

# Kraftsystemet i Sør-Trøndelag og Nordmøre 2020-2030



Analyserapport  
2017

## Forord

Denne studien har vært et samarbeid mellom Statnett, TrønderEnergi Nett, Istad Nett og Nordmøre Energiverk Nett. Hensikten har vært å se behov og tiltak i transmisjonsnettet og 132 kV regionalnettet i sammenheng, der det er relevant.

Studien er gjennomført av Hanne Goldstein fra Statnett og Tor Rolv Time fra Istad Nett. Istad Nett er regionalt utredningsansvarlig for deler av studieområdet. Hilde Stangeland fra TrønderEnergi Nett og Arnt Viktor Hansen fra NEAS Nett, har utgjort prosjektets referansegruppe. De har bistått med innspill, deltatt i diskusjoner av resultater og lest gjennom rapporten før ferdigstilling.

Målet med studien har vært å identifisere driftsutfordringer og potensielle flaskehalsar i nettet, samt mulige løsninger og aktuelle tiltak som det kan være riktig å arbeide vidare med. Det er ikke gjort en fullverdig samfunnsøkonomisk analyse, og resultatene kan dermed ikke alene brukes til å initiere nye byggeprosjekter. Det gjenstår også arbeid med å vurdere om og hvordan nødvendige systemvern i området vil fungere, før vi beslutter hvordan nettet skal driftes etter 2020.

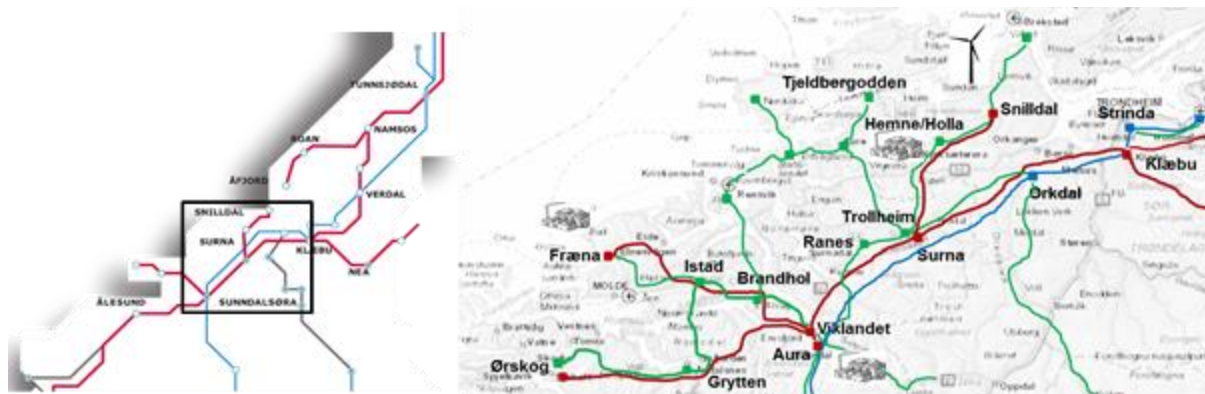
Det er heller ikke foretatt en komplett spenningsanalyse i denne studien. Dette skyldes først og fremst at det foreløpig er en del usikkerhet knyttet til forhold ved særlig industriforbruket i Holla, som er sentrale for vurdering av spenningsforhold i Vestnettet. Vi håper og tror at denne rapporten likevel gir verdifull kunnskap som danner et godt utgangspunkt for det vidare arbeidet.

Rapporten er delt inn i seks deler. Del I omfatter kapitlene 1-4, og beskriver utfordringer og behov i analyseperioden. Del II omfatter kapitlene 5-8, og beskriver aktuelle tiltak. Del III Konklusjon og vidare arbeid omfatter kapittel 9. Metode og forutsetninger beskrives i Del IV, kapittel 10-14. I Del V finnes aktuelle vedlegg, og i Del VI kildehenvisninger.

God lesning!

## Sammendrag

Denne analysen omfatter transmisjons- og 132 kV regionalnettet i den sør-vestre delen av Sør-Trøndelag og på Nordmøre, i perioden ca. 2020-2030. Studieområdet strekker seg fra Snilldal i nordvest til Klæbu i øst og Aura/Viklandet i sør, som indikert med den svarte boksen i kartet til venstre i Figur 1. Nettet i området er komplisert å drifte, grunnet blant annet store variasjoner i interne kraftbalanser, flere begrensende 132 kV ledninger og ønske om å opprettholde parallell drift med overliggende nett.



**Figur 1: Studieområdet strekker seg fra Snilldal i nordvest til Klæbu i øst og Aura/Viklandet i sør.**

Vi har i denne studien sett på hva som skal til for å drifte 132 og 420 kV nettet i området sammenkoblet. Dette vil være gunstig med tanke på overføringstap og forsyningssikkerhet i regionalnettet i Sør-Trøndelag, men vil også kreve utvidet bruk av systemvern:

- Belastningsfrakobling på industriforbruket i Holla
- Produksjonsfrakobling på (deler av) vindkraften i Snillfjord-området
- Nettsplittingsvern på ledningene 132 kV Aura-Ranæs og 132 kV Gylthalsen-Nordheim

Statnett må i dialog med TEN vurdere om og hvordan systemvernene vil fungere, der flere viktige forhold må undersøkes nærmere.

Vi har i tillegg sett at 132/420 kV transformering i Trollheim/Surna kan være et rasjonelt tiltak, blant annet fordi vi da kan la være å reinvestere Aura-Ranæs ved utløpt levetid. Dette fjerner imidlertid ikke behovet for systemvern ved sammenkoblet nett.

### **Sammenkoblet nett gir reduserte overføringstap og avbruddskostnader, men krever systemvern**

Det vil skje store endringer i kraftsystemet i sør-vestre del av Sør-Trøndelag, kalt Vestnettet, frem til 2020. Fosen Vind DA bygger ut 250 MW vindkraft (Geitfjellet og Hitra II vindparker) og smelteverket i Holla vil øke kraftforbruket med 30 MW. Statnett og TrønderEnergi Nett (TEN) bygger nye ledninger og transformatorstasjoner for å knytte til vindkraften. Blant annet vil 420 kV-ledningen Surna-Snilldal erstatte 132 kV ledningen Orkdal-Snillfjord.

Det vil være gunstig for regionalnettet dersom 132 kV forbindelsen Trollheim-Hemne-Snillfjord-Snilldal og den nye 420 kV ledningen Surna-Snilldal kan driftes sammenkoblet. Dette gir momentan reserve til alminnelig forsyning ved utfall av 420 kV-innmatingen, ca. 10 MNOK i reduserte avbruddskostnader (nåverdi over ti år) og sparte overføringstap, sammenlignet med om nettet driftes delt uten tiltak.

Ved sammenkoblet nett er forventede avbruddskostnader i Vestnettet på rundt 10-12 MNOK i nåverdi over 10 år, grunnet avbrudd i strømforsyningen til industriforbruket i Holla. Avbruddene skyldes primært feil på 420 kV ledning og transformator i Snilldal. I tillegg kommer avbrudd i alminnelig forsyning under Hemne ved feil på 132 kV Trollheim-Hemne-Snillfjord. Dette er likt som i dag, og kan unngås ved å enten etablere effektbrytere på ledningsavgangene i Hemne, eller å dublere innmatingen til Holla.

Sammenkoblet nett krever at både industriforbruket og vindkraften i området er knyttet til systemvern. En mulig løsning kan være å koble ut Hitra I og Geitfjellet vindparker ved overlast på 132 kV Snillfjord-Hemne, og (deler av) industriforbruket i Holla ved overlast på 132 kV Trollheim-Hemne, begge deler når flytretningen er mot Hemne. Dersom vi ikke kan regne med produksjon ved Sjø kraftverk, kan det i verste fall bli nødvendig å koble bort hele industriforbruket i Holla ved overlast på Trollheim-Hemne. I enkelte driftssituasjoner vil bortkobling av produksjon kunne føre til behov for å også koble bort forbruk.

### **Tidvis svært lav N-1 kapasitet nord-sør gjennom studieområdet ved sammenkoblet nett uten tiltak**

Sammenkoblet nett vil gi reduserte avbruddskostnader og overføringstap i regionalnettet, men vil samtidig forsterke problemer med overlast i 132 kV-nettet lenger sør. Dette gjelder særlig overlast på 132 kV Ranes-Aura ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal eller 420 kV Surna-Viklandet.

N-1 kapasiteten nord-sør<sup>1</sup> ved nevnte utfall vil variere mye over året, avhengig av lokale kraftbalanser. Særlig ved høy produksjon ved Trollheim kraftverk og fra vindkraftverkene i området, kan N-1 kapasiteten for flyt nord-sør gjennom studieområdet bli svært lav, dersom nettet driftes sammenkoblet uten tiltak.

Vi har i denne analysen antatt at det blir bygget ut 20 MW ny kraftproduksjon i NEAS-ringen med tilknytning under Trollheim og Ranes. Totalt kjenner vi til 13 vannkraftverk, på til sammen 26 MW, som har fått konsesjon eller ligger til behandling hos NVE. Dersom Smøla vindkraftverk blir lagt ned ved endt levetid mellom 2022 og 2030, vil problemet med høyt overskudd i NEAS-ringen bli mindre. Det samme gjelder ved økt industriforbruk, men elektrifisering av plattformer i Norskehavet fra Nordmøre og et jernverk på Tjeldbergodden, som har vært vurdert, virker per i dag lite sannsynlig.

Vi har ikke sett på hvor ofte og hvor mye de nevnte snittene vil begrense flyten nord-sør gjennom studieområdet, og hva som vil være kostnaden ved å håndtere flaskehalsen. Dette avhenger av flere forhold både i og utenfor studieområdet. De siste fem årene har imidlertid flyten på ledningene 132 kV Ranes-Aura + 300 kV Orkdal-Aura + 420 kV Klæbu-Viklandet så å si alltid vært fra nord til sør, opp mot ca. 900 MW.

Denne historiske flyten er registrert før idriftsettelse av gjennomgående 420 kV forbindelse fra Ørskog til Sogndal. Med effektunderskudd i Midt-Norge og ellers like forutsetninger, ville forbindelsen mest sannsynlig gitt redusert flyt i det nevnte snittet. Andre forhold, som utbygging av ny produksjon nord for snittet og planlagte/aktuelle likestrømsforbindelser til kontinentet, vil derimot bidra til økt flyt.

### **Høye avbruddskostnader ved trinn 2 i Holla – kan reduseres ved bl.a. temperaturoppgradering**

Når Wacker Chemicals nå utvider anlegget i Holla, forbereder de det også for et eventuelt neste byggetrinn. Dersom dette blir besluttet, vil det medføre et kraftbehov på ytterligere 45-70 MW, til

---

<sup>1</sup> Beregnet som sum flyt på flere ledninger, f.eks. 420 kV Surna-Viklandet+300 kV Orkdal-Aura+132 kV Ranes-Aura

totalt 165-190 MW. Vi forventer at en beslutning blir tatt rundt 2021-22. Med 190 MW industriforbruk blir driftsmarginene i Vestnettet enda mindre, og sannsynligheten for at *både* produksjon og forbruk må kobles bort ved en feil på 420 kV ledning eller transformator, er stor. Med 190 MW industriforbruk forventer vi en tredobling av de beregnede avbruddskostnadene, også grunnet feil på 132 kV-ledningene Trollheim-Hemne-Snillfjord.

Begge de to 132 kV-ledningene Trollheim-Hemne og Snillfjord-Hemne er dimensjonert for å tåle 50 °C linetemperatur. Avbruddskostnadene i Vestnettet kan reduseres kraftig ved å temperaturoppgradere 132 kV-ledningene fra 50 til 80 °C linetemperatur. Dette vil også gi økte driftsmarginer og sjeldnere aktivering av PFK. Samtidig kan spenningsforhold bli begrensende dersom vi skal utnytte 132 kV Vestnettet helt opp til termisk kapasitet etter en eventuell temperaturoppgradering.

### **Nettsplittingsvern gir økt kapasitet, men utfordrende drift – flere forhold må undersøkes nærmere**

Driftsmessig er det lite ønskelig at flaskehalsen i 132 kV nettet gir begrensninger på utnyttelsen av nett på høyere spenningsnivå (300 og 420 kV). Ved å installere nettsplittingsvern på ledningene 132 kV Ranese-Aura og 132 kV Gylthalsen-Nordheim, kan vi tillate samlet overføring nord-sør gjennom området<sup>2</sup> på minimum ca. 1000 MW, uten overlast etter utfall av enten 420 kV Surna-Viklandet eller 420 kV Surna-Snilldal. Dette er et rimelig tiltak, men kan medføre en del utfordringer i systemdriften.

Statnett må i dialog med TEN vurdere om og hvordan systemvernene vil fungere. I den videre utviklingen av systemvernene blir det blant annet viktig å:

- Undersøke om et systemvern som omfatter både PFK og nettsplitting er gjennomførbart med tilstrekkelig koordinering mellom de to, og hvis gjennomførbart fastsette kriterier for aktivering.
- Undersøke om lasten i Holla i praksis vil klare å forbli innkoblet i et hendelsesforløp med feil på 420 kV ledning, feilklarering og aktivering av PFK og eventuelt nettsplitting.
- Undersøkes om minste nødvendige produksjon bak PFK (Geitfjellet og Hitra I) kan gi utfordringer med spenningsforhold mm. Analysene viser bl.a. at aktivering av PFK kan gi så stort underskudd at BFK også må aktiveres.

I tillegg vil det fortsatt i noen ekstreme driftssituasjoner være utfordringer med overlast ved intakt nett. Dette må trolig løses ved spesialregulering i operativ drift, om en skal unngå oppdeling av nettet i normaldrift.

### **Transformerer i Surna trolig rasjonelt – men det er fortsatt behov for systemvern**

Ved å etablere 420/132 kV transformering i Surna/Trollheim kan vi la være å reinvestere 132 kV Ranese-Aura ved endt levetid. I sum kan transformeringen se ut til å være samfunnsøkonomisk rasjonell.

Ved sammenkoblet nett vil det fortsatt være behov for systemvern i Vestnettet (PFK/BFK) og nettsplittingsvern på 132 kV Gylthalsen-Nordheim<sup>3</sup>. Vi kan da tillate samlet overføring nord-sør gjennom området på minimum ca. 1000 MW.

Tiltaket har høy kostnad, men også en rekke positive virkninger:

---

<sup>2</sup> Sum flyt på ledningene 420 kV Surna-Viklandet, 300 kV Orkdal-Aura og 132 kV Ranese-Aura

<sup>3</sup> Forutsetter sanering av Ranese-Aura eller delt nett her. Dersom Trollheim-Ranese-Aura består og driftes sammenkoblet, må det installeres nettsplittingsvern også på denne ledningen.

- Sparte reinvesteringskostnader og trolig positiv miljøvirkning fordi tiltaket muliggjør sanering av 132 kV Ranese-Aura (foreløpig planlagt reinvestert i 2029).
- Reduserte tap i nettet (med Ranese-Aura utkoblet/sanert).
- Utfall av 420 kV Surna-Snilldal kan håndteres ved mindre omfattende bruk av PFK, og nettsplitting ved dette utfallet er ikke nødvendig.
- Sjeldnere aktivering av PFK i Vestnettet ved utfall 420 kV Surna-Viklandet.
- Unngår overlast i 132 kV nettet ved intakt nett eller etter utfall av 132 kV, uten å måtte dele nettet eller spesialregulere ned produksjon.
- Bedre spenningsforhold i 132 kV-nettet, både mht. høye og lave spenninger.

Eventuell transformering bør sees i sammenheng med reinvestering av Trollheim stasjon, som foreløpig er planlagt i 2023. Reinvesteringsbehovet er omfattende, og gjelder både kontrollanlegg og apparatanlegg i stasjonen.

### **Både driftsform og eventuelle tiltak må vurderes videre**

I det videre arbeidet vil TEN vurdere tiltak for å gi momentan reserve for deler av lasten i Hemne/Holla, samt undersøke nærmere hva som skal til for å temperaturoppgradere Trollheim-Hemne(-Snillfjord). I neste RKSU vil TEN utrede og presentere hvordan 132 kV nettet mellom Trollheim og Snilldal bør se ut på sikt. Flere ledninger inn til Hemne og Holla transformatorstasjoner vil inngå i vurderingen.

Statnett jobber videre med å vurdere (håndtering av) flaskehalsen i området, samt å verifisere at foreslåtte systemvern kan realiseres og gir ønsket virkning. I tillegg bør Statnett gjøre videre vurderinger av kostnader og nytte ved 420/132 kV transformering i Surna/Trollheim, for å fastsette om og når tiltaket bør gjennomføres.

Dersom samlet nett ikke er mulig fordi driften blir for komplisert, må trolig Vestnettet driftes delt. Dette vil kreve andre tiltak, som bryterløsning i Holla eller større overføringsevne på nettet som forsyner Hemne og Holla.

Uavhengig av driftsform vil det være en fordel dersom det er mulig å beholde 132 kV Orkdal-Snillfjord i drift en periode etter at 420 kV Surna-Snilldal er satt i drift. Dette vil imidlertid kreve tiltak i Snillfjord stasjon, samt omfattende vedlikehold/reinvestering av ledningen. I tillegg må det søkes NVE om fritak fra vilkåret om å sanere ledningen innen to år etter at Snilldal transformatorstasjon er satt i drift.

### **Andre tiltak vil bli aktuelle på sikt**

På noe lenger sikt er det sannsynlig at det blir gjort tiltak i transmisjonsnettet som ikke er analysert her:

- Statnett har konsesjon til å bygge Åfjord-Snilldal over Trondheimsfjorden. Sammenkoblet nett med denne forbindelsen på drift vil minimum kreve at også vindkraften på Fosen er knyttet til systemvern, for å unngå overlast i 132 kV nettet ved utfall av Surna-Snilldal. Dette må analyseres nærmere.
- I tillegg har Statnett konsesjon til å spenningsoppgradere 300 kV Orkdal-Aura på strekningen fra Aura/Viklandet til Surna til 420 kV. Dette vil gi betydelig lavere transitt gjennom 132 kV nettet ved utfall av Surna-Snilldal, og kunne redusere omfanget av systemverntiltak.

Disse tiltakene må sees i en større sammenheng enn det som er gjort her, da de utløses av – og påvirker – forhold langt utenfor studieområdet.

# Innhold

Forord .....	2
Sammendrag .....	3
Sammenkoblet nett gir reduserte overføringstap og avbruddskostnader, men krever systemvern .....	3
Tidvis svært lav N-1 kapasitet nord-sør gjennom studieområdet ved sammenkoblet nett uten tiltak .....	4
Høye avbruddskostnader ved trinn 2 i Holla – kan reduseres ved bl.a. temperaturoppgradering .....	4
Nettsplittingsvern gir økt kapasitet, men utfordrende drift – flere forhold må undersøkes nærmere .....	5
Transformering i Surna trolig rasjonelt – men det er fortsatt behov for systemvern .....	5
Både driftsform og eventuelle tiltak må vurderes videre .....	6
Andre tiltak vil bli aktuelle på sikt .....	6
Innhold .....	7
<b>DEL I BEHOVSANALYSE.....</b>	<b>9</b>
1 Tre delområder som henger sammen .....	10
2 Det vil skje store endringer i Vestnettet frem til 2020 .....	11
2.1 Statnett og TrønderEnergi Nett forsterker nettet for å knytte til 250 MW vindkraft .....	11
2.2 Wacker Chemicals øker kraftforbruket i Holla med 30 MW – og potensielt ytterligere 70 MW .....	11
2.3 Både industriforbruket og vindkraften må være knyttet til med systemvern .....	12
2.4 Feil i 132 kV Vestnettet vil også føre til avbrudd i strømforsyningen .....	16
2.5 Situasjonen i Vestnettet etter 2020 .....	16
2.6 Sammenkoblet drift er gunstig for Vestnettet, men gir utfordringer lenger sør .....	18
3 Ingen bekreftede planer i NEAS-ringen.....	21
3.1 Nytt industriforbruk kan ikke utelukkes på sikt, men virker lite trolig nå .....	21
3.2 Det kan bli bygget ut mer produksjon .....	21
4 Trollheim-Ranes-Aura er et svakt ledd nord-sør.....	23
4.1 I dag er det vanlig å dele nettet i Trollheim for å få ut produksjon fra NEAS-ringen .....	23
4.2 N-1 kapasiteten ved sammenkoblet nett kan bli svært lav .....	23
4.3 Vi forventer økt flyt fra nord til sør gjennom Midt-Norge .....	24
4.4 Trollheim-Ranes-Aura og Trollheim stasjon nærmer seg utløpt levetid .....	26
<b>DEL II AKTUELLE TILTAK .....</b>	<b>27</b>
5 Temperaturoppgradering i Vestnettet gir større driftsmarginer og reduserte avbruddskostnader.....	28
5.1 Redusert behov for PFK – men ved trinn 2 i Holla kan det fortsatt utløse BFK i lettlast.....	28
5.2 Forventet reduksjon i avbruddskostnader er rundt 10-15 MNOK over ti år.....	29
5.3 Spenning kan bli begrensende ved høy utnyttelse av termisk overføringskapasitet.....	29
6 Tiltak i eksisterende nett kan gi økt kapasitet nord-sør.....	30
6.1 Nettsplittingsvern på Ranes-Aura og Gylthalsen-Nordheim: minimum ca. 1000 MW N-1.....	30
6.2 Temperaturoppgradering er mindre aktuelt for å øke kapasiteten nord-sør .....	31
6.3 Deling av nettet ved intakt nett .....	31
7 Transformering i Surna/Trollheim kan være rasjonelt.....	32
7.1 Spart reinvestering av 132 kV Ranes-Aura kan forsvare investeringskostnaden .....	32
7.2 Transformering i Trollheim gir reduserte overføringstap .....	32
7.3 Sammen med nettsplittvern gir tiltaket minimum ca. 1000 MW N-1 kapasitet for flyt nord-sør .....	33
7.4 Transformering gir et stivere nett og forenkler nettdriften .....	33
8 Andre tiltak kan bli aktuelle på sikt.....	34
8.1 Statnett har konsesjon til å bygge Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet 2.....	34

8.2	Ved trinn 2 i Holla kan en ekstra transformator i Snilldal bli aktuelt .....	34
8.3	Ved trinn 2 i Holla vil TEN vurdere å bygge nytt 132 kV nett .....	35
8.4	Tiltak for å styre kraftflyten .....	35
<b>DEL III</b>	<b>KONKLUSJON OG VIDERE ARBEID .....</b>	<b>36</b>
9	Konklusjon og videre arbeid .....	37
9.1	Systemvernene må utformes av Statnett og TEN i dialog med berørte aktører .....	37
9.2	Flere tiltak kan bli aktuelle .....	37
9.3	Høy utnyttelse av nettet krever mer inngående analyser .....	38
<b>DEL IV</b>	<b>METODE OG FORUTSETNINGER.....</b>	<b>39</b>
10	Åtte ulike driftssituasjoner er vurdert .....	40
11	Beregning av overføringstap .....	42
11.1	Forenklet beregninger av tap for åtte driftssituasjoner .....	42
11.2	Detaljert beregning av tap for 72 driftssituasjoner .....	42
12	Beregning av overføringsgrenser .....	44
12.1	Excelbasert vurdering av produksjonsfleksibilitet for vindkraft i Vestnettet ved N-1 .....	44
12.2	ACCC-analyse.....	45
12.3	Følsomhetsberegning for lastflyt ved endring av last/produksjon .....	45
12.4	Beregning av overføringskapasitet nord-sør i studieområdet .....	46
12.5	Beregning av operative snittgrenser .....	51
13	Beregning av avbruddskostnader .....	52
13.1	Innledning .....	52
13.2	Enhetsverdier for forventet avbruddskostnad ved Holla .....	52
13.3	Forventet gjennomsnittlig avbrutt effekt ved Holla pr. år .....	53
13.4	Avbruddskostnader innen alminnelig forsyning .....	54
13.5	Sammenstilling av beregningsresultater .....	56
14	Kortslutningsbegninger .....	59
<b>DEL V</b>	<b>VEDLEGG.....</b>	<b>60</b>
Vedlegg 1	Oversikt over ledninger i studieområdet.....	61
Vedlegg 2	Regneeksempel for utfall av Surna-Snilldal .....	62
Vedlegg 3	Kurver for flyt siste fem år på utvalgte ledninger.....	63
	420 kV Klæbu-Viklandet + 300 kV Orkdal-Aura + 132 kV Raner-Aura .....	63
	Raner-Aura: Høyest flyt på vår og sommer, lite variasjon over døgnet.....	65
Vedlegg 4	Analyser av spenningsforhold .....	66
	Utfall av 420 kV Surna-Snilldal eller 420/132 kV transformator Snilldal.....	66
	Utfall av 132 kV Snillfjord-Hemne .....	67
	Utfall av 132 kV Brandhol-Rensvik .....	67
<b>DEL VI</b>	<b>KILDER .....</b>	<b>69</b>



## Del I Behovsanalyse

Det vil skje store endringer i 132 kV Vestnettet frem til 2020: 250 MW vindkraft blir bygget ut, industriforbruket øker med 30 MW og TEN og Statnett bygger nytt nett. I sum blir forsyningsikkerheten i Vestnettet bedre i 2020 sammenlignet med i dag, men vi forventer fortsatt avbrudd i strømforsyningen ved feil i nettet, primært ved utfall av 420 kV innmatingen i Snilldal. Deler av både industriforbruket og vindkraften må være knyttet til med systemvern, og kobles bort ved overlast i 132 kV nettet.

Vi har sett at Vestnettet bør driftes sammenkoblet for å redusere avbruddskostnader og overføringstap. Dette gir imidlertid økt belastning på 132 kV nettet lenger sør i studieområdet, som kan bli svært begrensende ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal eller 420 kV Surna-Viklandet i situasjoner med høy lokal kraftproduksjon.

