

Smart Grid og dynamiske analyser

Nettanalyse av Midt-Norge stadium 2030
med fokus på smartgrid for bedre dynamisk
utnyttelse av sentralnettet.

Sindre Solberg

Master i energi og miljø

Innlevert: Juni 2012

Hovedveileder: Terje Gjengedal, ELKRAFT

Medveileder: Knut Styve Hornnes, Statnett

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Institutt for elkraftteknikk

Oppgavetekst

Nettanalyse av Midt-Norge stadium 2030 med fokus på smartgrid for bedre dynamisk utnyttelse av sentralnettet.

Smart Grid og smarte løsninger fremheves i flere sammenhenger som viktige virkemidler for å bidra til bedre utnyttelse av kraftsystemet både stasjonært og dynamisk. Bruk av forbrukerfleksibilitet kan være et interessant virkemiddel å ta i bruk, men hvilken reell virkning dette vil ha er fortsatt uklart.

Tema for denne oppgaven er derfor å vurdere om forbrukerfleksibilitet i visse situasjoner kan bidra til en bedre dynamisk utnyttelse av kraftsystemet. Dette skal kandidaten utføre gjennom disse to problemstillingene:

- Kandidaten skal først gi en vurdering av smartgrid, hva dette er og hvordan slike løsninger kan bidra til en bedre systemutnyttelse.
- Deretter skal kandidaten etablere en modell av kraftsystemet i Midt-Norge og utføre dynamiske analyser med fokus på forbrukerfleksibilitet. Formålet er å vurdere om forbrukerfleksibilitet på en hensiktsmessig måte kan bidra til å forbedre stabiliteten og utnyttelsen av nettet.

Forord

Denne masteroppgaven er skrevet som det avsluttende arbeidet ved studiet Energi og Miljø, ved Norges tekniske-naturvitenskapelige universitet. Oppgaven bygger videre på prosjektoppgaven "Smarte nett og forbrukerfleksibilitet" skrevet av Ingeborg Nes og Sindre Solberg, høsten 2011.

Jeg vil takke hovedveileder Terje Gjengedal, NTNU for veiledning gjennom året og Knut Styve Hornnes, Statnett for faglige innspill, tålmodig drøfting og hjelp med alt det praktiske. Videre vil jeg takke Thomas Hansen og Sigbjørn Sørbotten fra Statnett for uvurderlig hjelp ved innstalleringen og initialiseringen av PSS[®]E før de dynamiske analysene. I tillegg vil jeg rett en takk til Ingeborg Nes som har jobbet ved siden av meg, og vist stor tålmodighet i alt fra faglige diskusjoner til vurderinger av leilighetskjøp. Sist, men ikke minst en stor takk til Stina Solberg, min kjære kone, som har oppmuntret og støttet meg gjennom dette halvåret.

Gjennom hele semesteret har jeg hatt plass ved Statnett sitt kontor i Trondheim, og jeg er veldig takknemlig for måten jeg har blitt tatt imot av alle i Statnett Trondheim. For meg virker det som en unik arbeidsplass, hvor mennesker med ulik faglig bakgrunn er inkluderende og åpne mot hverandre.

Det har vært et spennende halvår, med fokus på et veldig interessant tema. Jeg har lært mer om dynamiske analyser og visjonen bak implementeringen av Smart Grid i Norge. Som den kloke kong Salomo sa: "Where there is no vision, the people perish ..." Ingen kjenner fremtiden, men vi må komme den i møte og omfavne de utfordringene som møter oss.

Trondheim, 19. Juni 2012



Sindre Solberg

Sammendrag

Kraftsituasjonen i Midt-Norge har lenge vært kritisk på grunn av kraftunderskuddet i området. I tiden frem mot 2030 vil Statnett gjøre store investeringer i nye kraftlinjer, samt spenningsoppgraderinger på linjenett tilknyttet Midt-Norge for å sikre energiforsyningen.

Denne masteroppgaven ser nærmere på nett-situasjonen i Midt-Norge slik den framstår i år 2030. Fokuset er på framtidens Smart Grid, og de dynamiske stabilitetsutfordringene. Gjennom oppgaven skal det undersøkes hvordan forbruksutkobling kan påvirke den dynamiske stabiliteten i kraftsystemet ved store forstyrrelser. I tillegg vurderes nye alternativer til systemvern og primærkontroll, alternativer som kommer ved utviklingen av Smart Grid. Her undersøkes også ny teknologi fra USA, som utnytter kraftelektronikk i lastenheter til frekvensregulering.

Analysene som utføres i denne oppgaven er begrenset til å omfatte sentralnettet i Midt-Norge slik det kan fremstå i år 2030. For å utføre simuleringene ble Siemens nettanalyseverktøy PSS[®]E benyttet. Før de dynamiske simuleringene startet, ble linjesnittet mot Sverige, Nea – Järpströmmen, og snittet mot Vestlandet, Aurskog – Fardal, frakoblet. Det var nødvendig for å gjøre kraftsystemet mer sårbart, slik at nye feilsituasjoner kunne føre til store forstyrrelser. Tre feilscenarier ble gjennomført med to ulike tunglastmodeller. Feilscenariene besto av en dobbel samleskinnefeil, ved enten Ogdal, Klæbu eller Aura trafostasjon, 420 kV samleskinner. Etter feilen var klarert, ble de aktuelle samleskinnene utkoblet. Før de dynamiske analysene ble utført, ble det foretatt en forenklet lastflytanalyse som viste effektflyten og den statiske stabiliteten i nettet. Så startet den dynamiske analysen, med utgangspunkt i de ulike feilscenariene. Det ble undersøkt om lastutkobling i Midt-Norge kunne påvirke spenningen og frekvensen ved samleskinnene, og hvordan denne påvirkningen kan utnyttes til primærkontroll.

Gjennom analysene kom det fram hvor sterkt nettet vil være i 2030. Selv om nettet var en minimumsversjon av hvordan det forventes å være, ble det observert kun ett tilfelle av overlast ved lastflytanalysen. 300 kV- linjen fra Tunnsjødal til Verdal var belastet 101 % når Ogdals to 420 kV samleskinner var utkoblet, på grunn av feilhendelsen. Denne overbelastningen oppstod fordi 300 kV linjen lå i parallell med den utkoblede 420 kV-linjen, så all effektflyt som skulle fra nord til sør, måtte gå gjennom denne linjen. Det er allerede lagt planer om å oppgradere 300 kV-linjen til 420 kV før 2030, noe som vil øke kapasiteten opp mot 80 %, og minske belastningen ved lignende feilscenarier.

Gjennom de dynamiske analysene ble det vist hvordan lastutkobling hever spenningen og øker frekvensen. Feilscenariet ved Aura trafostasjon var det eneste som forårsaket en varig ustabilitet.

Feilen med påfølgende utkobling, utløste et spenningsfall som resulterte i en spenningskollaps. Hvor stor utbredelse kollapsen hadde komme ikke fram av analysen, da den ikke konvergente etter kollapsen var inntruffet. Videre ble det undersøkt om lastutkoblingen kunne forhindre kollapsen i å inntreffe. Ulike størrelser på lastutkoblingen ble utforsket, samt utkobling ved ulike tidspunkt. For å unngå spenningskollaps for akkurat dette tilfellet måtte 100 MW bli utkoblet innen 0,5 sekunder etter feilen inntraff, ifølge analysene.

Resultatene fra analysene viste hvordan lastutkobling ved en forstyrrelse kan bidra til å opprettholde den dynamiske stabiliteten. Med Smart Grid åpner det seg nye muligheter for styring og kontroll av stabiliteten. Smarte målere og forbrukerfleksibilitet kan utnyttes som systemvern, både med last- og produksjonsutkobling. Utfordringen er å koble ut forbruk raskt nok, noe som krever gode kommunikasjonskanaler. Et annet alternativ er å installere kraftelektronikk i forbruksenheter som måler frekvensen i nettet. Kraftelektronikken skrur automatisk av og på enheter, for å regulere frekvensen ved behov. Disse to alternativene er en del av et "smart nett" som potensielt kan implementeres i Norge.

Resultatene viste også hvor sterkt nettet er i 2030, noe som kunne tyde på et overdimensjonert nett i Midt-Norge. Men med utvikling innenfor industrien, økt distribuert kraftproduksjon og dermed en forventning om kraftoverskudd i Midt-Norge, er det gunstig med et utrustet sentralnett i dette området.

Summary

The power situation in mid- Norway has been critical for some time, because of the deficit of power production in the area. In the years to come, towards 2030, Statnett wants to make big investment in new power lines, and voltage capacity upgrades at the grid in mid- Norway, to secure the energy supplies.

This master thesis takes a closer look at the grid situation in mid- Norway, as it will appear in 2030. The focus is on the smart grid of the future, and the dynamic stability challenges. The purpose is to examine how utilization of demand response may affect the dynamic stability in the power system, when subjected to large disturbances. In addition, new alternatives are considered for system protection and primary control. Alternatives made possible by the innovations of Smart Grid. New technology from the USA is also being explored, which utilize the demand response of the consumer to primary frequency control.

The analyses performed in this assignment are limited to include the central grid in mid- Norway as it may appear in the year 2030. To perform the simulations Siemens PSS[®]E was used, which is a transmission system analysis and planning software. Before the dynamic simulations began, the grid transforming towards Sweden, Nea – Järpströmmen, and the grid transforming towards the west coast of Norway, Aurskog – Fardal, was disconnected. It was necessary to make the power system vulnerable, so other disturbances could lead to outages in the grid. When disturbances occurred it was desirable to analyze how disconnection of load would impact the power system. Three different scenarios with disruption, was conducted with two different power system load flows. The scenarios consisted of a double busbar fault, either at Ogdal, Klæbu or Aura 420 kV busbar. When the fault was cleared, the busbar disconnected. But before the analyses was performed, a simplified power flow analysis was performed, that showed the power flow and the static stability of the grid. Then the dynamic analyze began, based on the various scenarios. It was examined whether disconnection of load in the middle of Norway could influence the voltage and the frequency in the power system, and whether this influence could be utilized.

The results showed how strong the grid will be in the year 2030. Even if the power grid was a minimum version of how the grid is expected to be, it was only observed one event of overload by the power flow analysis. The 300 kV- line from Tunnsjødal to Verdal were loaded 101 % when Ogdals two 420 kV busbars was disconnected, because of the disruption. This overload occurred because the 300 kV line was in parallel with the disconnected 420 kV- line, so all the power flow which would go from north to south, had to go through the 300 kV-line. It is already made planes to

upgrade the 300 kV- line to a 420 kV before the year 2030, which will increase the capacity up to 80 %, and probably the overload no longer will be present.

Through the dynamic analyzes it was shown how disconnection of load, raises the voltage and increases the frequency. The fault- scenarios at the busbar of Aura transformer station, was the only scenario that caused permanent instability. The error with the subsequent disconnection triggered a loss in the voltage which resulted in a voltage collapse. How large prevalence the collapse had, cannot be determined, since the analysis did not converge after the collapse had occurred. Further, through the analysis it was explored whether the disconnection of load could have prevented the collapse to occur. To prevent the collapse in this specific event, 100 MW had to be disconnected within 0,5 seconds after the fault occurred.

The analyzes showed how the disconnection of load may contribute to maintain the dynamic stability, when disruptions occur in the power grid. Utilizing Smart Grid contributes to new possibilities, concerning management and control of stability in the power system. Smart monitors and demand response may be utilized as system protection, concerning disconnection of load and production. The challenge is to disconnect the demand quick enough, which requires good communication channels. Another option is to install power-electronics in load devices to continuously measure the frequency in the grid. The power-electronic turns units on and of automatic, to regulate the frequency in cases of frequency deviation. These two alternatives are part of a Smart Grid that potentially may be implemented in Norway.

The results has also showed how strong the grid will be in the year 2030, which may indicate that some of the planned investments in the power grid in Mid- Norway is unnecessary. But with the development within the industry, increased distributed generation and therefore an expectation of surplus in central Norway, it is beneficial with a strong central network in Mid- Norway.

Innhold

Oppgavetekst	I
Forord	III
Sammendrag	V
Summary	VII
Figurliste	XIII
Tabelliste	XIV
Liste over forkortelser	XV
1 Innledning.....	17
2 Smart Grid	19
2.1 Bakgrunn for Smart Grid.....	21
2.2 Det smarte overføringsnettet	22
3 Forbrukerfleksibilitet.....	23
3.1 Forbrukerfleksibilitet og stabilitet.....	24
3.2 Aggregatorer.....	25
4 Overvåkning, måling og kontroll i et intelligent nett	26
4.1 AMS	26
4.1.1 Kommunikasjonshastighet	26
4.2 SCADA/EMS	27
4.3 WAMS / WAMPAC.....	28
4.4 PMU	29
4.4.1 PMU i Norden.....	30
4.5 Reaktiv kraftkompensasjon	32
5 Systemvern	33
5.1 Nettsplitting.....	33
5.2 Produksjonsfrakobling (PFK)	33
5.3 Belastningsfrakobling (BFK).....	33

6 Stabilitet i kraftsystemet	35
6.1 Vinkelstabilitet.....	36
6.1.1 Småsignal stabilitet.....	36
6.1.2 Transient stabilitet.....	37
6.2 Spenningsstabilitet	38
6.3 Kraftsystemets frekvens – Stabilitet og kontroll	41
6.3.1 Primærkontroll	41
6.3.2 Sekundærkontroll	43
6.3.3 Tertiærkontroll	44
7 Kraftreserver.....	45
8 Forbrukerfleksibilitet og frekvensregulering i USA	47
9 Dagens sentralnett i Midt-Norge.....	51
9.1 Nettet i Midt-Norge 2030.....	51
9.1.1 Spenningsoppgradering.....	53
10 Metode	55
10.1 PSS [®] E	55
10.2 Bakgrunn for simuleringene	55
10.3 Den dynamiske simuleringen	58
11 Resultater	61
11.1 Lastflytanalyse	61
11. 2 Dynamisk analyse	64
11. 3 Dobbel samleskinnefeil ved Klæbu trafostasjon	65
11.3.1 Tunglastmodellen 2011	66
11.3.2 Tunglastmodellen 2030.....	69
11.3 Dobbel samleskinnefeil ved Ogdal trafostasjon.....	72
11.3.1 Tunglastmodellen 2011	72
11.3.2 Tunglastmodellen 2030	74
11.3.3 Tunnsjødal trafostasjon.....	75

11.4	Dobbel samleskinnefeil ved Aura trafostasjon.....	77
11.4.1	Tunglastmodellen 2011.....	78
11.4.2	Tunglastmodellen 2030.....	81
11.4.3	Vågåmo trafostasjon	85
11.5	Generelle observasjoner	87
11.5.1	”Flat” kjøring i den dynamiske analysen	87
11.5.2	Sprang i målingene	87
11.5.3	Analysene utført uten sekundærkontroll.....	87
12	Diskusjon	89
12.1	Lastflytanalysen.....	89
12.2	Valget av fokusområdet ved den dynamiske analysen	89
12.3	Den dynamiske analysen ved de tre feilscenarioene	90
12.3.1	Simulering med feil ved Ogndal trafostasjon	90
12.3.2	Simulering med feil ved Klæbu trafostasjon	90
12.3.3	Simulering med feil ved Aura trafostasjon.....	91
12.3.4	Generelle observasjoner fra de dynamiske analysene.....	91
12.4	Lastutkoblingen ved spenningskollaps.....	92
12.4.1	Alternativ til systemvern	93
12.4.2	Er det bruk for enda et systemvern?.....	94
12.5	Er kraftsystemet i år 2030 overdimensjonert?.....	95
13	Konklusjon	97
14	Videre arbeid	101
15	Referanser	103
	Vedlegg A.....	107
A.1	Visere.....	107
A.2	Stabilitetskriteriet – Spenningsstabilitet.....	108
A.3	Forberedelser før de dynamiske simuleringene	111

Figurliste

Figur 1 - Illustrasjon av Smart Grid. Kilde: Energinet.dk[4]	19
Figur 2 - Prisreduksjon på grunn av lastflytting. Kilde: Kjell Sand, 2011 [14].	23
Figur 3 - Antall minutter/måned med frekvensavvik fra 1995 - 2010. Kilde: Dybdal, 2011 [15].	24
Figur 4 - Målinger mottatt av SCADA systemet. Kilde: Vanfretti, 2011 [12].	27
Figur 5 - Sensor system: SCADA vs. WAMS. Kilde: Vanfretti, 2011[12].	28
Figur 6 - Nordens sentralnett og utplasserte/planlagte PMU. Kilde: Phadke, A.G. og R.M. de Moraes, 2008 [23].	30
Figur 7 - Oversikt over de ulike aspekt ved stabilitet i kraftsystemet. Kilde: Uhlen og Fosso, 2010 [30].	35
Figur 8 – P-V graf for forskjellige verdier av effektfaktoren. Kurven er kjent som nesekurven. Kilde: Storvann, 2011 [33].	38
Figur 9 - Tidsrespons ved de ulike reservene. Kilde: Statnett, 2009 [35].	41
Figur 10 – Nye likevektspunkt ved lastøkning. Kilde: Machowski, 2008 [21].	42
Figur 11 - Sekundær kontroll. Kilde: Machowski, 2008 [21].	43
Figur 12 - Illustrasjon av en "droop" karakteristikk. Kilde: Machowski, 2008 [21].	47
Figur 13 - Δf - tid karakteristikk for individuell lastkontroll. Kilde: Molina, G. et. al, 2011 [36].	48
Figur 14 - Frekvensavvik med og uten lastutkobling. Kilde: Kilde: Molina, G. et. al, 2011 [36].	49
Figur 15 - Produksjonsforandring med og uten lastutkobling. Kilde: Kilde: Molina, G. et. al, 2011 [36].	50
Figur 16 - Ønsket sentralnett i Norge, 2030. Kilde: Statnett, 2011 [37].	53
Figur 17 - Sentralnettet i Midt-Norge, anno år 2030	56
Figur 18 - Første hendelsesforløp	58
Figur 19 - Andre hendelsesforløp	59
Figur 20 - Tredje hendelsesforløp	59
Figur 21 - Spenning ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011	66
Figur 22 - Spenning ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011	67
Figur 23 - Frekvens ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011	68
Figur 24 - Frekvens ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011	68
Figur 25 - Spenning ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030	69
Figur 26 - Spenning ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030	70
Figur 27 - Frekvens ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030	71
Figur 28 - Spenning ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011	72

Figur 29 - Spenning ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030	74
Figur 30 - Frekvens ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030	75
Figur 31 - Spenning ved Tunnsjødal 420 kV, uten lastutkobling	76
Figur 32 - Frekvens ved Tunnsjødal 420 kV, uten lastutkobling.....	76
Figur 33 - Aura trafostasjon med tilknyttede stasjoner	77
Figur 34 - Spenning ved Vikland 420 kV, Tunglastmodellen 2011	78
Figur 35 - Spenning ved Klæbu 420 kV, Tunglastmodellen 2011	79
Figur 36 - Frekvensen ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011	80
Figur 37 - Uten lastutkobling, Tunglastmodellen 2030	81
Figur 38 - Spenning ved Klæbu 420 kV, Tunglastmodellen 2030	82
Figur 39 - Spenning ved Klæbu 420 kV, Tunglastmodellen 2030	83
Figur 40 - Spenning ved Klæbu 420 kV, Tunglastmodellen 2030	84
Figur 41 - Frekvensen ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030	85
Figur 42 - Spenning ved Vågåmo 420 kV, uten lastutkobling.....	86
Figur 43 - Frekvens ved Vågåmo 420 kV, uten lastutkobling	86
Figur 44 - (a) Sinuskurve og (b) viserrepresentasjon, illustrasjon av visere. Kilde: Vanfretti, 2011 [12].	107
Figur 45 - Ekvivalent krets som hjelp til å bestemme karakteristikken til den reaktive effekten i kraftsystemet. Kilde: Machowski, 2008 [21]......	108
Figur 46 - Karakteristikk for Qs og Ql. Kilde: Machowski, 2008 [21].	109

Tabelliste

Tabell 1- Ulikheter mellom tradisjonell kraftforsyning og Smart Grid. Kilde: Energi21, 2010 [3].....	21
Tabell 2 - Oversikt over produksjon og absorpsjon av reaktiv effekt. Kilde: Fosso, 2011 [30].	32
Tabell 3 - Oversikt over reserver i Norden. Kilde: Gjengedal, 1999.	45
Tabell 4 - Lastflytanalyse for utvalgte linjestrekk i Midt-Norge, del 1. [MW MVar %].....	62
Tabell 5 - Lastflytanalyse for utvalgte linjestrekk i Midt-Norge, del 2. [MW MVar %].....	63

Liste over forkortelser

AMS	Avanserte måle- og styringssystem
BFK	Belastningsfrakobling
CIGRE	The international Council on large electric systems
EMS	Energy management system
FACTS	Flexible AC transmission systems
HVDC	High voltage direct current
IEEE	Institute of electrical and electronics engineers
KILE	Kostnad for ikke-levert energi
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OLTC	On-load tap changer
PFK	Produksjonsfrakobling
PMU	Phasor measurement Unit
RMS	Root mean square
SCADA	Supervisory control and data acquisition
SMT	Synchronized measurement technology
SO	Systemoperator
STATCOM	Static compensator
SVC	Static VAR compensator
SVG	Static VAR generator
TSO	Transmission system operator
WAC	Wide area control
WAM	Wide area monitoring
WAMS	Wide area measurement systems
WAMPAC	wide area monitoring, protection, and control system
WAP	Wide area protection

1 Innledning

I de siste årene har mange forskere forsket på konsekvensene av menneskeskapte klimautslipp. Resultatene har vært dystre, og peker på en framtid med et varmere, villere og våtere klima. Dette vil igjen gjøre seg gjeldende i enda mer ekstremvær i årene som kommer [1].

Etter den kraftige stormen som oppstod desember 2011, også kalt Dagmar, var flere politikere ute og kritiserte regjeringen for sårbarheten til det norske kraft- og telenettet. De mente et nytt sårbarhetsutvalg måtte opprettes for blant annet å vurdere strakstiltak, for å få en bedre beredskap[2]. Statsminister Stoltenberg avviste kritikken, og svarte: " Vi trenger ikke et nytt utvalg, vi trenger konklusjoner og tiltak". Hva kan så slike tiltak være?

I første omgang er spenningsoppgradering og utbygging av nye linjer tiltak som er planlagt for å sikre en enda bedre forsyningssikkerhet. Men i tilfellene med ekstremvær, slik som Dagmar var et eksempel på, kan selv ikke disse tiltakene være gode nok. Med den brede politiske enigheten om fokus på økt forsyningssikkerhet, er det fornuftig å vurdere elementer innenfor Smart Grid som et potensielt systemvern, og som et bidrag til forsyningssikkerheten. Mulighetene som Smart Grid gir til øydrift, utkobling av distribuert forbruk, samt samkjøring av distribuert produksjon, kan være løsningen for forsyningssikkerheten i situasjoner med ekstremvær.

Denne oppgaven tar høyde for ekstreme situasjoner i kraftsystemet, og har som mål å undersøke hvordan Smart Grid kan bidra til å sikre denne kraftforsyningen i slike situasjoner. Den dynamiske analysen av kraftsystemet ved store feilsituasjoner, vil være hoveddelen av oppgaven. Gjennom analysene vil det undersøkes hvordan lastutkobling kan påvirke stabiliteten i sekundene etter en stor feil. Det vil også bli diskutert ulike metoder for lastutkobling, for opprettholdelse av stabilitet i kraftsystemet. Området for analysen er sentralnettet i Midt-Norge slik det kan framstå i 2030.

For å utføre analysene blir nettanalyseverktøyet PSS[®]E benyttet. Flere ulike feilscenarior blir analysert med to ulike tunglastmodeller som bakgrunn for lastflyten i området. Analysene vil foregå over 20 sekunder, og lastutkobling vil finne sted kort tid etter feilsituasjonen. I tillegg blir det utført en lastflytberegning som basis for de dynamiske analysene.

Dynamisk stabilitet omfatter mange områder, og selv om flere deler blir berørt gjennom oppgaven vil fokuset være på primærkontroll med spennings- og frekvensmålinger i analysene. Det blir ikke sett nærmere på sekundærkontroll, mens tertiærkontroll blir omtalt i noen sammenhenger. Sentralnettet er det eneste nettnivået som blir undersøkt, det vil si kun 400-, 320- og 132-kV linjenettet, med

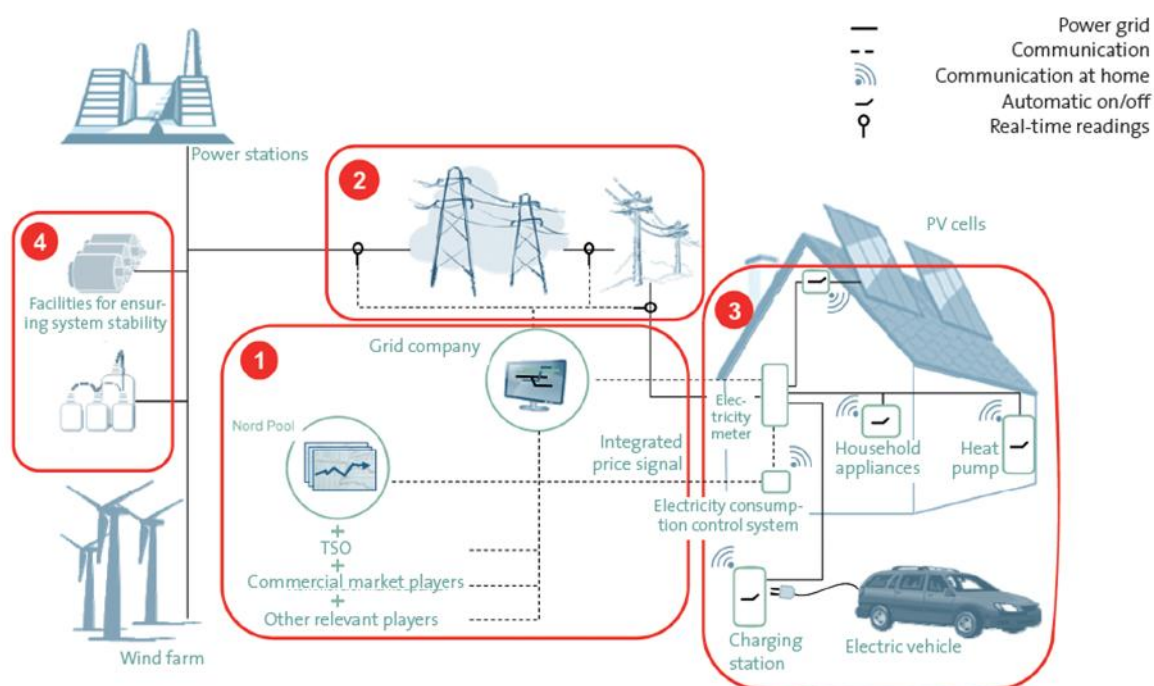
tilhørende trafostasjoner. Risikobildet med trusselen fra hackere, som kommer med utviklingen av Smart Grid, er ikke vurdert i denne oppgaven. Videre er store deler av innholdet i kapittel 2 og 3 om "Smart Grid" og "Forbrukerfleksibilitet" hentet fra prosjektoppgaven: "Smarte nett og forbrukerfleksibilitet" som er skrevet av Ingeborg Nes og Sindre Solberg.

2 Smart Grid

Smart Grid er et omfattende begrep som favner mye og det er mange forskjellige definisjoner i omløp. Energi21s definisjon av Smart Grid har bred oppslutning i næringslivet og går som følger [3]:

”Smart Grid er elektrisk infrastruktur basert på automatiserte løsninger, hvor en tillater toveisflyt av elektrisk energi og informasjon mellom produksjonsenheter, koblet til hvilket som helst spenningsnivå overfor forbrukerne og mellom alle andre knutepunkt i mellom.”

For mange er Smart Grid et helt nytt og abstrakt begrep. Derfor er det nyttig å gi et visuelt overblikk og beskrive generelt de mange aspektene ved implementering av Smart Grid. Til det benyttes Figur 1, utformet av det danske nettselskapet Energinet.dk [4]:



Figur 1 - Illustrasjon av Smart Grid. Kilde: Energinet.dk[4]

1. Her blir de markedsmessige forholdene ved tilbud og etterspørsel, salg og kjøp av kraft sett i sammenheng med implementering av Smart Grid [4]. Det hele er et stort IKT - prosjekt. Informasjonsflyten mellom markedsaktørene, kraftprodusentene, nettselskapene og sluttbrukerne går toveis og muliggjøres ved hjelp av blant annet avansert måle- og styringssystem. Målet vil hele tiden være å tilfredsstille sluttbrukers behov, uten å overbelaste kraftsystemet, og da samtidig belønne forbrukerne for sin forbruksfleksibilitet.

2. Utstyr for å diagnostisere distribusjonsnettet er nødvendig for å unngå overbelastning i nettet. Slikt utstyr bør installeres ved flere noder, spesielt ved punkter i nettet hvor det er stor risiko for overlast. Utstyret må være i stand til å sende nåtidssignal om nettets tilstand. Denne teknologien vil redusere lengden på strømbruddet da feilstedet lettere kan la seg lokalisere. Dette vil redusere nettselskapenes KILE - kostnader. Phase Measurement Unit (PMU) er et eksempel på et slikt måleutstyr.
3. Hos sluttbrukere vil installering av smarte målere, kjent som avanserte måle- og styringssystemer (AMS), være uunnværlig for å muliggjøre forbrukerfleksibilitet. Samtidig som de smarte målerne sørger for å opprettholde sluttbrukers ønske om komfort, vil målerne også utnytte forbrukerfleksibiliteten til å optimalisere strømforbruket til en lavest mulig pris. Dette skjer ved lastflytting fra toppplasttimer til perioder med mindre belastning på strømmettet, og dermed lavere pris. Sluttbrukerne vil også kunne være produsenter i et slikt system, ved å selge kraft tilbake til nettet. Dette kan for eksempel komme fra elektriske biler, solcellepanel eller små vindturbiner. Forbrukerne blir gitt økonomiske incentiver ved fleksibelt forbruk. Gjennom kontrakter mellom nettselskap og sluttbruker blir det mulig for nettselskapene å utnytte forbrukernes fleksibilitet for å oppnå gevinst.
4. For å sikre et stabilt system i et fremtidig nett med mye uregulerbar kraftproduksjon må systemtjenester være tilgjengelig til enhver tid. Installering av SVC og synkronkompensatorer vil være mulige løsninger for å opprettholde et stabilt system.

Smart Grid - løsninger oppstod som et ledd i utviklingen av fremtidens nett, og kan ses på som en fusjon av kraftnettet og internett [5]. Det er et flerfaglig integrasjonsprosjekt, som blant annet innebærer toveisflyt av elektrisk energi og informasjon. Dette skiller seg også fra den tradisjonelle kraftforsyningen der energien fraktes fra produsent til forbruker, som vist i Tabell 1.

Tabell 1- Ulikheter mellom tradisjonell kraftforsyning og Smart Grid. Kilde: Energi21, 2010 [3].

Tradisjonell kraftforsyning	Smart Grid
Sentralisert kraftproduksjon	Sentralisert kraftproduksjon og distribuert kraftproduksjon (uregulerbare fornybare kilder)
Enveis transport av energi – fra produsent til forbruker	Effekt flyt i begge retninger – fra overliggende til distribusjon og omvendt
Driften baseres seg på historisk ekspertise	Driften av kraftsystemet er basert på on-line overvåking (målinger) og distribuerte strings algoritmer

Ved Smart Grids inntog og tilhørende infrastruktur vil muliggjøring av toveiskommunikasjon og forbedret overvåking av nettet revolusjonere et aldrende nett. Inntoget av Smart Grid omtales som det største IT prosjektet i vår tid [6]. Milliarder av kroner vil bli investert i forskjellige smarte løsninger i ulike land, og generere tusenvis av nye arbeidsoppgaver og arbeidsplasser.

2.1 Bakgrunn for Smart Grid

10. januar 2007 kom EU ut med et offentlig mål om å forhindre den globale temperaturøkningen med mer enn to grader i forhold til før-industrielt nivå. For å nå dette målet ble politiske tiltak satt i gang både nasjonalt og internasjonalt.

Ett år senere gikk flere politiske partier sammen om en avtale vedrørende norsk klimapolitikk. Gjennom klimameldingen utgitt av stortinget kom det fram at Norge har som mål å være klimanøytrale innen 2030 [7]. Ingen andre land i verden hadde på dette tidspunktet erklært et mål om karbonnøytralitet. Videre kommer det fram av klimaforliket et delmål på 30 % reduksjon av klimagasser fra 1990-nivået innen 2020. Dette vil igjen kunne være med å forhindre en global temperaturøkning. I tillegg til disse offensive målene er Norge som EØS - medlem forpliktet til å overholde EUs fornybardirektiv sammen med andre medlemsland av EU og EØS. Fornybardirektivets ambisiøse mål innen 2020 innebærer 20 % reduksjon av drivhusgassutslipp sammenlignet med 1990-nivået, energieffektiviseringen skal øke med 20 % og andelen fornybar energi skal økes til 20 %. Dette målet blir av mange beskrevet som EUs 20/20/20-mål, og kom ut i 2009 [8].

