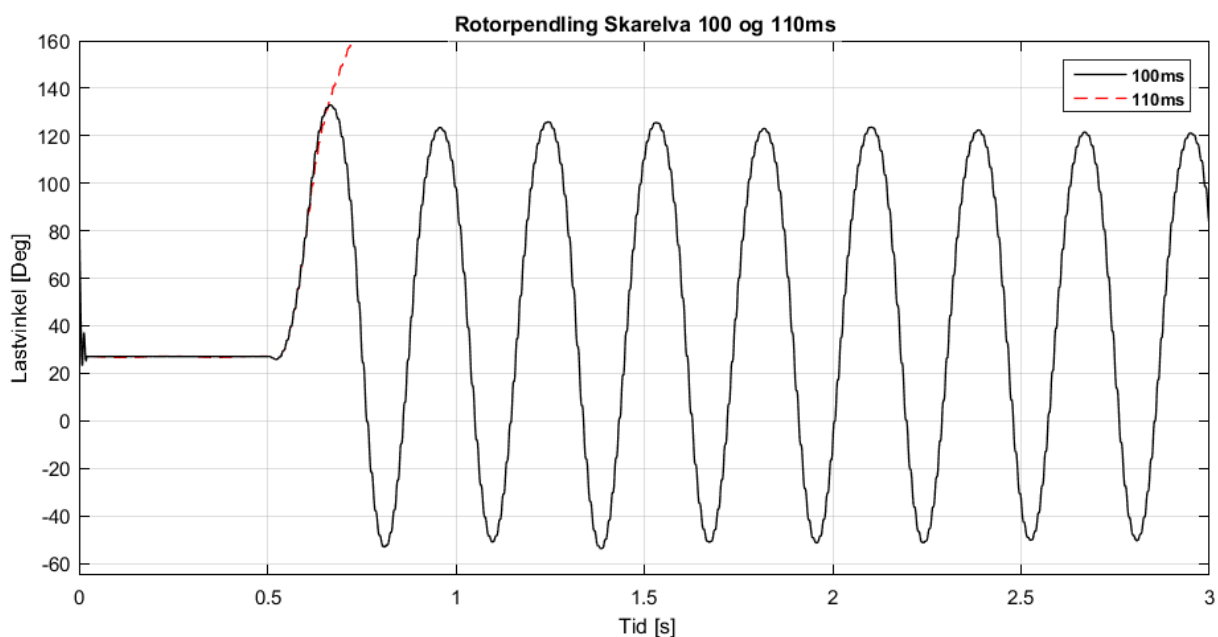


Figur 6.2-2 Karakteristikker Skareelva kraftverk, stasjonær og transient ved klassisk modell

Som vi ser av figur 6.2-2 vil stasjonær stabilt arbeidspunkt være $\delta_0=58,6$ være i punktet hvor karakteristikken skjærer den mekaniske effekten P_m som er antatt konstant. Den blå linja illustrerer transient karakteristikk ved klassisk modell hvor man antar at $x'_d=x'_q$. Forskyvningen mellom karakteristikkene er $\alpha=31,66$.

I Simulink modellen er det benyttet transiente reaktanser i maskinene og forskyvningen α vil ikke bli tatt hensyn til. Initial transient lastvinkel δ'_0 vil da være i punktet hvor blå karakteristikk skjærer den mekaniske effekten uten forskyvning.

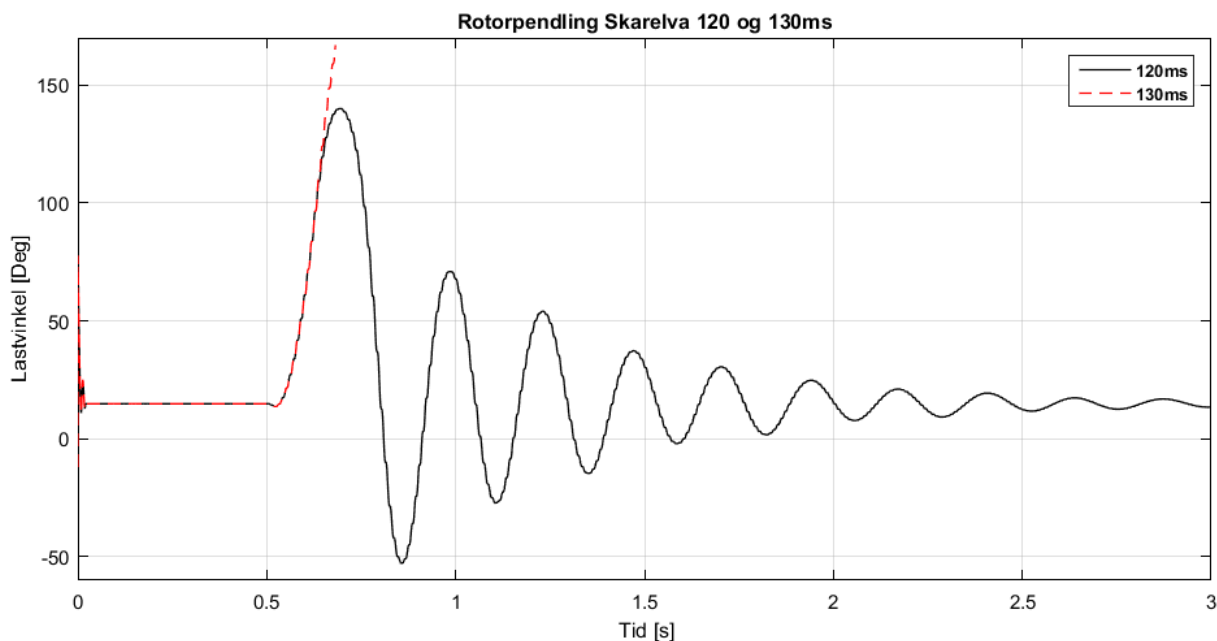
Figur 6.2-4 viser simulering av lastvinkelen i Skarelva ved kortslutning nær generatorklemmene men lav dempekonstant, tilnærmet null. Det er her tatt utgangspunkt i symmetrisk trefase kortslutning, noe som er svært alvorlig men vil opptre mye sjeldnere enn usymmetriske feil, som er mer vanlig. Alvorligheten av feilen og feilstedet resulterer i en svært kort klareringstid, men selv usannsynlige situasjoner vil kunne opptre og det er viktig å dimensjonere for ekstremtilfeller. I dette tilfellet vil derimot vernet ikke kunne løse ut raskt nok for å unngå permanent utfall.



Figur 6.2-4 Rotorpendling Skarelva ved kortslutning på klemmene

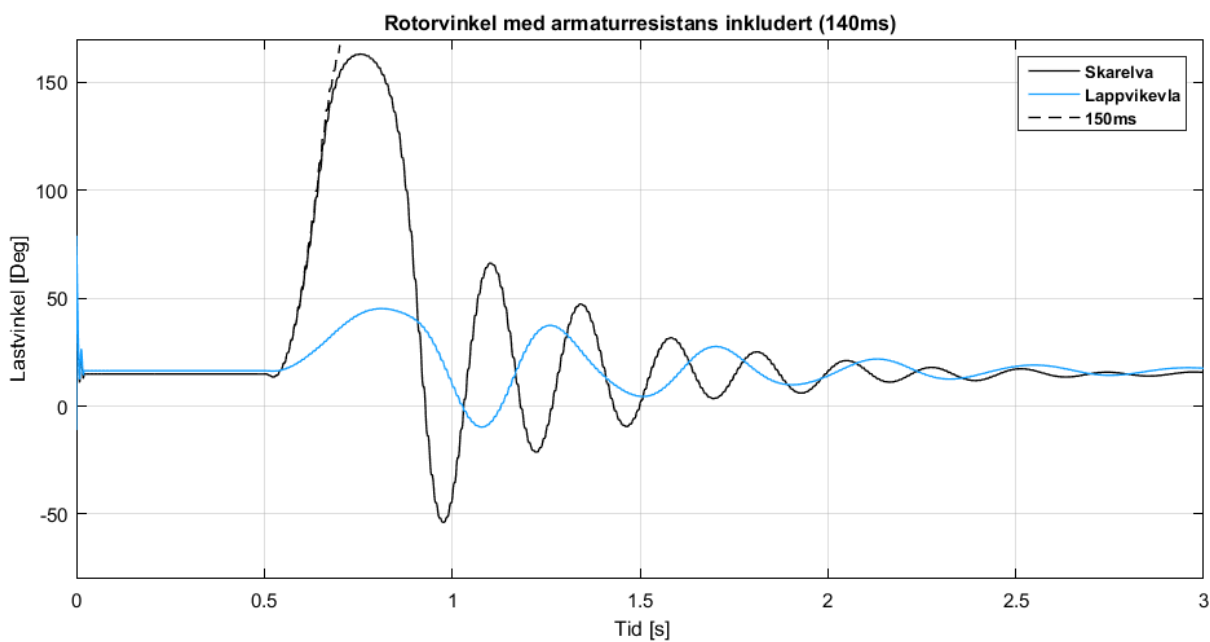
Som vi ser av figur 6.2-4 går Skarelva stabilt ved utløsertid på 100ms og mister synkronisme et sted mellom 100 og 110 millisekunder.

Ved å ta hensyn til dempeviklingen i form av dempekonstante vil det oppnås en høyre FKT. Dempekonstanten K_d er satt til 5 i modellen noe som gir mindre svingninger i lastvinkelen sett i figur 6.2-5.



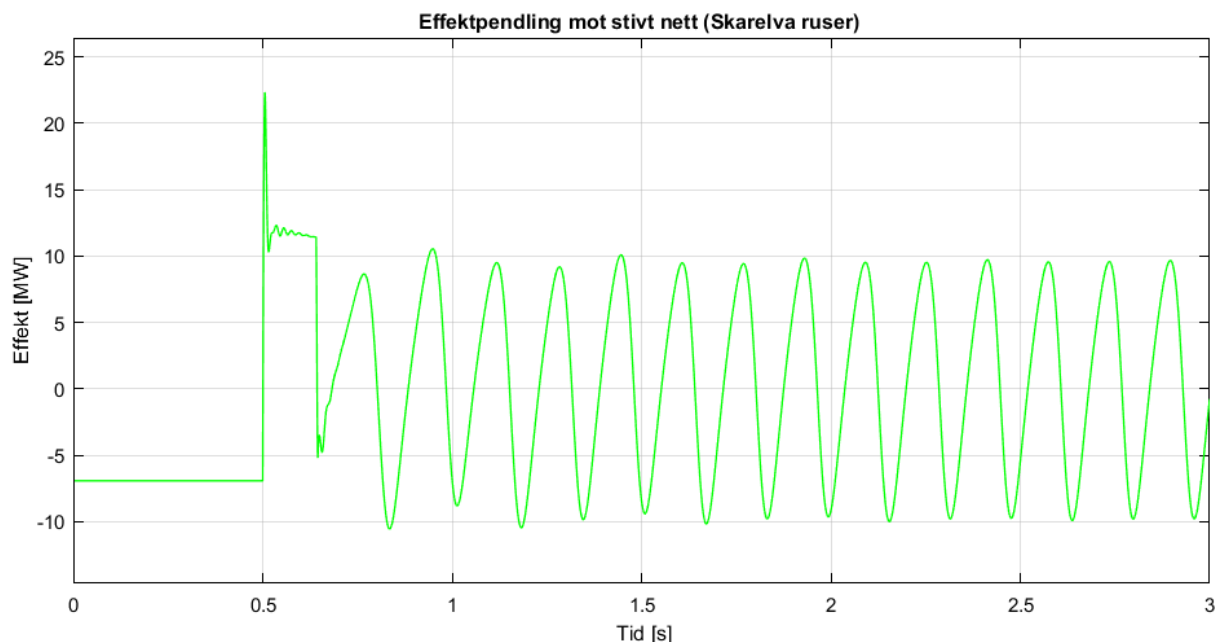
Figur 6.2-5 Rotorpendling Skarelva påvirkning av demping

Tidligere i rapporten har viklingsresistansen r_a blitt neglisjert grunnet $r_a \ll X_d$. Den har blitt tatt hensyn til i de videre simuleringene for å få et reelt resultat som mulig. Som vi ser av figur 6.2-6 vil viklingsresistansen ha minimal innvirkning på FKT. Maksimal FKT øker fra 120 til 140ms og Skarelva ruser ved en klareringstid på 150ms. Påvirkningen til Lappvik er også illustrert.



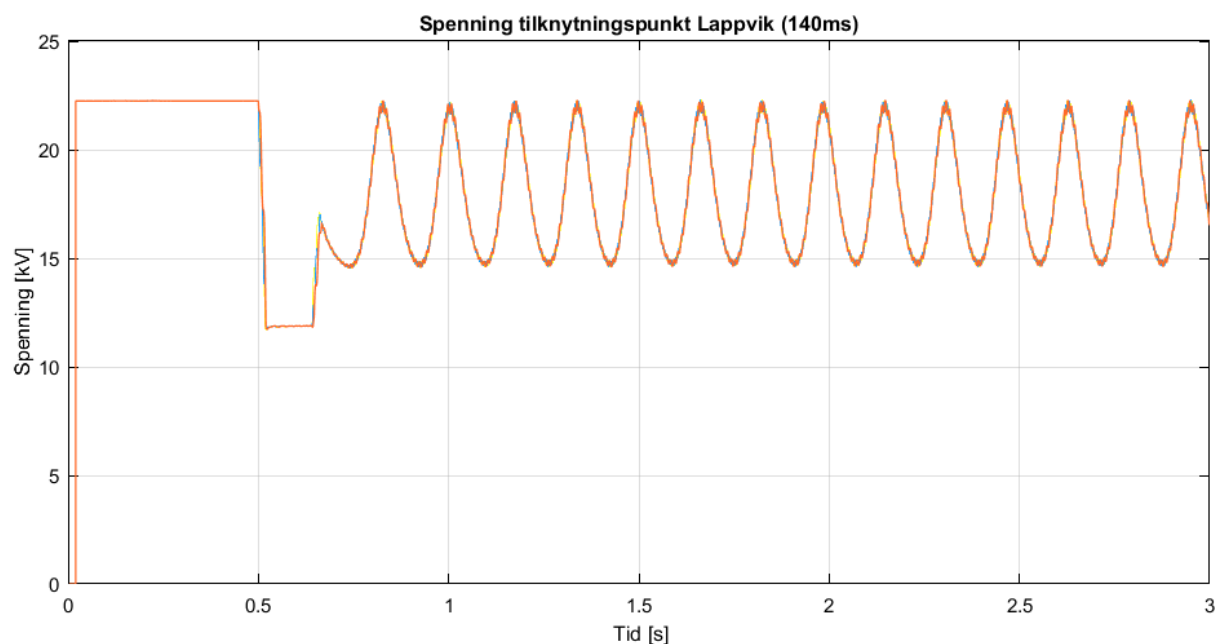
Figur 6.2-6 Rotorpendling ved inkludering av viklingsresistansen r_a

Ved en FKT på 150ms hvor Skarelva mister synkronisme vil dette kraftverket måtte legges ut, hvis ikke oppstår det stående svingninger i Lappvik og effektpendlinger mot stivt nett. Dette illustreres i figur 6.2-7 hvor negativ verdi indikerer import av effekt mens positiv indikerer eksport.

