

# Smart Grid Operation & Control

Bruk av uprioritert forbruk for å oppnå optimal drift og en tilfredsstillende forsyningssikkerhet i Midt-Norge

**Camilla Aabakken**

Master i energi og miljø

Oppgaven levert: Juni 2011

Hovedveileder: Terje Gjengedal, ELKRAFT

Biveileder(e): Jan Ove Gjerde, Statnett  
Knut Styve Hornnes, Statnett



## Oppgavetekst

Hovedmålet med denne masteroppgaven er å undersøke om en kan utnytte fleksibiliteten i uprioritert forbruk i større grad enn i dag for å sikre en tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Spesielt i anstrengte operasjonelle situasjoner der det er fare for underskudd i effekt- og energibalansen i et område kan lastutkobling være aktuelt.

Masteroppgaven skal belyse dette prinsipielt, samt teste ut metodikken gjennom et praktisk eksempel med utgangspunkt i Midt-Norge.

- Beskrive hvordan fleksibilitet i forbruk kan nyttes som et virkemiddel for å øke forsyningssikkerheten (normal drift, i kritiske situasjoner)
- Hvordan styring av fleksibilitet i forbruk kan benyttes i en smartere drift og i systemvern i Midt-Norge.
- Identifisere og klassifisere uprioritert belastning i Midt-Norge som kan kobles ut og inngå i et fremtidig systemvern for sentralnettet i Midt-Norge.
- Beregne hvordan identifisert forbruk (antall MW, timer med utkobling, reserveløsninger, etc.) kan brukes i et systemvern for sentralnettet i Midt-Norge.
- Etablere en ekvivalent modell av sentralnettet for lastflytberegninger.
- Identifisere dimensjonerende feil, dvs. i hvilke sammenhenger det er aktuelt å benytte denne type systemvern gitt utviklingen i økningen av forbruk.
- Gjennomføre simuleringer som vil synliggjøre det "nye" systemvernets innvirkning på forsyningssikkerheten i sentralnettet i Midt-Norge.

Oppgaven gitt: 17. januar 2011

Hovedveileder: Terje Gjengedal, ELKRAFT



## Forord

Denne masteroppgaven er det avsluttende arbeidet ved studiet Energi og miljø ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU).

Jeg føler meg heldig som har fått skrive denne oppgaven, med et tema jeg synes er veldig spennende. Oppgaven er skrevet i samarbeid med Statnett. Jeg har satt stor pris på å få et innblikk i bedriften, både gjennom sommerjobb hos dem etter fjerde klasse og når jeg har sittet hos Statnett i Trondheim og jobbet med masteroppgaven. Jeg vil gjerne takke veilederen min, Terje Gjengedal, og medveilederne fra Statnett, Knut Styve Hornnes og Jan Ove Gjerde, for tilbakemeldinger og innspill til oppgaven.

Jeg vil også benytte anledningen til å takke kjæresten min Jon Martin Harstad Bakken som har støttet meg og oppmuntret meg når skrivingen har gått trått. Jeg vil også takke mor og far og alle andre som har støttet meg denne våren.

Trondheim, 13. juni 2011

Camilla Aabakken



## Sammendrag

I denne masteroppgaven har det blitt sett på hvordan fleksibilitet i strømforbruk kan utnyttes for å bedre forsyningssikkerheten og redusere topplast. Europa står foran store utfordringer med stadig økende forbruk og økt andel uregulerbar fornybar energi, samtidig som kraftnettet blir eldre. Også i Norge har vi områder med stort energiunderskudd og begrensninger i overføringskapasitet inn til området. Det går utover forsyningssikkerheten, spesielt hvis det oppstår avbrudd og en linje faller ut av drift.

Norge skal innføre avanserte måle- og styringssystemer (AMS) med målere som skal registrere forbruket minimum en gang i timen og med mulighet for registrering hvert 15. minutt. Etter forslag fra Olje- og energidepartementet og Norges vassdrags- og energidirektorat skal de nye målerne være installert i alle målepunktene i Norge innen 1.1.2017. I Midt-Norge er det foreslått nye målere i 80 % av målepunktene innen 1.1.2014. Pr. juni 2011 er ikke fristene for utrulling endelig vedtatt. De nye målerne skal gi forbrukerne motivasjon for å redusere forbruket i timer med høy pris og stor belastning på nettet.

AMS kan gi mulighet for å koble ut enkelte laster, som varmtvannstanker, panelovner og varmekabler, i husholdninger i et stort område. I denne masteroppgaven fokuseres det på Midt-Norge og hvilken betydning slik utkobling av last kan ha å si for belastningen i sentralnettet. I Midt-Norge er det identifisert en fleksibel last i husholdninger på totalt 240 MW. Det er gjennomført lastflytberegninger der det er sett på virkningen av å koble ut opptil 240 MW last ved feil i en linje i sentralnettet inn til eller i Midt-Norge. Beregningene viser at i situasjoner med høyt forbruk og lav produksjon i Midt-Norge kan lastutkobling benyttes for å holde effektflyten på snittene inn mot området lavere enn overføringsgrensen. Dette er særlig aktuelt ved utfall av en linje inn mot Midt-Norge eller ved tap av produksjon i Midt-Norge. Ved å redusere topplasten kan tapene i sentral- og regionalnettet reduseres med opptil 10 MW, avhengig av hvor mye som kobles ut og last- og produksjon i Midt-Norge den aktuelle timen.

Oppgaven er gjennomført i samarbeid med Statnett.





## Summary

The focus in this master thesis is on how the flexibility in electricity demand can be utilized to improve the security of supply in the power system and reduce the peak load. Europe faces heavy challenges regarding the growing demand of electric power and the increasing share of renewable energy. In addition, the power grid gets older and needs to be utilized in a better way than today. Norway also faces challenges regarding areas with energy shortage and limitations in transmission capacity into the area. This can lead to a decrease in the security of supply, especially if combined with a failure which leads to outage of a line or loss of an electrical power plant.

Norway will install automatic meter reading and bi-directional communication between the consumer and the grid company. The meter will register the consumption at least once every hour and possibly every 15 minutes. At the suggestion of the Ministry of Petroleum and Energy and the Norwegian Water Resources and Energy Directorate the new smart meters must be installed in all households within 01.01.2017. Due to the difficult situation with the power supply in Central-Norway, the ministry has suggested installation of smart meters in the region by 01.01.2014. By June 2011, the time frame has not been agreed for deployment of the new meters. The new meters are supposed to give the consumers an incentive to shift their electric power consumption from hours with high prices to hours with lower prices. This will help reduce the load during peak hours.

The smart meters can make it possible to disconnect some of the load in the households, e.g. electric water heaters and electric radiators, in a large area. This thesis focuses on Central-Norway and what influence large scale disconnection of loads in households can have on the strain on the main power grid. In Central-Norway, there is identified a total of 240 MW flexible load in households which can be disconnected. Power flow analyses have been carried out to find the impact on the power grid in Central-Norway when load is disconnected after outage of a line or loss of generation within the area. The analyses show that in situations with high consumption and low production in Central-Norway, disconnection of load can be used to keep the power flow in the transmission grid into the area below the transmission limit. This is particularly relevant if a transmission line into Central-Norway drops out or there is loss of generation within the area.

By reducing the peak load with up to 240 MW, the losses in the transmission grid with voltage level 132 kV – 420 kV can be reduced with up to 10 MW. The loss reduction depends on the composition of consumption and production within Central-Norway.

The thesis has been carried out in cooperation with Statnett, the Norwegian transmission system operator.



## Innholdsfortegnelse

Forord .....	I
Sammendrag .....	III
Summary .....	V
Innholdsfortegnelse .....	VII
Liste over tabeller.....	IX
Liste over figurer .....	XI
Liste over forkortelser .....	XI
1 Innledning.....	1
2 Forsyningssikkerhet og systemvern .....	3
3 Smart Grid .....	5
4 AMS og fleksibilitet i forbruk.....	7
4.1 AMS i Midt-Norge .....	9
5 Status i Norden.....	11
6 Forbruksutkobling og Statnett .....	13
7 Midt-Norge .....	17
7.1 Uprioritert forbruk i Midt-Norge .....	20
7.2 Snitt mot Midt-Norge .....	22
8 Lastflytanalyse .....	23
9 Scenarier.....	25
9.1 Tunglast-modellen .....	26
9.1.1 Utfall på 400 kV-linje Klæbu – Nea .....	26
9.1.2 Utfall på linjene sørover fra Tunnsjødal .....	32
9.1.3 Utfall på 400 kV-linje Viklandet – Ørskog .....	33
9.2 Høylasttime 2010. Stor produksjon og høy last .....	34
9.2.1 Utfall 400 kV-linje Nea - Järpstrømmen.....	34
9.2.2 Utfall 400 kV-linje Klæbu – Viklandet .....	35
9.2.3 Mister produksjon.....	36
9.3 Høylasttime 2011. Liten produksjon og høy last .....	37
9.3.1 Utfall 320 kV-linje Tunnsjødal – Namsos .....	38
9.3.2 Mister produksjon.....	39

9.4 Ny linje mellom Ørskog – Fardal.....	40
9.4.1 Utfall 320 kV-linje Tunnsjødal – Namsos. Høylasttime 2011.....	41
9.4.2 Utfall av Tunnsjødal transformatorstasjon. Høylasttime 2011 .....	42
9.4.3 Utfall av 400 kV-linje Nea – Järpströmmen. Høylasttime 2011.....	43
9.4.4 Utfall 400 kV-linje Klæbu – Nea .....	44
9.5 Reduserte tap i sentralnettet og 132 kV-nettet .....	45
9.6 Scenario 2015 og 2025 .....	49
10 Diskusjon og konklusjon .....	53
11 Videre arbeid .....	57
12 Referanser .....	59

## Liste over tabeller

Tabell 1: Antall husholdningskunder i Midt-Norge fordelt på ulike bygningstyper. Kilde: Grande og Sæle, 2008. ....	20
Tabell 2: Snitt inn mot Midt-Norge. Kilde: Statnett (2010d).....	22
Tabell 3: Effektflyt og belastning i linjene ut fra Nea ved utfall Nea – Klæbu. [MW %] .....	29
Tabell 4: Utfall av linje Klæbu-Nea og utkobling av linje Nea – Gresslifoss. [MW %] .....	30
Tabell 5: Utfall av linje Klæbu-Nea og utkobling av linje Nea – Gresslifoss. Flyt på linjene inn mot Midt-Norge. [MW %].....	30
Tabell 6: Flyt på linjene inn mot Midt-Norge før og etter feil. Utfall en linje: Tunnsjødal – Namsos. Utfall to linjer: Tunnsjødal – Namsos og Tunnsjødal – Verdal. Utkobling av 120 MW og 240 MW last. [MW %].....	32
Tabell 7: Utfall Nea – Järpstrømmen. [MW %].....	34
Tabell 8: Utfall linje Klæbu – Viklandet. [MW %] .....	35
Tabell 9: Effektflyt før og etter produksjonsstopp ved Aura kraftverk. [MW %].....	36
Tabell 10: Økt last i Midt-Norge. Utfall av linjen Tunnsjødal – Namsos og deretter utkobling av 120 og 240 MW last. [MW %] .....	38
Tabell 11: Økt last i Midt-Norge. Utfall av Aura kraftverk og deretter utkobling av 120 og 240 MW last. [MW %] .....	39
Tabell 12: Effektflyt inn til Midt-Norge med og uten 400 kV-linjen fra Ørskog – Fardal. [MW %].....	40
Tabell 13: Utfall Tunnsjødal – Namsos. Ørskog – Fardal i drift. [MW %].....	41
Tabell 14: Utfall Tunnsjødal – Namsos og Tunnsjødal – Verdal. [MW %].....	42
Tabell 15: Effektflyt inn til Midt-Norge. Utfall på linjen Nea – Järpstrømmen. Utkobling av 120 MW og totalt 240 MW last. [MW %].....	43
Tabell 16: Tap i nettet ved reduksjon av last. ....	46
Tabell 17: Sammenligning i endring i tap med to ulike lastsituasjoner i utgangspunktet. [MW] .....	47
Tabell 18: Økt last i utgangspunktet. Tap ved reduksjon i lasten. ....	47
Tabell 19: Nye vindkraftanlegg i Midt-Norge. Kilde: vindkraft.no, 2011 .....	49
Tabell 20: Utbygging og oppgradering av transmisjonsnettet i Midt-Norge. Kilde: Statnett, 2010.....	50



## Liste over figurer

Figur 1: Hvordan The National Institute of Standards and Technology og IEEE ser for seg et Smart Grid. Kilde: IEEE Smart Grid, 2010. ....	6
Figur 2: Prisreduksjon, $\Delta p$ , ved reduksjon i forbruk, $\Delta V$ . ....	14
Figur 3: Elspotområder i Norge. Kilde: Nord Pool Spot, 2011d. ....	17
Figur 4: Produksjon og forbruk i NO3 i 2010. Kilde: Nord Pool Spot, 2011a og b. ....	18
Figur 5: Sentralnett i 2010. Kilde: Statnett, 2010. ....	19
Figur 6: Formålsfordeling for norsk husholdningsforbruk i 2001. Kilde: Grande og Sæle, 2008. ....	21
Figur 7: Nettet før utfall og lastutkobling. ....	26
Figur 8: Etter utfall av Nea – Klæbu. ....	27
Figur 9: Etter utfall og lastutkobling. ....	27
Figur 10: Etter ytterlig utkobling av 75 MW i Nord- og Sør-Trøndelag. ....	28
Figur 11: Totalt 240 MW fordelt jevnt over alle lastene i Midt-Norge er koblet ut, i tillegg til 220 MW ved Hydro Sunndalsøra. ....	28
Figur 12: Magasinfylling i vassdragsområde 3. Kilde: NVE, 2011b. ....	37
Figur 13: Last i Midt-Norge 7. mars 2011 før reduksjon av topplast og etter utkobling av 240 MW i timene 7-8 og 8-9. Kilde: Nord Pool Spot, 2011c. ....	45

## Liste over forkortelser

AMR	Automatic Meter Reading (Automatisk måleravlesning)
AMS	Avanserte måle- og styringssystemer
BFK	Belastningsfrakobling
CEN	European Committee of Standardization
CENELEC	European Committee for Electrotechnical Standardization
DSO	Distribution system operator
ETSI	The European Telecommunications Standard Institute
FoS	Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet
ILE	Ikke-levert energi
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
PFK	Produksjonsfrakobling
RKOM	Regulerkraft-oppsjonsmarkedet
TSO	Transmission system operator (systemoperatør)





## 1 Innledning

Kraftsystemet i Europa og andre deler av verden er i endring og beveger seg bort fra store produksjonsenheter drevet av fossilt brennstoff og atomkraft. Utviklingen går i retning av flere mindre kraftverk plassert nært forbrukerne og store vindparker på land eller til havs. Fornybare energikilder skal benyttes i mye større grad enn i dag. Samtidig som forbruket av elektrisk energi øker begynner mye av overføringsnettene i Europa å bli gammelt og må bygges ut og fornyes.

Også i Norge har vi merket at kapasiteten i kraftsystemet til tider ikke har vært god nok. I løpet av vinteren 2009/2010 opplevde Midt-Norge ekstremt høye priser tre ganger. For lite overføringskapasitet inn til området og energiunderskudd innenfor området har bidratt til høyere priser i Midt-Norge enn i andre deler av landet. Effekt- og energiunderskudd kan gå utover forsyningsikkerheten, og få overføringslinjer inn til et område kan føre til kritiske situasjoner hvis det oppstår en feil og en linje må kobles ut. Økt andel av kraft fra vind, sol og elver i Norge og Europa skaper utfordringer når produksjonen skal reguleres og følge forbruket, slik det gjøres i dag.

For å håndtere økende forbruk og all den nye uregulerbare kraften, må kraftsystemet utnyttes bedre og forbruket må tilpasse seg produksjonen. En del av forbruket er fleksibelt, det vil si at det kan kobles ut et par timer uten at det medfører ulemper for forbrukeren. Denne fleksibiliteten kan utnyttes ved å koble ut last ved svært høyt forbruk i et område eller flytte forbruket fra tider på døgnet med høyt forbruk til tider med lavt forbruk. I dag bidrar industribedrifter med å koble ut last hvis kraftsituasjonen i et område er svært anstrengt, men slike utkoblinger gjør at produksjonen må stanse.

Europa og Norge skal i løpet av de nærmeste årene installere nye strømmålere i alle hjem som skal registrere forbruket minst en gang i timen. Målerne skal gi forbrukerne motivasjon til å flytte forbruket til tider med lave priser og dermed når det er lite press på nettet. Målerne skal også ha en bryterfunksjon som gjør at enkelte laster kan kobles ut automatisk, enten ved en gitt strømpris eller på signal fra nettansvarlig. Varmtvannstanker, fryser, panelovner og varmekabler er eksempler på små laster som kan kobles ut i perioder på et par timer. På sikt er tanken at fleksibilitet i forbruk hos husholdninger kan benyttes for å øke forsyningsikkerheten og redusere de største effekttoppene. Ved å koble ut last hos småforbrukere kan antall utkoblinger i industrien reduseres.

Denne oppgaven tar for seg hva fleksibilitet i forbruket kan ha å si for forsyningsikkerheten ved vanlig drift og i kritiske situasjoner i Midt-Norge. Det er valgt ut en del scenarioer der last og produksjon i Midt-Norge tilsvarer kalde vinterdager og det er gjort lastflytberegninger på hva virkningen av å koble ut last er ved kritiske situasjoner i Midt-Norge. Det er kun sett på virkningen av lastutkoblingen for sentralnettet, 300 kV og 420 kV, og regionalnett med

spenningsnivå på 132 kV. I kapittel 2 blir forsyningssikkerhet og systemvern definert og beskrevet, deretter blir begrepet Smart Grid og hva det innebærer definert. Kapittel 4 tar for seg avanserte måle- og styringssystemer (AMS) generelt og innføring av systemene i Norge. Status rundt AMS i Norden er beskrevet i kapittel 5. I kapittel 6 blir det diskutert hva som er motivet for Statnett for å utnytte fleksibilitet i forbruk. Deretter er det gjort lastflytberegninger for Midt-Norge på en del scenarioer med utfall av linjer og utkobling av last.

## 2 Forsyningssikkerhet og systemvern

Stabil tilgang på elektrisk energi hele døgnet, hele året, er viktig i dagens Norge og forventes av forbrukerne. Forsyningssikkerhet, eller leveringspålidelighet, er "kraftsystemets evne til å levere elektrisk energi til sluttbruker" (Kjølle, 2010). Spenningen skal være innenfor gitte grenser og nok elektrisk energi skal være tilgjengelig. I Norge skal sentralnettet driftes etter N-1-prinsippet. Det vil si at dersom en enkeltkomponent i nettet, for eksempel en linje, produksjonsenhet, transformator eller lignende, feiler skal systemet likevel klare å levere nok elektrisk energi til alle sluttbrukere. Dette gjelder spesielt for regional- og sentralnettet. For å klare å opprettholde N-1-drift må det være mer enn én linje inn til et område og man kan heller ikke utnytte full fysisk mulig kapasitet i normal drift. Hvis det er tre linjer inn til et område skal de driftes slik at hvis en linje faller ut, skal de to andre kunne "overta" effektflyten fra den falne linjen uten selv å bli overbelastet (Statnett, 2009). Ifølge Statnett (2009) var det i 2008 150 driftsforstyrrelser i nettet med de høyeste spenningsnivåene, det vil si mellom 220 kV og 420 kV, der åtte førte til avbrudd og strømbrydd. Konsekvensen av strømbrydd i sentralnettet kan bli store fordi så mange er koblet til linjen og avhengige av sikker forsyning fra den. I distribusjonsnettet kan konsekvensene være mindre, fordi færre blir berørt av feilen.

