

Kvalitetssikring av Kraftsystemet i Sør-Rogaland – analyse av behov og tiltak

Haakon Vennemo, Ingeborg Rasmussen og John Magne Skjelvik

VISTA ANALYSE AS



Dokumentdetaljer

Vista Analyse AS	Rapport nummer 2016/55
Rapporttittel	Kvalitetssikring av Kraftsystemet i Sør-Rogaland – analyse av behov og tiltak
ISBN	978-82-8126-312-3
Forfatter	Haakon Vennemo, Ingeborg Rasmussen og John Magne Skjelvik
Dato for ferdigstilling	09.12.2016
Prosjektleder	Haakon Vennemo
Kvalitetssikrer	Henrik Lindhjem
Oppdragsgiver	Statnett
Tilgjengelighet	Offentlig
Publisert	www.vista-analyse.no
Nøkkelord	Kraftledning, kraft, samfunnsøkonomisk analyse, konseptvalgutredning, kvalitetssikring, Rogaland

Forord

Foreliggende rapport er vår kvalitetssikring av konseptvalgutredningen for videre utvikling av kraftsystemet i Sør-Rogaland. Kvalitetssikringen er gjennomført på oppdrag fra Statnett. Ingrid Mittet var Statnetts kontaktperson i første del av arbeidet. I andre del har Tor Morten Sneve vært kontaktperson. I tillegg har en rekke ressurspersoner hos Statnett deltatt på arbeidsmøter, bidratt med informasjon og kunnskap og svart på spørsmål underveis i kvalitetssikringsprosessen. Vi takker for stor behjelpelighet og et konstruktivt samarbeid.

Kvalitetssikringen ble gjort ferdig på grunnlag av konseptvalgutredning gjort tilgjengelig 18. og 21. november.

Oslo, 9. desember 2016

Haakon Vennemo

Prosjektleder

Vista Analyse AS

Innhold

Forord	1
Sammendrag og konklusjoner	5
1. Innledning	11
1.1 Objektet for kvalitetssikringen	11
1.2 Arbeidet med kvalitetssikringen og tidsforløp	12
1.3 Nærmere om kvalitetssikringen.....	13
2. Behovsanalysen	15
2.1 Overordnet vurdering	15
2.2 Hovedpunkter i KVVU-ens behovsanalyse	15
2.3 Vurdering av KVVU-ens behovsanalyse.....	20
3. Mål og rammer	22
3.1 Overordnet vurdering	22
3.2 Mål og rammer i KVVU.....	22
3.3 Vurdering av mål og rammer i KVVU.....	23
4. Aktuelle konsepter – mulighetsstudie.....	25
4.1 Overordnet vurdering	25
4.2 Hovedpunkter i KVVU-ens mulighetsstudie	26
4.3 Vurdering av KVVU-ens mulighetsstudie.....	28
4.4 Vedlegg 1: Underlagsnotat om miljøvirkninger	28
5. Alternativanalysen.....	31
5.1 Overordnet vurdering	31
5.2 Alternativanalysen i KVVU-en	32
5.3 Konseptene realiserer mål og rammer	35
5.4 Den samfunnsøkonomiske analysen er stort sett god	35
5.5 Verdien av ny informasjon er vurdert	42
5.6 Fordelingseffekter er tilfredsstillende vurdert.....	45
5.7 Alternativanalysen trekker etter vårt syn for bastante konklusjoner	45
6. Vurdering og anbefaling.....	47

Referanser 48

Vedlegg 1: Endringer i KVU-en i løpet av kvalitetssikringen..... 49

Tabeller:

Tabell S.1.1 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nettkonseptene..... 7

Tabell 1.1 Tidslinje for aktiviteter i forbindelse med KS av KVU Sør-Rogaland 12

Tabell 2.1 Oppsummert vurdering av behovsanalysen 15

Tabell 3.1 Oppsummert vurdering av mål og rammer 22

Tabell 4.1 Oppsummert vurdering av aktuelle konsepter og mulighetsstudie..... 26

Tabell 4.2 Samlet miljøvirkning av konseptene. 29

Tabell 5.1 Oppsummert vurdering av alternativanalysen 32

Tabell 5.2 Kostnadsestimat for reinvesteringer i ledninger i nullalternativet (MNOK) .. 38

Tabell 5.3 Kostnadsestimat for reinvesteringer i stasjoner i nullalternativet (MNOK)... 39

Tabell 5.4 Kostnadsestimat for Lyse-Stokkeland, Lyse Bærheim og Lyse-Stølaheia (MNOK) 39

Tabell 5.5 Endring i drift- og vedlikeholdskostnader sammenlignet med nullalternativet 40

Tabell 5.6 Prissatte- og ikke prissatte virkninger (MNOK 2016) 42

Tabell 5.7 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nettkonseptene..... 46

Tabell V.1 Tidslinje for aktiviteter i forbindelse med KS av KVU Sør-Rogaland 49

Figurer:

Figur S.1.1 Mulige tilknytningspunkt i Vestre korridor for ny 420 kV ledning. Kilde: Mulighetsstudien. 6

Figur 2.1 Fordeling av effektforbruk på forbruksgrupper i Sør-Rogaland. Prosent. Kilde: KVU-ens Behovsanalyse 17

Figur 2.2 Forventet flyt på Sør-Rogalandsnittet med og uten 240 MW ny vind- og småkraft. Kilde. Behovsanalysen..... 19

Figur 4.1 Mulige tilknytningspunkt i Vestre korridor for ny 420 kV ledning. Kilde: Mulighetsstudien. 27