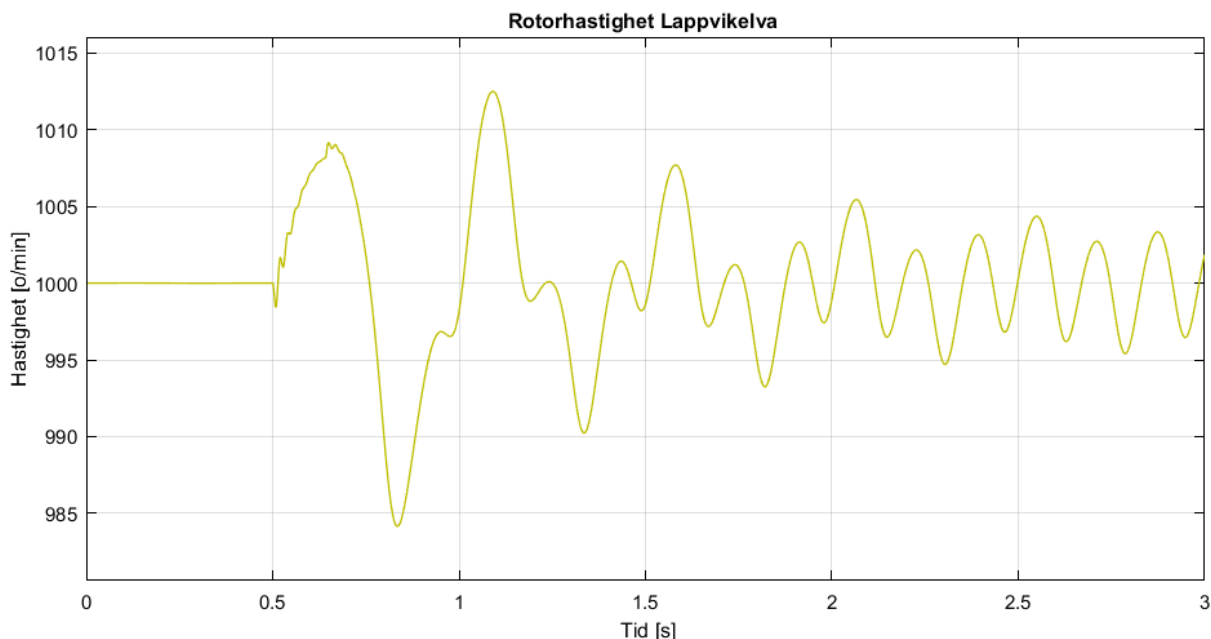


Figur 6.2-7 Effektpendlinger mot stivt nett ved utrusning av Skarelva

Spenningen i Lappvik svinger mellom 15-22kV i dette tilfellet som vist i figur 6.2-8. Dette utgjør omtrent 30% av nominell verdi og Lappvikelva legges også sannsynligvis ut grunnet de store spenningsvariasjonene.



Figur 6.2-8 Spenning ved tilknytningspunkt Lappvikelva ved utrusning av Skarelva



Figur 6.2-9 Rotorhastighet Lappikelva ved utrusning av Skarelva 140ms

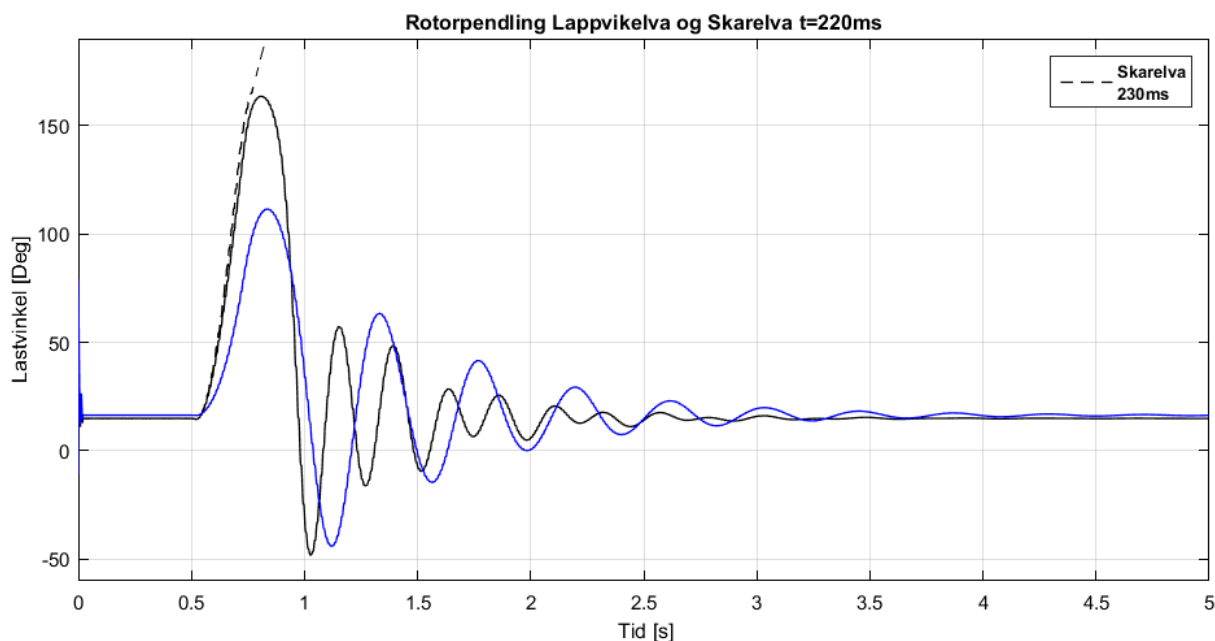
Rotorhastigheten til generatoren i Lappvik er vist i figur 6.2-9. Om ikke Skarelva legges ut vil rotoren i Lappvik svinge kraftig med veldig varierende hastighet. Dette er nok ikke et reelt tilfelle fordi vern og sikkerhetsutstyr vil koble ut Skarelva.

6.3 Case 2 Kortslutning naboavgang 22kV samleskinne Ofoten trafo

Case 2 tar for seg feil på naboavgang på 22kV skinna ved Ofoten transformator. Det er simulert en tre-fase kortslutning på avgangen mot Norddalen kraftverk forutsatt ingen produksjon da oppgaven ikke tar for seg dette kraftverket. Skarelva og Lappikelva produserer fortsatt 5 og 2,7MW ved nominell utgangsspenning.

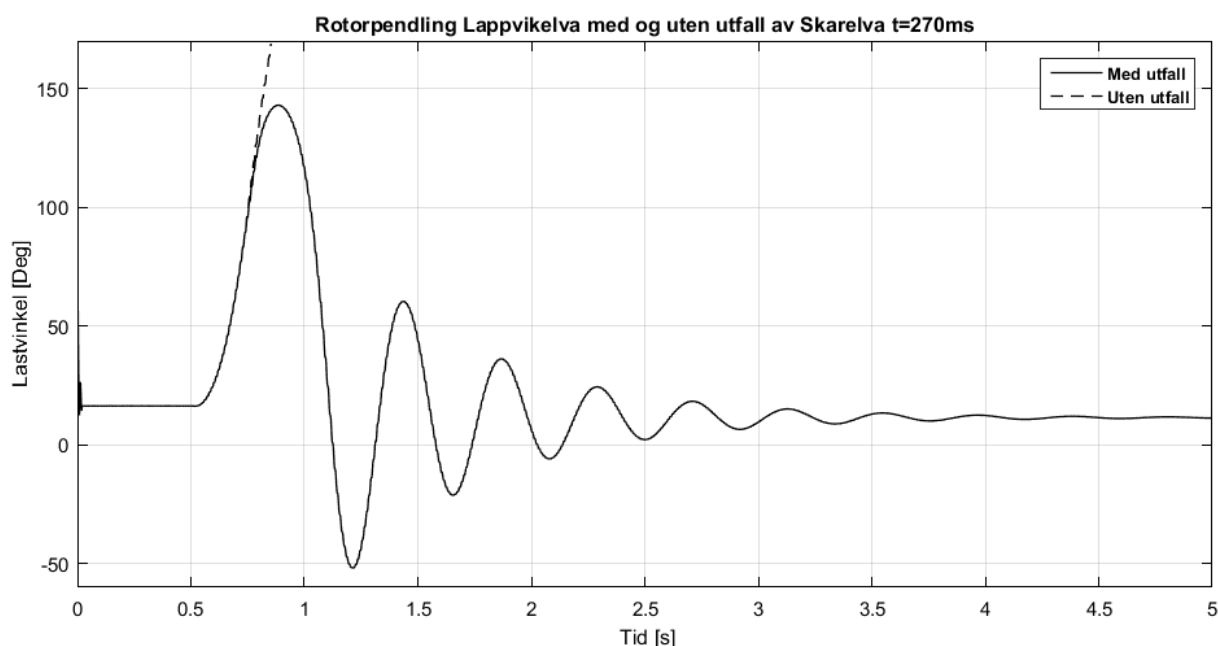
Som diskutert i delkapittel 4 har SINTEF utarbeidet tekniske funksjonskrav for tilknytning av småkraftverk. Når det skal vurderes om en generator har evnen til å være transient stabil må maksimal FKT være gitt av nettselskapet. Da Nordkraft ikke har satt grense for maksimal FKT er det tatt utgangspunkt i SINTEFS rapport med 250 ms.

Som vi ser av figur 6.3-1 vil begge kraftverkene opprettholde synkronisme ved en utkoblingstid på 220ms. Skarelva er mest påvirket og ruser ut ved 230ms, først og fremst grunnet den lave treghetskonstanten $H=0,469$.



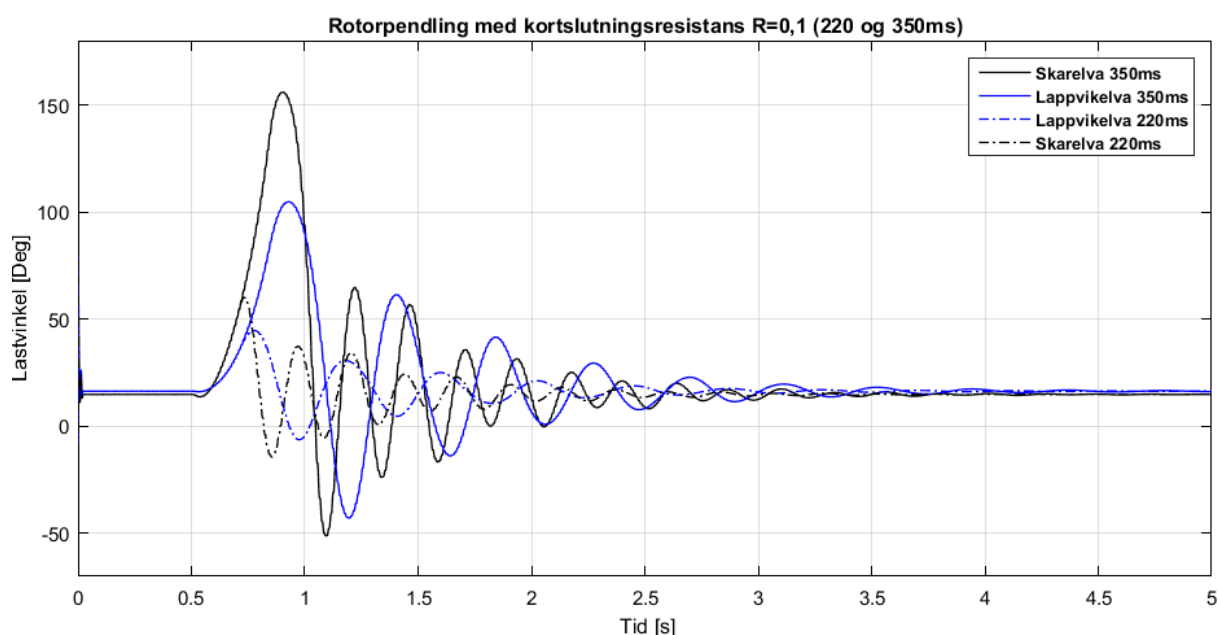
Figur 6.3-1 Lastvinkel Lappvik og Skarelva ved FKT lik 220ms

Lappvikelva er stabil opp til 240ms utkoblingstid og hvis avgang mot Skarelva kraftverk kobles ut vil Lappvik være stabil ved 270ms noe som er innenfor ønskelig grense for transient stabilitet og vist i figur 6.3-2.



