

## Tilknytning av vannkraft i Vågåmo stasjon Samfunnsøkonomisk analyse



# Det er driftsmessig forsvarlig å knytte til Nedre Otta kraftverk uten tiltak

I dette notatet gjør vi en samfunnsøkonomisk analyse av to problemstillinger:

- 1) økt transformator kapasitet i Vågåmo stasjon for å knytte til Nedre Otta kraftverk (86 MW)
- 2) tiltak for å bedre forsyningssikkerheten i distribusjonsnettet

Analysen utføres i forbindelse med Statnetts prosjekt "10264 Vågåmo, nettilknytning Nedre Otta og nytt kontrollanlegg" og er underlag for beslutning av løsningsvalg. I utgangspunktet var analysen avgrenset til å vurdere økt transformator kapasitet i stasjonen med tanke på å få ut produksjonsoverskuddet i området. Gjennom samarbeid med Eidefoss Nett, ble vi imidlertid oppmerksomme på behovet for å vurdere tiltak for å styrke forsyningssikkerheten i 66 kV-nettet under Vågåmo stasjon. Dette fordi valg av transformatorløsning i stasjonen påvirker reserveforsyningen i distribusjonsnettet. Analysen er derfor utvidet til å se på denne problemstillingen.

Vi konkluderer med at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å gjøre tiltak i transmisjonsnettet. Da det ikke er behov for å øke transformator kapasiteten i Vågåmo stasjon, har vi ikke gjort en nærmere vurdering av behovet for å skifte ut kontrollanlegget. Vi anbefaler at vi får erfaring med den nye driftssituasjonen etter at Nedre Otta kraftverk har knyttet seg til, før vi vurderer videre tiltak.

Eidefoss Nett utreder mulighetene for å bygge en ny stasjon på Lesja. Vår foreløpige hypotese er at dette er den samfunnsøkonomisk beste løsningen for å øke forsyningssikkerheten i området. Løsningen forutsetter at 132 kV-linjen Vågåmo-Osbu omklassifiseres til distribusjonsnett.

## **Det er driftsmessig forsvarlig å knytte til Nedre Otta kraftverk uten tiltak**

Analysen viser at det er driftsmessig forsvarlig å knytte til Nedre Otta kraftverk uten å øke transformator kapasiteten i Vågåmo stasjon. Kun i få timer (<0,05 prosent av tiden) forventer vi at det vil være behov for å redusere flyten ut fra Vågåmonettet ved intakt nett. Når vi tar hensyn til usikkerheten i beregningene, får vi et usikkerhetsspenn på mellom 0-2 prosent av tiden hvor netto kraftoverskudd er større enn overføringskapasiteten. Det er 132 kV-linjen Vågåmo-Osbu-Aura som er begrensende, ikke transformator kapasiteten i Vågåmo stasjon.

I mulighetsstudien har vi gjort en forenklet vurdering av tiltak som kan redusere behovet for spesialregulering dersom dette oppstår. Omkobling i delepunkt mellom Bolongen og Heggerusten, aktiv trinning av 300/132 kV-transformatoren i Vågåmo samt aktiv og koordinert styring av reaktiv effekt i kraftverkene kan være billige tiltak. Større tiltak omfatter temperaturoppgradering av 132 kV-linjen Vågåmo-Osbu-Aura eller å sette inn en reaktor på avgangen mot Aura. Vi har bestilt en forstudie til temperaturoppgradering, og vår foreløpige hypotese er at dette kan være et rimelig og effektivt tiltak.

## **En ny 132/66 kV stasjon på Lesja kan være en god løsning, men forutsetter at nettet omklassifiseres**

Eidefoss Nett skal i henhold til gjeldende konsesjon, rive 66 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen. Dette vil svekke forsyningssikkerheten i 66 kV-nettet ved at nettet ikke lenger gir N-1 for forbruket i og rundt Dombås. Vi mener tiltak som gir redundant forsyning bør vurderes nærmere.

Basert på en forenklet vurdering og dialog med Eidefoss Nett, forventer vi at den beste løsningen er at 132 kV-linjen Vågåmo-Osbu-Aura omklassifiseres til distribusjonsnett slik at det kan bygges en ny transformatorstasjon på Lesja som ikke inngår i transmisjonsnettet og er i henhold til klasse 1 stasjoner etter Beredskapsforskriften.

# Innholdsfortegnelse

	Det er driftsmessig forsvarlig å knytte til Nedre Otta kraftverk uten tiltak	i
	Innholdsfortegnelse	ii
<b>1</b>	<b>Det er ikke behov for økt transformator kapasitet i Vågåmo stasjon</b>	<b>1</b>
1.1	Det er mye produksjon i 132 kV-nettet og forbruk i 66 kV-nettet	1
1.2	Vi får transportert ut kraften til transmisjonsnettet – i dag og på sikt	3
1.3	Ny nettkonfigurasjon svekker forsyningssikkerheten i 66 kV-nettet	7
<b>2</b>	<b>Mål og rammer</b>	<b>8</b>
2.1	Høy fornybar elektrisitetsproduksjon og sikker strømtilgang er sentrale målsettinger	8
2.2	Tilknytningsplikt og adgang til systemansvarliges virkemidler er viktige rammer	8
<b>3</b>	<b>Mulige tiltak</b>	<b>9</b>
3.1	Nullalternativ	9
3.2	Forenklet vurdering av tiltak som reduserer behov for spesialregulering	9
3.3	Forenklet vurdering av tiltak som øker forsyningssikkerheten i distribusjonsnettet	12

# 1 Det er ikke behov for økt transformator kapasitet i Vågåmo stasjon

I behovsanalysen undersøker vi den nåværende og fremtidige situasjonen i nettet i fravær av tiltak. Vi undersøker om det er tilstrekkelig transformator kapasitet i Vågåmo stasjon til å knytte til den nye kraftproduksjonen samt forsyningssikkerheten i området.

## **Det er driftsmessig forsvarlig å knytte til ny produksjon uten å øke overføringskapasiteten ut av området**

Vi vurderer det som driftsmessig forsvarlig å knytte til Nedre Otta kraftverk uten tiltak. Behovsanalysen viser at det er tilstrekkelig overføringskapasitet til å få ut produksjonsoverskuddet i 132 kV-nettet, også etter at Nedre Otta kraftverk har knyttet seg til. Kun i svært få timer (0,03 prosent av tiden) forventer vi at det vil være behov for å redusere flyten ut fra Vågåmonettet ved intakt nett. Når vi tar hensyn til usikkerheten i beregningene får vi et usikkerhetsspenn på mellom 0-2 prosent av tiden hvor netto kraftoverskudd er større enn overføringskapasiteten. Det er da 132 kV-linjen Vågåmo-Osbo-Aura som er begrensende, ikke transformator kapasiteten i Vågåmo stasjon.