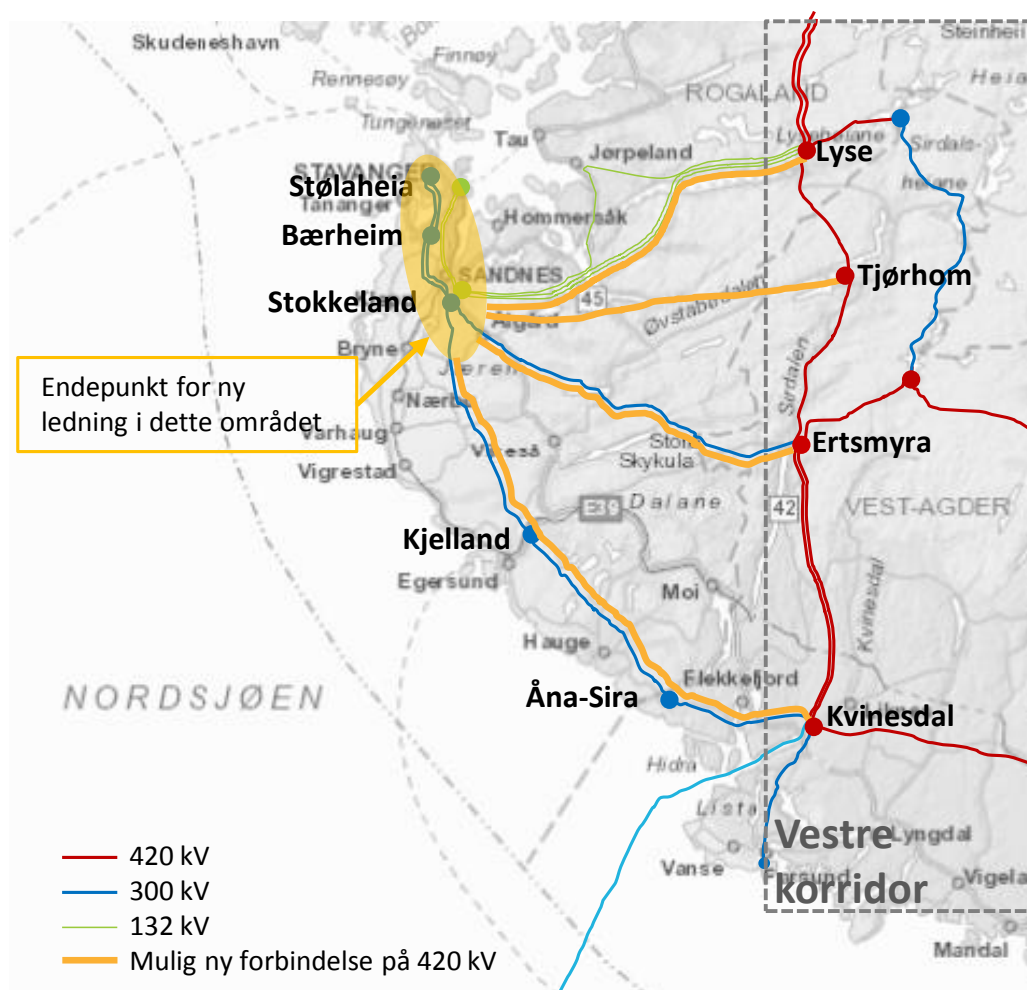
Figur 5.1 Estimeringsmodell for investeringskostnader 37

Sammendrag og konklusjoner

Utredningen «Kraftsystemet i Sør-Rogaland – Analyse av behov og tiltak» tilfredsstillter etter vårt skjønn de krav som OED (2013) setter til konseptvalgutredninger. Utredningen redegjør presist for behovet for tiltak, gir hensiktsmessige mål for tiltaket, argumenterer godt for hvilke konsepter som kan imøtekomme behovet, og analyserer relevante konsepter. Utredningen konkluderer med at Statnett bør bygge ny sentralnettsledning fra Lyse til Stokkeland. Ledningen bør stå ferdig i 2023 for å unngå risiko for strømutkobling ved intakt nett fra 2025. Vi mener denne konklusjonen er for kategorisk sett i forhold til saksunderlaget. Etter vår vurdering er det ikke godtgjort at forsyningssituasjonen er kritisk i 2025, og samfunnet har dermed bedre tid til rådighet. Det er usikkert hvor fort etterspørselen øker. Det er lite som skiller Lyse-Stokkeland fra alternativet Lyse-Bærheim og begge bør utredes videre. Et regionalt nettalternativ knyttet til det nye kraftverket i Lysebotn II bør også utredes. Det regionale alternativet kan gi verdifulle år i utsettelse av sentralnettstiltak, til moderat kostnad.

Kraftnettet inn mot Sandnes og Stavanger i Sør-Rogaland er sårbart. Området har form av en stor odde, som forsynes av to sentralnettsledninger fra resten av landet, se figur S.1. Ved feil på en av ledningene vil kraftforsyningen til mange avhenge av at den andre ledningen fungerer. Videre har befolkningen i området vokst betydelig de senere årene. Folketallet i Sandnes, Stavanger og Sola er nesten 25 prosent høyere ved inngangen til 2016 enn 14 år tidligere. Dersom vi skulle få samme vekst framover, vil vi rundt 2030 stå overfor en befolkning på henimot tre hundre tusen personer, med tilhørende kraftbehov.

Forsyningssikkerhet i lys av denne befolkningsveksten er årsaken til at Statnett har igangsatt konseptvalgutredningen «Kraftsystemet i Sør-Rogaland, analyse av behov og tiltak». Statnetts utredning konkluderer med at det beste alternativet for å løse det identifiserte behovet er å bygge nytt sentralnett fra Lyse til Stokkeland som kan stå ferdig til bruk i 2023. Lyse-Stokkeland er ifølge utredningen et klart bedre valg enn alternativet Lyse-Stølaheia, og noe bedre enn Lyse-Bærheim. Ifølge Statnett er det viktig å få Lyse-Stokkeland ferdig til 2023 fordi etterspørselen etter strøm en kald vinterdag mot midten av 2020-tallet kan tenkes å overstige kapasiteten, og føre til strømutkobling. Strømutkobling ved intakt nett skal ikke skje fordi det er svært kostbart, og den nye ledningen kan forhindre det.



Figur S.1.1 Mulige tilknytningspunkt i Vestre korridor for ny 420 kV ledning. Kilde: Mulighetsstudien.

Vista Analyse har fått i oppdrag å kvalitetssikre Statnetts utredning etter de retningslinjene OED (2013) har utarbeidet for kvalitetssikring av konseptvalgutredninger. Dette omfatter å vurdere om behov er godt redegjort for, om mål og rammer for tiltaket er fornuftige og i tråd med behovsanalysen, om utvalget av konsepter å analysere er rimelig, og om de analyserte konseptene er konsistente med mål og behov. Videre skal det vurderes om det er gjennomført en god samfunns-økonomisk analyse i tråd med gjeldende veiledere og metode og teori. Som kvalitetssikrer skal Vista Analyse også gjøre eventuelle tilleggsanalyser av alternativene, vurdere betydningen av fremtidig informasjon, og fremme en anbefaling om hvilke(t) konsept Statnett bør gå videre med.

Statnett har etter vår vurdering levert en god utredning

Utredningen «Kraftsystemet i Sør-Rogaland, analyse av behov og tiltak» tilfredsstillter etter vårt skjønn de kravene OED (2013) stiller til konseptvalgutredninger. Utredningen redegjør godt for behovet for tiltak, setter fornuftige mål for tiltaket, argumenterer klart for hvilke konsepter som kan imøtekomme behovet og analyserer de mest relevante konseptene. Den samfunnsøkonomiske analysen i utredningen er etter vår vurdering gjennomført i tråd med gjeldende veiledere og metode og teori. Spesielt er avbruddskostnader ved feil behandlet godt. Vi er uenige i behandlingen av avbruddskostnader ved intakt nett, men det er ikke en avgjørende innvending.