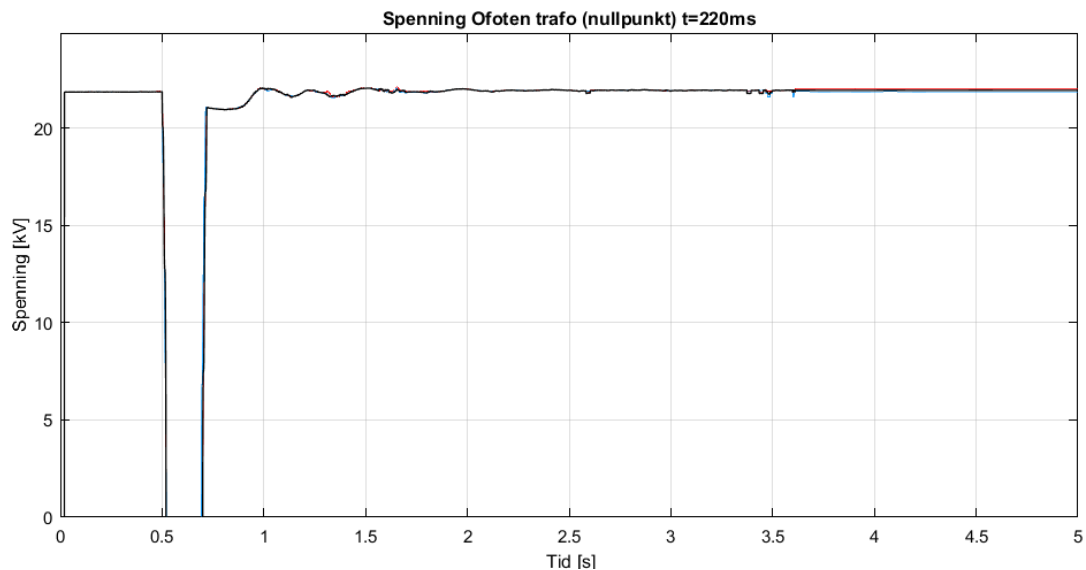
Figur 6.3-2 Rotorpendling Lappvikelva med og uten utfall av Skarelva

Det kan opptre en kortslutningseffekt på bakgrunn av resistans i kortslutningen som gjør at generatorene opplever elektromagnetisk bremsemoment under feilen, og er med på å bedre stabiliteten og kritisk FKT. Ved å sette kortslutningsresistansen til $0,1 \Omega$ i Simulink blokken opptrer det en kortslutningseffekt og akselerasjonsområdet vil avta. Av figur 6.3-3 ser vi at ved samme opprinnelig utkoblingstid (220ms) vil rotorpendlingene falle kraftig. Ved å legge til denne resistansen er begge kraftverk stabile opp til 350ms noe som er innenfor kravet satt av SINTEF. [9]



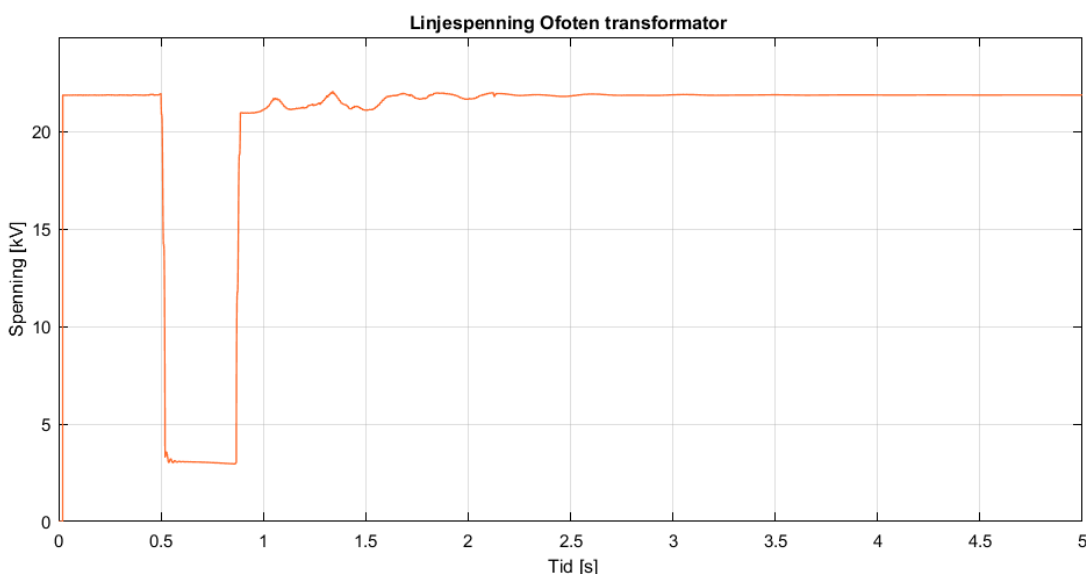
Figur 6.3-3 Lastvinkel ved kortslutningsresistans og økt klareringstid

Figur 6.3-4 viser spenningen i umiddelbar nærhet av kortslutningen, ved Ofoten transformator. Med en utløsertid på 220 ms og uten kortslutningsresistans vil spenningen som vi ser falle momentant til null under kortslutningen.



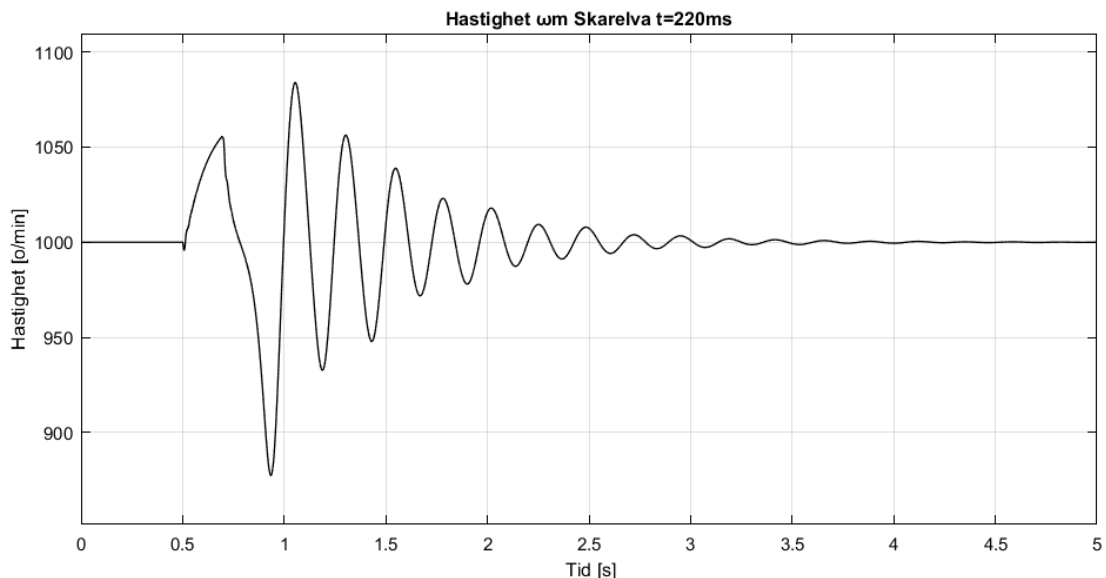
Figur 6.3-4 Spenning ved Ofoten transformator uten kortslutningsresistans (220ms)

Figur 6.3-5 illustrer spenningen ved Ofoten transformator ved inkludering av kortslutningsresistans. Det vil være en viss spenning under kortslutningen siden den deler seg mellom kortslutningsresistansen og systemimpedansen.



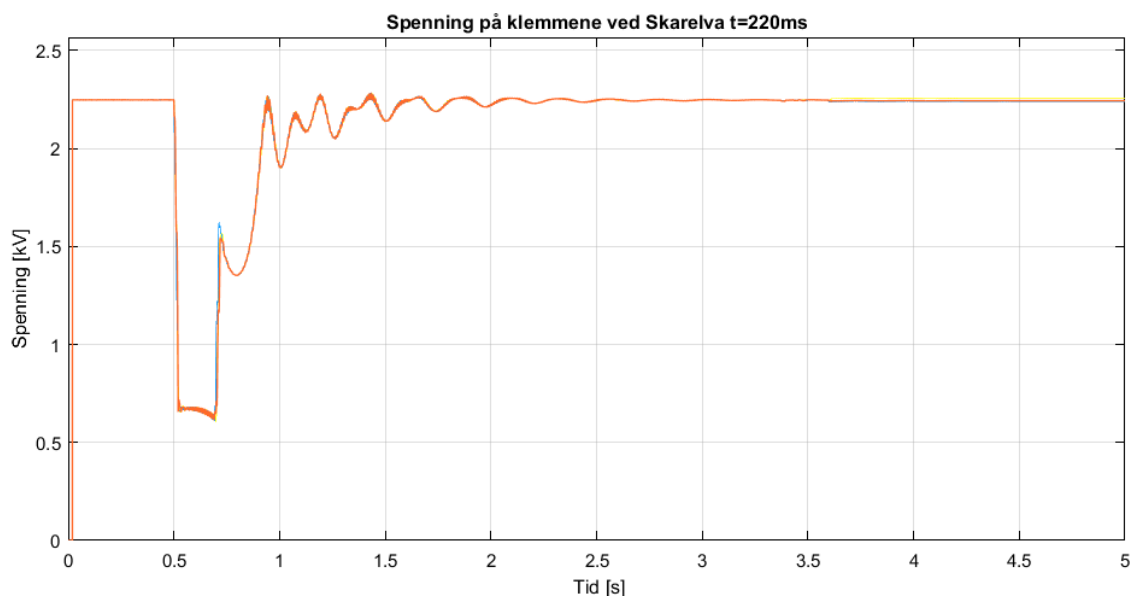
Figur 6.3-5 Spenning ved Ofoten transformator med kortslutningsresistans (350ms)

Det er illustrert rotorhastighet til Skarelva i figur 6.3-6 som følger samme trend som lastvinkelen. I det feilen inntreffer vil det oppstå et akselerasjonsmoment siden den mekaniske effekten er større enn den elektriske effekten. Rotor akselererer til feilen er klarert, og det oppstår så et bremsemoment siden den elektriske effekten er større enn den mekaniske. Selv om feilen er klarert vil rotorhastigheten fortsette å øke til arbeidet under retardasjon er lik den kinetiske energien som akselerasjon.



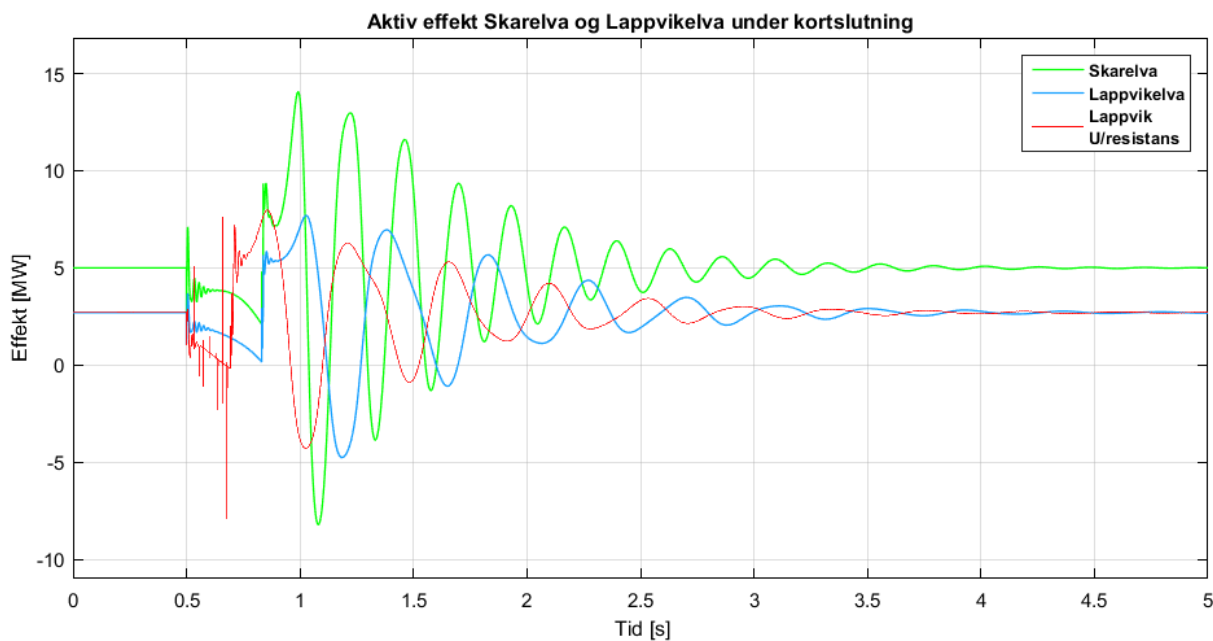
Figur 6.3-6 Rotorhastighet Skarelva nær kritisk feiltid (220ms)

Spenningen på høyspentsiden av stasjonstrafoen i Skarelva vil som vi ser i figur 6.3-7 være noe høyere enn ved Ofoten siden kraftverket ligger lengre unna feilstedet.



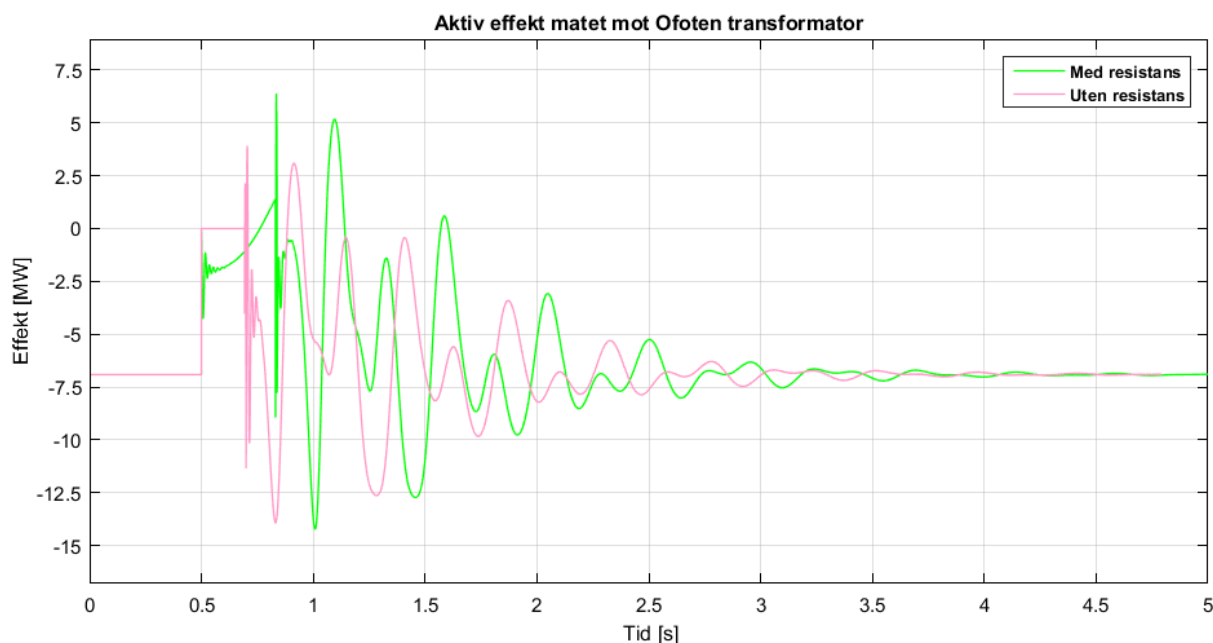
Figur 6.3-7 Spennning høyspentside transformator Skarelva nær kritisk feiltid (220ms)

Som vi ser av figur 6.3-8 vil effekten i kraftverkene under kortslutning falle mot null, deretter fulgt av en periode med effektpendlinger grunnet endring i lastvinkelene, før generatorene stabiliserer seg. I Lappvikelva vil effekten gå raskt mot null uten kortslutningsresistans mens det inkludert kortslutningsresistans vil være elektrisk effekt under kortslutningen.