Norges elektrisitetsforbruk er nær 100 % dekt av vannkraft, men likevel dekkes langt fra alt energiforbruk av fornybare energikilder. Som en stor olje- og gassnasjon blir omtrent halvparten av energiforbruket dekt av fossile energikilder[9]. Elektrifisering av olje- og transportsektoren er nødvendig dersom Norge skal nå FN sitt mål for Norge om å redusere CO₂ – utslippene per hode fra 11 tonn til 2 tonn innen 2050 [10]. Norge er derfor forpliktet til å fortsette å bygge ut og utnytte de mange mulighetene for fornybare energikilder som finnes i Norge. Det er mange muligheter for

utbygging av både småkraftverk, bølgekraftverk og vindturbinparker. Spesielt gode muligheter for utbygging finnes i nordområdene av Norge, hvor flere plasser i Nordland er særdeles egnet for småkraftverk, mens vindkraftparker vil ha gode driftsforhold langs hele kysten nord i landet. Bølge- og tidevannskraft har et enormt potensial ved kysten av Norge, men også globalt, og vil kunne være en stor bidragsyter i søken etter ny fornybar kraft [11]. Mange av de fornybare energikildene er uregulerbare, som for eksempel vind, bølge og småkraft, og er gjerne lokalisert ved svake nettf forbindelser. Disse kan derfor ikke realiseres før oppgradering av nettet er utført. På grunn av lite overføringskapasitet i regional- og distribusjonsnettet må flere tilkoblingspunkt til sentralnettet opprettes, noe som kan føre til flaskehals oppstrøms i sentralnettet. Forbruket de siste to tiårene er økt betraktelig, uten at investeringene i nettet gjenspeiler det, og viser det aldrende nettet vi har i dag.

Effektvariasjoner og uregulerbar produksjon vil kreve nye og smarte løsninger i et allerede presset kraftnett. Politikere og nettselskaper er på utkikk etter innovative og smarte løsninger på utfordringene. Løsningene kan ligge i Smart Grid.

2.2 Det smarte overføringsnettet

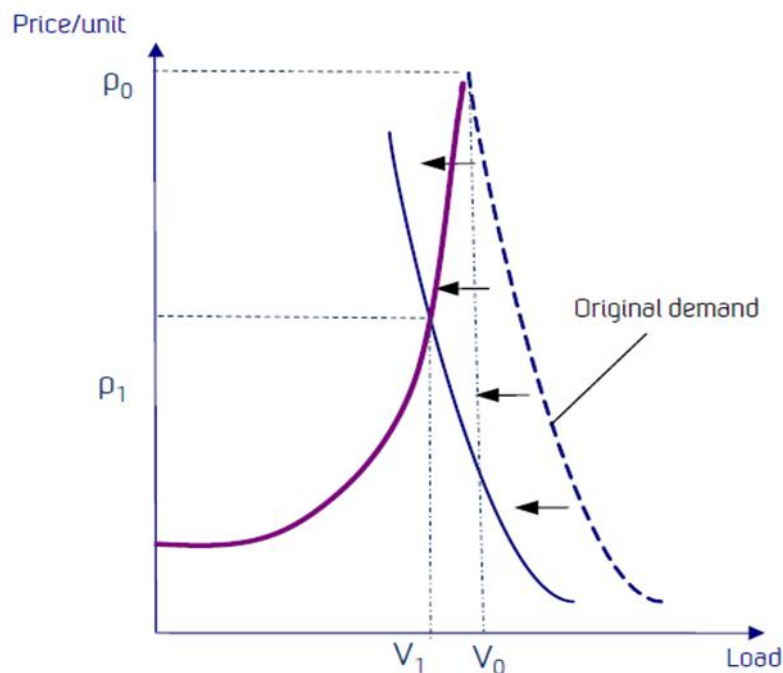
I et fremvoksende Smart Grid er det viktigst med smart styring og kontroll. Dr. Luigi Vanfretti mener det store målet for et smart overføringsnett er å oppnå et kraftsystem som kontrolleres gjennom automatiske tilbakemeldinger og er selvreparerende [12]. Det vil si at systemet utfører målinger, kommuniserer målingene, analyserer de, bestemmer preventive eller korrigerende tiltak, kommuniserer tilbake til målestedet, og kontrollerer og beskytter mot eventuelle forstyrrelser. Alt dette kan og bør bli gjennomført i løpet av få millisekund for å være effektivt.

For at det skal være mulig med et smart overføringsnett er det helt nødvendig med en infrastruktur som kan håndtere hastigheten og mengden med informasjon som skal kommuniseres. I tillegg må ny måle - og beskyttelses teknologi benyttes og synkronisert visermålinger gjennom PMU, som blir beskrevet nærmere i kapittel 4.4 [12].

3 Forbrukerfleksibilitet

Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) har definert forbrukerfleksibilitet som "Forbrukernes evne og vilje til å bytte energibærer eller endre sitt energiforbruk på kort eller mellomlang sikt". Forbrukerfleksibilitet vil være en midlertidig substitusjon mellom ulike energibærere, eller en endring i forbruk som en reaksjon på prisvariasjon, lastforhold eller tilgang til erstatninger [13]. Dette kan foregå på den måten at lavprioritert forbruk blir fjernkoblet ut og inn ved gitte prissignaler, men innenfor komfortsonen.

Begrepet forbrukerfleksibilitet oppstod som et resultat av økte politiske krav om reduksjon av drivhusgassutslipp og fokus på fornybare energikilder. EUs 20/20/20-mål kom som en reaksjon på dette. Økt forbruk og utilstrekkelig nettkapasitet har ført til krevende situasjoner for forsyningen enkelte steder i Norge. Med en lastutvikling som ser ut til å ekspandere, er den begrensede nettkapasiteten en utfordring som må tas tak i. En av løsningene kan være å utnytte forbrukerfleksibiliteten. Ved hjelp av AMS og toveiskommunikasjon vil forbrukerne få oversikt over kraftprisene, samtidig som det muliggjør fjernstyring av forbruk. Sistnevnte vil være gunstig for sluttbrukere som selv ikke ønsker å følge prissingningene. Figur 2 nedenfor viser hvordan en liten forskjell i forbruk kan utgjøre en stor forskjell i prisen. For eksempel vil utkobling av varmtvannstanker (50 MW) kunne redusere priser fra oppimot 12 kr ned til 1 – 3 kr [14]



Figur 2 - Prisreduksjon på grunn av lastflytting. Kilde: Kjell Sand, 2011 [14].

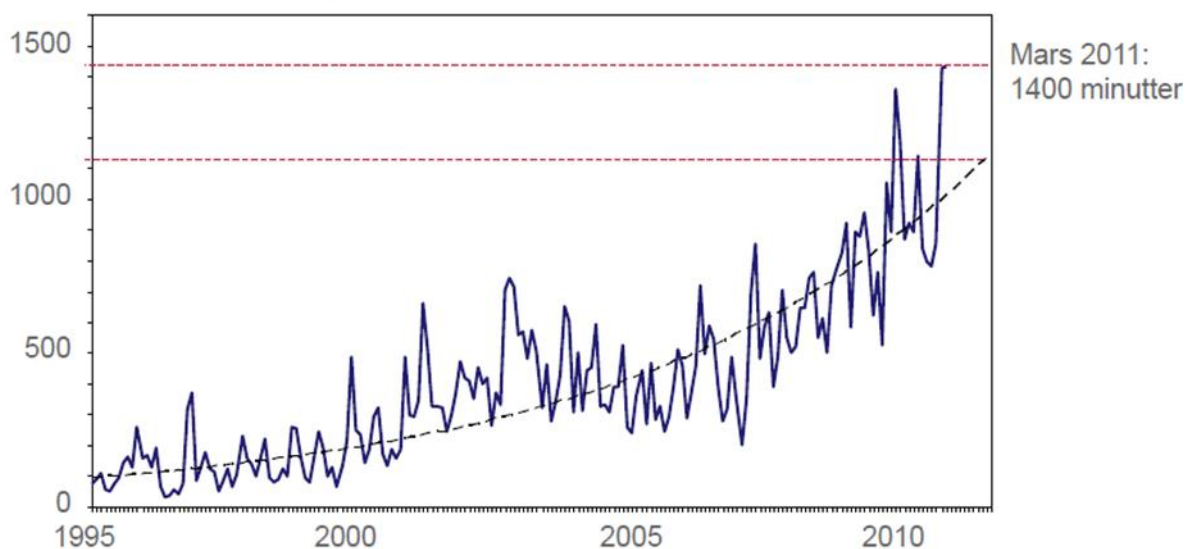
Forbrukerfleksibilitet skal være et effektivt virkemiddel i knapphetsperioder, noe som kan være med på å forhindre anstrengte situasjoner for Statnett. I Norge er fleksibiliteten estimert til rundt 4 700 MW, hvor 3 000 av disse kommer fra industri, mens de resterende 1 700 MW er fra husholdninger eller mindre næringer [15]. Til sammenligning er installert effekt i Kvilldal 1 240 MW, Norges største kraftverk målt i effekt [14].

3.1 Forbrukerfleksibilitet og stabilitet

Forbrukerfleksibilitet kan ha en stor betydning for den statiske stabiliteten i tillegg til dynamisk stabilitet som det går nærmere inn på i denne oppgaven. Problemstillingene som skal besvares er blant annet hvor stor last må kobles ut eller inn i en gitt situasjon og hvor raskt må dette skje for å opprettholde en dynamisk stabilitet. Kan forbrukerfleksibilitet benyttes som primærreserve i tillegg til å være tertiærreserve?

Flere utenlandsforbindelser, i tillegg til mye innfasing av stokastiske energikilder har gjort at behovet for mer balansekraft og frekvensregulering har oppstått. Som det vises av Figur 3 har frekvenskvaliteten i det nordiske kraftmarkedet blitt svekket de senere årene, og behovet for frekvensregulering har økt. Frekvensavvik oppstår når det er ubalanse mellom produksjon og det momentane forbruket.

Minutter/måned utenfor $\pm 0,1$ Hz bånd



Figur 3 - Antall minutter/måned med frekvensavvik fra 1995 - 2010. Kilde: Dybdal, 2011 [15].

Ved hjelp av AMS og toveiskommunikasjon kan fleksibelt forbruk potensielt bli brukt som frekvensregulering. Når etterspørselen etter elektrisk energi overstiger summen av produksjons- og

overføringskapasitet, oppstår det flaksehals som igjen fører til prisoppgang [16]. Flexibelt forbruk som frekvensregulering bør være kontraktfestet mellom partene for at tilstrekkelig pålitelighet skal oppnås. Hvor mye last som er tilgjengelig for utkobling bør også være fastgjort og kjent. Ved gitte forutsetninger og med automatisk utkobling vil forbrukerfleksibiliteten være en sikker reserve som nettansvarlig kan gjøre seg nytte av ved ubalanser.

3.2 Aggregatorer

Utnyttingen av forbrukerfleksibiliteten, tilgjengeliggjort gjennom installering av AMS i norske hjem, er essensielt for å utnytte potensialet til Smart Grid og er et område med samfunnsøkonomisk potensial. Det finnes allerede avtaler mellom Systemoperator (SO) og store industrielle kunder angående forbrukerfleksibilitet. For eksempel har Statnett i Midt-Norge en avtale med Hydro Aluminium Sunndalsøra om lastutkobling ved Statnetts behov. Dette er en avtale som er lukrativ for begge parter. På samme måte vil det være økonomisk gunstig for langt mindre kunder å kunne tilby forbrukerfleksibilitet. Utfordringen er å få samlet sammen bidragene fra alle de små kundene, fra de kommersielle bedriftene til de mindre husholdningene. Skal et bidrag utgjøre en forskjell og ha mulighet til å bli lagt ut på regulerkraftmarkedet, må bidraget være minst 25 MW. Det er derfor av stor nytte å ha et mellomledd mellom forbrukerne og SO. Mellomleddet kan bli omtalt som en aggregator, et uttrykk som blir brukt videre i denne oppgaven.

Definisjonen på en aggregator er [17]:

”En aggregator er et selskap som fungerer som oppsamler av tilgjengelige forbrukslaster og distribuert småskalaproduksjon, og som tilbyr distribuerte energiresurser til aktører i kraftsystemet som har behov for ressurstilførsel.”

Aggregatoren kjøper forbrukernes fleksibilitet, pakker det inn i forbrukerfleksibilitets produkter og selger så produktene på kraftmarkedet [18]. Med andre ord må aggregatoren knyttes til forbrukeren for å styre forbrukerens fleksibilitet.

Aggregatoren kan bidra med mange system- og balansetjenester. Med balansetjenester kan aggregatoren bidra med tertiærreserver ved å være på balansemarkedet og regulerkraftmarkedet. Dette har de per dags dato ikke mulighet til. For at aggregatoren skal være en aktør i regulerkraftmarkedet må aggregatoren kunne stille med minst 25 MW i kraftvolum, det må være tilgjengelig i minimum en time og må kunne leveres innen 15 minutter etter forespørsel.

4 Overvåkning, måling og kontroll i et intelligent nett

Denne delen setter fokus på noen av mulighetene for overvåkning, måling og kontroll i et Smart Grid. Det finnes flere alternativ enn de beskrevet her, men disse er tatt med da de er aktuelle som en del av et intelligent nett.

4.1 AMS

AMS har en viktig rolle i framtidens Smart Grid, og er allerede blitt omtalt i de to foregående kapitlene. AMS er smarte målere som leser av strømforbruket hvor de er installert ved hyppige mellomrom, for eksempel hver time, og sender målingene inn til nettselskapet. For å muliggjøre dette må en toveiskommunikasjon opprettes for oversending av data.

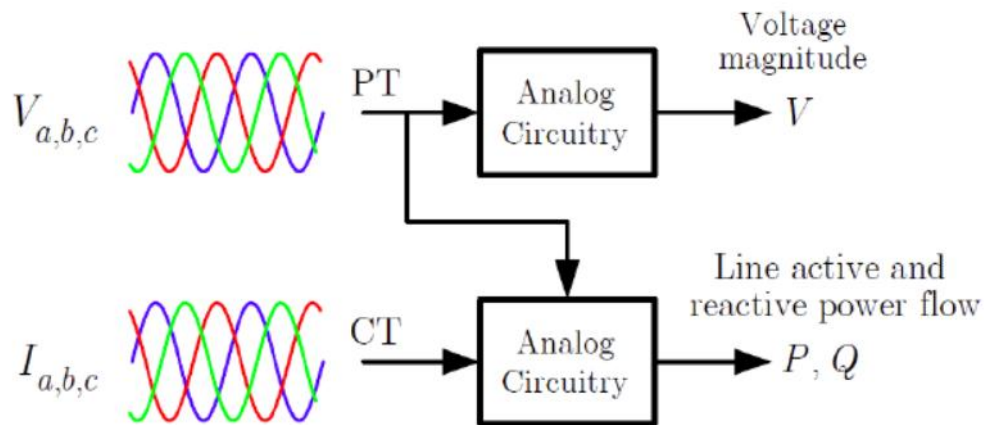
Innen 1. januar 2017 skal utrulling av AMS være fullført i 80 % av alle husstandene i Norge [19]. Målerne blir da allemannseie. Et annet navn som brukes mer og mer på målerne i Norge er "smart strøm", et mer intuitivt navn som forbrukeren forhåpentligvis enklere kan forstå.

4.1.1 Kommunikasjonshastighet

Skal forbrukerfleksibilitet kunne utnyttes til primær og tertiær kontroll må kommunikasjonssignalene være raske nok fra de smarte målerne til mottakeren. Det er flere forskjellige måter kommunikasjonssignal kan sendes, blant annet gjennom radiosignal, fiberkabler, linjenett eller generelt andre kobberkabler. Hvilken kommunikasjonsmåte som er å foretrekke er avhengig av infrastruktur, krav til kommunikasjonshastighet og investeringskostnader.

4.2 SCADA/EMS

”Supervisory control and data acquisition” (SCADA) og ”energy management system” (EMS) er system som de fleste nettselskap i Norge bruker i dag. Systemene har tilsyn med, kontrollerer, optimerer og styrer produksjon og overføringssystem[20]. De samler, lagrer og analyserer data fra hundre tusenvis av ulike datapunkt i kraftsystemet. De utfører nettmodellering, simulerer kraftproduksjon, forebygger utfall og deltar i kraftmarkeder.



Figur 4 - Målinger mottatt av SCADA systemet. Kilde: Vanfretti, 2011 [12].

For å synkronisere målingene benytter SCADA systemet seg av en felles tidsreferanse som blir sendt med en nøyaktighet på 1-10 ms. Dette er bra nok for systemet som i hovedsak mottar målinger av strøm og spenning ute i kraftsystemet, i tillegg til tilhørende aktiv og reaktiv effekt[21]. Dr. Luigi Vanfretti sier følgende om bruken av måledataene[12]:

” Under the assumption that V and P, Q do not change abruptly, this data can be used in a static state estimator to validate the measured data and compute non-metered voltages and power flows.”

Informasjonen blir ikke samlet inn i sanntid på grunn av unøyaktighetene i forhold til tidsreferansen. Med antagelser om at spenningen og den aktive og reaktive effekten ikke forandres plutselig, kan målingene benyttes i statiske analyser og beregninger [12].

Systemene er en viktig del av det moderne kraftnettet og muliggjør utvikling av Smart Grid. Mengden med kraft fra uregulerbare energikilder i ulik størrelse, og toveisflyt av kraft, vil kreve mye av nettselskapene som må holde nettet stabilt. I tillegg kommer denne kraften fra store så vel som små generatorer som også utfordrer nettets stabilitet. Avanserte overvåkningssystem vil være en av nøklene for å opprettholde og forbedre stabiliteten i et stadig mer presset nett.

4.3 WAMS / WAMPAC

Over hele verden vokser kraftsystemet i kapasitet, utbredelse og kompleksitet. Nettselskapene ser derfor et stort behov for system som enkelt kan overvåke, beskytte og kontrollere kraftsystemet i sanntid. I dette bidrar SCADA stort, men opererer for det meste statisk, ikke i reell sanntid og utfører få, om noen, dynamiske analyser [22].



Figur 5 - Sensor system: SCADA vs. WAMS. Kilde: Vanfretti, 2011[12].

“Wide area measurement systems” (WAMS) er et målesystem basert på analog eller digital informasjonsflyt. For å utføre informasjonsflyten blir telekommunikasjon benyttet som muliggjør synkroniserte målinger på ulike steder ved en felles tidsreferanse[21]. I Figur 5 ovenfor vises en sammenligning av SCADA og WAMS. I det tilfellet hvor forstyrrelse oppstår, markert på figuren, er SCADAs framstillingen av hendelsen mye mer upresis i forhold til målingene fra WAMS, som ikke gir noe inntrykk av hvor lenge pendlingene varer. Den store forskjellen er målingene utført i sanntid, som WAMS utfører ved hjelp av “global positioning system” (GPS). Feilmarginen til GPS-ens referansetid er på 1 μ s, en mye mindre usikkerhet enn referansetiden til SCADA systemet, som har 1-

10 ms feilmargin. Det er viktig å presisere at SCADA systemet i denne sammenligningen ikke har noen PMU tilknytting.

Siden GPS har så presis referansetid muliggjøres måling av strøm- og spenningsvisere i kraftsystemet, som igjen har skapt nye kontrollmuligheter[21]:

- Wide area monitoring (WAM) er operasjonsovervåkning av store kraftsystem med fokus på spenningsvinkler, spenningsamplitude og frekvens.
- Wide area protection (WAP) er anvendelsen av beskyttelse for kraftsystemet basert på målte visere i store deler av kraftsystemet.
- Wide area control (WAC) er anvendelsen av kontrollsystem basert på målte visere i store deler av kraftsystemet.

Når disse tre kontrollmulighetene blir integrert inn i WAMS blir det kalt "wide area monitoring, protection, and control system" (WAMPAC), og er et system som kan være med å løse morgendagens problemer.

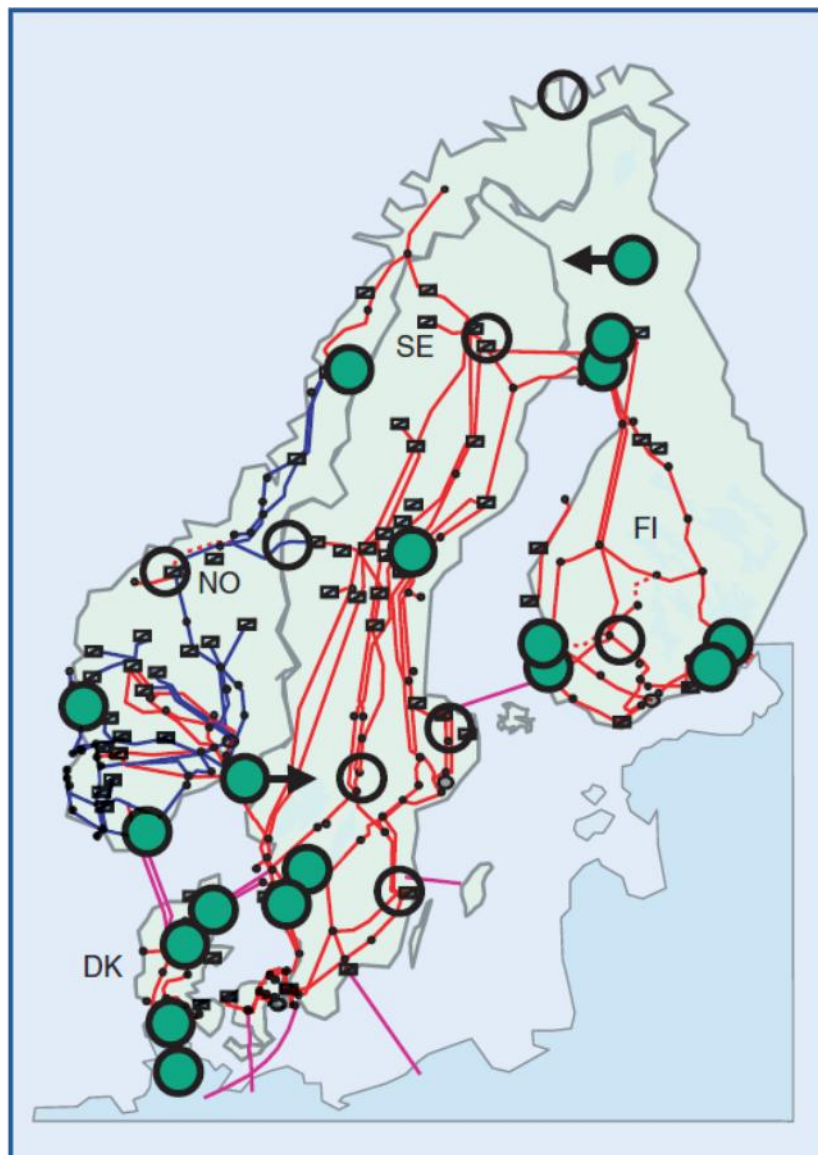
Det som potensielt kan bli ryggmargen til WAMPAC er "synchronized measurement technology" (SMT). Fordelene ved bruken av SMT er nettopp muligheten til synkront å samle inn målinger fra ulike steder, med store avstander fra hverandre, ved hjelp av GPS [21]. Videre kan SMT måle spenningsfasevinkler direkte, noe som før har vært teknisk umulig. I tillegg øker nøyaktigheten og farten til EMS applikasjonen som fungerer sammen med SCADA systemet, ved bruk av SMT [10].

4.4 PMU

For tiden er PMU den mest brukte komponenten i SMT og kom først kommersielt ut på markedet i 1991 [10]. Inntoget av WAMS i slutten av 1990-tallet ble starten på bruken av PMU i store elektriske kraftsystem. I dag selges og brukes PMU både enkeltstående og som integrert med annet utstyr. PMU blir gjerne benyttet i de tilfellene der det er ønskelig med et målesystem som kan måle strøm og – spenningsvisere i et kraftsystem. Dette muliggjøres ved bruken av GPS signal, som sørger for at alle målingene er synkrone og slik overfører PMU, i sanntid, data til mottakeren som for eksempel kan være WAMS. En nærmere utledning av viserne finnes i Vedlegg A.1, mens den tekniske oppbyggingen av PMU blir ikke videre beskrevet i denne oppgaven.

4.4.1 PMU i Norden

Figur 6 viser sentralnettene i de nordiske landene Danmark, Sverige, Finland og Norge. Sirklene med grønt innhold indikerer hvor det er installert PMU-er. Ringene uten innhold er steder hvor det er planlagt utbygging av PMU-er. Det er to ringer med grønt innhold som har en pil tilknyttet, noe som indikerer utvidet grense for utsendelse av data. Den i Finland deler data med Norge og Statnett, mens den i Norge gjør det motsatte og sender data til Finland og Fingrid. Siden Norge og Finland ligger langt unna hverandre har det tradisjonelt oppstått en del elektromekaniske pendlinger mellom landene, og er en stor årsak til ønsket om informasjonsdeling fra PMU-er fra de respektive landene [23].



Figur 6 - Nordens sentralnett og utplasserte/planlagte PMU. Kilde: Phadke, A.G. og R.M. de Moraes, 2008 [23].

I Norge ble PMU installert og tatt i bruk rundt år 2000. Gjennom flere prosjekt har Statnett opparbeidet erfaring ved bruk av PMU, derav kunnskap om installering, kommunikasjon, datalagring og analyseverktøy [23]. All data som kommer fra PMU-ene er integrert med Statnetts SCADA system.

Siden 2005 har PMU-er vært installert og i bruk i Danmark av den danske TSO, Energinet.dk [23]. Hovedbruken av PMU-ene har vært analyse av forstyrrelser i nettet, men i framtiden vil bruken også bli overvåking av driften til kraftverk, termisk linjeovervåking og fungere som en indikator for stabiliteten i nettet. En av PMU-ene er lokalisert i Tyskland som Danmark har AC-tilkobling til.

I Sverige er relativt mange PMU-er allerede installert [23]. Sveriges TSO, Svenska Kraftnät, installerer PMU i sine hovedstasjoner rundt om i landet når stasjonen gjennomgår en oppgradering. Til nå har to hovedstasjoner blitt oppgradert hvert år, og blir dermed også føringen for hvor rask installeringen av PMU-er foregår.

4.5 Reaktiv kraftkompensasjon

Kraftsystemet består av mange ulike komponenter og deler som produserer eller absorberer reaktiv effekt som illustrert i Tabell 2. Spenningen i systemet er sterkt avhengig av den reaktive effekten som finnes i kraftsystemet og dette faktumet kan utnyttes til å øke spenningen ved samleskinner hvor det er tilknyttet en last.

Tabell 2 - Oversikt over produksjon og absorpsjon av reaktiv effekt. Kilde: Fosso, 2011 [30].

	Production	Absorbation
Sync. generator	X (overexcited)	X (under excited)
Overhead lines	X (low load)	X (high load)
Cables	X	
Transformers		X
Loads		X (usually)
Harmonic filters	X	
Variable speed drives	(X)	X (line commut.)
Compensating devices	X	X

Tilknyttet nettet er det ønskelig å ha reaktorer, kondensatorer og annet kompenserende utstyr som "static VAR compensators" (SVC), "static compensator" (STATCOM) og moderne "flexible AC transmission systems" (FACTS) serie kompensatorer [21]. Både SVC, STATCOM og serie kompensatorer regnes som en del av FACTS -familien. Til sammen vil disse enhetene ha muligheten til å regulere den reaktive effekten, og dermed også regulere spenningen i kraftsystemet.

SVC har vært brukt i kraftsystemer siden begynnelsen av 1970-tallet. Om SVCs oppgave i kraftsystemet sier Mackowski, 2008 [21]:

"The role of the SVC is to adjust the amount of reactive power compensation to the actual system needs."

Benevnelsen "static" benyttes for å indikere at det er ingen bevegelige eller roterende hovedkomponenter [24]. STATCOM, som også blir kalt "static VAR generator" (SVG), fungerer mye på samme måte som en SVC, men utnytter i tillegg spenningsomformer.

5 Systemvern

Smart Grid blir i mange sammenhenger omtalt som et systemvern, noe som er forståelig da deler av det nordiske systemvernet allerede styres av intelligente datamaskiner[25]. Potensialet for et enda mer automatisk, intelligent systemvern er tilstede med innføringen av AMS og en enda større grad av toveiskommunikasjon. I Norge i dag har Statnett flere ordninger for å sikre systemet ved mer eller mindre kritiske situasjoner, for å verne om kraftsystemet. Ordningene er tiltak som er uønsket, men nødvendig i ulike pressede situasjoner. Ansvar til Statnett som systemansvarlig blir definert gjennom denne forskriften[26]:

”Systemansvarlig kan kreve installasjon og drift av utstyr for automatiske inngrep i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet (systemvern). Systemansvarlig skal betale for kostnadene ved slike pålegg.”

Nedenfor beskrives systemvernene som benyttes i Norge og Statnett i dag:

5.1 Nettsplitting

Nettsplitting er et jevnlig brukt systemvern i kraftsystemet. Systemvernet blir benyttet for å hindre overlast i kritiske linjer ved utfall[26]. Et eksempel kan være 132 kV linjer som ligger i parallell med enten 300 kV eller 420 kV linjer. 132 kV linjen vil som regel falle med en gang et utfall finner sted i den kraftigere parallelle linjen. I slike områder er det vanlig praksis å splitte den minst kraftige linjen for å forhindre utfall av begge linjene ved utfall.

Med hjelp av Smart Grid og aggregatorvirksomhet kan nettsplitting effektivt brukes til øydrift i kritiske tilfeller. Dette kan være nyttig, spesielt ved store feil i systemet, og kan bidra som en del av en N-1 sikkerhet.

5.2 Produksjonsfrakobling (PFK)

Ved stor belastning i nettet, da spesielt med tanke på snittene mellom Norge og Sverige i Haslesnittet og Nordlandssnittet, kan aggregater kobles ut for å øke handelsgrensene [27]. I tillegg blir tiltaket benyttet ved andre steder i kraftsystemet ved utfall eller overstrøm på enkeltledninger. Økonomisk kompensasjon utgis til produsentene som bidrar til systemvernet, og maksimal PFK er bestemt til 1200 MW som er den dimensjonerende størrelsen for utfall i Norden, melder Statnett [28].

5.3 Belastningsfrakobling (BFK)

BFK blir benyttet ved svært lave frekvenser i nettet og når det er behov for å øke overføringskapasiteten [26]. Ved store frekvensavvik finnes en nordisk ordning som holder

frekvensen innenfor et akseptabelt intervall, ved å koble ut store forbrukskilder. Bruken av BFK er som regel i påvente av forsterkninger i nettet [29].

I Midt-Norge har Statnett en avtale med Hydro på Sunndalsøra om utkobling av 150 eller 400 MW ved usikre driftssituasjoner grunnet utfall, overlast eller lave spenninger. Slik inngår de i Statnetts systemvern med mulighet til belastningsfrakobling, en frakobling som lengst kan vare i to timer.

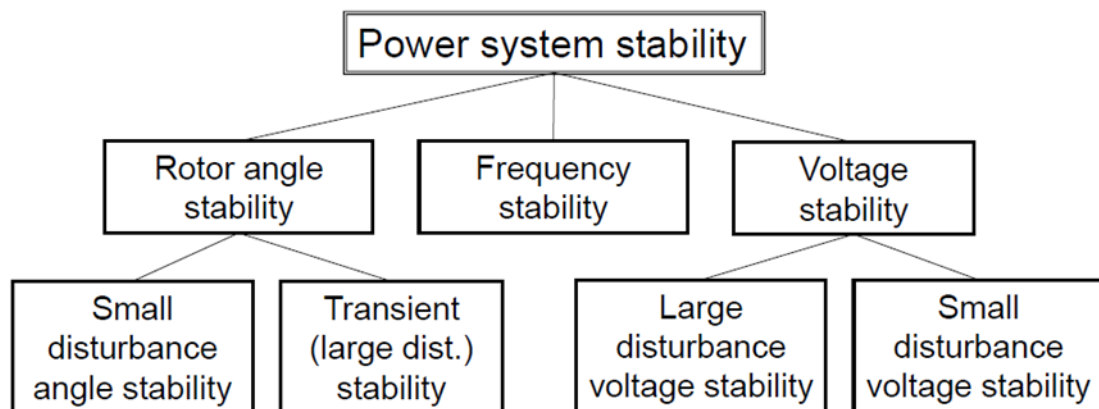
I Bergensområdet har alminnelig forsyning blitt tilknyttet systemvernet, og trafoer kan bli utkoblet ved nød. Dette er en mer uheldig utkobling som vil gjøre mange husstander strømløse [29].

6 Stabilitet i kraftsystemet

En definisjon av stabiliteten i kraftsystemet er gitt av Machowski, Bialek og Bumby [21];

”Power system stability is understood as the availability to regain an equilibrium state after being subjected to a physical disturbance.”

Stabilitet i kraftsystemet blir gjerne delt opp som vist i Figur 7, med tre hoveddeler bestående av vinkelstabilitet, frekvensstabilitet og spenningsstabilitet [30].



Figur 7 - Oversikt over de ulike aspekt ved stabilitet i kraftsystemet. Kilde: Uhlen og Fosso, 2010 [30].

6.1 Vinkelstabilitet

R. Kundur beskriver polhjulsinkelstabilitet eller vinkelstabilitet slik [24]:

”Rotor angle stability is the ability of interconnected synchronous machines of a power system to remain in synchronism”.

Forandringen som oppstår i synkronmaskinens elektriske moment ved forstyrrelse er vist ved formelen under:

$$\Delta T_e = T_S \cdot \Delta\delta + T_D \cdot \Delta\omega \quad (6.1)$$

Her er altså ΔT_e forandringen i elektrisk moment. $T_S \cdot \Delta\delta$ er momentforandringen i fase med vinkelavviket $\Delta\delta$ og kalles det synkrone moment, mens T_S er den synkrone moment- koeffisienten. $T_D \cdot \Delta\omega$ er momentforandringen i fase med fartsavviket $\Delta\omega$ og kalles dempningsmomentet der T_D er tilhørende koeffisient.