Vi mener det er riktig å skrinlegge Lyse-Stølaheia

En konklusjon i Statnetts rapport er at konseptet Lyse-Stølaheia bør skrinlegges. Vi er enig i denne konklusjonen. Statnett demonstrerer på en overbevisende måte at Lyse-Stølaheia er en dyrere løsning som ikke oppnår noe mer på nyttesiden enn Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim. Lyse-Stølaheia er dyrere enn alternativene til tross for at den versjonen av Lyse-Stølaheia som analyseres, er nedstrippet og billigere enn versjoner som har vært til diskusjon før.

Forskjellen i kostnad skyldes blant annet omfattende kablingskostnader. Forskjellen i kostnad er så stor at konklusjonen er robust. I tillegg gir Lyse-Stølaheia færre muligheter (reduisert fleksibilitet) for den videre planleggingen av kraftnettet i Sør-Rogaland enn de andre alternativene gir.

Statnett har søkt konsesjon på Lyse-Stølaheia, men ønsker nå å trekke søknaden. Basert på analysen i rapporten er dette en naturlig oppfølging.

Avbrudd ved intakt nett er avgjørende

Statnett presenterer en samfunnsøkonomisk analyse der det kan se ut til at nullalternativet – ikke å bygge ny kraftlinje før tidligst 2063 – kommer best ut. I Statnetts analyse har nullalternativet like prissatte virkninger som utbyggingsalternativene Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim, og nullalternativet har bedre ikke-prissatte virkninger.

I Statnetts resonnement er det tatt med en kostnad ved strømbrudd ved intakt nett. Å unngå strømbrudd ved intakt nett er samtidig et såkalt skal-krav i analysen. Vi mener det blir dobbelttelling å inkludere kostnaden ved strømbrudd ved intakt nett både som et endelig beløp i den samfunnsøkonomiske kalkylen og som skal-krav som trumfer alt annet utenom kalkylen. Når vi fjerner beløpet i kalkylen, blir nullalternativets fortrinn enda klarere, jf tabell S.1. Nullalternativet blir nå 300 millioner kroner mer lønnsomt enn det nest beste alternativet.

Tabell S.1.1 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nettkonseptene

MNOK 2016 nåverdi	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
Sum prissatte virkninger ifølge KVV	-3470	-3490	-3640	-4660
Minus kostnad ved tvangsmessig utkobling av forbruk	260			
Sum prissatte virkninger	-3210	-3490	-3640	-4660
Differanse fra nullalternativet	0	-280	-430	-1450
Ikke-prissatte avbruddskostnader		+	+	+
Miljøvirkninger		-/--	--	--

Slik vi leser det, er grunnen til at vi får disse tallene at det er veldig dyrt å bygge nett. I kalkylen prises verdien av ikke-levert strøm til 30-70 kr/kWh, som er kanskje 50 ganger høyere enn dagens markedspris til forbrukere inkludert nettleie. Likevel får vi ikke lønnsomhet i ledningsalternativene.

Når Statnett likevel konkluderer med at det er ønskelig å bygge ledning, skyldes det kravet om å sørge for så stor nettkapasitet at befolkningen i Sør-Rogaland får levert strøm ved intakt nett dersom de ønsker det. Noe annet ville etter Statnetts mening være uakseptabelt. Vi er enige i at det i et moderne samfunn er uakseptabelt å legge opp til strømutkobling – for eksempel rullerende strømutkobling av fire timer lengde – istedenfor å bygge tilstrekkelig nett.

Vi mener samfunnet trolig har bedre tid enn Statnett har lagt til grunn

Av de to ledningsalternativene som står igjen når Lyse-Stølaheia er valgt bort, prioriterer Statnett Lyse-Stokkeland. Statnett ønsker å komme i gang med Lyse-Stokkeland fortest mulig, slik at den kan stå ferdig i 2023. Begrunnelsen for at det haster, ifølge Statnett, er at det allerede midt på 2020-tallet oppstår en risiko for at etterspørselen etter strøm overstiger kapasiteten.

Etter vår vurdering har ikke Statnett argumentert overbevisende for at risikoen for strømutkobling ved intakt nett oppstår allerede midt på 2020-tallet. Det blir unøyaktig å legge til grunn at risikoen for strømutkobling oppstår et bestemt år, slik Statnetts formuleringer legger opp til. I praksis er spørsmålet hvilken sannsynlighet man tolererer. En tolkning av utredningen er at sannsynligheten for strømbrydd ved intakt nett overskrider det tolererbare midt på 2020-tallet. Utredningen gjør ikke rede for noe toleransekriterium og sier at sannsynligheten for strømbrydd midt på 2020-tallet er ukjent. Vi synes dette blir upresist, all den stund man samtidig begrunner milliardinvesteringen med at sannsynligheten for strømbrydd er blitt for høy. Hvordan kan den være for høy når man ikke vet hva den er? I de formelle analysene som følger rapporten er risikoen for strømbrydd ved intakt nett satt til 0,0 inntil år 2040. Dette er enkelt sagt risikoen under et mildt år, som er så godt som null, pluss risikoen under et kaldt år, som også må være forsvinnende liten for at totalen skal bli null. Utredningen uttaler at som følge av tiltak i Bærheim stasjon vil forsyningssikkerheten i Stavanger være om lag den samme i 2025 som i dag.

Dersom kraftforbruket i Sør-Rogaland fortsetter å øke, vil man før eller senere måtte forsterke ledningsnettene inn. Men etter vår vurdering synes det ikke å være presserende i dag. Statnett argumenterer for at det er bedre å være for tidlig ute enn for sent. Det forutsetter imidlertid at man ikke kan bruke ventetiden fornuftig. Vi mener det åpenbart er stor usikkerhet om, og hvor fort etterspørselen øker, og gitt at den øker er det ikke sikkert at Lyse-Stokkeland er den beste løsningen. Her kan det være verdt å minne om at Statnett så sent som i 2015 mente at Lyse-Stølaheia var den beste løsningen.¹ Året etter kan det se ut som man sparer minst en milliard på å velge en annen løsning.

Lyse-Stokkeland er ikke åpenbart bedre enn Lyse-Bærheim eller regionalnettsalternativet

I Statnetts samfunnsøkonomiske analyse kommer Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim så å si likt ut. Det er beregnet en forskjell på 150 millioner kroner, som er innenfor usikkerhetsmarginen i den tidlige fasen vi er i. I Lyse-Bærheim har man dessuten tatt kostnaden ved å forsterke nettet fra Stokkeland til Bærheim, som det går fram av underlagsrapporten Nettutviklingsstrategi – videre arbeid at Statnett har lyst til å gjøre i alle fall. Det vil koste i størrelsesorden 150 millioner.