Figur 6.3-8 Aktiv effektproduksjon Skarelva og Lappikelva (350ms)

Ved feilstedet nært Ofoten transformator vil effekten gå til null og være null helt til feilen er klarert (uten kortslutningsresistans) som illustreres i figur 6.3-9. Med kortslutningsresistans indikerer grønn kurve at det vil være noe større pendlinger enn uten, dette kommer av at feiltiden er større og dermed vil det lastvinkelen svinge over en lengre periode. Effektpendlingene mot Ofoten trafo er en kombinasjon av effekten fra kraftverkene i systemet som vekselvirker med hverandre.



Figur 6.3-9 Effekt matet mot Ofoten transformator (220 og 350ms)

6.4 Case 3 Tilknytning av Aspevikelva kortslutning naboavgang

Case 3 tar for seg kortslutning på naboavgang ved tilknytningen av Aspevik kraftverk. Her er det av interesse å se på hvilke krav som må stilles til generatorens elektromekaniske egenskaper i Aspevikelva kraftverk for å operere transient stabilt, det vil si opprettholde synkronisme ved feil. Det er forutsatt en aktiv produksjon på 6,9MW i Aspevikelva kraftverk og en aktiv produksjon på 5MW i Skarelva og 2,7MW i Lappvikelva. Spenningen på 22kV skinnen i Ofoten transformator vil ved dette tilfellet være til 21,7kV noe som er innenfor grensene satt av Nordkraft (min 21,6 kV)

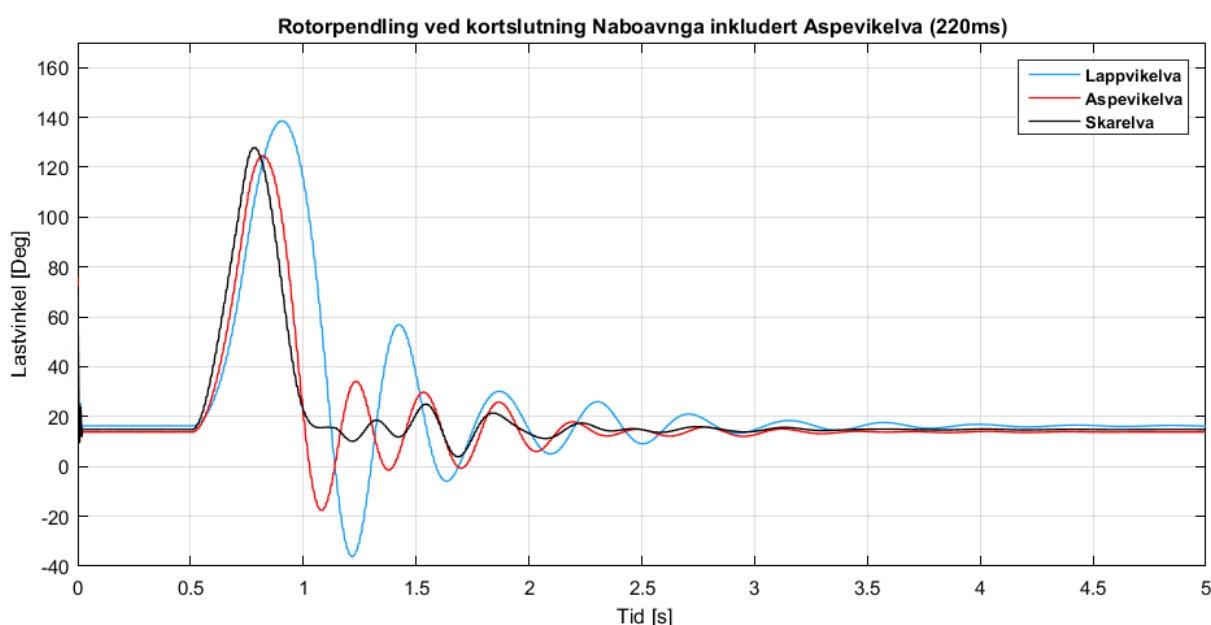
Det er ikke besluttet endelig maskinutrustning for Aspevikelva kraftverk og er derfor tatt utgangspunkt i en 8MVA synkronmaskin levert av Cummings generators. [12]

Tabell 6.6 Forutsatte verdier for Aspevikelva kraftverk

	Aspevikelva kraftverk
Generatorytelse (MVA)	7,67
Effektfaktor	0,927
Generatorspenning(kV)	10,5
Tregghetsmoment (kgm ²)	590
Tregghetskonstant(H)	0,95
Dempefaktor K_d	8

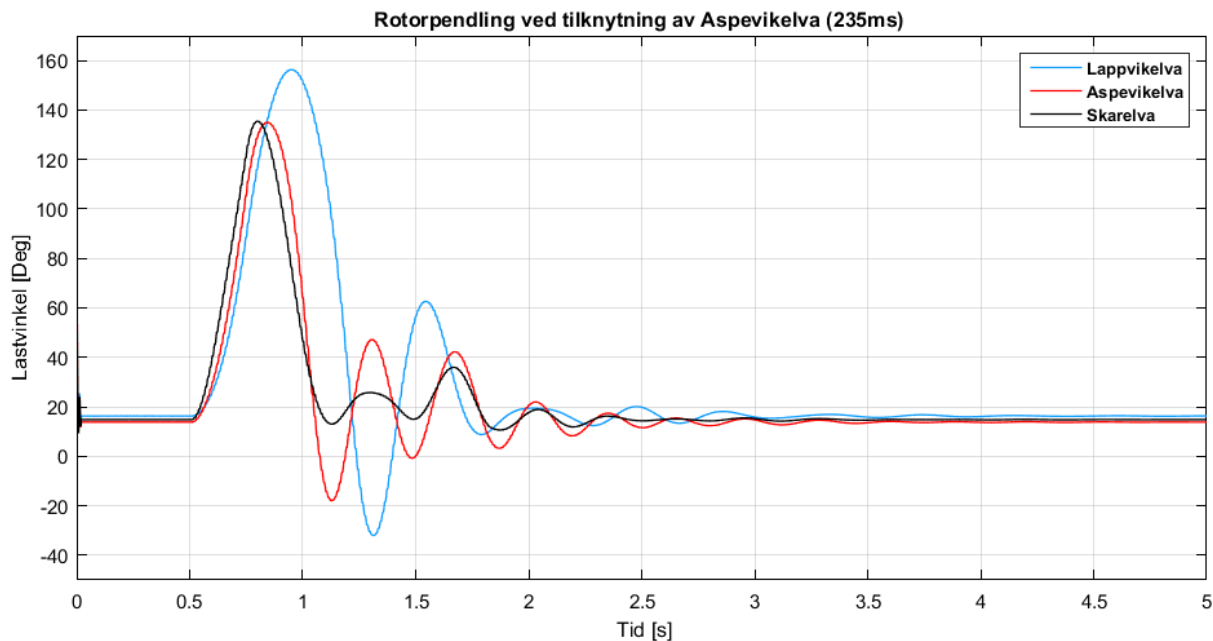
Aspevikelva har en aktiv produksjon på 6,9MW og må trekke 2,78MVA_r for å oppnå nominell spenning i tilknytningspunktet. Skarelva og Lappvikelva må trekke noe mindre reaktiv effekt siden Aspevik opptar en del av denne effekten og er kraftverket nærmest Ofoten transformator.

Fra figur 6.4-1 ser vi at tilknytning av Aspevik faktisk vil forbedre stabiliteten i form av økt kritisk utløsertid. Det er her simulert med samme utløsertid som uten tilknytning og Skarelva som tidligere hadde toppunkt på 155 grader har falt til 130. Skarelva var det kraftverket som var mest påvirket av kortslutningen i 2-maskin systemet mens det ved tilknytning av Aspevik vil være Lappvikelva som er mest påvirket. Lappvik er det kraftverket med størst reaktans mot stivt nett noe som kan føre til at luftgapseffekten og tilgjengelig bremsemoment er minst ved denne generatoren. Den har også størst synkronreaktans og opererer ved nest størst $\cos \varphi$ som gir større lastvinkel i forhold til Skarelva.



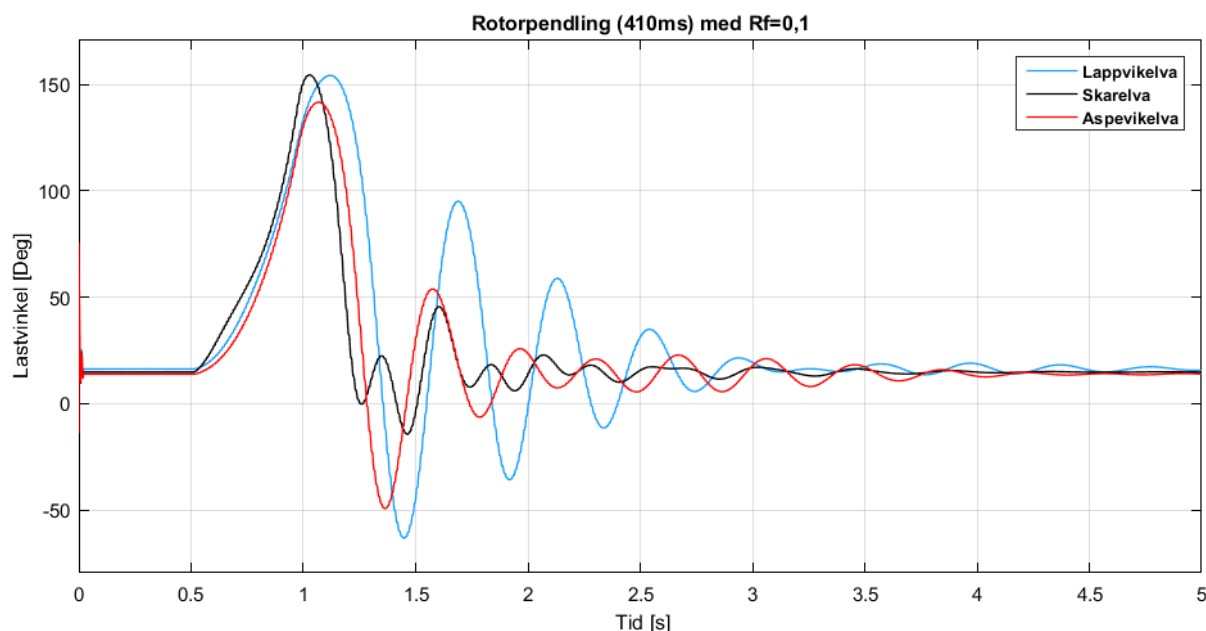
Figur 6.4-1 Rotorpendlinger ved samme utløsertid (220ms) som tidligere analyse

Alle tre generatorene opprettholder synkronisme ved en utløsertid på 235 millisekunder vist i figur 6.4-2 sammenlignet med 220ms fra før tilknytning. Lappvik blir mest påvirket av feilen og vil ruse ut et sted mellom 240 og 250 ms. Det at kraftverkene tåler en høyere FKT ved kortslutning på samme sted ved tilknytning av nytt kraftverk oppleves merkelig. Grunnet økt strømføring ved integrasjon, oppnår kraftverkene en større lastvinkel mot stivt nett (Skarelva fra 27 til 32 grader). Kraftverkene oppnår også en litt større indusert spenning E enn før tilknytning noe som faktisk danner en større luftgapseffekt og mer tilgjengelig bremsemoment. Men økt lastvinkel skulle ført til mindre stabilitetsmarginer.

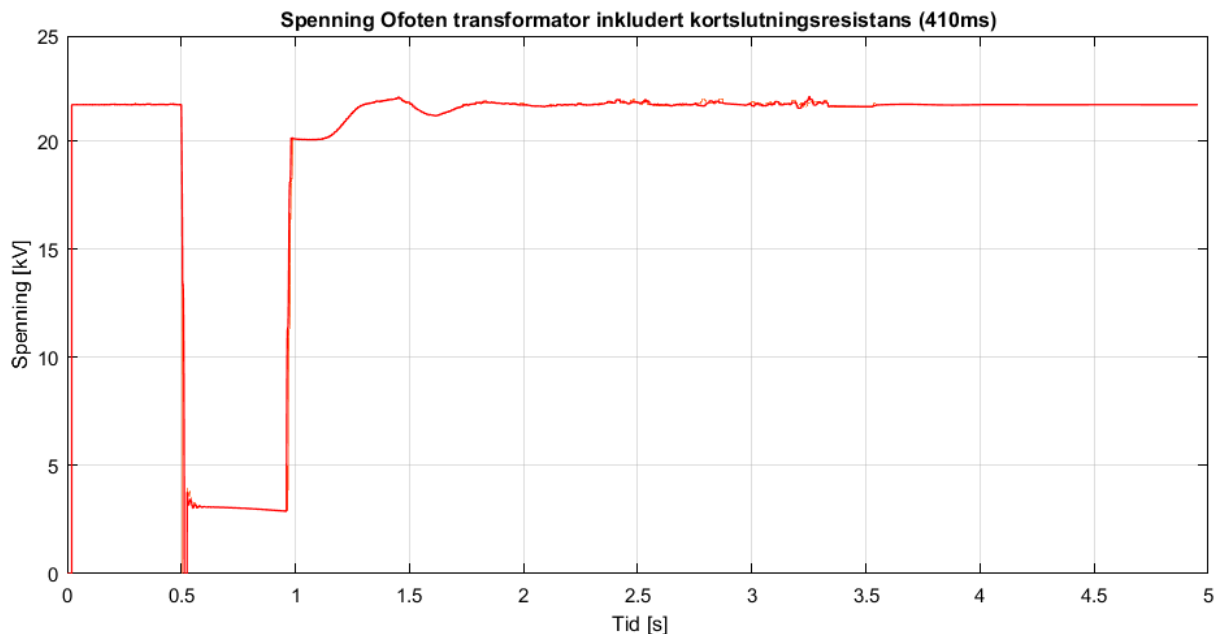


Figur 6.4-2 Rotorpendling ved ny kritisk klareringstid (235ms)

Også i dette tilfellet vil kritisk FKT økes ved å legge til en kortslutningsresistans som vist i figur 6.4-3. I 3-maskin modellen vil alle kraftverkene opprettholde synkronisme ved utløsertid 410ms sammenlignet med 350ms i 2-maskin modellen. Spenningen i Ofoten vil som tidligere ha en viss verdi under feilen vis i figur 6.4-4.