FASIT (2001) har definert avbrudd som "Når spenning hos sluttbruker er under 1 % av kontraktsmessig avtalt spenning. Avbrudd kan være varslet eller ikke varslet og deles opp i kortvarige avbrudd <3 min og langvarige avbrudd ≥3 min." Dersom et avbrudd oppstår vil ikke energi bli levert til sluttbruker som normalt. ILE er ikke-levert energi og er den beregnede mengde energi som ville bli levert til sluttbrukerne dersom feilen ikke hadde oppstått (FASIT, 2001).

Statnett er systemansvarlig i Norge og i *Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet* (FoS) er det gitt hvilke ansvar og plikter Statnett har som systemansvarlig. Statnett er blant annet ansvarlig for at det alltid er balanse mellom produksjon og forbruk, de kan sette grenseverdier som spenning i sentral- og regionalnett må holdes innenfor og de har ansvar for markedsløsninger som utnytter kraftsystemet på en effektiv måte (Lovdata, 2011). Som systemansvarlig har Statnett ansvar for forsyningssikkerheten i Norge og dermed sørge for at konsekvensen av feil eller knapphetssituasjoner blir minst mulig for forbrukerne.

Som et virkemiddel for i størst mulig grad å opprettholde forsyningen ved en feil i kraftsystemet eller andre knapphetssituasjoner kan systemvern benyttes. Systemvern skal ikke benyttes før all tilgjengelig regulerkraft er satt i drift. I FoS § 21 heter det

"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."

Systemverntiltak kan være (Statnett, 2008)

- Produksjonsfrakobling (PFK) som kan benyttes ved kritisk overlast i enkelte linjer eller ved utfall av en linje. PFK kan benyttes for å øke overføringskapasiteten i deler av nettet og blir gjerne aktivert ved at utvalgte kraftstasjoner kobles ut automatisk ved bryterfall eller overlast.
- Belastningsfrakobling (BFK) kan benyttes ved svært lave frekvenser, det vil si når det ikke er nok driftreserver til å få opp igjen frekvensen til akseptabelt nivå. BFK kan også benyttes ved unormale spenninger, ved utfall av linjer eller for å øke overføringskapasiteten inn til et underskuddsområde.
- Nettsplitting kan benyttes for å øke overføringskapasiteten ved utfall av linjer eller produksjon.

Paragraf 13 i FoS omhandler tvangsmessig utkobling av forbruk (BFK). I paragrafen heter det "Systemansvarlig kan ved effektknapphet i kraftsystemet pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk." og "Systemansvarlig kan under større driftsforstyrrelser pålegge konsesjonær å foreta kortvarig tvangsmessig utkobling av forbruk." Effektknapphet kan oppstå ved kalde og lange vintre, gjerne i kombinasjon med lite tilsig av vann i magasinene. Effektknapphet kan også komme som følge av en feil i kraftsystemet, en større driftsforstyrrelse, der et stort område eller en hel region får redusert forsyning. Feilen kan også ramme et mindre område. Tvangsmessig utkobling av forbruk inngår som en del av systemvernet Statnett kan benytte som siste instans for å redde kraftsystemet fra kollaps. I kapittel 7.1 er forbruk som inngår i systemvern i Midt-Norge i dag beskrevet.

I kapittel 6 er det beskrevet hvordan utkobling av enkeltlaste hos privatpersoner kan bidra til å bedre forsyningssikkerheten og hvilke muligheter slik lastutkobling gir Statnett.

### 3 Smart Grid

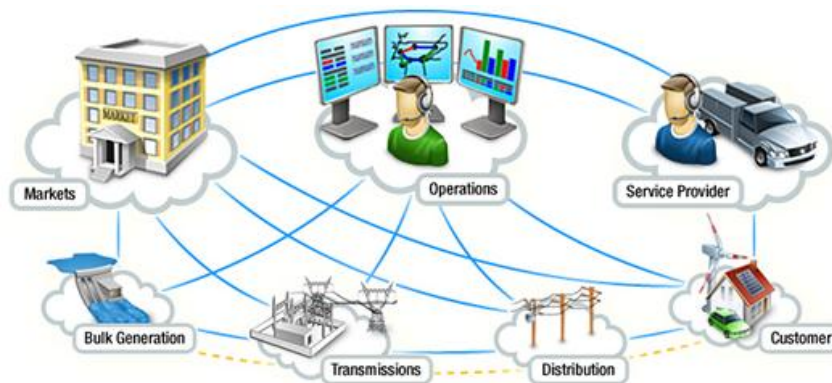
Mye har skjedd innenfor teknologiutvikling de siste 100 årene og hvordan mennesker kommuniserer med hverandre og skaffer seg informasjon har endret seg mye. For noen tiår siden var det utenkelig at alle skulle gå rundt med hver sin smarttelefon i lommen og ha tilgang til hele verden gjennom internett, uansett hvor man befinner seg. Kraftbransjen har derimot ikke endret seg mye, og frem til nå har man stort sett drevet på samme måte som for 100 år siden. Store kraftverk generer elektrisk kraft som blir overført til forbrukerne ved hjelp av transmisjons- og distribusjonsnett og det er få måter å styre forbruket.

I mange land begynner store deler av overføringsnettene å bli gammelt og med økt produksjon er ikke kapasiteten stor nok. I tillegg er det stort fokus på klimaendringer og å få ned forbruket av olje og kull og øke andelen av fornybar kraft fra vind, sol og vann. EU har vedtatt et fornybardirektiv som alle medlemslandene og EØS-medlemmene, deriblant Norge, må følge. Direktivet, som er bedre kjent som EUs 20/20/20-mål, går ut på å øke andelen fornybar kraft i Europa med 20 %, redusere CO<sub>2</sub>-utslippene med 20 % og øke energieffektiviteten med 20 % innen år 2020. Direktivet gjør at Norge må øke dagens fornybarandel på 60 % til 75,4 % innen 2020 (Aftenposten, 2010). Som en del av løsningen for å nå målet har Norge og Sverige inngått avtale om et felles elsertifikatmarked fra 2012 og målet er at det skal bygges ut 13,2 TWh ny fornybar energi i hvert av landene innen 2020 (OED, 2010).

Felles for alle de nye fornybare energikildene er at de ikke er konstante. Vindmøller er avhengig av at det verken blåser for mye eller for lite, solcelleanlegg produserer mindre når det er overskyet og små elvekraftverk er avhengig av hvor mye vann det er i elven. For å få all den nye kraften inn på nettet trengs det nye løsninger for å holde spenning og frekvens innenfor grensene som er gitt. Mange steder er det økende motstand mot å bygge nye høyspentlinjer og alternativet kan da være å utnytte dagens linjer bedre ved å drifte nærmere stabilitetsgrensene. For å drifte forsvarlig trengs det mer nøyaktige målemetoder enn i dag.

De siste fem til ti årene har konseptet Smart Grid vokst frem som en fellesbetegnelse på fremtidens elektriske kraftnett. Fremtidens smarte nett skal være helautomatisert, selvreparerende, sikkert og effektivt og ha mulighet for å knytte til ny fornybar kraft og energilagring på en trygg og enkel måte. I tillegg skal forbrukerne involveres mer enn i dagens kraftsystem og få mulighet til å bidra til et jevnere forbruk og dermed kutte effekttoppene. Det betyr at IT og kommunikasjon mellom aktørene i kraftsystemet og mellom komponenter er en vesentlig del av et smart nett. The National Institute of Standards and Technology (NIST) i USA og IEEE har laget en modell av hvordan de ser for seg et Smart Grid er bygget opp, se Figur 1. De deler opp kraftsystemet i storproduksjon, transmisjon, distribusjon, forbrukere, driftsoperatører, markedet og tjenesteytere. Innenfor

hvert område er det nye installasjoner, i tillegg til samarbeidet mellom dem, som til sammen utgjør et smart nett.



**Figur 1: Hvordan The National Institute of Standards and Technology og IEEE ser for seg et Smart Grid. Kilde: IEEE Smart Grid, 2010.**

Å realisere et smart nett kommer til å ta tid, og selv om mye av teknologien finnes i dag, er det ikke testet ut i stor skala. Leveringssikkerhet, pålitelighet og kvalitet er ekstremt viktig og det er ikke mulig å installere et nytt system i stor skala før man vet at det fungerer som det skal. Det er mange brikker som skal på plass og Hafslund (2010) sammenligner Smart Grid med mennesket:

- Sensorer – **sansene**
  - Samler inn informasjon om systemet. Strøm- og spenningsmålinger.
- Kommunikasjon – **nervesystemet**
  - Sender informasjonen sensorene samler inn til riktig sted.
- Kontrollalgoritmer/styresystemer – **hjernen**
  - Bearbeider informasjonen og avgjør hva som skal gjøres videre.
- Utførende system – **muskler og motorikk**
  - Tar imot beskjeder fra "hjernen" og for eksempel åpner/lukker brytere.

## 4 AMS og fleksibilitet i forbruk

De aller fleste strømmålerne som er installert i norske hjem i dag er mekaniske målere der forbrukerne selv må lese av forbruket og sende det til nettselskapet. Mer avanserte målere, *automatic meter reading* (AMR), kan lese av måleverdier automatisk og sende til nettselskapet. Ett steg videre er avanserte måle- og styringssystemer (AMS), også kalt smarte målere, som i tillegg til å lese av måleverdier og sende disse til nettselskapet, kan motta informasjon fra nettselskapet. Dette kan være spotpriser på strøm eller beskjeder om å kutte forbruk. I dag leses forbruket av fire ganger i året hos husholdninger, og kundene har ingen økonomisk gevinst av å flytte forbruket fra timer med høy pris til timer med lav pris. Timer med høy pris gjenspeiler at det er stor belastning på nettet og det kan være områder med underskudd i produksjon og flaskehalsar inn til området. Ved å implementere AMS skal kundenes forbruk leses av hvert kvarter og kundene skal få prissignaler i sanntid. På den måten kan de være med på å redusere sin egen strømreregning ved å kutte forbruket når prisen er høy, enten manuelt ved å la være å sette i gang vaskemaskinen eller automatisk ved at varmtvannstanken kobles ut i opptil to timer. For å kunne koble ut varmtvannstank, panelovner, varmekabler, fryser og lignende må den smarte måleren ha en bryterfunksjon som kobler ut kretsen enheten er koblet til eller selve enheten har en funksjon som gjør at den slår seg av uten å kutte hele kretsen.

I Norge er det NVE som legger føringer for hvilke funksjoner AMS skal ha, i tillegg til krav og standarder fra EU som Norge forplikter seg til gjennom EØS-avtalen (Thema, 2011). NVE foreslår at blant annet disse funksjonene skal bli en del av forskriften om AMS (Thema, 2011):

- Måledata skal lagres minimum en gang i timen og ha mulighet for måling hvert 15. minutt.
- Måledata skal lagres i måleren og sendes til nettselskapet en gang pr døgn. Det skal også være mulig med momentan avlesning av data.
- Eksternt utstyr skal kunne kobles til måleren.
- Kunden skal få informasjon om eget forbruk via internett, SMS eller eget display ved måleren.
- Måleren skal kunne strupe forbruket ned til 1 kW.
- Tilleggsfunksjoner skal kunne installeres, men nettselskapet har ansvar for sikkerheten og å hindre muligheten til å manipulere måledata.

CEN, CENELEC og ETSI skal på oppdrag fra EU definere funksjoner og kommunikasjonsstandarder i forbindelse med AMS. De setter som krav at måleren skal ha to-veis kommunikasjon og dermed både motta signaler fra nettselskapet og sende signaler tilbake. Måleren skal også ha en bryterfunksjon slik at strømmen kan strupes, stenges og åpnes via måleren. I tillegg skal det være mulig å koble ut bestemt utstyr i huset, gjerne ved

å kommunisere med det enkelte utstyret. Måledata og annen informasjon skal være tilgjengelig på et display i huset. (Thema, 2011)

Spesielt utkobling av enkelte enheter i huset og fremvisning av informasjon på et display krever et standard grensesnitt og mulighet for at utstyr fra forskjellige leverandører kan kobles sammen og kommunisere med hverandre.

For nettselskaper med distribusjonsnett er det mange fordeler med AMS, blant annet at driftssentralen kan få beskjed hvis det er feil på en kurs. Hvis flere hus på en kurs er uten strøm betyr det at det er en feil et sted i nettet og driftssentralen får vite om det uten at kundene må ringe inn og melde fra om feilen (Hafslund, 2010). En annen fordel for nettselskapene er at med AMS kan de få mulighet til å få full oversikt over effektbruken hos hver enkelt kunde og totalt i en gren av nettet. I dag brukes det ulike måter for å estimere makseffekt, men felles for metodene er at de kun gir estimat og ikke noe nøyaktig svar. Resultatet blir at noen transformatorer er overdimensjonert og går på tomgang, mens andre brenner opp en kald vinterdag. Med bedre oversikt over effektbruk kan størrelser på både transformatorer og kabler beregnes mer nøyaktig, i tillegg til at eksisterende anlegg kan utnyttes bedre (Hafslund, 2010). I tillegg gir automatisk avlesning mulighet for å fakturere kundene oftere og det vil også gi en enklere håndtering av kundedata (Thema, 2011).

AMS skal bidra til at forbrukere, spesielt husholdninger, skal bli mer bevisst på når de bruker strøm i hjemmet. For å gi en ekstra motivasjon til å flytte forbruket fra høylasttimer foreslår Grande og Sæle (2011) å legge til et ledd i nettleien. I dag består den av et fastledd og et variabelt energiledd som skal dekke tap i nettet og som avhenger av hvor mye energi kunden bruker. Grande og Sæle foreslår å legge til et ekstra variabelt ledd som kun gjelder for topplasttimer. Dette vil gi ekstra besparelse for de forbrukerne som responderer på høye priser og kutter forbruket sitt. Statnett (2010b) skal innføre redusert nettleie for kunder i sentralnettet med fleksibelt forbruk som er villig til å redusere forbruket i tider det er behov for det. Statnett har fått slike kunder selv og åpner for at underliggende nett kan tilby reduisering av forbruk.

En del land i Europa er allerede i gang med å implementere smarte målere og EU har vedtatt at full utrulling av AMS skal være ferdig i 2020 (Avenir, 2010).



## 4.1 AMS i Midt-Norge

I februar 2011 sendte NVE ut høringsdokument om forskrift om AMS. Opprinnelig var fristen for utrulling av AMS i Norge satt til 1. januar 2018, men etter forespørsel fra Olje- og energidepartementet er det foreslått nye frister for utrulling av AMS. De foreslåtte fristene er at 80 % av husholdningene skal ha installert AMS innen 1.1.2016 og endelig frist for alle husholdninger er 1.1.2017. Det er gjort unntak for Midt-Norge, som omfatter fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og mesteparten av Nord-Trøndelag. Der er fristen for AMS i 80 % av målepunktene foreslått til 1.1.2014. (NVE, 2011)

Departementet legger en rapport fra Bye-utvalget til grunn når de ønsker en tidligere utrulling av AMS i Midt-Norge enn i resten av landet. Bye et. al (2010) mener at innføring av AMS kan øke forbrukernes bevissthet rundt prisvariasjoner i løpet av døgnet og gi mulighet for å endre forbruksmønsteret etter prissignaler. Samtidig legger de vekt på at for små forbrukere (vanlige husholdninger) må forbruket justeres automatisk fordi det er få forbrukere som har tid og lyst til å følge med på timesprisene og slå av og på varmtvannstanken selv. En anstrengt situasjon i Midt-Norge og en del timer med veldig høye priser vinteren 2009-2010 er grunnene til at AMS bør innføres tidligere i Midt-Norge enn i resten av landet.

I tillegg til at målerne kan motta prissignaler og sende melding til varmtvannstank/fryseren/varmekabler, vil NVE ha en bryterfunksjon i måleren. På den måten kan nettselskapet styre effekt- og energiuttak hos kundene ved knapphetssituasjoner. I høringsdokumentet presiseres det at "Vilkårene for rasjonering må være tilstede".



## 5 Status i Norden

Også våre naboland har satt fokus på AMS og Smart Grid de siste årene.

Siden 2005 har Danmark hatt obligatorisk timesmåling for alle med forbruk over 100.000 kWh/år (Renner et. al, 2011). De danske myndighetene har ikke satt krav om at alle småforbrukere skal ha smarte målere, men de har utarbeidet et forslag til minimumskrav for hvilke funksjoner smarte målere skal ha. Disse funksjonene sammenfaller med de kravene NVE stiller i Norge, bortsett fra at danskene også ønsker at målerne skal kunne registrere avbrudd. Selv om myndighetene ikke stiller krav til implementering av smarte målere har mange DSOer sett nytten av dem og 50 % av kundene har smart måler. Med dagens forholdsvis dyre målere og god kapasitet og marginer i kraftsystemet, ser ikke danskene at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å kreve at alle målepunkt skal ha AMS installert. Nye undersøkelser om få år må derimot gjennomføres, på grunn av reduserte kostnader med å installere målere og endringer i kraftsystemet (Renner et. al, 2011). Innen 2025 skal 50 % av den elektriske kraften i Danmark komme fra vindkraft, noe som er en dobling i forhold til 2009 (EcoGrid EU, 2009). For å kunne håndtere en så stor andel vindkraft er det satt i gang et FoU-prosjekt kalt EcoGrid EU. Testprosjektet skal utføres på Bornholm der 50 % av energibruken kommer fra fornybare energikilder og vindkraft utgjør en stor andel. 2000 av de 28000 kundene på øyen skal få installert smarte målere og utstyr som kan styre forbruket i hjemmet. Det vil bli gitt prissignaler i sanntid og forbruket skal reguleres og endres med prisene (EcoGrid EU, 2011). Målet er å få forbrukerne til å variere forbruket i takt med at produksjonen varierer og å utvikle gode markedsløsninger for å klare dette.

Sverige var det første landet i EU som innførte fjernavlesning. Alle målepunkt med sikringsstørrelse mindre eller lik 63 A har krav om månedlig avlesning av forbruk og AMR er installert for å klare dette uten at kunden må lese av selv hver måned (Renner et. al, 2011). Månedsbasert måling kan stimulere til energisparing over en lengre periode, men kun timesbaserte målinger gir motivasjon for flytting av forbruk i løpet av døgnet. En del DSOer i Sverige har valgt å installere målere i husholdninger som støtter timesmåling. Det er allerede et krav om at alle målepunkt med hovedsikring større enn 63 A skal ha timesmåling (Renner et. al, 2011). Når det gjelder lastutkobling har Svenska Kraftnät kjøpt mulighet for det via en aggregator (Evens et. al, 2010). En aggregator er ifølge artikkelforfatterne et selskap som samler informasjon om kapasiteten for fleksibel last fra mange forbrukere og selger kapasiteten videre til markedsaktører, for eksempel TSO som har behov for regulerkraft. Aggregatoren Svenska Kraftnät handlet med hadde avtale med mellomstore bedrifter om å koble seg fra nettet og bruke egenprodusert kraft i perioden med utkobling, i tillegg til at de kunne selge egenprodusert kraft ut på nettet ved underskudd.