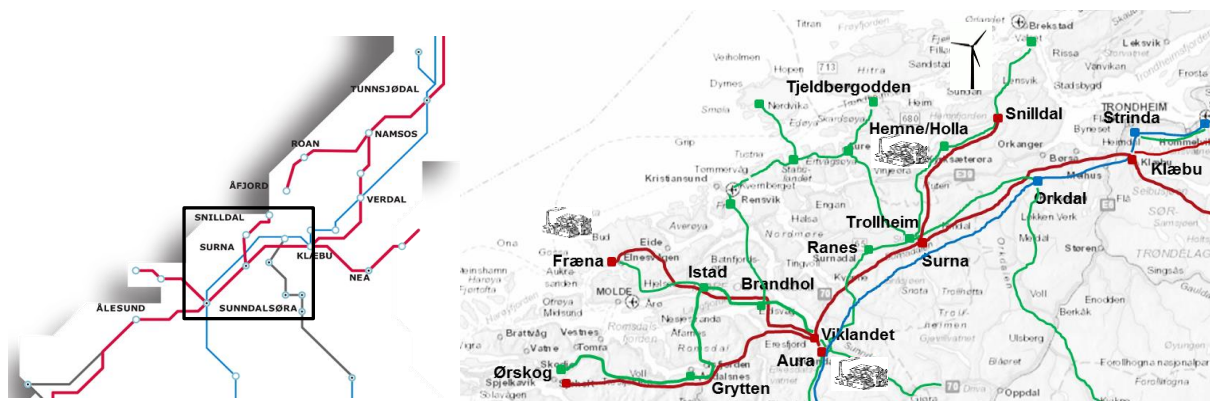
# 1 Tre delområder som henger sammen

Denne analysen omfatter transmisjons- og 132 kV regionalnettet i den sør-vestre delen av Sør-Trøndelag og på Nordmøre, i perioden ca. 2020-2030. Studieområdet strekker seg fra Snilldal i nordvest til Klæbu i øst og Aura/Viklandet i sør, som indikert med den svarte boksen i kartet til venstre i Figur 2.

Transmisjonsnettet i området består av tre parallelle ledninger: en 420 kV-ledning fra Klæbu til Viklandet, en 300 kV-ledning fra Orkdal til Aura og 132 kV-forbindelsen Orkdal-Trollheim-Ranes-Aura. I tillegg bygger Statnett nå en ny 65 km lang 420 kV-ledning fra nye Surna stasjon, omtrent 80 km fra Klæbu, til nye Snilldal stasjon på sørsiden av Trondheimsfjorden. Ledningen bygges for å legge til rette for 250 MW ny vindkraft i området, og skal stå ferdig i løpet av 2019.

Området er knyttet til resten av kraftsystemet

- nordover gjennom én 420 kV-forbindelse og én 300 kV-forbindelse fra Klæbu til Tunnsjødal
- østover gjennom en 420 kV forbindelse fra Klæbu via Nea til Sverige
- sørover gjennom 420 kV-forbindelsen fra Viklandet via Ørskog til Sogndal og en 300 kV-forbindelse fra Aura gjennom Gudbrandsdalen
- vestover med 420 kV radialen til Fræna, som videre er knyttet til gassprosesseringsanlegget på Nyhamna



**Figur 2: Studieområdet består av tre delområder som henger sammen: 132 kV Vestnettet til TEN, 132 kV-nettet til NEAS (kalt NEAS-ringen) og de tre parallelle forbindelsene som transporterer kraft mellom nord og sør gjennom studieområdet.**

132 kV regionalnettet er eid av TrønderEnergi Nett (TEN) og Nordmøre Energiverk Nett AS (NEAS):

- TEN sitt nett – kalt Vestnettet – går fra Trollheim i sør og til Snilldal i nordøst. 132 kV ledningene mellom Trollheim og Holla ble bygget i 1963 for å forsyne smelteverket i Holla sammen med Søa kraftverk. Gradvis økende kraftbehov på smelteverket og ellers i området, førte til at Hemne – Snillfjord ble bygget i 1970. Regelmessig vedlikehold og delvis rehabilitering gjør at linjene er i grei teknisk stand.
- NEAS sitt nett – kalt NEAS-ringen – er knyttet til transmisjonsnettet i Trollheim og i Brandhol. NEAS har nylig konsesjonssøkt første fase i reinvestering av 66 kV forbindelsen Istad-Rensvik (Nordmøre Energiverk AS, 2016). Hele forbindelsen vil etter planen ikke være oppgradert og idriftsatt med 132 kV spenning før i 2032, men dette kan forseres dersom lastutviklingen tilsier det.

## 2 Det vil skje store endringer i Vestnettet frem til 2020

Frem til 2020 vil det bli bygget ut 250 MW vindkraft i Vestnettet, og smelteverket i Holla vil øke kraftforbruket med 30 MW. Statnett og TEN bygger nye ledninger og transformatorstasjoner for å møte utviklingen. I sum forventer vi bedre forsyningssikkerhet i 2020 sammenlignet med i dag.

Våre analyser viser at Vestnettet bør driftes sammenkoblet, med systemvern knyttet til både industriforbruket og vindkraftproduksjonen. Ytterligere forbruksvekst – tilsvarende et mulig trinn 2 i Holla – vil gi høye avbruddskostnader og overføringstap.

### 2.1 Statnett og TrønderEnergi Nett forsterker nettet for å knytte til 250 MW vindkraft

Fosen Vind DA besluttet vinteren 2016 å investere i 1000 MW vindkraft på Fosen, Hitra og i Snillfjordområdet, hvorav 250 MW – fra Geitfjellet og Hitra II vindparker – ligger sør for Trondheimsfjorden. Vindkraftverkene er under bygging og planlagt satt i drift i perioden 2019-2020.

Nye 420 kV-ledninger er en forutsetning for at vindkraften realiseres. Samtidig som vindkraften fikk konsesjon, fikk Statnett konsesjon til å bygge en 420 kV forbindelse fra Namsos i nord til nye Surna stasjon i sør. Forbindelsen bygges ut i to trinn, der de to radialene fra Namsos via Hofstad til Åfjord og fra Surna til Snilldal, inkludert tilhørende stasjoner, utgjør første byggetrinn. Åfjord-Snilldal, inkludert syv kilometer sjøkabel over Trondheimsfjorden, utgjør andre byggetrinn. Denne delen er ikke investeringsbesluttet, men planlagt idriftsatt innen 2028.

For å knytte til vindkraften bygger også TEN nye transformatorstasjoner og nytt regionalnett, inkludert ombygging av Fillan transformatorstasjon til 132 kV og nye 132 kV ledninger Snilldal-Snillfjord og Snilldal-Fillan. Prosjektene skal være ferdig i løpet av 2019. Eksisterende 132 kV ledning fra Orkdal til Snillfjord skal rives når den nye 420 kV ledningen Surna-Snilldal er satt i drift.

### 2.2 Wacker Chemicals øker kraftforbruket i Holla med 30 MW – og potensielt ytterligere 70 MW

Smelteverket i Holla er eid av Wacker Chemicals Norway AS, Holla metall. De besluttet i mars 2017 å utvide anlegget med en ny og større ovn. Ovnen erstatter en eldre ovn, av til sammen fire. Endringen medfører en økt last på omtrent 30 MW, fra nesten 90 MW til omtrent 120 MW. Anlegget er planlagt ferdigstilt ved utgangen av 2018, med ønsket oppstart i første kvartal 2019. Fabrikken produserer silisiummetall som sendes til Wackers fabrikker i Tyskland og benyttes i ulik kjemisk industri (Adresseavisa, 2017).

Som følge av utvidelsen av fabrikken på Holla vurderer TEN å forsterke nettet fra Hemne til Holla. I dag går det én ca. 1,1 km lang 132 kV ledning på denne strekningen. I tillegg må det etableres en ekstra transformator i stasjonen i Holla, som omsøkt av Holla Metall til NVE i juni 2017. I denne analysen forutsetter vi at nødvendige tiltak mellom Hemne og Holla er gjennomført<sup>4</sup>, og ser bort fra

---

<sup>4</sup> TEN har ikke besluttet løsning for Hemne-Holla. For enkelhets skyld har vi i denne analysen gjort følgende tilpasninger, som ikke har betydning for de problemstillingene vi vurderer her:

- Ny 132 kV ledning Hemne-Holla (FeAl 240)
- Redusert aktiv last på 22 kV tilsvarende gammel ovn som skal fases ut, dvs. til ca. 75 MW (ingen endring mht. reaktiv effekt)

begrensninger på denne strekningen. Videre forutsetter vi ved beregning av spenningsforhold at  $\cos\phi = 1$  på 132 kV i Holla, altså at reaktivt effektforbruk kompenseres<sup>5</sup>.

Når Wacker Chemicals nå utvider anlegget i Holla, forbereder de det også for et eventuelt neste byggetrinn. Dersom dette blir besluttet, vil det medføre et kraftbehov på ytterligere 45-70 MW, til totalt 165-190 MW. Vi forventer at en beslutning blir tatt rundt 2021-22.

### 2.3 Både industriforbruket og vindkraften må være knyttet til med systemvern

Etter den første utvidelsen i Holla er det ikke kapasitet til å forsyne forbruket i Vestnettet med N-1<sup>6</sup> sikkerhet gjennom hele året, og en feil i nettet kan dermed medføre avbrudd i strømforsyningen.

Også ved høy produksjon og kraftoverskudd i Vestnettet, kan et utfall føre til overlast. Dette betyr at både forbruk og produksjon må være knyttet til med systemvern. I enkelte driftssituasjoner vil utfall av 420 kV innmatingen kunne føre til utkobling av både forbruk og produksjon.

#### Lokal produksjon er ofte for høy eller for lav til å håndtere et utfall av 420 kV-innmatingen

Utfall av enten 420/132 kV transformatoren i Snilldal eller 420 kV Surna-Snilldal kan gi overlast på

- Trollheim-Hemne, ved lite lokal produksjon
- Snillfjord-Hemne, når det er mye produksjon fra vindkraften
- Trollheim-Ranes-Aura

Sistnevnte overlast er omtalt i kapittel 4.2. Vi fokuserer her på forhold i Vestnettet, og de to første overlastene. For å unngå disse, og potensielt mørklegging av større deler av området, må både forbruk og produksjon være knyttet til systemvern. En analyse av forventet produksjon sett opp mot lasten i området viser at uten systemvern ville et utfall av 420 kV-innmatingen føre til overlast i omtrent 70 % av tiden både sommer og vinter.

Dette er vist i Figur 3 og Figur 4 under. Figur 3 viser "tillatt produksjonsområde" for vindkraften<sup>7</sup> i Vestnettet som prosent av installert effekt i en sommersituasjon ("lettlast") og en vintersituasjon ("tunglast"), med hhv. 120 og 190 MW industriforbruk i Holla. Dersom vindkraften produserer mer eller mindre enn dette, vil utfall av 420 kV-innmatingen føre til overlast på enten Trollheim-Hemne eller Snillfjord-Hemne. Metode og forutsetninger for beregningen er beskrevet i kapittel 12.1.

Figuren viser at Vestnettet kan håndtere utfall av 420 kV-innmatingen i Snilldal uten at det medfører overlast på 132 kV ledningen Trollheim-Hemne og Snilldal-Hemne, dersom vindkraften produserer mellom ca. 15 og 45 % av installert effekt (dvs. ca. 45-135 MW) om sommeren og mellom ca. 25 og 85 % av installert effekt (dvs. ca. 75-260 MW) om vinteren. Dette gjelder med 120 MW industriforbruk i Holla. Med økende industriforbruk blir "tillatt produksjonsområde" mindre.

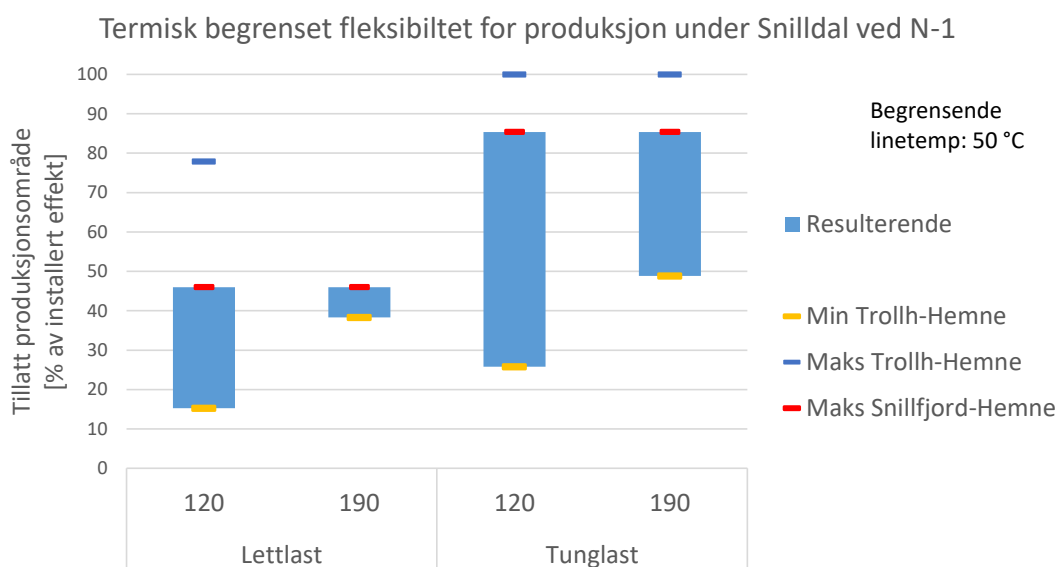
- 
- Lagt ny ovn (ca. 45 MW) på 132 kV samleskinne med  $\cos\phi = 1$  (dvs. ikke modellert ny transformator og reaktive forhold for den nye lasten)

<sup>5</sup> For vurdering av spenningsforhold er hele Holla-lasten flyttet til 132 kV samleskinne i Holla med  $\cos\phi = 1$  og alle kondensatorbatterier i Holla er utkoblet (dvs. det forutsettes  $\cos\phi = 1$  ref. 132 kV ssk. i Holla ved det spenningsnivået som beregnes (f.eks. ned i 120 kV).

<sup>6</sup> Når forbruk forsynes med N-1 sikkerhet betyr det at kraftsystemet skal tåle feil på en hvilken som helst komponent uten at det medfører avbrudd for sluttbruker.

<sup>7</sup> Hitra I (55,2 MW, i drift), Hitra II (93,6 MW, planlagt ferdigstilt 2019) og Geitfjellet (154,8 MW, planlagt ferdigstilt 2020) vindparker med til sammen 303,6 MW installert effekt.

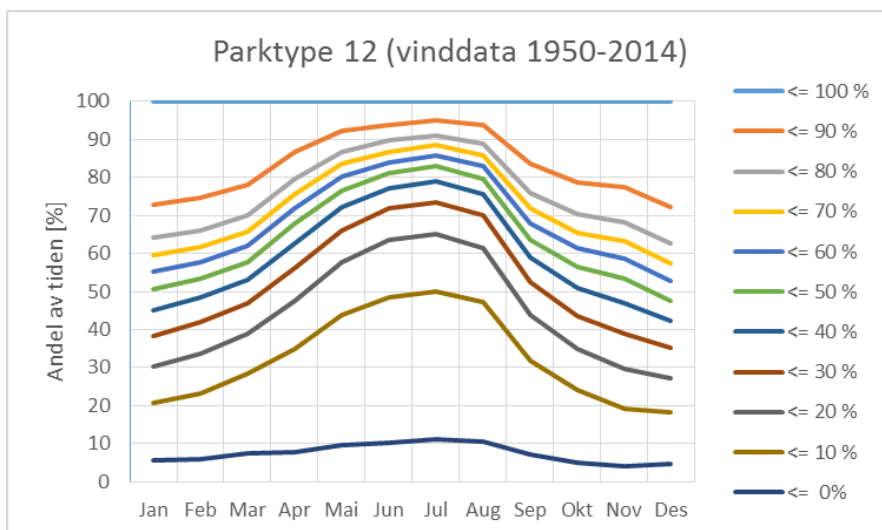
Forskjellen mellom lettlast/sommer og tunglast/vinter skyldes ulik termisk overføringskapasitet grunnet forutsetning om ulik omgivelsestemperatur (hhv. 20 og 0 °C), ulikt uttak til alminnelig forsyning og noe forskjell i forutsatt produksjon ved vannkraftverk i området. Merk for øvrig at spenningsforhold ikke er tatt hensyn til i denne beregningen, hvor vi kun har sett på termisk overføringskapasitet på ledningene. Der er som nevnt heller ikke tatt hensyn til overlast på 132 kV Ranese-Aura.



**Figur 3: Så lenge produksjon fra vindkraften ligger innenfor et gitt intervall, kan Vestnettet håndtere utfall av 420 kV-innmatingen i Snilldal uten at det medfører overlast i Vestnettet. Med 120 MW industriforbruk i Holla er intervallet 15-45 % om sommeren (lettlast) og 25-85 % om vinteren (tunglast).**

Det neste spørsmålet er så hvor ofte vi forventer at vindkraften vil produsere utenfor dette intervallet? Figur 4 viser andel av tiden vi forventer at vindkraften i Vestnettet vil produsere mindre enn en gitt prosent av installert effekt. Figuren er basert på produksjonsserier fra Kjeller Vindteknikk, og viser at produksjonen er forventet å være innenfor tillatt produksjonsområde i grovt sett 25 % av tiden i sommermånedene (juni-august) og 35 % av tiden i vintermånedene (desember-februar) med 120 MW last i Holla.

Med 190 MW last blir er tillatt produksjonsområde i lettlast svært smalt, og produksjonen er dermed sjeldent forventet å være innenfor dette. I tunglast er produksjonen forventet å være innenfor tillatt produksjonsområde i grovt sett 20 % av tiden.



**Figur 4** Kjeller Vindteknikk har laget produksjonsserier for vindkraften i Vestnettet, som her er fremstilt med persentiler. For eksempel viser den grønne kurven hvor ofte produksjonen er opptil (dvs. lavere enn) 50 % av installert effekt måned for måned. For januar er dette omtrent 50 % av tiden, for juni omtrent 80 % av tiden.

#### PFK på Hitra I og Geitfjellet fjerner overlast på Snillfjord-Hemne i alle driftssituasjoner

Med utgangspunkt i Figur 3 kan vi finne hvor mye produksjon som må kobles bort i lettlast og tunglast, med hhv. 120 og 190 MW forbruk i Holla. Sett opp mot installert effekt i de ulike vindparkene (se Tabell 1), gir dette at vi kan håndtere overlast ved overskudd i Vestnettet ved å knytte Hitra I og Geitfjellet vindparker til systemvern med automatisk produksjonsfrakobling (PFK). PFK kan for eksempel aktiveres ved overlast på Snillfjord-Hemne, ved flytretning mot Hemne. Resultatet er oppsummert i Tabell 2 under.

Vindkraftparker	MW	% av total
Hitra I	55	18 %
Hitra II	93,6	31 %
Geitfjellet	154,8	51 %
Total	303,4	100 %

Trinn PFK	
0 %	Ingen
18 %	Hitra I
31 %	Hitra II
49 %	Hitra I+II
51 %	Geitfjellet
69 %	Hitra I + Geitfjellet
82 %	Hitra II + Geitfjellet
100 %	Alle

**Tabell 1:** Ulike kombinasjoner av de tre vindkraftparkene gir ulik prosent av total installert vindkraftproduksjon. Dette kan benyttes til å vurdere hvilke vindkraftparker som må være knyttet til systemvern med PFK.

	Holla	Maks PFK behov	Minste PKF trinn
Lettlast	120	54 %	Hitra I + Geitfjellet
	190	54 %	Hitra I + Geitfjellet
Tunglast	120	15 %	Hitra I
	190	15 %	Hitra I
Resulterende behov		54 %	Hitra I + Geitfjellet

**Tabell 2: Ved å knytte Hitra I og Geitfjellet vindparker til systemvern med PFK, kan vi håndtere overlast i Vestnettet i en overskuddssituasjon.**

Merk at maksimalt PFK behov og tilhørende minste PFK trinn i Tabell 2 er forutsatt at vindkraftverkene produserer for fullt. Ved å koble ut hele Geitfjellet og Hitra I vindparker er det altså godt mulig at man kobler ut mer produksjon enn nødvendig for å løse overlasten. Dette er imidlertid det minste volumet som må være knyttet til dersom man skal ha ett volum som hjelper i alle driftssituasjoner gjennom året.

#### **PFK på Hitra I og Geitfjellet kan gi lav spenning og behov for BFK**

Det er imidlertid sannsynlig at en slik produksjonsfrakobling fører til overlast på Trollheim-Hemne, som igjen gir behov for å koble bort deler av industriforbruket i Holla (se neste avsnitt). Dette gjelder både i tunglast og i lettlast, allerede ved 120 MW industriforbruk i Holla.

Dersom utfallet skjer i en tunglastsituasjon, med maksimalt alminnelig forbruk og lite produksjon ved Sjøa kraftverk, vil dessuten spenningen i Hemne/Holla falle til et kritisk nivå etter utkobling av Geitfjellet og Hitra I vindparker. Det må undersøkes nærmere hvordan lasten i Holla vil oppføre seg i en slik situasjon. Bortkobling av forbruk vil avhjelpe situasjonen, og forhindre at kraftforsyningen i hele området i verste fall bryter sammen.

#### **Utfall av 420 kV Surna-Viklandet kan også føre til overlast og aktivere PFK**

Til nå har vi kun sett på overlast på 132 kV Snillfjord-Hemne ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal. Utfall av 420 kV Surna-Viklandet kan også gi overlast på denne ledningen, da deler av kraften som flyter nord-sør gjennom studieområdet vil ta veien om 132 kV Vestnettet og legge seg oppå kraftoverskuddet her. Dette vil også utløse nevnte overlastvern og koble bort vindkraften som er knyttet til PFK.

For de driftssituasjonene vi har vurdert (se kapittel 10) er PFK på Geitfjellet og Hitra I vindparker tilstrekkelig for å håndtere overlasten ved dette utfallet. I kapittel 6 vurderer vi tiltak i eksisterende nett for å øke overføringskapasiteten nord-sør gjennom studieområdet, opp til minimum ca. 1000 MW. Ved høy overføring er det viktig at disse tiltakene spiller på lag med PFK i Vestnettet, som vi vil komme tilbake til i kapittel 6.

#### **Det kan bli behov for å koble bort alt industriforbruket i Holla**

I en situasjon med kraftunderskudd i Vestnettet, kan utfall av 420 kV innmatingen i Snilldal gi overlast på Trollheim-Hemne. Dette gjelder dersom produksjonen fra vindkraften i Vestnettet er mindre enn nivået angitt ved de oransje strekene i Figur 3. For å fjerne overlasten må det installeres et systemvern med belastningsfrakobling (BFK) på industriforbruket i Holla. BFK kan for eksempel aktiveres ved overlast på 132 kV Trollheim-Hemne, når flytretningen er mot Hemne.

Tabell 3 viser det største volumet industriforbruk som må kobles bort for å fjerne overlasten i alle driftssituasjoner gjennom året i 2019 ("største BFK-behov"). Dette er det volumet som må knyttes til

BFK, dersom systemvernet kun skal ha ett fast volum gjennom hele året. Tabellen viser største BFK-behov både med og uten trinn<sup>8</sup>, med hhv. 120 og 190 MW industriforbruk, gitt 50 eller 80 grader linetemperatur. I den øverste tabellen er det antatt at 80 % av installert kapasitet (37 MW) ved Sjøa vannkraftverk er tilgjengelig, mens det i den nederste tabellen er antatt null bidrag fra lokal produksjon.

Med vannkraft innkoblet				
Last Holla ↓	Største BFK-behov over året i 2019			
	Uten trinn		Med trinn	
Linetemp →	50	80	50	80
120	57	15	80	40
190	127	85	190	120
Uten vannkraft innkoblet				
Last Holla ↓	Største BFK-behov over året i 2019			
	Uten trinn		Med trinn	
Linetemp →	50	80	50	80
120	89	47	120	80
190	159	117	190	120

**Tabell 3: Dersom vi ikke tar høyde for produksjon ved Sjøa kraftverk, kan det i verste fall bli nødvendig å koble bort hele industriforbruket i Holla ved overlast på Trollheim-Hemne. Dette gjelder dersom forbruket kobles bort i trinn på 40 MW hver.**

Sjøa kraftverk (37 MW) har høy brukstid (ca. 5200 timer), og er trolig innkoblet i store deler av året. Kraftverket produserer mest på vår/tidlig sommer (april-juni). BFK-behovet er også størst for vår/sommer, fordi termisk overføringskapasitet på ledningene går mer ned enn lasten (pga. stor andel industriforbruk). For å være sikker på at vi kan håndtere en potensiell overlast i alle driftssituasjoner, uten å måtte tilpasse volumet etter situasjonen, kan det likevel være nødvendig å koble hele industriforbruket til BFK.

## 2.4 Feil i 132 kV Vestnettet vil også føre til avbrudd i strømforsyningen

Det finnes flere mulige løsninger for å oppnå momentan reserve for alminnelig forsyning i Hemne og deler av Holla ved feil i 132 kV nettet. Blant løsningene er flere effektbrytere med vern, og dublering av forbindelser.

Dersom en etablerer delt 132 kV samleskinne i Holla gir dette bl.a. mulighet for et delingspunkt som styrer lastfordelingen mellom Trollheim-Hemne og Snillfjord-Hemne ved normaldrift eller som et tiltak ved feil eller revisjoner.

## 2.5 Situasjonen i Vestnettet etter 2020

Selv om vi forventer at forsyningsikkerheten i 2020 er bedre enn i dag, vil fortsatt utfall av ledninger eller transformatorer kunne medføre avbrudd i strømforsyningen. Dette gjelder særlig ved utfall av 420 kV-innmatingen, og særlig ved en eventuell ytterligere utvidelse med et trinn 2 i Holla.

<sup>8</sup> I alternativene med trinn har vi antatt at BFK aktiveres ved å koble ut én og én transformator i Holla, og med gjenværende last på hhv. 0, 40, 80 eller 120 MW. I alternativene uten trinn er utkoblingen tilpasset etter behovet.



### **Gitt sammenkoblet nett forventer vi bedre forsyningssikkerhet i 2020 sammenlignet med i dag**

TEN anser at forsyningssikkerheten i Vestnettet vil være vesentlig bedre i 2020 sammenlignet med i dag, da ny 420 kV ledning og -transformator representerer sterkere forsyning enn dagens 132 kV ledning fra Orkdal. Dette gjelder til tross for at dagens nett har hatt lite feil. Samtidig vil marginene for reserve spises opp uten systemvern når Holla utvider produksjonen og kraftbehovet. Dette forsterkes også av vekst innen alminnelig forsyning.

### **Forventede avbruddskostnader skyldes primært utfall av 420 kV-innmatingen**

Vi har beregnet forventet avbruddskostnad grunnet utfall av 420 kV-innmatingen og 132 kV-ledningene i Vestnettet. Beregningen forutsetter at nettet er driftet sammenkoblet, og er gjort for tre alternative utforminger av systemvernet i Holla. I alle alternativene kobles forbruket ut i trinn til et restforbruk på enten 40, 80 eller 120 MW<sup>9</sup>.

I beregningene har vi lagt til grunn 1 % årlig vekst innen alminnelig forsyning, maksimalt forbruk per måned, 80 % av installert vannkraftproduksjon og 20 persentilen av lokal vindkraftproduksjon per måned. For vindkraften vil det si at produksjonen er forventet å være høyere enn dette nivået i 80 % av tiden for den aktuelle måneden.