I alle synkrone maskiner må begge disse momentene være tilstede for å opprettholde stabiliteten. Mangel av synkront moment kan føre til en ikke-periodisk kjøring, mens mangel på dempningsmoment kan føre til ustabile svingninger [24]. Begge tilfellene vil føre til ustabilitet i kraftsystemet. Det er vanlig å dele opp vinkelstabilitetsfenomen i to kategorier, småsignal stabilitet og transient stabilitet.

6.1.1 Småsignal stabilitet

I kraftsystemet skjer det en kontinuerlig forandring av produksjon og last som fører til små forstyrrelser i systemet. P.Kundur definerer småsignalstabilitet slik [24]:

”Small-signal stability is the ability of the power system to maintain synchronism under small disturbances.”

Et system blir gjerne omtalt som stasjonært stabilt når systemet klarer å komme tilbake til, eller komme nær opprinnelig tilstand ved små forstyrrelser i systemet [21].

En mangel på demping av svingningene i en maskin er som regel hovedårsaken til ustabilitet ved små forstyrrelser. Mange deler disse svingningene inn i følgende fire kategorier [24]:

- **Lokal modus eller maskin-system modus:** Oppstår når en eller få maskineneheter svinger i utakt med resten av det elektriske systemet.

- **"Interarea" modus:** Er tilfellet hvor mange maskiner i en del av kraftsystemet svinger mot maskiner i andre deler av systemet. Den utløsende årsaken til slike tilfeller er svake bånd mellom to eller flere grupper av maskiner som er nært tilknyttet hverandre.
- **Kontroll modus:** Oppstår ved produksjons - og andre kontrollenheter. Mangel på stabilitet ved denne modusen kan oppstå når magnetiseringsmaskiner, fartsregulatorer, HVDC omformer og SVC-er er unøyaktig innstilt.
- **Vridning (torsjon) modus:** Kan finne sted ved turbingeneratorens akselsystem og dens roterende komponenter. Vekselvirkninger mellom denne og magnetiseringsmaskin-kontroller, fartsregulatorer, HVDC-kontroller eller serie-kapasitans kompenserte linjer kan føre til mangel på stabilitet ved denne modusen.

6.1.2 Transient stabilitet

Transient stabilitet kan omtales som kraftnettets evne til å bevare stabilitet, og med det opprettholde synkronisme, ved store transiente forstyrrelser i systemet [24]. Store transiente feil kan være kortslutninger som fase til jord, kortslutning mellom to faser og jord eller tre-fase kortslutning.

Den transiente stabiliteten kan bli beskrevet med to differensiallikninger, som utgjør den såkalte svinglikningen [21]:

$$M \frac{d\Delta\omega}{dt} = P_m - P_e - P_D = P_{acc} \quad (6.2)$$

$$\frac{d\delta}{dt} = \Delta\omega \quad (6.3)$$

I ligningen er M treghetsmoment koeffisienten, $\Delta\omega$ er rotorhastighetsavviket, P_m er netto kraftinput på akselen, P_e er elektrisk "air-gap" effekt, P_D er dempningseffekten, P_{acc} er netto akselererende kraft og δ er polhjulsinkelen.

Ved å bruke svinglikningen er det vanlig å vise til et såkalt "equal area" kriterium som brukes for å analysere effekten av store feil som for eksempel trefasefeil. Siden analysen som skal bli utført i denne oppgaven ikke har mye fokus på rotorstabilitet, vektlegges ikke presentasjonen av dette kriteriet i denne oppgaven.

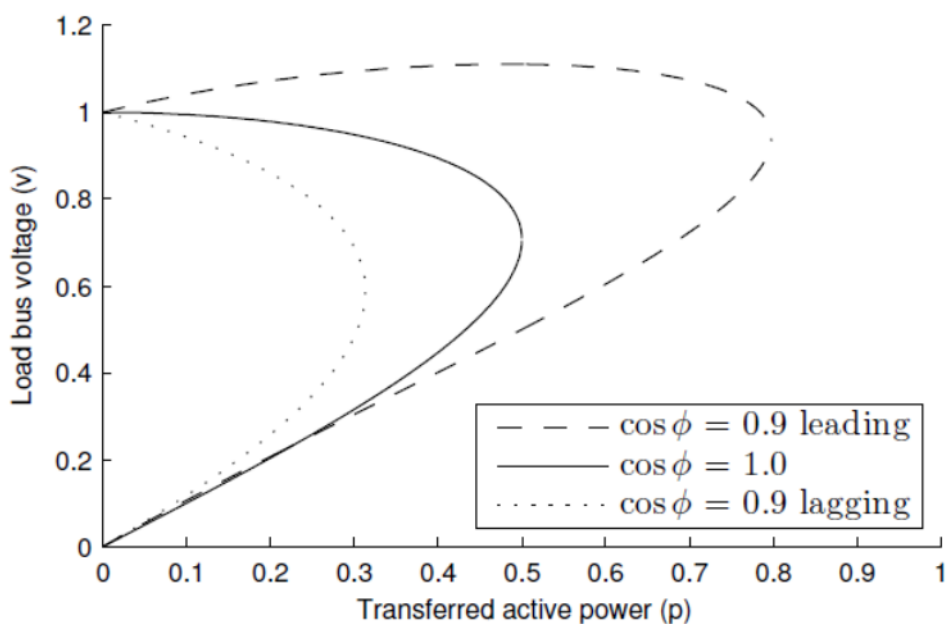
6.2 Spenningsstabilitet

Spenningsstabilitet har de siste årene fått større oppmerksomhet fra teknologer verden over, etter flere dokumenterte spenningskollapser, blant annet i Skandinavia, Belgia, Frankrike, Florida (USA) og Japan[31]. Det er flere aspekt som kan forårsake spenningskollaps og Radhakrishna[31] trekker spesielt fram økt last på overføringslinjer, begrensinger tilknyttet reaktiv effekt, dynamikken til trinnkoblere (OLTC) og lastkarakteristikken som utsatte moment i kraftsystemet, i forbindelse med spenningsstabilitet.

Spenningsstabilitet blir av en IEEE/CIGRE samarbeidsgruppe definert som følgende[32]:

” Power system stability is the ability of an electric power system, for a given initial operating condition, to regain a state of operating equilibrium after being subjected to a physical disturbance, with most system variables bounded so that practically the entire system remains intact”

Figur 8 nedenfor viser en framstilling av en P-V kurve, også kjent som ”nose curve” på engelsk, på grunn av den karakteristiske måten kurven fremstår.



Figur 8 – P-V graf for forskjellige verdier av effektfaktoren. Kurven er kjent som nesekurven. Kilde: Storvann, 2011 [33].

Ved Figur 8 ovenfor vises det hvordan spenningen ved lastnoden forandres ved forskjellige verdier av den overførte aktive effekten. Ved alle verdier av p , er det to mulige spenningsverdier. Unntaket er ved det ytterste punktet på grafene, hvor p har nådd sin maksimale verdi. I utgangspunktet er det kun en av de to løsningene ved samme verdi som er en stabil løsning. Ved $p=0$ starter grafen ved $v=1$.

Fra dette punktet og videre langs grafen til den maksimale verdien av p , er situasjonen til kraftsystemet stabilt, og viser spenningsnivået ved normal drift [33]. Forbi dette punktet er systemet ustabil og en spenningskollaps kan inntreffe[21].

P-V kurven er matematisk utledet ved å se på formlene for $P_L(V)$ og $Q_L(V)$, som er den aktive og reaktive kraften som lasten forbruker, og er hentet fra Machowski, 2008 [21]:

$$P_L(V) = \frac{EV}{X} \sin \delta \quad (6.4)$$

$$Q_L(V) = \frac{EV}{X} \cos \delta - \frac{V^2}{X} \quad (6.5)$$

Her er E den elektromekaniske interne kraften, V er Spenningen, X er impedansen mens δ er polhjulsvinkelen. Ved den kjente trigonometriske sammenhengen $\sin^2 \delta + \cos^2 \delta = 1$ kan δ elimineres fra formelen og det kan utledes:

$$\left(\frac{EV}{X}\right)^2 = P_L^2(V) + \left[Q_L(V) + \frac{V^2}{X}\right]^2 \quad (6.6)$$

En omskriving av formelen gir en tydelig andregradslikning med hensyn på V^2 [34]:

$$(V^2)^2 + (2XQ_L - E^2)V^2 + X^2(P_L^2 + Q_L^2) = 0 \quad (6.7)$$

Q_L blir eliminert med sammenhengen $Q_L = P_L \tan \phi$. Denne løses så med hensyn på V og ender opp som:

$$V = \sqrt{\frac{E^2}{2} - XP_L \tan \phi \pm \sqrt{\frac{E^4}{4} - X^2 P_L^2 - XE^2 P_L \tan \phi}} \quad (6.8)$$

Dette er funksjonen som former P-V kurven. I figuren er $v = \frac{V}{E}$ og $p = P_L / \frac{E^2}{X}$, mens effektfaktoren $\cos \phi$, er en parameter. Formelen kan da skrives som følger [33]:

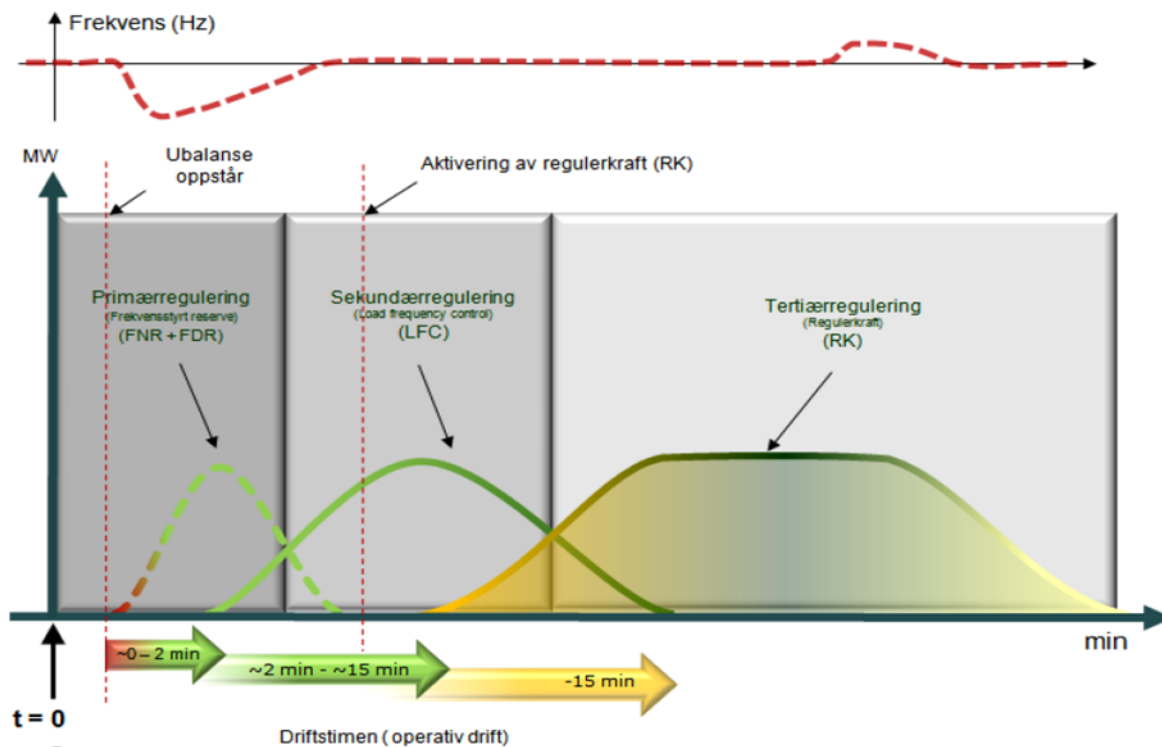
$$v = \sqrt{\frac{1}{2} - p \tan \phi \pm \sqrt{\frac{1}{4} - p^2 - p \tan \phi}} \quad (6.9)$$

En forstyrrelse i kraftsystemet som skaper spenningsustabilitet fører som regel til et ukontrollert spenningsfall i nettet. Sprer dette seg, som normalt sett er et lokalt fenomen, til et større område på grunn av følgefeil, omtales fenomenet som en spenningskollaps.

Det er flere stabilitetskriterier tilknyttet spenningsstabilitet. Et av de viktigste av kriteriene er gjenfortalt og skrevet om i Vedlegg A.2.

6.3 Kraftsystemets frekvens – Stabilitet og kontroll

Store hendelser i kraftsystemet som utfall av generatorer, innkoblinger av store laster eller store økninger i produksjonen, er forstyrrelser i nettet som står seg over lengre tid og vil forårsake oscillering av frekvensen [21]. Forstyrrelsene kan betegnes som hendelser i kraftsystemet hvor det oppstår store ubalanser mellom produksjon og forbruk av kraft. Denne delen vil ta for seg hvilke forsvarssystem kraftsystemet har i møte med ubalanse.



Figur 9 - Tidsrespons ved de ulike reservene. Kilde: Statnett, 2009 [35].

6.3.1 Primærkontroll

Primærkontroll er første instans i kontrolleringen av frekvensen i det elektriske nettet, og skjer automatisk av generatorene. For å forklare hvordan primærkontrollen opererer er det nyttig å se nærmere på hvordan produksjon og forbruk reagerer på frekvensforandringer.

$$\frac{\Delta P_T}{P_L} = -K_T \frac{\Delta f}{f_n} \quad (6.10)$$

Ligning (6.10) viser en lineær tilnærming av produksjonskarakteristikken, ved et gitt forbruk i systemet. K_T er her en koeffisient som beskriver frekvenssensitiviteten til produksjonen, ΔP_T er forandringen den totale forandringen i produksjonen mens P_L er den totale lasten i kraftsystemet.

Δf er frekvensavviket og f_n er normal frekvens i kraftsystemet.

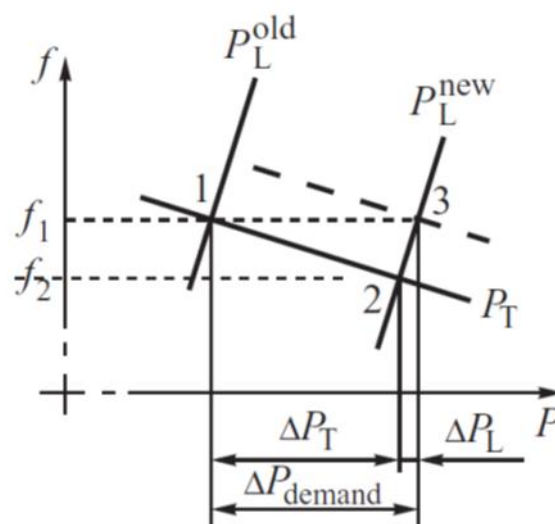
Videre er systemlasten også påvirket av frekvensforandringer, og en lineær tilnærming som viser frekvensrespons-karakteristikken av total systemlast, kan skrives som [21]:

$$\frac{\Delta P_L}{P_L} = K_L \frac{\Delta f}{f_n}, \quad (6.11)$$

K_L er her en koeffisient som beskriver frekvenssensitiviteten til kraftbehovet, ΔP_L er forandringen i lastpåtrykket.

Likningene (6.10) og (6.11) blir uttrykt gjennom Figur 10 og likevektspunktet i (P, f) planet, er gitt av krysningen mellom karakteristikken til produsert kraft og lastpåtrykk. P_T viser i figuren den samlede summen av "droop" karakteristikker for generatorer tilknyttet området. Når kraftetterspørselen forandres med ΔP_{demand} , forandres lastkarakteristikken fra P_L^{old} til P_L^{new} . Det medfører en forandring i frekvensen fra f_1 til f_2 , og et nytt likevektspunkt etableres i punkt 2[21]. Lastøkningen som oppstår i kraftsystemet kompenseres på to måter:

- Turbinene øker produksjonen med ΔP_T , som er den største kompensasjonen.
- Lastpåtrykket i kraftnettet minsker med ΔP_L , som er en følge av lastens sensitivitet til frekvensforandringer. Spesielt store elektriske maskiner er sensitive til frekvensen, og vil forandre effektforbruket ved frekvensforandringer.



Figur 10 – Nye likevektspunkt ved lastøkning. Kilde: Machowski, 2008 [21].

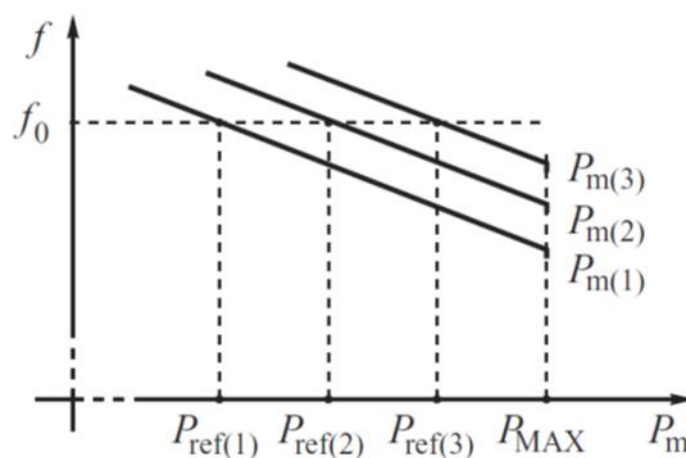
Det er altså ubalansen mellom last og planlagt produksjon som forårsaker frekvensvariasjoner [30]. Denne første handlingen til generatoren, for å opprettholde driften når frekvensen forandres, kalles

den primære frekvenskontrollen [21]. Mer spesifikt er det turbinregulatoren som utfører handlingen med å regulere inntaket til turbinene, og dermed regulerer kraftproduksjonen. Men skal dette være mulig må det eksistere driftsreserver som primærkontrollen kan utnytte. Det er derfor nyttig å sørge for distribuert utbredelse av driftsreservene, blant annet for å forhindre overbelastning av noen overføringslinjer.

Det er viktig å nevne hvor viktig det er med roterende reserver. Roterende reserver er differansen mellom merkeeffekten ved alle operative generatorer og faktisk forbruk [21]. Uten dem er det ingen mulighet for primærkontroll, og frekvenskollaps kan oppstå i kraftsystemet. Utkobling av kunder vil likevel være et alternativ, men er et drastisk tiltak hvor kundene blir taperne. Med utnytting av forbrukerfleksibilitet og AMS vil dette problemet bli minimert, da utkoblingen vil være godkjent fra begge parter.

6.3.2 Sekundærkontroll

I de tilfellene hvor synkrongeneratoren har en turbinregulator, som for eksempel i et vannkraftverk, klarer ikke generatoren selv å gå tilbake til den opprinnelige frekvensen på 50 Hz, ved forandringer i kraftbehovet. For å komme tilbake til den opprinnelige ønskede frekvensen må referanseverdien for kraftbehovet P_{ref} forandres, slik at karakteristikken til P_T blir forskjøvet som vist i Figur 11. Det som da skjer er en forflytning av likevektspunktet til punkt 3 på Figur 10, og den ønskede frekvensen blir igjen gjenopprettet. Forflytningen skjer gradvis ettersom P_{ref} blir forandret av turbinregulatoren ved flere generatorer. Forandringen av P_{ref} på individuelle turbiner, blir referert til som sekundærkontroll og sørger for ønsket frekvens i nettet med ønsket kraftproduksjon [21].



Figur 11 - Sekundær kontroll. Kilde: Machowski, 2008 [21].

Sekundærreservene er foreløpig manuelt styrt i det nordiske markedet, i motsetning til markedet på kontinentet. Det arbeides med å få til en automatisk sekundærreserve også i Norden[35].

6.3.3 Tertiærkontroll

Som Figur 9 helt øverst i del-kapittelet viser, er Tertiærreserver det siste som blir tatt i bruk tidsmessig for å sørge for frekvensstabilitet. Tertiærkontroll sørger for å kombinere en optimal kraftproduksjon som minimerer kostnadene samtidig som kraftbehovet i markedet blir mettet [21]. Dette blir grunnlaget for hvordan referanseverdiene blir innstilt hos de individuelle generatorene.

Tertiærreserven hentes fra regulerkraftmarkedet, et felles balansemarked for det nordiske kraftmarkedet. Systemansvarlige kjøper kraften som må til for å balansere kraftsystemet, og tilbyderne gir en pris for å regulere kraftproduksjonen opp eller ned, og har da 15 minutter på seg før handelen må iverksettes. For å håndtere ubalansene som kan oppstå er det derfor nødvendig med tilstrekkelige reserver [35].

7 Kraftreserver

Uregulerbar kraftproduksjon vil sannsynligvis føre til flere ubalanser i nettet, og dermed større behov for raske frekvensreguleringer og mer regulerkraft. Statnett har i dag balansetjenester som skal regulere de momentane ubalansene som deles inn i automatiske og manuelle reserver.

Når det momentane forbruket er større eller mindre enn produksjonen, aktiveres primærreservene automatisk, og utløser en endring av produksjon eller forbruk. Primærreservene kan deles inn i frekvensstyrt normaldriftsreserve og frekvensstyrt driftsforstyrrelses reserve. Normaldriftsreservene blir aktivert når frekvensen avviker +/- 0,1 fra 50 Hz. Reservene skal kunne være opp- eller nedjustert i løpet av et par minutter, og driftsreservene for det nordiske synkronsystemet skal minimum være 600 MW. Ved feil i kraftsystemet skal ikke frekvensen bli lavere enn 49,5 Hz i synkronsystemet og driftsforstyrrelsesreservene er dimensjonert deretter. En feil er normalt i størrelsesorden 1200 MW, men på grunn av nettets selvregulerende evne er behovet for reserver i området 1000 MW. Forbruk kan også fungere som frekvensstyrt driftsforstyrrelsesreserve. For eksempel kan kraftintensiv industri og mellomstore forbruk fungere som det. Det kan også tenkes at små forbrukere blir brukt som reserver gjennom aggregatorvirksomhet i framtiden [35].

Tabell 3 - Oversikt over reserver i Norden. Kilde: Gjengedal, 1999.

	Reserver			
	Momentan Frekvensregulerreserve	Momentan Driftsforstyrrelsesreserve	Hurtig reserve	Langsom reserve
Utløsekriterium (Hz)	For frekvensavvik innen ± 0.1 Hz (49.9 - 50.1)	For frekvensavvik i området 49.9 - 49.5 Hz	Erstatning av momentan reserve	Erstatning av hurtig reserve
Aktivering	Primærregulering	Primærregulering	Sekundærregulering	Sekundærregulering
Type aktivering	Automatisk	Automatisk	Manuell	Manuell
Krav til produksjon	Roterende	Roterende	Roterende/ stående	Roterende/stående
BelastningsFraKopling	Nei	Ja	Ja	Ja
Volumkrav Reservehold (MW)	Nordel 600 MW ved 50Hz	Nordel 1000 MW	Dimensjonerende feil i delsystem	Den nest største dimensjonerende feil i delsystem
Krav til responstid	Automatisk 100% skal være aktivert ved 49.9Hz Ved momentant frekvensfall til 49.9 Hz, skal reserven være regulert oppi løpet av 2-3 min.	100% skal være aktivert ved 49.5 Hz. Ved momentant frekvensfall til 49.5 Hz, skal 50% av reserven i et delsystem være aktivert innen 5 sek. og 100% aktivert innen 30 sek.	15 minutter	4 timer
Kostnader ved reservehold og regulering	Kapital kostnader (kapasitet) Energi (brensels) kostnader	Kapital kostnader Energikostnader	Kapitalkostnader Startkostnader Energikostnader	Kapitalkostnader Startkostnader Energikostnader
Måling og avregning	Måling av aktiv effekt på hvert aggregat Beregning ut fra statikk Abonnement på reserve	Beregning av aktivert reserve	Regulerkraft/balansekraft Abonnement på reserve (avtale)	Abonnement på reserve (avtale)

8 Forbrukerfleksibilitet og frekvensregulering i USA

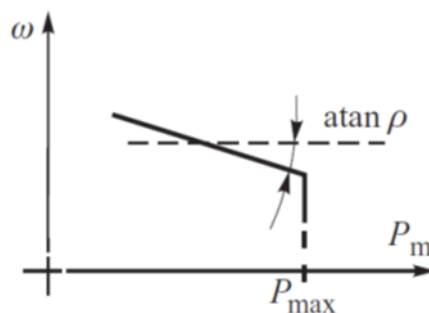
I artikkelen "Decentralized demand-side contribution to primary frequency control" skriver Molina-Garcia, Bouffard og Kirschen om utnytting av forbrukerfleksibilitet til primærkontroll i USA [36]. Hele dette del-kapittelet er et resultat av funn fra denne aktuelle artikkelen.

I årene som kommer vil det bli store forandringer i energimixen i USA. Uregulerbar kraft som vindturbiner og solcellepanel vil ta over for flere konvensjonelle regulerbare kullkraftverk, som per dags dato kan bidra til primærkontroll i kraftsystemet. For å fortsatt ha nødvendige primærreserver, vil landet være nødt til å se etter alternative løsninger. Det er her forbrukerfleksibilitet kommer inn som et teknisk og økonomisk ønskelig bidrag.

Svingligningen utledet av Newtons 2.lov, ble beskrevet i kapittel 6.1.2 om transient stabilitet, men kan videre utledes til:

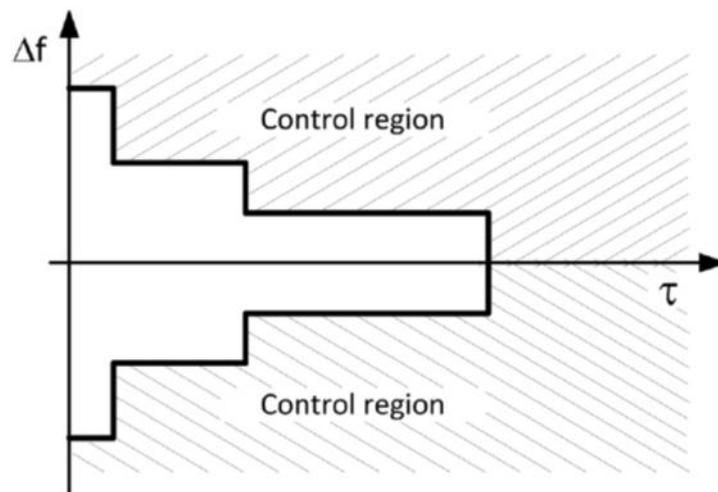
$$M \frac{d\Delta\omega}{dt} + D\Delta\omega = \Delta P_g - \Delta P_l \quad (8.1)$$

Her er sammenhengen $P_D = D\Delta\omega$ utnyttet og har erstattet P_D . ΔP_g er satt inn for P_m og ΔP_l istedenfor P_e som henholdsvis er forandring i generert aktiv effekt og forandring i forbruket. Ved tradisjonell frekvensregulering blir ΔP_l ansett som ukontrollerbar, og dermed må ΔP_g justeres for å opprettholde stabilitet. Generatorer som bidrar med primærreserver har alle installert en "droop"-karakteristikk i regulatoren som justerer produksjonen automatisk ettersom frekvensen synker eller øker i kraftsystemet. Dette skjer automatisk, uten kommunikasjon mellom generatorene.



Figur 12 - Illustrasjon av en "droop" karakteristikk. Kilde: Machowski, 2008 [21].

På en liknende måte kan lastenheter bli regulert ved behov for frekvensregulering, men uten bruk av kommunikasjon mellom de ulike lastene. Dette kan kun skje om lastenhetene er forsynt ved hjelp av kraftelektronikk-kontroll. Hvilke lastenheter som skal utnyttes må vurderes ut fra om enhetene enkelt kan skrues av og på uten å gå på kompromiss med forbrukerens komfort ved avbrudd, og at enhetens levetid bevares[36]. Gode eksempel på slike laster i USA er oppvarmingskilder, kjøleanlegg og ulike pumpesystem.



Figur 13 - Δf - tid karakteristikk for individuell lastkontroll. Kilde: Molina, G. et. al, 2011 [36].

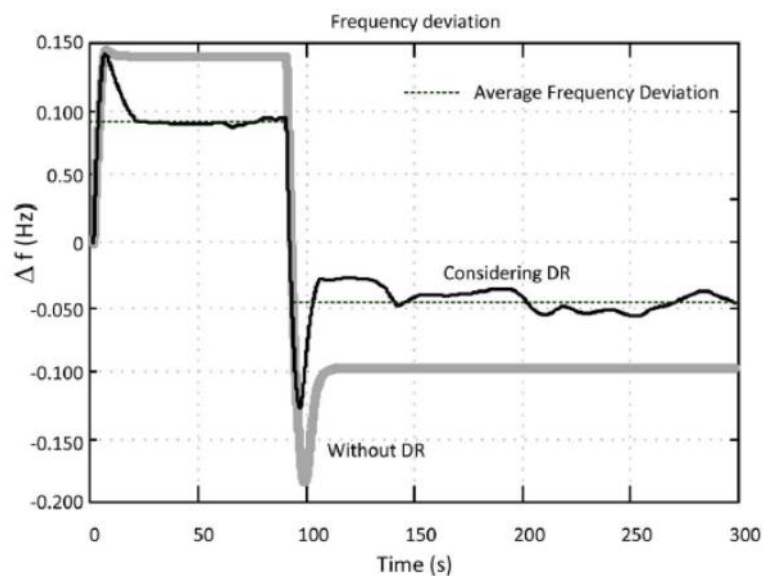
Hver enkelt last som er i samme last-gruppe og som skal bidra med frekvensregulering får lik " Δf - tid" -karakteristikk som styrer inn og utkobling av enheten. Et eksempel på en slik karakteristikk er vist i Figur 13 hvor Δf er frekvensavvik mens τ er tid. Ved oppsettet av karakteristikken tas det hensyn til forbrukernes komfort, komponentenes levetid ved mye av og på bruk, i tillegg til ønsket om rask utkobling ved frekvensavvik. Over kortere tidsrom aksepteres større frekvensavvik enn over lengre tidsrom. Så lenge frekvensavviket overgår grensene mot "control region", kontrollområdet, vil lasten bli forsynt som normalt. Forskjellige lastgrupper har altså ulike karakteristikker, og bidrar inn med frekvensregulering etter den. Jo større frekvensavvik, jo flere lastgrupper blir utkoblet for frekvensregulering.

Ved utkoblingen av de ulike lastene er det viktig med fokus på en stabil effektlyt, selv under utkobling. Derfor vil hver enkelt kraftelektronikk-kontroller ved hver last, ha en installert forsinkelse før utkoblingen av lasten, ved frekvensavvik. Denne forsinkelsen er tilfeldig valgt hos hver enkelt enhet for å forhindre en synkron respons fra alle enheter, og dermed sørge for et mer smidig lastavbrudd for kraftsystemet. I tillegg, om frekvensavviket skulle avta i løpet av denne forsinkelsen, og gå tilbake innenfor akseptable grenser, vil ikke lasten bli skrudd av. Om lasten blir skrudd av vil

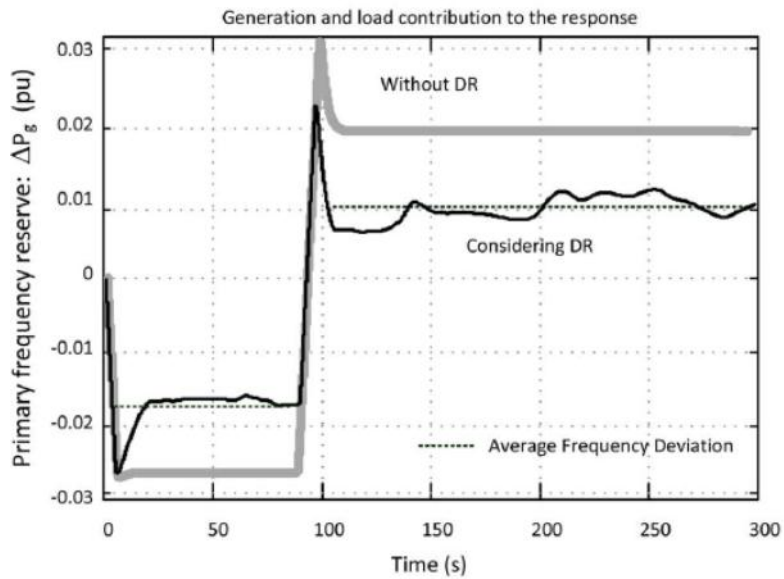
den være skrudd av i en minimumstid, før den kan bli skrudd på igjen. Denne tiden avhenger av hvilken lastgruppe enheten tilhører, og er et tiltak for å hindre reduksjon av enhetens levetid. Varmtvannsberedere er et unntak og blir ikke berørt av hyppig av og påkobling.

Enhetene har en maksimaltid som utkoblet før de blir påkoblet igjen. Også i denne overgangen er det lagt inn en forsinkelse for å hindre synkrone innkoblinger av mange enheter. Når enhetene igjen er innkoblet må de være koblet inn en viss tid, før de igjen kan benyttes til frekvensregulering. Dette sørger for at enhetene opprettholder sin funksjon, slik at levekomborten i husstandene ikke blir merkbart forandret.

Mange simuleringer er gjort med utgangspunkt i frekvensregulering med hjelp av forbrukerutkobling. Konklusjonen som blir lagt fram er at primærkontroll ved lastutkobling gir veldig likt utfall som primærkontroll ved synkrongeneratorer. I Figur 14 og Figur 15 nedenfor vises ett av resultatene, hvor det tydelig kommer fram hvordan lastutkoblingen bidrar til å opprettholde stabiliteten. Lastene som blir koblet ut er i hovedsak oppvarmingskilder, kjøleskap og varmtvannsberedere. Forkortelsen DR som brukes i figurene står for "demand response", og er det samme som forbrukerfleksibilitet.



