

Kraftsystemet i Sør-Rogaland,  
analyse av behov og tiltak

## Underlagsrapport Nettutviklingsstrategi – videre arbeid





## Innhold

<b>NETTUTVIKLINGSSTRATEGI – VIDERE ARBEID.....</b>	<b>4</b>
1 Statnett vil sende tilleggssøknad for Lyse-Stokkeland rundt årsskiftet 2016/2017 .....	5
2 Statnett vil utrede videre utvikling nord for Stokkeland .....	6
3 Vi bør se an forbruket før vi beslutter flere tiltak for å øke kapasiteten inn til Sør-Rogaland .....	8
4 Endring i tilknytning av Lysebotn II påvirker overføringsbehovet i sentral- og regionalnettet .....	12
5 Transformatorstasjonene sør for Stokkeland.....	13
<b>KILDER .....</b>	<b>14</b>

## Nettutviklingsstrategi – videre arbeid

Basert på arbeidet i denne rapporten planlegger Statnett å sende en tilleggssøknad til Lyse-Stølaheia der vi endrer omsøkt nettløsning fra Lyse-Stølaheia til Lyse-Stokkeland. Konseptet Lyse-Stokkeland kan realiseres på forskjellige måter. Disse vil ha ulike kost- og nyttesider og vil bli analysert i det videre arbeidet med tilleggssøknaden.

På grunn av det store reinvesteringsbehovet i transmisjons- og regionalnettet nord for Stokkeland, samt sårbarheten for feil på dobbeltkursen mellom Stokkeland, Bærheim og Stølaheia, vil Statnett og Lyse Elnett utrede videre nettutvikling nord for Stokkeland etter at tilleggssøknaden er sendt. To hovedmomenter vil ha særlig fokus for Statnett i dette arbeidet:

- Antall og plassering av fremtidige transmisjonsnettstasjoner
- En ny uavhengig transmisjonsnettforbindelse nord for Stokkeland

Når det gjelder kapasitet inn til Sør-Rogaland bør Statnett vente og se an forbruksutviklingen før vi beslutter flere større tiltak for å øke kapasiteten.

# 1 Statnett vil sende tilleggssøknad for Lyse-Stokkeland rundt årsskiftet 2016/2017

Lyse Sentralnett søkte i 2013 om en ny ledning fra Lyse til Stølaheia. Denne søknaden ligger til behandling hos NVE. Statnett planlegger å oversende en tilleggssøknad Lyse-Stokkeland og samtidig trekke søknaden for Lyse-Stølaheia. Tilleggssøknaden blir dermed behandlet som en del av den pågående konsesjonsprosessen for Lyse-Stølaheia. Konseptet Lyse-Stokkeland kan realiseres på forskjellige måter. Disse vil ha ulike kost- og nyttesider og vil bli analysert i det videre arbeidet med tilleggssøknaden. Når NVE er ferdig med å behandle søknaden vil de gi sin innstilling, og konsesjons-søknaden går deretter til behandling i OED. Det er Kongen i statsråd som gjør konsesjonsvedtaket, og dette vedtaket kan ikke påklages. Statnett planlegger å sette ledningen i drift ved årsskiftet 2022/2023.

## 1.1 Liten risiko for endringer i behovet som vil påvirke konseptvalget

Vi mener det er liten risiko for at behovet endrer seg vesentlig frem mot investeringsbeslutning. Det må bli en betydelig reduksjon i kraftforbruket for at tiltaket ikke er rasjonelt å gjennomføre. Vi vil fortsatt følge med på forbruksutviklingen i regionen og oppdatere analysen med ny informasjon ved de neste milepælene i prosjektutviklingen.

Vesentlige økninger i forventede investeringskostnader kan påvirke rangeringen av alternativene. Vi anser denne risikoen som liten. Optimalisering av løsningsvalg er viktig i det videre arbeidet med tilleggssøknaden med tanke på å gjennomføre tiltaket på en mest mulig rasjonell måte.

## 1.2 Konseptet Lyse-Stokkeland krever at Lyse Elnett legger om regionalnettet rundt Stokkeland

Det anbefalte konseptet med en ny transmisjonsnettledning til en ny Stokkeland stasjon avhenger av at Lyse Elnett får lagt om regionalnettet i Stokkeland-området. Noen av løsningsalternativene for konseptet vil dessuten kreve at Lyse Elnett får på plass nye regionalnettforbindelser innen idriftsettelse av den nye stasjonen. Vi vil beskrive dette i detalj i rapporten i forbindelse med løsningsvalget og søknaden.