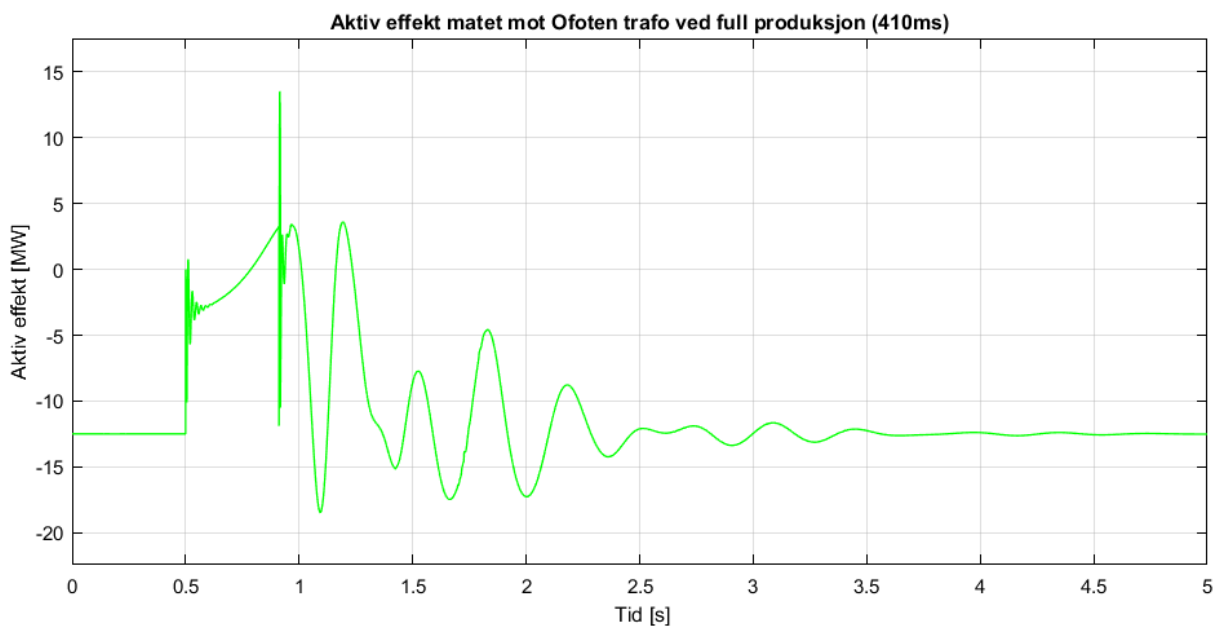


Figur 6.4-3 Pendlinger ved inkludering av kortslutningsresistans på kortslutningen (410ms)



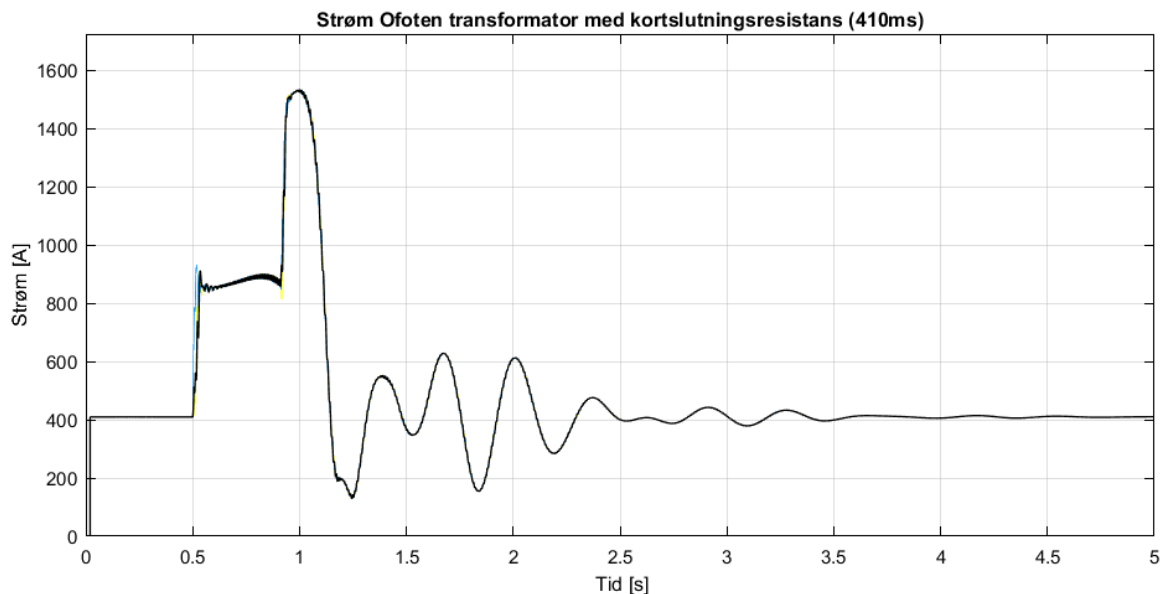
Figur 6.4-4 Spennning Ofoten transformator ved kortslutning naboavgang

Den aktive effekten mot Ofoten transformator vil falle mot null under kortslutningene, illustrert i figur 6.4-5.



Figur 6.4-5 Effekt matet mot Ofoten transformator ved full produksjon (410ms)

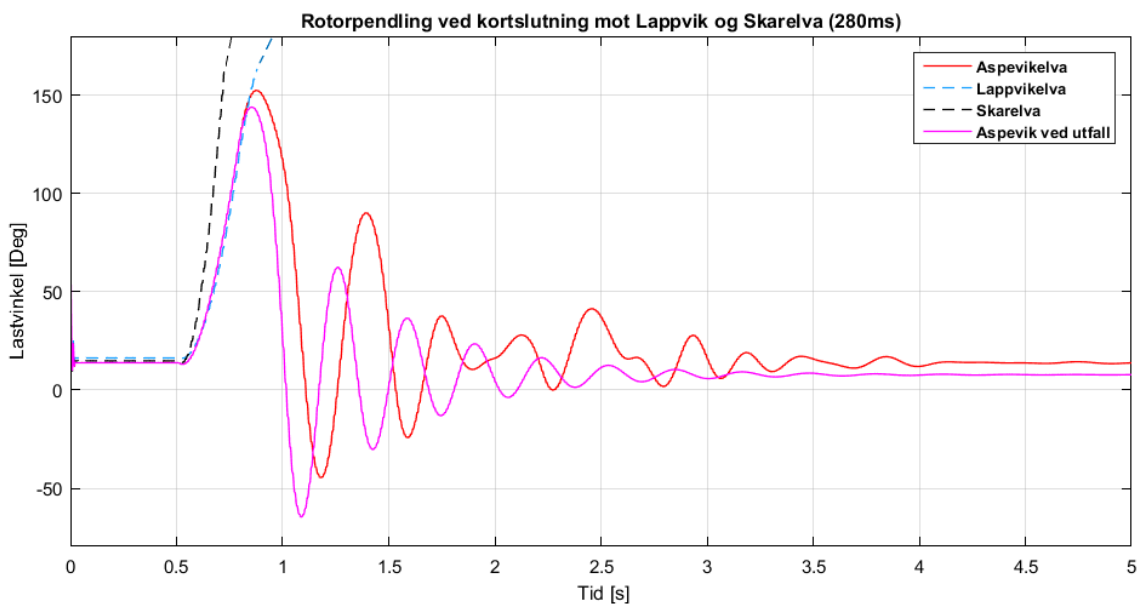
Strømmen ved kortslutning vil som vi ser i figur 6.4-6 øke momentant under feilen før den svinger seg tilbake etter at feilen er klarert. Toppunktet til strømmen er nesten 4 ganger strømmen før feil.



Figur 6.4-6 Strøm Ofoten ved kortslutning (410ms)

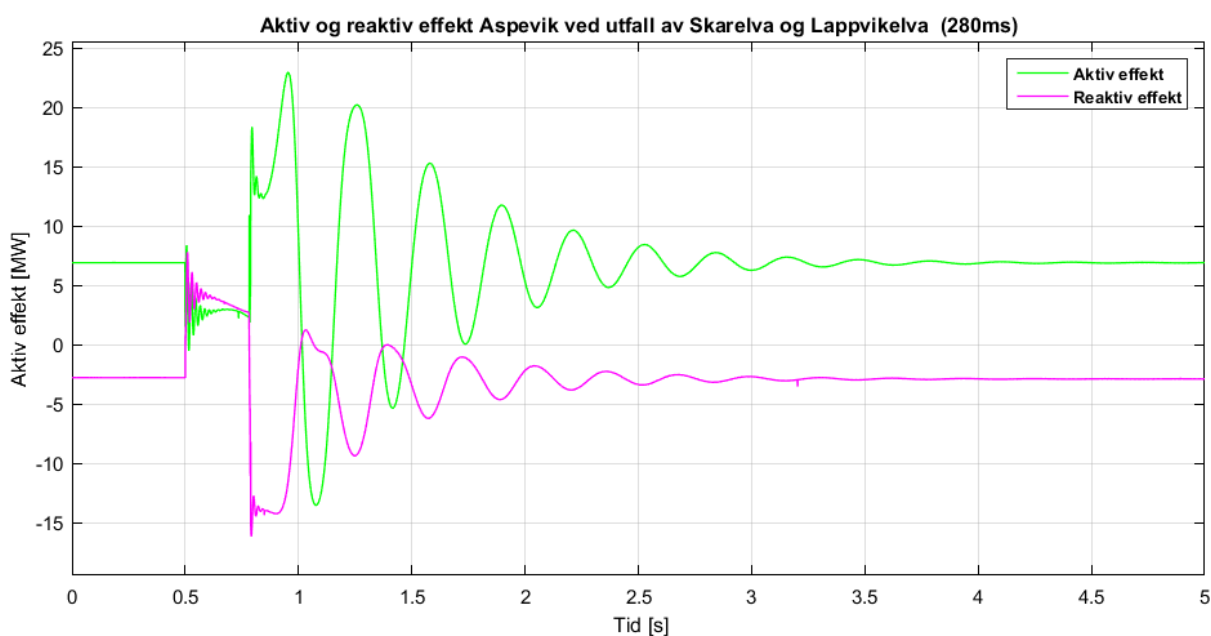
6.5 Case 4 Kortslutning mot Lappvik og Skarelva

Case 4 tar for seg kortslutning lengre ut på avgangen som vi i figur 6.1-3 mot Skarelva og Lappvikelva. Denne feilen vil ligge nærmere generatorene som vil gi en økt påvirkning på responsen. Ved kortslutning som vist i figur 6.5-1 vil både Lappvikelva og Skarelva ruse ut relativt raskt og vil måtte kobles fra nettet. Kritisk FKT for Aspevik er 280ms hvor både Lappvik og Skarelva ruser ut mens Aspevik vil beholde synkronisme.



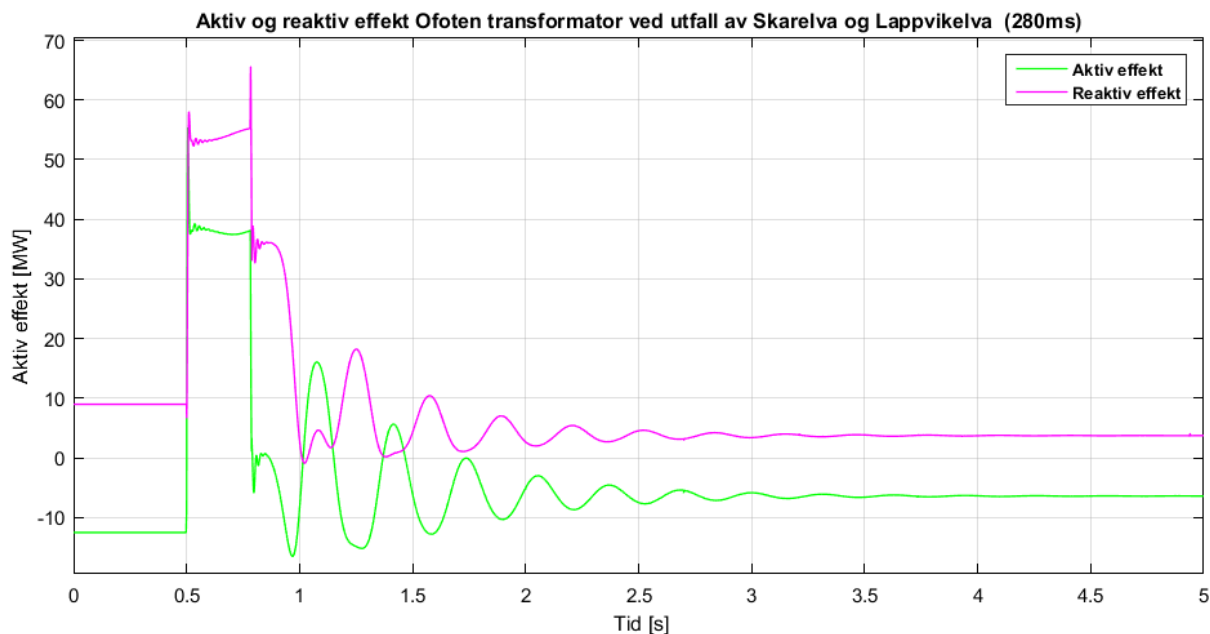
Figur 6.5-1 Rotorpendlinger ved kortslutning og utfall av Lappvikelva og Skarelva

Ved en utkobling av Lappvikelva og Skarelva vil lastvinkelen mot stivt nett for Aspevikelva synke noe grunnet mindre strømføring mot Ofoten transformator. Aspevik ligger med en aktiv effektproduksjon på 6,9 MW før feilen som også er tilfelle etter at Aspevik har gjenoppnådd stabilt arbeidspunkt etter feilen. Det reaktive effektforbruket øker fra -2,77MVAR til -2,9 MVAR grunnet endring i strøm og spenningsforhold som vist i figur 6.5-2.