¹ <http://www.statnett.no/Nettutvikling/Lyse-Stolaheia/Nyhetsarkiv/Statnett-gar-videre-med-Lyse--Stolaheia/>

Når Statnetts analyse likevel konkluderer i favør av Lyse-Stokkeland, så skyldes det to forhold: for det ene er Lyse-Stokkeland et mer modent konsept, og for det andre gir konseptet flere valgmuligheter for den senere nettutviklingen, enn Lyse-Bærheim.

Siden Lyse-Stokkeland er et mer modent konsept så kan det ferdigstilles før, og kostnadene er bedre utredet. Vi legger for vår del liten vekt på at Lyse-Stokkeland kan ferdigstilles før. Det er uansett ikke snakk om mange år i forskjell, og etter vår vurdering er det tid man har tilgjengelig. Når det gjelder kostnadenes modenhet så peker Statnett på at Lyse-Bærheim blir dyrere enn forutsatt dersom det må kables mer, eller dersom det viser seg at Bærheim stasjon må bygges helt om istedenfor å oppgraderes. Det er jo riktig, men det ligger i begrepet forventningsverdi at Lyse-Bærheim like gjerne kan bli billigere. Konkret blir alternativet billigere enn forutsatt dersom oppgradering av stasjonen er tilstrekkelig. Alternativet blir også billigere enn forutsatt dersom det kables mindre enn det man har tatt høyde for per i dag.

Ved å gi seg selv bedre tid kan man utrede Lyse-Bærheim videre slik at man får bedre begrep om kostnadene og også kan vurdere den beste stasjonsstrukturen nord for Stokkeland. Dersom stasjonsstrukturen først legges på nytt, kan det tenkes at et konsept knyttet til en ny stasjon viser seg attraktivt. Det kan man også holde muligheten åpen for hvis man unngår å binde seg nå.

Det har vært et argument at dersom man bygger Lyse-Stokkeland ferdig til 2023, kan man unngå levetidsforlengende tiltak i Stokkeland stasjon som ellers ville vært nødvendig på denne tiden. Det er vårt inntrykk at dette argumentet over tid har fått mindre slagkraft. Det er blitt klart at noen kostnader til levetidsforlengning påløper før 2023, og dessuten at den gamle Stokkeland stasjon ikke nødvendigvis kan saneres. Kanskje vil den leve videre som regionalnettstasjon, som gir konsekvenser for miljøvurderingen, og som gir anslagsvis 50 millioner i ytterligere kostnader.

Et annet alternativ til å bygge Lyse-Stokkeland nå, er å utvikle regionalnettet. Av mulighetsstudien går det frem at dersom et nytt kraftverk som er under bygging, Lysebotn II, kobles mot regionalnettet, så vil tidspunktet for utkobling ved intakt nett forskyves med om lag fem år. Dersom det i tillegg er mulig å øke spenningen i regionalnettet, så vil tidspunktet forskyves enda tre-fire år. Til sammen kan altså regionalnettstiltaket utsette tidspunktet for handling med opptil ni år. Kostnaden antydes å være drøye 200 millioner kroner pluss en mulig kostnad i form av økte linjetap. Dette fortøner seg som lave beløp sammenliknet med milliardinvesteringer i ny nytt sentralnett, og sentralnettinvesteringen kunne vente til man uansett må gjøre hovedombygging av stasjoner i 2035-2040. Statnett avviser regionalnettsalternativet fordi det ikke kan ferdigstilles tidsnok. I og med at 2025 etter vårt syn ikke er et kritisk tidspunkt, er ikke dette et argument vi ville lagt særlig vekt på.

Alt i alt er det altså etter vår vurdering flere grunner til at man har bedre tid enn utredningen gir inntrykk av:

- Tidspunktet «midt på 2020-tallet» ser ikke ut til å være kritisk
- Etterspørselsutviklingen og det langsiktige behovet i regionen er usikkert. Veksten i etterspørsel kan forsinkes og reduseres, selv om den selvsagt også kan forseres.
- Lyse-Bærheim og regionalnettsalternativet (kombinert med senere utbygging dersom etterspørselen øker) er lovende alternativer som fortjener videre undersøkelser.

- Ved først å optimalisere stasjonsstrukturen kan nye endepunktskonsepter fremstå som attraktive.

Vår oppsummering og anbefaling

- Vi støtter Statnett i at alternativet Lyse-Stølaheia kan skrinlegges.
- Vi mener det ikke haster å bygge nytt sentralnett. Slik det ser ut nå, kan området tåle en utsettelse av beslutningen til henimot midten av 2020-tallet.
- Per i dag er det lite som skiller alternativene Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim. Vi anbefaler å ta begge alternativene med i den videre vurderingen.
- Vi vil også foreslå å utrede videre et alternativ der Lysebotn II kobles mot regionalnettet og spenningen i regionalnettet økes. Det kan gi verdifulle år i utsettelse av sentralnettstiltak til en moderat kostnad. Kanskje kan man med regionalnettstiltakene vente med sentralnettstiltak til tidspunktet for hovedombygging av stasjoner i 2035-2040.

1. Innledning

Etterspørselen etter kraft i Sør-Rogaland har i lang tid vært økende og forsyningssituasjonen oppleves som presset. Statnett har utarbeidet konseptvalgutredningen (KVU-en) *Kraftsystemet i Sør-Rogaland – analyse av behov og tiltak* for nærmere å vurdere behov og valg av tiltak. Vista Analyse har på oppdrag fra Statnett kvalitetssikret utredningen i tråd med gjeldende retningslinjer (OED, 2013).

1.1 Objektet for kvalitetssikringen

Utredningen ser i hovedsak på hvordan Statnett kan møte det økende behovet for kraft, særlig effekt, i Sør-Rogaland. Økende behov fremover er særlig knyttet til antatt befolkningsvekst. Etter en vurdering av ulike muligheter, ender utredningen med å studere ledningsalternativene Lyse-Stokkeland, Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia. Det er behov for og studien av disse alternativene, etter forutgående nedvalg i mulighetsstudien, som er objektet for denne kvalitetssikringen.

Statnett uttaler i den delen av KVU som gjelder nettutviklingsstrategien at ledningen inn fra Lyse er første trinn i en nettutviklingsstrategi for området nord for Stokkeland. Vi har ikke vurdert den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i slike senere trinn. Senere trinn har vi ikke vurdert bortsett fra i) i den grad de påvirker opsjonsanalysen knyttet til trinn én, og ii) som ledd i vurderingen av KVUs kapittel om nettutviklingsstrategi. Det er i hovedsak trinn én som er objektet for kvalitetssikringen.