## 1.3 Fortsatt bruk av systemvern eller systemkobling

Det kan bli behov for å endre dagens systemkobling til et systemvern i perioden fram til Lyse-Stokkeland står ferdig. Hensikten med denne endringen er å sikre at nok forbruk kan kobles ut ved en kritisk feil slik at vi unngår spenningskollaps i Sør-Rogaland.

Det kan bli behov for å fortsatt benytte systemvern etter at Lyse-Stokkeland er bygget, men i et mye mindre omfang enn tidligere. Om det blir behov, og eventuelt hvor stort behovet blir, vil blant annet avhenge av løsningsvalget for Lyse-Stokkeland.

## 2 Statnett vil utrede videre utvikling nord for Stokkeland

På grunn av det store reinvesteringsbehovet i transmisjons- og regionalnettet nord for Stokkeland, samt sårbarheten for feil på dobbeltkursen mellom Stokkeland og Stølaheia, vil Statnett og Lyse Elnett utrede videre nettutvikling nord for Stokkeland. Intensjonen er å legge til rette for en samlet sett best mulig utvikling av regional- og transmisjonsnettet. Som omtalt i alternativanalysen er det to hovedmomenter vi vil ha særlig fokus på:

- Antall og plassering av fremtidige transmisjonsnettstasjoner (stasjonsstruktur)
- En ny uavhengig transmisjonsnettforbindelse nord for Stokkeland

Arbeidet skal starte etter at tilleggssøknaden på Lyse-Stokkeland er sendt. Vi anser ikke at arbeidet utløser krav til ekstern kvalitetssikring og påfølgende behandling i OED. Sammen med tidligere meldinger og konsesjonssøknader utgjør denne rapporten tilstrekkelig grunnlag for å gå videre med prosjektutviklingen i tråd med normal prosjektmodell i Statnett. Statnett vil fatte beslutning om initiering (BPO) og utvikler prosjektet videre i retning av løsningsvalg.

I tillegg til å løse behovene i området på lang sikt med ny stasjonsstruktur og en ny transmisjonsnettforbindelse er det flere kapasitetsbegrensninger i regionalnettet og i transformatorytelse som gjør seg gjeldende i dag eller i nær framtid. Disse problemstillingene må adresseres av Statnett eller Lyse Elnett som del av utredningsplikten selskapene er pålagt. Problemstillingene er omtalt kort her.

### 2.1 Stasjonsstruktur nord for Stokkeland

I alternativanalysen drøftet vi alternativer med én og to transmisjonsnettstasjoner nord for Stokkeland. Valg av transformeringspunkt mellom transmisjons- og regionalnettet er avgjørende for den videre nettutviklingen, og det er viktig å se nettnivåene i sammenheng for å få en optimal løsning. Statnett og Lyse Elnett vil fortsette med en videre utredning av dette når tilleggssøknaden er sendt.

Viktige pådrivere for å gjøre utredningen nå, er store og nært forestående behov for reinvesteringer i Bærheim og Stølaheia. Et mål må være å unngå unødig store kostnader i anlegg som ikke blir en del av den fremtidige nettstrukturen. Målet vårt er å fastlegge hvilke stasjoner som får 132 kV transformering i fremtiden og hvor disse plasseres geografisk. Dette er avgjørende for at Lyse Elnett kan planlegge utviklingen av regionalnettet og for at Statnett kan utrede en videre transmisjonsnettforbindelse nord for Stokkeland. Resultatene fra dette arbeidet vil også ha betydning for kostnadene for å frigjøre areal til boligutvikling på Madla-Revheim.

### 2.2 En ny uavhengig transmisjonsnettforbindelse

I nettløsningene hvor ledning fra Lyse går til Stokkeland ser vi for oss at det på sikt vil gå to uavhengige transmisjonsnettforbindelser til et punkt nord for Stokkeland. Det er flere årsaker til at Statnett vil starte arbeidet med en ny forbindelse nå, til tross for at vi i alternativanalysen så at forventede avbruddskostnader ved feil på dobbeltkursen ikke alene kan forsvare en ny forbindelse nordover fra Stokkeland:

- Det er stor usikkerhet i beregningen av avbruddskostnader, spesielt der vi har mangelfull statistikk slik som her. I tillegg kan enkeltfeil få svært store konsekvenser. En ny uavhengig forbindelse vil redusere risikoen betraktelig.
- En slik forbindelse vil være gunstig for drift og vedlikehold av dagens dobbeltkursforbindelse. Jo mer forbruket øker, jo vanskeligere blir det å få de utkoblingene som kreves for å vedlikeholde dobbeltkursforbindelsen.
- Konsesjonsprosessen kan ta lang tid, ettersom forbindelsen skal gå i tett befolket område. Det er viktig å være tidlig ute for at planen skal bli fleksibel og kan tilpasses ulik utvikling.