Dette er en nokså konservativ antakelse, som potensielt fører til en overestimering av avbruddskostnadene. På den andre siden har vi i kapittel 2.3 sett at behovet for PFK ved høy produksjon i mange tilfeller også kan føre til utløsning av BFK. Dessuten kan vindkraftproduksjonen variere relativt mye under langvarige avbrudd, noe som gjør at en konservativ tilnærming kan være nødvendig.

Forutsetninger og metode for beregning av avbruddskostnader er forklart i kapittel 13. For detaljerte resultater, se kapittel 13.5. Oppsummert gir beregningen blant annet følgende resultater:

1. **Alternativ 1 gir 10 MNOK i forventet avbruddskostnad (nåverdi over 10 år<sup>10</sup>).** I dette alternativet blir kun det minste trinnet som er nødvendig for å fjerne overlasten i den aktuelle driftssituasjonen koblet ut inntil feilen er rettet. Hvis for eksempel overlasten er på 37 MW, blir i dette alternativet 40 MW – tilsvarende det minste trinnet – koblet bort inntil feilen er rettet og forsyningen gjenopprettes. Hvis derimot overlasten er på 43 MW, antar vi at 80 MW blir koblet bort inntil feilen er rettet og forsyningen gjenopprettes. Dette alternativet forutsetter altså at systemvernet blir tilpasset automatisk eller manuelt avhengig av driftssituasjonen, for eksempel med faste intervaller som varierer gjennom året.
2. **Alternativ 2 gir 12 MNOK i forventet avbruddskostnad (nåverdi over 10 år).** I dette alternativet antar vi at hele Holla blir koblet bort den første timen, men etter en time antar vi at det er mulig å tilpasse volumet slik at deler av forbruket kan kobles inn igjen. Hvis for eksempel overlasten er på 37 MW, blir i dette alternativet 120 MW – tilsvarende hele Holla – koblet bort i den første timen. Dersom feilen varer i mer enn en time forblir 40 MW utkoblet inntil feilen er rettet. I dette alternativet må ikke systemvernet tilpasses etter driftssituasjonen, men kan være likt gjennom hele året.
3. **Alternativ 3 gir 12 MNOK i forventet avbruddskostnad (nåverdi over 10 år).** Dette alternativet er som alternativ 2, men vi antar at systemvernet den første timen kobler ut det minste trinnet

---

<sup>9</sup> Vi har altså antatt at BFK i alle alternativene aktiveres ved å koble ut én og én transformator i Holla, med ca. 40 MW last på hver. Vi har senere blitt kjent med at lasten er sammenkoblet på 22 kV-siden i Holla, noe som betyr at systemvernet må installeres på 22 kV bryterne. Dette gir muligens anledning til mer finmaskede trinn, men krever kanskje også mer komplisert systemvern.

<sup>10</sup> Avbruddskostnadene er diskontert med 4 % diskonteringsrate og rundet av til nærmeste hele MNOK.

som er nødvendig for å fjerne overlasten i alle driftssituasjoner gjennom året. Hvis for eksempel overlasten er på 37 MW, men kunne vært på opptil 75 MW dersom feilen hadde inntruffet i en annen driftssituasjon, blir 80 MW koblet ut i den første timen. I nullalternativet vårt gir dette alternativet samme resultat som alternativ 2, fordi en feil i verste fall gir behov for å koble ut alt forbruket, slik det er lagt til grunn i alternativ 2. Også i dette alternativet kan systemvernet være likt gjennom året.

Omtrent 85-95 % av avbruddskostnadene skyldes utfall av 420 kV-innmatingen – hvorav omtrent 60 % skyldes utfall av 420 kV Surna-Snilldal. Se for øvrig beskrivelse av Statnetts planer i kapittel 8.1.

### **Trinn to i Holla gir tredobling av avbruddskostnadene – også pga. feil på 132 kV-ledningene**

Dersom Wacker Holla utvider med et neste trinn, til 190 MW kraftforbruk totalt, vil de forventede avbruddskostnadene øke. De samme utfallene vil gi avbrudd i strømforsyningen, men avbruddene blir større og hyppigere enn tidligere. De samme alternativene som beskrevet over gir nå følgende forventede avbruddskostnader i nåverdi over 10 år (avrundet til nærmeste hele million kroner)<sup>11</sup>:

1. 33 MNOK
2. 37 MNOK
3. 37 MNOK

Det er fortsatt feil på 420 kV-innmatingen som står for størstedelen av avbruddskostnadene (omtrent 60 %), men en større andel skyldes nå feil på 132 kV-ledningene. Dette skyldes at 132 kV Trollheim-Hemne-Snillfjord er svært høyt belastet med 190 MW forbruk i Holla, slik at også utfall av disse ledningene fører til relativt store avbrudd. Forutsetninger og metode for beregning av avbruddskostnader er forklart i kapittel 13. For mer detaljerte resultater, se kapittel 13.5.

### **Bryterløsning i Hemne kan redusere avbruddskostnader ved feil i 132 kV-nettet**

Det vil være mulig å redusere avbruddskostnadene ved å installere effektbrytere i Hemne. For Holla sin del avhenger reduksjonen av hvordan systemvernet med BFK utformes (alternativ 1, 2 eller 3 over), men kan være opptil 2 MNOK i nåverdi over 40 år ved trinn 1 på Holla.

I tillegg kommer reduksjon i avbruddskostnader for alminnelig forsyning i Hemne. Våre beregninger viser at verdien av dette kan være over 2 MNOK i nåverdi de første ti årene. Disse avbruddskostnadene er ikke inkludert i beregningene over, som altså kun gjelder for kraftintensiv industri i Holla.

Merk at ved å installere effektbrytere kan en få overlast på Snillfjord-Hemne ved utfall av Trollheim-Hemne. Foreslått aktiveringsløsning for PFK (se kapittel 2.3) vil da koble bort vindkraften, selv om det ikke vil påvirke flyten på ledningen med overlast og dermed er unødvendig.

## **2.6 Sammenkoblet drift er gunstig for Vestnettet, men gir utfordringer lenger sør**

Det har tidligere vært vanlig å drifte Vestnettet delt i Hemne/Holla, slik at Holla lå mot Trollheim og Hemne mot Snillfjord. De siste årene har nettet vært driftet sammenkoblet, noe som har vært gunstig både med hensyn til nettap og forsyningssikkerhet.

Vi har sett at delt nett gir høyere forventede avbruddskostnader i Vestnettet og økte overføringstap. På den andre siden gir sammenkoblet nett større belastning på Raner-Aura, som er et svakt ledd i overføringen nord-sør gjennom Midt-Norge.

---

<sup>11</sup> Her har vi antatt at trinn 2 blir etablert fra start, i 2020, noe vi ikke anser som realistisk. Ved etablering av trinn 2 på et senere tidspunkt, vil avbruddskostnadene som faller innenfor analyseperioden bli redusert.

### Sammenkoblet nett gir momentan reserve for alminnelig forsyning

Vi forventer at avbruddskostnadene for alminnelig forsyning øker med omtrent 10 MNOK over 10 år, eller 29 MNOK over 40 år, dersom nettet driftes delt. Vi har i denne beregningen antatt at området ikke tåler å bli separert fra resten av kraftsystemet. Hvorvidt overgangen til separat drift går bra eller ikke avhenger av over-/underskuddet i området som blir separert, samt egenskaper ved kraftverk i området. Drift av vindparker i separatdrift er ikke like rett frem som for vannkraftverk fordi rotorene er asynkrone fra nettet. Det betyr at de tilsynelatende har null treghetsmoment, noe som gjør frekvensen veldig skjør. For at vindkraftverkene skal holde inne ved overgang til separat drift kreves rask regulering av effekt. Vi ser derfor bort fra denne muligheten her.

### Delt nett gir økte overføringstap, særlig ved trinn 2 i Holla

Vi har beregnet endring i overføringstap med tre ulike delinger i Hemne/Holla, sammenlignet med om nettet er sammenkoblet:

1. Hemne mot Snillfjord, dvs. Hemne/Holla forsynt fra Trollheim
2. Hemne mot Trollheim, dvs. Hemne/Holla forsynt fra Snillfjord
3. Deling i Hemne/Holla, last i Hemne og Holla fordelt mellom Trollheim og Snillfjord. Dette alternativet forutsetter bryterløsning i Hemne/Holla, som beskrevet i kapittel 2.5, samt to ledninger til Holla.

Beregningene er gjort både med trinn 1 (120 MW) og trinn 2 (190 MW) i Holla for de åtte driftssituasjonene beskrevet i kapittel 10. Resultater fra denne forenklete tapsberegningen er vist i Tabell 4

Delings- alternativ	Trinn 1		Trinn 2	
	MW	GWh	MW	GWh
1	1,5	13	N/A	N/A
2	2,0	18	4,5	40
3	-0,5	-4	1,0	9

**Tabell 4: En forenklet beregning viser at overføringstapene øker når nettet driftes delt slik at Holla forsynes fra enten Trollheim eller Snillfjord (alternativ 1 og 2). Ved trinn 2 i Holla øker overføringstapene enda mer. En fordeling av lasten i Hemne og Holla mellom Trollheim og Snillfjord kan imidlertid være gunstig tapsmessig.**

Overføringstapene øker når nettet er delt slik at Holla forsynes fra enten Trollheim eller Snillfjord (alternativ 1 og 2), i gjennomsnitt 1,5-2 MW for alle de åtte driftssituasjonene ved trinn 1 i Holla. Dersom vi antar at gjennomsnittet er representativt for hele året, utgjør dette 13-18 GWh ved trinn 1, eller rundt 40-60 MNOK i tapskostnader frem til 2030<sup>12</sup>.

Ved trinn 2 i Holla er det ikke lenger mulig å drifte nettet delt slik at Holla er forsynt fra Trollheim (alternativ 1). Delingsalternativ 2 gir 4,5 MW eller 40 GWh/år i økte overføringstap, sammenlignet med om nettet driftes sammenkoblet. Dersom vi antar at trinn 2 blir bygget i 2025, utgjør dette en økning i tapskostnad på 80-140 MNOK frem til 2030.

<sup>12</sup> Med utgangspunkt i diskonterte kraftpriser per år fra Statnetts basisscenario fra Langsiktig markedsanalyse 2016.

Beregningen viser at delingsalternativ 3, der lasten i Hemne og Holla er fordelt mellom Trollheim og Snillfjord, gir noe lavere overføringstap i trinn 1. Dette delingsalternativet forutsetter som nevnt bryterløsning i Hemne/Holla, samt to ledninger til Holla.

Vi understreker at endringen i overføringstap og tilhørende kostnad oppgitt over er basert på en svært forenklet beregning. Her har vi tatt utgangspunkt i et gjennomsnittlig overføringstap basert på simulering av noen ganske få driftssituasjoner. Videre har vi antatt at dette gjennomsnittlige nivået er konstant over året og benyttet en konstant kraftpris per år. Tallene må derfor brukes med forsiktighet, men beregningen er ment å illustrere at vi kan spare betydelige beløp ved å drifte nettet sammenkoblet.

Vi har også gjort en mer detaljert beregning av tapsendring for alternativ 1 med deling mellom Snillfjord og Hemne i forhold til samlet nett (uten andre tiltak), se Tabell 8 i kapittel 11, der også metode og resultater er beskrevet. Denne beregningen gir i gjennomsnitt 2,3 MW økte overføringstap, som tilsvarer en nåverdi på 48 MNOK for 10 år.

#### **Sammenkoblet nett gir større belastning på 132 kV nettet lenger sør**

Vi har sett at sammenkoblet nett er gunstig med tanke på forsyningssikkerhet/avbruddskostnader og overføringstap i Vestnettet. Samtidig vil vindkraften i Vestnettet ved sammenkoblet nett gi økt belastning på 132 kV nettet lenger sør. Når nettet driftes sammenkoblet, kan 132 kV-forbindelsen Orkdal-Trollheim-Ranes-Aura og 132 kV Nordheim-Kristiansund få overlast både ved feil i 132 kV nettet og ved feil i overliggende nett. Dette gjelder særlig ved utfall av 420 kV Surna-Viklandet eller 420 kV Surna-Snilldal.

Som vi vil komme tilbake til i kapittel 4 er særlig Trollheim-Ranes-Aura en svak forbindelse som skaper utfordringer i nettdriften allerede i dag. Dette problemet vil altså øke med den nye vindkraften når Vestnettet driftes sammenkoblet. For den mest utfordrende driftssituasjonen som er analysert (høstlast med høy produksjon, beskrevet som H12 i kapittel 10) er 132 kV Ranes-Aura 100 % belastet selv ved intakt nett (uten delinger i nettet).

## 3 Ingen bekreftede planer i NEAS-ringen

Nytt industriforbruk i NEAS-ringen virker per i dag lite sannsynlig innen 5-10 år. Det kan derimot bli bygget ut ny kraftproduksjon, som vil forsterke allerede eksisterende problemer i situasjoner med stort overskudd. Dersom Smøla vindkraftverk blir lagt ned ved endt levetid en gang mellom 2022 og 2030, vil dette problemet bli mindre.

### 3.1 Nytt industriforbruk kan ikke utelukkes på sikt, men virker lite trolig nå

Vi kjenner til to konkrete planer for nytt industriforbruk i NEAS-ringen: Elektrifisering fra land av plattformer i Norskehavet og et jernverk på Tjeldbergodden. Ingen av planene er bekreftet, og virker lite sannsynlig per i dag.

#### Elektrifisering av plattformer fra NEAS-ringen

Njord-feltet ligger i Norskehavet om lag 100 km fra Smøla og 134 km fra Tjeldbergodden, og består av den flytende plattformen Njord A og lagerskipet Njord B. Njord stengte produksjonen i 2016 og både plattformen og lagerskipet ble tauet til land for utbedring og oppgradering.

I mars 2017 mottok Oljedirektoratet endret PUD (Plan for utbygging og drift) for forlenget drift av Njord, samt PUD for det nærliggende Bauge-funnet (Oljedirektoratet, 2017). Planene, som innebærer at både Njord A og Njord B skal oppgraderes for videre produksjon, ble godkjent av myndighetene i juni 2017 (Statoil, 2017). Produksjonen fra Njord er ventet å starte sent i 2020. Det samme gjelder Bauge som bygges ut som en undervannsløsning knyttet til Njord (Regjeringen, 2017).

Som en del av underlaget til PUD utførte operatør Statoil på vegne av partnere en konsekvensutredning av elektrifiseringsløsninger for Njord. Statoil har tidligere annonsert at kraftbehovet ved elektrifisering med strøm fra land vil bli i størrelsesorden 45-50 MW (Teknisk Ukeblad, 2015).

Vi er ikke kjent med at Statoil går videre med en elektrifiseringsløsning for Njord-plattformen. Vi kan imidlertid ikke utelukke at det kan bli aktuelt med forsyning fra land senere i driftsperioden på ca. 20 år, også med forsyning av plattformen Pil og Bue via Njord (muligens opptil 100 MW effektuttak totalt).

#### Jernverk på Tjeldbergodden

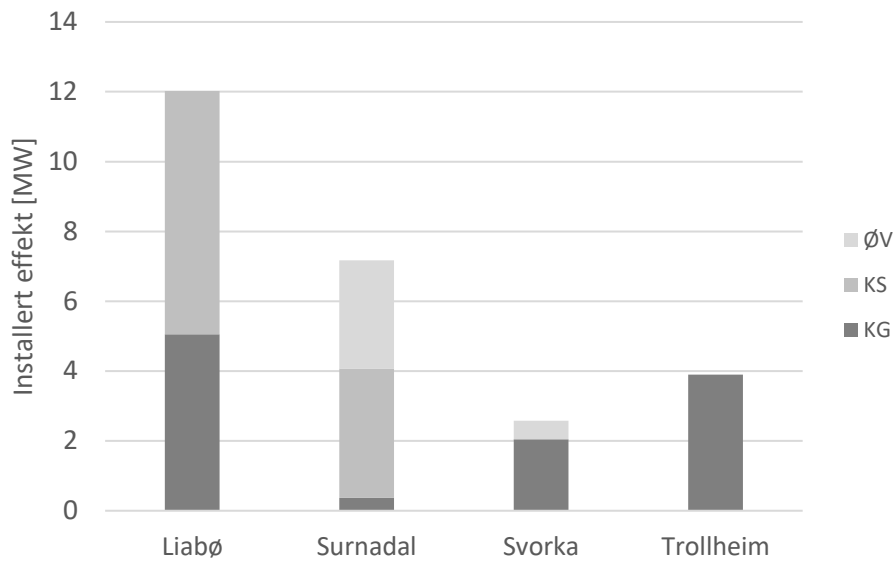
Industrianlegget på Tjeldbergodden består av en metanolfabrikk, gassmottaksanlegg og luftgassfabrikk. I 2009 ble det offentlig kjent at de svenske industriselskapene Höganäs og LKAB jobbet med planer om å etablere et jernverk, kalt Ironman, på Tjeldbergodden (Tjeldbergodden, 2010). Statoil var opprinnelig med på prosjektet, men har trukket seg ut.

Selv om Ironman-prosjektet virker lite sannsynlig nå, kan det ifølge Reinertsen, som driver vedlikehold og modifikasjon av industrianlegget, ikke utelukkes at det kommer nye industriprosjekter på Tjeldbergodden på sikt (Teknisk Ukeblad, 2014).

### 3.2 Det kan bli bygget ut mer produksjon

Vi kjenner til 13 aktuelle vannkraftverk, på til sammen 26 MW, som kan bli bygget ut på Nordmøre. Av disse har syv prosjekter, til sammen 11 MW, fått konsesjon. I tillegg ligger tre prosjekter (11 MW) til behandling hos NVE, mens de siste tre prosjektene (4 MW), er foreløpig ikke konsesjonssøkt.

Figur 5 viser prosjektene fordelt på stasjoner. Liabø, Surnadal og Svorka er knyttet til 132 kV-nettet i Raner. I Trollheim er det kun ett aktuelt konsesjonsgitt prosjekt på nesten 4 MW.



**Figur 5: Til sammen 26 MW kraftproduksjon kan bli bygget ut i NEAS-ringen. Av totalt 13 prosjekter har syv fått konsesjon (KG=Konsesjon gitt, 11 MW) og tre prosjekter ligger til behandling hos NVE (KS=Konsesjon søkt, 11 MW).**

Vi forventer ikke at alle prosjektene blir bygget ut, men har antatt utbygging av ca. 20 MW i analysene som er presentert i denne rapporten. Full utbygging vil medføre behov for oppgradering av transformator kapasiteten mellom 132/66 kV og 66/22 kV, utskifting av begrensende endepunktskomponenter i 66 kV nettet og muligens behov for å endre delingspunkt i 66 kV nettet mellom Nordheim og Raner (Istad nett AS, 2016).

Som vi kommer tilbake til i kapittel 4 er det allerede i dag ofte problemer med å få ut overskuddet fra NEAS-ringen til transmisjonsnettet, og spesialreguleringskostnadene har det siste året vært høye. Dersom det blir bygget ut ny produksjon uten tilsvarende forbruksvekst, vil dette problemet bli forsterket<sup>13</sup>.

Smøla kraftverk har 150 MW installert effekt og ble bygget ut i to trinn i 2002/2005. Dersom vi legger til grunn 20-25 års levetid, betyr det at kraftverket enten blir lagt ned eller må reinvesteres en gang mellom 2022 og 2030. Anleggskonsesjonen for vindkraftverket, datert 27.06.2008, utløper i januar 2026. Statkraft har vurdert og forkastet forsert reinvestering for å komme inn under sertifikatordningen. Vi kjenner ikke til Statkrafts planer for videre drift, men dersom anlegget blir lagt ned betyr det en reduksjon i kraftoverskuddet i NEAS-ringen, som vil løse deler av problemene nevnt over og i kapittel 4. I analysene har vi forutsatt at kraftverket opprettholdes/reinvesteres med samme effektinstallasjon som i dag.

<sup>13</sup> F.eks. vil minimum 30 % av ny produksjon med innmating i Trollheim legge seg på 132 kV Raner-Aura. Med innmating i Raner vil faktoren vil være enda høyere. Grunnet nettbegrensinger og høye kostnader ved tiltak i 22 kV nettet for tilknytning av ny produksjon i området ved Todalen, vurderer Svorka Energi å etablere 132/22 kV transformering mot 132 kV ledningen Raner-Aura, som vil ta imot kraft både fra eksisterende produksjon (under Raner/Surnadal) og ny produksjon i dette området. En slik flytting av innmatingspunkt mot 132 kV sentralnettet på strekningen Trollheim-Aura vil øke lasten på seksjonen Todalen-Aura av Raner-Aura noe.

## 4 Trollheim-Ranes-Aura er et svakt ledd nord-sør

Vi har i denne analysen tatt utgangspunkt i at nettet driftes sammenkoblet. Ved sammenkoblet nett uten tiltak, vil imidlertid Trollheim-Ranes-Aura føre til tidvis svært lav N-1 kapasitet for flyt nord-sør gjennom studieområdet. Dette er ikke akseptabelt, særlig når vi forventer økt flyt nord-sør fremover.

### 4.1 I dag er det vanlig å dele nettet i Trollheim for å få ut produksjon fra NEAS-ringen

Når det er høy produksjon på Smøla og i Trollheim, vil et utfall av Nordheim-Kristiansund føre til overlast på Trollheim-Ranes-Aura. Dette løses i dag ved å dele opp nettet i Trollheim, slik at produksjonen i Trollheim mates radielt mot enten Orkdal eller Aura.

Installert produksjonskapasitet i Trollheim er imidlertid større enn kapasiteten på både Trollheim-Orkdal og Trollheim-Ranes-Aura. Når denne koblingen brukes, må derfor Trollheim ofte reguleres ned ca. 10-20 MW. Dette har ført til høye spesialreguleringskostnader de siste årene, og over 2 MNOK første halvdel av 2017.

Driftsmiljøet i Statnett vurderer nå å installere systemvern med PFK på Trollheim kraftverk og/eller Smøla vindkraftverk, for å unngå nettdet i Trollheim og redusere spesialreguleringskostnadene. Systemvernet bør trolig utløses ved overlast på forbindelsen Trollheim-Ranes.

### 4.2 N-1 kapasiteten ved sammenkoblet nett kan bli svært lav

Dersom nettet driftes sammenkoblet, kan Trollheim-Ranes-Aura bli overlastet ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal eller 420 kV Surna-Viklandet. N-1 kapasiteten nord-sør<sup>14</sup> vil variere mye over året, avhengig av lokale kraftbalanser. Særlig ved høy produksjon ved Trollheim kraftverk og fra vindkraftverkene i området, kan N-1 kapasiteten bli svært lav. PFK på vindkraften vil hjelpe, men ikke fjerne begrensningen.

#### Utfall av Surna-Viklandet

Omtrent 10,5 % av kraften som flyter på Surna-Viklandet før en feil vil legge seg over på Ranes-Aura. En operativ snittgrense for det lukkede snittet vil dermed kunne være:

$$132 \text{ kV Ranes-Aura} + 10,5 \% \times 420 \text{ kV Surna-Viklandet} < \text{MVA-grense på } 132 \text{ kV Ranes-Aura}$$

Resulterende N-1 kapasitet avhenger av lokale kraftbalanser og flyt på ledningene før feil, og vil variere mye gjennom året.

Tabell 11 i kapittel 12.4 viser N-1 kapasitet i de åtte simulerte driftssituasjonene (se kapittel 10) i nullalternativet og med ulike tiltak. Nullalternativet er vist i den nederste raden i tabellen, som har lavest kapasitet. I den mest begrensende driftssituasjonen (høstcase H12) er kapasiteten helt nede i 300 MW. For flere av de andre driftssituasjonene (lettlast og høstcase H11) er kapasiteten rundt 400-500 MW.

Tabellen viser at 132 kV Snillfjord-Hemne begrenser omtrent samtidig som 132 kV Ranes-Aura ved utfall av 420 kV Surna-Viklandet i det mest begrensende høstcasen (H12). Førstnevnte overlast blir håndtert ved det foreslåtte overlastvernet, som forklart i kapittel 2.3 (angitt som systemverntiltak 2 i

---

<sup>14</sup> Beregnet som sum flyt på flere ledninger, f.eks. 420 kV Surna-Viklandet+300 kV Orkdal-Aura+ 132 kV Ranes-Aura.

Tabell 11). Dette hever grensen til omtrent 650 MW pga. overlast på Snillfjord-Hemne. Raner-Aura begrenser da ved ca. 560 MW flyt.

### **PFK på vindkraften vil hjelpe noe**

I kapittel 2 forklarte vi at vindkraften i Vestnettet må være knyttet til med systemvern (PFK) for å unngå overlast og potensielt mørklegging i 132 kV Vestnettet. Dette vil også hjelpe på N-1 kapasiteten nord-sør.

Produksjonen i Vestnettet pålaster Raner-Aura med ca. 11 %. Pålastingsfaktoren for 420 kV Surna-Viklandet ved økt produksjon i Vestnettet er mer usikker, men antas lik ca. 30 % (se kapittel 12.3). Bruk av PFK på kraftverk i Vestnettet vil dermed øke maksimal sum flyt i snittet med omtrent  $11\% + (10,5 \times 30)\% = 14\%$  av effekten som kobles ut. Virkningen av PFK på Fosen vil være vesentlig mindre. Dersom vi inkluderer PFK på vindkraften i Vestnettet vil en operativ snittgrense kunne være:

*132 kV Raner-Aura + 10,5 % x 420 kV Surna-Viklandet - 14 % av produksjon fra vindkraft i Vestnettet med PFK < MVA-grense på 132 kV Raner-Aura*

### **Utfall av Surna-Snilldal**

Ved utfall av 420 kV Snilldal-Surna pålastes Raner-Aura med i gjennomsnitt 34 % av flyten på 420 kV Snilldal-Surna<sup>15</sup>. En operativ snittgrense for det lukkede snittet vil dermed kunne være:

*132 kV Raner-Aura + 34 % 420 Snilldal-Surna < MVA-grense på 132 kV Raner-Aura*

Som ved utfall av Surna-Viklandet vil resulterende N-1 kapasitet avhenge av lokale kraftbalanser og flyt på ledningene før feil, og vil variere mye gjennom året. Ved dette utfallet er kapasiteten imidlertid enda lavere, og for flere driftssituasjoner beregnet å være negativ.