Figur 14 - Frekvensavvik med og uten lastutkobling. Kilde: Kilde: Molina, G. et. al, 2011 [36]



Figur 15 - Produksjonsforandring med og uten lastutkobling. Kilde: Molina, G. et. al, 2011 [36].

I denne simuleringen ble systemet plutselig utsatt for en +3 % ubalanse mellom produksjon og forbruk, etterfulgt av et like plutselig -2 % avvik mellom produksjon og last [36]. I figurene ovenfor er de grå grafene resultatet ved tradisjonell primærkontroll med synkrongeneratorer. Den svarte grafen er resultatene når 10 % av lasten i kraftsystemet responderer på frekvensavviket og slås av. Det er ikke tatt hensyn til sekundærkontroll i denne simuleringen, noe som kommer fram i figurene, da kraftproduksjonen ikke blir regulert for å kompensere for ubalansen.

Erfaringene fra den amerikanske forskningen kan oppsummeres i disse positive følgene, ved utnytting av forbrukerfleksibilitet til primærreserver [36]:

- Reduserer størrelsen og varigheten på frekvensavvik.
- Reduserer størrelsen på nødvendig bidrag fra generatorer ved frekvensregulering

9 Dagens sentralnett i Midt-Norge

Sentralnettet i Midt-Norge omfatter Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og det meste av Nord-Trøndelag [37]. Dette er et område som opplever kraftunderskudd i normalår på 7-8 TWh, hvor det største kraftunderskuddet er i Møre og Romsdal. Underskuddet skyldes stor forbruksvekst fra industri og petroleumsvirksomhet, og det er lite av ny kraftproduksjon som blir startet opp. Forsyningen til området blir per dags dato sikret gjennom kraftflyt ved to 300 kV ledninger som kommer nordfra i tillegg til 420 kV linjenett som går til Sverige.

Forsyningssikkerheten i området er stadig mer presset, og kraftunderskuddet økes. Området er spesielt presset ved energiknapphet i vinter-/vårperioder i tørre år, og må benytte systemvern som belastningsfrakobling for å sikre forsyningen [37]. BFK muliggjør en økt overføringskapasitet inn i området og minker risikoen for høye kraftpriser og økt rasjonering. For å øke kapasiteten i strømmettet er Statnetts hovedstrategier [3]:

- Bygge nye og samfunnsøkonomiske lønnsomme overføringsanlegg, både innenlands og til utlandet.
- Opsjonsbasert planlegging, der Statnett søker å ligge i forkant av utviklingen.
- Bruke planorienterte og markedsorienterte virkemidler for å bedre samspillet mellom investeringer i netter og produksjon/forbruk.
- Spenningsoppgradering på sentralnettet, fra 300 kV til 420 kV.

9.1 Nettet i Midt-Norge 2030

I denne oppgaven rettes fokuset mot nettet i Midt-Norge, slik det kan fremstå i år 2030. Innen 2030 vil det i tillegg til de utfordringene som allerede er i Midt-Norge, bli økt industrivirksomhet og dermed økt forbruk. Men i tillegg vil ny fornybar kraftproduksjon vokse fram ved nye vindkraftverk på Fosen og i Snillfjord-området, samt distribuert småkraftproduksjon, nord og sør i Midt-Norge. Dette fører til et økt press på nettet som må håndtere både økt forbruk og distribuert produksjon. Overføringskapasiteten er begrenset og forsyningssikkerheten i noe av det underliggende nettet er svakt. Det er behov for tiltak på forsyningsfronten til denne regionen.

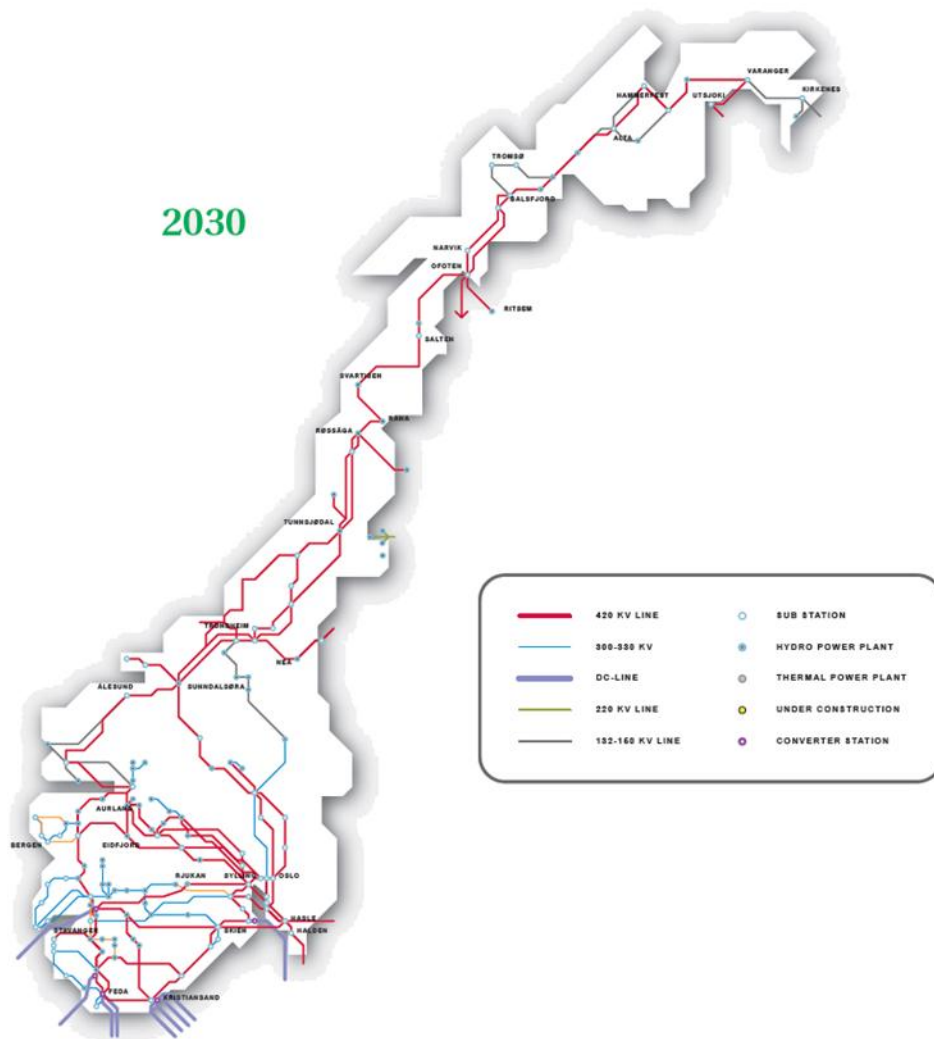
Utnyttelsen av forbrukerfleksibiliteten gjennom aggregatorvirksomhet, kan være en stor ressurs i årene som kommer, og vil kunne bidra til å øke forsyningssikkerhet i Midt-Norge. Men den aller største sikkerheten vil komme gjennom de mange utbyggings- og oppgraderingsprosjektene som skal

gjennomføres de neste årene. Planlagte prosjekter i linjenettet som skal bidra spesifikt til forsyningssikkerhet og som antas å være i drift i 2030, er[37]:

- Ny 420 kV linje, Ørskog – Fardal (Sogndal)
- Ny 420 kV linje, Namsos – Roan- Storheia
- Ny 420 kV linje, Storheia- Snillfjord- Orkdal/Trollheim
- Spenningsoppgradering, fra 300 kV til 420 kV, Klæbu- Namsos
- Spenningsoppgradering, fra 300 kV til 420 kV, Klæbu- Aura/Viklandet
- Spenningsoppgradering, fra 300 kV til 420 kV, Viklandet- Fåberg

I tillegg til disse prosjektene er det også planlagt nye reaktorer, en ny trafostasjon i Trollheim og økt transformatorkapasitet i Orkdal. Figur 16 viser hvordan Statnett ønsker sentralnettet skal være oppbygd i år 2030 [37].

Selv om det er flere nye linjer som skal bygges fram mot 2030, er ikke alle inkludert i Norgesmodellen som er benyttet i analysene. Kraftlinjen Namsos – Storheia og linjen Storheia – Orkdal er to av de som ikke er inkludert i modellen



Figur 16 - Ønsket sentralnett i Norge, 2030. Kilde: Statnett, 2011 [37].

9.1.1 Spenningsoppgradering

Ved spenningsoppgraderingen blir økt termisk kapasitet på hver ledning, ca 40 %. I tillegg kommer temperaturoppgraderingen, som til sammen med den økte termiske kapasiteten gir rundt 80 % økning i overføringskapasitet [37]. Tapene i overføringsnettets reduseres kraftig ved at spenningen er høyere, og dermed strømmen lavere. Dette kommer tydelig fram ved formelen for tap i nettet,

$$P_{\text{tap}} = R \cdot I^2 \quad (9.1)$$

Hvor R er resistansen i nettet, I er den gjennomgående strømmen og P_{tap} er tapet i overføringsnettets. Med spenningsoppgraderingene flere steder i Midt-Norge står nettet veldig stabilt, og vil tåle mye før en overlast vil oppstå.

10 Metode

10.1 PSS®E

Gode arbeidsverktøy er nødvendig i arbeid med kraftsystemer for å sikre trygg, stabil og effektiv drift. Ved planlegging og drifting av nettet er det viktig for alle nettselskap å analysere samspillet mellom de ulike komponentene som kraftsystemet består av. Det sikrer nettets stabilitet. Siden effektflyten i nettet kan forandres i løpet av millisekund, og nettselskapene har et ønske om å utnytte kraftsystemets yteevne, fører dette til et nødvendig fokus på dynamisk stabilitet og dynamiske analyser [6]. I denne sammenheng er det viktig å ha gode simuleringsverktøy, for effektivt å analysere kraftsystemets respons på ulike forstyrrelser som oppstår.

Gjennom hele denne oppgaven blir Siemens simuleringsverktøyet PSS®E brukt for å utføre de statiske og dynamiske analysene. Verktøyet er brukt i mange nettselskap verden over, hvor Statnett er en av brukerne. Med 18 ulike scenarier og 2430 forskjellige målekanaler endte det opp med 43740 unike måleresultat som PSS®E prosesserte.

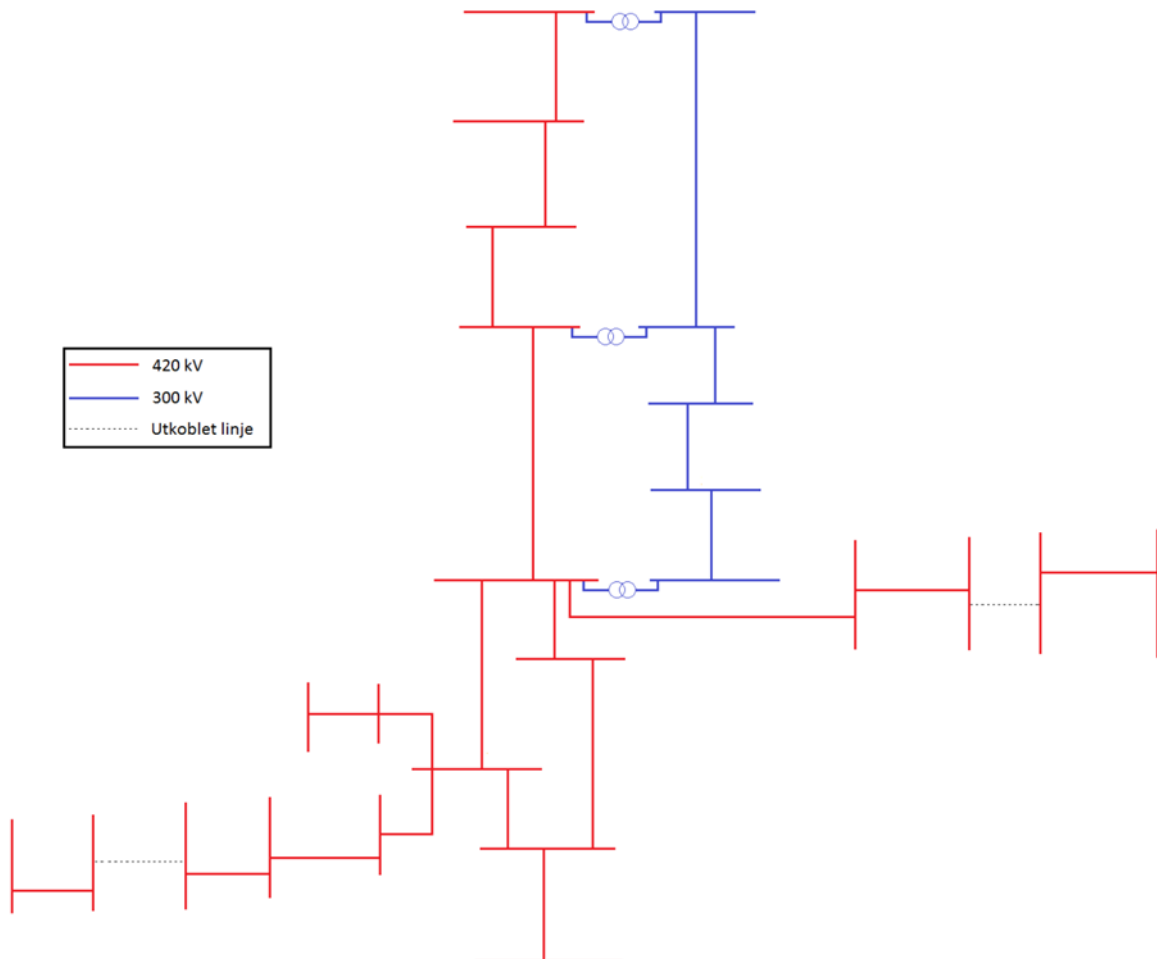
10.2 Bakgrunn for simuleringene

Mange forberedelser måtte utføres før de dynamiske simuleringene kunne startes. En del av denne prosessen er beskrevet i Vedlegg A.3.

Utkobling av uprioritert forbruk muliggjøres i enda større grad gjennom innføringen av Smart Grid og AMS. Dette har flere fordeler som har blitt beskrevet i tidligere kapitler. I de neste under- kapitlene blir simuleringene beskrevet, slik de ble utført ved hjelp av PSS®E.

Et av hovedmålene med denne oppgaven var å undersøke hvordan lastutkobling kan bidra til å bevare stabiliteten i kraftsystemet, ved store forstyrrelser. Ved å presse nettet så hardt at det blir ustabil, før lastutkobling blir iverksatt, kan det eventuelle virkninger av utkoblingen observeres gjennom analysen. Sentralnettet i Midt-Norge i år 2030 er veldig sterkt med mange oppgraderinger fra dagens nett. For å få fram tydeligere resultater er 420 kV linjestrekkene mellom Ørsta – Åfoten og Riksgrensen – Högäsep koblet ut. De, er snittet mot henholdsvis Vestlandet og Sverige. Utkoblingen av disse linjestrekkene kan i realiteten være et resultat av revisjon på det ene linjestrekk, og en feil på det andre. Ved å koble ut disse strekkene blir nettet mer sårbart, og det er mer sannsynlig at andre feil som oppstår i kraftsystemet vil føre til et ustabil nett. Kraftsystemet i Midt-Norge står da igjen med to hovedsnitt, et snitt nord mot Nord-Norge og et sør mot Østlandet. Figur 17 nedenfor viser sentralnettet i Midt-Norge i et enlinjeskjema, slik det fremstod gjennom analysene. Legg merke til de

to stiplede linjene, som markerer de utkoblede snittene. 132 kV nettet er utelatt fra skissen, men er også en del av sentralnettet. Stednavnene er utelatt fra figuren, av hensyn til Statnetts sikkerhetsprosedyrer.



Figur 17 - Sentralnettet i Midt-Norge, anno år 2030

Med utgangspunkt i det ovenstående ble det utarbeidet tre forskjellige feilscenarier som innebar hver sin doble samleskinnefeil i Midt-Norge. Ved hver trafostasjon med 420 kV samleskinner er det standard å ha to samleskinner i samme størrelsesorden. Ved feil på den ene samleskinnen, kan likevel kraftsystemet driftes som normalt, ved å gå over til å bruke den andre samleskinnen. For å få satt en 420 kV samleskinne ut av spill må det derfor skje en feil ved begge samleskinnene, derfor blir feilen omtalt som dobbel samleskinnefeil. De tre scenarioene er:

1. Feil ved og utkobling av dobbel 420kV samleskinne ved **Aura** trafostasjon
2. Feil ved og utkobling av dobbel 420kV samleskinne ved **Klæbu** trafostasjon
3. Feil ved og utkobling av dobbel 420kV samleskinne ved **Ogndal** trafostasjon

De tre ulike feilsenarioene ble utført med to ulike tilfeller av lastflyt:

1. Tunglastmodellen **2011**: 2125,45 MW produksjon og 3274,30 MW last i Midt-Norge
2. Tunglastmodellen **2030**: 2192,10 MW produksjon og 3750,00 MW last i Midt-Norge

Tunglastmodellen 2011 har en potensiell produksjon og et forbruk tilsvarende en vinterdag i 2011, hvor nettet er tungt belastet. Differansen mellom produksjon og forbruk er med denne modellen 1148,85 MW. I tunglastmodellen 2030 har kraftsystemet i Midt-Norge en normal produksjon og en veldig høy last. Her er differansen mellom produksjon og forbruk 1557,9 MW. Denne produksjonen og forbruket er kun en grov estimering ut fra hva som kan forventes i en topplasttime i år 2030. Innen 2030 er det store planer om utplasseringer av vindturbiner i Midt-Norge, derav blant annet 1500-2000 MW prosjektert vindkraftproduksjon i Snillfjordområdet og Fosen[37]. Uregulert kraftproduksjon ute i distriktet vil være en krevende utfordring for sentralnettet, noe Statnett har tatt høyde for ved planlegging av nettoppgraderingen. Det kunne vært en interessant oppgave å se nærmere på de dynamiske utfordringer ved en slik inn/ut-kobling av store mengder vindkraft, men det er ikke fokuset i denne oppgaven. For å sannsynliggjøre en produksjon på ca. 2200 MW i Midt-Norge antas det derfor en tidsperiode med liten/ingen vind i tillegg til lave vannmagasin.

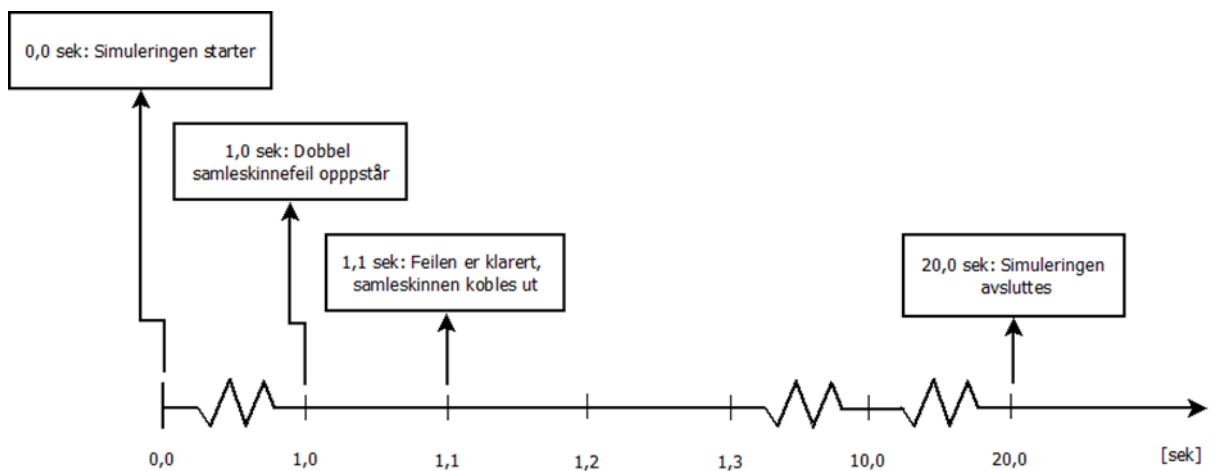
Forbruket i 2030 antas å ha økt på grunn av ny-oppstartet industri i regionen. I tillegg antas en befolkningsøkning på ca. 10-15 % innen år 2030 i Trøndelag, noe som blant annet er avhengig av hvilken innvandringspolitikk som blir praktisert framover [38]. Men dette kan kompenseres noe, ved at kraftforbruket i husstander i Midt-Norge beregnes til potensielt å synke med ca. 20 %, ved den nye satsingen på passive hus[39]. Likevel settes tunglast i 2030 til 3750,00 MW for å presse nettet og for å gi enda større utslag ved uttak av last.

Det er også viktig å nevne de 132 kV linjene som er delt i nettet. Fra Aura, gjennom Osbu til Vågamo går det en 132 kV linje som er delt mellom Osbu og Aura trafostasjon for å forhindre overlast om det oppstår utfall på den parallelle 420 kV linjen. Fra Nea til Eidum går det også en 132 kV linje, som i analysen er delt mellom Heggsetfoss og Hersjø trafostasjon. Den er delt for å unngå overlast ved feilsituasjonen som skal simuleres i Klæbu trafostasjon.

10.3 Den dynamiske simuleringen

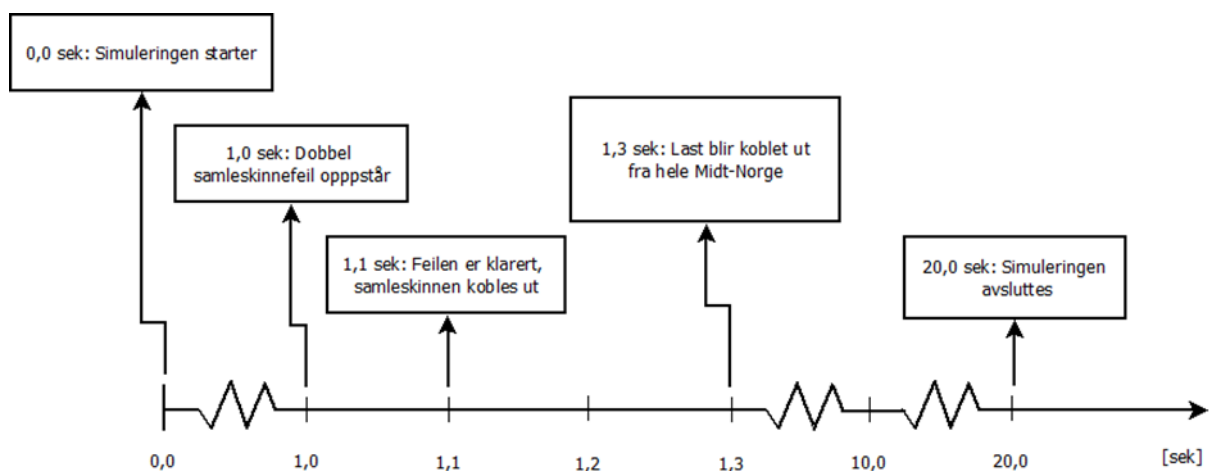
Hele hendelsesforløpet til simuleringene blir nærmere forklart i denne delen av oppgaven. Den dynamiske simuleringen skal gi svar på hvordan lastutkoling vil påvirke kraftsystemet når feilsituasjoner oppstår. Simuleringsperioden foregikk over 20 sekunder og for hvert scenario ble tre forskjellige feilsituasjoner simulert, med noen unntak:

Første hendelsesforløp: Uten lastutkobling. Etter at simuleringen har kjørt flatt i 1,0 sekunder legges det inn en dobbel samleskinnefeil. Feilen blir fjernet, og samleskinnen kobles ut etter 1,1 sekunder. Simuleringen forsetter til det er gått 20 sekunder.



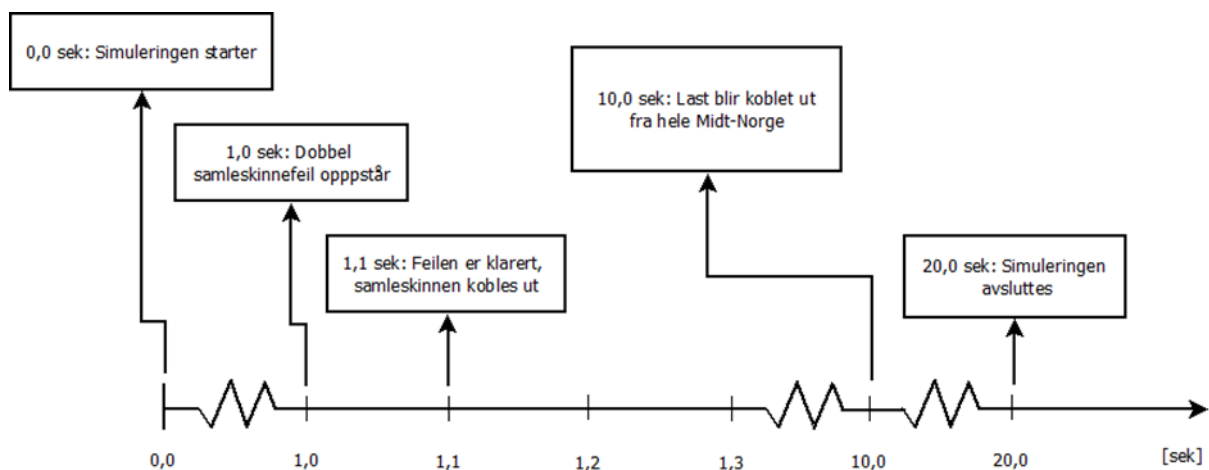
Figur 18 - Første hendelsesforløp

Andre hendelsesforløp: Samme hendelsesforløp som det første fram til 1,1 sekunder. Så etter 1,3 sekunder kobles last ut, før simuleringen fortsetter til det er gått 20 sekunder fra simuleringen startet.



Figur 19 - Andre hendelsesforløp

Tredje hendelsesforløp: Starter også som de to foregående hendelsesforløpene. Her blir last koblet ut slik som det andre hendelsesforløpet, men først etter 10 sekunder. Simuleringen fortsetter så til det er gått 20 sekunder.



Figur 20 - Tredje hendelsesforløp

De tre hendelsesforløpene kommer alle fram på figurene. Alle starter med ett sekunds "flat" kjøring for å se at ingen initiale innstillinger forstyrrer analysene. Hensikten med å kjøre tre forskjellige forløp er å sammenligne et hendelsesforløp uten noe lastutkobling mot forløp der last blir koblet ut etter en viss tid. Å sammenligne tilfellene hvor lasten blir koblet ut tidlig mot tilfellet med senere utkobling er også interessant. Det kan gi mer informasjon om hvordan belastningsfrakobling påvirker systemet i et slikt tilfelle. I tillegg ble det utført en del andre simuleringer, ut ifra hvilke resultater de planlagte simuleringene ga. Nærmere forklaring av de andre simuleringene kommer sammen med resultatene.

Ved alle simuleringene er det ved 1,0 sekunder lagt inn en dobbel samleskinnefeil på en viktig samleskinne. Etter ytterligere 0,1 sekunder blir feilen klarert, noe som samsvarer med kravene til vern i forskriftene. Etter feilen er klarert blir hele samleskinnen utkoblet på grunn av den doble samleskinnefeilen. Når dette har skjedd, vil alle linjer inn mot den aktuelle samleskinnen være utkoblet. I noen av tilfellene fører dette til øydrift eller utfall av alt underliggende nett. Tilfellene med øydrift blir ikke sett nærmere på i denne oppgaven. Fokuset gjennom oppgaven har vært på sentralnettet, hovedsakelig 420 kV-, 300 kV- og 132 kV-nettet med tilhørende trafostasjoner og samleskinner. Det er ikke fokusert på det underliggende nettet ved feilstedene, selv om det kunne vært interessant å se hvordan en øydrift kunne fungere.

Når det kommer til lastutkoblingen i de ulike scenarioene er det valgt å koble ut 200 MW ved bruk av tunglastmodellen 2011, mens 400 MW er valgt å koble ut ved lastflytmodellen 2030. Både 200 og 400 MW er sannsynlige mengder last som kan bli utkoblet ved utnyttning av forbrukerfleksibilitet. Ved utnyttning av systemvernet tilknyttet Hydro Sunndalsøra, vil for eksempel 400 MW være tilgjengelig for utkobling.

11 Resultater

11.1 Lastflytanalyse

Før den dynamiske simuleringen begynte ble ordinære lastflytberegninger utført før og etter de ulike feilsituasjonene. Selv om selve lastflytanalysen ikke er hovedfokuset er det et viktig bakteppe før de dynamiske analysene, for å se og forstå hvordan den statiske lastflyten i nettet går, og for å se hvordan nettet er presset rent statisk. Lastflyten ved noen utvalgte interessante linjestrekk er gjengitt i Tabell 4 under. For hvert linjestrekk og hver feilsituasjon er overføringen oppgitt med aktiv effekt, reaktiv effekt samt belastningen ved hver linje oppgitt i prosent. Alle effektverdier er oppgitt positive når de går fra et sted, mens de er oppgitt negative om effekten går til stedet. For eksempel går det 623 MW *fra* Tunnsjødal til Namsos, samtidig som det går 15,6 MVar *til* Tunnsjødal fra Namsos. Når det står "Feil ved ... trafo", ved venstre kolonne, skal det leses som 420 kV dobbel samleskinnefeil ved det aktuelle stedsnavnets trafostasjon. Tallet bak trafostasjonsnavnet indikerer om det er en 420 kV linje eller en 300 kV linje.

Tabell 4 - Lastflytanalyse for utvalgte linjestrekk i Midt-Norge, del 1. [MW MVAr %]

	Tunnsjødal 4 – Namsos 4	Tunnsjødal 3 – Verdal 3	Vågåmo 4 – Aura 4	Klæbu 4 – Nea 4
Før samleskinnsfeil, Tunglastmodellen 2011	623 -15,6 30 %	366,7 15,8 36 %	354,8 -16,6 11 %	-278 -73,6 11 %
Før samleskinnsfeil, Tunglastmodellen 2030	734,9 -11,7 36 %	386 8,8 41 %	624 -38,7 19 %	-278 -80,3 11 %
Feil ved Aura trafo, Tunglastmodellen 2011	880,4 15,7 44 %	469,7 13,9 51 %	- - -	-277 -120 12 %
Feil ved Aura trafo, Tunglastmodellen 2030	1122 81,3 56 %	598,5 51,3 65 %	- - -	-277 -143 13 %
Feil ved Klæbu trafo, Tunglastmodellen 2011	495,2 40,8 24 %	294,5 9,2 31 %	805,4 -48,9 24 %	- - -
Feil ved Klæbu trafo, Tunglastmodellen 2030	730 31,1 31 %	366,9 5,7 39 %	1016 -20,5 30 %	- - -
Feil ved Ogndal trafo, Tunglastmodellen 2011	-14,8 -14,8 1 %	809 119 88 %	525,9 -28,8 16 %	-278 -79,6 11 %
Feil ved Ogndal trafo, Tunglastmodellen 2030	2,9 -16,4 1 %	922,3 179,8 101 %	806 -47,2 24 %	-278 -85,7 11 %

Tabell 5 - Lastflytanalyse for utvalgte linjestrekk i Midt-Norge, del 2. [MW MVAr %]

	Vikland 4 – Fræna 4	Vikland 4 – Ørskog 4	Klæbu 4 – Vikland 4	Klæbu 4 – Orkdal 4
Før samleskinnsfeil, Tunglastmodellen 2011	253,4 -103 13	127,7 -32,7 6 %	153,8 -144 9 %	293,5 -129 13 %
Før samleskinnsfeil, Tunglastmodellen 2030	285,1 -92,8 14%	193,6 -17,3 9 %	122,8 158,8 8 %	264,2 -151 12 %
Feil ved Aura trafo, Tunglastmodellen 2011	262,8 -98,6 13 %	132,7 -31,8 6 %	658,2 -235 30 %	154,6 29,3 7 %
Feil ved Aura trafo, Tunglastmodellen 2030	293,9 -88,6 15 %	197,3 -17,6 9 %	793,1 -259 36 %	223,4 24,7 9 %
Feil ved Klæbu trafo, Tunglastmodellen 2011	254,1 -103 13 %	32,7 -128 6 %	- - -	- - -
Feil ved Klæbu trafo, Tunglastmodellen 2030	285,7 -92,9 14 %	193,9 -17,3 9 %	- - -	- - -
Feil ved Ogndal trafo, Tunglastmodellen 2011	253,8 -103 13 %	127,9 -32,7 6 %	92,8 -155 8 %	184,5 -147 9 %
Feil ved Ogndal trafo, Tunglastmodellen 2030	285,5 -92,8 14 %	193,8 -17,3 9 %	58,4 -168 7 %	149,3 -165 9 %

Ved de undersøkte linjestrekkene ble det ikke funnet noe overlast, med fokus på det ovenforliggende nettet, med unntak ved 300 kV-linjen fra Tunnsjødal til Verdal. Linjen får en prosentvis belastning på 89 % ved tunglastmodellen 2011, og 101 % ved Tunglastmodellen 2030. Ved utkoblingen av Ogndal 420 kV samleskinne blir 300 kV-linjen den eneste tilknyttingen til Nord-Norge. Den blir derfor eksponert i svært stor grad. Innen 2030 er det imidlertid planlagt å oppgradere denne linjen fra 300 kV til 420 kV, noe som vil styrke linjen betraktelig [35]. En vurdering er om nettet, slik det planlegges, kan bli overdimensjonert, og om midler satt av til utbygging og oppgraderinger kunne vært disponert annerledes. Dette vil bli diskutert videre i diskusjonskapittelet.