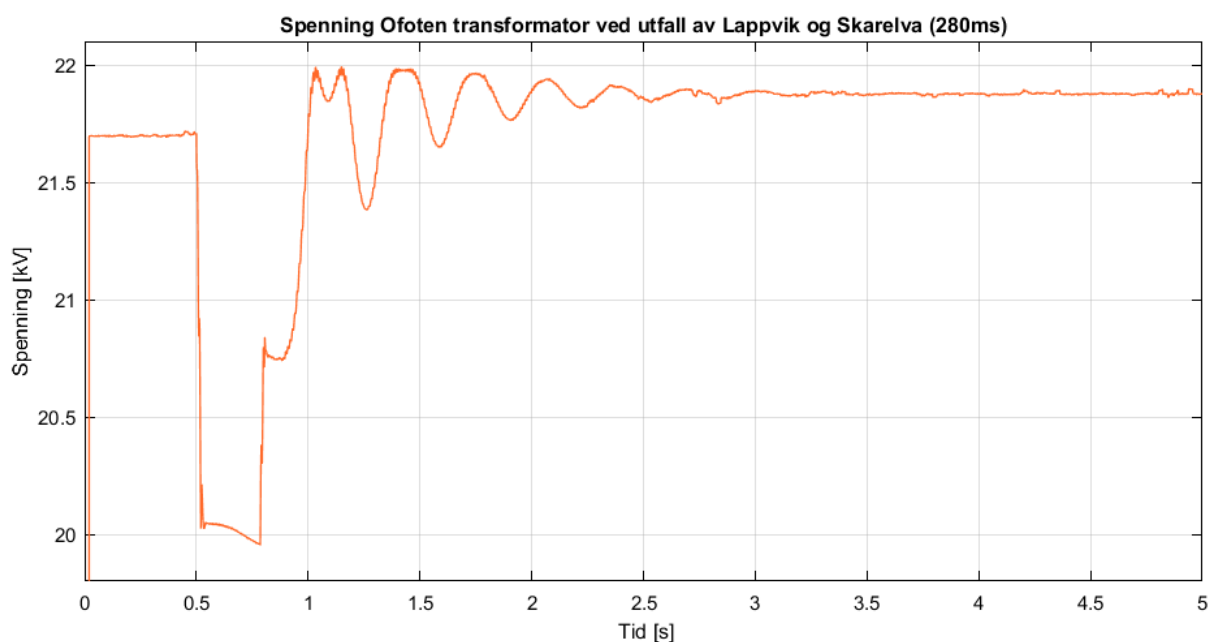
Figur 6.5-2 Aktiv og reaktiv effekt Aspevik ved utfall av Lappvikelva og Skarelva

Effekten som mates mot Ofoten er opprinnelig 12,5MW før utfall (tap 2,1MW) og faller til 6,4 MW med kun Aspevik som forsyning (tap 0,5MW). Dette illustreres i figur 6.5-3 hvor negativ verdi indikerer import fra distribusjonsnettet og positiv verdi indikerer eksport. Før feilen inntreffer må det importeres rundt 9MVAR fra Ofoten transformator grunnet høyt forbruk av reaktiv effekt fra kraftverkene. Statnett kan sette begrensninger for uttak av reaktiv effekt noe som kan medføre at Nordkraft må få satt inn kompenseringenheter. Etter utfall av Lappvikelva og Skarelva synker den reaktive effekten eksporten til ca. 3,8 MVAR hvor 0,8MVAR er reaktive tap.

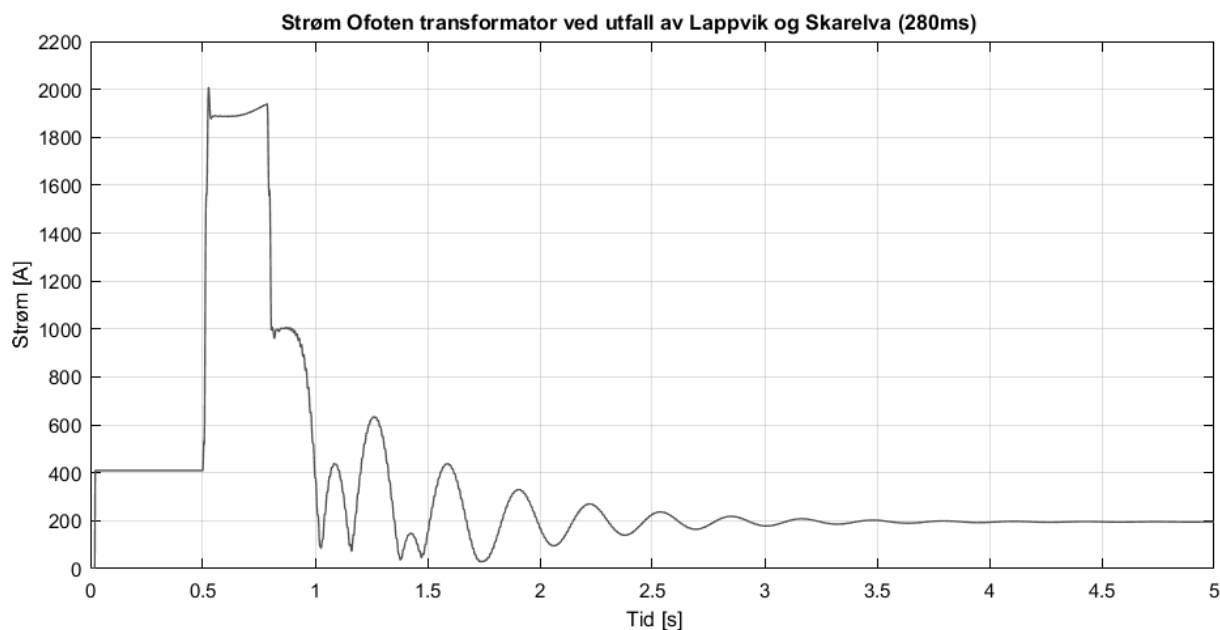


Figur 6.5-3 Aktiv og reaktiv effekt Ofoten trafo ved utfall av Lappvikelva og Skarelva

Grunnet mindre strøm i linja og dermed lavere spenningsfall vil spenningen ved Ofoten transformator øke fra 21,7 kV til 21,88kV vis i figur 6.5-4 mens strømmen som illustrert i figur 6.5-5 vil falle fra 400A til omtrent 195A noe som stemmer bra overens med at halvparten av total effekt er koblet fra.



Figur 6.5-4 Spennning Ofoten transformator ved utfall av Lappvikelva og Skarelva

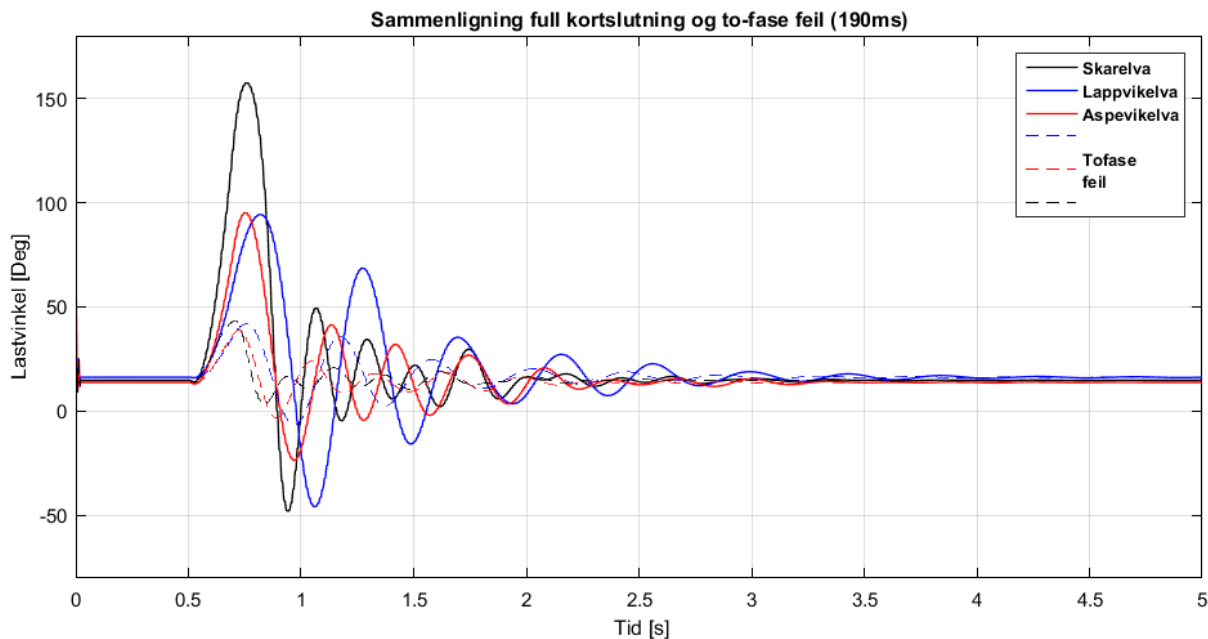


Figur 6.5-5 Strøm Ofoten transformator ved utfall av Lappvikelva og Skarelva

6.6 Case 5 Feil på aktuell avgang, forskjellige typer feil

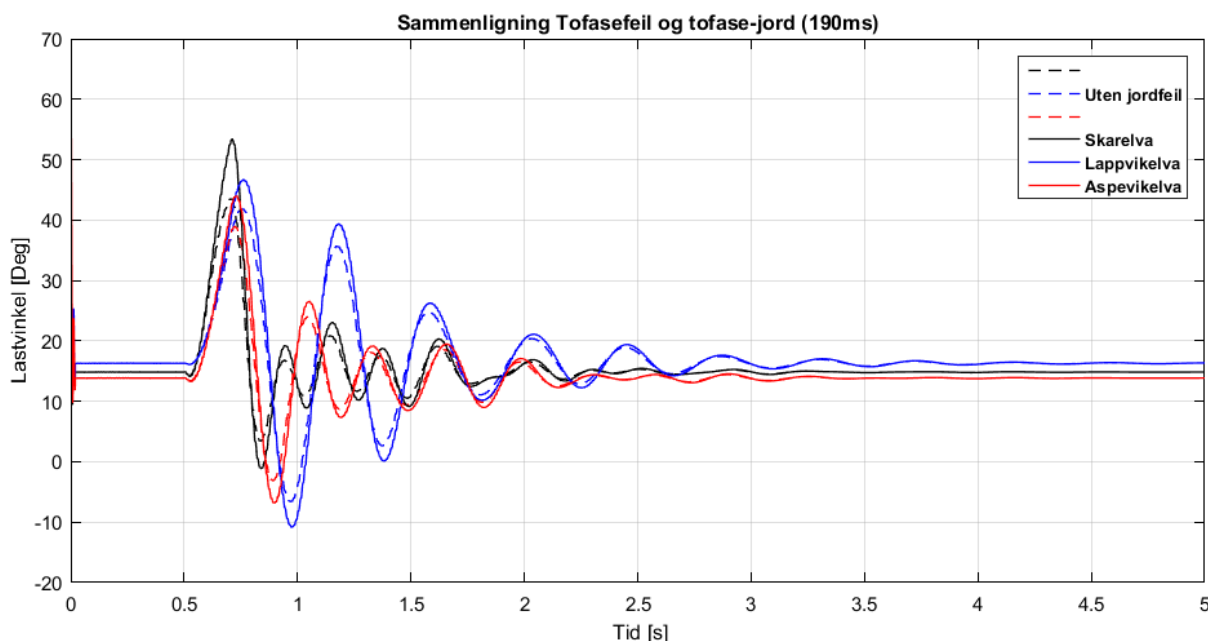
I case 5 er feilen flyttet nærmere generatorene på 22kV avgangen fra Ofoten transformator. Det er her utført simuleringer av symmetrisk feil og sammenlignet med usymmetriske feil (tofase kortslutning, jordfeil mm). I virkeligheten er slike usymmetriske feil ofte mer vanlig enn fullstendig kortslutning men det er ofte av interesse å analysere mer ekstreme tilfeller for å kunne dimensjonere systemet etter slike forhold.

Figur 6.6-1 viser forskjellen av to ulike feil ved lik klareringstid. Ved full kortslutning vil generatorene være stabile for en utløsertid på 190ms mens ved en tofase kortslutning vil pendlingene falle kraftig. Heltrukken linje indikerer trefase kortslutning og stiplet linje indikerer tofasefeil.



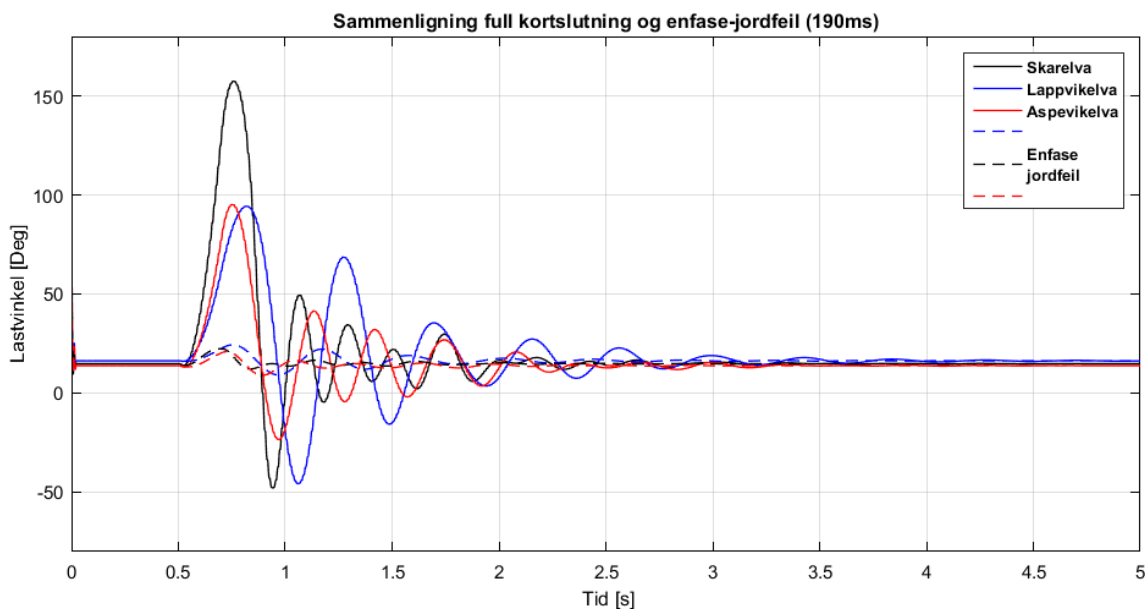
Figur 6.6-1 Sammenligning av lastvinkler ved full trefase kortslutning og tofase feil (190ms)

Av figur 6.6-2 kommer det frem at tofase jordfeil (heltrukken linje) gir ganske lik respons som tofase kortslutning (stiplet). Det er også mindre vanlig med tofase jordfeil hvor den mest vanlig feilen i distribusjonsnettet er enfase jordfeil.