Produksjonen i Vestnettet pålaster Raner-Aura med ca. 35 % ved utfall av Surna-Snilldal. Bruk av PFK på kraftverk i Vestnettet gjør dermed at N-1 kapasiteten på snittet kan økes med omtrent 35 % av effekten som kobles ut. Virkningen av PFK på Fosen vil være vesentlig mindre. Dersom vi inkluderer PFK på vindkraften i Vestnettet, vil en operativ snittgrense kunne være:

*132 kV Raner-Aura + 34 % 420 Snilldal-Surna - 35 % PFK vind Vestnett < MVA-grense på 132 kV Raner-Aura*

## **4.3 Vi forventer økt flyt fra nord til sør gjennom Midt-Norge**

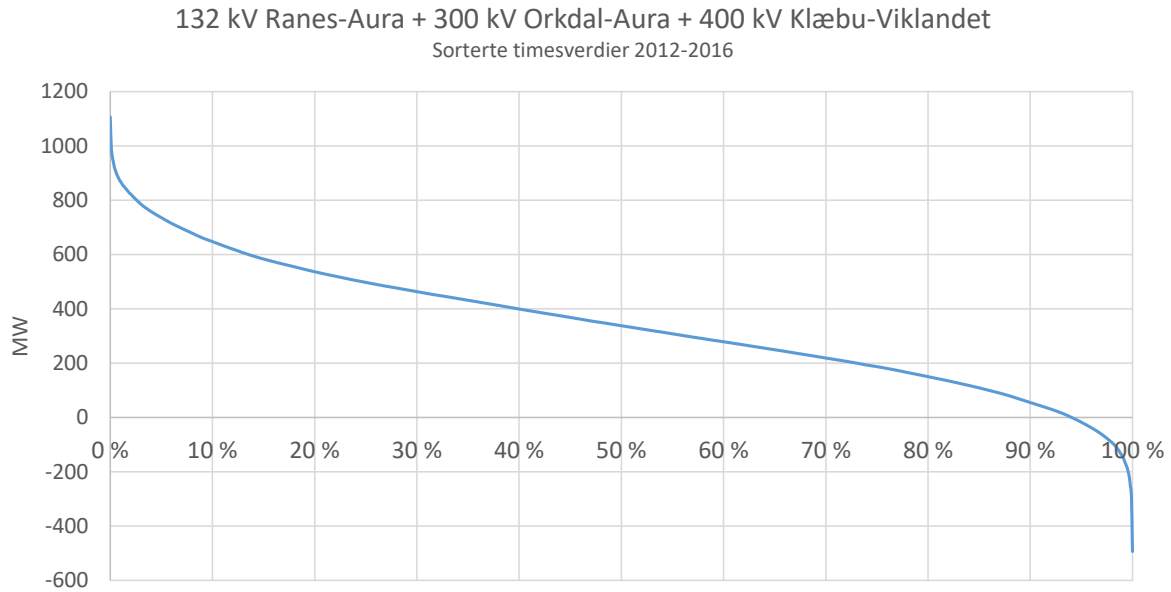
Figur 6 viser sorterte timesverdier for flyt på ledningene Raner-Aura, Orkdal-Aura og Klæbu-Viklandet for årene 2012-2016. Figuren viser at kraften de siste fem årene så og si alltid har gått fra nord til sør på disse ledningene.

Merk at eventuelle spesialreguleringer eller andre tiltak som er gjort i driften ikke blir fanget opp i de historiske timesverdiene. Uten slike tilpassinger kan det altså være flyten hadde vært en annen – og enda høyere – enn det som fremkommer her.

---

<sup>15</sup> Dette gjelder når flyten på Raner-Aura og Snilldal-Surna er positiv. Av foreløpig ukjent årsak øker faktoren med ca. 10 % når flyten på de to ledningene er negativ.





**Figur 6: De siste fem årene har flyten på ledningene som inngår i snittet 132 kV Ranes-Aura + 300 kV Orkdal-Aura + 400 kV Klæbu-Viklandet så å si alltid vært fra nord til sør, opp mot ca. 900 MW.**

Ny produksjon på Nordmøre og ny vindkraft i Vestnettet og på Fosen vil isolert sett føre til økt flyt på snittet nord-sør. Våre beregninger viser at 50-90 % av produksjonsveksten i Vestnettet vil legge seg på ledningene som inngår i snittet, mens økt overskudd i Namsos gir 40-80 % økt flyt<sup>16</sup>.

Lastflytbegninger viser på den andre siden at 420 kV-forbindelsen Ørskog-Sogndal, som ble satt i drift vinteren 2016/2017, avlastet snittet nord-sør, da deler av underskuddet i Midt-Norge kan dekkes ved import fra Sunnmøre. Dette betyr at den historiske flyten trolig ville vært lavere med denne ledningen.

Utviklingen både i og utenfor studieområdet vil ha betydning for hvordan flyten i kraftnettet blir fremover. Dette er ikke vurdert i denne analysen. Det er dermed vanskelig å si hvor ofte og hvor mye de snittene vi her ser på vil begrense flyten, og hva som blir den faktiske konsekvensen av dette. Generelt kan vi likevel si at vi forventer økt flyt fra nord til sør gjennom systemet, gitt at det ikke blir noen håndtering av flaskehalsen. Dette skyldes både forsterket nett mellom prisområde NO4 (Nord-Norge) og NO3 (Midt-Norge) sammen med utbygging av ny kraftproduksjon i Midt- og Nord-Norge og nye mellomlandsforbindelser i sør med økt eksport mot kontinentet.

For den mest utfordrende driftssituasjonen som er analysert (høstlast med høy produksjon, se kapittel 10) blir 132 kV Ranes-Aura belastet ca. 100 % allerede ved intakt nett (uten delinger i nettet).

<sup>16</sup> Årsaken til det store spennet i anslaget over er at belastningen på snittet avhenger av hvor kraften skal. Vi får høyest belastning på snittet dersom vi antar at produksjonsveksten balanseres ut i Aura/Viklandet. Jo lenger sør på Vestlandet forbruksveksten kommer, jo mindre av kraften vil legge seg på det aktuelle snittet. Den laveste belastningen oppgitt over (40-50 %) gjelder ved forbruksvekst i Sør-Norge (Kvilldal, Tonstad og Kristiansand). Beregningene er forklart i større detalj i kapittel 12.3. Om motreguleringen tas nord for snittet eller i nordlige deler av Sverige vil pålastingsfaktorene blir vesentlig lavere.

#### **4.4 Trollheim-Ranes-Aura og Trollheim stasjon nærmer seg utløpt levetid**

Stålmastledningen Trollheim-Ranes-Aura ble satt i drift i 1953. I henhold til Statnetts Plan for anleggsforvaltning (PFA) fra 2015, er forbindelsen planlagt reinvestert i 2029. Det er blitt gjennomført noe vedlikeholdsarbeid på ledningen i 2017, og Statnett planlegger å foreta en utvidet tilstandskontroll på ledningen i løpet av 2018. Dette vil gi informasjon om hva som kreves av vedlikeholdsarbeid fremover, og når ledningen må reinvesteres.

Trollheim stasjon er planlagt reinvestert i 2023. Reinvesteringsbehovet er omfattende, og gjelder både kontrollanlegg og apparatanlegg i stasjonen.

## Del II Aktuelle tiltak

Vi har vurdert tiltak for å redusere avbruddskostnadene i Vestnettet og øke overføringskapasiteten nord-sør gjennom studieområdet. Dette inkluderer temperaturoppgradering av eksisterende ledninger, nettsplittingsvern eller deling av 132 kV nettet ved intakt nett, samt 420/132 kV transformering i Surna/Trollheim.

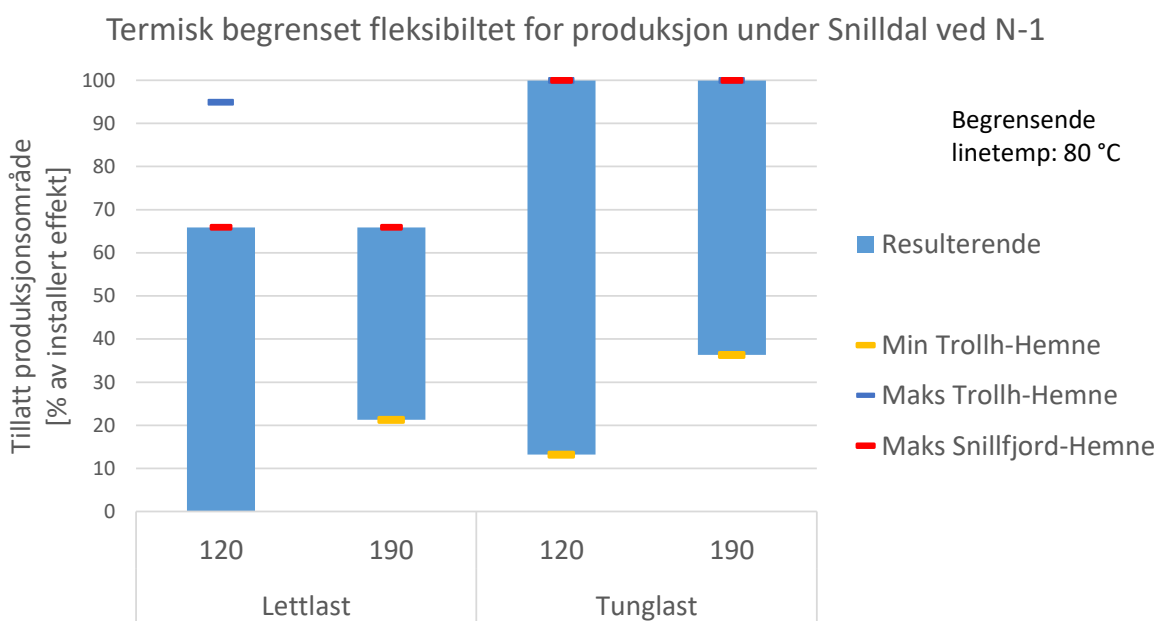
Sistnevnte gjør at vi kan drifte 132 kV-nettet delt mellom Aura og Ranese, og la vær å reinvestere 132 kV Ranese-Aura når den når sin levetid. Dette gir sparte overføringstap og spart reinvesteringskostnad, noe som kan gjøre transformeringen rasjonell.

## 5 Temperaturoppgradering i Vestnettet gir større driftsmarginer og reduserte avbruddskostnader

Begge de to 132 kV-ledningene Trollheim-Hemne og Snillfjord-Hemne er dimensjonert for å tåle 50 grader linetemperatur. Ved å temperaturoppgradere ledningene slik at de tåler 80 grader linetemperatur, kan ledningene overføre 20-30 prosent mer strøm, avhengig av utetemperaturen. Dette gir større driftsmarginer og reduserte avbruddskostnader i Vestnettet.

### 5.1 Redusert behov for PFK – men ved trinn 2 i Holla kan det fortsatt utløse BFK i lettlast

Temperaturoppgradering øker tillatt produksjonsområde for vindkraften etter utfall av 420 kV-innmatingen. Det vil fortsatt være behov for PFK i lettlast og BFK i tunglast (og i lettlast med 190 MW industriforbruk). Med 120 MW industriforbruk har vi ikke lenger problem med at aktivering av PFK i sin tur fører til aktivering av BFK (ref. kapittel 2.3). Merk imidlertid at spenningsforhold ikke er tatt hensyn til i denne beregningen, hvor vi kun har sett på termisk overføringskapasitet på ledningene. Tillatt produksjonsområde etter temperaturoppgradering er vist i Figur 7.



**Figur 7: Med temperaturoppgradering er det ikke lenger nødvendig å koble ut produksjon (PFK) om vinteren (tunglast) etter utfall av 420 kV-innmatingen i Snilldal. Ved 120 MW industriforbruk i Holla er det heller ikke nødvendig å koble ut forbruk (BFK) om sommeren (lettlast) etter tilsvarende utfall.**

I tunglast vil ikke lenger utfall av 420 kV innmatingen føre til overlast ved overskudd, og dermed aktivering av PFK. PFK kan derimot være nødvendig i lettlast, der produksjonen kan være maksimalt 65 % av installert effekt. Figur 4 i kapittel 2.3 viser at produksjonen er forventet å være høyere enn dette nivået i omtrent 15 % av tiden i sommermånedene.

Tabell 1 i kapittel 2.3 viser at dette PFK-behovet kan dekkes ved å knytte Hitra I og II, som til sammen utgjør 49 % av totalt installert effekt, til systemvern.

## **5.2 Forventet reduksjon i avbruddskostnader er rundt 10-15 MNOK over ti år**

Til tross for at vi fortsatt forventer avbrudd i strømforsyningen til industriforbruket, er de forventede avbruddskostnadene lavere etter temperaturoppgradering. Hvor stor reduksjonen blir, avhenger av hvordan systemvernet for BFK utformes (ref. kapittel 2.5). Med 120 MW industriforbruk i Holla viser våre beregninger at temperaturoppgradering av Trollheim-Hemne gir i størrelsesorden 9-10 MNOK (nåverdi over 10 år) i sparte avbruddskostnader. Med 190 MW industriforbruk i Holla er verdien av å temperaturoppgradere Hemne-Snillfjord i tillegg ca. 5 MNOK (nåverdi over 10 år).

Dersom vi ser på en 40 års analysehorisont, mer enn dobles verdien av temperaturoppgradering av de to ledningene, til rundt 40 MNOK. Det er imidlertid sannsynlig at det blir gjort tiltak i transmissejernet i løpet av denne tiden, som vil redusere avbruddskostnadene og dermed verdien av å temperaturoppgradere ledningene (se kapittel 8). Detaljerte resultater og metode for beregningene finnes i kapittel 13.

Temperaturoppgradering gjøres ved å øke avstanden til bakken. Ofte holder det å stramme linene, men i noen tilfeller må det bygges høyere master eller fjerne grunn under ledningen. Den enkelte ledningen må undersøkes for å avgjøre hva som kreves av tiltak. Data fra laserscanning av Trollheim-Hemne indikerer at det må gjøres tiltak ved omtrent 30 punkter langs ledningen, og et svært grovt kostnadsestimat for tiltaket er omtrent 20 MNOK (dvs. ca. 0,5 MNOK per km).

## **5.3 Spenning kan bli begrensende ved høy utnyttelse av termisk overføringskapasitet**

Dersom vi skal utnytte nettet helt opp til termisk kapasitet etter temperaturoppgradering, kan spenningsforhold bli mer begrensende. Innledende analyser tyder på at spenningsforholdene er akseptable dersom vi antar at  $\cos(\varphi) = 1$  referert 132 kV i Holla, men dette bør undersøkes mer i detalj dersom TEN går videre med temperaturoppgradering av ledning(e).

## 6 Tiltak i eksisterende nett kan gi økt kapasitet nord-sør

Både nettsplittingsvern, temperaturoppgradering av begrensende ledninger og deling av nettet ved intakt nett kan gi økt overføringskapasitet nord-sør gjennom studieområdet. Av disse alternativene anser vi nettsplittingsvern på Raner-Aura og Gylthalsen-Nordheim som mest aktuelt.

### 6.1 Nettsplittingsvern på Raner-Aura og Gylthalsen-Nordheim: minimum ca. 1000 MW N-1

Som forklart i kapittel 2.6, 4.2 og 4.3, vil vindkraften i Vestnettet ved sammenkoblet nett gi økt belastning på 132 kV nettet lenger sør. Her er det med andre ord en konflikt mellom avbruddskostnader og nettkapasitet nord-sør.

Kapasiteten for flyt nord-sør gjennom studieområdet kan økes ved å installere nettsplittingsvern<sup>17</sup> på 132 kV ledningene Raner-Aura og Gylthalsen-Nordheim<sup>18</sup>. Med dette tiltaket kan overføringen nord-sør økes helt til 300 kV Orkdal blir begrensende ved utfall av 420 kV Surna-Viklandet. Dette gir minimum ca. 1000 MW N-1 kapasitet for flyt nord-sør i snittet.

Dersom kun én av ledningene kobles ut gjennom nettsplittingsvernet, overføres flyten til parallelle 132 kV forbindelser. F.eks. gir nettsplitting på 132 kV Raner-Aura ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal ytterligere pålasting av 132 kV forbindelsene Nordheim-Kristiansund og Trollheim-Orkdal, og en får dermed ny eller forsterket overlast på en av disse. Dette er årsaken til at vi må ha nettsplittingsvern på begge ledningene.

Det kunne også vært aktuelt med nettsplitting på Snillfjord-Hemne for å håndtere utfall av 420 kV Surna-Viklandet. Dette kan imidlertid føre til overlast på Trollheim-Hemne, og vil gi økte avbruddskostnader i Vestnettet.

Nettsplittingsvern er et rimelig tiltak, men medfører en del utfordringer i systemdriften:

- Det kan fortsatt være utfordrende å håndtere utfall av 420 kV Surna-Snilldal, fordi nettsplittingsvernet må spille på lag med PFK i Vestnettet. I enkelte driftssituasjoner vil det ikke være tilstrekkelig med PFK kun på Geitfjellet sammen med nettsplitting, fordi en får overlast på 132 kV Trollheim-Orkdal. Med PFK både på Geitfjellet og Hitra II vindparker, kan det på den andre siden oppstå spenningsutfordringer og/eller overlast i Vestnettet i en driftssituasjon med høy last, ref. kapittel 2.3. Dette er illustrert med et regneeksempel i Vedlegg 2. PFK på Hitra I og Geitfjellet vindparker vil fjerne overlastene, og være gunstigere spenningsmessig sammenlignet med å koble ut Geitfjellet og Hitra II.
- I tillegg vil det fortsatt i noen ekstreme driftssituasjoner være utfordringer med overlast ved intakt nett (ref. kapittel 4.14.3). Dette må trolig løses ved spesialregulering i operativ drift, om en skal unngå oppdeling av nettet i normaldrift.

---

<sup>17</sup> Nettsplittingsvern benyttes enkelte steder i nettet for å unngå overlast på f.eks. 132 kV nivå ved utfall av parallelle forbindelser på høyere spenningsnivå, når nettet driftes samlet for å oppnå momentan reserve. Dette er normalt og i enkleste form et vern som er overlaststyrt, dvs. at utkobling er basert på lokal måling.

<sup>18</sup> Fordelen med å inkludere Gylthalsen-Nordheim i nettsplittingen i stedet for Nordheim-Kristiansund, som blir overbelastet, er at produksjonen fra Smøla vindkraftpark vil mate sørover i NEAS-ringen. Dermed pålaster ikke vindkraften den begrensende ledningen Trollheim-Orkdal etter utfall/nettsplitting. Dette gir høyere kapasitet, sammenlignet med om Nordheim-Kristiansund hadde vært inkludert i nettsplittingen.

## 6.2 Temperaturoppgradering er mindre aktuelt for å øke kapasiteten nord-sør

Temperaturoppgradering av 132 kV forbindelsen Orkdal-Trollheim-Ranes-Aura kan potensielt gi økt kapasitet i snittet nord-sør. Før temperaturoppgradering er aktuelt, må det undersøkes hva som kreves av tiltak for å temperaturoppgradere ledningene, og dette må sees opp mot reinvesteringbehovet (ref. kapittel 4.4). Dersom det er omfattende tiltak som skal til, og restlevetiden på ledningen er kort, er trolig temperaturoppgradering mindre aktuelt.

I Orkdal er det en stasjonskabel som begrenser overføringen på 132 kV Orkdal-Trollheim. På 132 kV Nordheim-Kristiansund er det en sjøkabelseksjon som er begrensende, og oppgradering/dublering her vil gi relativt høye kostnader.

## 6.3 Deling av nettet ved intakt nett

Det finnes visse delingsmuligheter i Trollheim som gjør at uttakspunkt i 132 kV nettet ikke får ensidig forsyning. En mulighet er å legge avgangene mot Orkdal, Hemne og Trollheim kraftverk på egen samleskinne. Dette tiltaket hever laveste overføringsgrense nord-sør ved utfall av 420 kV Surna-Viklandet fra ca. 270/300 MW (132 kV Snillfjord-Hemne/Ranes-Aura begrensende) til ca. 1000 MW (Snillfjord-Hemne begrensende).

Ulempen med dette alternativet er at regionalnettet til NEAS får lang forsyningsvei og liten spenningsstøtte ved utfall av 132 kV Brandhol-Rensvik, noe som kan medføre spenningskollaps ved lav produksjon i området (se kapittel Vedlegg 4). I tillegg kan utfall av 132 kV Trollheim-Hemne gi overlast på 132 kV Trollheim-Orkdal, og ved full produksjon på Smøla kan utfall av 132 kV Nordheim-Kristiansund gi overlast på 132 kV Trollheim-Ranes. Dessuten får vi samme utfordring med potensiell overlast på Trollheim-Orkdal ved utfall av 420 kV innmatingen til Vestnettet som beskrevet i kapittel 6.1. Til tross for at delet gir reduserte overføringstap (se Figur 8 i kapittel 11), anser vi det dermed ikke som en egnet løsning.

Dersom Trollheim flyttes over på samleskinnen med de øvrige avgangene løses/redueres problemet med spenningsforhold for NEAS. En vil da imidlertid få problemer med overlast på 132 kV ledningene Ranes-Aura og/eller Nordheim-Kristiansund. Disse utfordringene vil forsterkes i forhold til i dag pga. planlagte produksjonsutvidelser i dette nettet. I tillegg kommer mulige spenningsutfordringer i Vestnettet (avhengig av bl.a. PFK løsning) ved utfall av 420 kV innmatingen til Vestnettet."

Det kan også være aktuelt å legge inn deling på 132 kV Ranes-Aura i normaldrift, men dette kan/vil bl.a. gi belastningsutfordringer på Nordheim-Kristiansund, økte tap i nettet og økte avbruddskostnader for Ranes som blir radialet forsynt.

## 7 Transformering i Surna/Trollheim kan være rasjonelt

Ved å etablere 420/132 kV transformering i Surna/Trollheim kan vi la være å fornye 132 kV Ranes-Aura ved utløpt levetid. Dette gjør at vi sparer reinvesteringskostnaden, samtidig som vi frigjør areal og dermed oppnår en positiv miljøgevinst. I tillegg kan vi drifte nettet delt mellom Ranes og Aura, noe som gir reduserte overføringstap. Transformering gir også et stivere nett og forenkler nettdriften.

### 7.1 Spart reinvestering av 132 kV Ranes-Aura kan forsvare investeringskostnaden

Med transformering i Surna/Trollheim kan vi la vær å reinvestere Ranes-Aura ved utløpt levetid. Ledningen er foreløpig planlagt reinvestert i 2029. Estimerte kostnader tilsier at det vil være marginalt dyrere å investere i transformering i 2020, sammenlignet med å reinvestere 132 kV Aura-Ranes i 2029.

Den estimerte investeringskostnaden inkluderer en 300 MVA transformator, tilhørende komponenter og nødvendig arbeid i nye Surna stasjon og i eksisterende 132 kV Trollheim stasjon, samt i overkant av én kilometer ledning for å koble de to stasjonene sammen. Det er her viktig å understreke at utforming og løsningsvalg vil være del av en eventuell videre prosjektutvikling. Den endelige investeringskostnaden kan dermed bli en ganske annen enn det som er lagt til grunn her.

Dersom transformeringen blir etablert på et senere tidspunkt, vil den diskonterte investeringskostnaden være lavere. På den andre siden vil nyttevirksomheter ved transformeringen slik som sparte overføringstap, sparte spesialreguleringskostnader og positive ikke-prissatte virkninger, ikke kunne realiseres fra 2020.

### 7.2 Transformering i Trollheim gir reduserte overføringstap

Vi har beregnet sparte tapskostnader for ulike tiltak basert på en forenklet årssimulering. Metode og forutsetninger for beregningen er beskrevet i kapittel 11. Tabell 5 viser resulterende sparte tapskostnader med transformering i Surna/Trollheim, sammenlignet med nullalternativet. Beregningen viser at tapsbesparelsen er knyttet til at nettet kan driftes delt mellom Aura og Ranes. Verdier er oppgitt som nærmeste hele MNOK diskontert til 2017 med 4 % diskonteringsrente, og er beregnet med hhv. 120 og 190 MW last i Holla, med og uten delt nett mellom Ranes og Aura, og med hhv. 10 og 40 års analysehorisont.

I tapsberegningene er det forutsatt etablering av transformering i 2020 og at enten (a) Ranes-Aura driftes sammenkoblet gjennom hele analyseperioden eller (b) nettet er delt mellom Ranes og Aura ved intakt nett gjennom hele analyseperioden. Dersom transformeringen blir etablert på et senere tidspunkt enn 2020, vil tapsbesparelsen ligge et sted mellom verdiene med og uten delt nett.

Holla [MW]	120		190	
	Ingen	Ranes-Aura	Ingen	Ranes-Aura
2020-2029	0,5	23	-1,6	15
2020-2059	0,6	49	-3,7	30

**Tabell 5: Tapsbesparelsen (i MNOK) med transformering i Surna/Trollheim er i hovedsak knyttet til at nettet kan driftes delt mellom Aura og Ranes, eventuelt at ledningen saneres.**



Det er i beregningen heller ikke tatt hensyn til andre mulige endringer som følge av transformeringen. For eksempel forventer vi mindre behov for å spesialregulere Trollheim kraftverk med transformering til 420 kV i Trollheim. Dette kan føre til noe høyere produksjon og dermed høyere kraftflyt i perioder der nettet allerede er høyt belastet. Det er imidlertid vanskelig å forutsi hvilken virkning slike tilpassinger vil ha på overføringstapene, og vi forventer ikke at de endrer på det totale bildet.

### **7.3 Sammen med nettsplittvern gir tiltaket minimum ca. 1000 MW N-1 kapasitet for flyt nord-sør**

Sammen med nettsplittvern på 132 kV Gylthalsen-Nordheim (og Raner-Aura dersom ledningen ikke er sanert eller driftet delt) gir transformeringen minimum ca. 1000 MW N-1 kapasitet for flyt nord-sør gjennom studieområdet. Nettsplittingsvernet er nødvendig for å unngå at kraft flyter fra 420 til 132 kV på transformatoren i Surna og pålaster begrensende 132 kV-ledninger ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal.

Som vist i Tabell 5 er det tapsmessig klart gunstigst at nettet er delt mellom Raner og Aura i normaldrift. Dersom en velger en slik drift eller å sanere ledningen, vil det være tilstrekkelig med nettsplittingsvern som kobler ut bryter i Nordheim mot Gylthalsen ved overlast på Nordheim-Kristiansund. Imidlertid vil nettsplitting på Gylthalsen-Nordheim også være nødvendig for å håndtere utfall av transformatoren i Surna.

Et alternativ til nettsplittvernet er utkobling av Raner-Aura og PFK på Smøla. Begge tiltakene vil heve kapasiteten nord-sør til et nivå der 300 kV Orkdal-Aura blir begrensende (se kapittel 12.4).