11. 2 Dynamisk analyse

Resultatdelen med den dynamiske analysen er hoveddelen av denne masteroppgaven, og er grunnlaget for den kommende diskusjonen. Mange figurer er gjengitt fra analysen hvor venstre akse på alle figurer er oppgitt i p.u verdi. For å finne frekvensavviket følger en dermed denne formelen:

$$f_{avvik} = f_{p.u} \cdot f_{norm} \quad (11.1)$$

hvor $f_{norm} = 50Hz$ i Norge. Ved et avvik på 0,01 p.u blir avviket $f_{avvik} = 0,01 \cdot 50Hz = 0,5Hz$ fra frekvensen på 50 Hz. Spenningen er også oppgitt i p.u verdi ved venstre akse. For å finne spenningen blir ligningen slik:

$$V = V_{base} \cdot V_{p.u} \quad (11.2)$$

Ved et tilfelle med spenning på 1,04 p.u ved en 420 kV samleskinne blir spenningen altså:

$$V = 420kV \cdot 1,04 = 436,8kV .$$

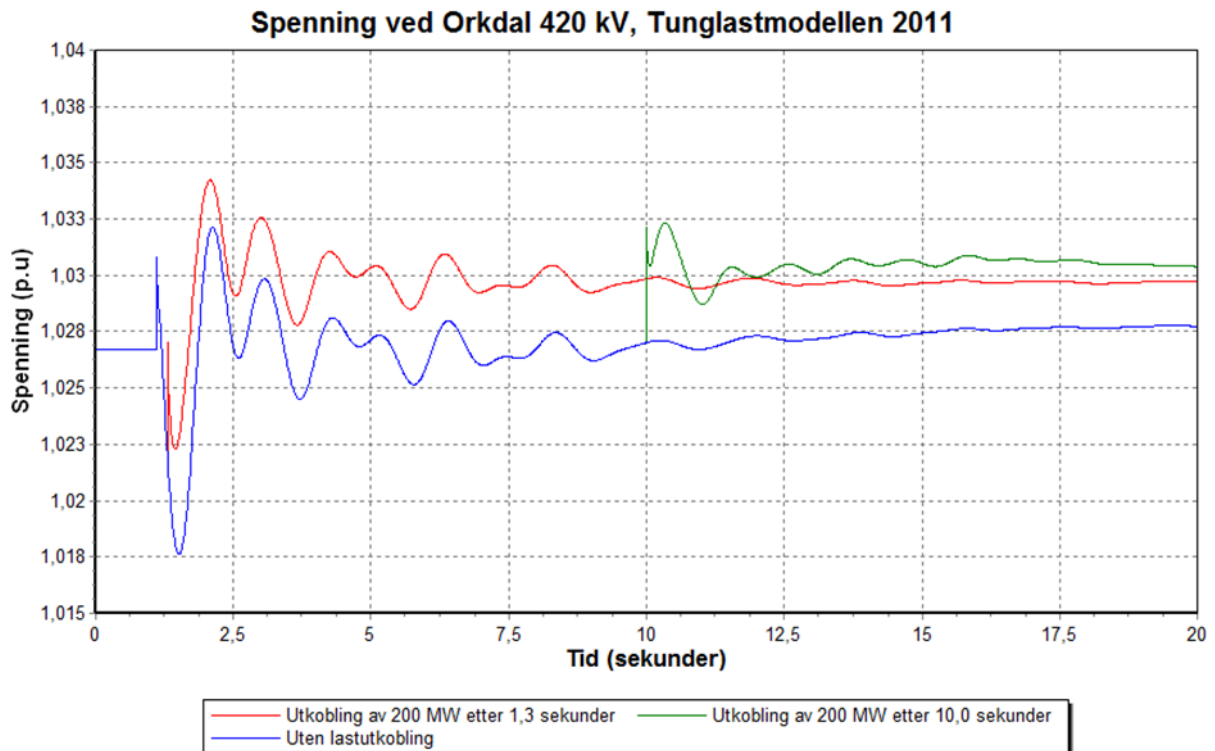
11. 3 Dobbel samleskinnefeil ved Klæbu trafostasjon

Klæbu trafostasjon ligger i hjertet av Sør-Trøndelag like ved Trondheim og er knutepunktet for sentralnettet i Midt-Norge. Fra Klæbu går det fire 420 kV-linjer og en 300 kV-linje som utgjør de fire snittene som kommer inn til Midt-Norge. Det ene snittet går nordover mot Verdal og så videre mot Nord-Norge, én linje går rett øst mot Järpströmmen, og er Midt-Norges snitt mot Sverige. Sørvest går linjen mot Vikland og videre fra Ørskog til Sogndal og knytter Midt-Norge opp mot Vestlandet. Den siste linjen går gjennom Orkdal til Aura trafostasjon og videre sørover til Sør-Norge. Riktignok er snittet mot Vestlandet og snittet mot Sverige utkoblet i denne oppgaven, som beskrevet i kapittel 10 om bakgrunnen for simuleringene. I tillegg til å være et knutepunkt for sentralnettet er mye av produksjonen lagt til området, som blir transportert via denne trafostasjonen. Ved utkoblingen av samleskinnene i Klæbu må blant annet Nea trafostasjon fungere ved øydrift, da 132 kV-linjen som går fra Nea til Eidum er delt, for å hindre overlast. Det blir derfor ikke sett nærmere på området rundt Nea og snittet mot Sverige i denne delen.

Orkdal trafostasjon ligger like sør for Klæbu trafostasjon, og det er interessant å se hvordan feilen og utkoblingen av Klæbu 420 kV dobbel samleskinne påvirker kraftsystemet, sett fra denne trafostasjonen. Verdal er en annen stor trafostasjon som ligger nord for Klæbu, hvor analyser også er hentet fra. Verdal trafostasjon er ved denne feilsituasjonen skilt fra Orkdal trafostasjon.

11.3.1 Tunglastmodellen 2011

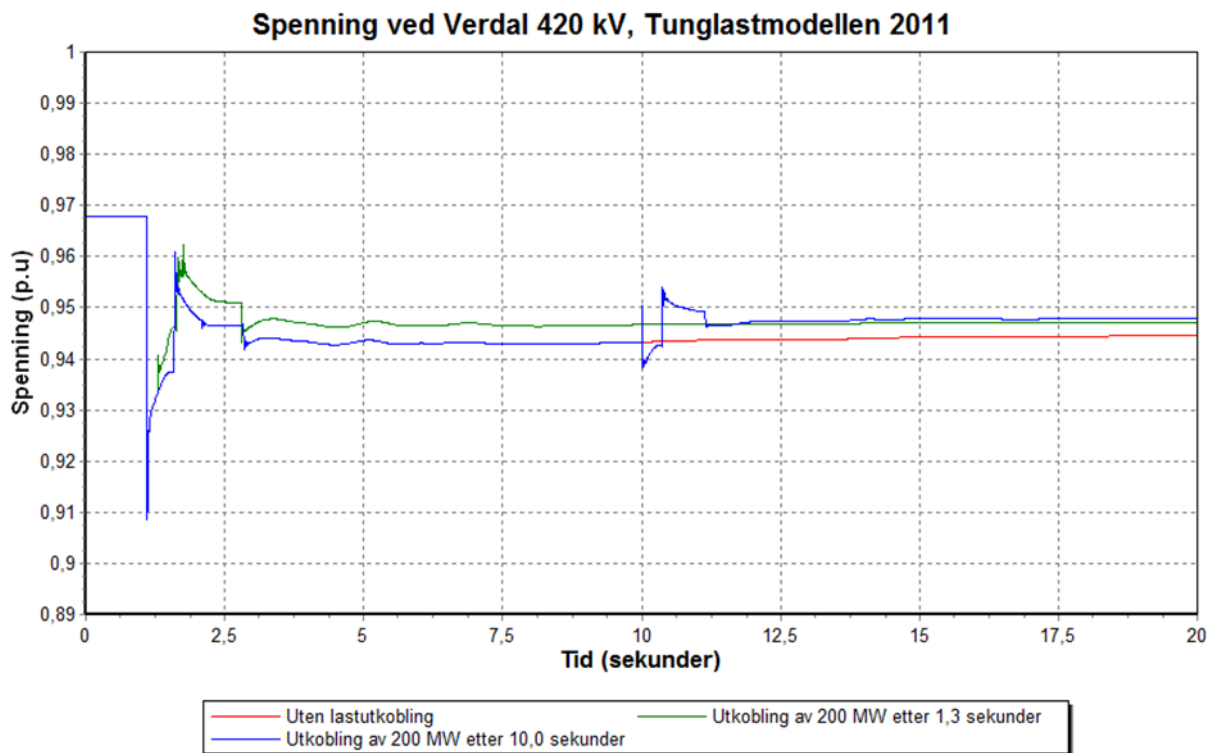
I Figur 21 nedenfor vises spenningen ved Orkdal 420 kV samleskinne i p.u verdi, med utgangspunkt i tunglastmodellen 2011. Her er analyser utført med uttak av last 1,3 og 10 sekunder etter simuleringen startet, samt et tilfelle uten lastutkobling:



Figur 21 - Spenning ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011

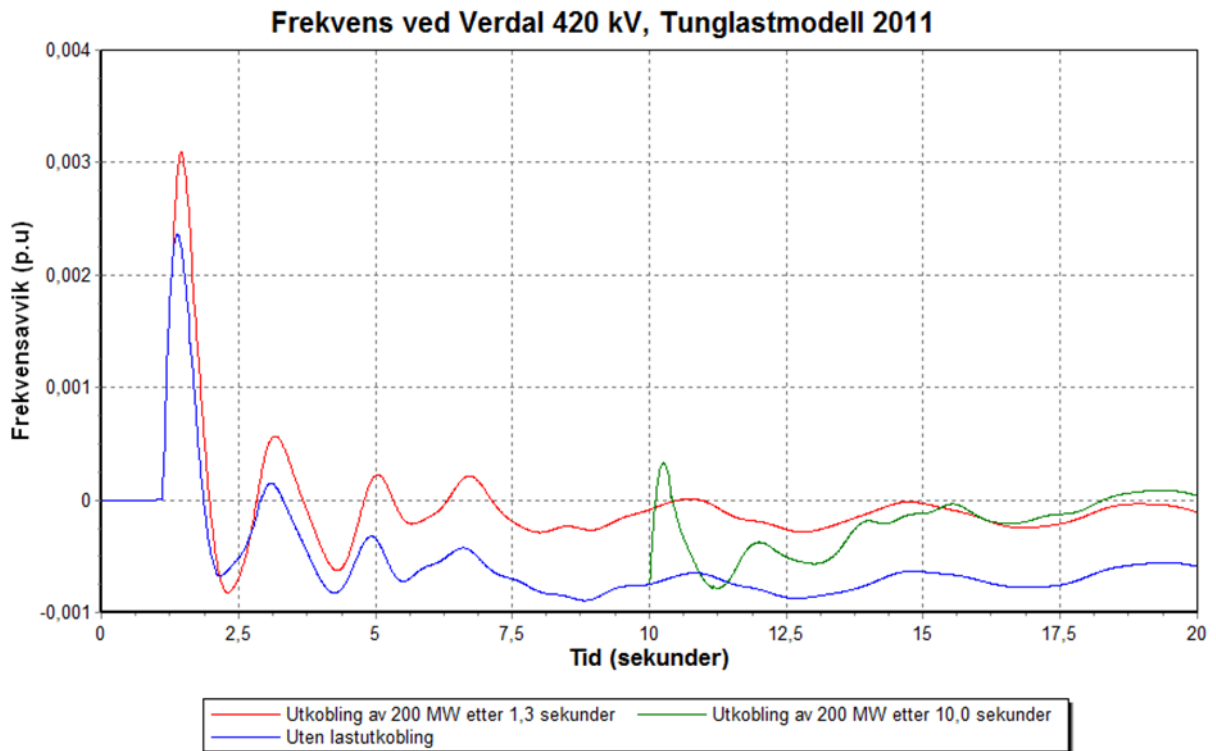
Resultatene viser ingen ustabilitet, men en økt spenning i alle simuleringene. Dette er forventet da Orkdal 420 kV blir avlastet når Klæbu 420 kV blir frakoblet. En høyere spenning ved utkobling av last svarer også til forventet resultat.

Siden Klæbu fungerer som et knutepunkt, splittes sentralnettet ved utfallet. I Figur 22 nedenfor, vises spenningen ved Verdal 420 kV, som ligger nord for Klæbu. I dette tilfellet er systemet stabilt, men spenningen etter feilen er lavere enn den opprinnelig var, og dermed på et forholdsvis lavt nivå.

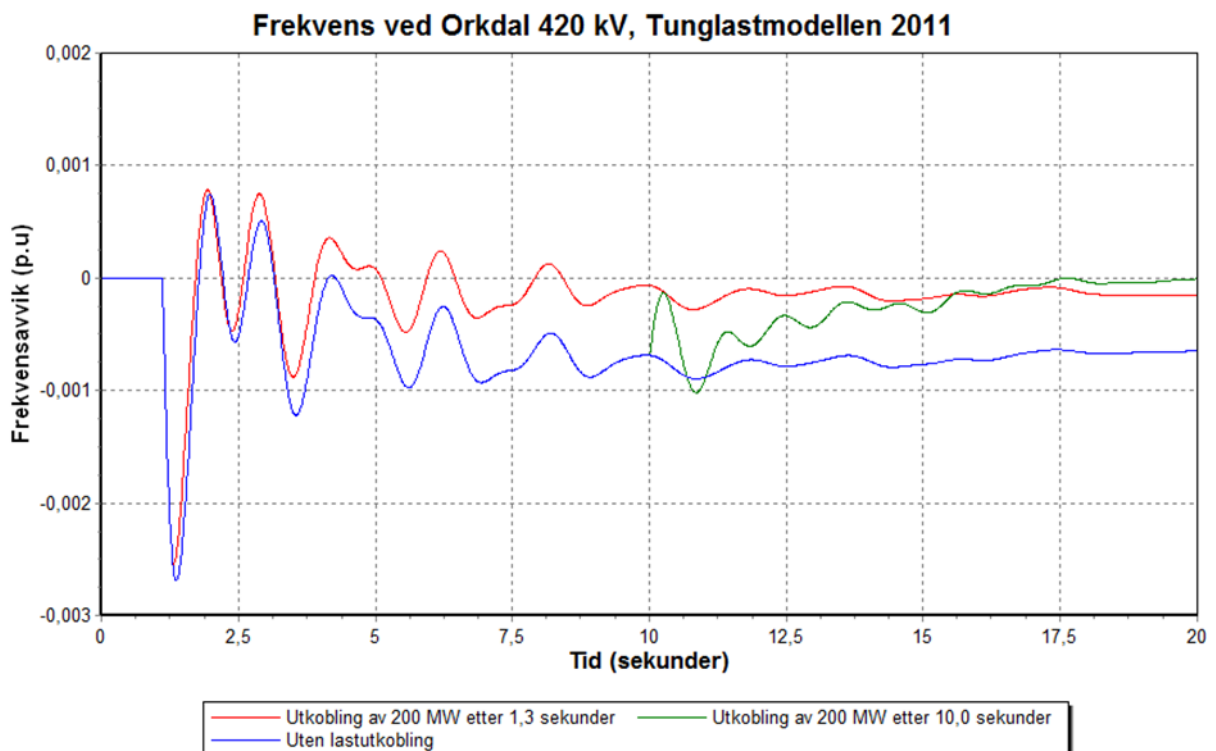


Figur 22 - Spenning ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011

Frekvensen ved Verdal er vist i Figur 23 under. Etter en topp ved feilsituasjonene ser frekvensen ut til å stabilisere seg mot et lite negativt frekvensavvik, noe som ikke er alvorlig. Som beskrevet tidligere vil sekundærkontrollen etter hvert komme inn å rette opp det tilsynelatende frekvensavviket. Frekvensen ved de to analyserte trafostasjonene er forskjellige, noe som viser at nettet er splittet ved utkoblingen av Klæbus 420 kV samleskinner.



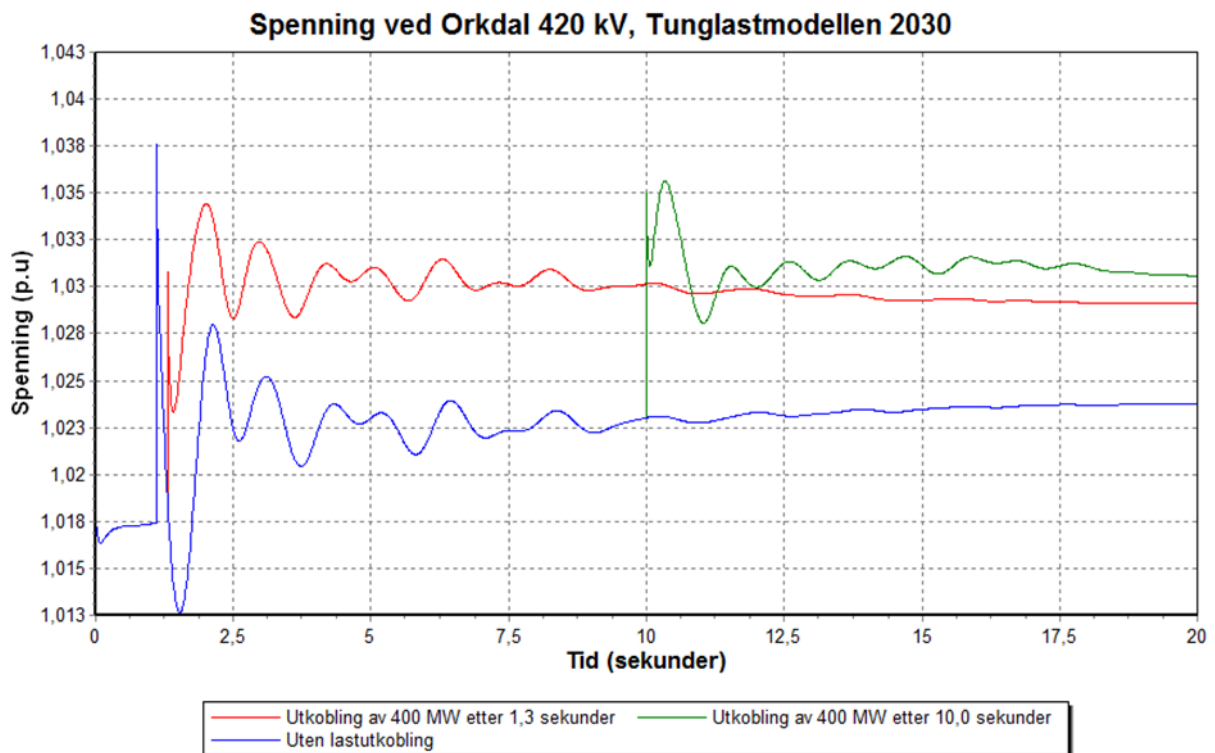
Figur 23 - Frekvens ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011



Figur 24 - Frekvens ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011

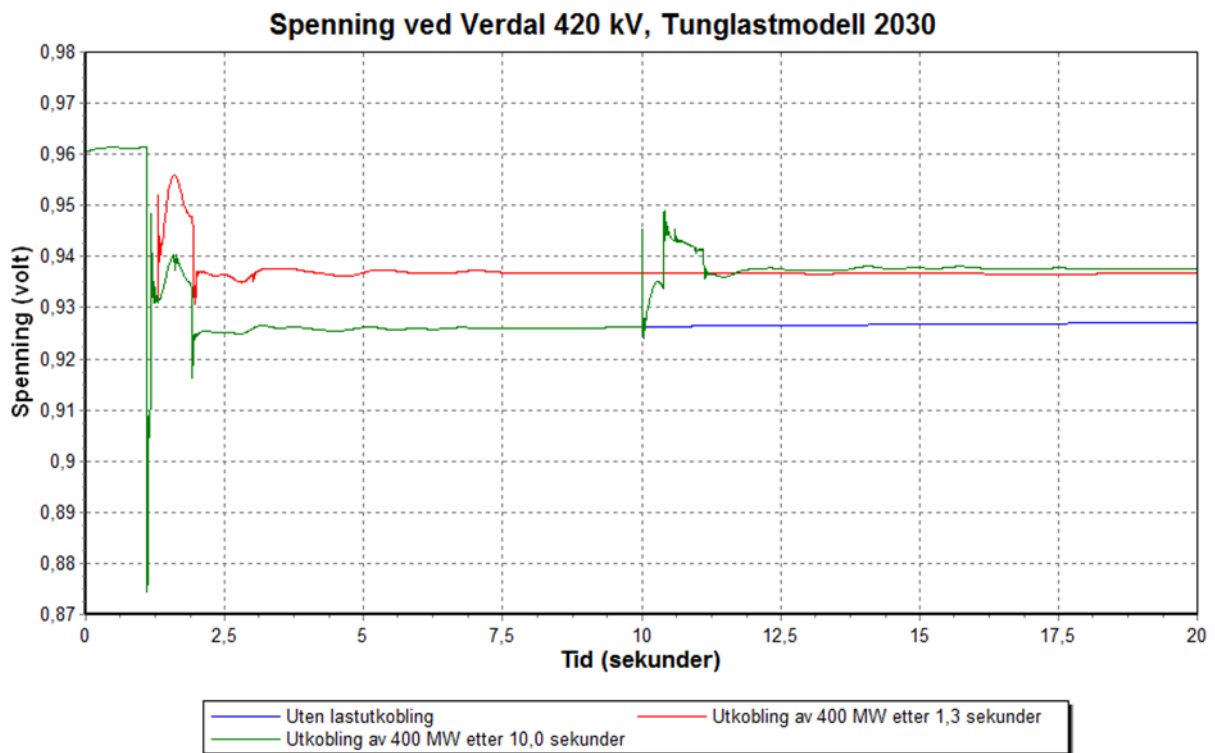
11.3.2 Tunglastmodellen 2030

Med et mer presset utgangspunkt i tunglastmodellen 2030, og utkobling av 400 MW istedenfor 200MW, gir simuleringene ved Orkdal de samme slutningene som ovenfor, bare enda tydeligere. Dette er vist i Figur 25. Fremdeles er systemet stabilt, og fortsatt er spenningen høyere enn den opprinnelig var, selv med den store utkoblingen.



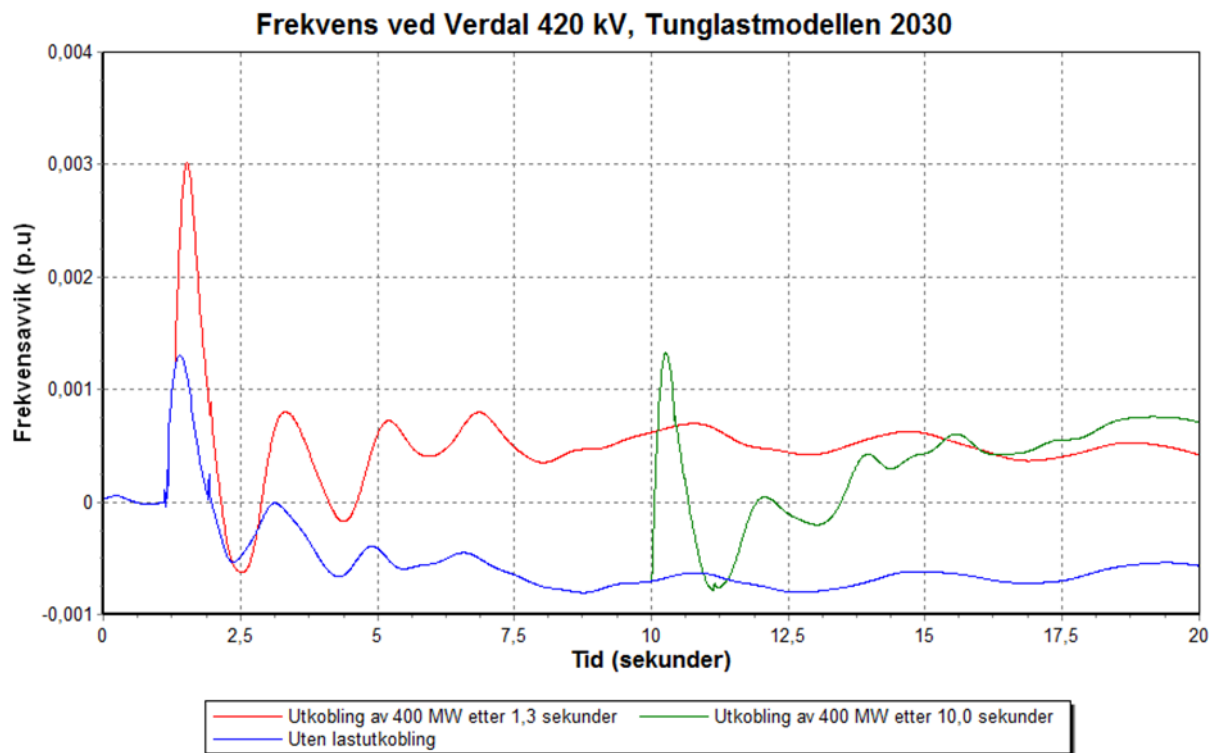
Figur 25 - Spenning ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030

Også spenningen ved Verdal, som vist i Figur 26, viser tilsvarende tendens som ved simuleringene med tunglastmodellen 2011. Men spenningsfallet her er veldig kraftig, helt ned mot 0,875 p.u. Igjen kommer det tydelig fram hvordan lastutkoblingen bidrar til å øke spenningsnivået i kraftsystemet.



Figur 26 - Spenning ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030

Frekvensen for dette scenarioet vises i Figur 27 nedenfor. Analysen ligner mye på frekvensanalysen for tunglastmodellen 2011, men i dette tilfellet vises det enda bedre hvordan lastutkoblingen hjelper frekvensen, og med lastutkoblingen får vi et lite, positivt frekvensavvik.



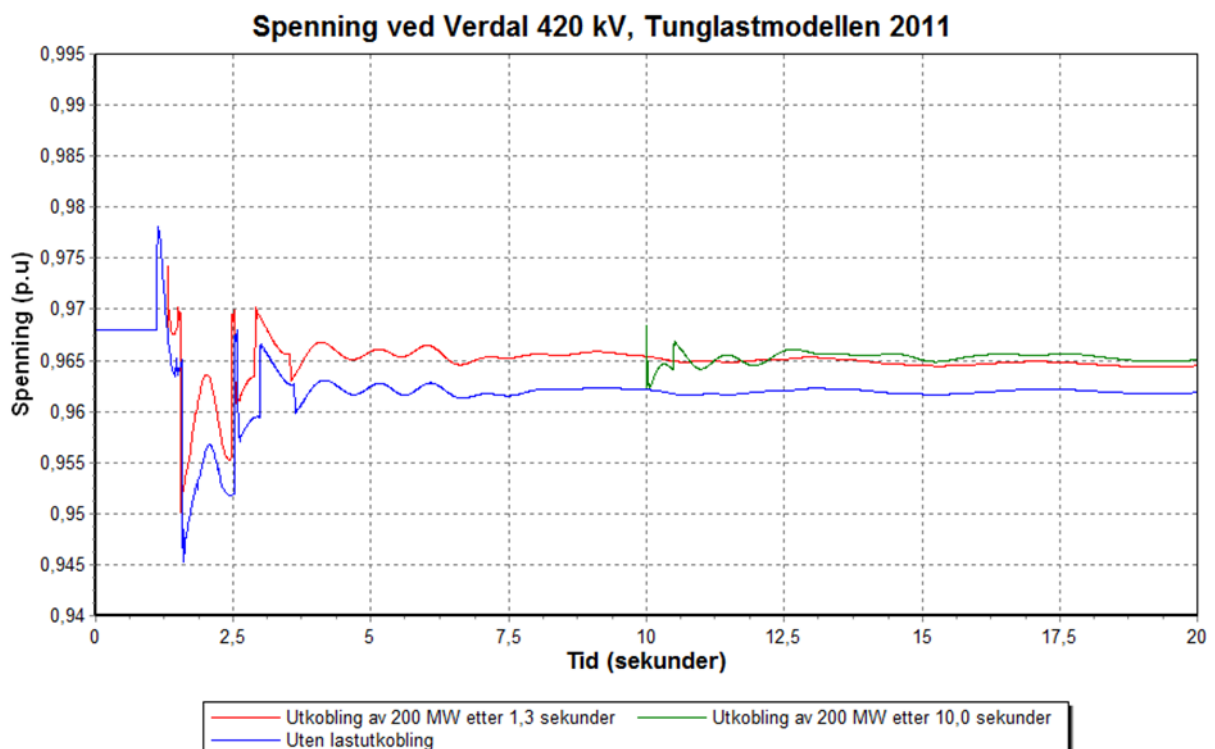
Figur 27 - Frekvens ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030

11.3 Dobbel samleskinnefeil ved Ogdal trafostasjon

Ogdal trafostasjon ligger øst for byen Steinkjer i Nord-Trøndelag, om lag 8 mil sør for Namsos og 4 mil nord for Verdal. I 2030 går den oppgraderte 420 kV linjen fra Verdal trafostasjon, gjennom Ogdal og Namsos trafostasjon opp til Tunnsjødal trafostasjon. Linjen vil være i parallell med en 300 kV linje som går direkte fra Verdal til Tunnsjødal. Denne linjen er også planlagt oppgradert innen 2030, men Norgesmodellen er en minimumsmodell, som ikke har tatt med akkurat denne oppgraderingen. Dette medfører at 300 kV vil være det svakeste ledd ved en feil, og derfor var det interessant å påføre en feil i Ogdal, som tvinger effektflyten i sin helhet å gå gjennom 300 kV linjestrekket. I Ogdals nærområdet er det kraftproduksjon oppimot 132 MW som kommer fra flere vannkraftverk.

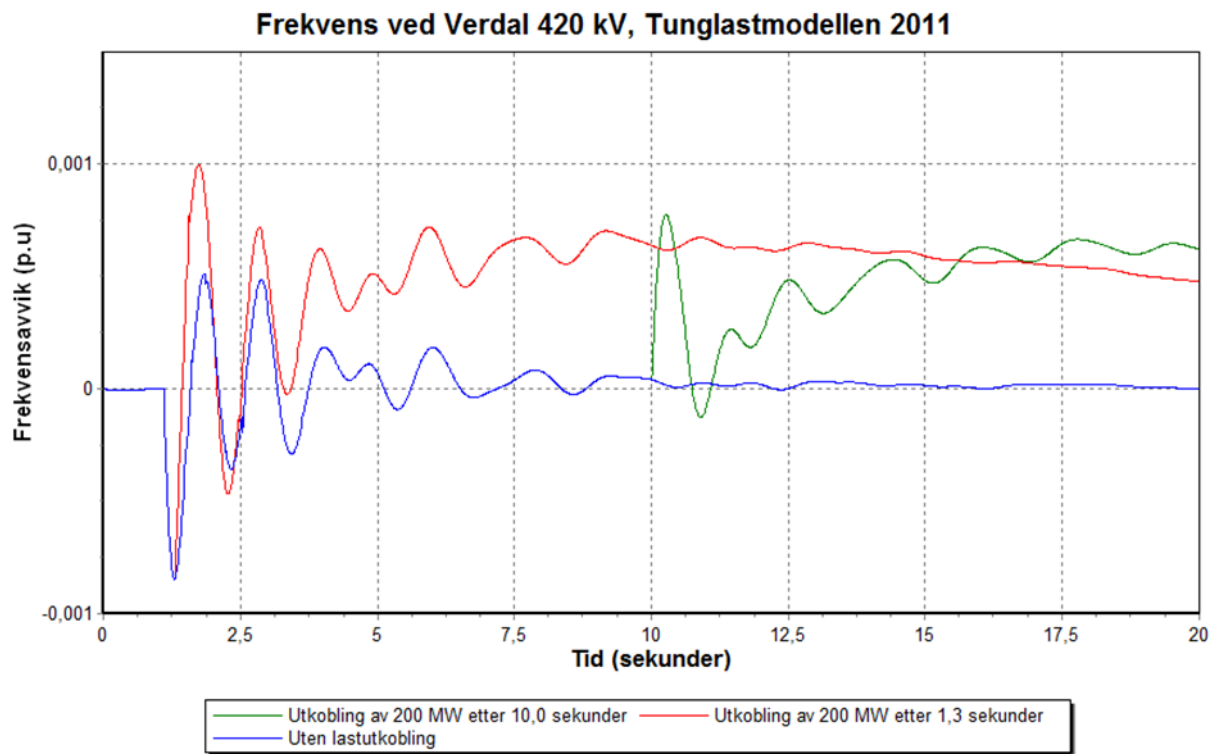
11.3.1 Tunglastmodellen 2011

Spenningen ved Verdal 420 kV vises i Figur 28, under. Analysene viser igjen et resultat som kunne forventes. Det oppstår en høyere spenning ved utkobling av last enn uten utkobling, et resultat som går igjen i alle analysene utført. Forstyrrelsen som oppstår er ikke kraftig nok til å forårsake spenningskollaps.