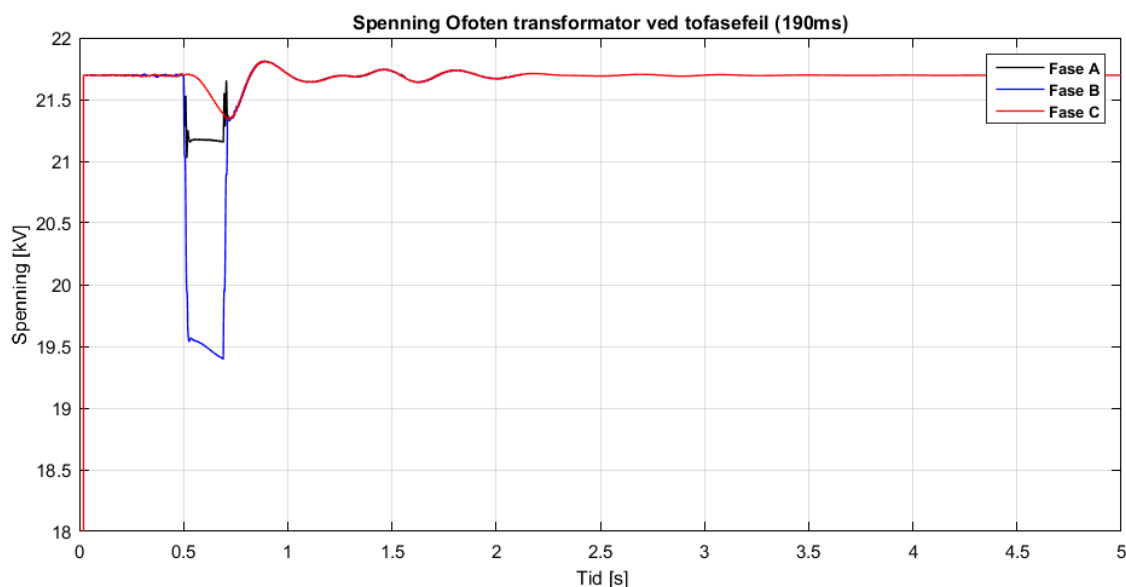
Figur 6.6-2 Sammenligning lastvinkler tofase feil og tofase jordfeil (190ms)

En jordfeil sammenlignet med en full trefase feil vil som figur 6.6-3 illustrerer gi lite utslag på lastvinklene. Sett fra et lastvinkelperspektiv vil en slik feil kunne ligge inne lenge uten at maskinen ruser ut mens det på grunn av usymmetri på strøm og spenning eller spenningsprang og overstrøm vil føre til at vern legger ut.



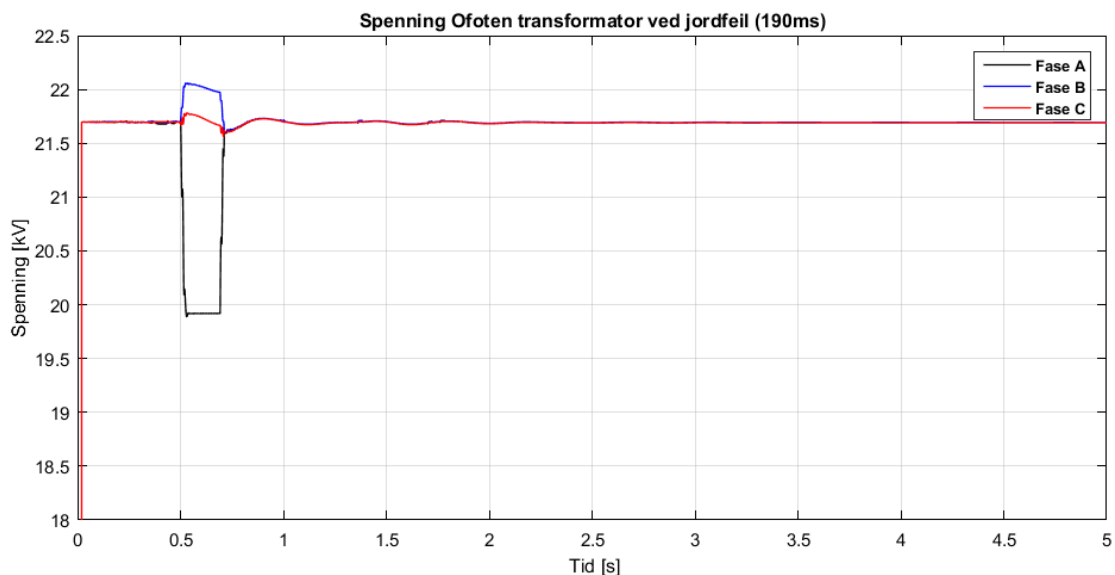
Figur 6.6-3 Sammenligning lastvinkler trefase kortslutning og jordfeil (190ms)

Som det går frem av figur 6.6-4 vil spenningen på feilberørte faser (tofasefeil) være i usymmetri mens feilfri fase vil være minst påvirket. Ved klarering av feil vil spenningene returnere til stabilt punkt.



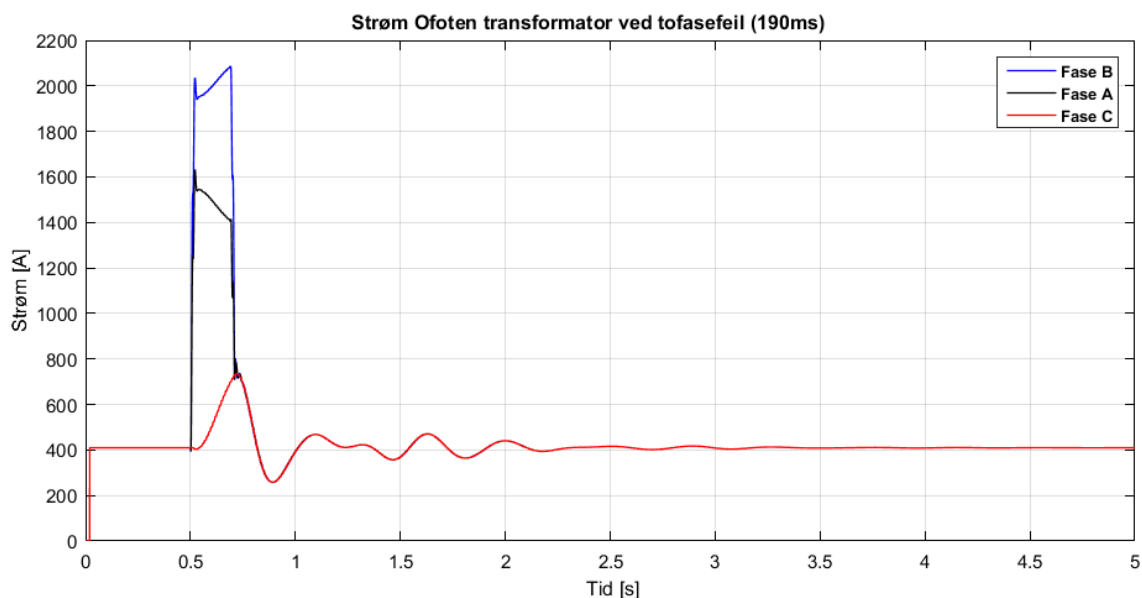
Figur 6.6-4 Spenning Ofoten transformator ved tofasefeil (A-B)

Ved jordfeil vil spenningen være mindre påvirket enn ved tofasefeil. Spenningen i feilhefted fase A faller til ca 20kV under som illustrert i figur 6.6-5.



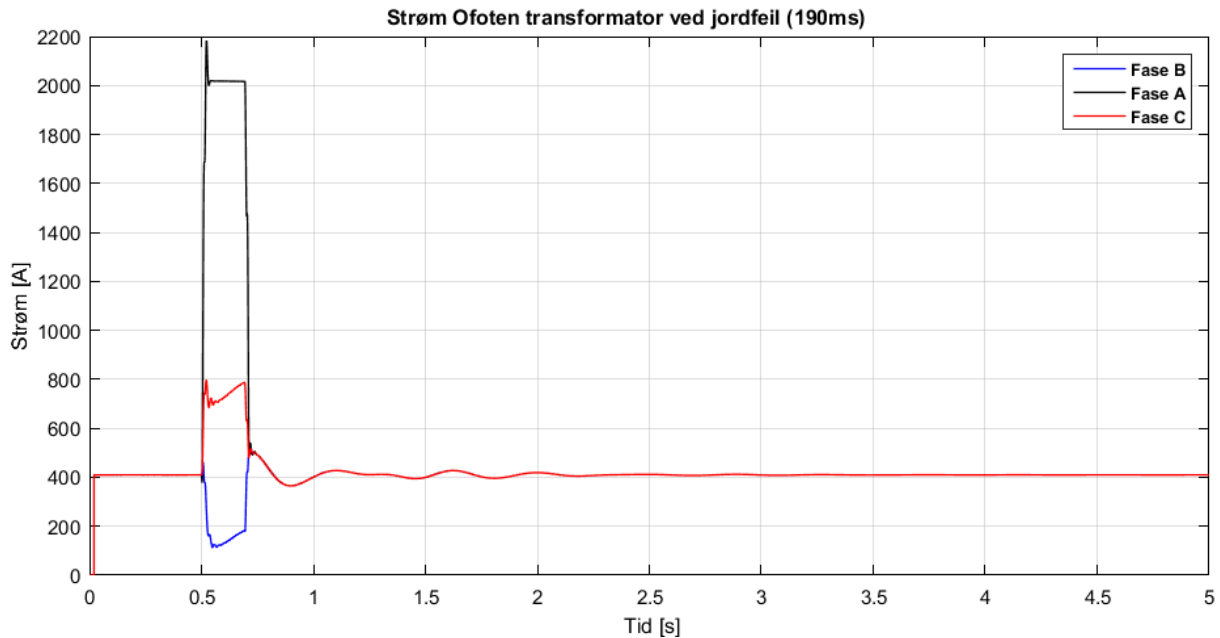
Figur 6.6-5 Spending Ofoten transformator ved jordfeil (Fase A-jord)

Strømmen i fase A og B vil øke kraftig side disse to fasene er berørt av kortslutningen som vi ser av figur 6.6-6 over tofasefeil.



Figur 6.6-6 Strøm Ofoten transformator ved tofase feil (A-B)

Figur 6.6-7 viser strømmene ved Ofoten transformator ved jordfeil hvor berørt fase øker mest under feilen.



Figur 6.6-7 Strøm Ofoten trafo ved jordfeil (Fase A-jord)

Av case 5 kommer det frem at usymmetriske feil vil gi mye mindre pendlinger i lastvinkler og at slike feil ikke er like alvorlige som trefasefeil. Jordfeil og tofasefeil vil likevel føre til utkobling av vern grunnet overstrøm og usymmetri.

7. Stabilitetsforbedring

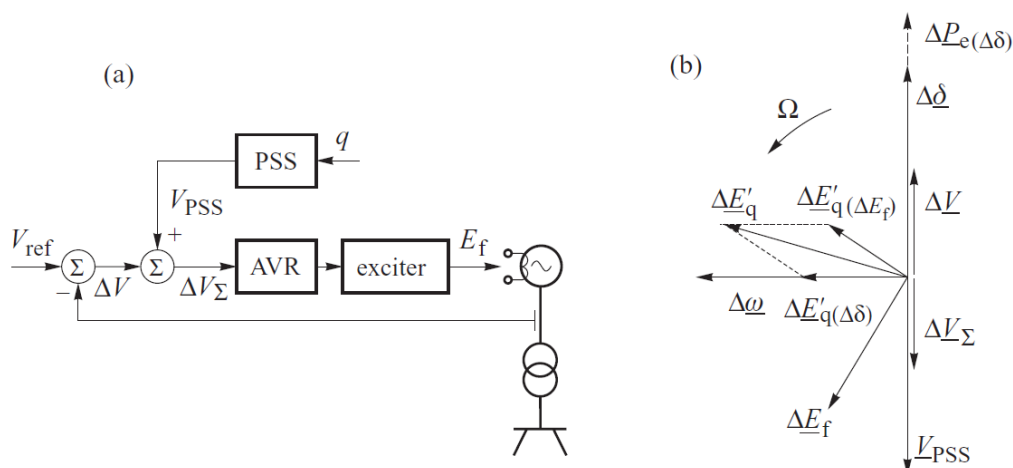
Stabilitet i kraftsystemet er som sagt evnen systemet har til å returnere til et stabilt likevektspunkt etter å vært utsatt for en forstyrrelse. Når det gjelder lastvinkelstabilitet kan den forsterkes og den dynamiske responsen kan forbedres ved å optimalisere systemets utforming og styring. Eksempler for å forbedre stabiliteten:

- Optimalisering av vern og effektbrytere slik at feilen klareres raskes mulig
- Bruk av en-polt effektbrytere slik at ved enfase feil utløses bare feilberørt linje
- Unngå overbelastning i nettet
- N-1 kriteriet - reserve overføringskapasitet
- Unngå operasjon ved lav frekvens og spenning

I praksis vil dette være en økonomisk vurdering hvor man hele tiden må vurdere hvor mye man ønsker å drifte nært stabilitetsgrensene mot det å ha tilstrekkelig overføringskapasitet og reservekraft. For bedre stabiliteten kan det også tilføres eksterne enheter som påvirker den dynamiske responsen og de mest vanlige blir forklart under.

7.1 Dempetilsats

Ved å benytte en såkalt dempetilsats kjent som PSS – Power System Stabiliser kan man forbedre stabiliteten til systemet. En PSS er en innretning som gir ekstra supplerende reguleringsløyper til AVR eller turbinregulatoren. PSS anses som å være en av de mest kostnadseffektive metodene for stabilitetsforbedring.



Figur 7.1-1 Blokk og fase diagram for virkemåte PSS [1]

I normal drift ved null hastighetsavvik skal spenningsregulatoren kun regulere i forhold til spenningsavviket ΔV . Men i den transiente fasen vil ikke lenger hastighetsavviket være null/hastigheten være konstant, rotor vil svinge og ΔV påvirkes av svingningene i lastvinkelen. Dempetilsatsen skal generere et signal som kompenserer for svingningene til ΔV og generere en dempende komponent som er i fase med hastighetsavviket $\Delta\omega$. V_{PSS} legges altså i motfase til spenningsavviket ΔV som vist i figur 7.1-1 b). Da vil det resulterende spenningsavviket ΔV_{Σ} blir redusert i forhold til å uten bruk av PSS. [1]

I Simulink kan PSS modelleres i form av å legge til dempetilsats i forbindelse med spenningsregulatoren eller ved å øke dempekonstanten i maskinene.