I motsetning til Sverige som har månedsbasert måling, skal Finland innføre timesmåling. Etter bestemmelser fra EU skal minst 80 % av alle målepunktene skal ha installert AMS innen 2014 (Renner et. al, 2011). AMS er et steg på veien for å gjøre nettet på alle spenningsnivåer

om til et Smart Grid, men det vil ta mange år før målet er nådd. En viktig motivasjon for myndighetene for å innføre AMS er å utvikle kraftmarkedet mot et sanntids-marked og redusere effekttoppene. For å kunne redusere effekttoppene på en måte som ikke skaper ekstra arbeid for kundene, skal målerne ha to-veis kommunikasjon og ha en bryterfunksjon, enten direkte i måleren eller ved at måleren kan kommunisere med annet utstyr i huset som kobler ut last. Kundene skal kunne følge med på sitt eget forbruk og både kundene og DSO skal ha tilgang til måledataene dagen etter at målingene ble gjort. Også i Finland skal måleren kunne registrere avbrudd som varer lengre enn 3 minutter (Renner et. al, 2011).

Det deregulerte nordiske markedet fungerer bra for nye markedsaktører (Evens et. al, 2010). Det åpne markedet gjør det mulig for forbruksstyring å bli en del av auksjonene og budgivningen på Nord Pool og bidra på reserve-, balanse- og regulerkraftmarkedet. En utfordring i Norden kan være at det er mye vannkraft som er billig og enkel å regulere (Evens et. al, 2010), men med økt andel småkraft og vindkraft kan behovet for flytting av forbruk bli større. Evens et. al (2010) ser for seg en aggregator som samler informasjon om kapasiteten for fleksibel last fra mange forbrukere og selger kapasiteten videre til markedsaktører. I stedet for at det er det lokale nettselskapet eller TSO som tar seg av forbruksstyringen er det aggregatoren som gjør det. Aggregatoren samler informasjon om hvor mye last som er fleksibelt og selger kapasiteten videre. Artikkelforfatterne legger også vekt på at de som deltar med forbruksstyring vil tjene mest pr. time på tider med veldig høy last eller ved feil i nettet, men dette er situasjoner som sjelden forekommer. For å være sikret en inntekt kan man basere seg på mindre utkoblinger og flytting av forbruk, for eksempel under topplast i løpet av morgen og ettermiddag.

## 6 Forbruksutkobling og Statnett

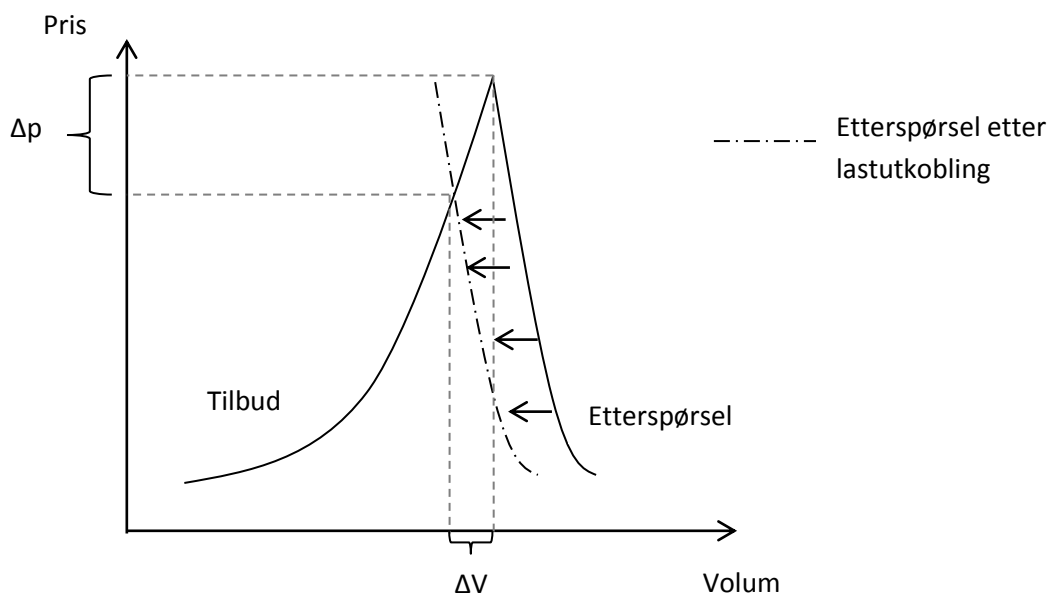
Statnett har ansvar for det elektriske kraftnettet i Norge med de høyeste spenningsnivåene, motorveiene i kraftsystemet som skal transportere store mengder elektrisk energi fra kraftverkene til forbrukerne som kan være langt unna. De har også ansvar for balansering av produksjon og forbruk og dermed å holde frekvensen innenfor gitte grenser. De siste 20 årene har det vært lite nyinvesteringer i sentralnettet, mens forbruket har økt betydelig (Statnett, 2010). Dette gjør at nettet er presset og det er områder i Norge der kraftprisen har vært høy på grunn av flaskehalsen inn mot området. Flaskehalsen oppstår når overføringskapasiteten på en linje eller totalt på flere linjer (et snitt) er mindre enn ønsket. Det planlegges store investeringer i sentralnettet de nærmeste årene, både nye linjer og spenningsoppgradering av eksisterende linjer, noe som vil bedre situasjonen i den daglige driften.

Myndighetene i Norge ønsker å innføre AMS i alle målepunkt innen 1.1.2017. Det skal gi forbrukerne motivasjon til å legge forbruket sitt til tider med lave priser og dermed når det er god kapasitet i nettet og mye tilgjengelig produksjon. Etter krav fra EU skal måleren ha bryterfunksjon slik at tilkobling av enheter som varmtvannstank, fryser og ovner for romoppvarming kan fjernstyres og kobles fra hvis nettselskapet ser at det er nødvendig. Forbruksutkobling eller flytting av forbruk fra timer med topplast til timer med lavlast kan redusere belastningen i distribusjonsnett, men også for regional- og sentralnett kan redusert forbruk bidra til mindre belastning på nettet i topplastsituasjoner og kritiske situasjoner. Totalt utgjør varmtvannstanker og romoppvarming et stort forbruk og dette er beskrevet nærmere i kapittel 7.1.

Som beskrevet i kapittel 2 skal sentral- og regionalnettet i Norge driftes etter N-1-prinsippet. For å være sikret en slik drift er det gitt overføringsgrenser på enkeltlinjer og på grupper av linjer inn mot et område. En slike gruppe av linjer kalles et snitt. Overføringsgrensene på snittet er satt slik at nettet skal kunne håndtere et utfall av en av linjene inn til området og likevel opprettholde forsyningen inn til området uten fare for avbrudd. I situasjoner der produksjonen i et område er lav og forbruket er høyt vil kraftflyten inn til området være stor. Hvis kraftflyten på et snitt eller en enkeltlinje nærmer seg eller overstiger grensen som er satt for snittet for å opprettholde N-1-drift kan en reduksjon i forbruk i underskuddsområdet bidra til å redusere belastningen på linjene. En økning i produksjon i underskuddsområdet vil også bidra til å få ned overføringen inn til området, men det er ikke alltid det er en ønsket eller mulig løsning. Hvis all tilgjengelig produksjon allerede utnyttes, kan ikke produksjonen økes ytterligere. Det kan også være en situasjon der man prøver å unngå å øke produksjonen fordi det er lite vann i magasinene og forventet tilsig den nærmeste perioden er lav og vannverdien dermed er høy.

Ved flaskehals inn til et område vil strømprisen bli høyere på siden med kraftunderskudd enn på siden med kraftoverskudd. Når grensen for overføring mellom to områder nås og det

fremdeles er et ønske om å overføre mer kraft, kan kraftprisen i underskuddsområdet bli svært høy. Det skjedde tre ganger vinteren 2009/2010 (NVE, 2010). Store prisforskjeller mellom områder gir samfunnsøkonomiske tap fordi dyre produksjonsenheter blir tvunget til å produsere, mens billigere enheter i overskuddsområdet ikke får produsere så mye som ønsket (Bye et. al, 2010). Å koble ut forbruk har også en samfunnsøkonomisk pris, spesielt hvis det er store industribedrifter som blir koblet ut. Da kan det være mer lønnsomt å koble ut laster hos vanlige forbrukere og i størst mulig grad opprettholde forsyningen til industrien. Jevnere priser mellom prisområdene vil si at det er en bedre utnyttelse av kraftsystemet enn når det er flaskehalsen i nettet. I Figur 2 er det illustrert at en liten reduksjon i forbruk kan gi en kraftig reduksjon i prisen. Kraftsystemet har en maksimal effekt det klarer å levere og hvis etterspørselen er lik eller større enn det vil spotprisen bli svært høy. Etterspørselskurven vil være brattere enn den gitt i Figur 2. Da vil en liten reduksjon i forbruk,  $\Delta V$ , kunne gi en stor reduksjon i pris,  $\Delta p$ .



**Figur 2: Prisreduksjon,  $\Delta p$ , ved reduksjon i forbruk,  $\Delta V$ .**

Hver dag klokken 12 fastsettes produksjonen for det neste døgnet, altså 12 – 36 timer før produksjonen skal skje. Da fastsettes produksjonen på bakgrunn av prognoser for antatt forbruk for hver time og denne produksjonen vil fravike fra faktisk produksjon den aktuelle driftstimen. Balansekraft er et uttrykk for forskjellen mellom meldt utveksling i Nord Pool mellom TSOene i Norden og faktisk utveksling i driftstimen. For å håndtere ubalansen mellom planlagt produksjon og faktisk forbruk benyttes regulerkraft. I regulerkraftmarkedet melder aktører inn en pris for å endre forbruk eller produksjon når en ubalanse oppstår. I vinterhalvåret kan det være nødvendig med en større mengde regulerkraft og dette er tilgjengelig gjennom regulerkraft-oppsjonsmarkedet (RKOM). Statnett har behov for å regulere store mengder på en gang, så tilbudene må være minimum 25 MW (Statnett,

2009b). Ved å lage grupper med utkoblbar last i et område som kan kobles ut omtrent samtidig kan det tenkes at disse kan inngå i regulerkraftmarkedet eller i RKOM.

Ved å koble ut last i toppplasttimene vil effektbehovet i de aktuelle timene reduseres, men totalt energibehov vil ikke endres mye hvis det er varmtvannstanker og romoppvarming som kobles ut. Disse enhetene vil på et tidspunkt kobles inn igjen og varme vannet eller rommet til ønsket temperatur. Ved å koble ut industri vil effektbehovet reduseres i de timene utkoblingen skjer, men også det totale energibehovet vil reduseres fordi industrien kutter forbruket og ikke kun flytter det. Redusering i effektbehovet vil si at belastningen på linjene synker og det samme vil tap i nettet gjøre.

En av fordelene med å koble ut enkeltlaste som varmtvann og romoppvarming hos forbrukerne er at de i liten grad vil merke utkoblingen. Varmtvannet og huset vil holde seg varmt et par timer og belysning, TV, PC-er og lignende vil fungere som normalt. I en situasjon der noe last må kobles ut for å hindre nettet i å kollapse, vil det være bedre å koble ut varmtvannstanker og romoppvarming enn å stoppe produksjon hos industribedrifter.





## 7 Midt-Norge

Norge er pr. mai 2011 delt inn i fem prisområder der avgrensningene for hvert område er vist i Figur 3. Forskjellige prisområder er en måte å håndtere flaskehalsen i nettet mellom områder med overskudd og underskudd i produksjon. Midt-Norge, som utgjør prisområde NO3, består av fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag sør for Tunnsjødal. I Norge er området avgrenset av (Statnett, 2011c)

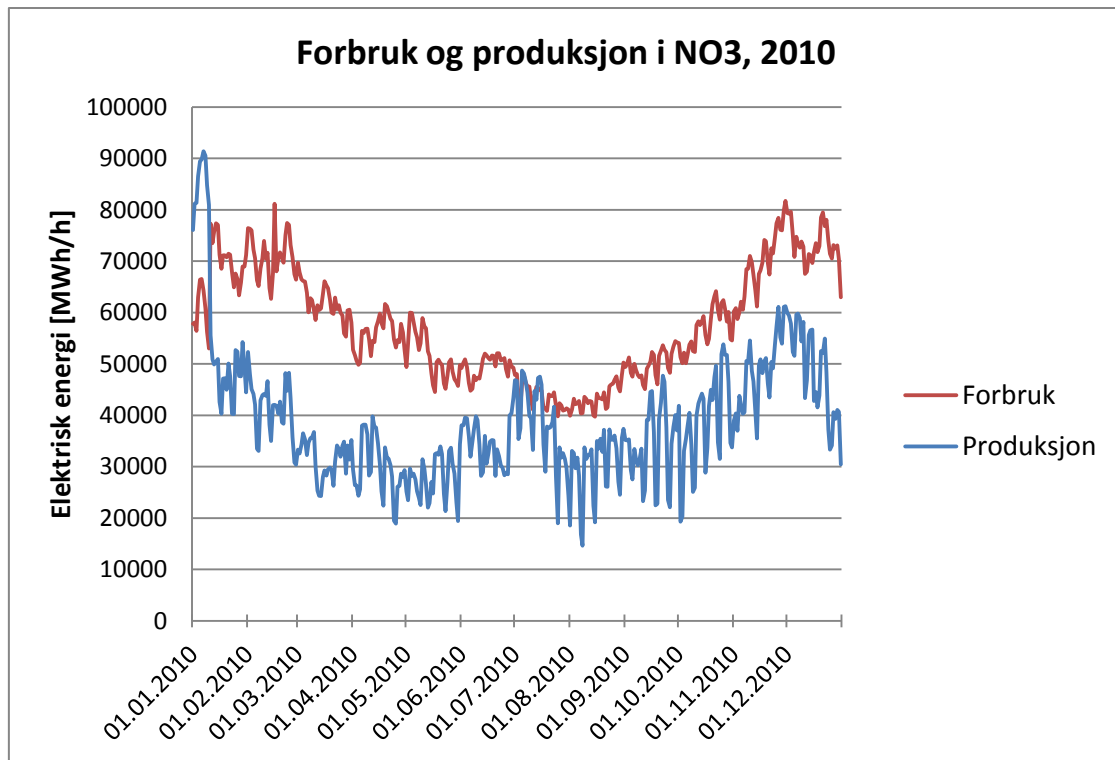
- 300 kV Vågåmo-Øvre Vinstra
- 132 kV samleskinne Litjfossen
- 132 kV samleskinne Åskåra
- 300 kV Verdal-Tunnsjødal
- 300 kV Namsos-Tunnsjødal

Midt-Norge har også forbindelse med Sverige via 420 kV-linjen fra Nea i Sør-Trøndelag til Järpströmmen i Sverige.



**Figur 3: Elspotområder i Norge. Kilde: Nord Pool Spot, 2011d.**

Figur 4 viser forbruk og produksjon i NO3. Den viser tydelig at Midt-Norge har underskudd på kraftproduksjon og er dermed avhengig av å importere kraft fra områdene rundt. I 2010 var underskuddet på rundt 8 TWh i året, men på grunn av forventet redusert forbruk i industrien og økt produksjon fra vindkraft vil underskuddet være redusert til 5 TWh i 2015 (Statnett, 2010). Det er fremdeles et betydelig underskudd. Underskuddet skyldes for lite tilgjengelig energi i området i løpet av året.



**Figur 4: Produksjon og forbruk i NO3 i 2010. Kilde: Nord Pool Spot, 2011a og b.**

Hovedutfordringene for Midt-Norge er å ha en tilfredsstillende forsyningssikkerhet. I år med lite nedbør og kalde vintre har linjene inn til Midt-Norge vært høyt utnyttet og Statnett karakteriserte situasjonen vinteren 2009/2010 og 2010/2011 som stram. Det vil si at kraftsystemet er sårbart for lite tilsig eller feil på linjer og andre komponenter i netter.

For å bedre forholdene installerte Statnett spenningsregulerende anlegg i 2007 og 2008, og i mars 2010 ble den oppgraderte linjen mellom Klæbu og Järpstrømmen satt i drift. Spenningsnivået på linjen er i dag på 420 kV og har en kapasitet på 1000 MW. På Tjeldbergodden og Nyhamna (Aukra) er det reservekraftverk, som har gass som energikilde, på til sammen 300 MW som kan benyttes ved svært anstrengte kraftsituasjoner (SAKS). I tillegg har NVE gitt konsesjon til en ny 420 kV-linje fra Fardal i Sogn og Fjordane til Ørskog i Møre og Romsdal. Statnett har fått konsesjon på deler av linjen og de gjenstående delene er fortsatt til klagebehandling hos Olje- og energidepartementet. Hvis linjen bygges vil forsyningssikkerheten i Midt-Norge være tilfredsstillende.

Andre utfordringer for Midt-Norge er økt vindkraftproduksjon i området og økt forbruk i petroleumsindustrien. På grunn av nedleggelse eller utflagging av store industribedrifter kan forbruket i industrien på sikt reduseres. I kapittel 9.6 er det mer om den fremtidige situasjonen i Midt-Norge. Økt produksjon i Nord-Norge krever også at det er god nok kapasitet på nettet sørover gjennom Midt-Norge.

Figur 5 viser sentralnettet slik det er i Midt-Norge i dag. De røde linjene er 420 kV-nett, mens de blå er 300 kV-nett.