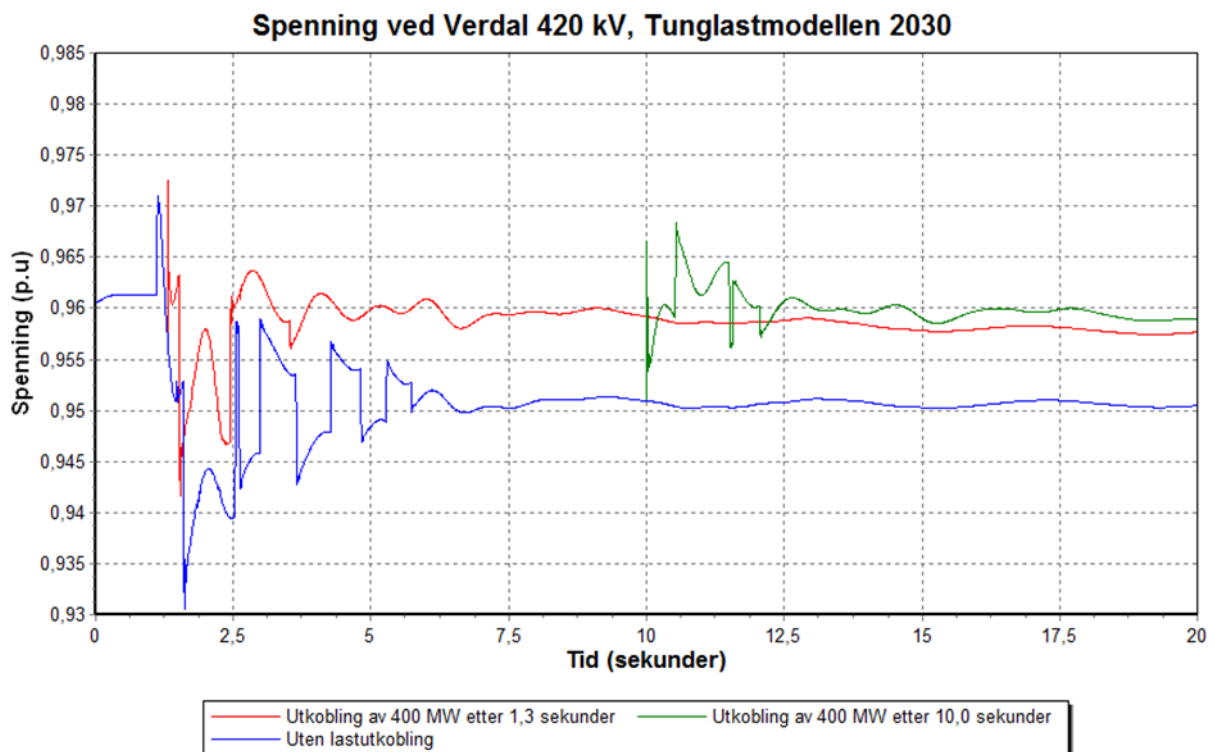
Figur 28 - Spenning ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011

Figur 29 nedenfor viser frekvensen ved utfallet og utkoblingen av lasten. Frekvensavviket er på det meste 0,05 Hz, noe som er forholdsvis lavt og håndterbart.



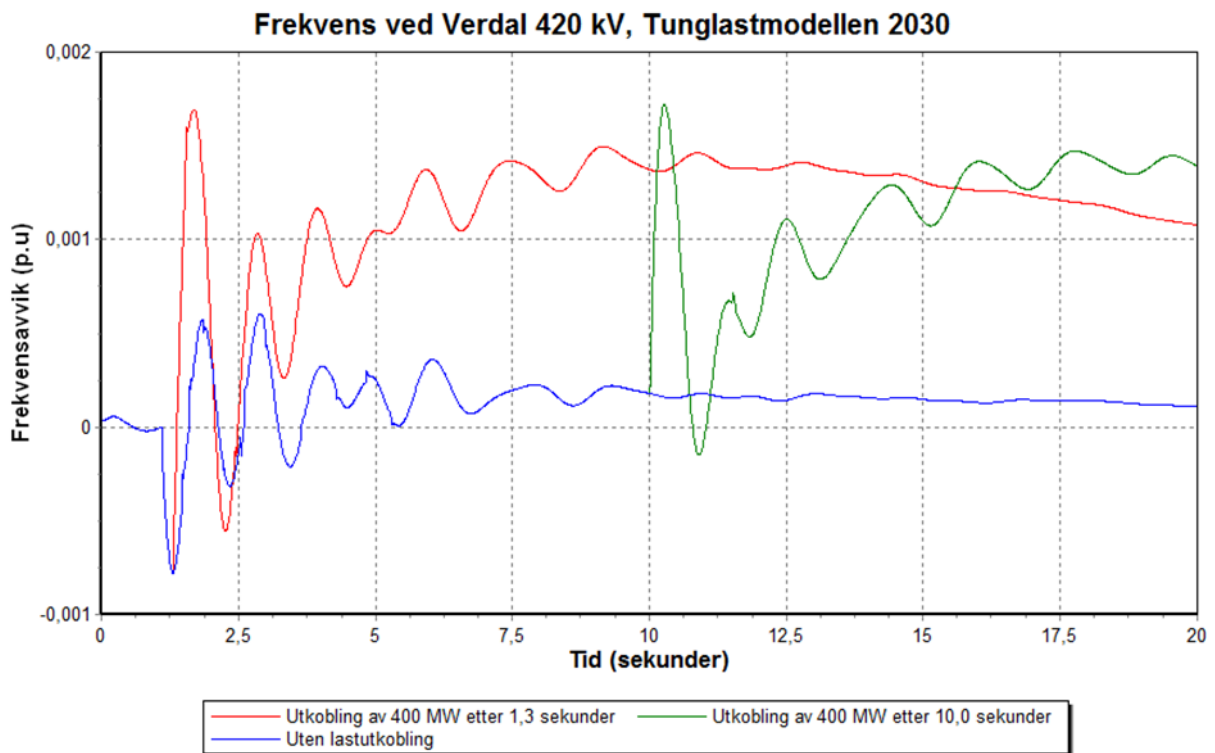
11.3.2 Tunglastmodellen 2030

Med tunglastmodellen 2030 blir nettet presset enda mer, og enda mer last kobles ut. Figur 29 nedenfor viser spenningen i sekundene etter feilsituasjonen. Spenningen er på det laveste ca. 0,93 p.u, og det oppstår noen svingninger i etterkant av feilen som litt senere stabiliserer seg. Noen av svingningene er kantete, og viser sprang som egentlig ikke skal oppstå, og som kan være en feilkilde. Ved lastflyanalysen ble det observert en belastning på 101 % på 300 kV linjen fra Tunnsjødal til Verdal, uten at det kommer fram gjennom den dynamiske analysen.



Figur 29 - Spenning ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030

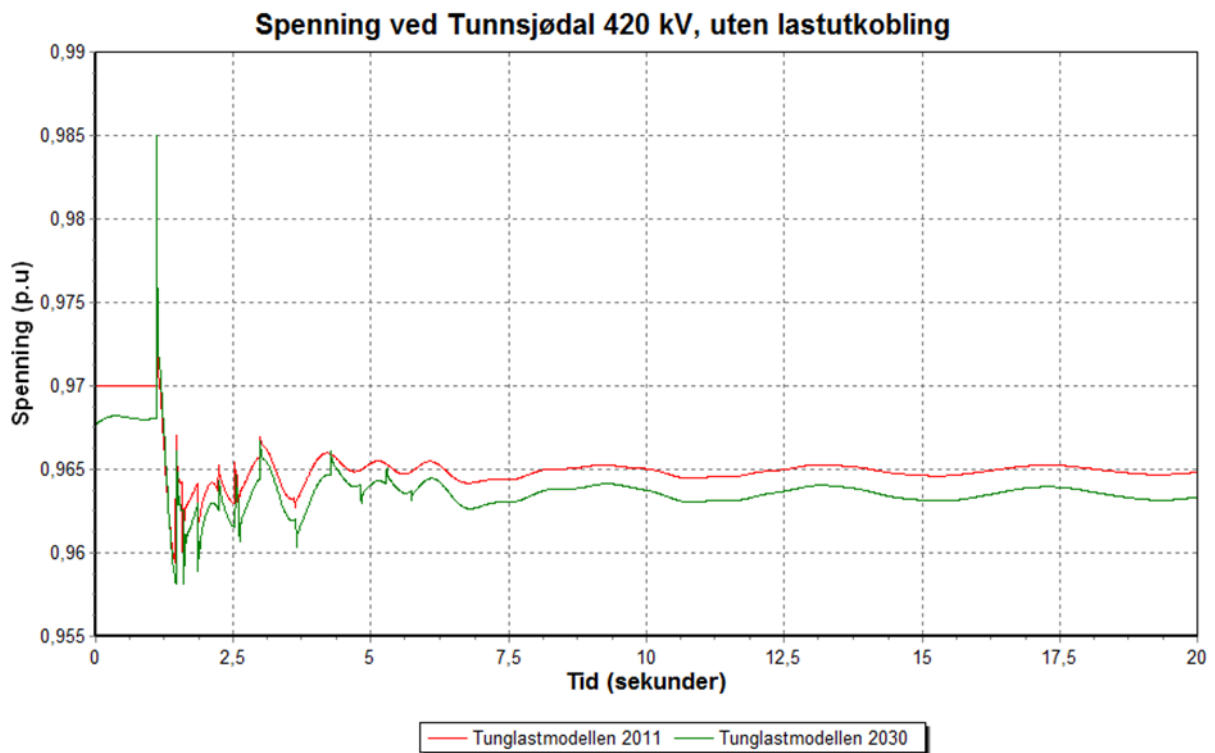
Frekvensen ved samme sted og samme utgangspunkt vises i Figur 30. Frekvensavviket er som ventet større enn ved tunglastmodell 2011, men er ikke stort. Frekvensavviket er nesten ikke tilstede ved tilfellet uten lastutkobling, mens ved lastutkoblingen oppstår det et lite positivt frekvensavvik.



Figur 30 - Frekvens ved Verdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030

11.3.3 Tunnsjødal trafostasjon

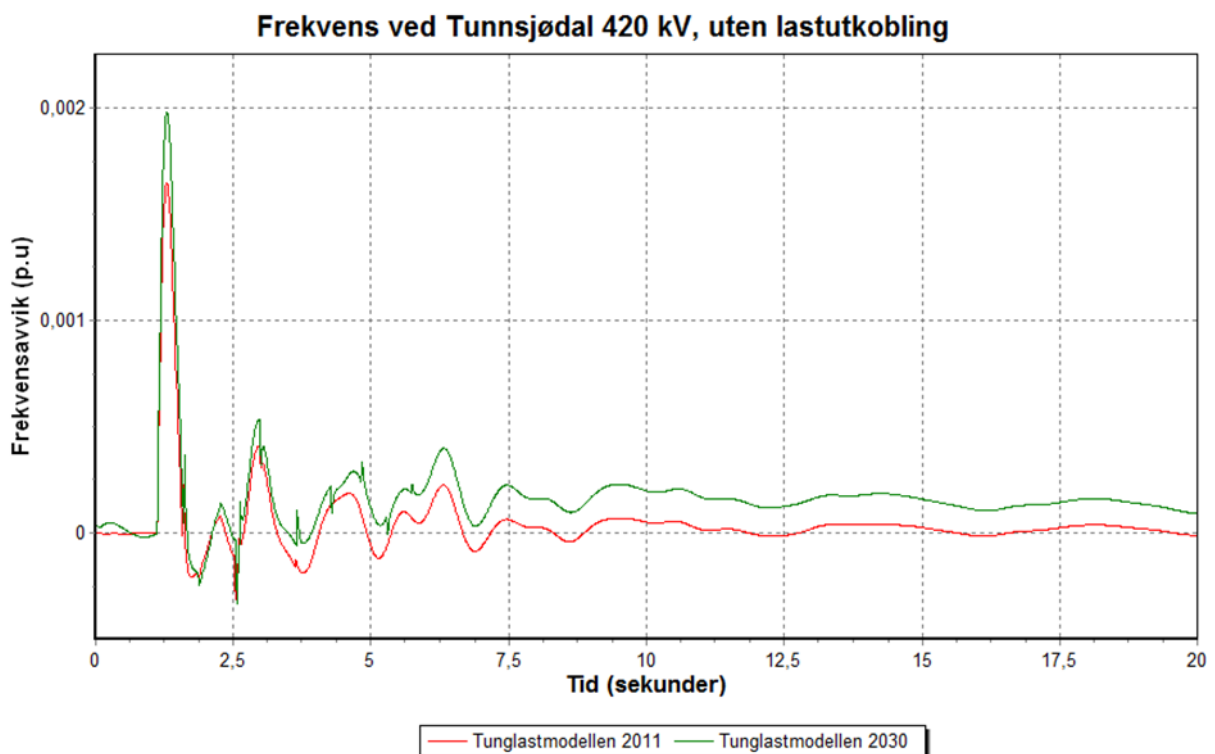
Tunnsjødal ligger utenfor analyseområdet, og blir ikke direkte berørt av lastutkoblingen; da ingen last tilknyttet Tunnsjødal trafostasjon blir koblet ut. Likevel er det av interesse å se hvilke resultater en analyse med fokus på Tunnsjødal trafostasjon ville se ut. I Figur 31 vises spenningen ved 420 kV samleskinnen før, under og etter at feilen er blitt klarert, og Ogdal 420 kV er koblet ut.



Figur 31 - Spennning ved Tunnsjødal 420 kV, uten lastutkobling

Spenningsvariasjonen er ikke alvorlig, og ingen alvorlige forstyrrelser oppstår i dette området.

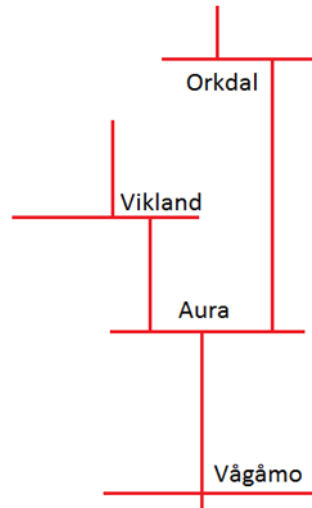
Frekvensen er tilsvarende frekvensen målt ved Verdal 420 kV; slik en kunne forvente.



Figur 32 - Frekvens ved Tunnsjødal 420 kV, uten lastutkobling

11.4 Dobbel samleskinnefeil ved Aura trafostasjon

Aura trafostasjon ligger i Sunndalsøra. Trafostasjonen er koblet opp mot Aura kraftverk, et kraftverk med en maksimal produksjon opp mot 300 MW. Trafostasjonen er koblet opp mot trafostasjonene Vikland, Orkdal og Vågamo. I år 2030 er alle disse linjene 420 kV linjer.



Figur 33 - Aura trafostasjon med tilknyttede stasjoner

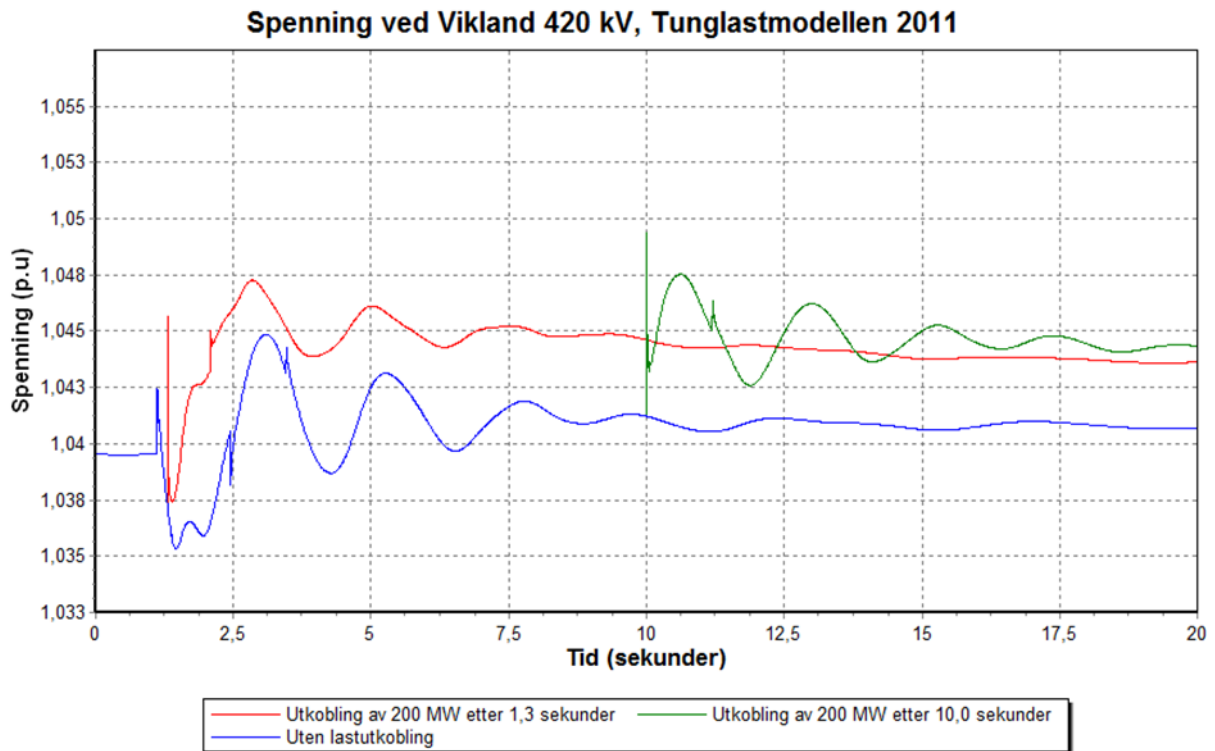
Gjennom Vågamo trafostasjon går Midt-Norges snitt mot Østlandet. Fra Aura, gjennom Osbu til Vågamo går en 132 kV linje som er delt mellom Osbu og Aura trafostasjon, for å forhindre overlast om det oppstår utfall på den parallelle 420 kV linjen. Alt dette til sammen utgjør et interessant utgangspunkt for simulering av dobbel samleskinnefeil ved 420 kV samleskinnen i Aura trafostasjon.

Ved dobbel samleskinnefeil på 420 kV ved Aura kuttet Midt-Norges tilkobling mot sentralnettet i Sør-Norge. Eneste koblingene ut fra Midt-Norge, er snittet nordover med en 300 kV og en 420 kV parallelle linje mot Tunnsjødal. Som nevnt ovenfor ligger Aura kraftverk ved Aura trafostasjon. Dette fører til at produksjonskilden på opp mot 240 MW blir avskåret fra Midt-Norge ved feilsituasjonen. Samtidig blir Hydro aluminium avskåret med en tilhørende last på opp mot 600 MW. Hydro aluminium er en del av systemvernet hvor last opp mot 400 MW kan kobles ut ved behov. Den muligheten vil ikke være tilgjengelig ved denne feilsituasjonen.

Både Vikland og Klæbu trafostasjon er store stasjoner som det kan være interessante å se nærmere på ved en feil ved Aura trafostasjon. Vikland trafostasjon ligger ikke mange kilometer fra Aura og vil naturligvis være påvirket av feilen som oppstår der.

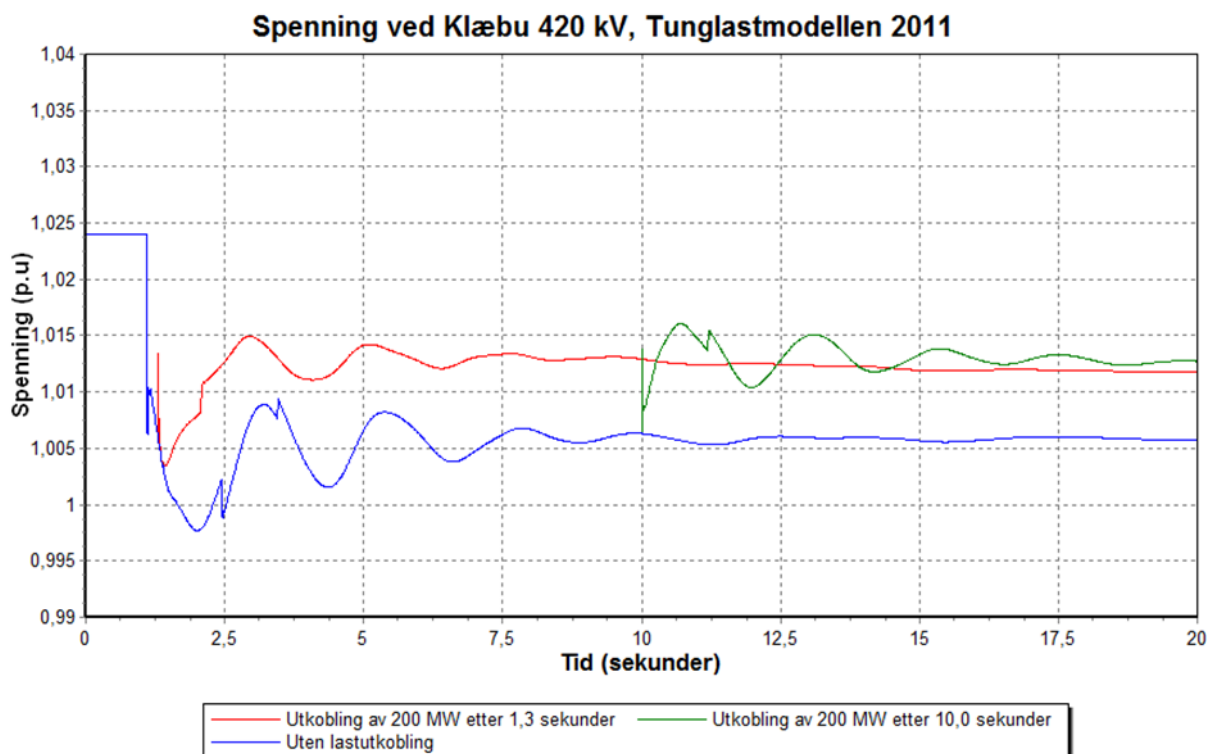
11.4.1 Tunglastmodellen 2011

Figur 34 viser spenningen ved Vikland 420 kV, med tunglastmodellen 2011:



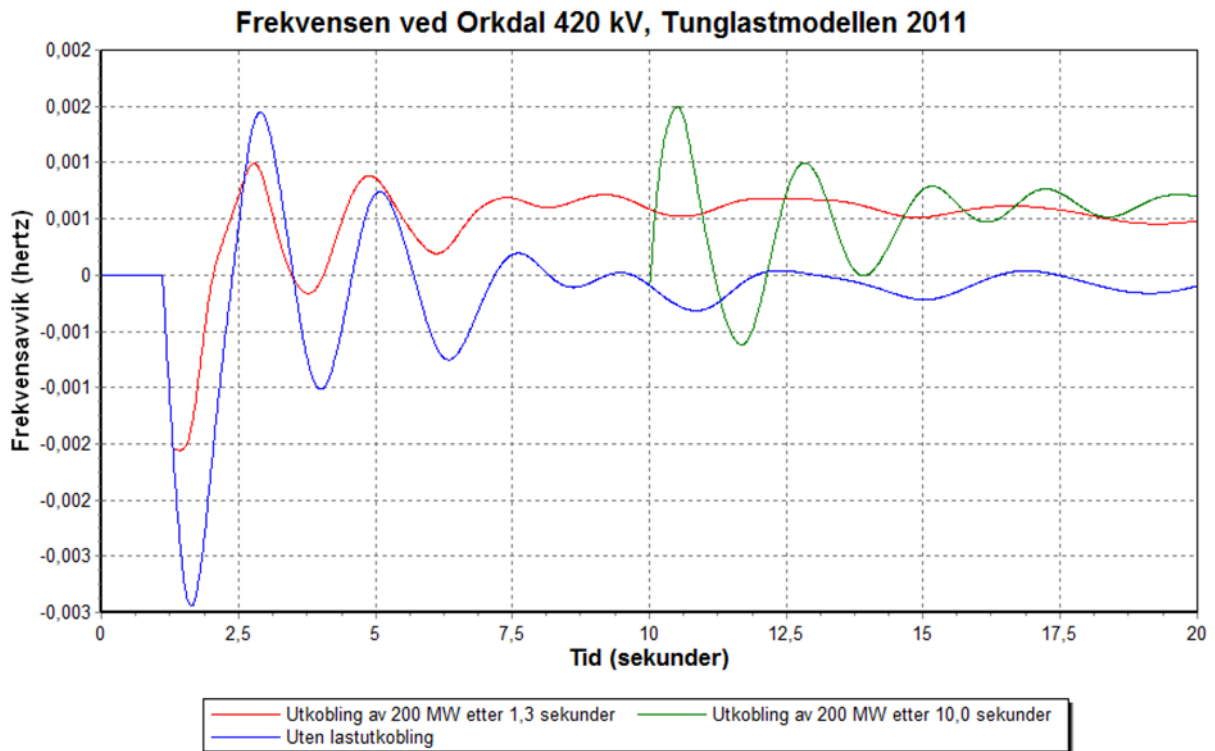
Figur 34 - Spenning ved Vikland 420 kV, Tunglastmodellen 2011

Som forventet ut fra teorien synker spenningen når feilen oppstår. Det kommer tydelig fram hvordan lastuttaket fører til en høyere spenning enn ved tilfellet uten lastutkobling, et resultat som går igjen. Samme slutninger kan også trekkes ut fra like simuleringer ved Klæbu 420 kV som vist i Figur 35:



Figur 35 - Spenning ved Klæbu 420 kV, Tunglastmodellen 2011

Ved å se nærmere på frekvensen ved feilsituasjon, fortsatt ved Orkdal vist ved Figur 36, ses det samme prinsippet med hensyn til frekvensen. Frekvensen øker noe ved lastutkobling, sammenlignet med tilfellet uten utkobling, etter at frekvensen hadde sunket noe grunnet feilen som oppstod.

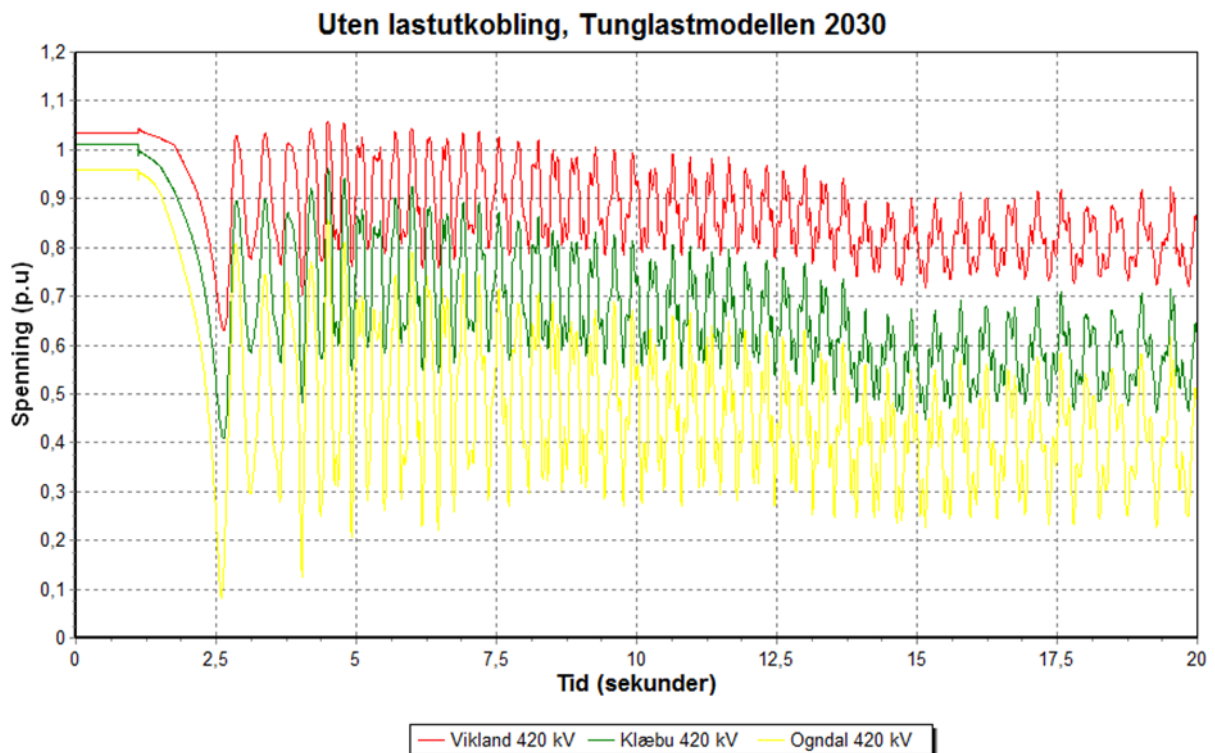


Figur 36 - Frekvensen ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2011

I simuleringene vist ovenfor er systemet stabilt, og liknende resultat kom ut av analysen, nord som sør for feilstedet. Dette viser at systemet er stabilt for denne feilsituasjonen, med denne tunglastmodellen.

11.4.2 Tunglastmodellen 2030

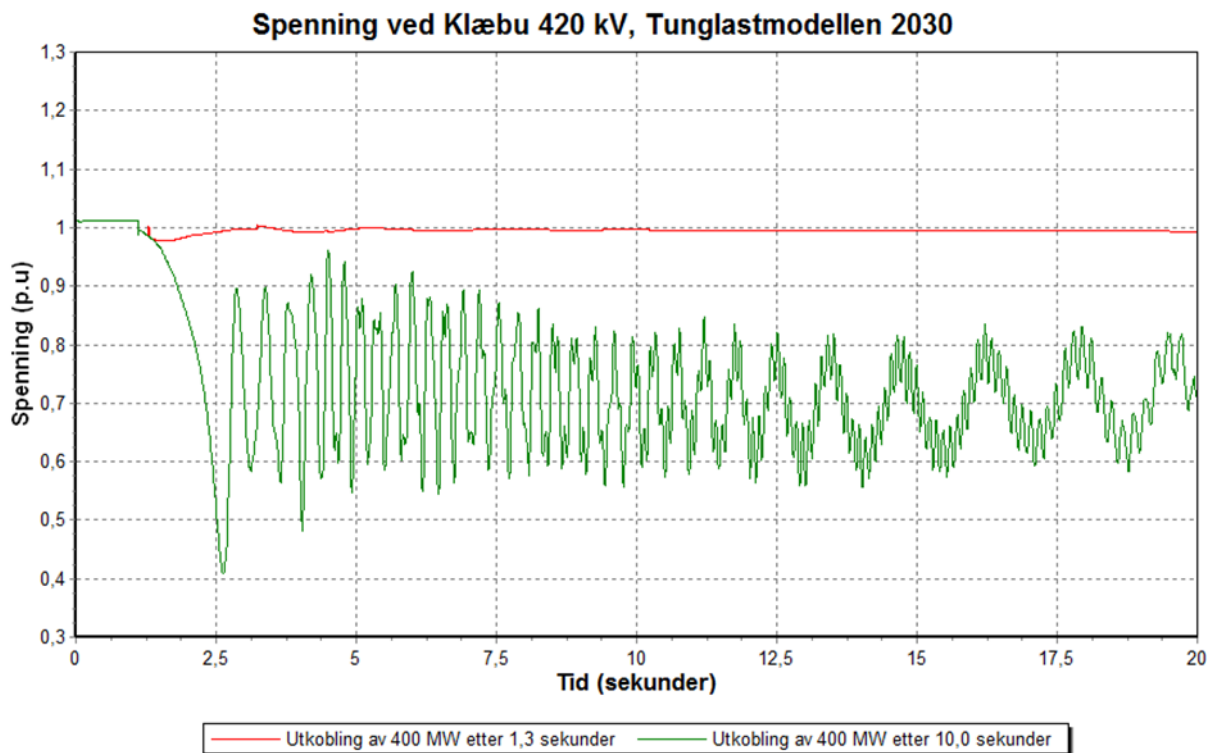
For å stresse systemet enda mer kjøres tunglastmodellen 2030. Denne modellen stresser nettet enda mer, ved en betydelig økning i forbruket. Figur 37 viser hvordan spenningen oppfører seg ved feilsituasjonen uten at det blir utført noen lastutkobling. I stedet for å ta med noen simuleringer med lastutkobling i denne omgangen, vises figuren med analysert spenning ved tre ulike steder med relativt store geografiske avstander, nemlig Vikland, Klæbu og Ogdal.



Figur 37 - Uten lastutkobling, Tunglastmodellen 2030

Analysen av systemet viser ustabilitet i Vikland og Klæbu samt Ogdal, en trafostasjon som ligger langt unna Aura. Kraftsystemet er nå presset så mye at det ikke klarer å opprettholde en stabil drift, og mest sannsynlig er det en spenningskollaps som oppstår. Etter kollapsen har oppstått, konvergerer ikke lastflytløsningen for hvert tidsskritt, noe som forklarer pendlingene.