### 2.3 Kapasitetsutfordringer i regionalnettet og begrenset transformatorytelse i Stølaheia

Problemstillingene i dette kapitlet har kommet opp i forbindelse med arbeidet med denne rapporten. De må adresseres av Statnett eller Lyse Elnett som del av selskapenes utredningsplikt.

#### Det er begrenset transformator kapasitet i Stølaheia

Transformatorene i Stølaheia er høyt utnyttet i dag. Analysene viser at transformeringsbehovet i Stølaheia etter hvert vil overstige N-0 grensen. Statnett har bestilt en beredskapstransformator som skal være tilgjengelig i Stølaheia før vinteren 2017/2018. Den vil være viktig dersom det oppstår en feil på en av dagens to transformatorer. I løpet av høsten 2016 vil det fattes løsningsvalg (BP1) som vil bestemme hvordan tilkobling av reservetransformatoren skal skje. Statnett vil i tillegg arbeide for å øke den permanente transformeringskapasiteten i området så snart som mulig. Statnett vil fatte BPO-beslutning om økt transformator kapasitet i Stølaheia i løpet av første kvartal 2017.

#### Lyse Elnett har utfordringer i regionalnettet som antagelig løses med ny transformator i Stølaheia

Som beskrevet i kapittel 2.5 i behovsanalysen er kapasiteten i 132 kV-nettet til Lyse Elnett presset. I området mellom Stokkeland, Ullandhaug og Tronsholen kan utfall av ledninger føre til uakseptable overlaster<sup>1</sup> allerede med dagens forbruksnivå. Det er flere mulige tiltak som kan bidra til å løse dette problemet. På kort sikt kan økt transformator kapasitet i Stølaheia og Bærheim gjøre det mulig å forsyne forbruk fra disse stasjonene, i stedet for gjennom Lyse Elnetts 132 kV-nett. I tillegg kan utbedring av flaskehalsen i regionalnettet, for eksempel innskutte kabler, hjelpe noe. På lenger sikt vil ny stasjonsstruktur i kombinasjon med nye forbindelser i Lyse Elnetts regionalnett løse kapasitetsutfordringene.

#### Det oppstår nye utfordringer når vi fjerner en av 132 kV-ledningene mellom Lysebotn og Seldal

Den konsesjonssøkte løsningen for den nye transmisjonsnettledningen fra Lyse innebærer at en av de tre 132 kV-ledningene mellom Lysebotn og Seldal rives for å gi plass til den nye 420 kV-ledningen. Som beskrevet i vedlegg 2 i konseptanalysen gir denne løsningen utfordringer med overlaster på de gjenværende ledningene mellom Lysebotn og Tronsholen både ved intakt nett og ved utfall. På kort sikt kan det derfor bli behov for å spesialregulere produksjonen i Lysebotn og å drifte nettet delt. For å håndtere utfordringene på mer permanent sikt er det flere muligheter:

- Øke transformeringskapasiteten i Lyse eller legge Lysebotn kraftverk helt eller delvis mot 420 kV. Se mer om dette i kapittel 4. Statnett skal utrede disse mulighetene.
- Utskifting av begrensende endepunkt-komponenter og eventuell temperaturoppgradering av dagens ledninger kan være et rimelig tiltak som gir økt kapasitet. Vi mener at Lyse Elnett bør undersøke mulighetene for dette.

#### Økte spenninger i 132 kV-nettet gir økt kapasitet, men løser ikke utfordringene

Lyse Elnett drifter i dag 132 kV-nettet med en lavere spenning enn 130 kV. Dersom det er mulig å øke driftsspenningen vil det øke overføringsevnen på 132 kV-ledningene. Dette reduserer problemene beskrevet ovenfor, selv om det ikke fjerner behovet for tiltak. Statnetts analyser viser dessuten at økt spenning i 132 kV-nettet vil gi bedre spenningsforhold og dermed økt overføringskapasitet også i transmisjonsnettet. Økte spenninger i regionalnettet vil altså kunne ha stor nytte både før og etter en ny transmisjonsnettledning er på plass. Lyse Elnett er i gang med et arbeid for å se på mulighetene for øke driftsspenningen i 132 kV-nettet, og hvilke tiltak som i tilfelle må gjennomføres for å få dette til.