**Figur 5: Sentralnettet i 2010. Kilde: Statnett, 2010.**

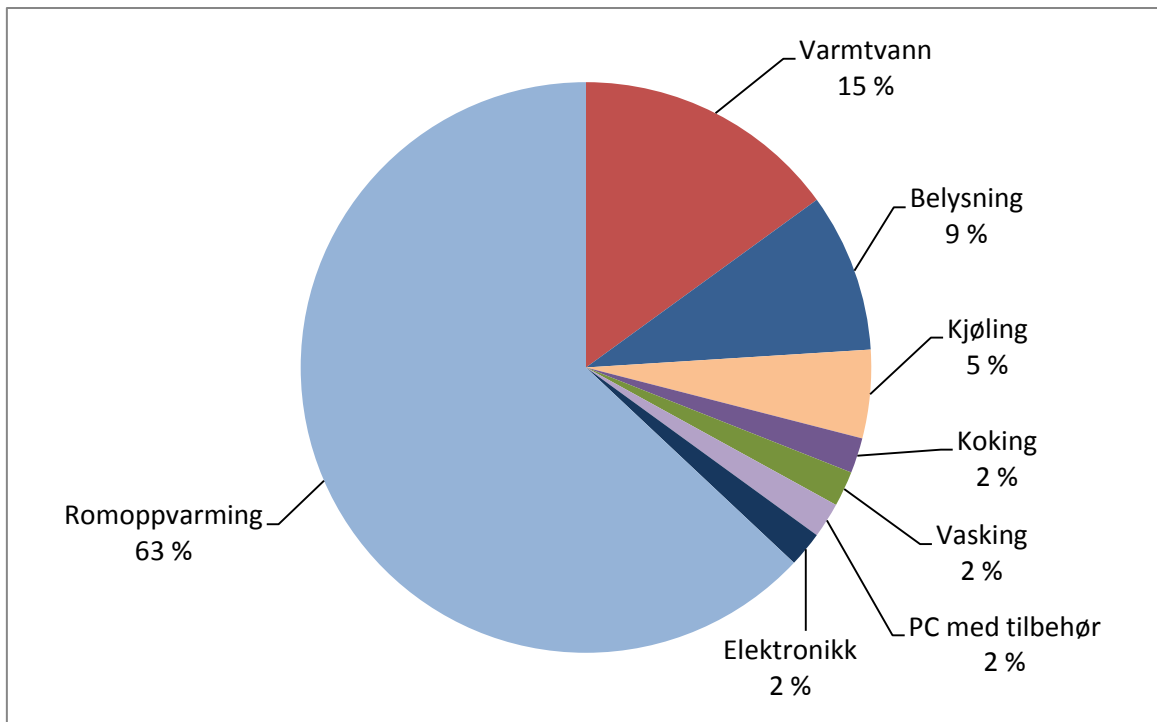
## 7.1 Upprioritert forbruk i Midt-Norge

Malvik Everk har testet flytting av oppvarming av vann til tider med lavere pris og forbruk. Hvis resultatet fra pilotforsøket oppskaleres til å gjelde hele Midt-Norge, er det mulig å koble ut 120 MWh/h i time 9 (Grande og Sæle, 2008). Time 9 tilsvarer timen fra klokken 8 til 9 om morgenen. Det forutsetter at utkoblingen gjøres hos 50 % av eneboligene og rekkehusene. I de 120 MWh/h er det tatt hensyn til at ikke alle varmtvannstankene varmer opp vann, noen er i "hvilemodus", i det utkoblingen foretas. Antall bygninger og bygningstyper som er lagt til grunn for beregningen er gitt i Tabell 1.

**Tabell 1: Antall husholdningskunder i Midt-Norge fordelt på ulike bygningstyper. Kilde: Grande og Sæle, 2008.**

Bygningstype	Antall	Hele landet	Møre og Romsdal	Sør-Trøndelag	Nord-Trøndelag	Sum Midt-Norge
Frittliggende enebolig eller våningshus i tilknytning til gårdsdrift		1120044	67976	57651	39728	165355
Hus i kjede, rekkehus, terrassehus eller vertikaldelt tomannsbolig		249117	10067	19449	6359	35874
Horisontaldelt tomannsbolig eller annet boligbygg med mindre enn 3 etasjer		166732	10465	12040	3311	25816
Blokk, leiegård eller annet boligbygg med 3 etasjer eller mer		360925	7176	22227	1682	31085
Forretningsbygg mv. eller bygg for felleshusholdning		66693	3987	4515	1471	9973
<b>Totalt</b>		<b>1961548</b>	<b>99671</b>	<b>115766</b>	<b>52550</b>	<b>267987</b>

I tillegg til å koble ut varmtvannstanker, er det mulig å koble ut romoppvarming, for eksempel varmekabler og panelovner. Figur 6 viser at 63 % av det elektriske forbruket i et norsk hjem går til romoppvarming, mens kun 15 % går til oppvarming av vann. Romoppvarming og oppvarming av varmtvann er "trege" laster, det vil si at det er mulig å slå av oppvarmingen i 1-2 timer uten at det får store konsekvenser. Å koble ut romoppvarming er mest aktuelt på vinterstid når disse lastene er i bruk. På sommerstid er det færre panelovner i bruk, men varmtvannsberederen står på hele året. Forbruket i Midt-Norge er høyest om vinteren når også romoppvarming er i bruk. I lastflytanalysene og utkobling av last i kapittel 9 er det antatt at tilgjengelig utkoblbar last fra romoppvarming er i samme størrelsesorden som for varmtvannstankene, altså 120 MW. I lastflytberegningene er totalt forbruk tilsvarende en kald vinterdag og da er også panelovner, varmekabler og lignende i bruk. Med tanke på at beregningene tar utgangspunkt i kalde dager er nok anslaget på totalt 120 MW i Midt-Norge konservativt.



**Figur 6: Formålsfordeling for norsk husholdningsforbruk i 2001. Kilde: Grande og Sæle, 2008.**

Ved mangel på energi i Midt-Norge vil det ikke hjelpe å kun flytte forbruket til et annet tidspunkt, fordi energimangelen gjerne varer lenge (måneder, sesong). Det som derimot vil hjelpe er redusert forbruk, gjerne ved å senke innetemperaturen, dusje mindre/kortere eller fyre med ved/fjernvarme fra avfallsforbrenningsanlegg istedenfor strøm. Ved effektmangel er det derimot gunstig å flytte forbruket fra timene med høyt forbruk til timer med lavere forbruk. Effektmangel anses ikke som å være et stort problem i Midt-Norge, men kan være aktuelt ved utfall av en kritisk linje (Grande og Sæle, 2008). I tillegg kommer timer med ekstremt høy pris, som skjedde tre ganger vinteren 09/10. Da var prisen opp mot 12 kr/kWh.

I tillegg til romoppvarming og oppvarming av varmtvann i husholdninger er det en del industribedrifter som kan bidra med lastutkobling i anstrengte situasjoner. Disse er en del av systemvernet til Statnett og skal benyttes som siste instans for å redde nettet fra kollaps. Ifølge Statnett (2010c) inngår Hydro Sunndalsøra i systemvernet med belastningsfrakobling:

“For underskudd på Nordvestlandet er Hydro Aluminium på Sunndalsøra med opptil 400 MW tilkoblet systemvernet, som gir utkobling ved utfall på 420 kV-ledningsstrekket Midskog- Järpströmmen-Nea-Klæbu, utfall av 420 kV-ledningen Klæbu – Viklandet, utfall på 300 kV-ledningsstrekket Klæbu-Orkdal-Aura eller utfall av transformator T1 eller T2 i Aura.”

Utkobling av Hydro Aluminium på Sunndalsøra kan kun benyttes i opptil to timer. Etter det kan aluminiumen størkne i ovnene og smelteverket vil bli ubrukelig hvis det skjer.

## 7.2 Snitt mot Midt-Norge

Et snitt er en eller flere linjer som omtales med en felles overføringsgrense. Snittene som er gitt inn mot Midt-Norge er linjer som er kritiske og avhengige av hverandre. Ved underskudd i Midt-Norge er Trøndelagssnittet sammen med snittet mellom Nord-Norge og Midt-Norge gjeldende og de som setter begrensninger for overføringen inn mot Midt-Norge. Disse snittene dekker de største overføringslinjene inn til området. Linjene fra Nord-Norge og Sverige inn til Midt-Norge er de som er tyngst belastet ved underskudd i Midt-Norge. Snittet som er gjeldende ved underskudd i Midt-Norge består av linjene Tunnsjødal – Verdalen, Tunnsjødal – Namsos og Nea – Klæbu, men kun halve belastningen på linjen Nea – Klæbu tas med i beregningen. Det er stor produksjon i området rundt Nea og ved underskudd i Midt-Norge går mye av produksjonen derfra til andre deler av området via linjen Nea – Klæbu. I tillegg kommer kraft fra Sverige som også går via Nea – Klæbu inn i området. Derfor er linjen Nea – Klæbu høyere belastet og dermed mer kritisk hvis feil oppstår.

Grensene for overføring er gitt slik at N-1-drift vil overholdes hvis overføringsgrensene på snittet holdes. I Tabell 2 er det gitt en oversikt over snittene inn mot Midt-Norge og maksimal overføringsgrense for å opprettholde N-1-kriteriet.

**Tabell 2: Snitt inn mot Midt-Norge. Kilde: Statnett (2010d)**

<b>Snitt</b>	<b>Linjer</b>	<b>Maksimal overføring</b>
Midt-Norge – Sverige	Nea – Järpströmmen	800 MW fra Sverige 600 MW mot Sverige
Øst-Norge – Midt-Norge	Vågåmo – Aura Vågåmo – Osbu	Totalt 500 MW
Vest-Norge – Midt-Norge	Leivdal – Haugen	200 MW
Nord-Norge – Midt-Norge <sup>1)</sup>	Tunnsjødal – Verdalen Tunnsjødal – Namsos N. Fiskumfoss – Snåsa N. Fiskumfoss – Skogmo T_Hun – Jøa	Totalt 1000 MW
Nordlandssnittet sydover	Tunnsjødal – Verdalen Tunnsjødal – Namsos Røssåga – Gejmån Ofoten – Rittsem	Totalt 1600 MW
Underskudd i Midt-Norge	Tunnsjødal – Verdalen Tunnsjødal – Namsos 0,5 x Nea – Klæbu	Totalt 1350 MW

- 1) Linjene N. Fiskumfoss – Snåsa, N. Fiskumfoss – Skogmo og T\_Hun – Jøa er ikke med i PSS<sup>®</sup>E -modellen og snittet kan derfor ikke sjekkes. For linjene Tunnsjødal – Verdalen og Tunnsjødal – Namsos er overføringsgrensen totalt 900 MW.

## 8 Lastflytanalyse

For å se hva som er virkningen av å koble ut last i Midt-Norge er det gjort en del lastflytberegninger med forskjellige kombinasjoner av forbruk, produksjon og utfall på linjer. Scenarioene og resultatet er gitt i kapittel 9.

Lastflytberegningene er gjort i programmet PSS<sup>®</sup>E (Power System Simulator for Engineering) fra Siemens. Det kan også foreta dynamiske analyser, men i denne oppgaven er det kun sett på den stasjonære tilstanden i nettet etter utfall på en linje og/eller utkobling av last når systemet har stabilisert seg etter transiente forløp. Modellen som er benyttet i simuleringene er utviklet av Statnett og blir brukt i deres arbeid med nettutvikling og -analyse. Modellen inneholder data for sentral- og regionalnettet i hele Norden. Alle laster og produksjonsenheter er også med, både de som er koblet direkte til sentral- eller regionalnettet og der det er uttak til regionalnett med lavere spenningsnivå og distribusjonsnett.

I PSS<sup>®</sup>E er det en grafisk oversikt over hele sentral- og regionalnettet og hvor last og produksjon er koblet til, men på grunn av sikkerhetsbestemmelser er det ikke gjengitt noen oversiktsbilder av hele nettet i oppgaven.





## 9 Scenarioer

For å se hvilke muligheter utkobling av last gir, er det valgt ut en del scenario som kan vise forskjellige situasjoner i kraftsystemet. I alle scenarioene er forbruket høyt og tilsvarer forbruket kalde vinterdager når presset på kraftsystemet er størst. I listen nedenfor er de ulike scenarioene gitt. I de tre første scenarioene er nettstrukturen slik den er i 2011 benyttet, mens i det fjerde scenarioet er linjen Ørskog – Fardal med i modellen for lastflytberegningene.

- 1) **Tunglast-modellen:** Statnetts tunglast-modell for Norden, uten endringer i last og produksjon. I Midt-Norge er last lik 3274,3 MW og produksjon lik 2076,96 MW. Nettstruktur anno 2011.
- 2) **Høylasttime 2010, lav import:** Høyt forbruk, men lav import til Midt-Norge. Forbruk og produksjon lik time 09-10 den 30.11.2010. Forbruket er 3682 MWh/h og produksjon er 2849 MWh/h. Nettstruktur anno 2011.
- 3) **Høylasttime 2011, stor import:** Høyt forbruk og stor import til Midt-Norge. Forbruk og produksjon lik time 08-09 den 7.3.2011. Forbruket er 3510 MWh/h og produksjonen er 2037 MWh/h.
- 4) **Med linjen Ørskog-Fardal:** Linjen Ørskog – Fardal er inkludert i modellen i PSS®E. Tre hendelser med utgangspunkt i last og produksjon lik høylasttime 2011 og en hendelse med utgangspunkt i tunglast-modellen.
- 5) **Reduserte tap i sentralnettet:** Nettstruktur anno 2011. Topplast reduseres med 120 MW og 240 MW for å redusere tap i sentralnettet.
- 6) **Scenario 2015 og 2025:** Endringer i kraftsystemet og sentralnettet som er planlagt eller antas kan hende.

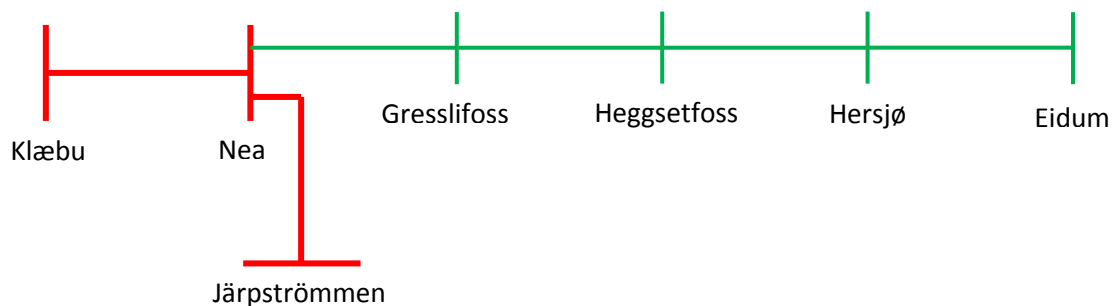
Det er mange linjer inn til og i Midt-Norge som kan feile, men i simuleringene er det valgt ut viktige linjer og hendelser som kan få stor betydning for nettet. Spesielt linjene nordfra og fra Sverige er tungt belastet når linjen Ørskog – Fardal ikke er i drift. Ved utfall av en av disse linjene vil belastningen på de gjenværende linjene øke.

## 9.1 Tunglast-modellen

I kapittel 9.1 er utfall av tre ulike linjer i og inn til Midt-Norge studert. Lastflytberegningene er gjort med Statnetts tunglast-modell for Norden i PSS®E. I modellen er last i Midt-Norge 3274,3 MW og produksjonen er 2076,96 MW. Maksimal produksjon med generatorene som er koblet til nettet er i modellen 3027,3 MW, i tillegg til generatorene som ikke er i drift. De mobile gasskraftverkene på Tjeldbergodden og Nyhamna er blant generatorene som ikke er i drift. Last og produksjon i tunglast-modellen tilsvarer forholdene i vintermånedene med kaldt vær.

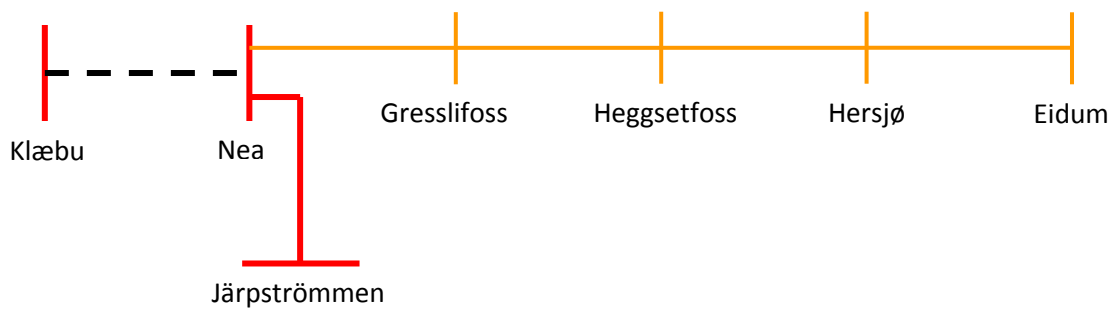
### 9.1.1 Utfall på 400 kV-linje Klæbu – Nea

En 400 kV-linje går fra Järpströmmen i Sverige til Nea i Sør-Trøndelag og videre til Klæbu utenfor Trondheim. Linjen er viktig i Midt-Norge fordi all kraft fra Sverige og nesten all produksjonen rundt Nea går via linjen fra Nea til Klæbu. En grafisk fremstilling av nettet er gitt i Figur 7. De røde linjene er 400 kV-nett og de grønne er 132 kV-nett. Oransje linjer er nett med belastning på 100 % eller mer.



**Figur 7: Nettet før utfall og lastutkobling.**

En feil oppstår på 400 kV-linjen fra Nea til Klæbu og linjen kobles ut. Før feilen er effektflyten på 355,9 MW fra Sverige inn til Nea, mens retningen på effektflyten snur etter feilen. Da går det 30,7 MW fra Nea mot Järpströmmen. Figur 8 viser nettet etter at linjen Nea – Klæbu er koblet ut. I tillegg til endring i retningen til effektflyten mellom Nea og Järpströmmen blir linjene fra Nea til Gresslifoss og videre til Heggsetfoss, Hersjø og Eidum overbelastet. Det er koblet til mye produksjon ved Nea, som før feil går til Klæbu via 400 kV-linjen. Etter feil vil det meste av produksjonen gå vestover i Trøndelag via 132 kV-nettet og linjene vil bli overbelastet.



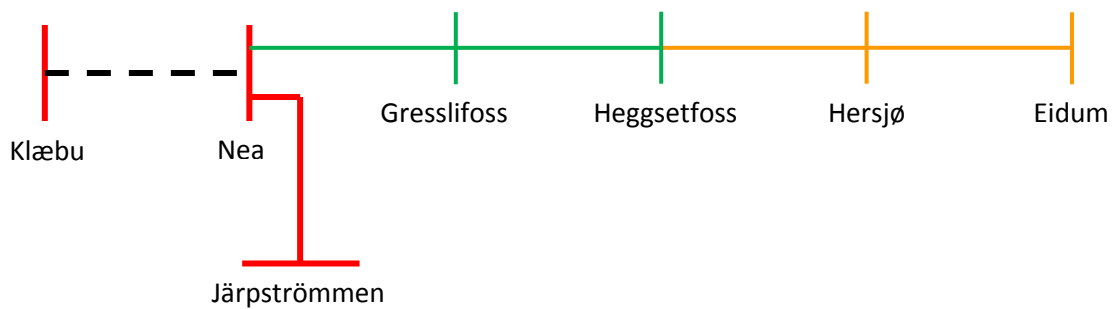
**Figur 8: Etter utfall av Nea – Klæbu.**

For å redusere overbelastningen i 132 kV-nettet blir last tilsvarende alle varmtvannstankene, 120 MW, koblet ut fordelt over alle lastene i Midt-Norge. Figur 9 viser nettet etter lastutkoblingen. Linjen fra Nea til Gresslifoss har nå kommet under kritisk termisk grense.



**Figur 9: Etter utfall og lastutkobling.**

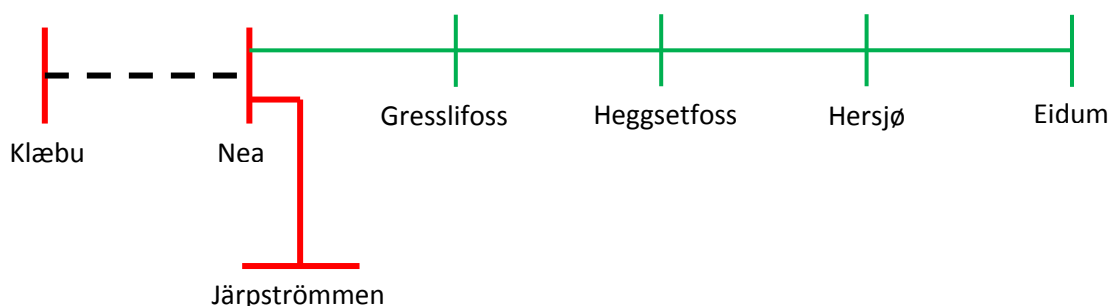
Det antas at like mye last som går til oppvarming av varmtvann brukes til utkoblbar romoppvarming. Da vil det være mulig å koble ut omtrent 75 MW i Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag sør for Tunnsjødal, i tillegg til de 120 MW fra varmtvann i hele Midt-Norge. Når denne utkoblingen er gjort er linjen mellom Gresslifoss og Heggsetfoss ikke lenger kritisk overbelastet, se Figur 10.