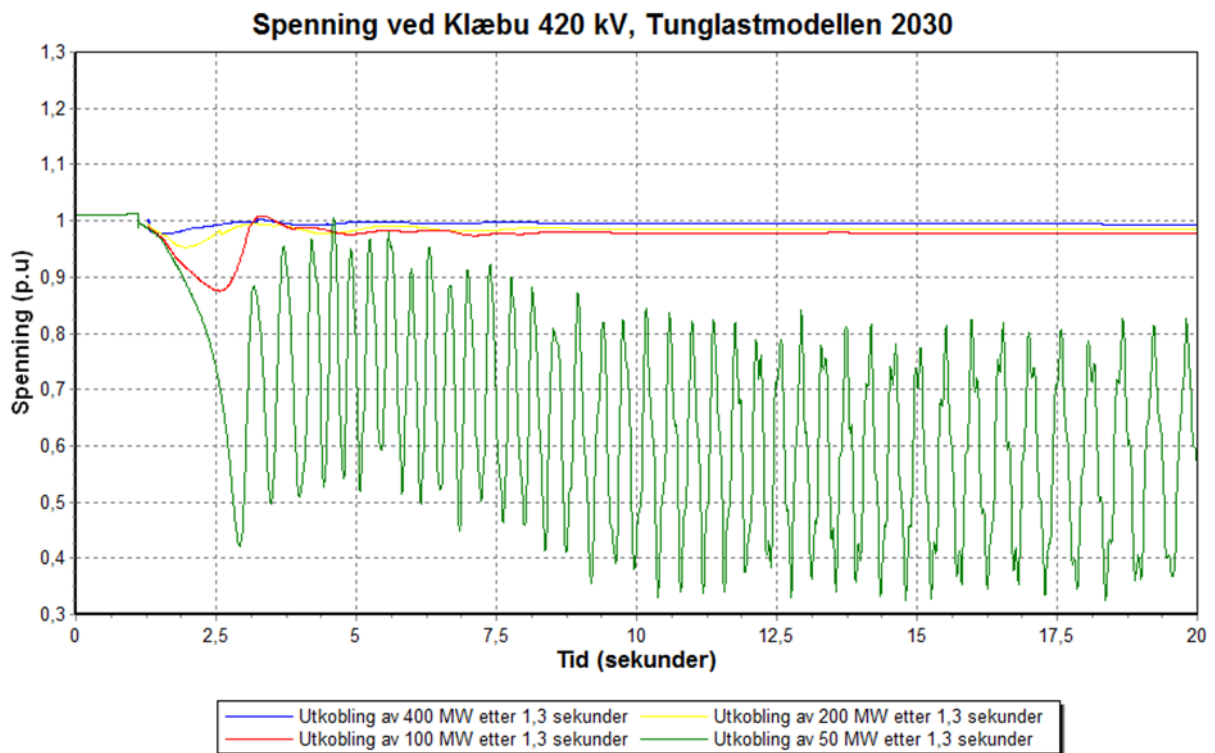
Det er interessant i en slik situasjon å se om lastutkobling kan dempe, eventuelt forhindre, at kraftsystemet blir ustabil. I stedet for å koble ut 200 MW som ved tunglastmodellen 2011 kobles 400 MW ut for å få fram enda tydeligere hvordan systemet påvirkes av lastutkoblingen. Figur 38 nedenfor viser spenningen ved Klæbu trafostasjon 420 kV ved to tilfeller av lastutkobling til forskjellige tidspunkt. Ved den ene grafen blir lasten koblet ut etter 1,3 sekunder, mens ved den andre tar det 10 sekunder fra simuleringen startet til utkoblingen finner sted.



Figur 38 - Spenning ved Klæbu 420 kV, Tunglastmodellen 2030

Her kommer det tydelig fram hvordan den tidlige lastutkobling forhindrer kollaps, men å vente med lastutkoblingen til det er gått 10,0 sekunder, altså 8,9 sekunder etter feilen er klarert, blir for sent. At utkobling etter 10 sekunder ville være for sent var også forventet ut fra simuleringene vist i Figur 37, siden analysen allerede da ikke konvergerer.

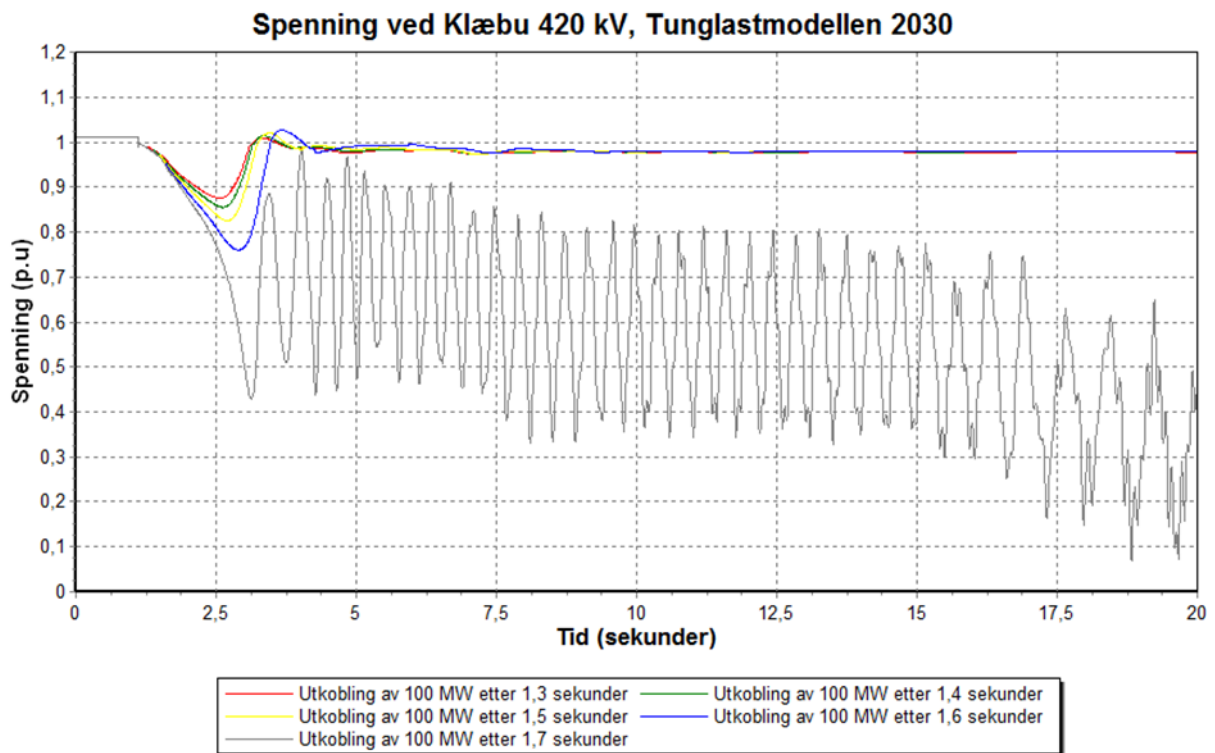
Hvor mye last som må kobles ut for å unngå kollaps, og hvor raskt det må skje varierer nok fra situasjon til situasjon, og da spesielt størrelsen på lastutkoblingen. Med utgangspunkt i feilen som har oppstått, og som ble klarert, undersøkes det videre hvor mye last som må kobles ut etter 1,3 sekunder for å opprettholde drift og stabilitet i kraftsystemet. I Figur 39 blir det vist resultatet fra simuleringer med uttak av forskjellige mengde last, det vil si 400, 200, 100 og 50 MW last:



Figur 39 - Spenning ved Klæbu 420 kV, Tunglastmodellen 2030

Som Figur 39 viser, kollapser spenningen ved utkobling av kun 50 MW, mens ved 100 MW utkobling klarer systemet å opprettholde driften og forhindre spenningskollaps. Det må derfor kobles ut et sted mellom 50-100 MW for at systemet skal opprettholde drift ved utkobling etter 1,3 sekunder, ifølge analysene. Dette gjelder generelt for Midt-Norge.

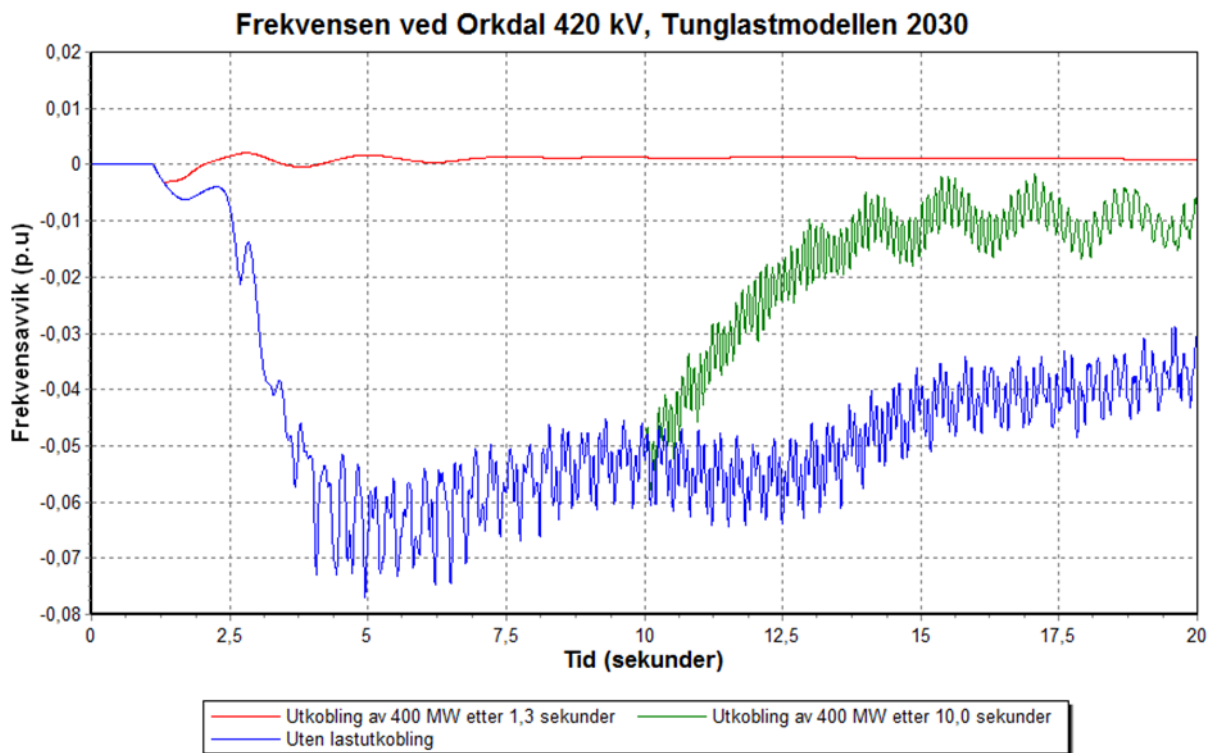
Med utgangspunkt i 100 MW utkobling kan det undersøkes hvor tidlig utkoblingen må inntreffe, for at systemet skal holde seg stabilt. Det ble derfor utført en analyse med utkobling av last ved forskjellige tidspunkt. Den første simuleringen ble lik den foregående simulerte scenarioet, med utkobling etter 1,3 sekunder. Så fulgte flere andre simuleringer; en med utkobling etter 1,4 sekunder, en med utkobling etter 1,5 sekunder, en etter 1,6 sekunder og til slutt en utkobling først etter 1,7 sekunder. Resultatet fra simuleringen vises i Figur 40 nedenfor, og illustrerer på en god måte hvor raskt en utkobling må skje.



Figur 40 - Spenning ved Klæbu 420 kV, Tunglastmodellen 2030

Etter 1,6 sekunder fra simuleringen startet, det vil si 0,5 sekunder etter feilen er blitt klarert, må lasten være utkoblet for å opprettholde stabilitet. Utkobling av lasten fra 1,7 sekunder og utover vil ikke kunne forhindre spenningskollapsen som er konsekvensen av feilen som oppstod.

Frekvensen ved feilsituasjon, med og uten lastutkobling vises i Figur 41 under. Igjen vises det hvordan lastutkoblingen forhindrer spenningskollapsen. Uten lastutkobling synker frekvensen drastisk, helt ned mot 46 -47 Hz. Pendlingene som oppstår skyldes igjen, mangel på oppnådd konvergens i analysen. Det er derfor usikkert å si noe om hva som skjer etter pendlingene starter, men tilsynelatende økes frekvensen igjen etter lastutkoblingen som skjer etter 10 sekunder. Da er spenningskollapsen allerede et faktum.



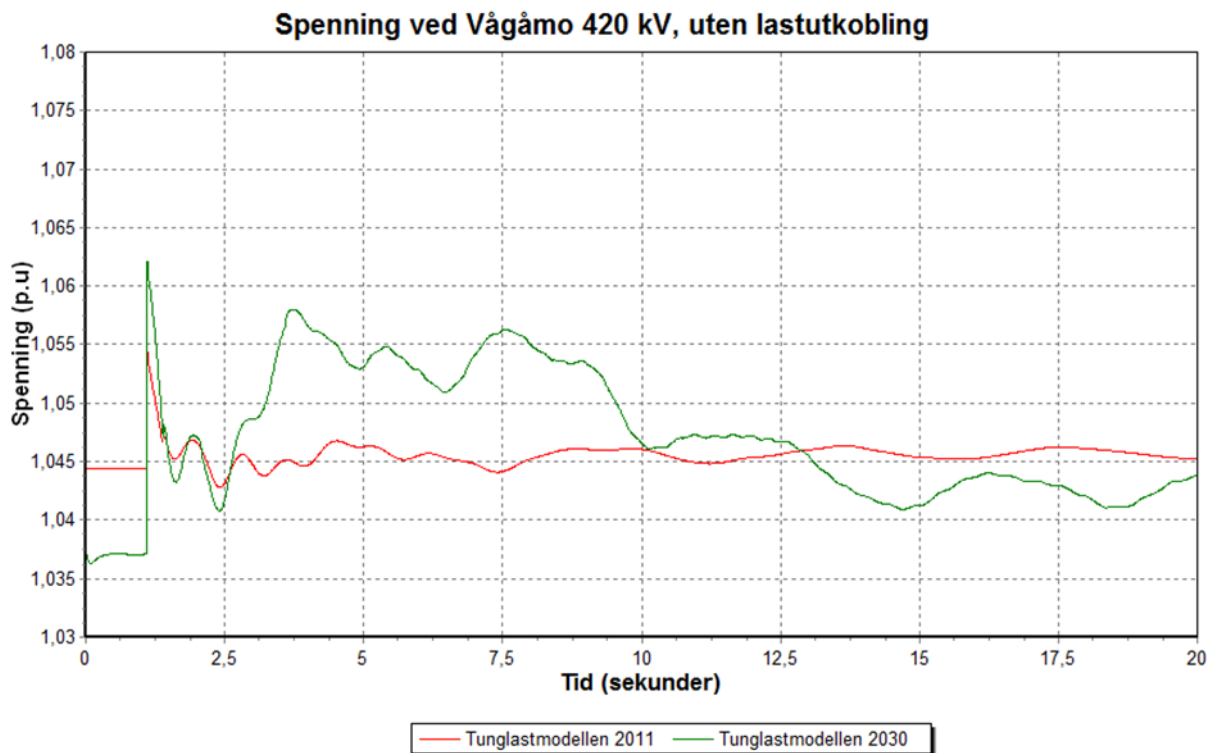
Figur 41 - Frekvensen ved Orkdal 420 kV, Tunglastmodellen 2030

11.4.3 Vågåmo trafostasjon

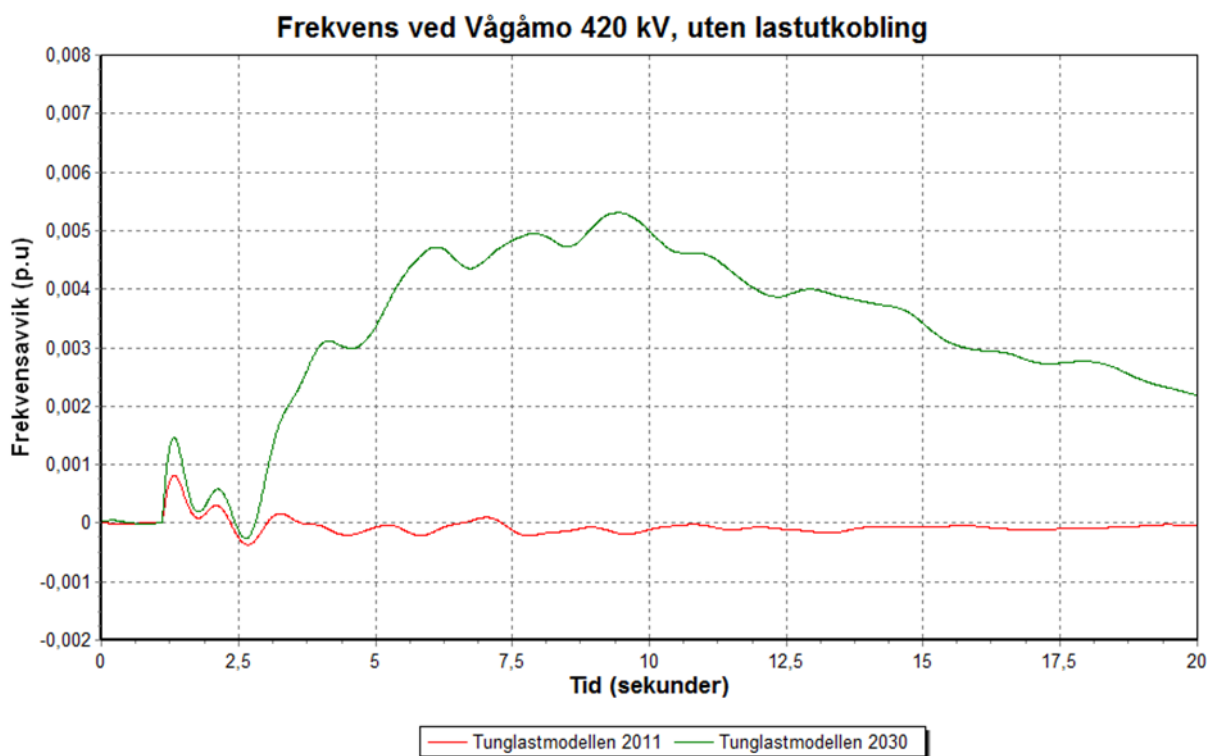
Vågåmo ligger sør for Aura, utenfor Midt-Norge og er ikke satt fokus på i den store analysen. Likevel er det av interesse å se hva som skjer i Vågåmo, siden dette er nærmeste store trafostasjon sørover, beliggende sør for Dombås.

Figur 42 viser hvordan Vågåmo ved 420 kV reagerer på feilen som oppstår uten noen lastutkobling. Spenningen viser en opprettholdelse, og det oppstår ingen spenningskollaps sør for Aura.

Frekvensen ved Vågåmo vises i Figur 43. Ved tunglastmodellen 2011 er det et veldig lavt frekvensavvik. Frekvensavviket kommer tydelig fram ved tunglastmodellen 2030, hvor frekvensen kommer opp i maksimalt 50,25 Hz, som er en merkbar forstyrrelse. Forstyrrelsen skal likevel normalt bli håndtert ved sekundærkontrollen, og i dette tilfellet er det produksjonsnivå som må senkes.



Figur 42 - Spenning ved Vågåmo 420 kV, uten lastutkobling



Figur 43 - Frekvens ved Vågåmo 420 kV, uten lastutkobling

11.5 Generelle observasjoner

11.5.1 "Flat" kjøring i den dynamiske analysen

Som beskrevet i forklaringene av simuleringene ble hver simulering startet med ett sekunds "flat" simulering. Likevel observeres det fra en del av figurene i analysen at det første sekundet ikke alltid er simulert helt "flatt". Dette kan være en feilkilde. Hvorvidt denne potensielle feilkilden har noe stor innvirkning på resultatene som leses ut av figuren er tvilsomt. At simuleringene ikke kjører flatt skyldes utkoblingen av snittet mot Sverige og utkoblingen av snittet mot Vest – Norge, som ikke gav godkjente initielle forhold når de dynamiske analysene skulle utføres. Tilfellene hvor det ikke er helt "flat" kjøring bidrar ikke til stabilitet. Derfor ville trolig ikke resultatene som viste et stabilt nett, vist til noe annet enn det som kom fram. Når det kommer til feilsenarioet ved Aura trafostasjon, antas det at den initielle forstyrrelsen ikke påvirket resultatet nevneverdig, siden spenningskollapsen oppstod kun få tideler etter feilen var. Analysene ansees å være akseptable ut fra hvilke forutsetningene som lå til grunn for oppgaven og hva som var målet med analysene.

11.5.2 Sprang i målingene

Ved noen av simuleringene observeres sprang i figurene. Ut ifra de undersøkelsene som er gjort er det usikkert hva som forårsaker disse sprangene, som kan observeres i både spennings- og frekvensmålinger. Det kan spekuleres i om det er SVC - anleggene, eventuelt noen reaktorer eller kondensatorer som er årsaken. Slike sprang skal ikke oppstå, og gjengir ikke en korrekt beskrivelse av hendelsesforløpet. Likevel antas det at disse ikke påvirker resultatene mye, da undersøkelsene søker svar som ikke nødvendigvis er på detaljnivå.

11.5.3 Analysene utført uten sekundærkontroll

Gjennom simuleringene er det ikke tatt hensyn til den manuellstyrte sekundærkontrollen, som ville justert produksjonen hos synkrongeneratorene, og dermed etter hvert fjernet det tilsynelatende konstante frekvensavviket som oppsto i flere tilfeller. Uansett ville det sannsynligvis tatt lengre tid enn 20 sekunder før sekundærkontrollen ville blitt aktivisert, i hvert fall med dagens system med manuell styring. I 2030 er nok den sekundære kontrollen automatisert i Norge, noe som vil føre til en raskere aktivisering.

12 Diskusjon

I denne delen diskuteres resultatene fra lastflyten og den dynamiske analysen i tillegg til valg som er gjort og den generelle statusen til kraftsystemet i Midt-Norge. Det er mange aspekt å diskutere, så denne delen er delt opp med overskrifter for å gi en bedre oversikt.

12.1 Lastflytanalysen

Siden hovedfokuset i oppgaven ikke er på denne delen av analysen, altså den statiske, ble det bare gjengitt noen få men interessante resultat. Av de resultatene som er gjengitt er de fleste linjestrekkene, ved de fleste scenarioene, langt unna overlast. Eneste unntaket var ved 300 kV linjestrekket fra Tunnsjødal til Verdal. I et slikt tilfelle med overlast vil ikke linjen falle med en gang, men vil sannsynligvis stå i noen minutter før utfallet finner sted. Ved denne feilen ble 300 kV linjen den eneste tilknyttingen til Nord-Norge og ble derfor eksponert i stor grad. Men linjen er planlagt oppgradert innen år 2030, fra 300 kV til 420 kV, noe som vil øke kapasiteten til linjestrekket med ca. 80 %. Det vil trolig være nok til å eliminere den statiske overbelastningen ved et slikt feilsenario. Gjennom den statiske analysen virker sentralnettet veldig sterkt, og kraftsystemet klarer tilsynelatende å bevare statisk stabilitet gjennom omfattende feilsituasjoner. Selv om sentralnettet beholder stabiliteten kan det tenkes at transmisjonsnettet og distribusjonsnettet vil få problemer ved slike omfattende feilsenarioer. Det kunne vært en interessant problemstilling for et annet prosjekt.

12.2 Valget av fokusområdet ved den dynamiske analysen

Dynamisk stabilitet er et omfattende fagområde, og det er mange aktuelle vinklinger ved utføring av dynamiske simuleringer. Gjennom teorien kom det fram at vinkel, spennings- og frekvensstabilitet var tre viktige deler innenfor den dynamiske stabiliteten i kraftsystemet. I denne oppgaven var det ønskelig å se på sentralnettet, det ovenforliggende nettet, og ikke nett eller maskiner ved lavere spenningsnivå. Men med stabilitet i kraftsystemet kommer en ikke utenom synkrongeneratorene som ofte er tilknyttet nett på lavere nivå. Ved å se på frekvensen og spenningen ved en del trafostasjoner, slik det ble gjort i oppgaven, ble en del informasjon hentet ut, men flere undersøkelser kunne blitt gjort ved å se på effektpendlinger mellom synkrongeneratorer lokalisert i samme eller i forskjellige områder. Videre kunne det vært interessant å se på polhjulsinkelen ved flere generatorer ved ulike feilsituasjoner, sammen med frekvensen og rotorhastighet. Selv om andre analyser kunne gitt mer og annen informasjon, vurderes resultatene fra analysen som ble utført til å være tilstrekkelig i denne omgang, med den aktuelle oppgavebeskrivelsen.

12.3 Den dynamiske analysen ved de tre feilscenarioene

Gjennom de tre feilsituasjonene analysene tok for seg, med dobbel samleskinnefeil i Aura, Klæbu og Ogdal trafostasjon, var det bare feilen i Aura som forårsaket store nok forstyrrelser til å utløse et ustabil net med spenningskollaps. Denne diskusjonsdelen tar for seg resultatene fra de dynamiske analysene.

12.3.1 Simulering med feil ved Ogdal trafostasjon

Som beskrevet ovenfor ved lastflyten, kom det frem at 300 kV linjen fra Tunnsjødal til Verdal var 101 % belastet med Tunglastmodellen 2030 som grunnlag, etter feilen var oppstått. Men gjennom de dynamiske analysene ble det ikke påvist noen store dynamiske forstyrrelser. I utgangspunktet virker det derfor som nettet, rent dynamisk sett, tåler en slik feil med det gitte utgangspunktet. Ved å kjøre nettet med et enda høyere forbruk, kunne kanskje forstyrrelsen være stor nok til å forårsake ustabilitet. Hvorvidt det ville vært grunnlag for å analysere med enda større last i Midt-Norge skal det kommes tilbake til.

12.3.2 Simulering med feil ved Klæbu trafostasjon

En utkobling av dobbel 420 kV samleskinne i Klæbu vil ha store følger for det underliggende nettet, en analyse som ikke er blitt utført i denne oppgaven. Ved feilsituasjonen og utkoblingen av samleskinnene vil nettet i nord bli delt fra nettet i sør. Blant annet må Klæbu og Strinda trafostasjon, som har store laster tilknyttet, forsynes kun av en 300 kV kraftlinjen som går fra Klæbu, gjennom Strinda og Eidum til Verdal. Siden feilen som oppstod var så alvorlig var det overraskende at den store forstyrrelsen ikke førte til dynamisk ustabilitet i sentralnettet. Tilsynelatende klarte produksjon å møte forbruk, selv om nettet var splittet. Forbrukslastene nord for Klæbu hadde god forsyning nordfra, mens lasten sør for Klæbu ble forsynt vest- og sørfra. Forsyningen ble oppnådd, selv med Nea trafostasjon frakoblet, som ligger i øydrift etter feilsituasjonen.

I denne analysen ble det fokusert blant annet på samleskinnen ved Verdal 420 kV, både med spennings- og frekvensanalyse. Gjennom analysen kom det fram hvordan nettet reagerer på feil, om det blir noen spenningskollaps, eller om det er store forstyrrelser i frekvensen. Spørsmålet er om det også hadde vært lurt å se på spenningen og frekvensen fra Klæbus 300 kV samleskinner, som fremdeles er i drift etter feilen oppstod. Skjer det en ustabilitet på grunn av feilen, er det stor sjanse for at det skjer noe akkurat der. Ved en annen analyse anbefales det derfor å gjøre analyser ved Klæbu 300 kV i tillegg til de andre analysene som allerede er utført. Men siden den store forstyrrelsen som oppstod med feilen, ikke førte til et ustabil net i verken Verdal eller i Orkdal, antas det at stabiliteten er ivaretatt også ved Klæbu 300 kV. En potensiell ustabilitet ville likevel sannsynligvis vise seg ved analysene i Verdal.

12.3.3 Simulering med feil ved Aura trafostasjon

Ved denne feilen var det kun ett snitt inn mot Midt-Norge og siden det er produksjonsunderskudd, gikk lastflyten fra nord mot analyseområdet. Den statiske lastflytanalysen viste ingen overbelastning, men som det ble forklart i teorien om spenningsstabilitet, vil spenningen ved et visst punkt, ikke klare å opprettholde stabilitet, men kollapse. For nærmere forklaring av fenomenet vises det til kapittel 6.2 om spenningsstabilitet, og beskrivelsen av "nesekurven".

Det er vanskelig å si noe om hvor stort omfavn en slik spenningskollaps vil ha, men sannsynligvis vil vern gå av i nærliggende trafostasjon og forhåpentligvis begrense kollapsen mer enn det som kom fram gjennom analysen. Senere i diskusjonen skal det sees nærmere på hvordan lastutkoblingen kunne forhindre spenningskollapsen i å inntreffe.

12.3.4 Generelle observasjoner fra de dynamiske analysene

Gjennom alle analysene som ble gjennomført, observertes det hvordan spenningen økte og frekvensen ble raskere ved lastutkobling. Som det også ble poengtert ved resultatene var dette det forventede resultatet ut fra en slik handling. Det var også tydelig hvordan lastutkoblingen medførte en bølgetopp akkurat ved utkoblingen. At denne lastutkoblingen ikke førte til en enda høyere topp forklares ved det distribuerte uttaket av last fra hele Midt-Norge. Det kan tenkes at en momentan utkobling av 400 MW fra Hydro Sunndalsøra kunne medføre en større bølgetopp, som potensielt kunne forårsake ustabilitet. Men dette er ikke analysert i denne oppgaven, og ved praktiske eksempler med utkobling av denne lasten i det virkelige liv, er det ikke kjent at dette er tilfellet.

12.4 Lastutkoblingen ved spenningskollaps

Scenarioet med utkobling av dobbel samleskinne ved Aura trafostasjon, med tunglastmodellen 2030, var altså det eneste scenarioet som forårsaket så store forstyrrelser at systemet opplevde en spenningskollaps. Resultatene viste hvordan lastutkobling kunne være en løsning for å hindre kollapsen i å inntreffe. Men lasten måtte kobles ut kort tid etter feilen oppstos, og for utkoblingen av 100 MW måtte det skje innen 0,5 sekunder fra feilen var klarert og samleskinnene koblet ut, altså 1,6 sekunder etter simuleringstart. Men hvordan skal det være mulig å koble ut en så stor mengde last, på så kort tid? Tre forskjellige muligheter anses som potensielle løsninger på denne utfordringen:

1. Utkobling av Hydro Sunndalsøra. 400 MW er tilgjengelig og kan være utkoblet i maksimum 2 timer. Fra og med relévernet sender signal om utkobling, tar det 50 ms før Sunndalsøra mottar informasjonen, og en kan anta at utkoblingen har funnet sted innen 150 ms fra feilen oppstår.
2. Utnyttning av forbrukerfleksibilitet fra husstander og/eller industri i Midt – Norge kan være en mulighet, men forutsetter mye. Slik oppgaven er forklart tidligere må forbruk stilles tilgjengelig for at dette skal være mulig, ved hjelp av AMS og en ”oppsamler” av distribuert forbruk fra alle bidragsytere, en aktør som fungerer som en aggregator. For det andre må kommunikasjonen mellom partene, systemoperatøren, aggregatoren og forbruksenhetene være veldig rask for at enheter skal kunne være utkoblet 0,5 sekunder etter en feil oppstår. Denne kommunikasjonen kan foregå gjennom radiosignal, fiberkabler, linjenett eller kobberkabler. Hvilken kommunikasjonskanal som bør velges kommer an på både kostnader, tilgjengelighet og hvor raskt kommunikasjonen kan skje. Tilgjengelig kanaler er billigst og bruke, men er kanskje ikke hurtige nok i kommunikasjonen. Varmtvannstanker kan være en god enhet å utkoble ved slike tilfeller, en enhet som tåler å bli koblet av og på mange ganger uten at komponentens levetid minker betraktelig av den grunn. For at alt dette skal være mulig må prosessen skje automatisk, uten manuell involvering av mennesker.
3. Den andre muligheten er å installere kraftelektronikk i forbruksenheter som måler frekvensen i nettet, og kutter lasten ved et vist frekvensavvik. Det er dette som er forsket på i USA og skrevet om i kapittel 8. Det er muliggjort helt uten kommunikasjonskanaler, men krever investeringer i kraftelektronikk og installering av dem inn i forbrukskomponenter. Også her er varmtvannstanken godt egnet, selv om også andre komponenter kan bidra.

Hvilke av de tre mulighetene det ville være fornuftig å gå for vil være et spørsmål om blant annet kostnaden i forhold til nytteverdien. Samtidig kan det være aktuelt å kombinere alternativene. Hydro Sunndalsøra er et meget godt systemvern for Midt-Norge, men i akkurat dette tilfellet hvor dette

alternativet er uaktuelt, siden Hydro Sunndalsøra er avskåret fra det resterende nettet ved feilen, står det mellom de to andre valgene. Også ved andre steder i Norge uten gode systemvern, som i Bergensområdet, vil disse to alternativ kunne være aktuelle. Begge mulighetene krever store investeringer, selv om installeringen av AMS uansett står for trappene. Ved utnyttning av forbrukerfleksibilitet gjennom en aggregator er det mulig å gjøre utkoblingene gjeldende ved flere grunnlag enn kun ved frekvensavvik. Spenningen, frekvensen og effektpendlingene kan måles kontinuerlig i sanntid i kraftsystemet, ved hjelp av PMU og WAMS. Ved uønskede verdier kunne et SCADA/EMS system sende ut signal om utkobling av last til aggregatoren, som igjen sender det videre. Den store utfordringen vil med dette alternativet være å få fram data raskt nok til forbrukerkomponentene og deretter utkoblingen.

Med kraftelektronikk som måler og kobler inn og ut forbruk, vil ikke tidsperspektivet være noen utfordring, men frekvensen vil være eneste målemulighet. Med storskalaproduksjon og implementering av kraftelektronikken kan dette alternativet bli rimelig og kan se ut som et potensielt godt bidrag for frekvensregulering og primærkontroll.

12.4.1 Alternativ til systemvern

Det andre alternativet som er forklart ovenfor, med bruk av AMS og aggregatorer for å sikre nettet, virker som et godt tilskudd til både primærkontroll og tertiærkontroll. Men er det grunnlag for å bruke alternativet som systemvern? Gjennom aggregatoren som samler både distribuert forbruk og produksjon, kan det være mulig å få en forutsigbarhet som trengs for å kunne bruke forbrukerfleksibilitet som systemvern. Men hvor forutsigbar er egentlig denne fleksibiliteten? Aggregatoren vil jo operere i kraftmarkedet, og skal den kunne selge et tilbud om systemvern til for eksempel Statnett, må det være en avtale som står over tid. I tillegg må aggregatoren kunne garantere for lasten eller produksjonen den skal ha tilgjengelig når tjenesten innkreves. Dette vil antagelig være krevende for en aggregator, og den store utfordringen vil være å se lønnsomheten i det. Er lønnsomheten tilstede hos aggregatoren ligger alt tilsynelatende til rette for å utnytte denne muligheten som systemvern, både som BFK og PFK.