Først når vi har erfaring med den nye driftssituasjonen, kan vi med sikkerhet vite størrelsen på produksjonsoverskuddet og hvordan flyten fordeler seg mellom transformatoren i Vågåmo og Osbo-linjen. Sistnevnte avhenger også av kraftflyten i overliggende nett. Med Ørskog – Fardal på drift og økt kraftutveksling med utlandet, vil flytbildet i overliggende nett endre seg sammenlignet med historisk flyt. Vi anbefaler derfor at vi overvåker og får erfaring med den nye driftssituasjonen før vi gjør en ny vurdering av om det er behov for tiltak i området.

## **Det er behov for å vurdere tiltak for økt forsyningssikkerhet når 66 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen rives**

Forsyningssikkerheten i 66 kV-nettet svekkes når 66 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen rives i henhold til konsesjonsvilkårene for Nedre Otta kraftverk. Forbruket i Vågåmo, Dovre, Lom, Skjåk og Lesja kommune mister da sin reserveforsyning og blir ensidig forsynt fra Vågåmo. På en kald vinterdag kan i verste fall 70 MW forbruk miste forsyningen. Vi mener derfor at det er grunnlag for å vurdere tiltak for å styrke forsyningssikkerheten i distribusjonsnettet.

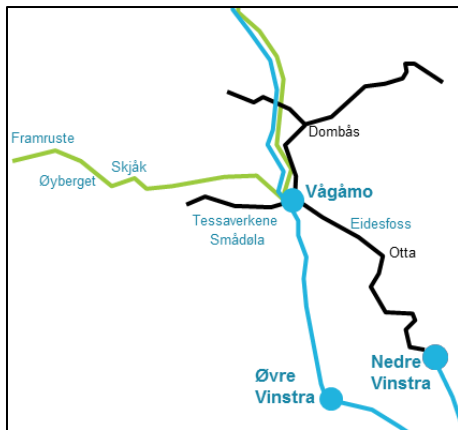
### **1.1 Det er mye produksjon i 132 kV-nettet og forbruk i 66 kV-nettet**

Vågåmo transformatorstasjon ligger i Vågå kommune i Gudbrandsdalen, mellom Otta og Dombås. Stasjonen består av transmisjons- og distribusjonsnettanlegg på 300, 132 og 66 kV. På det høyeste spenningsnivået knytter nordgående ledning Vågåmo til Aura, mens den sørgående ledningen går mot Øvre Vinstra og videre mot Fåberg. Stasjonen forsyner et distribusjonsnett på 132 og 66 kV som berører kommunene Skjåk, Lesja, Dovre, Lom, Vågå, Sel og Nord-Fron.<sup>1</sup> Anlegget er per i dag i sin helhet eid av Statnett.

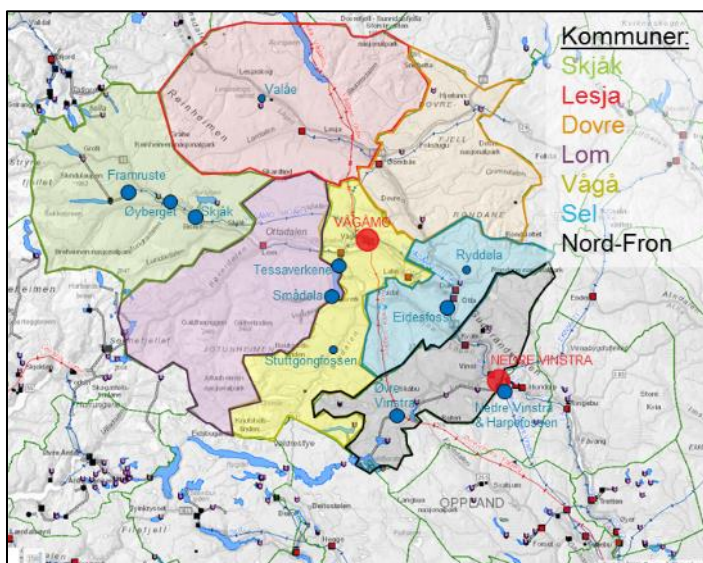
Det er i dag to transformatorer i stasjonen: én 300/132 kV transformator og én 300/66 kV transformator. Sistnevnte kan kobles om til 300/132 kV.

---

<sup>1</sup> Avhengig av driftskobling i distribusjonsnettet



Figur 1 Dagens nettkonfigurasjon



Figur 2: Geografisk plassering av Vågåmo stasjon. Transmisjonsnettstasjonene i Vågåmo og Nedre Vinstra er markert med rødt. Eksisterende kraftverk er markert med blått.

### Det er et stort produksjonsoverskudd i 132 kV-nettet

Mot Skjåk går det en produksjonsradial til magasin kraftverkene i Øvre Otta: Framruste, Øyberget og Skjåk. Til sammen har kraftverkene en installert effekt på rundt 210 MW. Det er også noe forbruk på radialen, som i tunglast utgjør rundt 15 MW.<sup>2</sup> I tillegg flyter det opp mot 100 MW på 132 kV-forbindelsen mot Osbu, med høyeste flyt på sommeren.

### Vågåmo forsyner forbruk i 66 kV-nettet, men det er også noe produksjon i Tessaverkene

Dagens forbruk ligger i hovedsak i 66 kV-nettet som forsynes fra Vågåmo transformatorstasjon. Forbruksradialen til Nugga forsyner i normaldrift kun en last på radiell drift. Temperaturkorrigert topplast i 2015 var 10 MW, og forventes å øke til rundt 12 MW innen 2036.<sup>3</sup>

Dombås forsynes av to parallelle forbindelser. Fra Dombås deler nettet seg i radialer som forsyner Lora, Sletten og Bane NOR. Bane NOR har lagt ned omformerstasjonen på Otta, noe som gir høyere uttak på NSB Dombås. Til sammen utgjør topplasten rundt 28 MW, og forventes å stige til 33 MW i 2036.

<sup>2</sup> Tall hentet fra Vedlegg til Regional kraftsystemutredning (KSU) for Hedmark og Oppland 2016.

<sup>3</sup> Ibid

66 kV-nettet består også av en produksjonsradial til Tessakraftverkene (45 MW) og Smådøla kraftverk (14 MW), med lokalt forbruk på Lom. I makslast er forbruket i Lom på rundt 9 MW, og forventes å øke marginalt til 10 MW i 2036.<sup>4</sup>

I 66 kV-nettet er det kun linjen mot Otta som knytter distribusjonsnettet til en annen transmisjonsnettstasjon. Linjen driftes normalt delt mellom Bolongen og Heggerusten, og er da tilknyttet tre transformatorstasjoner: Eidesfossen, Otta og Bolongen. Under Eidesfossen er det både produksjon (13 MW) og forbruk, mens de øvrige stasjonene er forbrukspunkter.<sup>5</sup> Flyten på avgangen kan gå begge veier, og har de siste årene variert mellom 15-20 MW ut på linjen på vinterstid og 5 MW flyt inn til Vågåmo på sommeren.