---

<sup>1</sup> Overlast over kortvarig overlastgrense

### 3 Vi bør se an forbruket før vi beslutter flere tiltak for å øke kapasiteten inn til Sør-Rogaland

Etter at Lyse-Stokkeland er bygget har vi bedre kapasitet i nettet, og det vil ikke lengre være fare for tvangsmessig utkobling av forbruk ved intakt nett. Dersom forbruket fortsetter å øke vil det på lengre sikt kunne oppstå behov for å øke kapasiteten inn til regionen ytterligere. Vi må derfor følge med på utviklingen fremover, slik at vi tidlig nok kan finne det riktige tiltaket. Tiltak på forbrukssiden kan bidra til å redusere de fremtidige effekttoppene, og redusere behov for tiltak i nettet. Statnett har startet et FoU-prosjekt i samarbeid med Enova for å se på hvordan vi bedre kan utnytte andre virkemidler enn nett.

#### 3.1 Tiltak på forbrukssiden kan bidra til å redusere effektbehovet i transmisjonsnettet

Som vi diskuterte i mulighetsstudien vil tiltak på forbrukssiden kunne bidra positivt ved at de reduserer effektbehovet.

NVE har gjennomført offentlig høring av forslag til utforming av tariffer for uttak fra distribusjonsnettet. I oppsummeringsnotatet fra høringen (1) fremgår det at NVE vil legge om til større grad av effekttarifiering. NVE mener det er viktig å prise effekt når investeringer i nettet i hovedsak er effektrelaterte. Dette gir en riktigere fordeling av tariffkostnaden mellom brukerne av nettet og bidrar til å øke brukstiden i nettet ved at kundene gis insentiv til å jevne ut forbruket. NVE tar sikte på å innføre krav om effektbaserte tariffer ett til to år etter innføring av AMS (som skal være på plass i 2019). Sammen med andre tiltak på forbrukssiden, for eksempel energieffektivisering, laststyring og informasjonstiltak, kan dette bety at behovet for å øke kapasiteten i nettet etter Lyse-Stokkeland kommer senere enn det vår forventning til forbruksutvikling tilsier.

Statnett har i samarbeid med Enova satt i gang et forskningsprosjekt som skal se nærmere på alternative løsninger til nett. Prosjektet skal bidra til:

- Kunnskap om hvordan vi mest effektivt kan analysere og kartlegge mulige tiltak som alternativ til tradisjonell nettutbygging.
- En bedre forståelse av hvilke virkemidler som kan brukes eller må utvikles for å realisere den beste kombinasjonen av tiltak i nettet og alternative tiltak.
- Utvikle metoder for å vurdere virkemidler og strategier for alternative løsninger til tradisjonell nettutbygging.

Prosjektet skal etter planen ferdigstilles i løpet av 2017.

#### 3.2 Bedre IKT-løsninger i driften kan gjøre at vi får mer ut av vindkraften

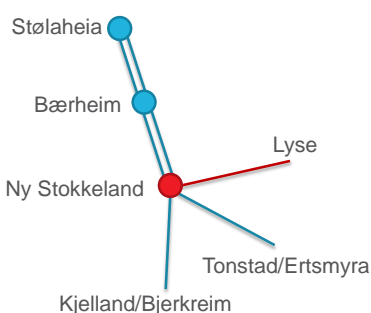
Vi forventer at det kommer mer vindkraftproduksjon i Sør-Rogaland. Vi viste i behovsanalysen at mer vindkraft vil bedre forsynings sikkerheten i området. Mer vindkraftproduksjon fører imidlertid til større variasjoner i importbehovet over døgnet som vil være vanskelig å håndtere i den daglige driften av kraftsystemet. I praksis vil man i de periodene hvor flyten overstiger N-1 grensen aktivere systemvernet på morgenen og deaktivere av om kvelden, selv om variasjoner i flyten på grunn av vindkraft gjør at flyten tidvis kommer under N-1 grensen. Dette gjør at vi forventer høyere avbruddskostnader enn om vi hadde bedre IKT-løsninger som i større grad kunne ta hensyn til slike svingninger i kraftflyten på det begrensede snittet. Statnett bør derfor jobbe videre med å få bedre IKT-løsninger i driften slik at vi bedre kan ta hensyn til svingninger i flyten over døgnet. Dette kan sammen med tiltak på forbrukssiden bidra til å redusere behovet for tiltak i nettet.



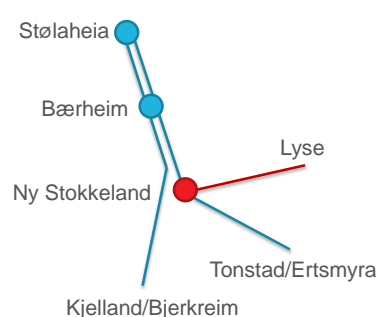
### 3.3 Det kan bli nødvendig å benytte systemvern som midlertidig tiltak når Lyse-Stokkeland er i drift

En ny ledning fra Lyse til Stokkeland vil øke overføringskapasiteten inn til området. Det finnes imidlertid flere mulige tekniske løsninger for tilknytning av denne ledningen. De ulike løsninger vil ha ulike begrensninger og dermed ulike overføringsgrenser og behov for systemvern. Vi vil gjøre en samfunnsøkonomisk analyse av de ulike nettløsningene for å optimalisere teknisk løsning i neste fase i prosjektet. Denne analysen vil ligge til grunn for konsesjonssøknaden.