Statnett søkte i 2013 konsesjon for ny ledning fra Lyse til Stølaheia, men opplyser i nettutviklingsstrategien at Statnett planlegger å trekke den, men oversende tilleggssøknad for Lyse-Stokkeland. Vår kvalitetssikring omfatter ikke disse planene uten som ledd i vurderingen av KVUs kapittel om nettutviklingsstrategi.

Den ferdige KVU-en med vedlegg er oversendt oss fredag 18. og mandag 21. november 2016. KVU-en er strukturert i form av et kort sammendrag på fem sider fulgt av fem underlagsrapporter om henholdsvis behov, mål og rammer, mulighetsrommet, konseptanalyse og nettutviklingsstrategi – videre arbeid. Dette er de vanlige stikkordene i en KVU, og vi behandler dem her som deler av KVU-en (og ikke bare underlag).

En viktig del av kvalitetssikringen har vært å gjennomgå utkast til KVU. Dette har bidratt til å gi KVU-en dens ferdige, kvalitetssikrede form. Se vedlegg 1 for en dokumentasjon av viktige endringer underveis.

Som ledd i kvalitetssikringen har vi også gjennomgått en god del dokumentasjon som Statnett har gjort tilgjengelig for oss. Viktige grunnlagsdokumenter er:

- Notat miljøvurdering KVU Sør-Rogaland datert 17. november
- Notat kostnadsestimat KVU Sør-Rogaland datert 18. november
- Notat usikkerhetsanalyse KVU Sør-Rogaland datert 11. oktober
- Notat rimelighetsvurdering KVU Sør-Rogaland datert 15. september (ppt)
- Regneark m filnavn Mulighetsstudie fil lagret 20. november
- Regneark m filnavn Alternativanalyse fil lagret 20. november
- Regneark m filnavn Avbruddskostnadsberegning feilhendelser fil lagret 27. oktober
- Regneark m filnavn Avbruddskostnadsberegning utkobling med intakt nett lagret 27. oktober

- Regneark m filnavn Beregning av input til utfallsanalyse lagret 27. oktober
- Notat Beskrivelse av regneark benyttet i avbruddskostnadsberegningene i KVVU Sør-Rogaland datert 24. oktober
- Word-dokument Brukerveiledning samfunnsøkonomiregneark fil lagret 27. oktober
- Word-dokument Systemanalyserapport fil lagret 27. mai
- Word-dokument Systemanalyserapport RegionalNett fil lagret 27. mai

Vi har også studert og kommentert tidligere versjoner av flere av disse dokumentene.

1.2 Arbeidet med kvalitetssikringen og tidsforløp

Avrop/kontrakt om KVVU for Sør-Rogaland ble undertegnet 10. mars 2016, jf. Tabell 1.1. Dette gjaldt kvalitetssikring av KVVU frem til konseptanalysen, dvs del I-III.

Første utkast til KVVU bestående av del I-III ble gjort klart og hentet ut fra eroom 11. mars 2016. Notat 1 med kommentarer til KVVU ble oversendt 8. april. Det ble så enighet om å kvalitetssikre KVVU-en i sin helhet. Tilleggsavrop om dette ble undertegnet 19. april.

Andre utkast til full KVVU ble gjort klart, og hentet ut fra eroom 27. mai. Dette dokumentet ble kommentert i form av Notat 2 av 10. juni.

På bakgrunn av Notat 2 ble KVVU revidert. Tredje versjon av KVVU-en forelå i perioden 12-27. oktober. Notat 3 kommenterte dette utkastet 3. november. Endelig KVVU ble oversendt på eposter 18-21. november.

Tabell 1.1 Tidslinje for aktiviteter i forbindelse med KS av KVVU Sør-Rogaland

Aktivitet	Dato
Avrop undertegnet	10. mars ¹
Første utkast til KVVU (Del I-III)	11. mars
Notat 1 fra Vista	8. april
Tilleggsavrop undertegnet	19. april
Andre utkast til KVVU (Full minus sammendrag)	27. mai
Notat 2 fra Vista	10. juni
Tredje utkast til KVVU (full)	12-27. oktober
Notat 3 fra Vista	4. november
Endelig KVVU ferdig	18-21. november

Kilde: Vista Analyse

¹ Avropet er udatert, men filen er datert 10. mars.

1.3 Nærmere om kvalitetssikringen

Konseptvalgutredninger i Statnett er vanligvis underlagt kvalitetssikringsregimet hjemlet i Energiloven § 2-1 tredje ledd. Dette krever at utredningen skal gjennom en ekstern kvalitetssikring og dernest behandles av Olje- og Energidepartementet (OED). I følge OED (2013) er formålet med KVU og kvalitetssikringen:

”...å styrke energimyndighetenes styring med konseptvalget, synliggjøre behov og valg av hovedalternativ samt å sikre at den faglige kvaliteten på de underliggende dokumenter i beslutningsunderlaget er god”

Vista Analyse har på oppdrag fra Statnett kvalitetssikret KVU *Kraftsystemet i Sør-Rogaland – Analyse av behov og tiltak* i tråd med OED sin veileder for konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker (OED, 2013). Nettmeldingen (Melding til Stortinget 14 (2011-2012)) legger sammen med veilederen føringer for konseptvalgutredningen og den eksterne kvalitetssikringen. Den nye energimeldingen (Melding til Stortinget 25 (2015-16)) bekrefter føringene.

Under arbeidet informerte Statnett om at utredningen neppe ville legges fram for OED. Statnett ba om at kvalitetssikringen ble fullført på vanlig måte. Vi har fullført vår kvalitetssikring etter avtalt mandat og har fulgt de rutiner for kvalitetssikring som vi vanligvis følger.

Rapportens navn er altså Kraftsystemet i Sør-Rogaland – Analyse av behov og tiltak etter 2020. I samråd med Statnett har vi beholdt betegnelsen KVU og konseptvalgutredning om rapporten.

2. Behovsanalysen

OEDs veileder (OED, 2013) slår fast at «*vurdering av behovet for tiltak og en samfunnsøkonomisk vurdering av de alternative konseptene, er de sentrale delene av en konseptvalgutredning*».

OED spesifiserer at kvalitetssikrer skal utføre følgende oppgaver i forbindelse med behovskapitlet:

- Vurdere om analysen i tilstrekkelig grad dokumenterer eksisterende og forventet utvikling i forbruk, produksjon, nettets fysiske tilstand eller andre prosjektutløsende behov.
- Vurdere forutsetningene som legges til grunn i vurderingen av sannsynlig utvikling.
- Vurdere om behovet for å gjennomføre et tiltak er godtgjort.
- Vurdere om behovsanalysen er tilstrekkelig komplett.