**Figur 10: Etter ytterlig utkobling av 75 MW i Nord- og Sør-Trøndelag.**

To linjer er fremdeles overbelastet og last til romoppvarming, 45 MW, kobles ut i Møre og Romsdal. Belastningen på de overbelastede linjene synker noe, se Tabell 3, men linjene har fremdeles for stor belastning.

Som beskrevet i kapittel 7.1 er Hydro Sunndalsøra tilgjengelig som systemvern med 400 MW utkoblbar last i opptil to timer. Ved å koble 220 MW fra aluminiumsverket er ikke linjene Heggsetfoss – Hersjø og Hersjø – Eidum lenger overbelastet, Figur 11. Flyten fra Nea mot nord-vest i Trøndelag er redusert som følge av lastutkoblingen og mye av produksjonen i området rundt Nea eksporteres til Sverige. Som gitt i Tabell 3 har linjene en belastning på henholdsvis 98 og 99 % og er svært sårbare for en liten økning i lastflyten. Totalt er 460 MW last koblet ut.



**Figur 11: Totalt 240 MW fordelt jevnt over alle lastene i Midt-Norge er koblet ut, i tillegg til 220 MW ved Hydro Sunndalsøra.**

Hvis all lastutkobling skal foretas jevnt fordelt over hele Midt-Norge og ikke så mye på Hydro Sunndalsøra alene, må totalt 440 MW kobles ut. Det er 13,4 % av opprinnelig totallast i Midt-Norge.

I Tabell 3 er resultatet av lastflytanalysen ved utfall av linjen Nea – Klæbu og utkobling av last som beskrevet over, gitt. Etter utfall øker belastningen dramatisk, med omtrent 100 prosentpoeng, på hver av de undersøkte linjene. Når varmtvannstankene kobles ut er

belastningen i linjen Nea – Gresslifoss på 94 %. Belastningen på de andre linjene reduseres med 15-16 prosentpoeng, men spesielt linjene Heggsetfoss – Hersjø og Hersjø – Eidum er fremdeles svært overbelastet. Ved utkobling av ytterligere 75 MW i Nord- og Sør-Trøndelag ser man at belastningen reduseres med 10 prosentpoeng på hver linje og linjen Gresslifoss - Heggsetfoss har en belastning på 94 %. Etter utkobling av romoppvarming i Møre og Romsdal er det fremdeles overbelastning på to av linjene. Ved utkobling av 220 MW ved Hydro Sunndalsøra reduseres belastningen til 98 og 99 % på linjene Heggsetfoss – Hersjø og Hersjø – Eidum. For sammenligning er resultatet av lastflytanalysen når 440 MW last fordelt over hele Midt-Norge tatt med. For belastningen i de undersøkte linjene har det ingen betydning hvor i Midt-Norge lasten kobles fra.

**Tabell 3: Effektflyt og belastning i linjene ut fra Nea ved utfall Nea – Klæbu. [MW %]**

	Nea – Gresslifoss		Gresslifoss – Heggsetfoss		Heggsetfoss – Hersjø		Hersjø – Eidum	
Før utfall	12,1	8	29,2	19	84,0	55	84,4	55
Etter utfall	169,4	110	184,4	121	234,8	155	232,9	155
Etter utfall og 120 MW utkoblet	145,0	94	160,5	105	212,0	139	211,3	140
Etter utfall, 120 MW + 75 MW utkoblet	129,0	84	144,9	94	197,0	129	197,3	130
Etter utfall, 120 MW + 75 MW + 45 MW utkoblet	120,5	78	136,5	89	189,0	123	189,4	125
Etter utfall, 120 MW + 75 MW + 45 MW + 220 MW ved ASU utkoblet	80,2	52	96,8	63	150,5	98	151,5	99
Etter utfall, 440 MW utkoblet	80,5	52	97,1	63	150,7	98	152,7	100

Grunnen til at det blir overlast i noen av linjene når Klæbu – Nea får utfall, er at det er kraftunderskudd i Midt-Norge. Produksjon og last før og etter utfall er den samme, men effektflyten finner nye veier for å komme frem til lasten. For å unngå overlast og utkobling av last kan produksjonen økes i Midt-Norge eller i områdene rundt. Å øke produksjon i Sverige er ikke aktuelt, siden den økte effektflyten vil måtte gå gjennom allerede overbelastede linjer.

Istedenfor å koble ut last etter utfallet av linjen fra Nea til Klæbu, blir produksjonen i Midt-Norge økt. For å unngå overbelastning i linjene med oransje farge i Figur 8 må produksjonen i Midt-Norge økes med 650 MW. Da er økningen fordelt over alle generatorene i Midt-Norge som har ledig kapasitet og allerede er koblet til nettet. Produksjonen i Nord-Norge kan økes som et alternativ til å øke produksjonen i Midt-Norge, men stor elektrisk avstand og at en del av produksjonsøkningen går inn i Nord-Sverige gjør at forholdsvis lite ekstra kraft kommer til Midt-Norge. En annen mulighet er å koble ut linjen mellom Nea og Gresslifoss og på den

måten tvinge produksjonen rundt Nea inn mot Sverige. I neste kapittel er den løsningen diskutert.

### 9.1.1.1 Utkobling av 132 kV-linje Nea - Gresslifoss

Ved utfall av linjen fra Nea til Klæbu vil det som vist i tilfellene over bli overlast i 132 kV-nettet nordvest for Nea. Mye last må kobles ut for å hindre overlast på linjene, og det er kun en liten lastøkning som skal til før det igjen blir overlast. For å redusere den store lasten i 132 kV-nettet blir linjen mellom Nea og Gresslifoss koblet ut. Da vil effektflyten fra produksjonen som er koblet til Nea gå mot Sverige istedenfor nordvest inne i Norge.

I Tabell 4 og Tabell 5 er lastflytresultatene av utkoblingen gitt. "Før utfall" er den opprinnelige flyten gitt i tunglast-modellen av Norden. "Etter utfall" er resultatene når linjen mellom Klæbu og Nea er ute av drift, mens "Etter utkobling" er når linjen Nea – Gresslifoss er koblet ut. Lastflytberegningene viser at effektflyten, som forventet, endres når linjen fra Nea til Gresslifoss kobles ut. Effektflyten på de tidligere overbelastede linjene fra Nea til Eidum reduseres og blir lavere enn før feilen oppstår.

**Tabell 4: Utfall av linje Klæbu-Nea og utkobling av linje Nea – Gresslifoss. [MW %]**

	Nea – Gresslifoss		Gresslifoss – Heggsetfoss		Heggsetfoss – Hersjø		Hersjø – Eidum	
Før utfall	12,1	8	29,2	19	84,0	55	84,4	55
Etter utfall	169,4	110	184,4	121	234,8	155	232,9	155
Etter utkobling	---		17,1	11	71,9	47	72,5	48

**Tabell 5: Utfall av linje Klæbu-Nea og utkobling av linje Nea – Gresslifoss. Flyt på linjene inn mot Midt-Norge. [MW %]**

	Tunnsjødal – Namsos		Tunnsjødal – Verdal		Järpströmmen - Nea		Vågåmo – Aura		Vågåmo – Osbu	
Før utfall	487,9	40	363,6	39	356,5	19	61,3	9	42,3	42
Etter utfall	603,7	49	449,5	49	-30,7	2	253,6	32	67,0	58
Etter utkobling, linje	647,3	53	481,8	52	-200,1	11	322,2	39	76,0	60
Etter utkobling, linje + 120 MW last	612,5	50	458,3	49	-201,6	11	264,2	33	67,0	58
Etter utkobling, linje + 240 MW last	576,3	47	433,6	47	-203,0	11	208,2	26	58,5	52

Ved 400 kV- og 132 kV-samleskinne i Nea er det koblet til en total produksjon på 240,5 MW og last på totalt 39,4 MW. Det vil si at området har 201,1 MW i overskudd som må transporteres til resten av Midt-Norge. Før feilen på linjen Nea – Klæbu går 12 MW fra Nea mot Gresslifoss, mens resten går via 400 kV-linjen til Klæbu. I tillegg importeres det 356,5 MW fra Sverige som også går mot Klæbu. Når linjen til Klæbu ikke lenger er i drift, vil omtrent 170 MW gå fra Nea mot Gresslifoss og 30 MW gå inn i Sverige. For å kompensere for tap av import fra Sverige økes importen fra Sør-Norge og Nord-Norge inn mot Midt-Norge. Fra Sør-Norge øker effektflyten med totalt 217 MW, mens fra Nord-Norge øker flyten med 201,7 MW. Linjene fra Tunnsjødal mot Namsos og Verdal er til sammen belastet høyere enn normal driftsgrense på 900 MW. Når linjen Nea – Gresslifoss kobles ut øker effektflyten fra Nord- og Sør-Norge inn mot Midt-Norge ytterligere for å kompensere for tapt produksjon ved Nea. Som beskrevet i kapittel 2 er de normale driftsgrensene satt slik at linjene kan ta over effektflyten fra linjer som faller ut og det er dermed ikke noe problem at linjene nordfra har høyere belastning enn normalt. Ved å redusere lasten i Midt-Norge kan imidlertid effektflyten nordfra reduseres.

Før feilen oppstår og linjen Klæbu – Nea fremdeles er i drift, er tapene i linjene i Midt-Norge 67,2 MW. Etter utfall av Klæbu – Nea har tapene økt til 93,1 MW, der all økningen er i Sør- og Nord-Trøndelag. Etter utkoblingen av linjen Nea – Gresslifoss er tapene redusert til 74,8 MW, 11 % høyere enn utgangspunktet. Hvis lasten i Midt-Norge reduseres med 200 MW vil tapene i nettet reduseres ytterligere og ende opp på utgangspunktet (67,1 MW). Belastningen på linjene inn til Midt-Norge vil også reduseres når last reduseres.

### 9.1.2 Utfall på linjene sørover fra Tunnsjødal

Sørover fra Tunnsjødal går det to 300 kV-linjer inn i Midt-Norge til Namsos og Verdal som før utfall hadde en belastning på henholdsvis 487,9 MW og 363,6 MW. Totalt gikk det 851,5 MW ut fra stasjonen i Tunnsjødal og inn til Midt-Norge.

Så er det simulert et utfall på 300 kV-linjen fra Tunnsjødal til Namsos. Det blir ikke overlast på noen linjer i Midt-Norge som følge av utkoblingen, men flyten endres noe. I Tabell 6 er det gitt en oversikt over effektflyten i linjene inn til Midt-Norge. Det aller meste av effektflyten fra linjen som falt ut, går via linjen fra Tunnsjødal til Verdal, og forsyningen nordfra er fremdeles stor. Belastningen på linjen Tunnsjødal – Verdal er 79 %. Ingen av de andre linjene inn mot Midt-Norge nærmer seg kritisk grense, verken termisk overlast eller for N-1-drift. Heller ingen andre linjer internt i Midt-Norge får problemer med overlast på grunn av endringer i effektflyten.

Den andre linjen sørover fra Tunnsjødal, som går til Verdal, kobles ut og alle linjer nordfra er dermed koblet ut. Hvis produksjonen i Midt-Norge ikke skal økes, må forsyningen komme fra de gjenværende linjene fra Sverige og fra Vågåmo. Resulterende lastflyt er også gitt i Tabell 6. Effektflyten fra Sverige mot Nea øker betraktelig og kommer opp i 54 % belastning av total kapasitet. Det overstiger grensen på 800 MW som er satt som vanlig driftsgrense for å opprettholde N-1-drift. Ved å koble ut inntil 240 MW last vil aktiv effektflyt reduseres mest på linjen Järpstrømmen – Nea, der belastningen også er høyest.

**Tabell 6: Flyt på linjene inn mot Midt-Norge før og etter feil. Utfall en linje: Tunnsjødal – Namsos. Utfall to linjer: Tunnsjødal – Namsos og Tunnsjødal – Verdal. Utkobling av 120 MW og 240 MW last. [MW %]**

	Tunnsjødal – Namsos		Tunnsjødal – Verdal		Järpstrømmen – Nea		Nea – Klæbu		Vågåmo – Aura		Vågåmo – Osby	
Før utfall	487,9	40	363,6	39	356,5	19	544,0	21	61,3	9	42,3	42
Etter utfall, en linje	---		725,2	79	465,5	25	644,3	25	89,8	12	46,0	44
Etter utfall, to linjer	---		---		1011,8	54	1144,6	44	235,3	30	64,7	56
Etter utk. 120 MW	---		---		920,4	49	1062,5	41	204,8	26	59,4	53
Etter utk. 240 MW	---		---		829,0	44	980,3	37	175,0	22	54,2	49



### 9.1.3 Utfall på 400 kV-linje Viklandet – Ørskog

Fra Viklandet til Ørskog er det en 400 kV-linje. I tunglast-modellen i PSS®E er linjen i utgangspunktet kun belastet med 93,3 MVA (4 % av full belastning). Ved utfall av linjen vil belastningen på 130 kV-linjen fra Grytten til Tresfjorden øke fra 13 til 52 prosent, men ingen linjer blir overbelastet.

## 9.2 Høylasttime 2010. Stor produksjon og høy last

I Statnett sin tunglast-modell over Norden er både forbruket og produksjonen i Midt-Norge lavere enn i timen med høyest forbruk i 2010. I timen fra kl. 09-10 den 30.11.2010 var forbruket 3682 MWh/h (Nord Pool Spot, 2011b), mot en last på 3274,3 MW i tunglast-modellen. I samme time var produksjonen i NO3 på 2849 MWh/h (Nord Pool Spot, 2011a), mot 2076,96 MW i tunglast-modellen. Lastflytberegningene i dette kapittelet er foretatt med nye verdier for forbruk og produksjon, men fremdeles med nettstruktur lik 2011. Lastøkningen er fordelt over en del av lastpunktene i Midt-Norge, mens produksjonsøkningen er fordelt jevnt over alle generatorene og holdt innenfor grensene til hver generator. Lastøkningen i PSS<sup>®</sup>E er fordelt på 65 av de 76 lastene som er aktive og koblet til nettet. De resterende 11 lastene er satt til å ikke være skalerbare på grunn av for stor belastning på linjene nærmest lastene ved lastøkning. Lastreduksjonen er fordelt over alle lastene i Midt-Norge.

### 9.2.1 Utfall 400 kV-linje Nea - Järpströmmen

Effektunderskuddet i Midt-Norge denne høylasttiden er på 833 MW og det aller meste av importen til Midt-Norge kommer nordfra. Kun 144,3 MW kommer fra Sverige. På grunn av stor produksjon i Midt-Norge vil ikke et utfall på linjen Nea – Järpströmmen ha stor betydning for belastning på gjenværende linjer inn til Midt-Norge. Heller ikke tap i Midt-Norge blir spesielt påvirket av utfallet. Nordfra er det driftsgrense på 900 MW totalt på de to linjene og summen etter utfall er under grensen. På grunn av utfallet er systemet sårbart for tap av produksjon i Midt-Norge og en økning i import kan føre til en belastning på Tunnsjødal – Namsos og Tunnsjødal – Verdal som overstiger normal driftsgrense. Da kan utkobling av last være en mulighet for å redusere belastningen på linjene nordfra.

Tabell 7: Utfall Nea – Järpströmmen. [MW %]

	Tunnsjødal – Namsos		Tunnsjødal – Verdal		Järpströmmen – Nea		Vågåmo – Aura		Vågåmo – Osby		Tap i Midt- Norge [MW]
Før utfall	428,9	35	346,5	37	144,3	8	8,5	4	34,1	38	82,1
Etter utfall	470,1	38	377,1	41	---		74,3	10	42,6	43	83,0

## 9.2.2 Utfall 400 kV-linje Klæbu – Viklandet

Hvis det skjer en feil på 400 kV-linjen fra Klæbu til Viklandet vil en viktig linje inne i Midt-Norge falle ut. Mye av effektflyten fra Nord-Norge og Sverige som går til Møre og Romsdal går via linjen Klæbu – Viklandet, som har høyest spenningsnivå og kortest elektrisk avstand. Ved utfall av linjen Klæbu – Viklandet vil effektflyten fremdeles gå mot Møre og Romsdal, men fra Klæbu til Orkdal, videre til Aura og derfra til Viklandet. Ingen av linjene blir termisk overbelastet, men Orkdal – Aura får en belastning på 60 %. Som sagt i kapittel 7.1 vil Hydro Sunndalsøra kutte forbruket sitt med 400 MW hvis Klæbu – Viklandet faller ut. Hvis det gjøres i dette tilfellet vil ikke lenger linjene som er gitt i Tabell 8 være belastet mer enn 34 %, men samtidig har Midt-Norge begynt å eksportere kraft til Sverige via Nea – Järpströmmen.

Ved å koble ut uprioritert forbruk hos husholdninger, i stedet for en stor og viktig industribedrift, vil også lastflyten i linjene i Tabell 8 reduseres. Linjen fra Orkdal til Aura har størst belastning, 54 %, av de fire linjene. Det er ingen andre linjer som er overbelastet. Overføringsgrensene på snitt mot Midt-Norge overholdes både før og etter utkobling av last.

**Tabell 8: Utfall linje Klæbu – Viklandet. [MW %]**

	Klæbu – Viklandet		Klæbu – Orkdal		Orkdal – Aura		Aura - Viklandet		Tap i Midt-Norge [MW]
Før utfall	443,9	17	166,4	17	162,1	22	40,0	7	82,1
Etter utfall	---		510,4	51	447,5	60	425,8	22	96,8
Etter utkobling, 400 MW ved ASU	---		258,8	26	252,0	34	303,3	15	76,0
Etter utkobling, 120 MW	---		467,9	46	425,9	57	393,0	21	91,7
Etter utkobling, 240 MW	---		425,5	42	404,3	54	360,4	19	87,1

	Tunnsjødal – Namsos		Tunnsjødal – Verdal		Järpströmmen – Nea		Vågåmo – Aura		Vågåmo – Osbu	
Før utfall	428,8	35	346,6	37	144,2	8	8,4	4	34,1	38
Etter utfall	419,6	34	339,7	37	59,0	3	112,1	14	47,2	45
Etter utkobling, 400 MW ved ASU	381,4	31	311,4	34	-131,2	7	-21,4	5	14,7	32
Etter utkobling, 120 MW	404,2	33	330,6	36	-6,8	1	81,7	11	41,9	42
Etter utkobling, 240 MW	388,9	32	321,5	35	-72,3	4	51,5	7	36,7	39

### 9.2.3 Mister produksjon

Aura kraftverk er et av de største i Midt-Norge med syv generatorer og en installert effekt på totalt 290 MW (Statkraft, 2011). I en tenkt situasjon der last og produksjon tilsvarer timen med høyest last i 2010 er produksjonen ved Aura kraftverk 237 MW i PSS®E -modellen. Om det skjer en feil på samleskinnen slik at hele kraftverket må stoppe og produksjonen ved andre kraftverk i området ikke økes, må importen til Midt-Norge økes for å kompensere for utfallet av kraftverket. Når det skjer vil også effektflyten endres, belastningen på linjene inn til Midt-Norge vil øke, og tapene vil endres.