I alternativanalysen har vi lagt til grunn at alle ledningene går innom nye Stokkeland stasjon (se figur 1). En alternativ nettkonfigurasjon er å la den ene av dagens ledninger gå forbi Stokkeland stasjon og gå direkte til Bærheim (se figur 2).



**Figur 1 Ny ledning fra Lyse til Stokkeland med begge dagens ledninger fra Tonstad og Kjelland tilkoblet i Stokkeland (alt 1a).**

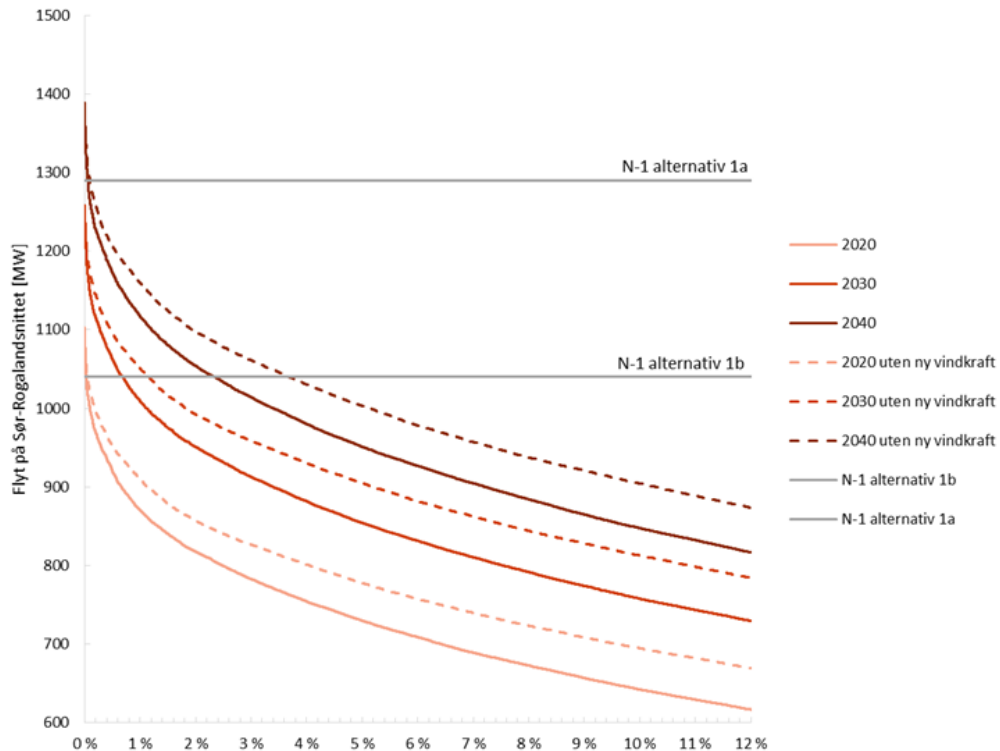


**Figur 2 Ny ledning fra Lyse til Stokkeland med bare en av dagens ledninger fra Tonstad eller Kjelland tilkoblet i Stokkeland (alt 1b).**

Nettløsningen med alle ledningene tilkoblet nye Stokkeland vil gi en N-1 overføringsgrense på Sør-Rogalandsnittet på ca. 1300 MW. Når Lyse-Stokkeland er på drift vil flyten på Sør-Rogalandsnittet utgjøre summen av flyten på ledningene Lyse-Stokkeland, Tonstad-Stokkeland og Åna-Sira-Kjelland. Med denne nettløsningen er det utfall av Lyse-Stokkeland som setter N-1 grensen. Ved utfall av denne ledningen ved høy flyt vil det bli lave spenninger i nettet i Sør-Rogaland, og dette kan medføre spenningskollaps dersom flyten på Sør-Rogalandsnittet er over 1300 MW når feilen oppstår. Vi vil derfor ha behov for et systemvern som kobler ut forbruk dersom det oppstår en feil på Lyse-Stokkeland når flyten på Sør-Rogalandsnittet overstiger 1300 MW. Vi forventer at flyten på Sør-Rogalandsnittet kan komme opp mot dette nivået en gang på begynnelsen av 2030-tallet.