Veilederen presiserer at KVV-en skal inneholde en analyse og vurdering av det *prosjektutløsende behovet* som kan utløse et eventuelt tiltak. Videre stilles det krav om en kartlegging og vurdering av *interessenter* som har betydning for behovet, mer spesifikt forbruk, produksjon og tilstanden i nettet. Virkninger på andre interessenter skal ikke vurderes i behovsanalysen. Det skal fremgå tydelig hva som er eksisterende behov, i form av begrensninger i dagens overføringskapasitet, og hva som er forventet behov basert på vurdering av sannsynlig utvikling.

2.1 Overordnet vurdering

Vi har vurdert foreliggende behovsanalyse i henhold til veilederens krav. Vurderingen er oppsummert i Tabell 2.1.

Tabell 2.1 Oppsummert vurdering av behovsanalysen

Tilfredsstillende beskrivelse av forventet utvikling i forbruk, produksjon, nettets fysiske tilstand eller andre prosjektutløsende behov	✓✓
Vurdere forutsetningene som legges til grunn i vurderingen av sannsynlig utvikling	✓✓✓
Vurdere om behovet for å gjennomføre et tiltak er godtgjort	✓✓✓
Behovsanalysen tilstrekkelig komplett (inkludert en kartlegging og vurdering av interessenter)	✓✓✓

Merknad: Antall ✓ svarer til grad av positivitet i vurderingen. Tre ✓ innebærer at kvalitetssikrer ikke har vesentlige merknader. To ✓ tilsvare noen merknader. Én ✓ tilsvare vesentlige merknader. ✗ svarer til negativ vurdering.

2.2 Hovedpunkter i KVV-ens behovsanalyse

2.2.1 Sør-Rogaland er et område med liten produksjon og stort importbehov av kraft

Sør-Rogaland, som er definert som området fra Feda i sør til Stavanger i nord og fra Lysebotn i øst til kysten i vest, er et område med mye forbruk og lite produksjon. Forbrukstygdepunktene i området er de befolkningsrike områdene på Nord-Jæren, inkludert Stavanger og Sandnes. Forbruket i regionen kan en kald vinterdag komme opp mot 1 400 MW.

Regulerbar produksjonskapasitet i området utgjør i dag ca. 300 MW, slik at maksimalt overføringsbehov inn til området i dag ligger på ca. 1 100 MW. Det er to transmisjonsnettledninger som transporterer strøm inn til området, en 300 kV-ledning fra hhv. Feda og Tonstad som møtes i Stokkeland transformatorstasjon i Sandnes. Herfra går det to 300 kV-ledninger på samme masterekke (dobbelkurs) frem til Bærheim transformatorstasjon ved Forus, og derfra videre til Stølaheia transformatorstasjon i Stavanger. Videre er det tre regionalnettsledninger på 132 kV fra Lysebotn og vestover mot Nord-Jæren.

N-1-overføringskapasiteten (kapasiteten med en feil på ledningene) i transmisjonsnett inn til Sør-Rogaland er i dag ca. 700 MW, mens N-0-kapasiteten (kapasiteten uten feil på ledningene) er ca. 1 200 MW. Overføringskapasiteten på transmisjonsnett er således sårbar for feil i nettet.

I tillegg er det ifølge Behovsanalysen følgende utfordringer i kraftsystemet i Sør-Rogaland:

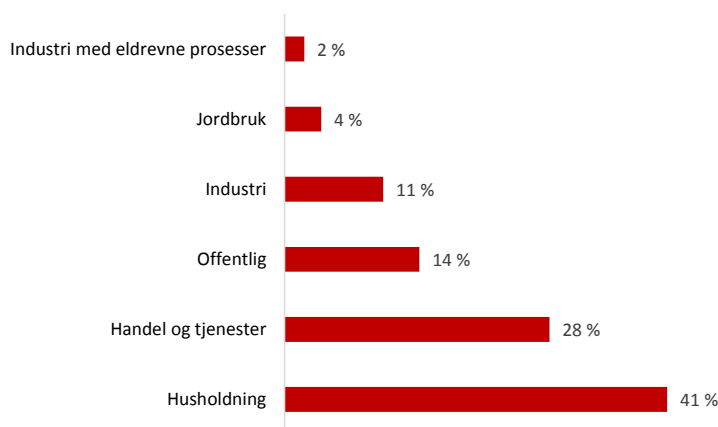
- Lave spenninger, noe som gjør at en ikke kan utnytte den termiske kapasiteten på ledningene i transmisjonsnett. På kalde vinterdager vil importbehovet overstige overføringskapasiteten, gitt av spenningen, og utfall av en transmisjonsnettledning vil gi avbrudd hos kunder.
- Regionalnettet i området er høyt utnyttet. Ved feil på ledninger er det ikke sikkert alt forbruk kan dekkes før feilen er reparert.
- Et mastehavari på de to 300 kV-ledningene mellom Stokkeland og Stølaheia vil bryte overføringen på begge ledningene, og vil kunne føre til utkobling av et stort forbruk. Sannsynligheten for et slikt mastehavari er liten, men også vanskelig å anslå.
- Begge 300 kV-ledningene som kommer inn i Stokkeland stasjon gir sårbarhet for feil i denne stasjonen. Sannsynligheten for utfall av en hel stasjon er imidlertid liten.
- Grunnet høy utnyttelse av dagens 300 kV-ledninger er det utfordrende å få gjennomført nødvendig vedlikehold og reinvesteringer på ledninger og i stasjoner.

Statnett er i gang med flere tiltak i nettet som vil øke overføringskapasiteten inn til Sør-Rogaland. Dette er hovedsakelig tiltak som bedrer spenningsforholdene i nettet. Med dagens forbruksnivå vil tiltakene bidra til å øke N-1-kapasiteten inn til området fra 700 MW til ca. 850 MW (Figur 10 i Behovsanalysen), og dermed redusere sannsynligheten for at en feil i transmisjonsnett medfører utkobling av forbruk.

Det er et stort reinvesteringsbehov i transmisjonsnettstasjonene på 2020- og 2030-tallet. Det samlede reinvesteringsbehovet har en estimert nåverdi på ca. 1,6 mrd. kr., hvorav reinvesteringene i Stokkeland stasjon utgjør 540 mill.kr. (Tabell 2 i Behovsanalysen).

2.2.2 Alminnelig forsyning er største kundegruppe

Forbruket fordeler seg i dag på følgende brukere:



Figur 2.1 Fordeling av effektforbruk på forbruksgrupper i Sør-Rogaland. Prosent.
Kilde: KVVU-ens Behovsanalyse

Figur 2.1 viser at vel 40 prosent av forbruket er i husholdningene. Alminnelig forsyning, som utgjør husholdninger, offentlig forvaltning og næringsliv utenom industri utgjør til sammen 87 prosent.