### **7.4 Transformering gir et stivere nett og forenkler nettdriften**

I tillegg til fordelene nevnt over, løser tiltaket en stor del av utfordringene som er påpekt i blant annet kapittel 6:

- Utfall av 420 kV Surna-Snilldal kan håndteres ved mindre omfattende bruk av PFK, og nettsplitting ved dette utfallet er ikke nødvendig
- Sjeldnere aktivering av PFK i Vestnettet ved utfall 420 kV Surna-Viklandet fordi transformeringen avlaster 132 kV Snilldal-Hemne, som er aktuell for aktivering av PFK.
- Tiltaket gir bedre spenningsforhold for regionalnettet på Nordmøre ved utfallene 132 kV Brandhold-Rensvik og 132 kV Rensvik-Kristiansund, som kan være kritiske i visse driftssituasjoner.
- Tiltaket gir bedre spenningsforhold for Vestnettet ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal, 132 kV Snilldal-Snillfjord og 132 kV Snillfjord-Hemne, både gjennom lavere behov for PFK og gjennom stivere spenning i Trollheim.
- Unngår overlast i 132 kV nettet ved intakt nett eller etter utfall av i 132 kV nettet, uten å måtte dele nettet eller spesialregulere ned produksjon.

Det bør i det videre arbeidet vurderes om det bør være fasevrider på transformatoren i Surna/Trollheim. En fasevrider transformator vil gi bedre fordeling av flyt i normaldrift, og dermed redusere overføringstap. Dette kan muligens også fjerne behovet for nettsplitting ved utfall av 420 kV Surna-Viklandet.

## 8 Andre tiltak kan bli aktuelle på sikt

En ekstra transformator i Snilldal vil gi reduserte avbruddskostnader i Vestnettet, og kan bli aktuelt ved et eventuelt trinn 2 i Holla. Det samme gjelder nye 132 kV-ledninger i Vestnettet. Dette må imidlertid ses i sammenheng med planlagt tosidig 420 kV innmating til Snilldal, noe som vil redusere avbruddskostnadene og dermed nytten ved å bygge nytt 132 kV nett.

### 8.1 Statnett har konsesjon til å bygge Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet 2

Statnett fikk i 2013 konsesjon for å bygge Namsos-Surna, med vilkår om idriftsettelse i løpet av 10 år. I 2015 vurderte Statnett det som lite sannsynlig at behovet for forbindelsen over Trondheimsfjorden (Åfjord-Snilldal), som kobler sammen radialene fra Namsos og Surna, ville oppstå i løpet av denne tidsperioden.

Statnett søkte derfor om å forlenge tidsfristen til 2028, noe som ble innvilget. Videre søkte Statnett i 2015 om konsesjon for å spenningsoppgradere 300 kV Orkdal-Aura på strekningen fra Aura/Viklandet til nye Surna stasjon til 420 kV.

Vi har ikke vurdert behovet for å bygge Åfjord-Snilldal og oppgradere Surna-Viklandet 2 i denne studien. Ifølge Statnetts Nettutviklingsplan 2017 er det imidlertid flere forhold som kan utløse behov for disse ledningene på sikt:

1. Mer vindkraft på Fosen og nord for Klæbu utover de planene vi er kjent med i dag
2. Økt overskudd i Nord-Norge og større flyt på ledningene fra Nordland
3. Behovet for reinvesteringer i 300 kV nettet gjennom Trøndelag

Aura/Viklandet-Surna bør være oppgradert før eventuelt Åfjord-Snilldal settes i drift. Fremdriftsplanen for Åfjord-Snilldal er derfor førende for Aura/Viklandet-Surna. Tiltaket vil gi økt N-1 kapasitet for flyt nord-sør gjennom studieområdet, og sannsynligvis fjerne behov for de nevnte nettsplittingsvernene.

### 8.2 Ved trinn 2 i Holla kan en ekstra transformator i Snilldal bli aktuelt

Opprinnelig var det planlagt to 420/132 kV transformatorer i nye Snilldal stasjon. Etter at Fosen vind DA endret sine planer, med mer vindkraft på Fosen og mindre i Snillfjordområdet, ble det imidlertid besluttet å i første omgang kun bygge én transformator i Snilldal. Stasjonen blir bygget med plass til to transformatorer, men bestykket med en transformator innledningsvis.

En transformator nummer to i Snilldal vil gi reduserte avbruddskostnader i Vestnettet. Med 120 MW industriforbruk i Holla og 50 grader linetemperatur på Trollheim-Hemne, viser våre beregninger at omtrent 5 MNOK av de forventede avbruddskostnadene (nåverdi over 10 år) skyldes utfall av transformatoren i Snilldal. Se detaljerte resultater i kapittel 13.5.

Disse avbruddskostnadene kan trolig fjernes ved å etablere en ekstra transformator, men dette er ikke nok til å forsvare innkjøpskostnaden. Temperaturoppgradering av Trollheim-Hemne gir for øvrig omtrent dobbelt så stor gevinst i form av sparte avbruddskostnader i dette tilfellet.

Ved et eventuelt trinn 2 med 190 MW industriforbruk i Holla, kan en ekstra transformator i Snilldal bli mer aktuelt. Dersom vi ser på en 40 års analysehorisont er sparte avbruddskostnader i størrelsesorden 15-25 MNOK, avhengig av om 132 kV-nettet er temperaturoppgradert eller ikke. Andre tiltak i 132 kV regionalnettet kan også bidra til å redusere avbruddskostnadene.

### 8.3 Ved trinn 2 i Holla vil TEN vurdere å bygge nytt 132 kV nett

Ved et eventuelt trinn 2 i Holla kan det bli aktuelt å gjøre tiltak i 132 kV regionalnettet for å bedre forsyningssikkerheten i Vestnettet. I RKSU for Sør-Trøndelag (Trønder Energi Nett, 2016) er følgende alternativer nevnt:

- ny ledning fra Geitfjellet vindkraftverk til Hemne
- oppgradering av 132 kV Trollheim-Hemne-Snillfjord til større tverrsnitt
- ny ledning i parallell med eksisterende (for eksempel Trollheim-Hemne 2)

Våre beregninger viser at de totale avbruddskostnadene ved trinn 2 i Holla er oppunder 100 MNOK (nåverdi over 40 år)<sup>19</sup>. Temperaturoppgradering av Trollheim-Hemne-Snillfjord til 80 grader linetemperatur gir en reduksjon på omtrent 40 %, til rundt 60 MNOK over 40 år. Dette er fortsatt et betydelig beløp, som potensielt kan forsvare å gjøre tiltak i 132 kV-nettet.

Det er imidlertid sannsynlig at det blir gjort tiltak i transmisjonsnettet (som nevnt i kapittel 8.1 og 8.2) i løpet av denne perioden. Med en ekstra transformator i Snilldal kan vi trekke fra opptil 15 MNOK fra de forventede avbruddskostnadene, avhengig av hvor lang tid det tar fra trinn 2 ved Holla og transformeringen eventuelt blir etablert. Med tosidig 420 kV innmating i Snilldal står vi kun igjen med avbruddskostnader grunnet feil i 132 kV nettet ved N-1.

### 8.4 Tiltak for å styre kraftflyten

Vi har ikke vurdert tiltak for å styre kraftflyten. Eksempler på tiltak med en overordnet og foreløpig vurdering av muligheter og begrensninger er imidlertid listet opp nedenfor:

- Seriereaktor (eller fasevrider) på 132 kV Snilldal-Hemne. Tiltaket vil kunne avlaste bl.a. 132 kV ledningene Snilldal-Hemne og Ranes-Aura i normaldrift og ved utfall av 420 kV Surna-Viklandet. Tiltaket vil ikke få betydning for kraftflyten for nevnte 132 kV ledninger ved utfall av 420 kV innmatingen, og vil ved underskudd og utfall av 420 kV innmatingen forverre spenningsforholdene dersom det benyttes fast seriereaktor.
- Fasevrider på 420/132 kV transformator i Snilldal for bedre fordeling av flyt i normaldrift (reducere tap og avlaste begrensende ledninger ved intakt nett) og for muligens å kunne fjerne behovet for nettsplitting ved utfall av 420 kV Surna-Viklandet.
- Fasevrider på 420/132 kV transformator i Surna for bedre fordeling av flyt i normaldrift (reducere tap) og for muligens å kunne fjerne behovet for nettsplitting ved utfall av 420 kV Surna-Viklandet (hvor transformator uten fasevrider ellers gjør vondt verre, mht. belastning på 132 kV Ranes-Aura).
- Seriereaktor på 300 kV Orkdal-Aura for å avlaste denne ledningen. Tiltaket vil pålaste 132 kV nettet dersom dette drives i parallell, er først aktuelt dersom 132 kV nettet ikke er begrensende.

---

<sup>19</sup> Merk at vi her har antatt at trinn 2 blir etablert allerede i 2020. Ved etablering på et senere tidspunkt, vil økningen i avbruddskostnader innenfor analyseperioden bli mindre.

## Del III Konklusjon og videre arbeid

Vi har sett at Vestnettet og 132 kV nettet på Nordmøre er kompliserte nett, blant annet grunnet store variasjoner i interne kraftbalanser, flere begrensede 132 kV ledninger og ønske om å opprettholde paralleldrift med overliggende nett for å begrense avbruddskostnader. For å håndtere enkelte av utfordringene kommer en ikke utenom bruk av systemvern med PFK og BFK i Vestnettet.

For å øke overføringskapasiteten nord-sør gjennom studieområdet, kan det i tillegg være aktuelt å etablere nettsplittingsvern på Aura-Ranes og Gylthalsen-Nordheim. Det er imidlertid flere utfordringer som må vurderes nærmere. Det må også utarbeides kriterier for når nettet må deles.

420/132 kV transformering i Surna/Trollheim vil løse noen av driftsutfordringene ved høy flyt nord-sør. Spart reinvestering av Aura-Ranes og sparte overføringstap kan gjøre transformeringen samfunnsøkonomisk rasjonell.

Før vi etablerer systemvern eller går videre med tiltak, er det flere forhold som må vurderes nærmere. Vi peker på noen av disse her.

## 9 Konklusjon og videre arbeid

Vi har sett at samlet nett vil være gunstig med tanke på overføringstap og avbruddskostnader i regionalnettet i Sør-Trøndelag. Samtidig krever dette at (deler av) både industriforbruket i Holla og vindkraften i Vestnettet må være knyttet til systemvern med hhv. BFK og PFK, samt nettsplittingsvern på 132 kV ledninger lenger sør.

Vi har også sett på ulike tiltak som kan være rasjonelle nå eller ved et eventuelt trinn 2 i Holla. Vi oppsummerer her de mest aktuelle tiltakene, og peker på noen av forholdene som må undersøkes nærmere i det videre arbeidet.

### 9.1 Systemvernene må utformes av Statnett og TEN i dialog med berørte aktører

Det er svært viktig at systemvernene utformes slik at de fjerner overlasten i alle relevante driftssituasjoner uten at det fører til for lav spenning, og samtidig er håndterbare i driften. Gitt at dette er ivare tatt, vil det være en fordel å optimalisere vernene slik at vi unngår å koble ut mer forbruk eller produksjon enn nødvendig i den aktuelle situasjonen.

I den videre utviklingen av systemvernene blir det blant annet viktig å:

- Undersøke om et systemvern som omfatter både PFK og nettsplitting er gjennomførbart med tilstrekkelig koordinering mellom de to, og hvis gjennomførbart fastsette kriterier for aktivering.
- Undersøke om lasten i Holla i praksis vil klare å forbli innkoblet i et hendelsesforløp med feil på 420 kV ledning, feilklarering og aktivering av PFK og eventuelt nettsplitting.
- Undersøkes om minste nødvendige produksjon bak PFK (Geitfjellet og Hitra I) kan gi utfordringer med spenningsforhold mm. Analysene viser bl.a. at aktivering av PFK kan gi så stort underskudd at BFK også må aktiveres.

### 9.2 Flere tiltak kan bli aktuelle

Vi har sett på ulike tiltak som kan være rasjonelle nå eller ved trinn 2 i Holla. Det gjenstår ytterligere undersøkelser og analyser før eventuelle investeringer kan tas.

TEN bør:

- Vurdere tiltak for å gi momentan reserve for deler av lasten i Hemne/Holla, f.eks.
  - installere effektbrytere med vern på ledningsavgangene i Hemne
  - dublere innmatingen til Holla, legge transformeringen i Hemne på en av forbindelsene Trollheim-Holla eller Snillfjord-Holla og etablere effektbrytere med vern på ledningsavgangene i Holla, eventuelt også mulighet til å dele samleskinnen i Holla.
- Undersøke nærmere hva som skal til for å temperaturoppgradere Trollheim-Hemne(-Snillfjord).

Statnett bør:

- Se nærmere på behov for kapasitet nord-sør i transmisjonsnettet, også i sammenheng med prisområdene. Statnett jobber videre med å se på (håndtering av) flaskehalsen i området.

- Undersøke hva som kreves for å temperaturoppgradere Trollheim-Ranes-Aura ved den planlagte tilstandskontrollen.
- Gjøre videre vurderinger av kostnader og nytte ved 420/132 kV transformering i Surna/Trollheim for å fastsette om og når tiltaket bør gjennomføres.
- Verifisere at foreslåtte systemvern kan realiseres og gir ønsket virkning, jf. kapittel 9.1.
- Undersøke kostnad ved å skifte den begrensende stasjonskabelen i Orkdal (2,6 km).
- Vurdere en ekstra transformator i Snilldal ved et eventuelt trinn 2 i Holla. Alternativt ved bygging av Snilldal-Åfjord.

Uavhengig av driftsform vil det være en fordel dersom det er mulig å beholde 132 kV Orkdal-Snillfjord i drift (en periode) etter at 420 kV Surna-Snilldal er satt i drift. Dette krever trolig omfattende vedlikeholdsarbeid/reinvestering av ledningen, samt utvidelse av Snillfjord stasjon ettersom bryteren som i dag benyttes på Orkdal-Snillfjord er tiltenkt den nye ledningen mot Snilldal. I tillegg må det søkes NVE om fritak fra vilkåret i anleggskonsesjonen (NVE, 2012) om å sanere denne ledningen innen to år etter at Snilldal transformatorstasjon er satt i drift (vilkår 10).

### **9.3 Høy utnyttelse av nettet krever mer inngående analyser**

Det er ikke foretatt en komplett spenningsanalyse i denne studien. Dette skyldes først og fremst at det foreløpig er en del usikkerhet knyttet til forhold ved særlig Holla, som er sentrale for vurdering av spenningsforhold i Vestnettet. Dette gjelder transformatorløsning, fordeling av last på transformatorer, reaktivt last (nivå og spenningsavhengighet) og reaktiv kompensering.

Innledende analyser tyder på at spenningsforholdene er ok dersom vi antar at  $\cos\phi = 1$  referert 132 kV i Holla, men det må undersøkes mer i detalj hvordan blant annet lasten oppfører seg i aktuelle driftssituasjoner, også etter utfall.

Særlig dersom vi skal utnytte 132 kV Vestnettet helt opp til termisk kapasitet etter eventuell temperaturoppgradering, kan spenningsforhold bli begrensende. Dersom Wacker Holla går videre med et trinn 2, bør systemvernet vurderes på nytt, også med mer detaljert analyse av spenningsforhold.

## Del IV Metode og forutsetninger

I denne delen beskriver vi metode og forutsetninger som er lagt til grunn for beregningene gjort i studien. Dette gjelder både beregninger av overføringstap, overføringsgrenser og avbruddskostnader. I tillegg gir vi mer detaljerte og utfyllende resultater, samt forklaring av disse.

## 10 Åtte ulike driftssituasjoner er vurdert

For å undersøke begrensninger i nettet har vi etablert åtte ulike driftssituasjoner: To sommercase, to høstcase og fire vintercase. I tillegg til ulik mengde innkoblet forbruk og produksjon, er den termiske overføringskapasiteten på ledningene ulik for de forskjellige casene. Dette reflekterer at utetemperaturen varierer over året. Tabell 6 gir en oversikt over de åtte driftssituasjonene/casene, og Tabell 7 viser kraftflyt på sentrale ledninger i studieområdet i de åtte ulike driftssituasjonene.

Høstcasene har noe mer last fra alminnelig forsyning sammenlignet med sommercasene (50 vs. 30 %), samt mer produksjon fra både vind- og vannkraft. Den største forskjellen ligger i regulert vannkraft (80 vs. 30 %). Vintercasene har enda mer last fra alminnelig forsyning (70-100 %), men ingen produksjon fra uregulert vannkraft (sammenlignet med 100 % i sommer- og høstcase).

Forskjellen på de to sommercasene (L11 og L12) er mengden innkoblet vindkraftproduksjon (hhv. 40 og 60 % av installert kapasitet). Også for de to høstcasene (H11 og H12) er forskjellen mengden innkoblet vindkraftproduksjon (hhv. 80 og 100 % av installert kapasitet).

For vinter er det laget to dag- og to nattcase, der forskjellen på dag og natt er produksjon fra regulert (og noe uregulert) vannkraft (hhv. 40 og 80-100 % av installert kapasitet), samt last fra alminnelig forsyning (hhv. 70 og 100 %). De to variantene for vinter natt (T11 og T12) og vinter dag (T13 og T14) representerer ulik produksjon fra vindkraft (hhv. 0 og 100%).

For sommercase er det benyttet termiske overføringskapasiteter ved 20 grader utetemperatur, mens det for høstcase er benyttet 10 grader og for vintercase er benyttet 0 grader utetemperatur. Dette gjør at selv om kraftflyten på de fleste ledninger er høyere på høsten enn på sommeren, så er ikke nødvendigvis nettet hardere belastet.

Flere av de åtte driftssituasjonene er relative ekstreme, og er valgt ut mest med tanke på å få fram utfordringer med overlaster ved intakt nett eller etter utfall. Dette gjelder særlig høstcasene, med store mengder vind- og annen lokal kraftproduksjon.

	Rate	Last alm (%)	Produksjon (%)					Total last (MW)			Prod (MW)			Kraftbalanse (MW)			Endring ref. basis	
			Ny vind	Vind	Vann-reg	Vann-ureg	Varme	Area 65	Area 66	Total	Area 65	Area 66	Total	Area 65	Area 66	Total		
Sommer	L11	3	30	40	40	30	100	100	1297	723	2020	771	1130	1900	526	407	-119	683
Sommer	L12	3	30	60	60	30	100	100	1297	723	2020	801	1370	2171	496	648	151	954
Høst	H11	2	50	80	80	80	100	100	1453	987	2440	1332	2247	3579	121	1261	1140	1942
Høst	H12	2	50	100	100	80	100	100	1453	987	2440	1362	2488	3850	91	1501	1410	2213
Vinter natt	T11	1	70	0	0	40	0	100	1610	1250	2860	423	509	932	187	741	-1126	-1126
Vinter natt	T12	1	70	100	100	40	0	100	1610	1250	2860	574	1712	2286	336	462	174	228
Vinter dag1	T13	1	100	0	0	80	0	100	1845	1646	3491	825	1018	1842	1020	1528	-846	-846
Vinter dag2	T14	1	100	100	100	100	20	100	1845	1646	3491	1253	2529	3782	592	883	291	1094

**Tabell 6: For å undersøke begrensninger i nettet har vi etablert åtte ulike driftssituasjoner: To sommercase, to høstcase og fire vintercase. Særlig høstcasene er relativt ekstreme, med store mengder vind- og annen lokal kraftproduksjon. Dette gir høy kraftoverføring i studieområdet.**



Case	Kraftflyt [MW]											
	132 kV ledninger				300 og 420 kV ledninger							
	Ranes- Aura	Nordheim- Kr.sund	Snillfjord- Hemne	Hemne- Trollheim	Surna- Viklandet	Orkdal- Aura	Klæbu- Nea	Nea- Sverige	Aura- Vågåmo	Ørsta- Ålfoten	Klæbu- Surna	
L11-000-000	67	42	68	-47	335	154	409	549	213	-247	314	
L12-000-000	79	61	78	-38	406	174	486	630	263	-189	335	
H11-000-000	115	99	49	-48	490	223	650	980	439	50	353	
H12-000-000	127	118	59	-39	558	241	727	1060	481	110	372	
T11-000-000	2	21	64	-54	169	57	-160	-47	-122	-713	312	
T12-000-000	61	116	115	-4	509	149	247	385	112	-413	403	
T13-000-000	12	38	35	-71	154	65	-181	67	-72	-649	301	
T14-000-000	92	139	64	-34	512	184	346	704	273	-198	387	

**Tabell 7: Kraftflyt på sentrale ledninger i studieområdet i de åtte ulike driftssituasjonene**

# 11 Beregning av overføringstap

## 11.1 Forenklet beregninger av tap for åtte driftssituasjoner

Totale tap for hhv. area 65 og 66 (som tilsvarer Midt-Norge) og hele nettmodellen er beregnet for de åtte driftssituasjonene som er beskrevet i kapittel 10.

## 11.2 Detaljert beregning av tap for 72 driftssituasjoner

Overføringstap er beregnet i PSS/E ved hjelp av et automatisert beregningsopplegg for 72 driftssituasjoner som representerer et år (6 driftssituasjoner pr. måned, basert på profiler for hhv. last og produksjon). Tapskostnaden gjennom analyseperioden er funnet ved å vekte driftssituasjonene likt, og multiplisere det årlige overføringstapet med en årlig kraftpris. For enkelhets skyld er det antatt at det årlige overføringstapet er konstant gjennom analyseperioden. Dette er gjort både for nullalternativet og med ulike tiltak.

Tilpasningene av last og produksjon er gjort kun i område 65 og 66, og endring i balanse er gjort på svingmaskin tilknyttet 420 kV samleskinne i Kvilldal. Følgende forutsetninger er benyttet for last og produksjon:

Last innen alminnelig forsyning. Profilene er basert på oppgitt årsforbruk pr. sluttbrukergruppe i Vestnettet og standard lastprofiler i Netbas pr. sluttbrukergruppe (hentet fra opplegg for beregning av avbruddskostnader, se kapittel 13). I beregningene benyttes hhv. maks- og minverdi pr. måned. Resulterende brukstid er 5320 timer.

Last innen kraftintensiv industri. Fast på makseffekt. Resulterende brukstid: 8765 timer.

Regulert vannkraftproduksjon. Profilene er basert på en kvalitativ vurdering med underliggende forutsetning om at profilen i grove trekk følger lastprofilen. Det er forutsatt to nivå, hhv. maks og min, hvor min ligger ca. 50 % lavere enn maks. Mask produksjon forutsette kjørt sammen med maks last og min produksjon sammen med min last. Resulterende brukstid: 4020 timer (til sammenligning er brukstid for total vannkraft i Møre og Romsdal ca. 4500 timer). Merk at bl.a. økende integrasjon med resten av Europa, økt andel uregulert produksjon fra vind- og solkraft og spesielle forhold ved det enkelte kraftverk vil gi avvik i forhold til de valgte underliggende forutsetningene.

Uregulert vannkraftproduksjon. Profilen er svært forenklet med antagelse om lav produksjon om vinteren og høyest produksjon under snøsmelting på våren og mellomhøy på høsten. Resulterende brukstid: 3300 timer.

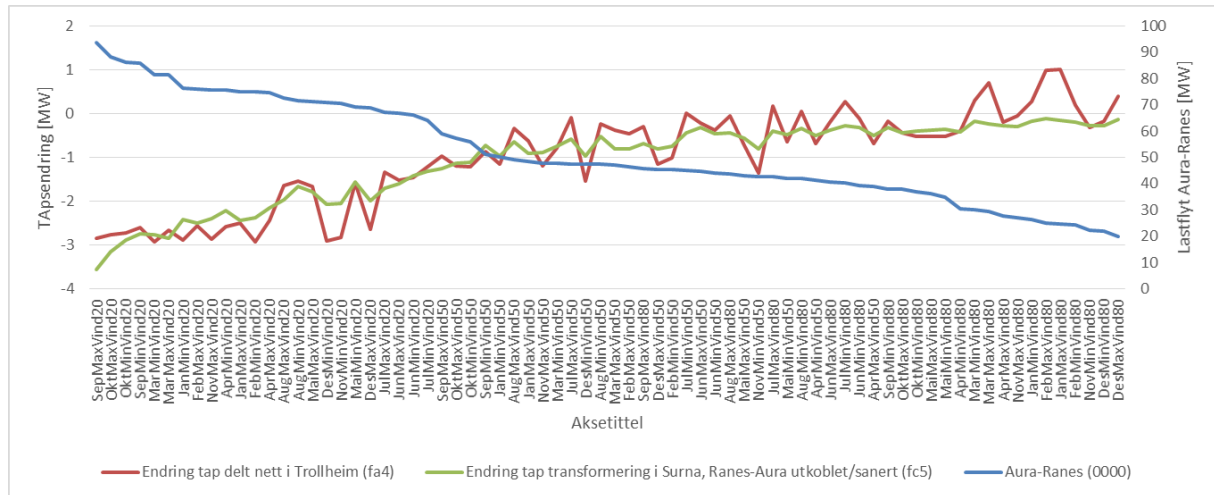
Trollheim og Sjø kraftverk. I motsetning til i beregningen med åtte driftssituasjoner, er beregningsopplegget utvidet for å håndtere egne profiler for disse to kraftverkene. Dette er kraftverk som er sentrale i analyseområdet for de tiltak som vurderes, og som også har spesielt høy brukstid og et avvikende kjøremønster ift. det som er forutsatt under vannkraftproduksjon ovenfor. For hver av de to kraftverkene er det for hver måned benyttet to verdier: gjennomsnitt av historiske verdier for hhv. ukedag og natt/helg. Dette gir resulterende brukstid for de to kraftverkene på hhv. 5460 og 4480 timer, som er noe lavere enn normalårsverdier. Verdier for ukedag er kjørt sammen med maks last og natt/helg sammen med min last.

Vindkraft. For vindkraft er det tatt utgangspunkt i vindserier (timesverdier 1950-2014), som er omsatt til produksjonsserier vha. funksjon mellom vind og produksjon. Det er forutsatt parktype 12, som vil bli benyttet for de nye vindkraftparkene, for all vindkraftproduksjon i område 65 og 66. Ut fra

produksjonsseriene er det beregnet tre nivå pr. måned, hhv. øvre 20 persentil (nivået hvor produksjonen er høyere i 20 % av tiden), 50 persentil og øvre 80 persentil. De tre nivåene er analyser for maks og min last for hver måned. Resulterende brukstid er på 3300 timer som samsvarer godt med brukstiden for produksjonsserien på 3400 timer.

Antall beregninger blir måneder (12) x maks/min for last og regulert produksjon (2) x vind (3) = 72. Notasjon for enkelt kjøring er: <Måned><maks/min><Vind+øvre persenil>.

Sammen med tap beregnes også flyt for utvalgte ledninger. Eksempel på simulering er vist i Figur 8.



**Figur 8: Eksempel på årssimulering som viser hhv. tapsendring for to ulike tiltak ref. basecase (samlet nett) og flyt på 132 kV Ranes-Aura (sorteringsnøkkel). Alle beregninger med 120 MW last i Holla.**

Nåverdi av forskjell i tapskostnader er sammenstilt i Tabell 8, og er beregnet på følgende måte:

- Beregning av gjennomsnittlig tap og tapsforskjeller over året (forutsetter lik vektning av de 72 driftssituasjonene).
- Forutsetter forenklet at tapene ikke endrer seg i analyseperiodene, hhv. 2020-2029 og 2020-2059
- Forutsetter Statnetts kraftprisscenario pr. februar 2017
- Referanseår 2017, kalkulasjonsrente 4 %.