### **Nedre Otta og Rosten kraftverk øker produksjonen i 132 kV-nettet og endrer nettkonfigurasjonen**

Rosten kraftverk (80 MW) er under bygging med planlagt prøvedrift høsten 2017 og idriftsettelse våren 2018. Oppland Energi har fått konsesjon til en ny 132 kV-linje Rosten-Vågåmo som bygges parallelt med eksisterende 66 kV-ledning til Otta.<sup>6</sup>

Byggearbeidene for Nedre Otta kraftverk (86 MW) er også påbegynt, og kraftverket skal settes i drift ved årsskiftet 2019/2020. AS Eidefoss har fått konsesjon til å knytte kraftverket til 132 kV-linjen Rosten-Vågåmo ved Vågåruste.<sup>7</sup> Ifølge konsesjonsvilkårene skal eksisterende 66 kV-ledning Vågåmo-Tolstadåsen rives. Samtidig, for å sikre forsyning mellom Otta og Vågåmo, skal AS Eidefoss etablere en 132/66 kV transformator i kraftverket og bygge en 66 kV-ledning mellom kraftverket og den eksisterende 66 kV-ledningen på Tolstadåsen (3,5 km).

Eidefoss Nett sendte i mai 2017 inn en søknad om å endre konsesjonsvilkårene for 132 kV Nedre Otta – Vågårusten. De søker om å la 66 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen stå inntil det er etablert "nødvendige tiltak for reserveforsyning", en problemstilling vi beskriver nærmere i kapittel 1.3. Søknaden er ikke ferdigbehandlet på tidspunktet hvor Statnett ferdigstiller denne analysen.

### **Det er moderate planer om småkraftutbygging i området**

Ifølge NVEs konsesjonsdatabase er det gitt konsesjon til omkring 10 MW ny produksjon under Vågåmo, fordelt på syv småkraftverk. Rundt halvparten vil knytte seg til henholdsvis 132 kV- og 66 kV-nettet. I tillegg har et småkraftverk på 5 MW søkt konsesjon om tilknytning i Øvre Otta.

## **1.2 Vi får transportert ut kraften til transmisjonsnettet – i dag og på sikt**

Analysen viser at det er tilstrekkelig transformorkapasitet i Vågåmo stasjon til å få ut produksjonsoverskuddet i 132 kV-nettet, også etter at Nedre Otta kraftverk har knyttet seg til. Det er en risiko for at vi må spesialregulere noen få timer av året, men under normale driftsforhold forventer vi at vi får ut all produksjon uten tiltak i driften. Andel av tiden der vi må spesialregulere produksjonen dersom en komponent (300/132 kV-transformatoren i Vågåmo stasjon eller en del av 132 kV-ledningen mot Aura) er utkoblet øker derimot.

### **Ved intakt nett får vi ut alt produksjonsoverskudd i nesten alle timer**

Det er i dag to måter å få transportert kraft fra Vågåmonettet til transmisjonsnettet: via Vågåmo stasjon eller 132 kV-linjen mot Osbu og videre til transmisjonsnettstasjonen i Aura. Vågåmo stasjon kan overføre opp mot 300 MW kraft fra 132 til 300 kV-nettet, mens Osbu-linjen har en kapasitet på rundt 100 MW

---

<sup>4</sup> Ibid

<sup>5</sup> Otta: 10 MW, øker til ca. 15 MW i 2036. Eidefossen og Bolongen: hver har forbruk på 10 MW, øker til 12 MW i 2036. Ibid.

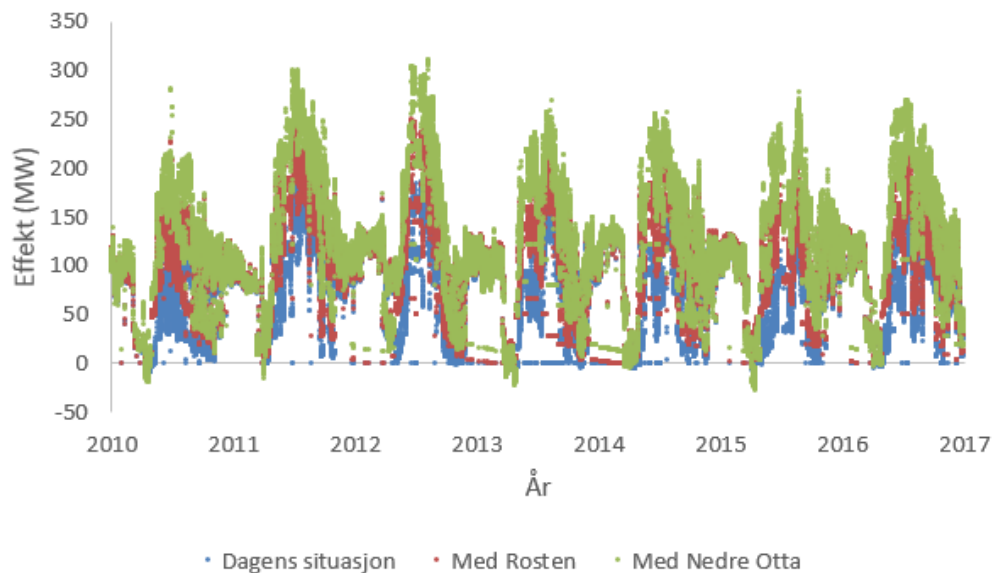
<sup>6</sup> Anleggskonsesjon meddelt Oppland Energi 09.05.2016.

<sup>7</sup> Departementets bemerkninger til KGL.res. 11.12.2015.

sommerstid og 160 MW vinterstid. Sistnevnte har et overstrømsvern som gir automatisk utkobling ved overlast.

Summen av overføringskapasitet fra 132 kV-nettet er altså rundt 400 MW på sommeren, men fordelingen av effektflyt mellom transformatoren og ledningen gjør at ledningen begrenser overføringskapasiteten før vi når dette nivået. I våre analyser observerer vi overlast på 132 kV-ledningen når den samlede flyten i en typisk lettlastsituasjon er 320 – 330 MW. Det nøyaktige nivået varierer basert på driftssituasjonen i kraftsystemet.

Maksimalt kraftoverskudd i området i dag er rundt 200 MW, i hovedsak fra magasinkraftverkene i Øvre Otta. Overføringsbehovet er størst om sommeren, som vist i Figur 3, og sammenfaller med revisjonssesongen. Når Rosten og Nedre Otta kraftverk knytter seg til, forventer vi at det maksimale overføringsbehovet øker til henholdsvis rundt 260 og 320 MW. Ny småkraftproduksjon som er under bygging er tatt hensyn til, men annen konsesjonsgitt småkraft er holdt utenfor denne kapasitetsvurderingen.