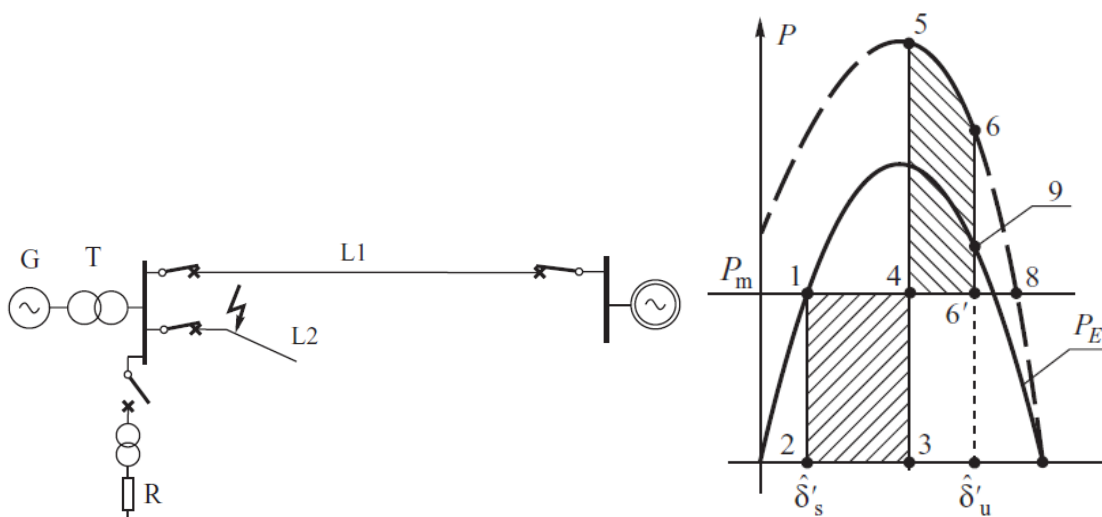
7.2 Sterkt nett og redusert belastning

Et økt tverrsnitt og mindre belastning på overføringen gir mindre spenningsfall og kraftverkene må ikke undermagnetiseres like mye. Dette påvirker lastvinkelen i form av $\cos \varphi$ som fører til mindre lastvinkel og større induisert spenning som igjen gir større stabilitetsmarginer.

Å minske den aktive produksjonen bidrar også til å bedre stabiliteten. Ved å senke den aktive effektproduksjonen vil man også oppnå forbedring av stabiliteten. Blant annet vil ankerstrømmen bli lavere og man oppnår en mindre lastvinkel som medfører at stabilitetsmarginen blir større. Å innføre en begrensning av maksimal aktiv produksjon for et kraftverk vil sannsynligvis være upopulært sett fra eiers ståsted og det er sett på som mindre aktuelt.

7.3 Bremseresistans

Ved å koble en resistans ved generatorklemmene kan man påvirke svingningene til generatoren. Ved å legge inn bryteren til bremseresistansen i det lastvinkelen begynner å øke vil man få en økt amplitude på effekt-lastvinkel karakteristikken $P(\delta')$ som gir et større tilgjengelig bremseareal. I det rotor svinger tilbake vil bremseresistansen legges ut igjen. Metoden er vist i figur 7.3-1. [1]



Figur 7.3-1 Bruk av bremseresistans

8. Konklusjon

Målet med oppgaven var å lage en modell over 22kV nettet til Nordkraft sør for Narvik med tilhørende DG-enheter og overføringsnett. Modellen skulle utføre dynamiske analyser for å dokumentere stabiliteten i dagens nett men også se på påvirkningen tilknytning av nytt kraftverk vil ha på systemet.

Fra nettanalyse [5] utført av Nordkraft er det konkludert med at det ikke er nok kapasitet i dagens nett til å kunne tilknytte 6,9MW ny produksjon i Aspevikelva. Det er planlagt å forsterke 2,8 km fra FeAl 1x25 til FeAl 1x70 for å oppnå ønske kapasitet. I modellen er det tatt utgangspunkt i denne oppgraderingen.

I dagens nett er Skarelva det kraftverket som er mest påvirket av en større feil i nettet. Årsaken til dette er at Skarelva har relativt lav treghetskonstant H som medfører at generatoren har lite treghetsmoment å jobbe med. Det kommer frem at kraftverkene tåler en maksimal FKT på 330ms med en kortslutningsresistans på $0,1\Omega$. Uten kortslutningsresistansen var maksimal FKT på 220ms for Skarelva og 270ms for Lappvikelva. Simuleringene er forenklet og til dels pessimistisk dermed antas det at både Skarelva og Lappvikelva vil tåle en høyere FKT enn hva det fremgår av analysene. I følge anbefalingene fra SINTEF er maksimal feilklareringstid for en DG-enhet under gitt type feil med på å avgjøre hvorvidt maskinene er transient stabil. Maksimal FKT ved f.eks. kortslutning på naboavgang bestemmes, vanligvis av netteier og er satt til 250ms av SINTEF. [7]

Aspevikelva er tilknyttet som vist på figur 6.1-3 hvor generatorparameterne for kraftverket er av forutsatte verdier grunnet manglende informasjon fra utbygger. Det er påvist gjennom analysene at det ved tilknytning av Aspevikelva vil være tilnærmet lik kritisk FKT for kortslutning av naboavgang ved Ofoten transformator som før tilknytning. Ved tilnærmet null resistans i kortslutningen var kritisk FKT 235ms sammenlignet med 220ms før tilknytning. Dette kan komme av at Aspevikelva tar på seg mer reaktiv effekt som avlaster Skarelva og Lappvikelva.

Disse kraftverkene vil da få endring i induisert spenning som gir endring i luftgapseffekten P_e som igjen endrer kritisk FKT. Igjen ønsker jeg å få frem at analysen er en forenklet modell og at det ved hjelp av AVR og riktig innstilling på vern og regulatorer kan antas at kritisk FKT vil være noe høyere i virkeligheten. Skulle de likevel være behov for å forbedre stabiliteten kan benytte seg av ulike alternative som forklart i delkapittel 7, spesielt aktuelt vil være PSS.

Det anbefales avslutningsvis å utføre videre analyser av systemet når flere detaljer om Aspevikelva er kjent, og da inkludert regulatorer med riktige innstillinger. Dette vil kunne gi en bedre indikasjon på hvordan utformingen av vern i kraftstasjonen burde innstilles og koordinering mot andre vern i nettet.

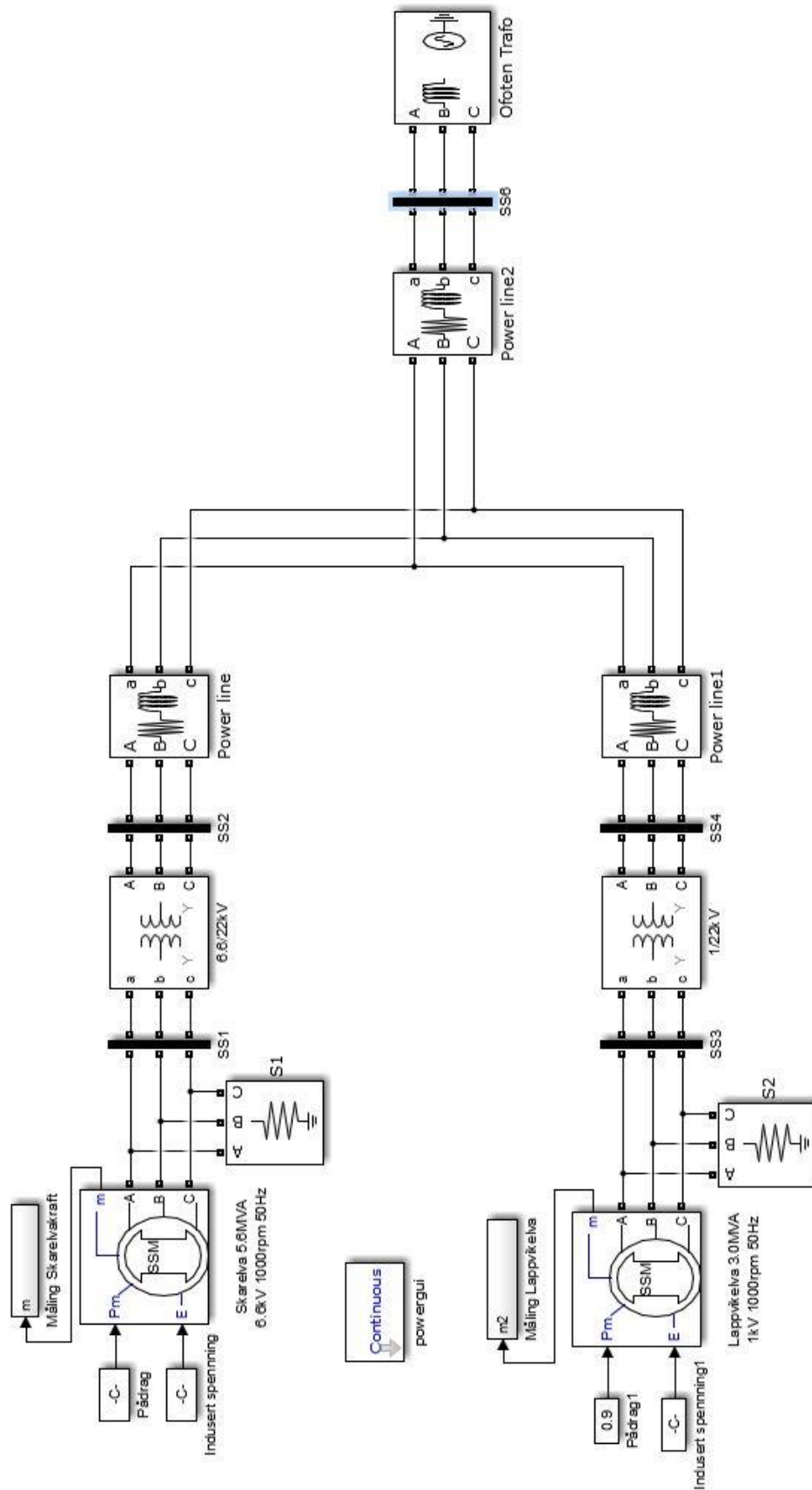
9. Kilder

- [1] J.Machowski, J.Bialek and J.Bumby (2008), *Power Systems Dynamics – Stability and Control*, John Wiley & Sons.
- [2] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem, and V. Vittal (2004), *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*, IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, no. 2.
- [3] Østrem, Trond (2013), *Kompendium 380: Roterende elektriske maskiner*
- [4] Østrem, Trond (2012), *Kompendium 376: Strømrettere og transformatorer*
- [5] Sætre, Frode (09.02.2015) *Nettanalyse i forbindelse med tilknytning av Aspevikelva kraftverk (6,9MW)*
- [6] RENBLAD, *Råd om Nettanalyse*, NR 3006 – VER 1.2/2011
- [7] Petterteig, Mogstad, Henriksen, Håland (2006), *Tekniske retningslinjer for tilknytning av produksjonseheter, med maksimum aktiv effektproduksjon mindre enn 10 MW, til distribusjonsnettet.*
- [8] S.Svarte, J.H:Sebergesen (2012), *Energiproduksjon og energidistribusjon – Jordfeil, anlegg og sikkerhet*
- [9]https://upload.wikimedia.org/wikipedia/commons/1/10/Transformer_equivalent_circuit-2.svg (11.01.16)
- [10] <http://www.ut.no/kart/> (Hentet 08.12.15)
- [11]<http://se.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/simplifiedsynchronousmachine.html> (18.01.16)
- [12]http://stamfordavk.com/sites/default/files/literature/all/dig156m_4_50_10500.pdf (23.02.16)
- [13] http://nptel.ac.in/courses/Webcourse-contents/IIT-KANPUR/power-system/chapter_9/9_4a.html (11.05.16)

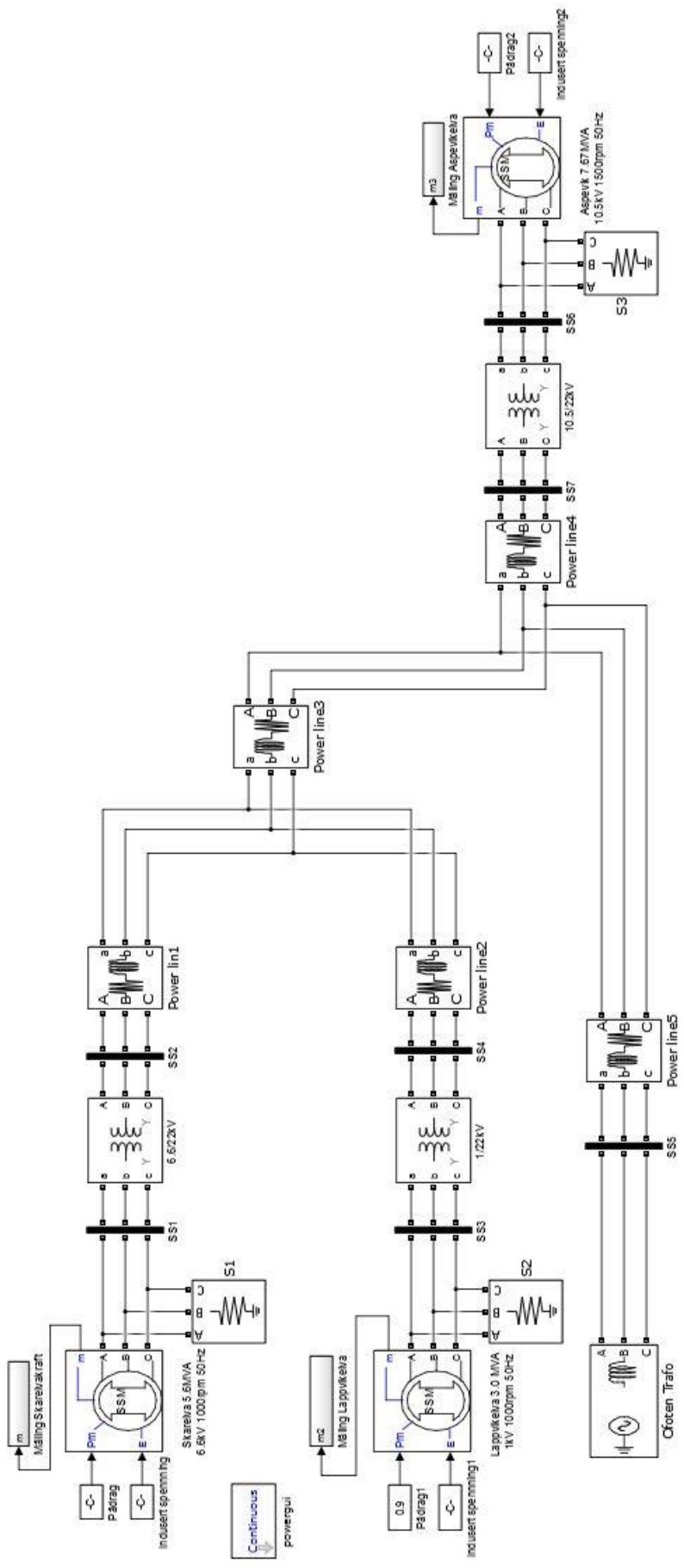
Vedlegg

1. Oversiktsbilde Simulink modeller
2. Datablad generatorer
3. Datablad transformatorer
4. Beregning av linjedata
5. Enlinjeskjema sørnettet
6. Signert taushetserklæring

Vedlegg 1 – Oversiktsbilde Simulink modeller



Modell av dagens nett med Lappvikelva og Skarelva



Modell ved tilknytning av Aspevikelva