NV tap, MNOK/MW gjennomsnittlig tapsbesparelse pr. år, faste tapverdier pr. år, Statnetts basis kraftprisscenario ref. februar 2017 (201702 Kraftpris og valuta.xlsx med valg 1)								2020-2029	2020-2059
								20.7	55.8
Id	Holla	Deling	Transf. 420/132 kV Surna	Tap [MW]		Tapsendring ref basis (N2020T0-000-0000-00)		Nåverdi endring i tapskostnad ref. basis [MNOK]	
				Gj.sn. Area	Gj.sn. Total	Gj.sn. Area	Gj.sn. Total	2020-2029	2020-2059
N2020T0-000-0000-00	120	Ingen		67.3	1717.2	0.0	0.0	0	0
N2020T0-000-1000-00	120	Snillfjord-Hemne		69.6	1719.6	2.3	2.4	48	133
N2020T0-000-4000-00	120	Trollheim (fa4)		66.3	1716.5	-1.0	-0.7	-21	-41
N2020T0-000-0020-00	120	Ingen	x	67.3	1717.2	0.0	0.0	-1	-1
N2020T0-000-0050-00	120	Ranes-Aura	x	66.3	1716.4	-1.1	-0.9	-23	-49
N2020T0-100-0000-00	190	Ingen		70.7	1720.0	0.0	0.0	0	0
N2020T0-100-1000-00	190	Snillfjord-Hemne		81.1	1730.6	10.5	10.6	217	591
N2020T0-100-4000-00	190	Trollheim (fa4)		69.9	1719.4	-0.8	-0.6	-16	-33
N2020T0-100-0020-00	190	Ingen	x	70.7	1720.1	0.1	0.1	2	4
N2020T0-100-0050-00	190	Ranes-Aura	x	69.9	1719.5	-0.7	-0.5	-15	-30

**Tabell 8: Nåverdi tapsforskjeller, ref basis**

## 12 Beregning av overføringsgrenser

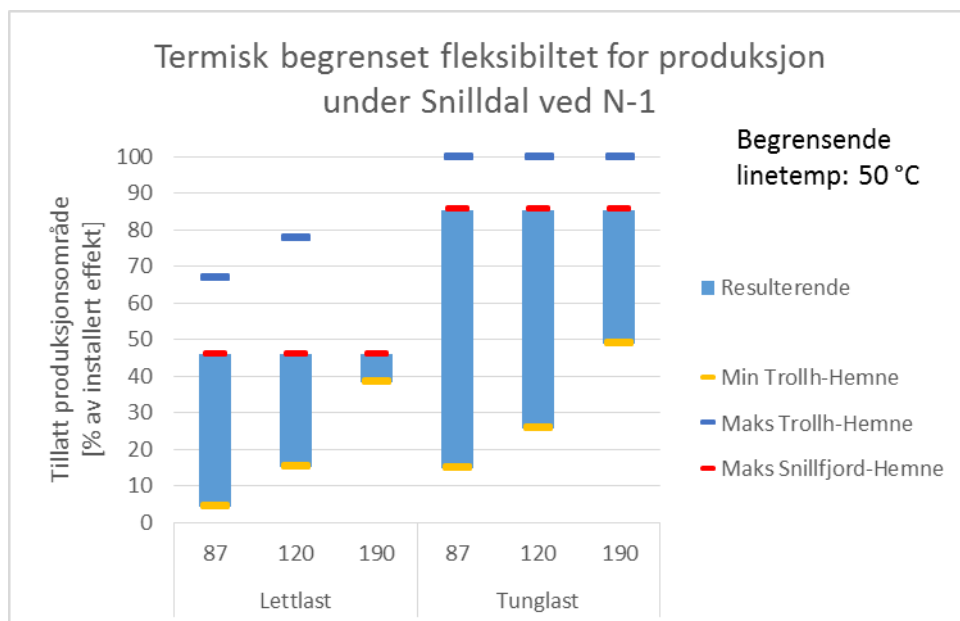
### 12.1 Excelbasert vurdering av produksjonsfleksibilitet for vindkraft i Vestnettet ved N-1

Maksimal last i Vestnettet i 2020 er på ca. 245 MW (hvorav Holla 120 MW) og maksimal produksjonskapasitet er på ca. 350 MW (hvorav 306 MW vindkraft). Etter etablering av 420 kV Surna-Snilldal og 420/132 kV transformering i Snilldal samt sanering av 132 kV Orkdal-Snillfjord, vil Vestnettet være tilknyttet resten av sentralnettet/regionalnettet via hhv. 420 kV Surna-Snilldal og 132 kV Trollheim-Hemne. Ved utfall av førstnevnte vil en kunne få overlast på hhv. sist nevnte og/eller 132 kV Snilldal-Hemne både ved stort kraftoverskudd og stort kraftunderskudd.

Det er gjort en enkel vurdering av hhv. maksimalt tillatt og minimum nødvendig vindkraftproduksjon for å unngå overlast ved hhv. overskudd og underskudd, når 420 kV innmatingen til området er utkoblet. Beregningene er gjort for hhv. lettlast og tunglast med følgende forutsetninger:

- Alminnelig last på hhv. 30 og 100 % av tunglast.
- Lufttemperatur hhv. 20 og 0 °C
- Regulert vannkraftproduksjon satt til hhv. 40 og 80 % av 40 MW (som tilsvarer installert effekt på Søa vannkraftverk tilknyttet Hemne. Øvrig vannkraft 0 MW)
- Strømgrenser for ledninger iht. Statnetts standardverdier. Begrensende endepunktskomponenter er ikke hensyntatt.
- Det er forutsatt spenning på 130 kV og  $\cos\phi = 1$  ved beregning av overføringsgrense for aktiv effekt (dette kan være noe optimistisk ved N-1, særlig ved underskudd).
- Beregninger foretatt med hhv. dagens tillatte linetemperatur (50 °C) og med temperaturoppgradering til 80 °C.
- Tap er ikke hensyntatt (hhv. øker og reduserer belastningsgrad ved hhv. underskudd og overskudd).

Merk at disse beregningene ikke inkluderer begrensinger som følge av ledninger utenfor Vestnettet (f.eks. Ranes-Aura) og/eller andre utkoblinger enn av 420 kV innmatingen til Vestnettet.



**Figur 9: Vurdering av fleksibilitet for vindkraft i Vestnettet (under Snilldal) ved N-1 med 50 grader linetemp.**

### **12.2 ACCC-analyse**

For å kartlegge utfordringer med overlast ved N-1 er det foretatt utfallsanalyser vha. kommandoen ACCC i PSS/E. Beregningene er utført for stadium 2020 med driftssituasjoner som beskrevet i kapittel 10 i kombinasjon med hhv. alternativ med og uten ny vindkraft og hhv. 120 og 190 MW last i Holla. Alle beregninger er foretatt kun for base-case for nett (dvs. ingen tiltak og ingen delinger i Vestnettet/Trollheim). Beregningen omfatter utfall av forbindelser/transformatorer med spenning  $\geq 130$  kV i område 65 og 66 (Midt-Norge) + enkelte ledninger på 300 og 420 kV i grenseområdet. Forbindelser og transformatorer i det samme området er overvåket for overlast med hhv. rating A ( $0^{\circ}\text{C}$ ) for vinter, B ( $10^{\circ}\text{C}$ ) for høst og C ( $20^{\circ}\text{C}$ ) for sommer. Ved utfall av 420 Viklandet-Fræna er det forutsatt systemvern som tar ut 420 kV Fræna-Nyhamna. Ellers er ingen systemvern lagt inn i denne kartleggingen.

I ACCC-analysen inngår drifter (8) x vindkraft MidtNorge (2) x last Holla (2) = 32 case.

### **12.3 Følsomhetsberegning for lastflyt ved endring av last/produksjon**

For å få et inntrykk av hvordan kraftflyten ved intakt nett endres ved endring av last og produksjon, er det foretatt en følsomhetsberegning for endring av flyt på utvalgte ledninger for kombinasjoner av økt overskudd på en samleskinne og tilsvarende økt underskudd på en annen. Endringen i overskudd/underskudd er satt til 100 MW ( $\cos\phi = 1$ ) og endringen i flyt er beregnet i % (MW/MW) av endret overskudd/underkudd.

Alle beregningene er foretatt for intakt nett med basecase (uten nett-tiltak og delinger i Vestnettet/Trollheim). Beregningene er kjørt i PSS/E vha. Pythonprogrammet Følsomhet\_PO1.py, og resultatene er sammenstilt i Tabell 9. Beregningene viser bl.a. hvordan nærhet mellom aktuell ledning og motreguleringspunktene påvirker følsomheten, og hvordan flyten Nord-Sør fordeler seg mellom Norge og Sverige (ved at det er sett på et definert lukket Norges-snitt bestående av 420 kV Surna-Viklandet + 300 Ordal-Aura + 132 kV Ranes-Aura + 132 kV Nordheim-Kristiansund). Sistnevnte forhold tydeliggjør behovet for å bruke Norden-modell i denne analysen. Beregningene er også delvis benyttet til å beregne bidrag fra PFK for Vindkraft i Vestnettet i operative snittgrenser, se kapittel 12.5.

		Andel av endret kraftbalanse som legger seg på angitt forbindelse (%)											
Samleskinne med økt overskudd↓	Samleskinne med økt underskudd→		4	VIKLAND	KKI-ASU1	ORSKOG	SOGNDA	AURL1-4	SAMNA	KVILLDA	TONSTA	KR.SAND	HASLE4
	Overvåket forbindelse↓												
N.ROSS4	RANES1	AURA1	1	2.0	6.9	1.8	1.4	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.0
TUNNSJØ4	RANES1	AURA1	1	2.2	7.0	1.9	1.5	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.1
NAMSOS4	RANES1	AURA1	1	2.2	7.1	2.0	1.6	1.4	1.4	1.3	1.3	1.3	1.2
KLEBU4	RANES1	AURA1	1	2.4	7.2	2.1	1.7	1.5	1.5	1.4	1.4	1.4	1.3
SNILFJD1	RANES1	AURA1	1	11.8	16.6	11.5	11.1	10.9	10.9	10.8	10.8	10.8	10.7
TROLLH1A	RANES1	AURA1	1	30.3	35.1	30.1	29.6	29.5	29.5	29.3	29.3	29.3	29.3
N.ROSS4	NORDHEM1	KR.SUND1	1	1.2	1.8	1.6	1.0	0.8	0.8	0.6	0.6	0.6	0.6
TUNNSJØ4	NORDHEM1	KR.SUND1	1	1.3	1.9	1.7	1.1	0.8	0.9	0.7	0.7	0.7	0.7
NAMSOS4	NORDHEM1	KR.SUND1	1	1.3	1.9	1.7	1.1	0.9	0.9	0.8	0.8	0.8	0.7
KLEBU4	NORDHEM1	KR.SUND1	1	1.4	2.0	1.8	1.2	0.9	1.0	0.8	0.8	0.8	0.8
SNILFJD1	NORDHEM1	KR.SUND1	1	6.3	6.9	6.7	6.1	5.9	5.9	5.8	5.8	5.8	5.7
TROLLH1A	NORDHEM1	KR.SUND1	1	16.2	16.8	16.6	16.0	15.8	15.8	15.6	15.6	15.6	15.6
N.ROSS4	SURNA4	VIKLAND4	1	55.6	49.3	49.9	33.5	26.7	27.1	23.0	23.1	23.1	21.0
TUNNSJØ4	SURNA4	VIKLAND4	1	58.7	52.4	53.0	36.6	29.9	30.3	26.2	26.3	26.2	24.2
NAMSOS4	SURNA4	VIKLAND4	1	59.9	53.6	54.2	37.8	31.1	31.5	27.4	27.5	27.4	25.4
KLEBU4	SURNA4	VIKLAND4	1	64.0	57.7	58.3	41.9	35.2	35.6	31.5	31.6	31.5	29.5
SNILFJD1	SURNA4	VIKLAND4	1	68.8	62.5	63.1	46.7	40.0	40.4	36.3	36.4	36.3	34.3
TROLLH1A	SURNA4	VIKLAND4	1	36.3	30.0	30.6	14.2	7.5	7.9	3.8	3.9	3.8	1.8
N.ROSS4	ORKDAL3	AURA3	1	18.0	18.6	16.4	11.8	9.9	10.0	8.8	8.8	8.8	8.2
TUNNSJØ4	ORKDAL3	AURA3	1	19.3	19.9	17.7	13.1	11.2	11.3	10.1	10.1	10.1	9.4
NAMSOS4	ORKDAL3	AURA3	1	19.7	20.3	18.1	13.5	11.7	11.8	10.5	10.6	10.6	9.9
KLEBU4	ORKDAL3	AURA3	1	20.2	20.8	18.6	14.0	12.1	12.2	11.0	11.0	11.0	10.3
SNILFJD1	ORKDAL3	AURA3	1	10.1	10.7	8.5	3.9	2.0	2.1	0.9	1.0	0.9	0.3
TROLLH1A	ORKDAL3	AURA3	1	14.6	15.3	13.0	8.4	6.6	6.7	5.5	5.5	5.5	4.8
N.ROSS4	T-HEMNE	TROLLH1A	1	0.09	2.52	0.28	0.23	0.22	0.21	0.20	0.20	0.20	0.18
TUNNSJØ4	T-HEMNE	TROLLH1A	1	0.11	2.55	0.30	0.25	0.24	0.24	0.22	0.22	0.22	0.20
NAMSOS4	T-HEMNE	TROLLH1A	1	0.12	2.56	0.31	0.26	0.25	0.25	0.23	0.23	0.23	0.22
KLEBU4	T-HEMNE	TROLLH1A	1	0.26	2.69	0.45	0.40	0.38	0.38	0.37	0.37	0.37	0.35
SNILFJD1	T-HEMNE	TROLLH1A	1	27.06	29.51	27.26	27.21	27.19	27.19	27.17	27.18	27.18	27.16
TROLLH1A	T-HEMNE	TROLLH1A	1	-21.78	-19.34	-21.59	-21.64	-21.65	-21.65	-21.67	-21.67	-21.67	-21.69
N.ROSS4	Sum Norgessnitt			76.8	76.5	69.6	47.6	38.6	39.1	33.5	33.7	33.6	30.8
TUNNSJØ4	Sum Norgessnitt			81.4	81.2	74.3	52.3	43.3	43.8	38.2	38.4	38.3	35.4
NAMSOS4	Sum Norgessnitt			83.1	82.9	76.0	54.0	45.0	45.5	39.9	40.1	40.0	37.1
KLEBU4	Sum Norgessnitt			87.9	87.6	80.7	58.7	49.7	50.2	44.6	44.8	44.7	41.9
SNILFJD1	Sum Norgessnitt			96.9	96.7	89.8	67.8	58.8	59.3	53.7	53.9	53.8	50.9
TROLLH1A	Sum Norgessnitt			97.4	97.1	90.3	68.2	59.3	59.7	54.2	54.3	54.3	51.4

**Tabell 9: Følsomhetsbeegning for flyt ved motregulering i kombinasjoner av to utvalgte punkt i nettet, for basecase med intakt nett.**

#### 12.4 Beregning av overføringskapasitet nord-sør i studieområdet

Ny vindkraft i Midt-Norge øker kraftflyten nord-sør. Samtidig medfører ønske om samlet drift i Vestnettet, for bl.a. å redusere avbruddskostnadene, at 132 kV nett kommer i parallell med bl.a. 420 kV ledningen Surna-Viklandet. Dette medfører at 132 kV nettet kan bli begrensende for overføringskapasiteten nord-sør. I tillegg vil Vestnettet bli hengende på et 132 kV nett med begrensninger ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal. Flyten i dette 132 kV nettet, vil i tillegg til kraftbalansen i Vestnettet og på Nordmøre, også påvirkes av overføringen nord-sør gjennom Midt-Norge.

For å kartlegge disse utfordringene og sammenligne ulike tiltak i nettet, er det foretatt beregninger av maksimal tillatt flyt i et definert snitt nord-sør (sum flyt på 420 kV Surna-Viklandet + 300 Orkdal-Aura + 132 kV Ranes-Aura) før utvalgte forbindelser blir overbelastet. Følgende ledninger er overvåket:

- 132 kV Snillfjord-Hemne
- 132 kV Hemne-Trollheim
- 132 kV Nordheim-Kristiansund
- 132 kV Orkdal-Trollheim (nordlig seksjon)
- 300 kV Orkdal-Aura

Beregningene er foretatt for hver av de åtte driftssituasjonene som er beskrevet i kapittel 10 med et pythonprogram (sim\_lf1\_v3.1) som beregner kapasiteten på følgende måte:

1. Beregner initial MW-flyt på overvåkede forbindelser ved intakt nett.
2. Beregner initial MW-flyt og belastningsgrad (% med fortegn etter aktiv flytretning) på overvåkede forbindelser ved N-1 (forutsetter fast trinn på transformator og kun regulering av kompensering ved kontinuerlig regulerbare enheter etter utfall).
3. Laster opp nettet nord-sør ved å redusere lasten i hele Sverige og redusere produksjonen i Sør-Norge (area 51-64) med 1000 MW.
4. Beregner ny flyt på overvåkede forbindelser ved intakt nett og N-1 (som under punkt 1 og 2).
5. Beregner hhv. initial MW-flyt og MW-flyt etter opplasting i det definerte snittet.
6. Den maksimale MW-flyten i snittet (ved intakt nett), før overlast på begrensende ledning ved N-1, beregnes så ved interpolasjon med forutsetning om lineær sammenheng mellom prosent belastning på begrensende ledning og flyten i snittet ved intakt nett. OBS! Denne forutsetningen gir dårlig treffsikkerhet dersom den reaktive flyten har stor betydning for belastningsgraden, særlig dersom aktiv flyt er lav eller skrifter regning mellom de to flytsituasjonene. Maksimal belastning er satt til 100 % av rating for den den aktuelle driften (A for vinter, B for høst og C for sommer).
7. Hvis flyten på «begrensende» ledning er tilnærmet upåvirket av opplastingen nord-sør, settes kapasiteten til 10 000.

Et utvalg av resultatene fra beregningene er sammenstilt i Tabell 11. I hver rad er ett alternativ med tiltak vurdert (se beskrivelse av tiltakene i Tabell 10). Tabellen viser maksimal snittkapasitet (MW) for hver begrensende forbindelse og med utgangspunkt i hver av de åtte driftssituasjonene beskrevet i kapittel 10. Snittkapasitet for mest begrensende driftssituasjon er oppgitt i kolonne Min under hver begrensende ledning i tillegg til at minverdien også er markert med farge i kolonnen for den begrensende driften. Laveste verdi for alle begrensende ledninger og drifter er oppgitt i kolonne 7, som er benyttet som rangeringsnøkkel.

Tiltak	
<b>(a) Delinger og temperaturoppgraderinger</b>	
0	Ersatt FOS og PSS/E strømgrenser pr. 26.4.2017 for 132 kV Trollheim-Hemne-Snillfjord med Statnett standardverdier i FOS for 50 °C linetemperatur, uten hensyn til begrensende endepunktskomponenter.
1	Hemne mot Snillfjord, dvs. Holla forsynt fra Trollheim
2	Hemne mot Trollheim, dvs. , Holla forsynt fra Snillfjord
3	Hemne, last i Hemne og Holla fordelt mellom Trollheim og Snillfjord
4	Trollheim G1 + Trollheim-Hemne + Trollheim-Orkdal på en ssk.
5	(Trollheim G1 + Trollheim-Hemne + Trollheim-Ranes på en ssk.)
6	Temperaturoppgradering Snillfjord-Hemne til 80 gader C (Statnett standardverdier for 26/7, begrensende endepunktskomponenter byttet).
7	Temperaturoppgradering Trollheim-Hemne til 80 gader C. (Statnett standardverdier for 26/7, begrensende endepunktskomponenter byttet).
8	Temperaturoppgradering Snillfjord-Hemne-Trollheim til 80 gader C. (Statnett standardverdier for 26/7, begrensende endepunktskomponenter byttet).
<b>(b) Nye 132 kV ledninger</b>	
0	Ingen tiltak
Basecase	132 kV Hemne-Holla
1	132 kV Geitfjellet-Hemne
2	132 kV Tjeldbergodden-Hitra
3	132 kV Tjeldbergodden-Hemne
<b>(c) 420/132 kV transformering/sanering</b>	
0	Ingen tiltak
1	Snillfjord T2 (300 MVA)
2	Surna, 1x300 MVA
3	Surna, 2x300 MVA
4	Surna, 1x300 MVA, sanering Orkdal-Trollheim
5	Surna, 1x300 MVA, sanering Ranese-Aura
6	Surna, 2x300 MVA, sanering Orkdal-Surna, Ranese-Aura
<b>(d) Systemverntiltak</b>	
0	Ingen tiltak
1	PFK Geitfjellet (hele)
2	PFK Geitfjellet (hele) + Hiitra II (Hele)
3	PFK Smøla (hele)
4	PFK Geitfjellet (hele) og Smøla (hele)
5	Nettsplitting (utkobling) 132 kV Ranese-Aura
6	Nettsplitting (utkobling) 132 kV Ranese-Aura og Gylthalsen-Nordheim
7	Nettsplitting (utkobling) 132 kV Snillfjord-Hemne
<b>(e) Tilpasninger for å simulere svekket nett (utkoblinger eller tilpasninger mot tidligere nett)</b>	
0	Ingen tiltak
1	Utkobling av 420 kV Ålfoten-Moskog og 132 kV Svelgen-Grov for å i større grad etterligne situasjonen uten Ørskog - Sogndal, som er grunnlaget for historisk lastflyt
2	Utkobling av 420 kV Surna-Snilldal, innkobling av 132 kV Orkdal-Snillfjord
3	Utkobling av 420 kV Surna-Snilldal, innkobling av 132 kV Orkdal-Snillfjord, utkobling av 420 kV Klæbu-Viklandet (Surna-Viklandet)
4	Utkobling av 420 kV Surna-Viklandet

**Tabell 10: Beskrivelse av tiltak**







## 12.5 Beregning av operative snittgrenser

Beregningene av overføringskapasitet som sum av flyt på et utvalg av ledninger nord-sør i kapittel 12.4 viser med tydelighet at en slik kapasitetsgrense vil kunne ha store variasjoner som følge av bl.a. lokal kraftbalanse på Nordmøre og i Vestnettet.

I tillegg til disse beregningene er det foretatt beregninger av tradisjonelle operative snittgrenser basert på initial flyt på begrensende ledning og pålastningsfaktor ved utfall av kritisk ledning for basecase med samlet nett. Nedenfor er det vist et eksempel for 132 kV Ranes-Aura ved utfall av 420 kV Snilddal-Surna.

Tabell 12 viser pålastningsfaktorer for de åtte driftssituasjonene beskrevet i kapittel 10 (initial flyt på en del andre ledninger er også tatt med i tabellen). Pålastningsfaktorene ligger på omtrent **34 %** så lenge initial flyt på Snilddal-Surna er > 0 MW og er av ukjent årsak ca. 10 % høyere når flyten er negativ.

Følsomhetsberegningen for lastflyt ved endring av last/produksjon i kapittel 12.3 viser at:

- Flyten på Ranes-Aura øker med 10.7-16.6 % (gj.sn. 11,6 %) av økt innmating i Snillfjord.
- Flyten på Snilddal-Surna øker med 70,5-72,9 % (gj.sn. 72,6%) av økt innmating i Snillfjord (residual for faktor for Hemne-Trollheim).

Case	Kraftflyt [MW]										Pålasting, Δ Ra-Au / Δ Sn-Su
	132 kV ledninger					300 og 420 kV ledninger					
	Ranes-Aura	Ranes-Aura N-1	Nordheim-Kr.sund	Snillfjord-Hemne	Hemne-Trollheim	Suma-Viklandet	Orkdal-Aura	Kløbu-Nea	Kløbu-Surna	Snilddal-Surna	
N2020T0-000-0000-00-L11	67.9	76.2	41.9	67.7	-46.5	334.9	153.9	409.3	313.0	22.8	36.4 %
N2020T0-000-0000-00-L12	79.1	104.9	60.9	77.3	-37.1	405.9	173.5	487.0	334.0	73.0	35.4 %
N2020T0-000-0000-00-H11	115.5	163.1	99.3	48.6	-47.8	490.3	222.9	650.4	352.1	139.5	34.1 %
N2020T0-000-0000-00-H12	127.3	188.5	118.2	58.6	-37.9	558.4	241.1	727.4	371.3	188.4	32.5 %
N2020T0-000-0000-00-T11	1.3	-58.2	20.4	63.8	-53.1	169.9	57.1	159.1	311.7	140.9	42.2 %
N2020T0-000-0000-00-T12	61.3	96.6	116.2	114.4	-3.9	509.7	148.8	248.1	402.7	108.7	32.5 %
N2020T0-000-0000-00-T13	12.6	-52.4	38.3	34.8	-70.1	154.0	64.6	180.5	300.6	145.8	44.6 %
N2020T0-000-0000-00-T14	92.0	134.5	139.0	63.4	-33.5	512.0	184.2	347.0	386.2	127.2	33.5 %

**Tabell 12: Flyt på utvalgte ledninger ved intakt nett og ved utfall Snilddal-Surna (kun for Ranes-Aura).**

Ved PFK vil motreguleringen skje ved alle generatorer i det synkrone systemet, ikke ved enkelt-generatorer som følsomhetsvurderingen forutsetter. Brukes de laveste faktorene, vil et ledd med PFK på vindkraft i Vestnettet utgjøre - (10,7 % + 34 % \* 70,5 %) \* PFK = - 35 %

Det operative snittet blir da (om vi tar utgangspunkt i faktorene beregnet med positiv flyt på Ranes-Aura og Snilddal-Surna):

**132 kV Ranes-Aura + 34 % 420 Snilddal-Surna - 35 % PFK vind Vestnett < MVA-grense på 132 kV Ranes-Aura**

## 13 Beregning av avbruddskostnader

Forventede avbruddskostnader er beregnet både for kraftintensiv industri i Holla og for alminnelig forsyning i Vestnettet.

### 13.1 Innledning

Beregning av avbruddskostnader er brukt til å kvantifisere nytten av:

- Tiltak som gir momentan reserve for alminnelig forsyning i Vestnettet
- Tiltak som gir momentan reserve for hele eller deler av lasten i Holla, hele eller deler av året.
- Tiltak som reduserer omfanget av last som må kobles ut ved kritiske utkoblinger pga. feil i nettet.