Nettløsningen som er illustrert i figur 2 innebærer at enten ledningen fra Kjelland eller Tonstad ikke blir tilkoblet nye Stokkeland stasjon, men går direkte til Bærheim. I denne nettløsningen er det feil på ledningen mellom nye Stokkeland og Bærheim som vil sette overføringsgrensen. En feil på denne ledningen kan medføre spenningskollaps dersom flyten på Sør-Rogalandsnittet overstiger 1050 MW. Det betyr at det i dette tilfellet kan bli nødvendig med et systemvern som kobler ut forbruk dersom vi får en feil på Stokkeland-Bærheim når flyten på Sør-Rogalandsnittet overstiger 1050 MW. Flyt opp mot dette nivået kan i visse tilfeller inntreffe allerede med dagens forbruksnivå.

Figur 3 viser forventet effektbehov på Sør-Rogalandsnittet med og uten ny vindkraft, samt overføringsgrensene for de to nettløsningene. Avstanden mellom toppunktet på varighetskurvene og overføringsgrensene viser hvor mye forbruk som i verste fall vil være koblet på systemvern. Figuren illustrerer at det er ganske mange MW som i verste fall kan bli koblet ut i 2030 i nettløsning 1b, men at andelen av tiden hvor vi risikerer dette er veldig liten (under 2 % av tiden). Ved nettløsning 1b forventer vi ikke å havne utenfor N-1 før nærmere 2040.



Figur 3 Forventet effektbehov på Sør-Rogalandsnittet og N-1 overføringsgrense for de to nettløsningene for Lyse-Stokkeland. Det er alternativ 1a som ligger til grunn i analysen vår.

### 3.4 Systemvern gjør at vi kan se an utviklingen før vi bygger mer nett til Sør-Rogaland

Andelen av tiden utenfor N-1 blir nesten eliminert etter at vi har bygget Lyse-Stokkeland. Videre forbruksvekst kan imidlertid igjen føre til at vi i en liten andel av tiden havner utenfor N-1, men det er kostbart å bygge bort dette med mer nett. Som beskrevet i kapittel 3.1 kan det bli innført tiltak på forbrukssiden som kan bidra til å redusere de fremtidige effekttoppene og dermed redusere effektbehovet i transmisjonsnettet. Vi mener derfor det er rasjonelt å bruke systemvern ved behov etter at Lyse-Stokkeland er bygget for å se an hvordan effektbehovet utvikler seg. I tillegg kan det komme bedre løsninger i driften av kraftsystemet som gjør at vi klarer å få økt nytten av eventuell ny vindkraft i området. Dette vil trolig ikke ha noen påvirkning på maksimalt overføringsbehov, siden dette er kjennetegnet av høyt forbruk og lite produksjon. Slike løsninger vil imidlertid kunne redusere forventede avbruddskostnader og redusere lønnsomheten av å bygge mer nett for å øke kapasiteten inn til området. For å redusere risikoen for overinvesteringer bør vi derfor vente og se an utviklingen i effektbehov før vi beslutter nye tiltak i nettet for å øke overføringskapasiteten inn til området.

### 3.5 Statnett vil øke kapasiteten inn til Sør-Rogaland når behovet melder seg

Selv om vi mener at vi kan se an utviklingen i forbruket før vi beslutter nye tiltak har vi i forbindelse med denne utredningen sett på flere alternativ for å øke kapasiteten inn til området etter Lyse-Stokkeland. De to hovedalternativene er å erstatte én av transmisjonsnettledningene fra henholdsvis Tonstad eller Åna-Sira med en ny 420 kV forbindelse:

- En ledning fra Ertsmyra kan erstatte dagens ledning fra Tonstad til Stokkeland. Dette blir den korteste forbindelsen og det er ingen stasjoner som må oppgraderes.
- Eventuelt kan en ny ledning fra Kvinesdal erstatte dagens ledning fra Åna-Sira. Denne blir i så fall lengre, og det er flere stasjoner hvor det som minimum må skiftes en rekke endepunktkomponenter for å øke kapasiteten. Skal den nye forbindelsen driftes på 420 kV

må vi bygge nye stasjoner eller la regionalnettet overta forsyningen av områdene disse forsyner i dag (se kapittel 0).

Begge alternativene kan designes for å gi en stor økning i kapasiteten inn til området. Nøyaktig hvilken N-1 kapasitet alternativene gir vil avhenge av detaljene i systemløsningen på Nord-Jæren, men det er i alle fall potensial for å realisere en kapasitet inn til Sør-Rogaland på 2000 MW, noe som tilsvarer maksimal effektbelastning i 2060 referert forbruksprognosene vi har brukt i denne analyserapporten.