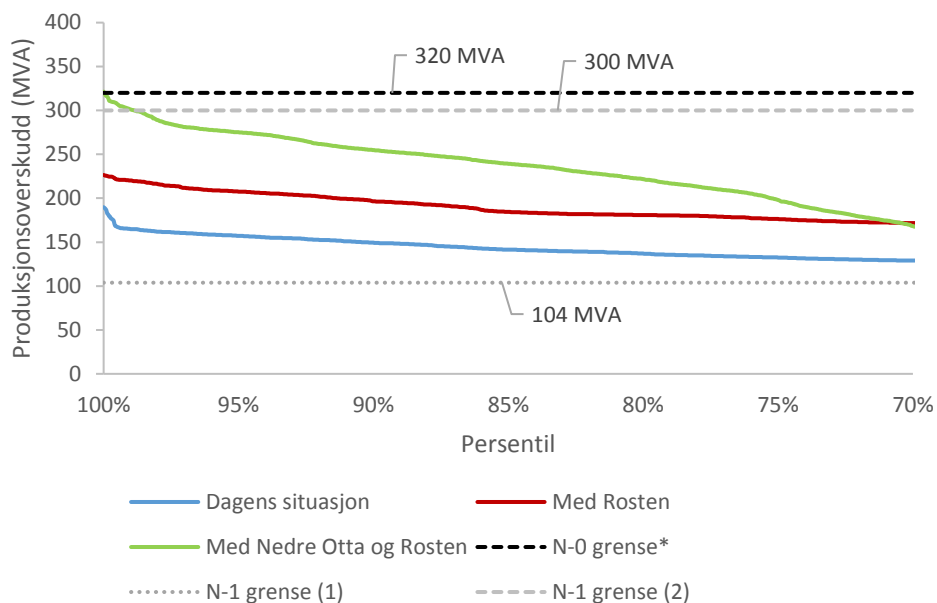
Figur 3 Overskudd i 132 kV-nettet under Vågåmo

Varighetskurven i Figur 4 viser den historiske kraftflyten ut av Vågåmonettet, sammen med den forventede flyten ut av området etter at nye kraftverk er knyttet til. N-0-grensen er estimert samlet overføringskapasitet på 300/132 kV-transformatoren i Vågåmo stasjon og 132 kV-ledningen ved intakt nett. Denne avhenger av flytfordelingen mellom transformatoren i Vågåmo og 132 kV-ledningen mot Osbu og Aura, som igjen påvirkes av forholdene i overliggende nett.

N-1 grense (1) er kapasiteten på 132 kV-ledningen mot Osbu etter utfall av Vågåmo stasjon. N-1 grense (2) er overføringskapasiteten fra 132 til 300 kV i Vågåmo stasjon etter utfall av 132 kV-ledningen mot Osbu.

Analysen viser at det er tilstrekkelig kapasitet i transformatoren i Vågåmo stasjon og 132 kV-ledningen til Aura til å få ut produksjonsoverskuddet i 132 kV-nettet, også etter at Rosten og Nedre Otta kraftverk har knyttet seg til. Kun i svært få timer (0,03 prosent av tiden med de gitte forutsetninger) forventer vi

at det vil være behov for å redusere flyten ut fra Vågåmonettet ved intakt nett.<sup>8</sup> Ved å variere driftsforholdene innenfor rimelige antakelser for spenning og effektfaktor, finner vi et usikkerhetsspenn i tiden hvor netto kraftoverskudd er større enn overføringskapasiteten på mellom null og to prosent av tiden.



Figur 4: Varighetskurve, forventet netto kraftoverskudd på radialene fra Skjåk og Rosten etter tilknytning av Nedre Otta og Rosten kraftverk.

#### Andel tid utenfor N-1 øker når Nedre Otta idriftsettes, men konsekvensen av avbrudd er liten

N-1 kapasiteten begrenses av linjen mot Osbu. I dag er vi utenfor N-1 sommergrensen rundt 40 prosent av tiden. Vi forventer at det vil øke til rundt 50 prosent av tiden etter at Rosten og Nedre Otta tilknyttes.

Feil i Vågåmo stasjon eller på 132 kV-linjen til Aura, påfører samfunnet en kostnad i form av tapte inntekter fra kraftproduksjon. Vi har ikke regnet på forventede avbruddskostnader, men gir en deskriptiv beskrivelse av konsekvensene ved avbrudd i dette avsnittet. Oppsummert mener vi at kostnadene vil være små fordi sannsynligheten for feil er lav, samtidig som konsekvensen av feil er liten fordi de fleste kraftprodusentene kan flytte produksjonen og fordi det ikke medfører vanntap.

Mellom 2011-2015 var antall gjennomsnittlige feil på Statnetts transformatorer 1,41 per 100 anleggsandel per år. Det tilsvarer en feilrate på 1,4 prosent.<sup>9</sup> Konsekvensen av transformatorfeil i Vågåmo stasjon er størst på sommeren når produksjonen er høyest og kapasiteten på 132 kV-linjen mot Osbu er lavest. Linjen har i dag et overstrømsvern som hindrer overlast på 132 kV-linjen Vågåmo-Osby-Aura ved utfall av 300 kV Vågåmo-Aura. Feil på transformeringen mellom 300 og 132 kV-nettet medfører utfall av linjen til Osby når produksjonsoverskuddet på ledningene mot Skjåk og Rosten overstiger ca. 100 MW. Vi forventer at flyten ligger over dette nivået hele sommerhalvåret. Dette gir et kortvarig strømavbrudd i en periode, frem til nettet er bygd opp igjen. Ved gjenoppbygging, og inntil transformatorfeilen er rettet opp, må det legges produksjonsbegrensning på kraftverkene i området.

<sup>8</sup> Forutsetninger: Nettap frem til samleskinne i Vågåmo: 1%, effektfaktor i tilknytningspunkt; 0,95. Termisk grenseverdi beregnet for 132 kV driftsspenning.

<sup>9</sup> Statnetts årsstatistikk 2015. Driftsforstyrrelser og feil i 33-420 kV-nettet



Utfall av Osbu-linjen, gir overlast på transformatoren i Vågåmo dersom den samlede produksjonen mot Skjåk og Rosten overstiger ca. 300 MW. Vi forventer at flyten ligger over dette nivået mindre enn to prosent av tiden, på våren når kraftproduksjonen er høyest. Vi forventer at dette vil gi kortvarig overlast av transformatoren, men innenfor grensen av tillatt kortvarig overlast, inntil kraftproduksjonen i området kan reguleres ned.

Ved utkobling av linjen mot Skjåk får vi ikke transportert ut kraften fra kraftverkene i Øvre Otta og Skjåk (maks 200 MW). Dette er imidlertid magasinkraftverk, så det er lite sannsynlig at dette vil medføre vanntap. Vi forventer at konsekvensen er redusert produsentoverskudd som følge av flytting av produksjon til et mindre optimalt tidspunkt. Det ligger også noe last på denne avgangen som vi forventer at kan forsynes lokalt fra kraftverkene på radialen og/eller via reserveforsyning i 22 kV-distribusjonsnettet.

Ved utkobling av linjen mot Nedre Otta får vi ikke transportert ut kraften fra kraftverkene i Nedre Otta og Rosten, som til sammen har en installert effekt på rundt 165 MW. I sommerhalvåret kan rundt 40 MW transporteres via 66 kV-nettet mot Nedre Vinstra, gitt at det er kapasitet i overliggende transmisjonsnett til å ta imot denne kraften, noe som avhenger av kraftoverskuddet på de andre avgangene under Nedre Vinstra. En gjennomgang av historiske data viser at overskuddet i perioder er så høyt at det ikke er plass til mer kraft inn mot denne stasjonen.