Det er en underliggende forutsetning at kraftintensiv industri ved Holla kobles ut før alminnelig forsyning, bl.a. pga. vesentlig lavere avbruddskostnader.

Med utkobling av hele eller deler av lasten ved Holla er det tilstrekkelig kapasitet i nettet til å forsyne alminnelig forsyning ved feil på forbindelser som forsyner Vestnettet eller Hemne/Holla. Avbruddskostnader kan likevel bli aktuelt for alminnelig forsyning for løsninger hvor nettet ikke har momentan reserve.

Forutsetninger for beregning av avbruddskostnader innen alminnelig forsyning framgår av kapittel 13.4. Beregningsresultantene er sammenstilt i kapittel 13.5.

### 13.2 Enhetsverdier for forventet avbruddskostnad ved Holla

For avbrudd ved Holla er Istad Netts beregningsopplegg for avbruddskostnader brukt for å finne enhetsverdier for forventet avbruddskostnad, dvs. avbruddskostnad (MNOK) pr. hhv. antall enheter (stk. eller km), MW last (makslast) og år. Ved beregning av enhetskostnader er det ikke tatt hensyn til endringer i nettet i løpet av analyseperioden.

Beregningsopplegget tar hensyn til:

- Feilsannsynlighet for hhv. varige feil (som krever reparasjon) og forbigående feil
- Reparasjonstid med gjennomsnittsverdi og sannsynlighetsfordeling innenfor intervallene oppgitt i [Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier kapittel 9](#)
- Gjennomsnittlig gjenopprettingstid for forbigående feil

Det er ikke tatt hensyn til at feilsannsynlighet og utkoblingstid kan variere over året. I beregningen er kostnadsfunksjon for avbruddskostnader ved utfall av 120 MW ved Holla (Begrenset info, oppgitt av TEN) gjort om til kostnader pr. MW og tilpasset nevnte intervaller.

I tillegg er det beregnet tilsvarende enhetskostnader for avbrudd på en time. Her er total feilsannsynlighet (varige og forbigående feil) multiplisert med oppgitt avbruddskostnad for 1 time.

Enhetskostnadene er beregnet med feilstatistikk for hhv. 132 kV ledninger, 420 kV ledninger og 420/132 kV transformator. Statistikkundrelaget, som er sammenstilt i Tabell 13, er basert på feilstatistikk for årene 1998-2014.

Id	Anleggsdel	Spg.-nivå	Feilsannsynlighet (antall / 100 enh. år)			Gj.sn. reparasjonstid (timer)						Andel av varige feil					Gj.sn. utetid forbigående timer
			Alle	Forbigående	Varig	Alle	0-1 time	1-4 timer	4-8 timer	>8 timer	> 12 timer	0-1 time	1-4 timer	4-8 timer	>8 timer	> 12 timer	
LL132	Kraftledning	110-150 kV	0.98	0.78	0.202	40.1	0.28	2.1	5.8	71	76	22 %	8 %	15 %	55 %	51 %	6.64
LL420	Kraftledning	200-420 kV	0.74	0.68	0.063	37.9	0.27	2.4	6.0	60	68	14 %	10 %	14 %	61 %	53 %	5.50
TR420	Krafttransformator	420 kV	7.20	4.30	2.900	258.0	0.00	0.0	0.0	258	258	0 %	0 %	0 %	100 %	100 %	7.90

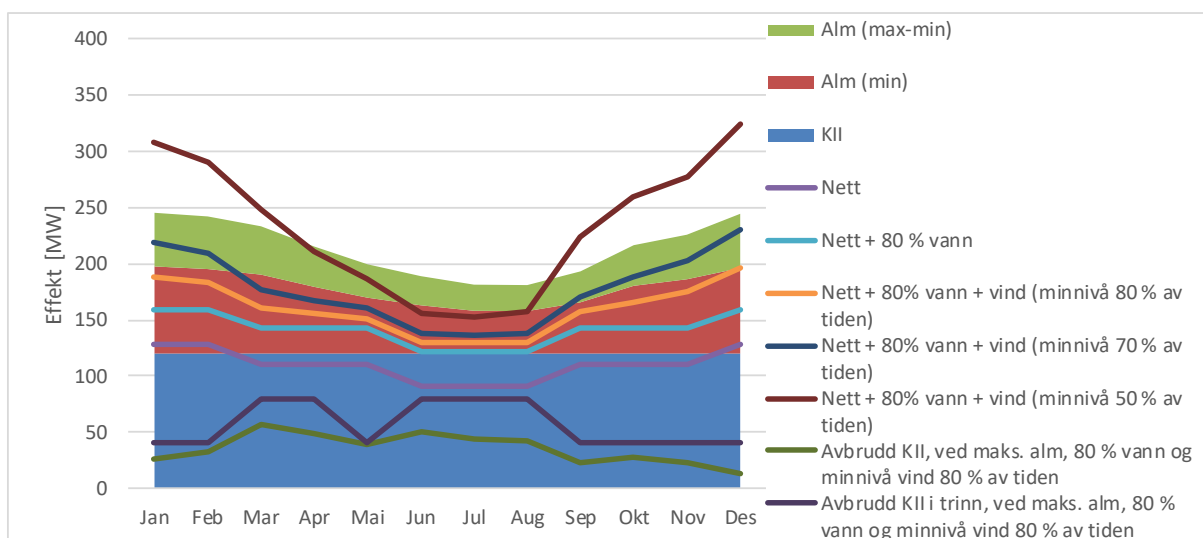
**Tabell 13: Feilstatistikk benyttet i analysene**

En del av underlaget er mangelfullt, og verdiene for reparasjonstid (varige feil) og utetid (forbigående feil) er kun basert på tilfeller hvor tidsverdier er tilgjengelig, mens feilsannsynligheter er basert på hele underlaget. Det er en viss mulighet for at det tilgjengelige underlaget for forbigående feil kan være overrepresentert med feil med lang utetid. Det er ikke unaturlig å tenke at det blant tilfellene der utetid ikke er oppgitt, kan være en overvekt av tilfeller med rask gjeninnkobling. Dette fordi man da kanskje ikke har sett poenget med å rapportere inn utetid.

For 200-420 kV ledninger er to feiltilfeller med ekstrem lang reparasjonstid, hhv. 5182 og 7143 timer, tatt ut av grunnlaget. Dessuten er tilfeller med vellykket GIK ikke inkludert. Dette er enfase feil med rask gjeninnkobling som ikke vil føre til avbrudd hos sluttbruker. For transformatorer er både feil på selve transformatoren og på tilhørende anlegg som er nødvendige for driften av transformatoren inkludert.

### 13.3 Forventet gjennomsnittlig avbrutt effekt ved Holla pr. år

Ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal eller 420/132 kV transformatoren i Snilldal, vil Vestnettet måtte forsynes via 132 kV ledningen Trollheim-Hemne, som avhengig av kraftbalansen i området vil være begrensende for overføringskapasiteten i deler av året. Dette er illustrert i Figur 10.



**Figur 10: Eksempel på vurdering av avbrutt effekt ved Holla (utfall 420 kV, 132 kV Trollheim-Hemne begrensende, 50°C linetemp og 120 MW last ved Holla).**

Skraverte felt i figuren viser variasjonen i samlet last i Vestnettet over året. Det grønne feltet viser variasjon mellom maks- og minnivå innen en måned. Effektverdiene er hentet fra Istad Netts beregningsopplegg for KILE, hvor last over året er beregnet ut fra verdier TEN har oppgitt for årsforbruk og fordeling på sluttbrukergrupper, samt standard lastprofiler pr. sluttbrukergruppe fra Netbas.

For å beregne avbrutt effekt ved N-1 er det også tatt hensyn til bidrag fra lokal produksjon. For vannkraft er det forutsatt 80 % utnyttelse av regulert vannkraft. For vindkraft er verdier for hhv. øvre

80 persentil (laveste verdi som vindkraften overstiger i 80 % av tiden), øvre 70 og 50 persentil illustrert i figuren. Persentilverdiene er basert på vindserier fra 1950-2014 og produksjonsfunksjon for parktype 12.

Minste forutsatte nivå for (varig) avbrutt effekt (grønn kurve) er beregnet som maksimal total last minus 80 % regulert vannkraft minus 80 persentil for vindkraft minus overføringskapasitet ved N-1, se Tabell 14. Det er forutsatt 130 kV og  $\cos\phi = 0,95$  og rate A for vinter, rate B for vår/høst og rate C for sommer. Bakgrunnen for de konservative last- og produksjonsforutsetningene er bl.a. at både alminnelig last og vind vil kunne variere i løpet av et langvarig avbrudd, og det vil trolig ikke være hensiktsmessig å utnytte disse variasjonene til inn- og utkoblinger av last ved Holla for å begrense KILE. I beregningene er det ikke tatt hensyn til tap, som vil gi økt KILE. Lavere spenning enn forutsatt vil også gi økt KILE.

RKSU-TEN-2016 vedlegg side 26						Line-temp	Statnett standarddata i FOS-web, ikke tatt hensyn til begrensende endepunktkomponenter					
Anlegg	Eier	Byggeår	Lengde [km]	Ledning	Maste-type		Overføringsgrense [A]			Overføringsgrense [MVA ved 130 kV]		
							A (0 °C)	B (10 °C)	C (20 °C)	A (0 °C)	B (10 °C)	C (20 °C)
Trollheim - Hemne	TEN	1963	37,4/0,5	FeAl 120/150	Tre	50 °C	596	515	422	134	116	95
Hemne - Snillfjord	TEN	1970	23	FeAl 150	Tre	50 °C	683	589	481	154	133	108
Trollheim - Hemne	TEN	1963	37,4/0,5	FeAl 120/150	Tre	80 °C	765	709	652	172	160	147
Hemne - Snillfjord	TEN	1970	23	FeAl 150	Tre	80 °C	879	816	749	198	184	169

**Tabell 14: Overføringsgrenser for 132 kV ledningene Snillfjord-Hemne Trollheim (begrensende endepunktskomponenter, hhv. skillebryter i Hemne mot Trollheim (630 A) og strømtransformator i Snillfjord mot Hemne (600 A), er ikke hensyntatt).**

I praksis vil BFK måtte tas i trinn som tilsvarer lasten bak en transformator. TEN har oppgitt følgende grovinndeling, som er benyttet i vurderingene: 40-80-120-190 MW. Ved bruk av trinn øker BFK-behovet fra beregnet behov til nærmeste overliggende trinn (lilla kurve i Figur 10).

Fra disse vurderingene er følgende informasjon tatt ut som input til beregning av forventet KILE:

1. Gjennomsnittlig avbrutt effekt over året behovstilpasset til nærmeste trinn
2. Tillegg ved kun ett trinn lik hele Holla
3. Tillegg ved kun ett tilpasset trinn for hele året (ved behov) og vannkraft ikke inkludert

Vurderingene er gjort for hvert år i analyseperioden med følgende forutsetninger:

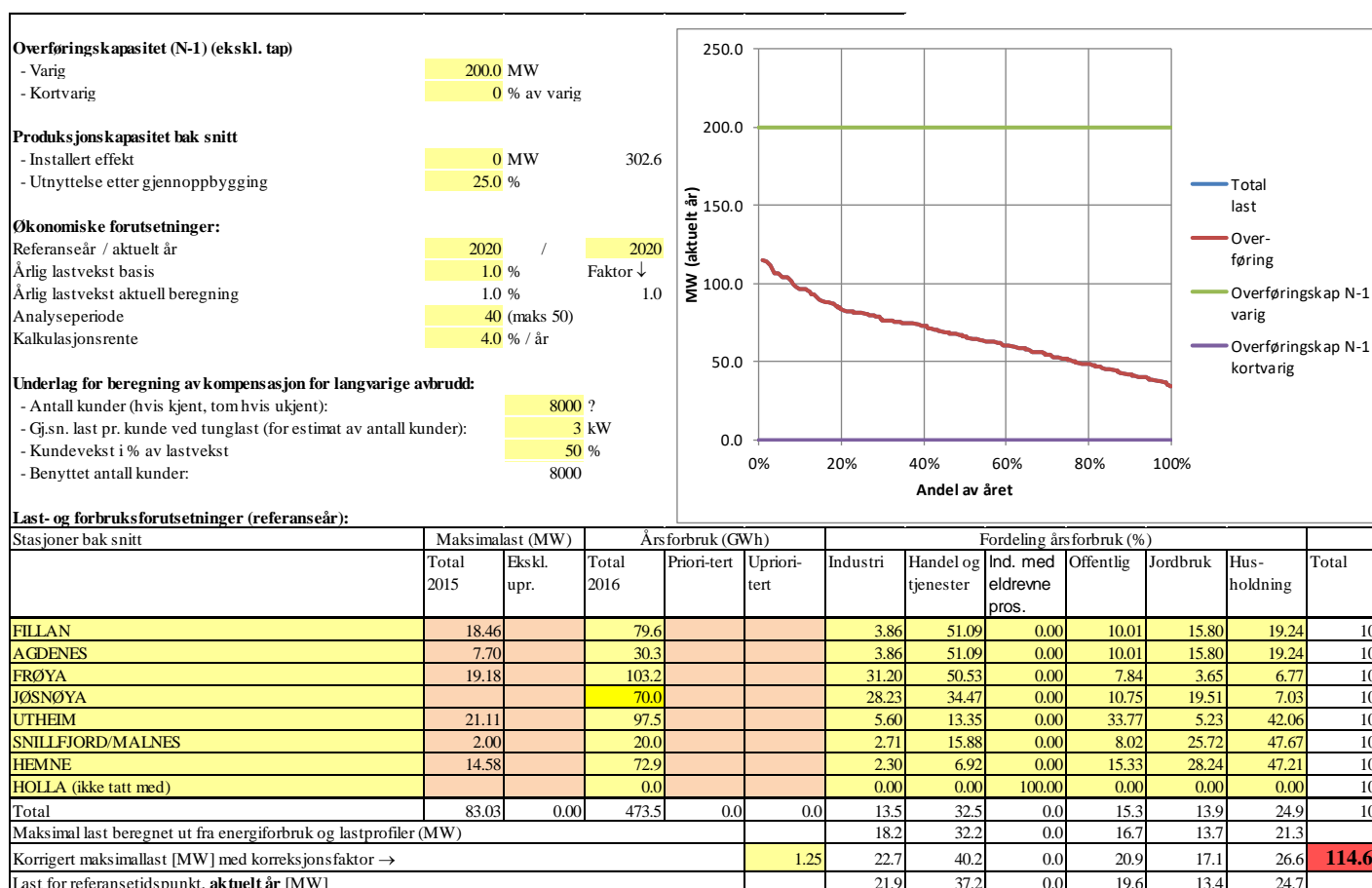
- 1 % lastøkning per år innen alminnelig forsyning
- Hhv. 120 og 190 MW last ved Holla
- Tillatt linetemperatur på 50 og 80°C, uten hensyntagen til begrensende endepunktskomponenter
- avbrutt effekt i alternativ 2) og 3) reduseres manuelt til tilpasset trinn som angitt ovenfor etter en time

Tilsvarende vurderinger er utført for Hemne/Holla ved utfall av 132 kV Snillfjord-Hemne og Trollheim-Hemne med last og produksjon i Hemne/Holla.

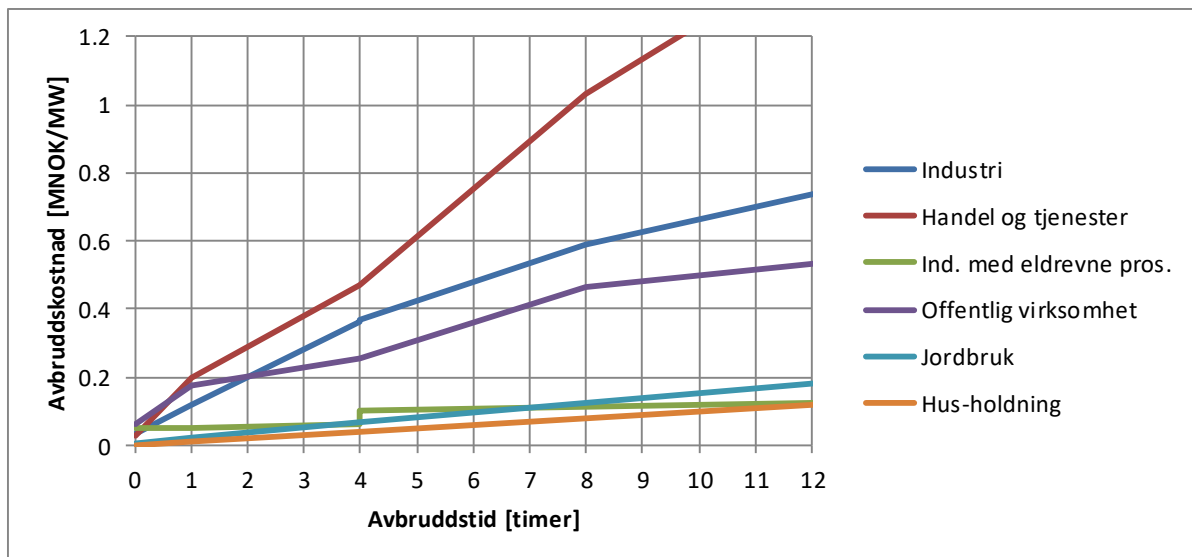
### 13.4 Avbruddskostnader innen alminnelig forsyning

Avbruddskostnadene for alminnelig forsyning beregnes vha. Istad Netts beregningsopplegg for avbruddskostnader. Det er forutsatt (se også innledning i kapittel 13.1):

- Feilstatistikk som angitt i kapittel 13.2
- Ingen momentan reserve, og full reserve etter angitt tid (15 og 60 minutter)
- KILE-satser (se Figur 11) og korreksjonsfaktorer for tidspunkt på året iht. [Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffier kapittel 9](#). Satsene er ikke indeksjustert.
- Referanseeffekt for ulike sluttbrukergrupper er beregnet fra verdier TEN har oppgitt for årsforbruk og fordeling på sluttbrukergrupper, samt standard lastprofiler pr. sluttbrukergruppe fra Netbas, se underlag i Tabell 15.



**Tabell 15: Underlag for beregning av avbruddskostnader innen alminnelig forsyning**



**Figur 11: Avbruddsatser iht. Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffer kapittel 9**

I Figur 11 er beregningsopplegget brukt til å vurdere KILE for alminnelig forsyning i Vestnett som funksjon av avbruddstid for ett avbrudd på tilfeldig tidspunkt (gjennomsnittsverdi over året). Denne verdien er lavere enn for et avbrudd på dagtid ved tunglast. Forventet startkostnad er på 1,3 MNOK.

### 13.5 Sammenstilling av beregningsresultater

1. Forventet KILE ved tilpasset PFK i trinn																				
Utfall		Begrensende ledning*		Last	Enhets KILE		Nåverdi KILE [MNOK]		Gjennomsnitt avbrutt effekt over et år ved angitt utfall [MW] (begrensende ledning forutsettes å måtte forsyne området som normalt forynes av utfalt ledning + begrensende ledning, manglende kapasitet forutsettes tatt som BFK ved Holla)											
	Lengde antall		Linetemp °C	Holla MW	Grunn-lag	kk/år, MW,enh	2020-2029	2020-2059	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029		
Faktor									0.89	0.85	0.82	0.79	0.76	0.73	0.7	0.68	0.65	0.62		
420 kV Surna-Snilldal	65.0	132 kV Trollheim-Hemne	50	120	LL420	0.20	5.4	15.4	50	50	53	53	53	57	57	57	57	57		
	65.0		80	120	LL420	0.20	0.7	4.6	3	3	7	7	7	7	10	10	10	10		
	65.0		50	190	LL420	0.20	12.2	34.1	117	117	117	117	123	123	126	126	132	132		
	65.0		80	190	LL420	0.20	8.0	21.6	77	77	77	80	80	83	83	83	83	83		
420/132 kV transf. Snilldal	1.0	132 kV Trollheim-Hemne	50	120	TR420	9.13	3.7	10.6	50	50	53	53	53	57	57	57	57	57		
	1.0		80	120	TR420	9.13	0.5	3.1	3	3	7	7	7	7	10	10	10			
	1.0		50	190	TR420	9.13	8.4	23.5	117	117	117	117	123	123	126	126	132	132		
	1.0		80	190	TR420	9.13	5.5	14.9	77	77	77	80	80	83	83	83	83	83		
132 kV Snillfjord-Snilldal	6.0	132 kV Trollheim-Hemne	50	120	LL132	0.34	0.2	0.4	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
	6.0		80	120	LL132	0.34	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	6.0		50	190	LL132	0.34	1.2	3.0	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
	6.0		80	190	LL132	0.34	0.6	1.5	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40		
132 kV Snillfjord-Hemne	23.0	132 kV Trollheim-Hemne	50	120	LL132	0.34	0.6	1.5	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
	23.0		80	120	LL132	0.34	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	23.0		50	190	LL132	0.34	4.8	11.6	80	80	80	80	80	80	80	80	80	80		
	23.0		80	190	LL132	0.34	2.4	5.8	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40		
132 kV Trollheim-Hemne	37.6	132 kV Snillfjord-Hemne	50	120	LL132	0.34	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	37.6		80	120	LL132	0.34	0.0	0.0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	37.6		50	190	LL132	0.34	6.8	16.6	70	70	70	70	70	70	70	70	70	70		
	37.6		80	190	LL132	0.34	1.0	3.2	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10		
Total				50	120			9.8	27.7											
				80	120			1.1	7.7											
				50	190			33.3	88.8											
				80	190			17.5	47.0											





4. Kile første 15 minutter for alminnelig forsyning i Vestnettet (gjelder alternativ uten momentan reserve)																						
											Nåverdi KILE											
Kile første 15 minutter for alminnelig forsyning i Vestnettet (gjelder alternativ uten momentan reserve)											2020-2029	2020-2059	Årlig KILE									
Utfall	420 kV Surma-Snilldal										9.3	25.3	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.3	1.3	1.3	1.3	1.3
	420/132 kV transf. Snilldal										1.2	3.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Total											10.5	28.6										
4. Kile første 1 time for alminnelig forsyning i Hemne (gjelder alternativ uten momentan reserve)																						
											Nåverdi KILE											
Kile første 1 time for alminnelig forsyning i Hemne											2020-2029	2020-2059	Årlig KILE									
Utfall	Trollheim-Hemne-Snillfjord (60.6 km)										2.2	5.6	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3

## 14 Kortslutningsbegninger

Ved utfall av 420 kV innmatingen til Vestnettet vil kortslutningsytelsen svekkes kraftig, og dette kan muligens ha betydning for driften av vindkraftverkene. Det er foretatt beregninger for 132 kV samleskinne i Hitra (som er lengst borte fra kortslutningsbidraget fra Trollheim ved denne driften. Det er forutsatt vannkraftverk i Vestnettet er utkoblet og at vindkraftverk ikke bidrar med kortslutningsytelse (utkoblet, eller bidragene ikke inkludert). Dette gir følgende verdier, se underlag siste side:

- |   |         |
|---|---------|
| • Intakt nett:                                | 671 MVA |
| • Utfall 420 kV, samlet nett i Trollheim      | 397 MVA |
| • Utfall 420 kV, delt nett i Trollheim (fa4)  | 358 MVA |
| • Utfall 420 kV, transformering i Surna (fc2) | 415 MVA |

Opsjonsvalg i PSS/E

- IEC 60909 SHORT CIRCUIT CURRENTS
- VOLTAGE FACTOR C=1.05 WHEN BUS BASE kV<=1.0 kV and C=1.1 WHEN BUS BASE kV>1.0 kV
- SET SYNCHRONOUS/ASYNCHRONOUS MACHINE POWER OUTPUTS TO P=0.0, Q=0.0
- SET GENERATOR POSITIVE SEQUENCE REACTANCES TO SUBTRANSIENT
- TRANSFORMER TAP RATIOS AND PHASE SHIFT ANGLES UNCHANGED
- SET LINE CHARGING=0.0 IN +/- SEQUENCES
- SET LINE/FIXED/SWITCHED SHUNTS=0.0 AND TRANSFORMER MAGNETIZING ADMITTANCE=0.0 IN +/- SEQUENCES
- LOAD REPRESENTED IN +/-0 SEQUENCES
- DC LINES AND FACTS DEVICES BLOCKED
- IMPEDANCE CORRECTIONS NOT APPLIED TO TRANSFORMER ZERO SEQUENCE IMPEDANCES

## Del V **Vedlegg**

## Vedlegg 1 Oversikt over ledninger i studieområdet

Ledning	Spenningsnivå	Type	Ledertemp.	Termisk grenselast ved 0 grader			Idriftsatt
				[A]	[MVA]	Km	
Klæbu-Viklandet	420 kV	Duplex Parrot	80	3413	2483	131	2004
Surna-Snilldal	420 kV	Duplex Parrot	80	3457	2515	65	2019
Orkdal-Aura	300 kV	Simplex Parrot	80	1814	943	99,8	1972
Orkdal-Trollheim	132 kV	Simplex FeAl 120	50	526	118	49	1953
Trollheim-Ranes	132 kV	Simplex FeAl 120	50	610	137	14	1953
Ranes-Aura	132 kV	Simplex FeAl 120	50	610	137	47,2	1953
Snilldal-Snillfjord	132 kV	Simplex Al 59 454	80	1227	276	6	2018
Snillfjord-Hemne	132 kV	Simplex FeAl 150	50	683	154	23	1970
Hemne-Trollheim	132 kV	Simplex FeAl 120	50	596	134	38,1	1962

## Vedlegg 2 Regneeksempel for utfall av Surna-Snilldal

Vi har sett at nettsplittingsvern på Raner-Aura og Gylthalsen-Nordheim kan gi minimum 1000 MW N-1 kapasitet for overføring nord-sør. Sammenhengen mellom nettsplittingsvernet og PFK i Vestnettet ved utfall av 420 kV Surna-Snilldal er illustrert med et regneeksempel:

Ved utfall i det aktuelle caset vil 132 kV ledningene Snillfjord-Hemne, Hemne-Trollheim, Trollheim-Raner og Raner-Aura bli belastet hhv. 214, 117, 131 og 164 % før systemvern trer i kraft. PFK i Vestnettet er påkrevd for å avlaste de to første ledningene, og med PFK på Geitfjellet reduseres belastningene til hhv. 84, 18, 87 og 120 %. Nettsplitting på Raner-Aura gir 112 % last på Norheim-Kristiansund. Om også Gylthalsen-Nordheim kobles ut blir Trollheim-Orkdal, som eneste gjenværende ledning ut av området bestående av Vestnettet og deler av Nordmøre, belastet med 123 %. Det er altså ikke tilstrekkelig med PFK kun på Geitfjellet vindpark i dette caset.