Hvilket alternativ vi foretrekker å gjennomføre først kan komme til å bli styrt av andre faktorer enn kapasitet og kostnader. Mye ny kraftproduksjon eller stort nytt forbruk langs kysten kan for eksempel utløse investeringer i en ny forbindelse fra Kvinesdal, selv om en ledning fra Tonstad isolert sett kan gi økt kapasitet inn til Nord-Jæren til en lavere kostnad.

Statnett vil starte et prosjekt for å øke kapasiteten inn til Sør-Rogaland når behovet melder seg. Vi mener det ikke er grunnlag for å gjøre det i dag.

## 4 Endring i tilknytning av Lysebotn II påvirker overføringsbehovet i sentral- og regionalnettet

Lysebotn II kraftverk har fått konsesjon fra NVE på en løsning hvor ett aggregat kobles mot regionalnettet, og det andre mot 420 kV via 300 MVA T2 i Moen. Begrunnelsen for den løsningen er at Lysebotn kraftverk i dag er svært viktig for forsynings sikkerheten til Sør-Rogaland samtidig som hele kraftverket etter hvert skal mate inn på 420 kV-anlegget i Lyse transformatorstasjon (2).

Dette har to følger:

1. Før Lysebotn II er permanent tilkoblet 420 kV øker tapene i regionalnettet betraktelig og det blir flaskehals i regionalnettet.
2. Når Lysebotn II er permanent tilkoblet 420 kV øker overføringsbehovet i transmisjonsnettet.

### Økt transformering i Lyse

Som omtalt i alternativanalysen kan det være mulig å øke transformeringskapasiteten i Lyse og dermed redusere tapene og flaskehalsene i regionalnettet samtidig som vi har fleksibiliteten til å mate kraft inn mot Nord-Jæren i periodene med høyest forbruk. Et alternativ til å øke transformator kapasiteten er å legge det ene aggregatet i Lysebotn II direkte mot 420 kV. Statnett vil utrede denne muligheten videre både med tanke på nytte- og kostnadsvirkninger, men også gjennomførbarhet.

### Flytting av hele kraftverket over på 420 kV

Lyse Elnett har i et brev til OED (3) vist til at de får økte kostnader i regionalnettet ved å knytte til ny produksjon dersom Lysebotn fortsetter å mate inn mot 132 kV, fordi det ikke er plass i dagens regionalnett mellom Lysebotn og Tronsholen (Sandnes). I dag er det imidlertid usikkert hvor mye ny kraftproduksjon som vil bli realisert i området, og dermed hvor store disse ekstrakostnadene blir.

Flytting av begge aggregatene i Lysebotn over på 420 kV vil på den annen side øke overføringsbehovet inn til området via transmisjonsnettet med om lag 185 MW. Denne økningen i overføringsbehovet betyr at vi i forventning havner utenfor N-1 igjen selv med den nye transmisjonsnettledningen fra Lyse på plass. Samtidig vil det fortsatt være mulig til å levere kraft inn mot Nord-Jæren gjennom regionalnettet så lenge regionalnettet mellom Lysebotn og Tronsholen består; enten ved dele på 420 kV samleskinnen i Lyse, eller ved å dele 132 kV-nettet i Stokkeland.

Statnett har ikke gjort en samfunnsøkonomisk vurdering av kostnadene og nytten i transmisjonsnettet dersom Lysebotn kraftverk flytter over på 420 kV. Virkningene for transmisjonsnettet vil blant annet avhenge av:

- Tidspunktet for når det er aktuelt å flytte Lysebotn kraftverk over på 420 kV.
- Utviklingen i effektbehov med tilhørende forventede avbruddskostnader og overføringstap.
- Om regionalnettet mellom Lysebotn og Tronsholen består.
- Verdien av systemtjenester som Lyse Produksjon planlegger å kunne levere fra Lysebotn II.

Ulempene for transmisjonsnettet ved å legge kraftproduksjonen over på 420 kV vil typisk være redusert leveringspålitelighet og ugunstig driftsform (delt nett etc.). I ytterste konsekvens – dersom muligheten til å levere kraft inn mot Nord-Jæren forsvinner helt – kan endret innmatingsløsning for Lysebotn medføre forserte investeringer i transmisjonsnettet, for eksempel i form av en ny 420 kV ledning fra Ertsmyra eller Kvinesdal (se kap3.5).

Det er naturlig at NVE gjør en helhetlig vurdering av dette i forbindelse med behandling av eventuell søknad om konsesjon om å legge Lysebotn II over på 420 kV.

## 5 Transformatorstasjonene sør for Stokkeland

Under beskriver vi noen muligheter for utvikling av stasjonsstruktur sør for Stokkeland. Disse mulighetene gjelder for alle våre vurderte utbyggingsalternativ.