#### **Usikkerhet i resultatene er knyttet til framskriving av flyt**

Analysene som er beskrevet i dette notatet er basert på følgende grunnlag:

- Historisk flyt på ledninger og lastuttak i 66 kV nettet
- Prognoser for produksjon i nye kraftverk
- Statnetts PSS/E modell over det norske transmisjonsnettet
- Eidsiva Netts PSS/E modell over distribusjonsnettet i området

Dette utgjør et solid datagrunnlag for analysene. Det er likevel ikke slik at våre analyseresultater vil forutsi nøyaktig hvordan situasjonen vil bli etter at de nye kraftverkene er knyttet til nettet.

Faktorer som påvirker kraftoverskuddet i området er blant annet tilsig og vannføring i Ottavassdraget, utviklingen for tilknyttede laster i nettet og hvilke andre kraftverksprosjekter som blir realisert og knyttet til nettet i området.

N-0 grensen som det vises til i Figur 4 er basert på historisk flyt i kraftsystemet og hvordan flyten fordeler seg mellom Vågåmo stasjon og 132 kV-ledningen til Aura. I transmisjonsnettet forventer vi at flyten endres noe sammenlignet med historiske data, etter hvert som nye prosjekter materialiserer seg. Ørskog-Fardal er ferdig bygget, det bygges store mengder vindkraft i Midt-Norge og det bygges kabler til utlandet. På sommeren har historisk flyt i transmisjonsnettet gått fra sør (Fåberg) mot nord (Aura). Med store mengder ny fornybar kraft på Fosen og med Ørskog-Fardal i drift er det grunn til å tro at flytbildet i Gudbrandsdalen vil endre seg og at den nordgående flyten vil reduseres. Dette vil flytte mer av overskuddet i Vågåmonettet over fra linjen mot Osbu, og over til Vågåmo stasjon. Dette vil øke N-0 kapasiteten.

Dersom planer om å etablere en ny stasjon på Lesja blir gjennomført, som beskrevet i mulighetsstudien i kapittel 4, vil det også endre flyten i området. Belastningen på 132 kV-ledningen vil øke med en ny stasjon på Lesja, noe som vil redusere N-0 kapasiteten noe. Dette vil igjen avhenge av hvordan koblingsbildet i underliggende 66 kV nett vil bli seende ut.

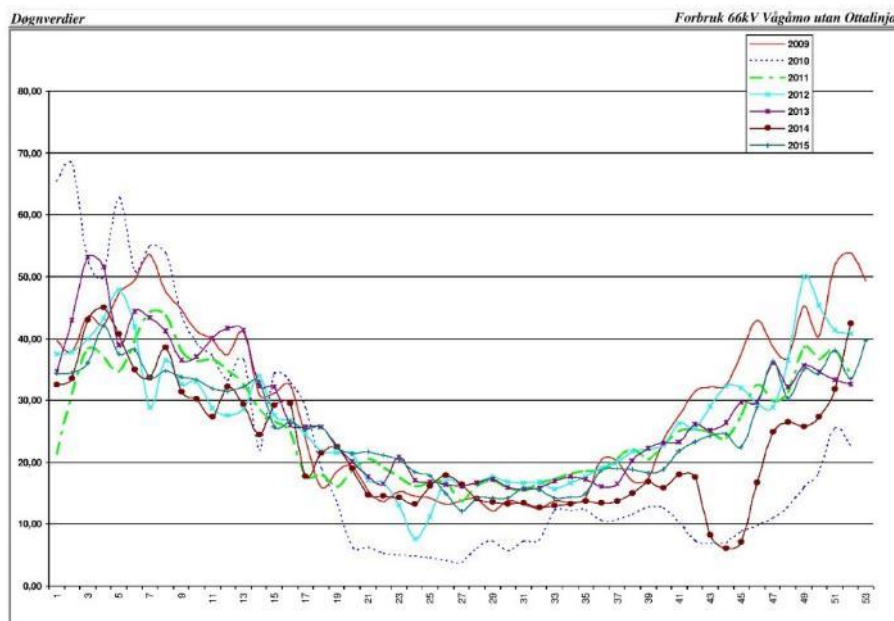
### 1.3 Ny nettkonfigurasjon svekker forsyningssikkerheten i 66 kV-nettet

Eidefoss Nett har gjort en vurdering av hvordan den nye nettkonfigurasjonen påvirker forsyningssikkerheten i området. Vi lener oss på deres beskrivelse da regional netteier har størst kunnskap om regionale forhold. I dette avsnittet gjengir og diskuterer vi de vurderingene som er gjort av Eidefoss Nett. Basert på deres beskrivelse, mener vi det er behov for å vurdere tiltak for å styrke forsyningssikkerheten i distribusjonsnettet.

#### Når 66 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen rives, reduseres reserveforsyningen i distribusjonsnettet

Når 66 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen rives, mister 66 kV-nettet under Vågåmo reserveforsyningen fra Nedre Vinstra. Reserveforsyningen er da begrenset til produksjonen fra Tessakraftverkene og forsyning fra 22 kV-nettet fra Skjåk til Lom. Maksimal produksjon fra Tessakraftverkene er 45 MW, mens 22 kV-linjen er dimensjonert for 10 MW. Total reserve er da 55 MW. I en normal vinter er dette tilstrekkelig reserve til å opprettholde forsyningen i området, som vist i Figur 5 under. Kun i 2010 har Eidefoss Nett observert at forbruket har oversteget reserveforsyningen. Da lå temperaturen på Nugga ned mot minus 35 grader.

Reserveforsyningen forutsetter imidlertid at kraftverkene produserer som normalt og at de takler overgangen til øydrift. En utfordring er varierende last, for eksempel fra Bane Nord Dombås, for å opprettholde spenningen på Lora-Bjorli. Lasten fra jernbanen varierer på kort tid mellom 0-5 MW, og det er usikkert hvordan kraftverkene vil takle slike variasjoner. Videre har Bane NOR lagt ned omformerstasjonen på Otta, noe som gir høyere uttak på Bane Nord Dombås. I verste fall kan et transformatorutfall gjøre at 70 MW forbruk mister forsyningen på kalde vintre.



Figur 5 Last under Vågåmo utenom 66 kV-linje til Otta

## 2 Mål og rammer

Hvilke tiltak som bør gjennomføres i nettet under Vågåmo avhenger av målene og rammene som ligger til grunn for nettutviklingen.

### 2.1 Høy fornybar elektrisitetsproduksjon og sikker strømtilgang er sentrale målsettinger

To overordnede samfunns mål ligger til grunn for analysen:

- høy fornybar elektrisitetsproduksjon
- sikker tilgang på strøm

Effektmålene for analysen er:

- å tilrettelegge for tilknytning av Nedre Otta kraftverk
- å unngå avbrudd i strømforsyningen

### 2.2 Tilknytningsplikt og adgang til systemansvarliges virkemidler er viktige rammer

Juridisk rammeverk og politiske føringer gir sentrale forutsetninger for analysen. Noen av de mest sentrale nevnes her.