Om PFK-volumet økes til å også omfatte Hitra II, reduseres belastningen (før nettsplitting) til hhv. 3, 70, 58 og 91 %, noe som vil være håndterbart. Om Raner-Aura kobles ut (pga. den initiale overlasten) øker overføringen på Norheim-Kristiansund til 93 %. Om også Gylthalsen-Norheim kobles ut øker overføringen på Trollheim-Orkdal til 48 % som er OK.

Beregningene viser at ved for lav PFK vil nettet kunne bryte sammen fordi en ikke klarer å «lande» på en drift hvor nettet ikke blir overbelastet. Med nesten full PFK i Vestnettet kan nettsplitting overflødiggjøres dersom det er mulig med tilstrekkelig tidsforsinkelse til å gi selektivitet mellom PFK og nettsplitting, eller ved at kriteriet for nettsplitting også er bryterstyrt (f.eks. ved blokkering ved utfall Surna-Snilldal). Utkobling av begge parkene vil imidlertid medføre spenningsutfordringer og/eller overlast i nettet for andre driftsituasjoner med høyere last enn den i eksempelet, særlig dersom nettsplitting også trer i kraft.

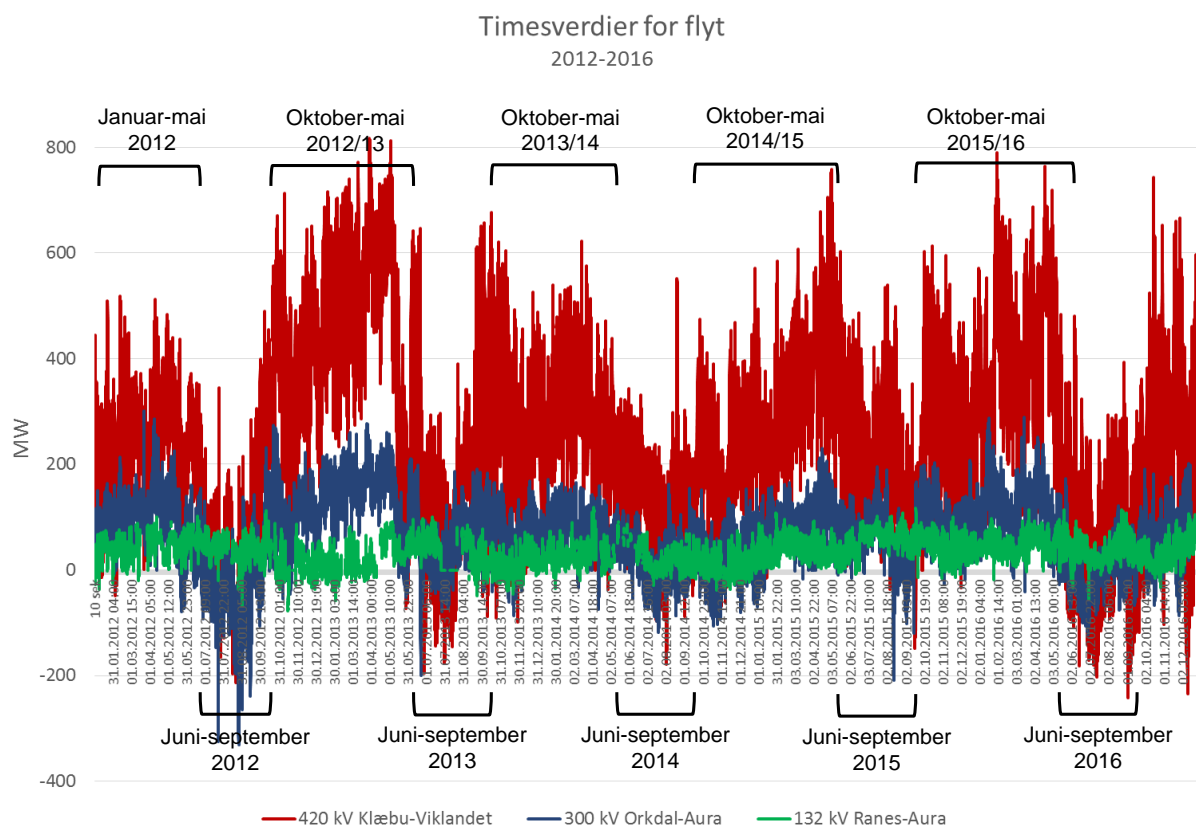
## Vedlegg 3 Kurver for flyt siste fem år på utvalgte ledninger

Kurver for kraftflyt på aktuelle ledninger og snitt er basert på timesverdier for de siste fem årene hentet ut fra Statnetts database Innsikt. Her viser vi noen utvalgte kurver.

### 420 kV Klæbu-Viklandet + 300 kV Orkdal-Aura + 132 kV Ranes-Aura

Figur 12 viser timesverdier for flyt på ledningene 420 kV Klæbu-Viklandet, 300 kV Orkdal-Aura og 132 kV Ranes-Aura de siste fem årene, hentet ut fra Statnetts database Innsikt.

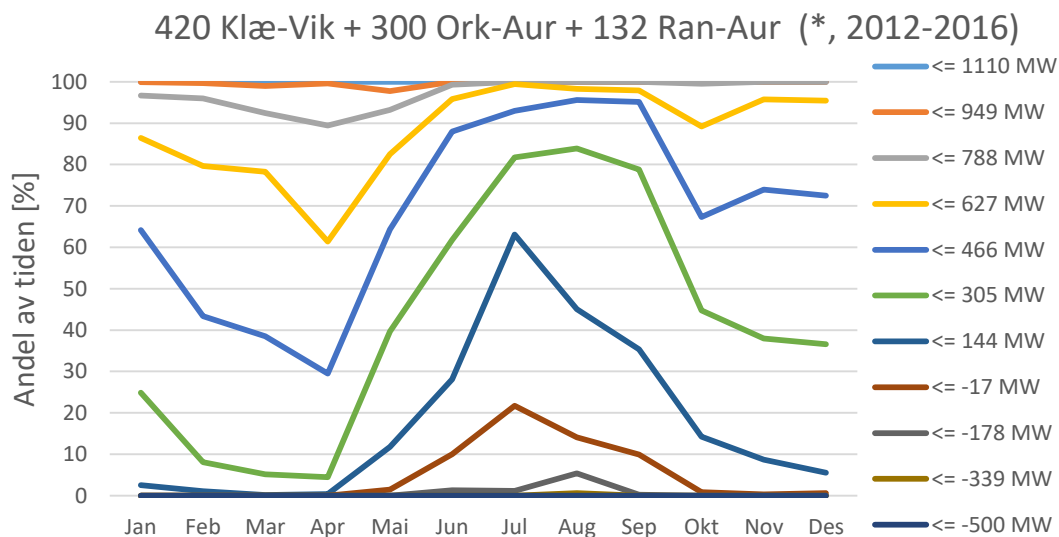
Flyt på 420 kV Klæbu-Viklandet har de siste fem årene variert fra over 800 MW sørover, til 240 MW nordover. Høyest flyt fra nord til sør har vært på våren (mars-mai) i 2013, 2015 og 2016, mens flyten har gått nordover på sommeren (juni-september). Flyt på 300 kV Orkda-Aura har i grove trekk fulgt flyten på 420 kV Klæbu-Viklandet.



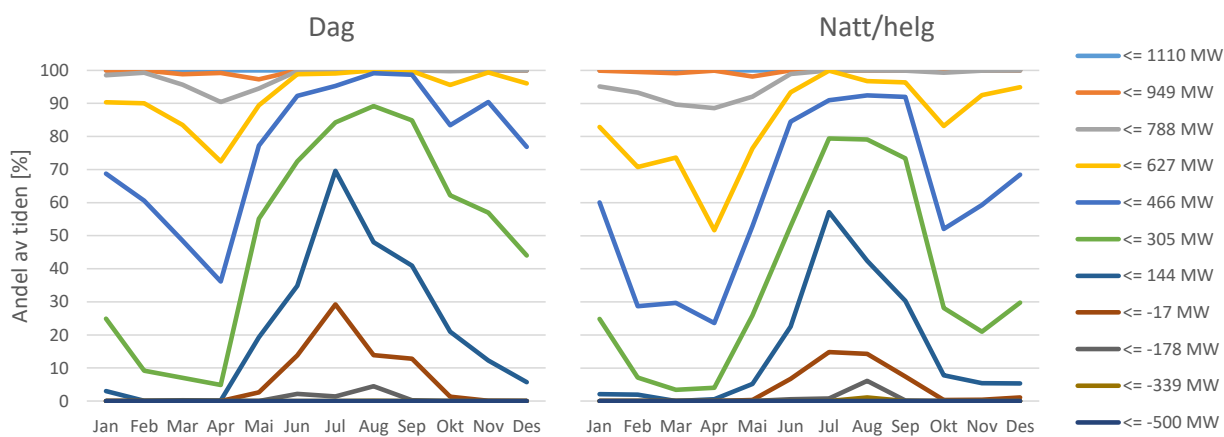
**Figur 12: timesverdier for flyt på ledningene 420 kV Klæbu-Viklandet, 300 kV Orkdal-Aura og 132 kV Ranes-Aura de siste fem årene.**

Figur 13 viser sum av timesverdiene for de samme tre ledningene de siste fem årene. Kurvene viser andel av tiden som flyten har vært opptil (mindre enn eller lik) angitt nivå i den aktuelle måneden. For eksempel viser den gule kurven at flyten på de tre ledningene har vært opptil 627 MW i 60 % av tiden i april måned. Samtidig har flyten vært opptil 305 MW i 5 % av tiden. Med andre ord har flyten vært over 627 MW i 40 % av tiden og mellom 305 og 627 MW i 55 % av tiden i april måned.

Figur 13 viser at flyt på de tre ledningene har vært høyest på våren (februar-april), mens Figur 14 viser at flyten de siste fem årene har vært noe høyere på natt/helg enn på dagtid.



**Figur 13: Sum flyt på de tre ledningene 420 kV Klæbu-Viklandet, 300 kV Orkdal-Aura og 132 kV Ranes-Aura har vært høyest på våren (februar-april).**

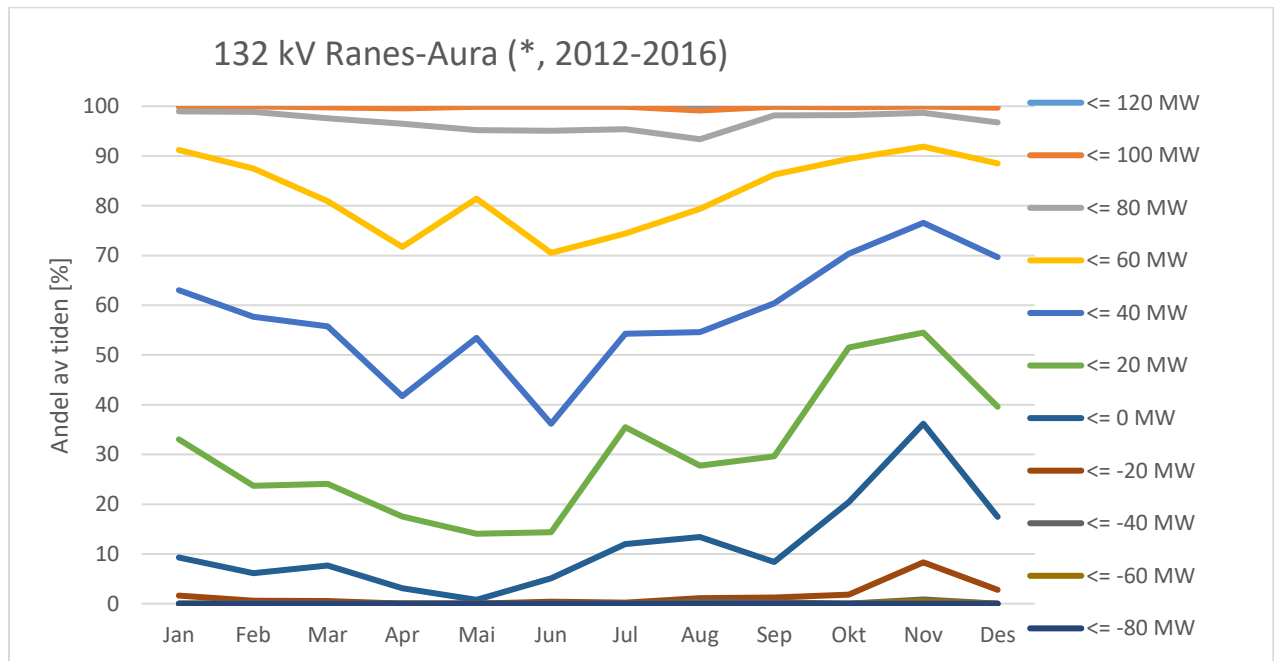


**Figur 14: Flyten har de siste fem årene vært noe høyere på natt/helg enn på dagtid.**

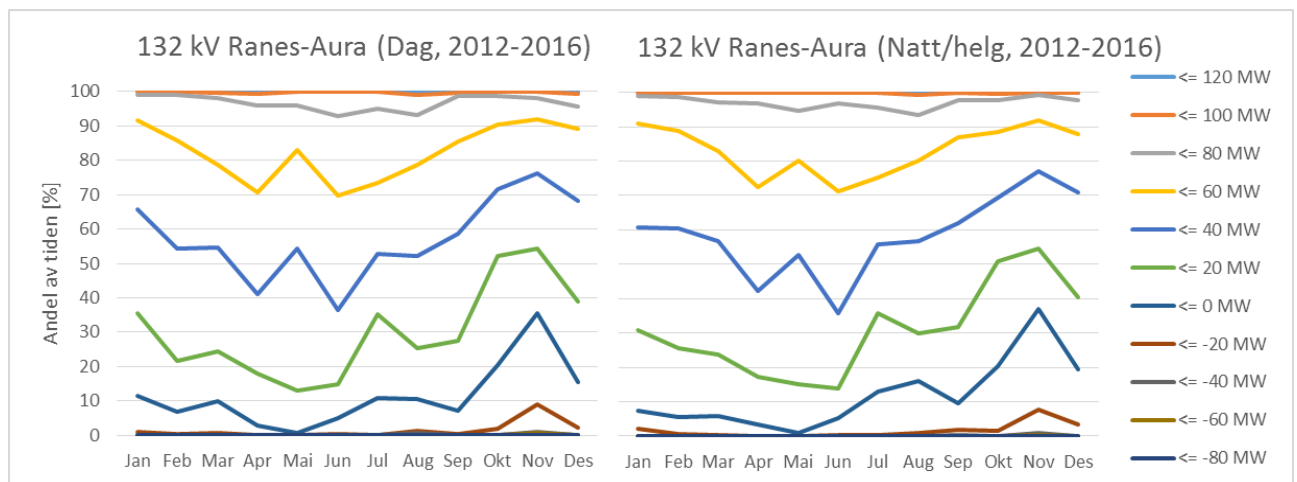


**Ranes-Aura: Høyest flyt på vår og sommer, lite variasjon over døgnet**

Figur 15 og Figur 16 viser persentiler for flyt på 132 kV Ranes-Aura de siste fem årene, basert på timesverdier hentet ut fra Statnetts database Innsikt.



**Figur 15: Flyten på Ranes-Aura har de siste fem årene vært opptil 118 MW. Flyten har vært høyest i vår-og sommermånedene (mars-august), da den har vært over 60 MW i 20-30 % av tiden.**



**Figur 16: Maksimumsflyten per måned har vært relativt lik på dagtid som for natt/helg.**

## Vedlegg 4 Analyser av spenningsforhold

Det er ikke foretatt en komplett spenningsanalyse i denne studien. Dette skyldes først og fremst at det foreløpig er en del usikkerhet knyttet til forhold ved særlig Holla, som er sentrale for vurdering av spenningsforhold i Vestnettet. Dette gjelder transformatorløsning, fordeling av last på transformatorer, reaktiv last (nivå og spenningsavhengighet) og reaktiv kompensering.

Det er imidlertid foretatt beregning av spenning ved noen utvalgte kombinasjoner av nettalternativ, last/forbruk og utfall. Ved disse beregningen er følgende grunnforutsetninger benyttet:

- Hele lasten i Holla lagt på 132 kV samleskinne i Holla med  $\cos\phi = 1$ , dvs. balanse mellom reaktivt uttak og reaktiv kompensering ved de spenningsnivå som er beregnet.
- Vannkraftverkene forutsettes utkoblet (verste tilfelle, pga. mindre spenningsstøtte).
- Reaktiv grenser for nye vindkraftverk i Vestnettet er i utgangspunktet satt til  $\cos\phi = 0,95$  (+/-) ref. 132 kV ved produksjon fra 0 til  $P_{maks}$ . I praksis er grensene romsligere ved produksjon lavere enn  $P_{maks}$ .
- Reaktive grenser for eksisterende vindkraftverk (Hitra I) er satt til  $\pm 0$  MVAR.
- Tilpasningene ovenfor er foretatt med utgangspunkt i basecase med driftssituasjon T13 (se kapittel 10), dvs. en av driftssituasjonene med de høyeste strømgrensene (rate A, ved 0 °C)

Øvrige forutsetninger framgår av beskrivelsen nedenfor.

### Utfall av 420 kV Surna-Snildal eller 420/132 kV transformator Snildal.

132 kV Trollheim-Hemne (FeAl 120, bygget for 50°C linetemperatur) er termisk begrensende for hvor stort underskudd som kan forsynes i Vestnettet etter utfall. Dersom ledningen temperatur-oppraderes, kan underskuddet økes vesentlig forutsatt at spenningsforhold ikke blir begrensende.

Verste drift mht. spenning vil være ved maksimal utnyttelse av termisk kapasitet på nevnte ledning, samtidig som spenningstøtten fra produksjon er minimal. Det er foretatt beregninger med underskudd på 159 MW (ekskl. tap) og med vannkraft utkoblet, som gir ca. 100 % last på Trollheim-Hemne med 80°C linetemperatur etter utfall. Underskuddet er simulert for følgende kombinasjoner av last og produksjon:

1. Maksimallast for alminnelig forsyning (124 MW), Holla 40 MW med effektfaktor ref. 132 kV samleskinne lik 1, vindkraft = 5 MW (Hitra I utkoblet, produksjon fordelt mellom Hitra II og Geitfjellet).
2. Maksimallast for alminnelig forsyning (124 MW), Holla 120 MW (+80 MW ift. 1) med effektfaktor ref. 132 kV samleskinne lik 1, vindkraft = 85 MW (+ 80 MW ift. 1).

I tillegg er det for alt. 1 sett på virkningen av:

3. Vindkraft kun ved Hitra II (Geitfjellet utkoblet), med og uten reaktive grenser
4. Vindkraft kun ved Geitfjellet (Hitra II utkoblet), med og uten reaktive grenser
5. Trollheim kraftverk utkoblet
6. Deling i Trollheim (fa4)
7. Transformerings i Surna (fc2)
8. Switching study, beregning av spenning ved  $t=0+$

Beregningene viser bl.a.

- Akseptable spenningsforhold for 1 (Hemne 126,5 kV), men forutsetter betydelig reaktiv effekt fra vindkraftverkene (totalt 81,7 MVAR), se **Feil! Fant ikke referanse kilde.**. Merk høye tap i V estnettet ved N-1, totalt 16,4 MW hvorav 10,3 MW på Trollheim-Hemne. KILE-beregningene uten hensyntagen til tap blir dermed noe optimistiske.
- Spenningen blir marginalt dårligere for 2 (Hemne 126,1 kV) fordi endret flyt mellom Hemne og vindkraftparkene reduserer den reaktive kompensering til 67,6 MVAR.
- Med Geitfjellet utkoblet (f.eks. pga. PFK) blir spenningen i Hemne for lav (**118,3 kV**) fordi Hitra II når forutsatt reaktiv grense på 30,5 MVAR. Med åpen reaktiv grense heves spenningen til 124,7 kV og reaktiv effekt 55,1 MVAR.
- Med Hitra II utkoblet (f.eks. pga. PFK) blir spenningen i Hemne akseptabel (126,6 kV) selv om Geitfjellet når forutsatt grense på 50,9 MVAR. Med åpen grense heve spenningen til 127,2 kV og reaktiv effekt til 66,9 MVAR.
- Utkobling av Trollheim gir marginal reduksjon av spenningen i Hemne til 125 kV. Betydningen ville trolig vært større ved f.eks. begrenset reaktiv støtte fra vindkraftverk.
- Med deling i Trollheim svekkes spenningen i Hemne til 124,0 kV.
- Med transformering i Surna heves spenningen i Hemne til 128,6 kV (forskjellen mellom fa3 og fc2 er dermed hele 4,6 kV).
- Beregning av spenning ved t=0+, se forutsetning sammen med flyt 5, viser at spenningen kortvarig faller til 115 kV. Merk at beregningen er foretatt med utkobling av 420 kV ledningen uten foregående kortslutning, dvs. det er ikke tatt hensyn til dynamikk under en evt. kortslutning. Det er forutsatt at vindkraftverkene ved t=0+ oppfører seg som en synkrongenerator. Beregningen illustrerer en mulig spenningsdip også etter at kortslutning er frakoblet, som muligens kan gi utkobling av last. Det bør sjekkes om Holla er av en lasttype lett faller ut ved spenningsdipper.

### Utfall av 132 kV Snillfjord-Hemne

132 kV Trollheim-Hemne (FeAl 120, bygget for 50°C linetemperatur) er termiske begrensende for hvor stort underskudd som kan betjenes i Hemne/Holla etter utfall. Dersom ledningen temperaturoppgraderes, kan underskuddet økes vesentlig forutsatt at spenningsforhold ikke blir begrensende. Verste drift mht. spenning vil være ved maksimal utnyttelse av termisk kapasitet på nevnte ledning, samtidig som spenningstøtten fra produksjon er minimal. Det er foretatt beregninger med underskudd på 137 MW (ekskl. tap) og med vannkraft utkoblet, som gir ca. 86 % last på Trollheim-Hemne med 80°C linetemperatur etter utfall. Underskuddet i Hemne/Holla forutsetter 0 produksjon, 120 MW last ved Holla (med effektfaktor ref. 132 kV samleskinne lik 1) og maksimal last for alminnelig forsyning (17 MW). Neste trinn med 190 MW – 1 transformator i Holla ville gitt 167 MW last og dermed termisk overlast.

Beregningene viser på grensen til akseptable spenningsforhold med 120,8 kV i Hemne ved samlet nett i Trollheim. Med delt nett i Trollheim (tiltak fa4) blir spenningen for lav med **118,6 kV** i Hemne. Med transformering i Surna (tiltak fc2) heves spenningen i Hemne til 124,4 kV, dvs. en forskjell mellom tiltakene fa4 og f2c på hele 5,8 kV.

### Utfall av 132 kV Brandhol-Rensvik

Regionalnettet til NEAS har to 132 kV innmatinger, hhv. i Trollheim og i Brandhol. Ved stort kraftunderskudd vil utfall av innmatingen fra Trollheim kunne medføre overlast på sjøkabelseksjoner mellom Brandhol og Rensvik, og utfall av innmatingen fra Brandhol gi utfordringer med spenningsforhold.

Valg av løsning for å oppnå momentan reserve for alminnelig forsyning i Vestnettet samtidig som en unngår at 132 kV nettet ikke blir flaskehals for nord-sør kapasiteten i overliggende nett, vil i stor grad påvirke nevnte utfordringer mht. spenningsforhold. Tiltak med deling av nettet i Trollheim vil forverre forholdene, mens transformering vil forbedre forholdene.

For å illustrere dette er det foretatt beregninger ved tunglast, vindkraftproduksjon fra Smøla utkoblet, uregulert vannkraft utkoblet, regulert vannkraft lik 80 % av installert effekt, og full produksjon ved varmekraftverk på Tjeldbergodden. Dette gir underskudd i NEAS-nettet på 116 MW. Samlet nett i Trollheim gir laveste spenning (i Kr.sund) på 124,5 kV (flyt 2h). Med delt nett i Trollheim faller spenningen til uakseptable **80,8 kV**. Om ikke lasten regneteknisk hadde blitt redusert, ville resultatet trolig vært spenningskollaps. I tillegg blir Raner-Aura overbelastet, og den reaktive flyten bidrar sterkt til dette (effektfaktor på 0,68).

Med transformering i Trollheim (fc2) øker spenningen til 127,5 kV. Merk at det i den aktuelle driften ikke er nødvendig med deling i Trollheim for å unngå begrensninger i 132 kV nettet for nord-sør kapasiteten i overliggende nett. Dersom deling må gjennomføres ved behov, vil en imidlertid få mer å passe på i driften og det må utarbeides kriterier for når en skal dele.

## Del VI Kilder

- Adresseavisa. (2017, 09 03). *www.adressa.no*. Hentet fra <http://www.adressa.no/nyheter/okonomi/2017/03/09/Investerer-800-millioner-i-smelteverket-Holla-i-Hemne-14416127.ece>
- Istad nett AS. (2016). Hentet fra <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201305202/2042507>
- Nordmøre Energiverk AS. (2016, september). Hentet fra [www.nve.no](http://www.nve.no): <https://www.nve.no/konsesjonssaker/konsesjonssak?id=4515&type=A-1>
- NVE. (2012, juni 28). *Statnett.no*. Hentet fra <http://www.statnett.no/PageFiles/1328/Dokumenter/~2-%20Vedtak%20NVE/~1-%20Anleggskonsesjon.pdf>
- Oljedirektoratet. (2017, Mars). Hentet fra [www.npd.no](http://www.npd.no): <http://www.npd.no/no/Nyheter/Nyheter/2017/Mottok-to-utbyggingsplaner/>
- Regjeringen. (2017, Juni). Hentet fra [www.regjeringen.no](http://www.regjeringen.no): <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/endret-pud-for-njord-og-pud-for-bauge-godkjent/id2558185/>
- Statoil. (2017, Juni). Hentet fra [www.statoil.com](http://www.statoil.com): <https://www.statoil.com/no/news/green-light-njord-bauge.html>
- Teknisk Ukeblad. (2013, September). *www.tu.no*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/planene-om-verdens-mest-miljoennlige-jernverk-kan-bli-skrinlagt/234481>
- Teknisk Ukeblad. (2014, Mai). Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/statoil-tildeler-reinertsen-450-millioners-kontrakt/230752>
- Teknisk Ukeblad. (2015, Mai). *www.tu.no*. Hentet fra <https://www.tu.no/artikler/statoil-vurderer-a-elektrifisere-njord-plattformen/223438>
- Tjelbergodden. (2010, Mars). *www.tjelbergodden.com*. Hentet fra <http://tjelbergodden.com/2010/03/ironman-verdens-mest-milj%C3%B8vennlige-jernverk/>
- Trønder Energi Nett. (2016). *Regional Kraftsystemutredning for Sør-Trøndelag 2016-2035*. Hentet fra <https://tronderenerginett.no/media/tronderenergi-nett/dokumenter/rksu-2016-2035-hovedrapport.pdf>