### 5.1 Bjerkreim kan erstatte Kjelland som transmisjonsnettstasjon

I alternativanalysen har vi lagt til grunn at reinvesteringene i Kjelland blir gjennomført i henhold til reinvesteringsplanen beskrevet i behovsanalysen. Nåverdien av forventede reinvesteringskostnader er beregnet til 250 MNOK.

Dersom Bjerkreim kommer blir det mulig å fjerne Kjelland som et transmisjonsnettstasjon. For å kunne sanere transmisjonsnettanleggene i Kjelland er det nødvendig å styrke forsyningen til regionalnettanlegget i Kjelland ved å bygge nytt regionalnett. Det er ca. 12 km mellom Kjelland og Bjerkreim. Foreløpige vurderingen tyder på at kostnaden for nødvendige tiltak i regionalnettet kan være lavere enn kostnadene for reinvestering i transmisjonsnettanlegget i Kjelland. Dette må avklares nærmere når vi med sikkerhet vet om Bjerkreim kommer eller ikke. En beslutning om større reinvesteringer i Kjelland bør ikke bli tatt før dette er avklart. Norsk Vind Energi AS fattet investeringsbeslutning i november 2016. Denne beslutningen tilfredsstiller Statnetts krav om minimum installert effekt. Statnett fattet foreløpig investeringsbeslutning (BP2) for Bjerkreim transformatorstasjon i juni 2016 og planlegger endelig investeringsbeslutning (BP3) tidlig i 2017.

### 5.2 Tonstad trenger ikke være en transmisjonsnettstasjon

I forbindelse med oppgraderingen av Vestre korridor blir det bygget en ny transmisjonsnettstasjon på Ertsmyra, ca. to km fra Tonstad transformatorstasjon. Som en del av prosjektet Vestre korridor blir det bygget en ny 420 kV-ledning mellom Ertsmyra og Tonstad. Den kan bli en del av en fremtidig Ertsmyra-Stokkeland.

Tonstad stasjon er i dag eid av Sira-Kvina kraftselskap. Vi har i denne utredningen ikke sett på reinvesteringsbehovet i Tonstad, da dette ikke har hatt betydning for analysen. Når Ertsmyra stasjon og ledningen mellom Ertsmyra og Tonstad er ferdig bygget, kan det være rasjonelt å ta ledningen til Stokkeland ut fra Tonstad stasjon og la denne bli Ertsmyra-Stokkeland. Tonstad stasjon vil dermed bli et rent produksjonsanlegg som blir driftet med en radial mot Ertsmyra stasjon.

Vi bør undersøke dette nærmere før Statnett overtar Tonstad stasjon som en del av tredje elmarkeds-pakke eller før det blir besluttet større reinvesteringer i Tonstad stasjon.

### 5.3 Skal Åna-Sira være en transmisjonsnettstasjon?

Eierskapet i Åna-Sira stasjon er sammensatt og vi har ikke tilstrekkelig kjennskap til anleggene i stasjonen til å kunne vurdere tilstanden ved disse. I vår analyse har vi forenklet lagt til grunn samme tidspunkt for reinvestering som for Kjelland og gjort en grov vurdering av disse kostnadene. Nåverdi av reinvesteringskostnaden har vi antatt til 250 MNOK.

Et alternativ til å reinvestere i Åna-Sira er å koble eksisterende transmisjonsnettledning forbi stasjonen, slik at Åna-Sira ikke lengre er en transmisjonsnettstasjon. Dette kan gi sparte reinvesteringer i transmisjonsnettstasjonen, men kan også føre til økte kostnader i regionalnettet mellom Åna-Sira og Kvinesdal. Vi har ikke gjort en samfunnsøkonomisk vurdering av hvilken løsning som er rasjonell, men vi bør gjøre en vurdering av alternativene før eventuell overtakelse av Åna-Sira stasjon eller før det tas beslutninger om større reinvesteringer i denne stasjonen.

## Kilder

1. **NVE.** *Oppsummeringsrapport: Høring om tariffer for uttak i distribusjonsnett.* 2016.
2. —. *NVEs bakgrunnsnotat for vedtak om 132/420 kV anlegg for produksjon og omforming av kraft og for tilknytning av Lysebotn II kraftverk.* 2013.
3. **Lyse Elnett.** Brev til OED: Nettsituasjonen i Sandnes Øst og Ryfylke og mulighetene for tilknytning av ny fornybar produksjon. 2016.

**Statnett SF**

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: [firmapost@statnett.no](mailto:firmapost@statnett.no)

Nettside: [www.statnett.no](http://www.statnett.no)

**Statnett**