#### **Vi har en plikt til å knytte til ny kraftproduksjon, gitt at det er samfunnsøkonomisk lønnsomt**

I henhold til tilknytningsplikten, nedfelt i energilovskriften (§ 3-4), har Statnett plikt til å knytte til ny kraftproduksjon. Det innebærer å sikre nødvendig nettkapasitet for en driftsmessig forsvarlig tilkobling av produksjonsanlegget.

#### **Systemansvarliges virkemidler er alternativ til nettiltak hvis samfunnsøkonomisk lønnsomt**

Hva som er "driftsmessig forsvarlig" tilknytning av ny produksjon er ikke entydig definert i dagens regelverk, men opp til netteiers vurdering. NVE tydeliggjorde sin forståelse av begrepet i forbindelse med behandling av Statnetts klage på Lærdal Energis tilknytning av ny småkraft under Borgund transformatorstasjon. Her åpner NVE for bruken av systemansvarliges virkemidler som et alternativ til nettinvesteringer forutsatt at det er gjennomført en "helhetlig analyse av hvorvidt bruk av systemansvarliges virkemidler vil være den mest kostnadseffektive løsningen". Uttalelsen peker på at vi bør vurdere bruk av systemansvarliges virkemidler som alternativ til nettinvesteringer der dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Hvis vi ser på eksisterende praksis, har vi det seneste året tillatt tilknytning av ny produksjon som utløser behov for å spesialregulere 1-2 prosent av tiden.

#### **N-1 er et utgangspunkt for planlegging, men tiltak må være samfunnsøkonomisk lønnsomme**

N-1-kriteriet er et utgangspunkt for vår nettplanlegging. Det innebærer at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne. Regjering og Stortinget slutter opp om N-1 kriteriet som et planleggingskriterium for transmisjonsnettet.<sup>10</sup> I energimeldingen presiserer regjeringen imidlertid at tiltak som er begrunnet i N-1-kriteriet og forsyningsikkerhet også må oppfylle kravene om samfunnsøkonomisk lønnsomhet.<sup>11</sup> Det vil si at det ikke er tilstrekkelig å begrunne et tiltak med N-1, men at nytten av å øke forsyningsikkerheten, må veies opp mot kostnadene dette innebærer.

---

<sup>10</sup> Energimeldingen og Meld.St. 14 (2011-2012) om utbygging av strømmettet, jf. Innst.287 S (2011-2012)

<sup>11</sup> Energimeldingen Kraft til endring. S. 182-183.

### 3 Mulige tiltak

I mulighetsstudien definerer vi nullalternativet før vi undersøker tiltak som 1) kan redusere risikoen for at vi må regulere ned produksjonen i 132 kV-nettet og 2) kan gi tosidig forsyning til 66 kV-nettet.

Angående problemstilling 1) konkluderte vi i behovsanalysen med at det er driftsmessig forsvarlig å knytte til Rosten og Nedre Otta kraftverk uten tiltak i Vågåmo stasjon. Vi anbefalte at vi får erfaring med den nye driftssituasjonen før vi vurderer om det er behov for tiltak i området. I mulighetsstudien gjør vi en forenklet vurdering av hvilke tiltak som kan være aktuelle på sikt *dersom* vi finner behov for å øke overføringskapasiteten ut av området. Vi konkluderer med at temperaturoppgradering 132 kV-linjen Vågåmo-Osbu-Aura eller å sette inn en seriereaktor på avgangen mot Osbu kan være kostnadseffektive tiltak som kan bli aktuelle. I tillegg kan en "smartere" drift av kraftsystemet redusere behovet for spesialregulering. De øvrige netttiltakene forkastes på nåværende tidspunkt fordi de er for dyre sett opp mot nytten de gir.

Hva gjelder problemstilling 2) avdekket vi i behovsanalysen at det bør vurderes tiltak for å styrke forsyningssikkerheten i 66 kV-nettet til Eidefoss Nett. Basert på en forenklet vurdering og informasjonen vi har tilgjengelig i dag, mener vi at den beste løsningen er at 132 kV-linjen Vågåmo-Osbu omklassifiseres til distribusjonsnett slik at det kan bygges en ny transformatorstasjon på Lesja i henhold til krav til klasse 1 stasjoner etter Beredskapsforskriften. Vi er i dialog med Eidefoss Nett som utreder denne løsningen.

#### 3.1 Nullalternativ

I nullalternativet antar vi at Rosten og Nedre Otta kraftverk settes i drift henholdsvis høsten 2017 og våren 2020. 66 kV-forbindelsen mellom Vågåmo og Otta saneres og det etableres en ny 132/66 kV-transformering i Nedre Otta kraftverk etter gjeldende konsesjonsvilkår. Vi har ikke tatt hensyn til endringssøknaden til Eidefoss Nett siden denne ikke er ferdig behandlet. Dette endrer imidlertid ikke konklusjonene i analysen da den omsøkte løsningen er et midlertidig tiltak.

Som vist i behovsanalysen, forventer vi at overføringskapasiteten er stor nok til å transportere ut kraftoverskuddet i 132 kV-nettet, også på våren når produksjonsoverskuddet er størst. I forventning tror vi derfor ikke at det vil være nødvendig å benytte systemansvarliges virkemidler for å unngå overlast på 132 kV-linjen Vågåmo-Osbu-Aura eller 300/132 kV-transformatoren i Vågåmo.

Tar vi hensyn til usikkerheten i estimatene, forventer vi at vi må spesialregulere en liten andel av tiden (maksimalt 2 prosent). Dette er innenfor hva vi anser som driftsmessig forsvarlig for tilknytning av ny produksjon. Eventuell bruk av spesialregulering vil påføre samfunnet en kostnad. Vi tror imidlertid denne vil være liten da produksjonsbegrensninger ikke vil medføre vanntap fordi det er flere magasinkraftverk i området.

#### 3.2 Forenklet vurdering av tiltak som reduserer behov for spesialregulering

Relevante tiltak som øker overføringskapasiteten mellom 132 kV-nettet og resten av det norske nettet er:

1. "Smartere" drift
2. Oppgradere 132 kV-ledningen Vågåmo-Osbu-Aura (81+18 km)
  - a. Temperaturoppgradering
  - b. Kapasitetsøkning på reinvesteringstidspunktet
3. Sette inn en seriereaktor på 132 kV-avgangen fra Vågåmo mot Osbu
4. Øke transformorkapasiteten i Vågåmo stasjon
  - a. Flytte 300/132 kV-transformatoren til 132 kV og sette inn en ny 132/66 kV-transformator

- b. Sette inn en ny 132/66 kV-transformator
- 5. Forsterke deler av eller hele (ca. 50 km) forbindelsen mellom Nedre Otta og Nedre Vinstra

### **1. Smart drift reduserer risikoen for produksjonsbegrensning**

Billige tiltak i driften kan bidra til å redusere antall timer vi må regulere ned kraftproduksjonen i området. Et alternativ er å koble om 66 kV-nettet under Nedre Otta, slik at også Heggerusten og Vinstra forsynes fra Otta. Dette kan medføre en lastøkning på rundt 10 MW i lettlast slik at kraftverkene kan tillates å produsere rundt 10 MW mer enn ved antatt normal driftskobling med delepunkt mellom Bolongen og Heggerusten. Eidefoss Nett påpeker at Linjen mellom Bolongen og Heggerusten ofte benyttes ved forskjellige omkoblinger i nettet. Den kan imidlertid ikke være fast beredskap for å redusere produksjonsoverskuddet i Vågåmo, men benyttes til dette formålet når tilgjengelig.