I Tabell 9 er resultatet av lastflytanalysene før og etter utfall av Aura kraftverk gitt. Før utfall kommer størsteparten av importen fra Nord-Norge, mens kun 144 MW kommer fra Sverige via Järpstrømmen – Nea og 43 MW sørfra. Etter utfall vil importen fra Sverige øke til 280 MW og økningen på de andre linjene inn til Midt-Norge er på 16 – 51 MW. Tapene i sentralnettet i Midt-Norge øker med 10,3 %. Ved utkobling av 120 MW last fordelt over hele Midt-Norge vil både tap og import synke. Ved å koble ut ytterligere 120 MW last, slik at totalt utkoblet last er omtrent på størrelse med produsert effekt ved Aura kraftverk før feil, vil både importert effekt og tap i nettet være på samme nivå som før feilen oppstod.

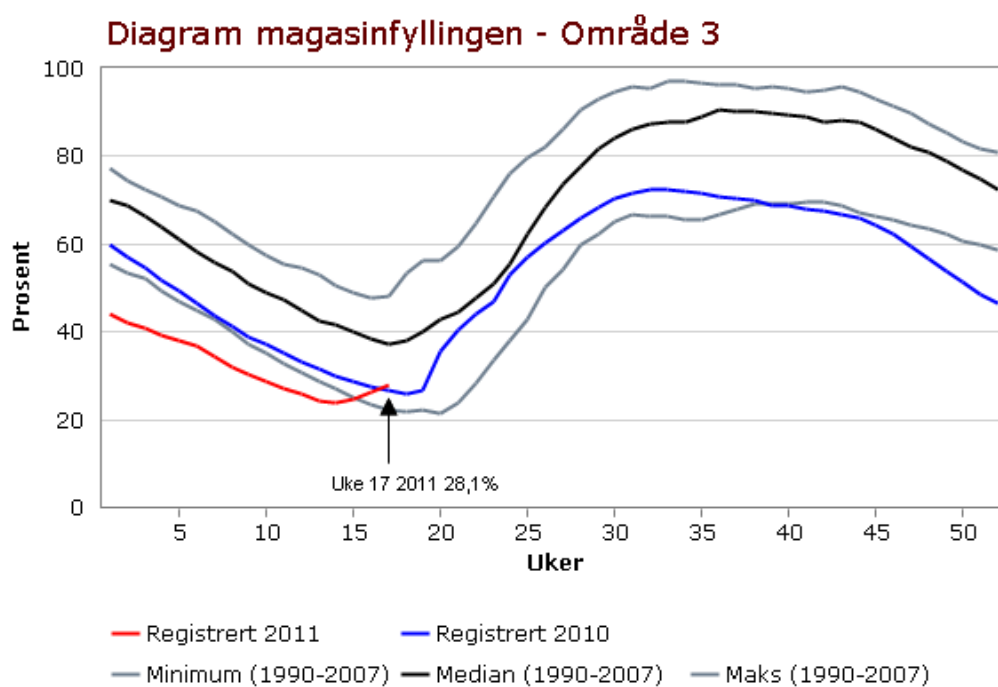
Selv med utfall av hele Aura kraftverk er produksjonen i Midt-Norge høy. Det bidrar til at overføringsgrensene for N-1-drift overholdes også etter utfall av kraftverket.

**Tabell 9: Effektflyt før og etter produksjonsstopp ved Aura kraftverk. [MW %]**

	Tunnsjødal – Namsos		Tunnsjødal – Verdal		Järpstrømmen – Nea		Vågåmo – Aura		Vågåmo – Osbu		Tap i Midt- Norge [MW]
Før utfall	428,9	35	346,5	37	144,3	8	8,5	4	34,1	38	82,4
Etter utfall	454,0	37	365,2	39	280,0	15	59,7	8	50,2	48	90,9
Etter utkobling, 120 MW	438,0	36	355,7	38	208,6	11	36,1	6	45,7	45	86,6
Etter utkobling, 240 MW	422,1	34	346,2	37	137,3	7	12,7	4	41,3	43	82,8

### 9.3 Høylasttime 2011. Liten produksjon og høy last

Vinteren 2011 var fyllingsgraden i magasinene i vannmagasinområde 3, som omfatter Midt-Norge og Nord-Norge, lavere enn minimumsnivå i perioden 1990 – 2007 (NVE, 2011b). Figur 12 viser også at fyllingsgraden lå 20 – 25 prosentpoeng lavere enn medianen for 1990 – 2007. Situasjonen i Midt-Norge ble av Statnett karakterisert som stram, det vil si at lav fyllingsgrad gjorde området sårbart for lite tilsig og langvarige feil. I tillegg til at 2011 startet med lav fyllingsgrad, var det en kald vinter. For å unngå å tømme magasinene helt var Midt-Norge avhengig av å importere kraft og det gjorde systemet sårbart for feil i linjene inn til området.



**Figur 12: Magasinfylling i vassdragsområde 3. Kilde: NVE, 2011b.**

Det høyeste forbruket hittil i 2011 i prisområde NO3 forekom i timen fra kl. 08-09 den 7. mars (uke 10). Forbruket den timen var på 3510 MWh/h, mens produksjonen var 2037 MWh/h. Det vil si at området importerte 1473 MWh/h. I perioden 1. januar 2011 – 31. mars 2011 ble det i gjennomsnitt importert 1062 MWh/h og det var ingen timer med overskudd i produksjon i samme tidsperiode. (Nord Pool Spot, 2011c). Det var imidlertid timer med flyt fra område NO3 til NO2 (Statnett, 2011b).

### 9.3.1 Utfall 320 kV-linje Tunnsjødal – Namsos

Last og produksjon i Midt-Norge er i PSS<sup>®</sup>E satt lik forbruk og produksjon 7. mars 2011. Som forklart i introduksjonen til kapittel 9.2 er lastøkningen fordelt over nesten alle lastpunktene og resultatet er ikke nødvendigvis lik lastfordelingen slik den var i timen som brukes som grunnlag for simuleringen. Simuleringen kan likevel gi en pekepinn på hva som kan skje i en situasjon der importen er høy, det oppstår en feil på en linje og lav fyllingsgrad i magasinene gjør at man prøver å unngå å produsere for fullt. Effektflyten er gitt i Tabell 10 og det samme er de totale tapene i sentralnettet i Midt-Norge. I utgangspunktet, med last lik 3510 MW og produksjon lik 2037 MW, er tapene totalt 79,0 MW og linjene sørover fra Tunnsjødal mot Namsos og Verdal er belastet med 10,4 MW høyere enn normal driftsgrense.

300 kV-linjen fra Tunnsjødal til Namsos faller ut og det er kun én forbindelse fra Nord-Norge til Midt-Norge. Det er fremdeles stor import nordfra, men den har sunket noe i forhold til før feilen, se Tabell 10. For å kompensere for reduksjonen nordfra har importen fra Sverige og Sør-Norge har økt. I tillegg har tapene økt til 101,5 MW, en økning på hele 28,5 %. Deretter kobles det ut 120 MW last som tilsvarer varmtvannstankene i Midt-Norge. Utkoblingen blir jevnt fordelt over hele området. Belastningen på linjene inn til Midt-Norge synker noe og tapene synker til 94,0 MW. Ved å koble ut ytterligere 120 MW, slik at det totalt er koblet ut 240 MW, vil tapene synke til 87,2 MW. Dette er en økning på 10,4 % i forhold til utgangspunktet, men en klar forbedring i forhold til tapene før lastutkoblingen ble gjort. Selv med reduksjonen i last er linjen Tunnsjødal – Verdal høyt belastet.

Overføringsgrensen på snittet "Underskudd i Midt-Norge" er på 1350 MW. Før utfall er summen av aktiv effektflyt på linjene Tunnsjødal – Namsos, Tunnsjødal – Verdal og halve belastningen på Nea – Klæbu 1245 MW, kun 100 MW under grensen. Når Tunnsjødal – Namsos kobles ut synker den totale belastningen på snittet.

**Tabell 10: Økt last i Midt-Norge. Utfall av linjen Tunnsjødal – Namsos og deretter utkobling av 120 og 240 MW last. [MW %]**

	Tunnsjødal – Namsos	Tunnsjødal – Verdal	Järpstr. – Nea	Nea – Klæbu	Vågåmo – Aura	Vågåmo – Osbu	Tap Midt- Norge [MW]
Før utfall	525,6 43	384,9 42	520,1 28	687,3 26	117,7 15	53,2 49	79,0
Etter utfall	---	775,2 84	638,1 34	795,7 31	149,1 19	57,3 52	101,5
Etter utkobling, 120 MW	---	753,1 82	562,7 30	727,4 28	123,3 16	52,2 49	94,0
Etter utkobling, 240 MW	---	731,3 79	487,6 26	659,2 25	97,7 13	47,3 46	87,2

### 9.3.2 Mister produksjon

Last og produksjon er fremdeles lik høylasttiden 2011, det vil si at importen inn til Midt-Norge er høy. Når last og produksjon i tunglast-modellen i PSS®E skaleres til henholdsvis 3510 MW og 2037 MW genereres det 210,9 MW ved Aura kraftverk. Ved utfall av Aura kraftverk vil importen øke, mest fra Sverige og sørfra. Tapene øker med 11,8 % på grunn av den endrede lastflyten. Ved å koble ut 240 MW last, som er mer enn produksjonen som falt ut, vil tapene i nettet synke og ende opp lavere enn utgangspunktet.

Også i kapittel 9.2.3 ble Aura kraftverk koblet ut, men da med last og produksjon høyere enn i dette kapittelet. I kapittel 9.2.3 var effektunderskuddet i Midt-Norge 833 MW, mens det i høylasttiden i 2011 var på 1473 MW, altså 640 MW mer. I tilfellet med høy produksjon i Midt-Norge var overføringen på snittene inn mot Midt-Norge lavere enn grensen. I dette kapittelet er derimot importen til Midt-Norge stor allerede før utfall av kraftverket. Etter utfall er aktiv effektflyt på snittet "Underskudd i Midt – Norge" på 1351,7 MW og det er akkurat på grensen for tillatt normal overføring. Ved å koble ut 120 MW last reduseres effektflyten på snittet med 58,7 MW. Nordfra er effektflyten på linjene totalt 24,1 MW over normal overføringsgrense, men hvis lasten reduseres med ytterligere 120 MW vil effektflyten også på disse linjene være lavere enn overføringsgrensen.

**Tabell 11: Økt last i Midt-Norge. Utfall av Aura kraftverk og deretter utkobling av 120 og 240 MW last. [MW %]**

	Tunnsjødal – Namsos	Tunnsjødal – Verdal	Järpstr. – Nea	Nea – Klæbu	Vågåmo – Aura	Vågåmo – Osbu	Tap Midt- Norge [MW]
Før utfall	525,5 43	384,9 42	520,1 28	687,4 26	117,7 15	53,2 49	78,9
Etter utfall	548,4 45	401,9 43	641,1 34	802,7 31	164,3 21	67,7 59	88,2
Etter utkobling 120 MW	532,1 43	392,0 42	569,0 30	737,7 28	140,0 18	63,1 56	82,1
Etter utkobling 240 MW	515,9 42	382,3 41	497,1 26	672,8 26	115,9 15	58,5 54	76,6

## 9.4 Ny linje mellom Ørskog – Fardal

Statnett har søkt om konsesjon på en ny 420 kV-linje fra Fardal (Sogndal) i Sogn og Fjordane til Ørskog i Møre og Romsdal. Så lenge Midt-Norge har et energiunderskudd er regionen avhengig av å importere kraft fra områdene rundt og linjen skal bidra til å oppnå en tilfredsstillende forsyningssikkerhet i Midt-Norge. Statnett har fått endelig vedtak på deler av strekning og hele strekning er forventet ferdigbehandlet hos Olje- og Energidepartementet før jul i 2011. Om endelig vedtak for hele linjen kommer innen utgangen av 2011 kan linjen stå ferdig i løpet av 2015 (Statnett, 2011).

Ved å inkludere den nye linjen fra Ørskog – Fardal med alle tilhørende stasjoner og transformatorer i simuleringene, endres naturlig nok lastflyten inn til Midt-Norge. Beregningene er gjort med dataene i tunglast-modellen, last og produksjon er ikke endret. Når den nye linjen settes i drift deles ikke nettet lenger ved Åskåra i Møre og Romsdal, men mellom Haugen og Leivdal i samme fylke. I sørvest er grensen til området Midt-Norge nå mellom Haugen og Leivdal og mellom Ålfoten og Ørsta på den nye linjen.

Effektflyten fra Nord-Norge inn til Midt-Norge er noe redusert med den nye linjen i drift, men de største endringene er redusert flyt fra Järpstrømmen og sørfra der effektflyten har skiftet retning.

**Tabell 12: Effektflyt inn til Midt-Norge med og uten 400 kV-linjen fra Ørskog – Fardal. [MW %]**

	Uten Ørskog – Fardal	Med Ørskog – Fardal
<b>Tunnsjødal – Namsos</b>	487,9	455,4
<b>Tunnsjødal – Verdal</b>	363,6	339,5
<b>Järpstrømmen – Nea</b>	356,5	156,8
<b>Vågåmo – Aura</b>	61,	-87,5
<b>Vågåmo – Osbu</b>	42,3	22,8
<b>Ålfoten – Ørsta</b>	---	459,8
<b>Tap i Midt-Norge [MW]</b>	67,2	60,6



### 9.4.1 Utfall 320 kV-linje Tunnsjødal – Namsos. Høylasttime 2011

Som i kapittel 9.3 blir last og produksjon i Midt-Norge satt lik høylasttiden fra kl 08-09 mandag 7. mars 2011. Timen hadde høy import og produksjonen var 2037 MWh/h og forbruket var 3510 MWh/h.

300 kV-linjen Tunnsjødal – Namsos faller ut og effektflyten er gitt i Tabell 13. Belastningen på den gjenværende linjen nordfra er høy og tapene øker med 26,5 % i forhold til før feilen. Det aller meste av økningen i tapene skyldes den økte flyten på linjen Tunnsjødal – Verdal. Linjen er høyt belastet, strømmen er høy, og tapene øker med kvadratet av strømmen. Ved å koble ut opptil 240 MW som antas tilgjengelig for utkobling vil belastningen på alle linjene synke og det vil også tapene gjøre. Ingen av linjene overgår driftsgrensen, men belastningen på linjen Tunnsjødal – Namsos er høy.

**Tabell 13: Utfall Tunnsjødal – Namsos. Ørskog – Fardal i drift. [MW %]**

	Tunnsjødal – Namsos	Tunnsjødal – Verdal	Järpstr. – Nea	Vågåmo – Aura	Vågåmo – Osbu	Ålfoten – Ørsta	Tap, Midt- Norge [MW]
Før utfall	488,6 40	357,4 39	294,7 16	-50,9 6	30,8 35	454,1 18	69,7
Etter utfall	---	716,8 78	391,5 21	-31,1 4	33,3 36	477,2 18	88,2
Etter utkobling 120 MW	---	698,1 76	328,7 17	-47,7 6	29,6 35	455,4 18	82,6
Etter utkobling 240 MW	---	679,4 74	266,2 14	-64,1 8	25,8 33	433,6 17	77,4

## 9.4.2 Utfall av Tunnsjødal transformatorstasjon. Høylasttime 2011

Et utfall av Tunnsjødal transformatorstasjon tilsvarer at begge linjene sørover fra Tunnsjødal blir koblet ut. Produksjon er satt til 2037 MW og forbruket til 3510 MW, tilsvarende høylasttime 2011.

Fordi forbindelsen til Nord-Norge er kuttet vil flyten på de gjenværende linjene øke, spesielt fra Sverige og Sogn og Fjordane hvor det er høy produksjon. Overføringsgrensen på Nea – Järpstrømmen er normalt på 800 MW og denne grensen overskrides når Tunnsjødal – Namsos og Tunnsjødal – Verdal ikke er i drift. Ved å koble ut 120 MW last vil effektflyten på Nea – Järpstrømmen komme ned i 786,6 MW.

Til tross for at belastningen på Järpstrømmen – Nea nesten tredobles og belastningen på Ørskog – Fardal øker, øker tapene med kun 1,3 MW. Det kan skyldes at det meste av importen til Midt-Norge nå går via 420 kV-linjer og ikke via 300 kV-linjene nordfra. Linjer med spenningsnivå på 420 kV har lavere strømføring enn linjer med 300 kV for å overføre samme mengde kraft. Med lavere strøm blir også tapene i 420 kV-linjer lavere. Ved å koble ut 240 MW last vil lastflyten inn til Midt-Norge reduseres og tapene i sentralnettet reduseres med 13,6 %.

**Tabell 14: Utfall Tunnsjødal – Namsos og Tunnsjødal – Verdal. [MW %]**

	Tunnsjødal – Namsos	Tunnsjødal – Verdal	Järpstr. – Nea	Vågåmo – Aura	Vågåmo – Osbu	Ålfoten – Ørsta	Tap [MW]
Før utfall	488,5 40	357,4 39	294,3 16	-50,9 6	30,8 35	513,0 20	69,3
Etter utfall	---	---	862,1 46	66,9 8	46,0 43	657,3 26	70,6
Etter utkobling 120 MW	---	---	786,6 42	47,3 6	42,1 41	630,0 24	65,0
Etter utkobling 240 MW	---	---	711,0 38	27,9 3	38,2 39	603,0 23	59,9

### 9.4.3 Utfall av 400 kV-linje Nea – Järpströmmen. Høylasttime 2011

Med linjen Ørskog – Fardal i drift er det to 420 kV-linjer inn til Midt-Norge. Hvis lasten settes til 3510 MW og produksjonen til 2037 MW i PSS<sup>®</sup>E – modellen (tilsvarende time 08-09 den 7. mars 2011) vil store deler av importert kraft komme fra Nord-Norge og Sogn og Fjordane, mens omtrent 290 MW blir importert fra Sverige, se Tabell 15. Ved et utfall av linjen Nea – Järpströmmen vil tapene i nettet øke med kun 2,1 MW på grunn av endret lastflyt. Økning i tap blir såpass lite fordi de 290 MW-ene som ble importert fra Sverige blir jevnt fordelt over de gjenværende 300 og 400 kV-linjene inn til Midt-Norge. Ingen av linjene har en belastning som nærmer seg termisk grense, men total flyt på linjene nordfra overskrider normal driftsgrense med 50 MW.

Før utfall gikk all kraften fra Järpströmmen mot Norge via 420 kV-linjen til Klæbu. Den beskjedne økningen i tap etter utfall av linjen skyldes at effektflyten i 132 kV-nettet er lite endret på grunn av utfallet. Ved å koble ut 120 MW last jevnt fordelt over alle lastene i Midt-Norge, vil tapene i nettet bli lavere enn før utfallet av linjen. Det skyldes at strømmen i linjene reduseres og tapene, spesielt i 130 kV-linjene og transformatorene, synker. Totalt 240 MW last blir koblet ut og effektflyten på linjene nordfra er godt under 900 MW.