En stor del av elforbruket i alminnelig forsyning går til oppvarming, noe som innebærer at forbruket er størst på vinteren. Maksimalt forbruk har økt jevnt fra ca. 400 MW i 1970 til nesten 1 400 MW i dag (beregnet) i takt med befolkningsveksten. Effektiviteten har vært tilnærmet konstant på ca. 4 kW/person i de siste 10 årene.

2.2.3 Forbruket i området forventes å øke i årene fremover

Historisk har befolkningsveksten vært den viktigste driveren for forbruksvekst i Sør-Rogaland. Behovsanalysen tar utgangspunkt i Statistisk sentralbyrås prognoser fra 2014, som forventer befolkningsvekst i regionen i alle sine scenarier. I middelscenariet legges det til grunn en vekst på 14 prosent fra dagens nivå og frem mot 2025. Deretter avtar veksten noe frem mot 2035 og 2040. Denne veksttakten ligner den en har hatt i regionen historisk, bortsett fra perioden 2007-2015 som hadde høyere vekst. I SSBs lavscenarier er veksten fram mot 2025 på ni prosent før den etter hvert flater helt ut. I høyscenariet fortsetter den høye veksten en har sett i regionen fra 2007 helt fram til 2060. Behovsanalysen legger SSBs middelscenario til grunn for sine forbruksprognoser.

SSBs prognoser legger til grunn at størstedelen av befolkningsøkningen kommer sør for Stavanger by. I middelscenariet legges det til grunn en befolkningsvekst på 11 prosent fram til 2040 for Stavanger kommune, mens veksten for Sandnes kommune anslås til over 40 prosent.

Effektforbruket per innbygger kan endre seg i fremtiden. Ettersom en stor del av forbruket går til alminnelig forsyning, vil drivere som påvirker effektforbruket til oppvarming være viktige for forbruksutviklingen framover. Mer energieffektive bygg vil kunne trekke forbruket per innbygger i alminnelig forsyning ned. Men ettersom byggene i regionen gjennomgående er nyere enn i resten av landet kan potensialet for energieffektivisering i eksisterende boligmasse være begrenset. Det vises dessuten til at gevinster ved tidligere energieffektiviseringer ved installering av varmepumper i stor grad er blitt tatt ut

i økt komfort, og dermed ikke har påvirket energiforbruket særlig. Her vil vi legge til at energieffektiviseringspotensialet i samlet boligmasse kan være signifikant dersom (som forutsatt her) nye hus er mer energieffektive enn gamle, og innbyggertallet vokser.

En stor økning i antall elbiler vil kunne dra effektforbruket opp. I Behovsanalysen forventes det at elbilen blir bil nummer én på lengre sikt. Dersom elbilandelen i regionen stiger fra dagens 3,1 prosentandel av bilparken til 50 prosent i 2035 vil dette gi et effektbehov for elbillading på opp mot 100 MW mot 4 MW i dag. Dersom man fortsatt får en topp i ladingen på ettermiddagen vil dette bidra betydelig til økt effektterspørsel i en periode med høy etterspørsel, og gi en økning i effektintensiteten per innbygger på 5 prosent.

Innføringen av «Avanserte Måle- og Styringssystemer» (AMS) fra 2019 kan gi større mulighet for laststyring av effektuttaket, bl.a. ved å flytte det fra en periode med høyt forbruk til en annen. I Behovsanalysen anslås det at dersom man antar at 20 prosent av varmtvanns- og elbilforbruket er laststyrt i 2025, stigende mot 25 prosent i 2030 og 30 prosent i 2035, kan effektforbruket reduseres med om lag 70 MW.

Overgang til mer effektintensive apparater i husholdningene som induksjons komfyrtopper og gjennomstrømsvarmere for varmtvann vil kunne gi høyere effektuttak. Felles for disse er at forbrukstiden reduseres, men effektuttaket er høyere når forbruket pågår. Behovsanalysen mener derfor at dette vil ha lite å si for det samlede effektuttaket i en litt lengre periode.

Behovsanalysen viser til at videre utbygging av fjernvarme og gassnett vil kunne redusere effektuttaket. Regionen har i dag et eget distribusjonsnett for gass. Maksimal effekt er ca. 790 MW, hvorav 210 MW er lokalisert i Stavanger og sørover. Lyse sitt fjernvarmenett dekker deler av området, og bidrar med 25 MW fjernvarme og 5 MW elektrisitet ved full kapasitet. Det er planer om å utvide fjernvarmenettet, hvorav ca. 25 MW er vedtatt utbygget. Totalt omfatter planene imidlertid ca 75 MW til 2026 og 125 MW til 2016 (Behovsanalysens figur 17). Det planlegges ingen utvidelse av naturgassnettet, men planlegges økt produksjon av biogass noen steder i regionen.

Behovsanalysen legger til grunn fortsatt konstant effektintensitet per innbygger i forventningsscenariet for fremtidig forbruksutvikling. Det pekes på at det er liten usikkerhet knyttet til denne forutsetningen på kort sikt, men at utviklingen er mer usikker på lengre sikt. Effektterspørselen fra elbiler er den største og viktigste usikkerheten knyttet til fremtidig effektintensitet. Økningen i denne kan skje raskt og kan dermed være vanskelig å planlegge for. På den annen side kan innføringen av AMS kompensere mye av en eventuell økning.

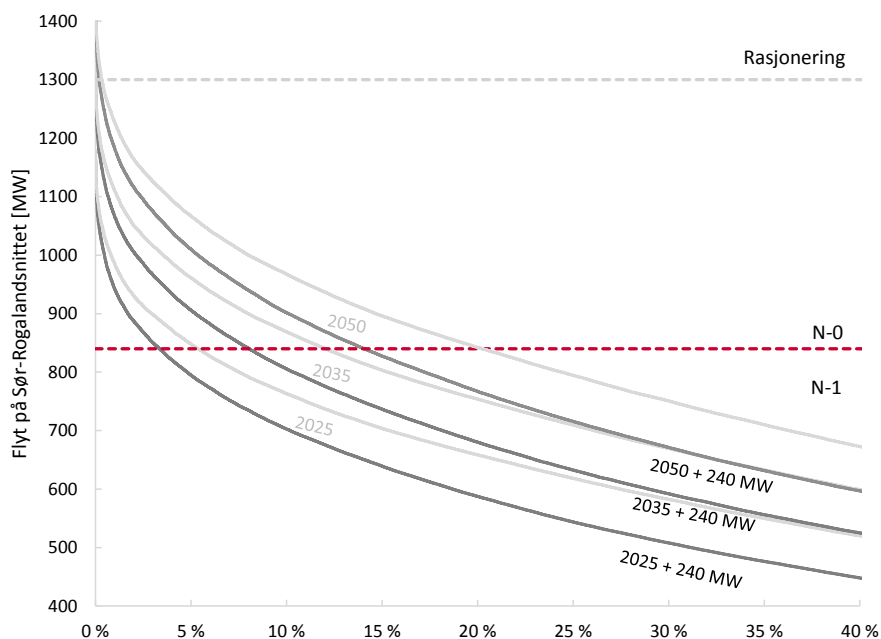
Behovsanalysen viser til at kraftforbruket i industrien i regionen er lite, og at en ikke forventer noen stor økning effektuttaket. Det forventes heller ikke elektrifisering av nye prosjekter på sokkelen på kort sikt.