Det tredje alternativet ovenfor, med bruk av kraftelektronikk for å oppnå frekvensregulering, vil kunne være nyttig som primærkontroll, både ved for høy og for lav frekvens. Men kan en bruke det som systemvern? I praksis vil det kunne bidra som et systemvern, ved at laster blir skrudd av automatisk ved frekvensavvik. Når mange nok forbruksenheter har installert denne kraftelektronikk-kontrollen, vil det bli et betydelig bidrag. Men siden det er ingen kommunikasjon mellom enhetene og nettsentraler eller aggregatorer, er det ikke mulig å ha kontroll på hvor mye last som kobles ut. Et systemvern må være pålitelig og beregnelig, og tilsynelatende oppnås ikke det med dette

alternativet. Med installeringen av AMS vil det likevel være mulig å ha en måling på hvor mye som kobles inn og ut, men uten kontroll fra noen sentral. Med erfaring og analyser kan det likevel opprettes en forventet mengde lastutkobling ved feilsituasjoner, og med hjelp av AMS kan mengden last som kan utkobles antageligvis bli beregnet. Ved den aktuelle feilen i Aura, hvor systemvernet i Hydro Sunndalsøra er satt ut av spill, kan det tenkes at nettopp denne muligheten for frekvensregulering, med uttak av last, ville kunne redde kraftsystemet. Det med forutsetningen at kraftelektronikken var installert i lastenheter og utbredt i Midt-Norge. Fordelen med denne typen systemvern er at det ikke blir noe kompromiss med husstandens komfort, og industri kan fortsette drift som vanlig.

12.4.2 Er det bruk for enda et systemvern?

Med de planlagte investeringene i nettet, deriblant oppgraderingene av mange linjestrekk, er det et viktig spørsmål om slike alternativer som nevnt ovenfor i det hele tatt skal tas i bruk. Har kraftsystemet bruk for enda ett alternativ til systemvern? Ved analysene som ble utført, med store feil i kraftsystemet, skulle det mye til for å få en situasjon der stabiliteten sto i fare. En dobbel samleskinnefeil er en stor feil som oppstår veldig sjeldent. Klarer nettet å beholde stabilitet under slike feil, burde vel nettet klare det meste?

Med utbygging av vindturbiner og småkraftverk vil det mest sannsynlig bli et kraftoverskudd i Midt-Norge, istedenfor et kraftunderskudd. I et slikt tilfelle blir det ikke så aktuelt med lastutkobling, men heller innkobling av laster som tilhører sjangeren luksusforbruk ved behov. I et slikt scenario med kraftoverskudd vil både forbrukerfleksibiliteten og frekvensstyrte forbruksenheter kunne bidra til å holde nettet stabilt. Men ønsket etter systemvern blir mindre, jo bedre kraftnettet blir utrustet. Og med Hydro Sunndalsøra som systemvern, skal kostnadene være veldig lave for at det skal lønne seg å introdusere andre systemvern. I Bergensområdet derimot er det veldig aktuelt med nye systemvern, i og med at alternativet som finnes nå med utkobling av trafoer, langt fra er noen ønsket situasjon.

12.5 Er kraftsystemet i år 2030 overdimensjonert?

Simuleringene som er gjennomført viser gjennom mange stabile resultater at nettet vil være veldig godt utrustet i år 2030. Et naturlig spørsmål blir om nettet er overdimensjonert, og om ressurser utnyttet for utbygging og oppgradering av linjenettet, kunne vært brukt annerledes. Kostnadene ved utbygging av nye linjer er store og det kreves mange inngrep i naturen. Oppgraderingene av nettet fra 300 kV til 420 kV har varierende kostnadsramme, alt ettersom hvordan utgangspunktet er. Men investeringskostnadene er mye mindre og naturinngrepet er lite. Kanskje investeringen og utnyttningen av AMS og forbrukerfleksibilitet kunne vært et fullgodt alternativ til utbyggingen av nye linjer til Trøndelag, som for eksempel Aurskog – Fardal? Kanskje kunne det være det. Samtidig viser historien at utviklingen fortsetter, og produksjonen av kraft vil ekspandere. Flere kraftige linjenett vil løse kommende utfordringer, tilknyttet utbyggingen av uregulerbar kraftproduksjon fra for eksempel vindturbiner, småkraftverk eller bølgekraftverk. Det er mange muligheter for slik utbygging i Norge. Utfordringen har vært å få den produserte kraften ut fra distriktene hvor den er produsert. For å muliggjøre det må nettet utrustes og utbygges, og akkurat det er et veldig godt argument for investeringene som er gjort og som skal gjøres framover. I tillegg oppnås en etterlengtet økt forsyningssikkerhet til området. Med en utrolig sterk leveringssikkerhet, og inntoget av Smart Grid er det andre muligheter som dukker opp. Et eksempel er økt eksport av ”grønn” energi til Europa gjennom utnytting av vannmagasinets energilagringsskapasitet.

13 Konklusjon

Denne oppgaven har hatt som mål å sette fokus på Smart Grid og hvordan forbruksutkobling vil påvirke den dynamiske stabiliteten, ved store forstyrrelser i kraftnettet anno år 2030.

Norgesmodellen som ble benyttet er en minimumsversjon av hva som kommer til å bli utbygd og oppgradert innen år 2030. Området for analysen ble begrenset til Midt-Norge og de store forstyrrelsene ble påført nettet med et utgangspunkt hvor linjesnittet mot Sverige, Nea – Järpstrømmen og snittet mot Vestlandet, Aurskog – Fardal var koblet ut. Utgangspunktet for lastflyten i Midt-Norge ble to tunglastmodeller som ble gitt navnet tunglastmodell 2011 og tunglastmodell 2030. Begge modellene for lastflyt kjører nettet tungt, men tunglastmodellen 2030 har ca 400 MW større differanse mellom produksjon og forbruk. For selve simuleringen ble tre forskjellige feilscenarier introdusert, med dobbel samleskinnefeil ved 420 kV samleskinnene til Aura, Klæbu og Ogdal trafostasjon. Hver feil ble klarert etter 100 ms, samtidig som tilhørende samleskinner ble utkoblet. Dette resulterte i utkobling av alle 420 kV linjer inngående til den aktuelle trafostasjonen.

Lastflytanalysen som ble utført før den dynamiske analysen, viste god statisk stabilitet i hele Midt-Norge ved alle feilscenariene. Kun feilen ved Ogdal trafostasjon viste en liten overbelastning på 300 kV linjen fra Klæbu til Verdal. Overlasten oppstod siden det parallelle linjestrekket var utkoblet som en konsekvens av feilen i Ogdal. Denne overlasten vil likevel trolig ikke være gjeldene etter 300 kV linjen blir oppgradert til 420 kV, noe som er planlagt innen år 2030.

Ved hvert av de tre feilscenariene ble spenningen og frekvensen analysert over hele sentralnettet i Midt-Norge, over en simuleringsperiode på 20 sekunder. Resultatene fra analysen kom fram ved figurer som viste spenningen og frekvensen over tid. Teorien som er beskrevet i oppgaven forklarte hvordan lastutkoblingen kan føre til høyere spenning ved samleskinner, og en raskere frekvens i nettet. Denne kunnskapen kan brukes til å utnytte forbrukerfleksibilitet for å sikre en stabil drift i nettet. I simuleringen ble det derfor koblet ut last i Midt-Norge, kort tid etter feilen var klarert og samleskinnene utkoblet.

Med utgangspunkt i tunglastmodellen 2011 viste resultatet av simuleringene, at kraftsystemet opprettholdt stabiliteten ved de tre forskjellige feilscenariene. Dette viser hvor sterkt sentralnettet kommer til å være i år 2030. Gjennom målingene kom det også tydelig fram hvordan lastutkobling førte til høyere spenning ved samleskinnene, og en raskere frekvens til sammenligning med simuleringene uten lastutkobling. Lastutkoblingen ble utført ved to forskjellige tidspunkt, 0,3 og 9,0

sekunder etter feilhendelsen. Status i kraftsystemet etter 20 sekunders simulering var ganske lik for tilfellet med tidlig og litt senere lastutkobling.

Analysene med tunglastmodellen 2030 som utgangspunkt, viste et enda mer presset nett. Dette ga en noe annerledes analyse enn ved det foregående grunnlaget. Feilsenarioet ved Klæbu og Ogdal trafostasjon førte til større utslag i form av spenningsforandring og frekvensavvik, men ingen ustabilitet. Feilsenarioet i Aura førte derimot til spenningskollaps i kraftsystemet. Snittet mot Sør-Norge var utkoblet, og det eneste snittet inn om Midt-Norge var da nordfra. Det, i tillegg til en tung lastflyt, var utløsende faktorer for spenningskollapsen. Gjennom analysene ble det vist hvordan utkobling av last i Midt-Norge kunne fungere som et systemvern for å hindre spenningskollaps i å inntreffe. I den aktuelle feilsituasjonen måtte 100 MW last bli utkoblet innen 0,6 sekunder etter feilen oppstod for at kollapsen skulle unngås.

Uansett hvor stor mengde last som kan utkobles er utfordringen at den må kobles ut raskt. Ulike måter å løse denne utfordringen på har blitt diskutert. Den ene løsningen er å utnytte systemvernet som allerede er tilgjengelig i Midt-Norge og koble ut last fra Hydro Sunndalsøra. Dette kan skje veldig raskt, men vil ikke hjelpe i dette scenarioet da denne lasten allerede var avskåret fra resten av nettet i Midt-Norge. Den andre muligheten er å utnytte kraftelektronikk, installert i lastenheter, som automatisk kobler laster ut ved for store frekvensavvik. Dette alternativet er ikke avhengig av kommunikasjonskanaler, og vil alltid være raskt nok. Den tredje muligheten som er diskutert er utnytting av toveiskommunikasjon mellom nettselskap, aggregatorvirksomheter og AMS i husstandene. Måling av frekvenser, spenninger og effektpendlinger kan tenkes å foregå på både sentralt og distribuert nivå, og utkobling eller oppstart av last eller produksjon kan iverksettes etter behov. Alternativet er avhengig av gode kommunikasjonsmetoder, målinger i sanntid gjennom PMU og WAMS og en automatisert primær kontroll.

De to siste alternativene er muligheter som kan komme, og vil være en del av Smart Grid. Kostnadsrammene må likevel bli lave for at de skal være aktuelle som systemvern. Systemvern har krav til pålitelighet som kan være en utfordring, men vil være mulig å finne en løsning på gjennom målinger og erfaring. For Bergensområdet, som per dags dato har utkobling av en trafo som systemvern, vil det være veldig gunstig med nye alternative systemvern. Disse systemvernalternativene kobler ut forbruksenheter uten å gå på kompromiss med levekvaliteten til boenheter hvor utkoblingen finner sted. Varmtvannsberedere kan være slike enheter, siden de kan levere varmtvann selv om de er utkoblet en begrenset tid.

Selv om frekvensregulering ved hjelp av kraftelektronikk eller forbruksutkobling ved hjelp av AMS og aggregatorkontroll ikke vil bli brukt til systemvern, kan de likevel komme inn som en del av

primærkontrollen, og bidra til opprettholding av stabilitet i kraftsystemet. I tillegg kan forbruksutkobling ved hjelp av AMS bli utnyttet til tertiærkontroll, og aggregatorer kan delta med oppsamlet distribuert last og produksjon på regulerkraftmarkedet.

Den statiske lastflytanalysen som ble utført viste tilsynelatende ingen overbelastning ved feilen som oppstod i Aura. Når det gjennom de dynamiske analysene kommer frem en spenningskollaps raskt etter feilen har oppstått, viser dette hvor viktig det er med dynamiske analyser og fokus på dynamisk stabilitet. Analysene viste effekten av å koble ut forbruk i en presset situasjon, og slik forhindre en spenningskollaps. Omfavnet av feilen er vanskelig å anslå da analysene ikke konvergerer etter feilen oppstod. Men det kan antas at vern ville blitt koblet ut i de nærliggende trafostasjonene og begrenset omfavnet av feilen, men det er vanskelig å anslå helt hva konsekvensen ville vært ved en slik kollaps.

Analysene som en helhet viser hvor sterkt nettet er i Midt-Norge er i 2030 og det må oppstå en stor feil for å skape ustabilitet i nettet. På denne måten virker kraftsystemet tilsynelatende å være overdimensjonert. Men med utvikling innenfor industrien, økt distribuert kraftproduksjon og dermed en forventning om kraftoverskudd i Midt-Norge, er det gunstig med et utrustet sentralnett, som kan tåle økt utbygging av distribuert fornybar energi, og gi området status som Europas grønne batteri.

14 Videre arbeid

Dynamiske analyser og Smart Grid er et stort fagområde og mulighetene for videre arbeid etter denne oppgaven, er mange:

- Flere analyser fra andre trafostasjoner med andre feilscenarioer og fokusområder.
- Statistiske og dynamiske analyser i det underliggende nettet.
- Samfunnsøkonomiske sammenligninger mellom de ulike alternativene som ble diskutert i denne oppgaven.
- Vurdering av mulige sikkerhets- og risikotiltak ved den pågående fusjonen mellom kraftsystemet og internett.
- En grundigere vurdering av kommunikasjonskanaler som kan utnyttes i et Smart Grid.
- Utredning om muligheten for utnytting av kraftelektronikk-kontroll i Norge.

Videre finnes det utallige muligheter for nye forretningsmodeller, tilknyttet Smart Grid. Fantasien er det eneste som setter grenser for hva som kan bidra i det moderne kraftsystemet. Å jobbe videre med nye ideer innenfor Smart Grid konseptet ville vært veldig spennende og aktuelt.

15 Referanser

1. Johannessen, O.M. *Varmere, våtere og villere*. 2005 [Lastet ned: 14. mars 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.forskning.no/artikler/2005/mars/1109681565.21>
2. Eriksrud, A.M. and L. Barth-Heyerdahl. *Stoltenberg avviser sårbarhetsutvalg*. TV2 2012 [Lastet ned: 21. mars 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.tv2.no/nyheter/innenriks/politikk/stoltenberg-avviser-saarbarhetsutvalg-3675630.html>
3. Gjerde, J.O., et al. *Delrapport 1: Transmisjon*. [Utgitt: 2010]; Tilgjengelig fra: <http://www.smartgrids.no/attachment.ap?id=3>
4. Energinet.dk and D. Energi. *Smart Grid In Denmark*; Tilgjengelig fra: <http://energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/Smart%20Grid%20in%20Denmark.pdf>
5. Energi 21, I.E. *Overordnet rapport: Energisystemer*. [Utgitt: 2010]; Tilgjengelig fra: <http://smartgrids.no/attachment.ap?id=1>
6. Siemens Energy Inc. *PSSE - Dynamic Simulation*. [Utgitt: 2009]; Tilgjengelig fra: http://www.energy.siemens.com/us/pool/hq/services/power-transmission-distribution/power-technologies-international/software-solutions/pss-e/SWPE03_EN_PSS%20E_Dynamic%20Simulation_S4.pdf
7. AOF International. *Klimaendringen*. [Lastet ned: 25 oktober 2011]; Tilgjengelig fra: [http://internasjonal.aof.no/aofweb/cmsint.nsf/\(\\$All\)/D5A9318CEEE6F65AC12575AD0029138B?OpenDocument](http://internasjonal.aof.no/aofweb/cmsint.nsf/($All)/D5A9318CEEE6F65AC12575AD0029138B?OpenDocument)
8. , T.E.P. *Directive 2009/28/EC* [Utgitt: 2009]; Tilgjengelig fra: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=Oj:L:2009:140:0016:0062:en:PDF>
9. Lunde, E. *Etter oljen*. 2011 [Lastet ned: 11. mai 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.zero.no/fornybar-energi/politikk-og-rammevilkaar/etter-oljen>
10. Chakrabarti, S., et al. *Measurements get together*. Power and Energy Magazine, IEEE 2009 [Utgitt: 2009].
11. Statkraft. *Marin energi*. [Lastet ned: 20. november 2011]; Tilgjengelig fra: http://www.statkraft.no/Images/Marin%20energi%20NO%20v3_tcm3-9988_tcm10-1140.pdf

12. Vanfretti, L. *WAMS Today, Smart Transmission Grids Tomorrow*. 2011 [Lastet ned: 23. februar 2012]; Tilgjengelig fra: http://idisk.me.com/vanfretti/Public/presentations/2011_LV_Leuven_meeting_edit.pdf
13. Meland, P., A. Tjeldflåt, and T.S. Wahl. *Forbrukerfleksibilitet i det nordiske kraftmarkedet*. [Utgitt: 2006]; Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/Global/Publikasjoner/Publikasjoner%202006/Oppdragsrapport%20A%202006/oppdragsrapportA7-06.pdf>
14. Sand, K., *SmartGrids - Keiserens nye nett? Hva er det, og hvorfor blir dette viktig?* Fra EFIKS2011: Trondheim.
15. Dybdal, A. *Forbrukerfleksibilitet i systemdriften*. Teknologisk Møteplass 2011 [Lastet ned: 17. november 2011]; Tilgjengelig fra: http://tm-info.no/getfile.php/tm-info.no/Presentasjoner/TM04102011/07_Arne%20Dybdal%20Statnett%20-%20forbrukerfleksibilitet.pdf
16. Grande, O.S., H. Sæle, and G. Solem. *Økt priselastisitet hos husholdningskunder. Kunderespons og endring i forbruksmønster og pilottester*. [Utgitt: 2007];
17. Raaen, J.A. and V. Aarstrand. *Enfo Energy AS*. 2011 [Lastet ned: 23. oktober 2011]
18. Belhomme, R., et al. *ADDRESS Technical and Commercial Conceptual Architectures - Core document*. [Utgitt: 2009]. Tilgjengelig fra: http://www.addressfp7.org/config/files/ADD-WP1_Technical_and-Commercial_Architectures.pdf
19. Bartnes Line, M., G. Johansen, and H. Sæle. *Risikovurdering av AMS*. [Utgitt: 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.nve.no/PageFiles/14309/S%C3%A5rbarhetsvurdering%20AMS%20-%20SINTEF.pdf>
20. ABB. *The evolution of SCADA/EMS/GMS*. 2012 [Lastet ned: 16. mars 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.abb.com/cawp/db0003db002698/b916a8e5d4b075a1c12572f400460ba4.aspx>
21. Machowski, J., J.W. Bialek, and J.R. Bumby, *Power system dynamics: stability and contro*. [Utgitt: 2008], Chichester, U.K.: Wiley. 1 online resource (xxvii, 629 s.).
22. Uhlen, K. and O.B. Fosso. *Chapter 2: Power System Components Part 2*. 2010 [Lastet ned 14. april 2012]
23. Phadke, A.G. and R.M. de Moraes. *The Wide World of Wide-area Measurement*. Power and Energy Magazine, IEEE 2008 [Lastet ned: 18. februar 2012].

24. Kundur, P., N.J. Balu, and M.G. Lauby, *Power system stability and control*. [Utgitt: 1994], New York: McGraw-Hill. XXIII, 1176 s.

25. Energidepartementet, O.-o. *Vi bygger Norge - om utbyggingen av strømnettet*. 2011-2012 [Lastet ned: 25. februar 2012; Tilgjengelig fra: <http://www.regjeringen.no/nb/dep/oed/dok/regpubl/stmeld/2011-2012/meld-st-14-20112012/2/9.html?id=673839>

26. Statnett. *Systemvern*. [Utgitt: 2008]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/System--og-balansetjenester/Systemvern/>

27. Statnett. *Tertialrapport - 02/2008*. [Utgitt: 2008]; Tilgjengelig fra: http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Tertialrapporter/TE_RTIAL_2_2008_WEB.pdf

28. Statnett. *Statnetts praktisering av systemansvaret* [Utgitt: 2010]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/Statnetts%20praktisering%20av%20systemansvaret%20v2010.pdf>

29. Statnett. *Systemdrifts- og markedsutviklingsplan*. [Utgitt: 2012]; Tilgjengelig fra: http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/Statnett_SMUP_24.05_1nk_Low.pdf

30. Uhlen, K. and O.B. Fosso. *Power system operation and Frequency control*. NTNU 2010; [Lastet ned: 15. mars 2012]

31. Radhakrishna, C. *Voltage Stability Analysis - 1*. [Utgitt: 2010]; Tilgjengelig fra: http://www.sari-energy.org/PageFiles/What_We_Do/activities/CEB_Power_Systems_Simulation_Training,_Colombo,_Sri_Lanka/Course_ppts/lecture_42.pdf

32. Kundur, P., et al. *Definition and classification of power system stability IEEE/CIGRE joint task force on stability terms and definitions*. Power Systems, IEEE Transactions on 2004 [Lastet ned: 15. mars 2012]

33. Storvann, V. *Excitation Limiters and Their Influence on Voltage Stability and Control*; [Utgitt: 2011]

34. Cutsem, T.V. and C. Vournas, *Voltage Stability of Electric Power Systems*, ed. Springer; [Utgitt: 1998]

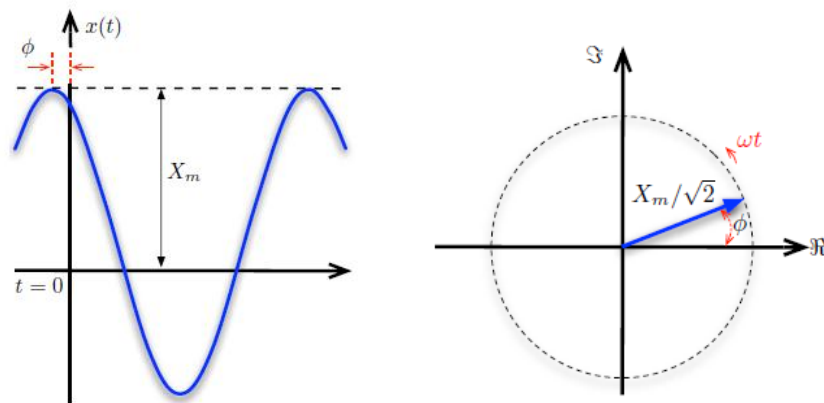
35. Statnett. *Systemtjeneste- og markedsutviklingsplan 2009*. [Utgitt: 2009]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Systemansvaret/SMUP%202009.pdf>

36. Molina, G., et al. *Decentralized Demand-Side Contribution to Primary Frequency Control*. Power Systems, IEEE Transactions on 2011; [Lastet ned: 29. april 2012]
37. Statnett. *Nettutviklingsplan 2011*. [Utgitt: 2011]; Tilgjengelig fra: <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Nettutviklingsplan%202011.pdf>
38. Pham, H. *Innvandring kan gi folkedobling*. 2008 [Lastet ned: 14. mai 2012]; Tilgjengelig fra: <http://www.forskning.no/artikler/2008/mai/181459>
39. Wachenfeldt, B.J. *Midt-Norge som pilotregion for passivhus satsing - Potensialstudie*. Sartori, Igor [Lastet ned: 14. mai 2012]; Tilgjengelig fra: http://www.sintef.no/project/eksbo/Potensialstudie_PHN_08_foredrag.pdf

Vedlegg A

A.1 Visere

PMUs hovedhensikt er å måle visere, derfor er det viktig å ha en forståelse av hva visere er.



Figur 44 - (a) Sinuskurve og (b) viserrepresentasjon, illustrasjon av visere. Kilde: Vanfretti, 2011 [12].

I Figur 44 vises en illustrativ framvisning av visere. Figur 44(a) er en sinuskurve hvor X_m er kurvens amplitude, og ϕ er fasevinkelen gitt i radianer. Figur 44(b) er viserrepresentasjonen hvor $X_m / \sqrt{2}$ er RMS-verdien til amplituden og ω er vinkelhastigheten.

Viserne inneholder informasjon om både effektivverdier og faseskiftet i forhold til referanserammen, skriver Machowski, Bialek og Bumbly[21].

Likning (A.1) er $x(t)$ funksjonen til sinuskurven, som vist i Figur 44(a):

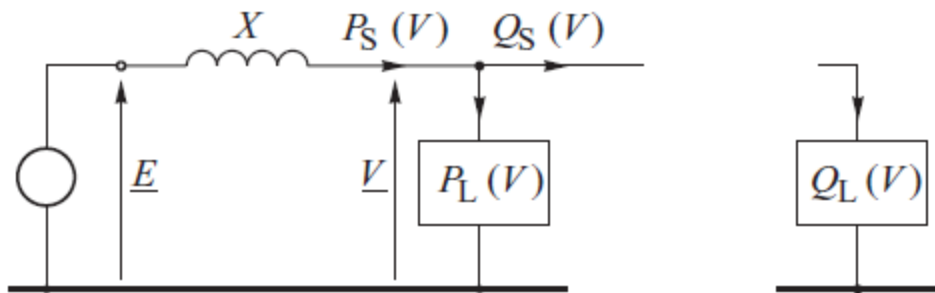
$$x(t) = X_m \cos(\omega t + \phi) \quad (\text{A.1})$$

Ligning (A.2) viser formelen for visere, oppgitt som en vektor:

$$\underline{X} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} \varepsilon^{j\phi} = \frac{X_m}{\sqrt{2}} (\cos \phi + j \sin \phi) \quad (\text{A.2})$$

Er realverdien og imaginærverdien av amplituden kjent, er det enkelt å regne ut amplitudens størrelse og den tilhørende fasevinkelen [21].

A.2 Stabilitetskriteriet – Spenningsstabilitet



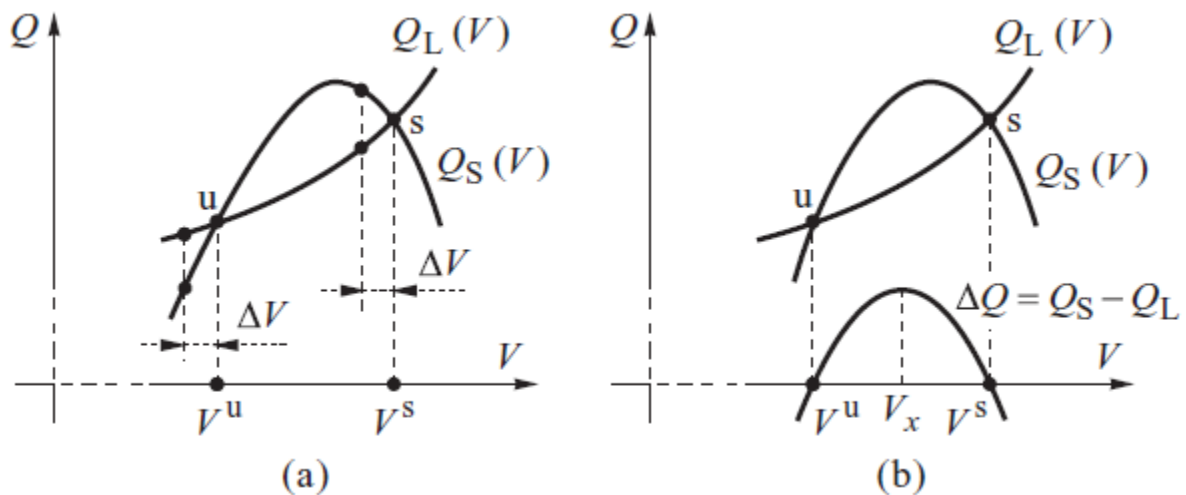
Figur 45 - Ekvivalent krets som hjelp til å bestemme karakteristikken til den reaktive effekten i kraftsystemet. Kilde: Machowski, 2008 [21].

Figur 45 viser en ekvivalent krets som illustrerer et stabilitetskriteri. La her $P_L(V)$ og $Q_L(V)$ være den aktive og reaktive effekten som lasten absorberer, mens $P_S(V)$ og $Q_S(V)$ er den aktive og reaktive effekten levert fra kraftkilden mot lasten. Som det også er tydelig gjennom Figur 45 er $P_L(V) = P_S(V)$. $Q_L(V)$ er også lik $Q_S(V)$ i vanlig operativ tilstand, men i dette tilfellet hvor den dynamiske stabiliteten blir undersøkt er det hensiktsmessig å kunne se bort fra det, og plassere den reaktive last på siden av resten av ekvivalenten, for å vise at de nødvendigvis ikke trenger å være lik.

Med utgangspunkt i likningen (6.6), og løst med på $Q_S(V)$, kan det utledes:

$$Q_S(V) = \sqrt{\left[\frac{EV}{X}\right]^2 - [P_L(V)]^2} - \frac{V^2}{X} \quad (\text{A.3})$$

Med utgangspunkt i denne formelen kan en Q-V figur skisseres:



Figur 46 - Karakteristikk for Q_s og Q_l . Kilde: Machowski, 2008 [21].

Figur 46 viser $Q_L(V)$ og $Q_S(V)$ ved ulike verdier av spenningen. De to krysser hverandre ved to punkter, som hver for seg er potensielt stabil, da det stabile punktet finnes kun hvor $Q_L(V) = Q_S(V)$. Hvilket av de to punktene, punkt u og punkt s som er stabilt kommer fram gjennom forståelsen av sammenhengen mellom spenning og reaktiv effekt. I de tilfellene hvor $Q_S > Q_L$ er det et overskudd av reaktiv effekt som igjen produserer en økning i spenningen, mens i det motsatte tilfellet $Q_S < Q_L$ vil spenningen reduseres. Ved punkt s vil altså systemet selv rette seg inn etter en forstyrrelse ved spenningsøkning eller minkning[21]. Men ved punkt u vil systemet ved en nedgang i spenningen, ikke klare å kompensere. I stedet vil spenningen gå mot en lav verdi og en spenningskollaps oppstår. Derfor er det kun punkt s som regnes som stabilt.

Ut fra dette kan det utledes et kriterium som gjelder, som er kjent som det mest klassiske kriteriet innen spenningsstabilitets teori:

$$\frac{d\Delta Q}{dV} < 0 \quad (\text{A.4})$$

hvor $\Delta Q = Q_S - Q_L$, og dermed får vi:

$$\frac{d(Q_S - Q_L)}{dV} < 0 \quad (\text{A.5})$$

Ved stabilitetspunktene må $Q_S = Q_L$, og videre er ΔQ godt illustrert i Figur 46.

A.3 Forberedelser før de dynamiske simuleringene

En stor del av denne oppgaven består av dynamiske simuleringer og vurderinger av de påfølgende resultatene. For å kjøre simuleringene er det en del forarbeid som må gjennomføres for at simuleringene skal ha verdi. Da denne prosessen med forarbeidet har tatt lang tid, vurderes det som nyttig å beskrive en del av denne prosessen.

Først etter lastflyten er løst kan den dynamiske simuleringen begynne. Men for å utføre dynamiske simuleringer med Norgesmodellen, må en kompilator installeres. Kompilatorens oppgave er å oversette kildekoden, eller programmeringsspråket, til et format som datamaskinen forstår. Kompilatoren som benyttes i denne sammenhengen er Fortran. For å få installert Fortran var det nødvendig med en lisens, utlevert av kraftsystemanalyseavdelingen i Statnett Oslo. For at kjøringen av Fortran skal fungere er nøkkelen å ha en nyere versjon av PSS[®]E, gjerne versjon 32.1.1 eller nyere, i tillegg har Windows-versjonen som blir kjørt mye å si. Denne analysen ble kjørt med Windows 7 som operativsystem og PSS[®]E versjon 32.1.1.

Etter kompilatoren er installert og fungerer som den skal, må sav-filen hvor Norgesmodellen er lagret, konverteres. Det må gjøres før det er mulig å kjøre de dynamiske simuleringene. Konverteringen innebærer å konvertere generatorens impedans tilpasset dynamiske simuleringer. Videre må andelen av spenningsavhengig last angis, noe som kan variere ut ifra hvilket område som blir analysert.

Når programvaren er installert og modellene klargjort for dynamiske analyser, må kraftsystemet initialiseres for å undersøke om det er noen initielle forhold som potensielt kan gi unøyaktige beregninger. I dette tilfellet kom det tydelig fram hvordan svingmaskinen, som ligger i Sverige, kjørte utenfor sine begrensninger. Ved å kjøre et par phytonskript, som er laget av nettanalyseavdelingen i Oslo, kom produksjon av både aktiv og reaktiv effekt fra svingmaskinen innenfor sine grenser.

Videre gjennom initialiseringen kom det fram at innstillingene ved SVC- anleggene i Hasle, Tunnsjødal og Vikland var av en slik art at unøyaktigheter kunne oppstå. Siden Hasle ligger langt unna Midt-Norge ble SVC-anlegget der koblet ut, og erstattet av en last i lik størrelse. I denne oppgaven ble denne lasten dessverre ikke lagt inn i Hasle, men analyser utført i ettertid, viser at denne utelatelsen ikke hadde noe å si for resultatene i oppgaven. Det er ønskelig å ha drift på SVC-anleggene i Tunnsjødal og Vikland, men for å eliminere feilkilder, ble hver og en av dem koblet ut og erstattet av en last, for å se om feilene forsvant. Det kom fram at feilmeldingene kom fra innstillingene til SVC-anlegget i Vikland. Feilmeldingene ble eliminert ved å forandre på verdier tilknyttet anlegget,

deriblant susceptanskontroll og regulatorgrensene. I tillegg ble grensene for maksimalt tillatt strømgjennomgang i den tyristor kontrollerte reaktoren forandret. Initialiseringen ble så godkjent og den dynamiske simuleringen kunne starte.