**Tabell 15: Effektflyt inn til Midt-Norge. Utfall på linjen Nea – Järpströmmen. Utkobling av 120 MW og totalt 240 MW last. [MW %]**

	Tunnsjødal – Namsos		Tunnsjødal – Verdal		Järpstr. – Nea	Vågåmo – Aura		Vågåmo – Osbu		Ålfoten – Ørsta	Tap [MW]		
Før utfall	488,3	40	357,2	39	293,2	15	-48,7	7	31,0	37	512,0	20	69,2
Etter utfall	551,5	45	404,2	44	---		29,8	5	41,0	42	611,0	24	71,3
Etter utkobling, 120 MW	524,2	43	386,2	42	---		-2,0	4	35,6	39	567,7	22	66,9
Etter utkobling, 240 MW	497,1	41	368,3	40	---		-33,6	6	30,2	37	524,5	20	62,8

#### 9.4.4 Utfall 400 kV-linje Klæbu – Nea

I kapittel 9.1.1 ble det sett på hva som hendte med nettet dersom linjen Klæbu – Nea falt ut med nettstruktur slik den er i 2011. Da måtte enten mye last kobles ut, produksjonen i Midt-Norge økes mye eller linjen Nea – Gresslifoss kobles ut for å redusere overlasten i fire linjer nordvestover fra Nea. Når den nye linjen mellom Ørskog og Fardal kommer på plass er konsekvensene av utfall på linjen Klæbu – Nea mindre enn tidligere. For å få riktig sammenligningsgrunnlag er last og produksjon som er gitt i tunglast-modellen benyttet.

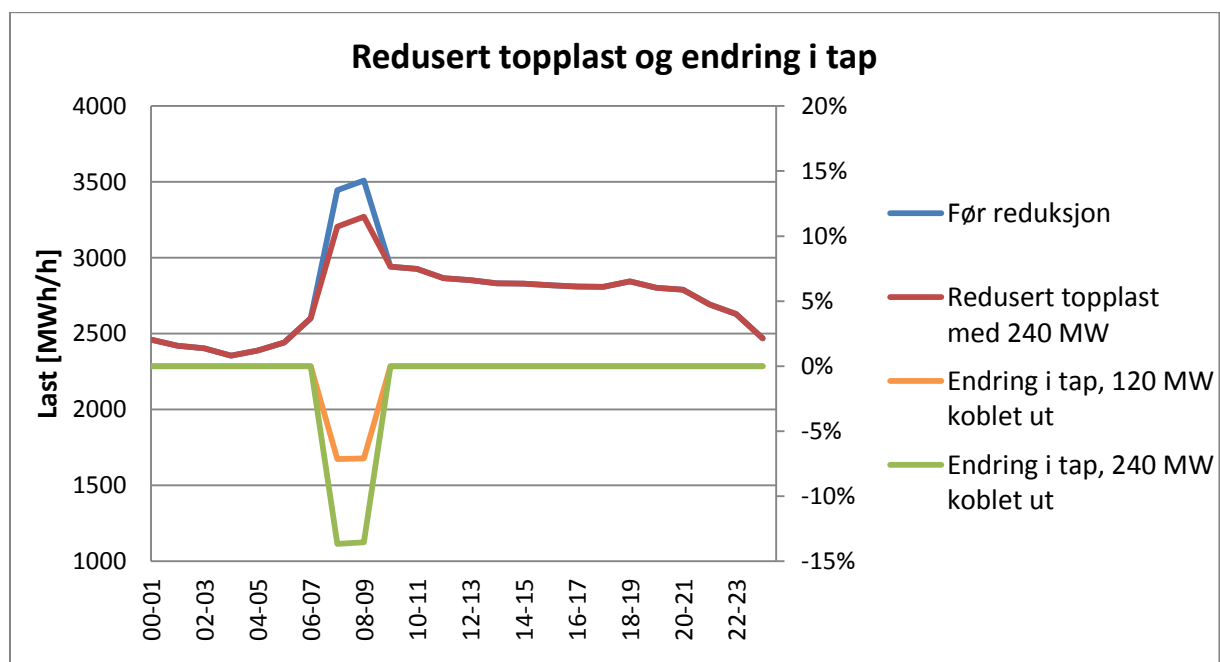
Ved utfall på Klæbu – Nea vil linjene Heggsetfoss – Hersjø og Hersjø – Eidum bli belastet med henholdsvis 104 % og 105 %, i motsetning til scenarioet i kapittel 9.1.1 der belastningen kom opp i 155 % på begge linjene. Ved å koble ut 60 MW last fordelt over hele Midt-Norge vil belastningen på linjene være rett under 100 %.

## 9.5 Reduserte tap i sentralnettet og 132 kV-nettet

I kapittel 6 ble det pekt på at en av fordelene med lastutkobling er reduserte tap nettet og det skal belyses i dette kapittelet. Alle beregningene er gjort uten linjen Ørskog – Fardal.

I kapittel 9.3 ble det sett på situasjonen i Midt-Norge de første månedene i 2011. Da førte lav fyllingsgrad i magasinene i Midt-Norge til høy import og lav egen produksjon. I gjennomsnitt var kraftunderskuddet 1062 MWh/h i alle timene fra januar til og med mars. Lastflytberegningene i kapittel 9.3 tok utgangspunkt i time 08-09 mandag 7. mars 2011 da kraftunderskuddet var på 1473 MWh/h. Ved å se nærmere på hele døgnet viser det seg at forbruket øker kraftig fra time 06-07 til time 07-08 og deretter er det en svak økning i time 08-09. I time 09-10 er forbruket redusert og holder seg på omtrent samme nivå ut dagen. Forbrukstoppen samsvarer med at mange står opp, lager kaffe, dusjer og setter på varmen i huset fra kl. 6.30 og utover om morgenen og er noe som går igjen på andre lastkurver over et døgn. En av fordelene med AMS og to – veis kommunikasjon er at det kan bli mulig å redusere topplasten og dermed tapene i nettet.

I Figur 13 er lasten gjennom døgnet gitt som en graf og den blå linjen er det faktiske forbruket. Den går parallelt med den røde linjen i timene 00-06 og 09-24. For timene 07-09 er det simulert en lastreduksjon på 120 MW og 240 MW og det er sett på hvor store endringer det blir i tapene i de timene. Den røde linjen er lasten redusert med 240 MW i timene 07-09.



Figur 13: Last i Midt-Norge 7. mars 2011 før reduksjon av topplast og etter utkobling av 240 MW i timene 7-8 og 8-9. Kilde: Nord Pool Spot, 2011c.

Hvis lasten i de to topplasttimene reduseres med 120 MW vil tapene i sentralnettet og 132 kV-nettet synke med omtrent 7,2 % i hver av timene i forhold til tapene i nettet uten reduksjon i topplasten. Det tilsvarer en reduksjon i tapene på 5,5 MWh/h og omtrent 11 MWh i løpet av de to timene lastreduksjonen pågår.

Om man benytter seg av all utkoblbar last hos privatpersoner og kobler ut 240 MW i timene 07-09 vil tapene reduseres med 13,7 % i hver av timene i forhold til de opprinnelige tapene når lastutkobling ikke benyttes. Det vil si en reduksjon på 10,7 MWh/h og en besparelse på 21,4 MWh i løpet av de to timene med lastreduksjon.

Ovenfor ble det kun sett på reduksjon i tapene når lasten ble koblet fra i topplasttimene og ikke på hva som skjer i nettet når varmtvannstankene og panelovnene kobles inn igjen etter å ha vært koblet ut i to timer. I dataene fra Nord Pool Spot om forbruk og produksjon i Midt-Norge er alle laster, inkludert alle varmtvannstanker, med i det totale forbruket som benyttes som grunnlag for den blå grafen i Figur 13. Ved å redusere lasten med 120 eller 240 MW blir det en reell lastreduksjon. Når varmtvannstankene skal kobles inn igjen vil en del av dem ha behov for å gå rett i "på"-modus og varme vannet til høy nok temperatur. Dette vil nok føre til en økning i last fra kl. 9 og utover, men siden varmtvannstankene allerede er med i datagrunnlaget skal ikke lasten økes med 120 eller 240 MW i timene etter utkoblingen.

I tunglast-modellen til Statnett er produksjonen 2076,96 MW og forbruket er 3274,3 MW. Med den kombinasjonen av produksjon og last i Midt-Norge er tapene i nettet 67,2 MW. Hvis alle varmtvannstankene i Midt-Norge kobles ut, det vil si en lastreduksjon på 120 MW, synker tapene med 6,25 % og ender på 63,0 MW. Hvis lasten reduseres med ytterligere 120 MW, fra romoppvarming, er tapene i nettet 59,3 MW. Det er en nedgang på 11,8 % i forhold til utgangspunktet med full belastning. Resultatene er også gitt i Tabell 16.

**Tabell 16: Tap i nettet ved reduksjon av last.**

	Tap [MW]	Endring i tap [MW]
Før reduksjon (last: 3274,3 MW)	67,2	---
Last redusert med 120 MW	63,0	4,2
Last redusert med totalt 240 MW	59,3	7,9

I Tabell 17 er endringene i tap når last reduseres gitt. I høylasttimen 2011 er reduksjonen i antall MW større enn i tunglast-modellen, der lasten i utgangspunktet er lavere enn i høylasttimen 2011. Samme mengde last ble redusert i begge tilfellene.

**Tabell 17: Sammenligning i endring i tap med to ulike lastsituasjoner i utgangspunktet. [MW]**

	<b>Tunglast-modellen (last: 3274,3 MW)</b>	<b>Høylasttime 2011 (last: 3510 MW)</b>
Endring i tap. Lastreduksjon 120 MW	4,2	5,6
Endring i tap. Lastreduksjon 240 MW	7,9	10,7

Aktive tap,  $P_{tap}$ , er gitt av likningen under.  $R$  er ohmsk motstand i linjen og avhenger av lengde og tverrsnitt på linjen, mens  $|I|^2$  er kvadratet av strømmen og avhenger av hvor stor lasten er.

$$P_{tap} = R|I|^2$$

Effekt levert til lasten er gitt av  $P_{last} = UI$ . Hvis spenningen antas konstant, vil  $P_{last}$  være proporsjonal med strømmen  $I$ . Det vil si at en reduksjon i lasten med en viss størrelse (for eksempel 120 eller 240 MW) vil føre til en reduksjon i strømmen med en gitt størrelse, uavhengig av hvor stor strømmen var før lastreduksjonen. Gitt to lastsituasjoner, 1 og 2, med last lik  $P_1$  og  $P_2$ , der  $P_1$  er større enn  $P_2$ . Da vil tilhørende strøm  $I_1$  være større enn  $I_2$ . Hvis begge lastene reduseres med like stor effekt, vil tapene i linjen i situasjon 1 reduseres mer enn i situasjon 2. Det skyldes at tapene i linjen,  $P_{tap}$ , er avhengig av kvadratet av strømmen.

Last og produksjon økes til henholdsvis 3682 MW og 2849 MW som tilsvarer forbruk og produksjon i time 09-10 den 30.11.2010. En oversikt over tapene før og etter lastutkobling er gitt i Tabell 18. Med den økte lasten i området er tapene 82,1 MW. Hvis last tilsvarende varmtvannstankene i området kobles ut synker tapene med 3,7 MW til 78,4 MW, det vil si en reduksjon på 4,5 %. Hvis lasten reduseres med ytterligere 120 MW vil tapene komme ned i 75,3 MW, en reduksjon på 8,3 % i forhold til utgangspunktet med høy last. 8,3 % tilsvarer en nedgang på 6,8 MW. Selv om lasten i utgangspunktet var høyere enn lasten i tunglast-modellen, er endringen i tap mindre i høylasttiden 2010. En mulig forklaring er at det er høyere produksjon i Midt-Norge enn i høylasttiden 2011 og dermed mer produksjon nært forbrukerne.

**Tabell 18: Økt last i utgangspunktet. Tap ved reduksjon i lasten.**

	<b>Tap [MW]</b>	<b>Endring i tap [MW]</b>
Før reduksjon (last: 3682 MW)	82,1	---
Last redusert med 120 MW	78,4	3,7
Last redusert med totalt 240 MW	75,3	6,8

Tapene som er gitt i beregningene ovenfor er kun for sentralnettet og 132 kV-nettet i Midt-Norge. I tillegg kommer tapene i distribusjonsnettet og regionalnettet med spenningsnivå under 132 kV, og på grunn av lavere spenningsnivå er de større enn i sentralnettet. Tapene er spesielt store i distribusjonsnettet.



## 9.6 Scenario 2015 og 2025

For å bedre forsyningsikkerheten og ha mulighet for å koble til ny kraftproduksjon til nettet, er det planlagt nye linjer og spenningsoppgradering av eksisterende linjer i årene fremover.

I Midt-Norge er det planer om store utbygginger innen fornybar kraft, både innen vann og vind. I Tabell 19 er det en oversikt over vindkraftprosjekter i Midt-Norge som pr 17.1.2011 ikke har kommet i drift. 13 prosjekter er gitt konsesjon, men har ikke blitt satt i drift, elleve har søkt om konsesjon og er til behandling hos NVE, mens ni prosjekter er meldt inn. Det vil si at de er ikke konsesjonssøkt, men forberedelsene til søknaden er i gang og berørte parter er informert om utbyggingen. Hvis alle prosjektene får konsesjon og blir bygget, kan det komme 6071,5 MW ny installert vindkraft som kan gi opptil 16,5 TWh energi i året. Alt dette vil ikke komme på plass innen 2015, og det er heller ikke sikkert at alle prosjektene blir realisert, men det gir en pekepinn for hva som kan skje i Midt-Norge de neste 5 – 15 årene. I tillegg til vindkraftutbygging er det planlagt en del småkraft (vannkraft) i området, spesielt i nord og i sør. Småkraften vil være elvekraftverk uten magasin og vil dermed produsere mye når det er stor vannføring i elven og lite ved liten vannføring. Det vil si at den største produksjonen fra slike kraftverk er på våren og sommeren når snøen smelter og vannføringen er stor, og mindre på vinteren når nedbøren kommer som snø.

**Tabell 19: Nye vindkraftanlegg i Midt-Norge. Kilde: vindkraft.no, 2011**

	<b>Antall prosjekter</b>	<b>Installert effekt [MW]</b>	<b>Årlig produksjon [GWh]</b>
Gitt konsesjon <sup>1)</sup>	13	1603,5	4301
Søkt konsesjon	11	1410	2185
Meldte prosjekter	9	3058	10025
Sum	33	6071,5	16511

1) Gitt konsesjon, men ikke i drift pr. 17.1.2011.

For at det skal være mulig å bygge ut all den nye fornybare kraften i Midt-Norge og transportere den til forbrukerne må regional og sentralnettet oppgraderes. Linjen Ørskog – Fardal skal etter planen være på plass i løpet av 2015 og i tillegg planlegges det spenningsoppgradering av en del 300 kV-linjer og nybygging av linjer. Linjen Ørskog – Fardal åpner for ny småkraftproduksjon i Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal. I forbindelse med en ny vindpark på 800 MW på Fosen er det planlagt en ny 420 kV-linje fra Namsos via Roan til Storheia (Statnett, 2010). Den nye linjen vil kun bygges hvis vindparken bygges. I Tabell 20 er det gitt en oversikt over planlagte prosjekter i sentralnettet i Midt-Norge frem til 2020. Etter 2020 kan spenningsoppgradering av linjen Tunnsjødal – Klæbu, bygging av ny 420 kV-

linje fra Tjeldbergodden til Trollheim og øke kapasiteten fra Midt-Norge mot Østlandet være mulige tiltak for å bedre sentralnettet (Statnett, 2010).

**Tabell 20: Utbygging og oppgradering av transmisjonsnettet i Midt-Norge. Kilde: Statnett, 2010.**

Prosjekt	I drift	Kommentar/begrunnelse
Ørskog – Fardal	2014/2015	Forsyningsikkerhet og ny fornybar kraftproduksjon
Spenningsoppgradering Klæbu - Namsos	2013	Økt overføringsbehov nord-sør/ ny kraftproduksjon
Spenningsoppgradering Klæbu – Orkdal – Aura/Viklandet	2016-2017	Økt overføringsbehov nord-sør/ ny kraftproduksjon
Stasjonsløsning reservetransformator Verdal	2011	Forsyningsikkerhet
Kapasitetsøkning 132 kV Brandhol – Grytten	2011	Ny småkraft-/vannkraftproduksjon
Reaktorer Midt-Norge: Viklandet, Klæbu og Nea	2013	Spenningsforhold
Ny transformatorstasjon i Trollheim	2014	Ny fornybar kraftproduksjon
Namsos – Roan – Storheia (Fosen)	2014	Ny vindkraftproduksjon og økt overføringsbehov nord-sør
Storheia – Snillfjord – Orkdal/Trollheim (Ytre ledning over Fosen)	2017-2020	Ny vindkraftproduksjon og økt overføringsbehov nord-sør
Spenningsoppgradering Viklandet - Fåberg	2017-2020	Økt overføringsbehov nord-sør/ ny kraftproduksjon
Ny transformator i Namsos/Roan	2017-2020	Ny vindkraftproduksjon

I 2010 var energiunderskuddet i Midt-Norge på 8 TWh, men frem mot 2015 ser Statnett (2010) for seg at energiunderskuddet skal reduseres til omtrent 5 TWh/år. Dette skyldes økt produksjon fra vindkraft og mulig redusert forbruk i industrien. Redusert forbruk i industrien kan skyldes nedleggelse av kraftkrevende industri eller energisparende tiltak i industribedrifter. Utviklingen mot 2025 er det vanskeligere å si noe om og avhenger av mange faktorer. Statnett (2010) ser for seg tre mulige situasjoner i 2025:

- 1) Lite satsing på fornybar energi og situasjon som i 2015. Det vil si noe økning i fornybarproduksjon i forhold til 2011 og mulig redusert forbruk i industrien. Energiunderskuddet i Midt-Norge antas å være omtrent 5 TWh.
- 2) Stor satsing på fornybar produksjon, samtidig som lastsituasjonen er uendret i forhold til 2015. Da vil energiunderskuddet reduseres i forhold til situasjonen i 2011.
- 3) Stor satsing på fornybar produksjon og redusert energiunderskudd. I tillegg kan det komme en stor økning i forbruket på grunn av petroleumsvirksomhet med prosessanlegg på land og elektrifisering av plattformer og installasjoner offshore.

Økt kraftproduksjon i Nord-Norge kan også gi økt flyt nordfra gjennom Midt-Norge til Østlandet.

Det er ikke gjort noen beregninger for hva virkningen av forbruksstyring og utkobling kan være i 2015 og 2025. Det er delvis på grunn av stor usikkerhet i hvor mye ny fornybar kraft

som blir bygget og en del linjeutbygginger er avhengig av at planlagte kraftverkutbygginger gjennomføres. I tillegg er spesielt vindparker væravhengig og har kun kraftproduksjon når det blåser. På kalde vinterdager er det ikke garantert at det blåser og behovet for tilført kraft til Midt-Norge kan være like stort som i 2011. Produksjonen i elvekraftverk er også årstidsavhengig og produserer mest om vår, sommer og høst når kraftforbruket er minst. Ny linjer i og inn mot Midt-Norge og spenningsoppgraderte linjer vil derimot bidra til økt forsyningsikkerhet. Ved utfall av en linje er det flere linjer med høyeste spenningsnivå som kan kompensere for utfallet ved å få økt effektlyt.