Termiske grenser på komponenter er basert på hvor stor strøm som flyter på komponenten. For en konstant effektmengde øker strømmen med fallende spenning. Med aktiv trinning av 300/132 kV-transformatoren i Vågåmo stasjon slik at spenningen ikke tillates å falle under et predefinert nivå, vil strømbelastningen på komponentene reduseres.

Med aktiv og koordinert styring av reaktiv effekt i kraftverkene på de to radialene kan vi redusere strømbelastningen på grunn av reaktiv flyt i systemet. Dette kan også bidra til å redusere behovet for produksjonsbegrensning.

Det er ikke gjort noen nærmere vurdering av konsekvensen av å innføre tiltakene nevnt ovenfor.

### **2. Temperaturoppgradering av 132 kV Vågåmo-Osby-Aura kan være et billig og effektivt tiltak**

Behovsanalysen viste at det er forbindelsen mellom Vågåmo og Aura som er begrensende for å få ut kraftoverskuddet i 132 kV-nettet. Det er derfor aktuelt å vurdere tiltak som øker kapasiteten på linjen.

Forbindelsen på 132 kV mellom Vågåmo og Aura er lang (ca. 100 km) og relativt svak. Dimensjonerende linetemperatur er 40 grader for Vågåmo-Osby og 50 grader for Osby-Aura. En temperaturoppgradering av linjen vil øke kapasiteten og gjøre det mulig å heve innstillingene på overstrømsvernet på sommertid, slik at N-0 grensen økes. Dette vil redusere, og trolig eliminere, andel tid produksjonsoverskuddet er høyere enn N-0 grensen. Vi har bestilt en forstudie til temperaturoppgradering. Vår hypotese er at dette kan være et effektivt og rimelig tiltak, noe vi vet mer om når forstudien er gjennomført.

Linjene ble bygd rundt 1960 og har grovt sett en forventet gjenstående levetid på rundt 20-30 år. Ved å forskuttere reinvestering av linjen, kan vi oppgradere kapasiteten slik at linjen ikke blir begrensende for å få ut produksjonsoverskuddet. Tiltaket vil imidlertid være dyrt, med en grovt estimert nåverdi på rundt 230 MNOK. Vi forkaster derfor dette alternativet.

### **3. Seriereaktor kan være et smart tiltak, avhengig av størrelsen på investeringskostnaden**

En seriereaktor er, som navnet indikerer, en reaktor som plasseres seriekoblet med en forbindelse. Reaktoren vil øke impedansen på forbindelsen og dermed presse flyten over på andre parallelle grener i nettet. Denne effekten gjør seg kun gjeldende når man har minst to parallelle veier. En seriereaktor øker dermed N-0 grensen, men vil ikke påvirke N-1 grensen.

### **4. Økt transformatorkapasitet i Vågåmo stasjon er dyrt og har lav nytte**

Det er overlast på Osby-linjen som i dag setter begrensninger på N-0 kapasiteten. Høyere transformatorkapasitet i Vågåmo stasjon øker N-0 grensen ved at en større andel av flyten vil legge seg på transformatorene og avlaste Osby-linjen. Denne effekten er imidlertid ikke stor, og dette er ikke et effektivt tiltak for å øke N-0 grensen i vesentlig grad. Å sette inn en ny transformator bidrar imidlertid til å øke N-1 grensen. Det er flere måter vi kan gjøre det på.

### Tiltak 3a) flytte 300/66 kV-transformatoren til 132 kV og sette inn en ny 132/66-transformator

En aktuell løsning er å koble om dagens 300/66 kV transformator til 132 kV og sette inn en ny 132/66 kV transformator med en kapasitet på 60 MW. Vi forventer at en slik løsning vil mer enn doble N-1 kapasiteten. Tiltaket vil grovt regnet koste rundt 40 MNOK.

### Tiltak 3b) sette inn en ny 132/66 kV-transformator

Et annet alternativ er å sette inn en ny 132/66 kV transformator. Denne bør ha en overføringskapasitet på 300 MW. Dette vil også øke N-1 kapasiteten, men noe mindre (vi forventer ca. 40-50 MW) enn tiltak 3a). Ulempen er at løsningen gir ringkobling i stasjonen, noe som øker kompleksiteten i driften. Tiltaket gir imidlertid også tosidig forsyning til 66 kV-nettet, noe som beskrives nærmere i avsnitt 4.3. Vi forventer at tiltaket har en investeringskostnad på i underkant av 60 MNOK.

Begge transformatorløsninger krever at kontrollanlegget skiftes ut og at vi må bygge et nytt kontrollhus. Investeringskostnaden ligger grovt beregnet på rundt 50 MNOK, men den samfunnsøkonomiske kostnaden vil være lavere grunnet sparte reinvesteringer.

Som begrunnet i behovsanalysen, forventer vi at verdien av å øke transformorkapasiteten er liten. Dette fordi vi svært sjeldent vil stå i fare for å måtte sette produksjonsbegrensninger ved intakt nett i nullalternativet. Å heve N-1 kapasiteten har også svært liten verdi fordi det sjeldent inntreffer feil på transformatorer og fordi magasinkraftverkene kan flytte produksjonen dersom det oppstår feil.

Fordi kostnadene forventes å være høyere enn verdien av tiltaket, forkaster vi disse tiltakene på nåværende tidspunkt.

## **5. Ny ledning Nedre Otta-Nedre Vinstra er et dyrt tiltak og forkastes**

Et alternativ til å gjøre forsterkninger i nettet rundt Vågåmo stasjon er å forsterke nettet mot Nedre Vinstra, der det er transformering til 300 kV. Det kan gi mulighet til å dele samleskinnen i Nedre Otta og drifte ett av aggregatene mot Vågåmo og det andre liggende mot 66 kV-nettet i Gudbrandsdalen mot Nedre Vinstra.

Fra kraftverket i Nedre Otta til nettstasjonen i Nedre Vinstra er det ca. 50 km. Våre analyser indikerer at det vil oppstå overlast på 66 kV-strekningen ved full produksjon i Nedre Otta og Eidefossen kraftverk i en lettlastsituasjon. Produksjonen i Eidefossen og det aggregatet i Nedre Otta som ligger knyttet mot 66 kV nettet, må reguleres ned med 10-15 prosent for å unngå dette.