## 10 Diskusjon og konklusjon

Det første scenarioet som ble undersøkt var tunglast-modellen med alle data gitt i Statnett sin modell over nettet i en tunglastsituasjon i Norden. Utfall på tre linjer ble undersøkt. Ved utfall på 400 kV-linjen Klæbu – Nea blir det overlast på fire linjer i Trøndelag som følge av feilen. Ved å kun koble ut last i Midt-Norge for å redusere effektflyten må 440 – 460 MW kobles ut for å få belastning i linjene under 100 %. Hvor mye som må kobles ut avhenger av hvor utkoblingen foretas. I systemvern i dag inngår utkobling av 400 MW ved Hydro Sunndalsøra hvis 400 kV-linjen faller på et strekk mellom Järpstrømmen og Klæbu. Ved å koble ut all tilgjengelig uprioritert last hos småforbrukere i tillegg til utkobling hos Hydro Sunndalsøra må man totalt koble ut 460 MW last. Det er 14 % av opprinnelig last. Til sammenligning må produksjonen i Midt-Norge økes med 650 MW hvis overlast skal unngås og last ikke skal kobles ut. Området rundt Nea har stort overskudd av produksjon som bidrar til lastøkningen i linjene fra Nea til Eidum. Ved å koble ut linjen Nea – Gresslifoss blir produksjonen rundt Nea tvunget mot Sverige og overlast unngås. Samtidig øker belastningen på linjene fra Tunnsjødal mot Midt-Norge, men ved å koble ut opp til 240 MW last i Midt-Norge nærmer belastningen seg driftsgrensen på 900 MW på linjene.

I lastflytberegninger med tunglast-modellen ble det også sett på konsekvensene av utfall av de to linjene som går sørover fra Tunnsjødal til henholdsvis Namsos og Verdal. Ved utkobling av linjen til Namsos, som i utgangspunktet var høyest belastet av alle linjene inn mot Midt-Norge, vil linjen Tunnsjødal – Verdal få en belastning på 79 %. Ingen av linjene inn til eller i Midt-Norge blir overbelastet eller går over kravet for N-1-drift. Hvis linjen Tunnsjødal – Verdal også kobles ut vil belastningen på Järpstrømmen – Nea øke og være 200 MW over normal driftsgrense. Ved å koble ut 240 MW last i Midt-Norge vil belastningen på Järpstrømmen – Nea nærme seg normal driftsgrense på 800 MW.

Det andre scenarioet som ble undersøkt var høylasttimen 2010, der både produksjon og forbruk i Midt-Norge var høy. På grunn av høy egen produksjon er belastningen på linjene inn til Midt-Norge moderat. Det aller meste av importen kommer nordfra, der det er stort overskudd av produksjon, men lastflyten er godt under grensen for normal drift. Utfall av Nea – Järpstrømmen er i dette tilfellet ikke kritisk, fordi effektflyten på linjen før feil kun var 144 MW. De andre linjene inn til Midt-Norge blir ikke belastet for høyt som følge av feilen og det er ikke behov for å koble ut last. En liten økning i forbruket eller reduksjon i produksjon kan derimot føre til at linjene nordfra blir belastet over normal driftsgrense. Ved utfall Klæbu – Viklandet vil effektflyten gå fra Klæbu til Viklandet via Orkdal og Aura. Linjen Orkdal – Aura får høyest belastning, 60 %, av de tre linjene. Utkobling av 240 MW last vil redusere belastningen til 54 %.

Hvis produksjonen ved Aura kraftverk stopper når last og produksjon er tilsvarende høylasttimen 2010, vil produksjonen i Midt-Norge synke med 237 MW. På grunn av høy egen produksjon i Midt-Norge også etter utfallet, blir ikke overføringsgrensene på snitt mot Midt-

Norge oversteget. 240 MW uprioritert last er tilgjengelig for utkobling, som er lik produksjonen ved Aura kraftverk før feilen. Det er ikke mulig å la panelovner og varmtvannstanker være utkoblet over lengre tid, så ved langvarig feil kan det være en mulighet å øke produksjonen i Midt-Norge eller områdene rundt i noen perioder og redusere forbruket i noen perioder.

I det tredje scenarioet ble høylasttime 2011 undersøkt. Da var lasten i Midt-Norge høy og produksjonen lav og dermed var importen til området høy. I utgangspunktet var belastningen på linjene nordfra 10,4 MW høyere enn normal driftsgrense. Totalt på snittet "Underskudd i Midt-Norge" var belastningen 100 MW lavere enn tillatt grense. Ved utfall av linjen Tunnsjødal – Namsos blir belastningen på Tunnsjødal – Verdal høy, men belastningen totalt på snittet synker. Ved utfallet av linjen øker tapene i sentralnettet med 28,5 %. Ved å koble ut 240 MW last vil tapene reduseres, men belastningen på linjen Tunnsjødal – Verdal er fremdeles høy.

I høylasttiden 2011 var importen til Midt-Norge høy og ved en feil i Aura kraftverk vil effektflyten inn til Midt-Norge øke. Etter feilen er belastningen på snittet "Underskudd i Midt-Norge", altså linjene Tunnsjødal – Namsos, Tunnsjødal – Verdal og halve belastningen på Nea – Klæbu, akkurat på overføringsgrensen for å opprettholde N-1-drift. Ved å koble ut 240 MW, som er mer enn produksjonen som falt fra, vil tapene i nettet bli lavere enn før feilen og belastningen på linjene nordfra vil bli lavere enn driftsgrensen.

Med den nye linjen fra Fardal til Ørskog reduseres lastflyten nordfra og spesielt fra Sverige. Sogn og Fjordane har kraftoverskudd og noe av dette kan nå gå til Midt-Norge. Forsyningsikkerheten i Midt-Norge er også bra nok når den nye linjen kommer i drift, og et utfall av en linje inn til området er mindre kritisk enn tidligere. Et utfall av Tunnsjødal – Namsos fører fremdeles til stor last på linjen Tunnsjødal – Verdal, slik som i høylasttiden 2011, men på grunn av linjen Ørskog – Fardal er belastning noe mindre enn i høylasttiden 2011.

Selv i en situasjon med høy import til Midt-Norge er ikke utfall av begge 300 kV-linjene sørover fra Tunnsjødal kritisk. Begge 420 kV-linjene inn til Midt-Norge er fremdeles i drift og ingen av disse er belastet høyere enn normal driftsgrense. Heller ikke utfall av linjen Nea – Järpströmmen er et stort problem. Nordfra kommer det da 956 MW, 50 MW høyere enn normalt tillatt, men langt fra termisk grense. Ved å koble ut 240 MW last er importen nordfra kommet ned i 865 MW.

Ved utfall av Klæbu – Nea ble det i tunglast-modellen stor overlast i 132 kV-nettet fra Nea mot Eidum. Med linjen Ørskog – Fardal i drift er det derimot kun nødvendig å koble ut 60 MW last for å unngå termisk overlast i 132 kV-nettet.

Forbruksstyring kan benyttes for å redusere topplasten og dermed redusere belastningen i nettet i de timene utkoblingen forekommer. I kapittel 9.5 ble det sett på endring i tap i sentralnettet og 132 kV-nettet når 120 og 240 MW last ble koblet ut. Ved å koble ut 240 MW

last ble tapene redusert med 6,8 – 10,7 MW, avhengig av produksjon og forbruk i Midt-Norge i timen som ble undersøkt. Når belastningen i nettet er høy samtidig som produksjonen er lav, er reduksjonen i tap størst. Reduksjonen i tap på 10,7 MW tilsvarte 13,7 % av tapene uten reduksjon.

Lastflytanalysene viser at det i noen tilfeller er en del å hente på å koble ut last hos småforbrukere som husholdninger og ikke kun hos store industribedrifter. Spesielt i tilfeller der lasten er høy, som på kalde vinterdager, samtidig som produksjonen er lav, kan lastutkobling være et virkemiddel for å håndtere flaskehalsen i nettet eller feilsituasjoner med utfall av en linje. De tre første månedene i 2011 var kalde, det var lite vann i magasinene i Midt-Norge og lite nytt tilsig i løpet av vinteren. I slike situasjoner kan uprioritert last kobles ut i timene med høyest belastning på nettet, og på den måten holde effektflyten på snittene lavere enn overføringsgrensen.

Kun noen scenarioer er undersøkt i oppgaven. Med andre last og produksjonssammensetninger i Midt-Norge og områdene rundt kan det være mer å hente på forbruksutkobling enn det som er kommet frem i lastflytberegningene. Vinteren 2011 var importen fra Sverige stor og lastutkobling i Midt-Norge kan hjelpe for å ikke overgå grensene for lastflyt i linjen.





## 11 Videre arbeid

I denne oppgaven er det sett på hvilken nytte forbruksutkobling kan ha ved kritiske situasjoner i nettet i Midt-Norge. Det er kun sett på lastflytberegninger og stasjonære tilstander i nettet. Videre arbeid kan være:

- Dynamiske analyser. Hva skjer i nettet dersom mye last blir koblet ut eller inn samtidig?
- Lastflytberegninger for andre områder i Norge, og ikke kun Midt-Norge.
- Hvordan lastutkoblingene skal gjennomføres.



## 12 Referanser

- Aftenposten, 2010: Strand, E.M.. "«Næringslivet rammes av Regjeringens klimasommel»", Aftenposten, 13.7.2010
- Avenir, 2010: Avenir. "Nettselskapets rolle I det fremtidige norske kraftmarkedet med AMS-infrastruktur", notat til NVE. Versjon 1.01. 17.2.2010
- Bye et. al (2010): Torstein Bye, Mette Bjørndal, Gerard Doorman, Gerd Kjølle og Christian Riis, "Flere og riktigere priser -Et mer effektivt kraftsystem", Ekspertutvalget om driften av kraftsystemet, Oslo, nov. 2010. [online] Tilgjengelig fra [http://www.regjeringen.no/upload/OED/Rapporter/2010\\_1130\\_Flere\\_og\\_riktigere\\_priser\\_Et\\_mer\\_effektivt\\_kraftsystem.pdf](http://www.regjeringen.no/upload/OED/Rapporter/2010_1130_Flere_og_riktigere_priser_Et_mer_effektivt_kraftsystem.pdf) Lastet ned 18.01.2011.
- EcoGrid EU, 2009: Jørgensen, J.M.. "EcoGrid.dk", 16.06.2009. [online] Tilgjengelig fra <http://www.energinet.dk/da/menu/Forskning/EcoGrid/EcoGrid.dk.htm> Lastet ned 12.07.2010
- EcoGrid EU, 2011: EcoGrid EU, "EcoGrid EU. A Prototype for European Smart Grids. In Brief", 2011 [online] Tilgjengelig fra <http://www.energinet.dk/SiteCollectionDocuments/Engelske%20dokumenter/Forskning/EcoGrid%20EU%20-%20In%20brief.pdf> Lastet ned 8.6.2011
- Evens et. al, 2010: Corentin Evens, Seppo Hänninen, Fredrik Pettersson og Stefan Melin, "Aggregate Consumer's Flexibility in Consumption and Generation to Create "Active Demand"", NORDAC 2010, The 9<sup>th</sup> Nordic Electricity Distribution and Asset Management Conference, Ålborg, Danmark, 6.-7. September 2010 [online] Tilgjengelig fra [http://www.nordac.danskeenergi.dk/Papers2010/5\\_1\\_Evens.pdf](http://www.nordac.danskeenergi.dk/Papers2010/5_1_Evens.pdf) Lastet ned 25.2.2011
- FASIT, 2001: FASIT, "Definisjoner knyttet til feil og avbrudd i det elektriske kraftsystemet", 2001, [online] Tilgjengelig fra <http://www.fasit.no/Dokumenter/definisjoner.pdf> Lastet ned 19.01.2011
- Grande og Sæle, 2008: Ove S. Grande og Hanne Sæle, "Kan fleksibilitet i forbruk bidra til å redusere "kraftkrisen" i Midt-Norge?", arbeidsnotat, SINTEF Energiforskning AS, 28.12.2008
- Grande og Sæle, 2011: Ove S. Grande og Hanne Sæle, "Demand Response From Household Customers: Experiences From a Pilot Study in Norway", IEEE Transactions on Smart Grid, mars 2011.
- Hafslund, 2010: Møte med Per Edvard Lund, avdelingsleder Nettstrategi, 07.07.2010.
- IEEE Smart Grid, 2010: The IEEE Smart Grid Portal "Smart Grid Conceptual Framework". [online] Lastet ned fra <http://smartgrid.ieee.org/nist-smartgrid-framework> Lastet ned 09.07.2010.
- Kjølle, 2010: Gerd Kjølle, "Leveringspålitelighet – Analyse av avbruddsforhold", forelesningsnotat i "ELK-10 Leveringskvalitet i kraftnett 2010", NTNU, høsten 2010.

- Lovdata, 2011: Lovdata, "FOR 2002-05-07 nr 448: Forskrift om systemansvaret i kraftsystemet"  
[online] Tilgjengelig fra <http://www.lovdata.no/cgi-wift/ldles?doc=/sf/sf/sf-20020507-0448.htm> Lastet ned 20.05.2011.
- Nord Pool Spot, 2011a: Nord Pool Spot, "Production daily 2010", Power System Data, data oppdatert 23. februar 2011 [online] Tilgjengelig fra <http://nordpoolspot.com/reports/production/Post.aspx> Lastet ned 23.02.2011
- Nord Pool Spot, 2011b: Nord Pool Spot, "Consumption daily 2010", Power System Data, data oppdatert 23. februar 2011 [online] Tilgjengelig fra <http://nordpoolspot.com/reports/consumption/Post.aspx> Lastet ned 23.02.2011
- Nord Pool Spot, 2011c: Nord Pool Spot, "Consumption daily – This year" og "Production daily – This year", Power System Data, data oppdatert 6. mai 2011. [online] Tilgjengelig fra <http://nordpoolspot.com/reports/consumption/Post.aspx> og <http://nordpoolspot.com/reports/production/Post.aspx> Lastet ned 06.05.2011
- Nord Pool Spot, 2011d: Nord Pool Spot, "Elspot market overview", 29.05.2011 [online] Tilgjengelig fra <http://www2.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Elspot-Market-Overview/Elspot-Prices/> Lastet ned 29.05.2011.
- NVE, 2010: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), "Vinterens kraftsituasjon – 2009/2010", notat, 4. juni 2010 [online] Tilgjengelig fra [http://www.nve.no/PageFiles/10063/Vinterens%20kraftsituasjon%202009\\_2010.pdf](http://www.nve.no/PageFiles/10063/Vinterens%20kraftsituasjon%202009_2010.pdf) Lastet ned 14.03.2011
- NVE, 2011: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), "Avanserte måle- og Styringsystemer Høringsdokument februar 2011", [online] Tilgjengelig fra [http://www.nve.no/PageFiles/808/AMS%20høringsnotat%20endelig%20versjon%20\(2\).pdf?epslanguage=no](http://www.nve.no/PageFiles/808/AMS%20høringsnotat%20endelig%20versjon%20(2).pdf?epslanguage=no) Lastet ned 18.02.2011
- NVE, 2011b: Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), "Magasinfylling" [online] <http://www5.nve.no/magasinfylling/Default.aspx?Tidsenhet=Aar&Omr=Omr3> Lastet ned 09.05.2011
- OED, 2010: Olje- og energidepartementet, "Om et felles svensk-norsk marked for elsertifikater. Protokoll fra arbeidet høst 2009 til desember 2010", Stockholm, 8. des. 2010
- Renner et. al, 2011: Stephan Renner, Mihaela Albu, Henk van Elburg, Christoph Heinemann, Artur Łazicki, Lauri Penttinen, Francisco Puente og Hanne Sæle, "European Smart Metering Landscape Report. SmartRegions Deliverable 2.1", Wien, februar 2011. [online] Tilgjengelig fra <http://www.smartregions.net/default.asp?SivuID=26927> Lastet ned 25.05.2011
- Statkraft, 2011: Statkraft, "Aura", [online] <http://www.statkraft.no/energikilder/vannkraft/aura.aspx> Lastet ned 15.05.2011
- Statnett, 2008: Statnett, "Systemvern", 18. sep. 2008. [online] Tilgjengelig fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/System--og-balansetjenester/Systemvern/> Lastet ned 01.03.2011.

- Statnett, 2009: Statnett, "Hva er N-1?", 23.07.2009 [online] Tilgjengelig fra <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv-2009/Hva-er-N-1/> Lastet ned 20.05.2011
- Statnett, 2009b: Statnett, "FAQ om RKOM", 14.10.2009 [online] Tilgjengelig fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Regulerkraftopsjoner-RKOM/FAQ-om-RKOM/> Lastet ned 28.04.2011
- Statnett, 2010: Statnett, "Nettutviklingsplan 2010", Oslo, sep. 2010. [online] Tilgjengelig fra <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Nettutviklingsplaner/Statnetts%20nettutviklingsplan%202010.pdf> Lastet ned 25.01.2010
- Statnett, 2010b: Statnett, "Utkoblbart forbruk avløses av ny nettleie (tariff) for fleksibelt forbruk i 2012", 30.06.2010 [online] <http://www.statnett.no/no/Nyheter-og-media/Nyhetsarkiv/Nyhetsarkiv---2010/Utkoblbart-forbruk-avloses-av-ny-nettleie-tariff-for-fleksibelt-forbruk-i-2012/> Lastet ned 29.05.2011
- Statnett, 2010c: Statnett, "Tertialrapport fra Landssentralen 03//2010", [online] Tilgjengelig fra <http://www.statnett.no/Documents/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Tertialrapporter/Tertialrapport%20fra%20landssentralen,%2003.2010.pdf> Lastet ned 04.05.2011
- Statnett, 2010d: Statnett, "Basisdatasettene i Samlast 2010", notat, 2010.
- Statnett, 2011: Statnett, "Prosjekter. Ørskog-Fardal". [online] Tilgjengelig fra <http://www.statnett.no/no/Prosjekter/Orskog-Fardal/> Lastet ned 13.04.2011
- Statnett, 2011b: Statnett, "Kraftflyt (kart)". [online] Tilgjengelig fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Produksjon-og-forbruk/Kraftflyt-kart/> Lastet ned 23.05.2011
- Statnett, 2011c: Statnett, "Områdeinndeling for elspot og elbas", 17.01.2011 [online] Tilgjengelig fra <http://www.statnett.no/no/Kraftsystemet/Markedsinformasjon/Flaskehalshandtering-og-bruk-av-elspotomrader-Ny-inndeling-fra-1112010/> Lastet ned 29.05.2011.
- Thema, 2011: THEMA Consulting Group og Devoteam daVinci for Norges vassdrags- og energidirektorat, "AMS—Tilleggstjenester. Tredjepartsadgang", Prosjektnr NVE-2010-4, januar 2011
- Vindkraft.no, 2011: Norwea og Energi Norge, "Vind i Norge", 17.01.2011 [online] <http://www.vindkraft.no/Default.aspx?ID=148> Lastet ned 13.04.2011