For å slippe spesialregulering grunnet overlastsituasjoner er vår foreløpige vurdering at strekningen fra Tolstadåsen til Heggerusten må forsterkes (25-30 km). Begrensende komponenter er dimensjonert for 50 grader og temperaturoppgradering kan være en mulighet.

300 kV-forbindelsen mellom Nedre Vinstra og resten av transmisjonsnettet begrenser likevel denne løsningen. Forbindelsen består av en gammel ledning med lav termisk kapasitet (Nedre Vinstra – Fåberg, bygget i 1953). Denne er i dag høyest belastet i sommerperioder, når termisk kapasitet er lavest. Dersom ett av aggregatene i Nedre Otta kobles mot Nedre Vinstra vil denne ledningen i perioder på sommeren bli overbelastet. Nytt av å forsterke distribusjonsnettet er dermed marginal med mindre vi også forsterker 300 kV-ledningen mot Fåberg (ca. 60 km). Denne forsterkningen alene ville grovt estimert kostet over 200 MNOK.

Dette alternativet innebærer omfattende og dyre forsterkningstiltak og forkastes.

### 3.3 Forenklet vurdering av tiltak som øker forsyningssikkerheten i distribusjonsnettet

Behovsanalysen avdekket at det er behov for å vurdere tiltak for å styrke forsyningssikkerheten i 66 kV-nettet. Tiltak som gir N-1 forsyning er:

- 1) Etablere en ny 132/66 kV-stasjon på Lesja
- 2) Å la 66 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen stå permanent
- 3) Etablere dubleret transformering til 66 kV-nettet i Vågåmo stasjon. Enten ved å:
  - a) flytte T2 til 132 kV og sette inn to nye 132/66 kV transformatorer
  - b) sette inn en ny 132/66 kV transformator (T3)
  - c) sette inn en ny 300/66 kV-transformator (T3)

#### 1. En ny 132/66 kV-stasjon på Lesja er tilsynelatende et godt tiltak som bør vurderes nærmere

Eidefoss Nett har i brev fra 2013 og 2017 gjort Statnett oppmerksom på et tiltak som innebærer å opprette en ny 132/66 kV-transformatorstasjon på Lesja i Bølia for å knytte Eidefoss Nett sin 66 kV-linje Dombås-Lora til Statnetts 132 kV-linje Vågåmo-Osbu.

En slik løsning vil ha flere nyttegevinster. For det første vil det sikre tosidig forsyning i 66 kV-nettet under Vågåmo når Vågåmo-Tolstadåsen rives. Videre vil det særlig forbedre forsyningssikkerheten til Lesja og Dovre grunnet redundant strømforsyning fra Osbu. I dag blir disse kommunene forsynt via to 66 kV-linjer fra Vågåmo til Dombås transformatorstasjon. Disse går i parallell over et værhardt fjellområde, hvilket gjør dem sårbare for samtidig utfall. I tillegg til å bedre forsyningssikkerheten, gjør tiltaket det mulig å sanere den 25 kilometer lange linjen Dombås 1, hvilket gir en miljøgevinst. I tillegg gir det sparte reinvesteringer da linjen snart må reinvesteres grunnet alder og økt kortslutningsytelse i Vågåmo stasjon.

Statnett er i dialog med Eidefoss Nett som utreder Lesja-løsningen. Slik vi forstår selskapet, viser foreløpige vurderinger at de kan bygge stasjonen til en investeringskostnad på rundt 30 MNOK. Dette forutsetter at den kan bygges som en klasse 1 stasjon i henhold til Beredskapsforskriften. Til sammenlikning forventer de at en reinvestering av Dombås 1 vil koste rundt 40 MNOK.

Ut fra denne forenklete og foreløpige vurderingen, virker tiltaket med en ny stasjon på Lesja som et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak som bør vurderes nærmere.

#### 2. Tosidig forsyning kan sikres ved å la 66 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen, men gir lavere netto nytte

Å bygge den nye 132 kV-linjen Vågåmo-Rosten parallelt med eksisterende 66 kV-linje Vågåmo-Tolstadåsen og la sistnevnte linje stå, vil sikre tosidig forsyning i 66 kV-nettet. Det opprettholder dagens nivå på forsyningssikkerhet i 66 kV-nettet og reduserer konsekvensene av feil på 132 kV-linjen Vågåmo-Tolstadåsen for produsentene ved at deler av kraften får en alternativ vei ut, via 66 kV-nettet og T2 i Vågåmo. Dette forutsetter at nettanleggene i Nedre Otta med tilhørende 66 kV-linje til Tolstadåsen bygges i sin helhet.

En ny 132/66 kV-transformator med tilhørende nettanlegg i Nedre Otta kraftverk har en investeringskostnad på rundt 36 MNOK, ifølge Eidefoss Nett. Alle kontrakter med leverandørene er imidlertid inngått og mesteparten av denne kostnaden er derfor å anse som irreversibel (sunk cost).

Vågåmo-Tolstadåsen skal reinvesteres i løpet av 10-20 år til en kostnad på rundt 40 MNOK i reelle kroner, tilsvarende en nåverdi på i overkant av 20 MNOK<sup>12</sup>. I tillegg vil miljøgevinsten av å sanere linjen utgå.

---

<sup>12</sup> Forutsatt reinvestering i 2030 med diskonteringsrente på 4%

Løsningen strider med gitte konsesjonsvilkår og forutsetter at NVE godkjenner en eventuell endringssøknad fra tiltakshaver.

### **3. Tiltak i Vågåmo stasjon gir tosidig forsyning og N-1 til produksjon, men er dyrere enn øvrige tiltak**

Tiltak 3a) beskrevet i kapittel 4.2 kan utvides med å sette inn enda en 132/66 kV transformator. Dette gir tosidig forsyning til 66 kV-nettet og dubler transformator kapasitet til på 132- og 66 kV-nettet.

Investeringskostnaden for dette tiltaket ligger grovt estimert på rundt 70 MNOK. I tillegg må kontrollanlegget byttes ut, med en tiltakskostnad på rundt 50 MNOK som beskrevet under avsnitt 4.2. Som nevnt i kapittel 4.2, gir også tiltak 3b) tosidig forsyning i 66 kV-nettet.

En tredje transformatorløsning 3c) er å sette inn en ny 300/66 kV-transformator (T3) i Vågåmo stasjon. I dag er det imidlertid ikke plass til et nytt transformatorfelt på 300 kV-samleskinnen. En slik løsning vil derfor bli langt dyrere enn de øvrige transformatorløsningene da det vil kreve utvidelse av stasjonen.

Samtlige transformator tiltak er dyrere enn Lesja-løsningen beskrevet over. I tillegg har de færre nyttegevinster. Verdien tiltak 3a) og 3b) gir i form av å heve N-0 og N-1 grensen til produksjonen i 132 kV-nettet er, som begrunnet i behovsanalysen, svært liten. Vi forkaster derfor disse alternativene.