2.2.4 Forventet økt effektbehov er prosjektutløsende behov

Den forventede forbruksveksten medfører at andelen av tiden hvor forsyningen er utenfor N-1 øker for hvert år fremover. Også i dag er en utenfor N-1 i korte perioder. Økt produksjonskapasitet i Sør-Rogaland kan bedre forsyningssikkerheten. Det er søkt om eller fått konsesjon for i underkant av 1 200 MW produksjonskapasitet, hvorav mesteparten er vindkraft og en liten del er vannkraft. 700 MW kan realiseres med dagens nett, og det er usikkert hvor mange av de planlagte prosjektene som faktisk blir bygget

ut. Basert på en gjennomgang av produksjonsplaner i området, gjenstående utbyggingspotensial og forventet realiseringsgrad legger Behovsanalysen til grunn av det blir bygget ut 240 MW ny produksjon i Sør-Rogaland, hvorav vindkraft utgjør 200 MW og småkraft 40 MW.³ Småkraften har imidlertid lite å si for overføringsbehovet.

Figur 2.2 viser at tiden utenfor N-1 i et normalår vil øke i årene framover som følge av forventet forbruksvekst, gitt dagens kapasiteter og vedtatte oppgraderinger m.v. Figuren viser også at økt vind- og småkraftkapasitet innenfor regionen vil redusere tiden utenfor N-1 noe, hovedsakelig etter 2025. I et tørt & kaldt år vil andelen av året utenfor N-1 være dobbelt så høy som i et normalår som figuren viser.



Figur 2.2 Forventet flyt på Sør-Rogalandsnittet med og uten 240 MW ny vind- og småkraft. Kilde. Behovsanalysen.

I følge Behovsanalysen vil forventet forbruk i makslast i 2035 ligge på nivå med den beregnede N-0-kapasiteten, og forbruksmengden og antall timer som ikke kan forsynes uten å få spenningskollaps selv om det ikke oppstår feil i nettet vil øke i årene etter. Behovsanalysen understreker den store usikkerheten i beregningen av N-0-kapasiteten, og at ulike forutsetninger gir en forskjell på +/- 50 MW kapasitet i 2035. Det er dessuten vanskelig å vurdere hvor høye forbrukstoppene blir så langt fram i tid.

På grunnlag av ovennevnte forutsetninger og vurderinger beregner Behovsanalysen nåverdien av forventede avbruddskostnader som følge av enkeltfeil i 132-420 kV-nettet til 250 mill.kr. Over 60 prosent av disse kostnadene skyldes feil på 300 kV-ledningene på strekningene Feda-Stokkeland og Tonstad-Stokkeland. I tillegg er det beregnet avbruddskostnader for utvalgte dobbeltfeil og utfall av stasjoner, og disse utgjør 40 mill.kr. i nåverdi.

Utover i analyseperioden vil en også få avbruddskostnader som følge av at en i perioder ikke klarer å forsyne alt forbruket fordi effektbehovet overskrider N-0-grensen.

³ Det er nå (desember 2016) bekreftet 315 MW vindkraft i området, jf Behovsanalysens punkt 7.4. Dette betyr ifølge Statnett lite for kurvene i figuren.

Tidspunktet for når dette oppstår er veldig usikkert, men det anslås at en risikerer å komme i en slik situasjon fra midten av 2020-tallet og utover. Nåverdien på forventede avbruddskostnader som følge av utkobling av forbruk ved intakt nett er estimert til 260 mill.kr., men anslaget er svært usikkert.

Det er en betydelig andel av mulige feilhendelser som ikke er verdsatt. Dette gjelder blant annet flere samtidige feil og følgefeil. Dette betyr isolert sett at avbruddskostnadene er undervurdert. I tillegg er det betydelig usikkerhet knyttet til følgende faktorer:

- Temperatur i de enkelte år
- Overføringskapasiteten i transmisjonsnettet
- Tilgang på lokal produksjon
- Forbruksutvikling og effekttopper
- Kostnadssatsene vi legger til grunn i beregningene
- Driftsituasjonen i periodene hvor importbehovet overstiger N-0 grensen

2.3 Vurdering av KVU-ens behovsanalyse

Analysen dokumenterer i tilstrekkelig grad eksisterende og forventet utvikling i forbruk, produksjon, nettets fysiske tilstand eller andre prosjektutløsende behov

Det prosjektutløsende behovet er forventet økt effektbehov som følge av forventet forbruksvekst hovedsakelig i alminnelig forsyning. Statnett belyser dette gjennom analyser av mulig forbruksvekst i årene framover. Siden befolkningsveksten historisk har vært viktig for forbruksutviklingen legges det stor vekt på å drøfte hvordan denne kan utvikle seg i årene fremover, gitt usikkerheten som oljeprisfallet har skapt for utviklingen i regionen.

Selv om utviklingen i husholdningenes effektforbruk er viktig, utgjør det tross alt bare vel 40 prosent av samlet effektforbruk i regionen. Utviklingen i effektterspørselen i næringslivet er behandlet nokså knapt, begrenset til en kort gjennomgang av mulig endringer i etterspørselen fra de største bedriftene i regionen. Det hadde vært ønskelig med en noe mer omfattende gjennomgang av hvordan effektterspørselen fra næringslivet kan tenkes å utvikle seg fremover.

Tilstanden i nettet er tilfredsstillende beskrevet, og behovet for tiltak for å unngå utkoblinger som følge av forventet forbruksvekst er synliggjort. Det er i denne sammenhengen positivt at det gjøres forsøk på å beregne avbruddskostnader for ulike hendelser i nettet, selv om disse er svært usikre. Tidspunktene for når det er ønskelig/nødvendig med reinvesteringer i de ulike delene av nettet framstår som litt uklare, noe som kan skyldes at det er et visst rom for fleksibilitet mht. dette.

Forutsetningene som legges til grunn i vurderingen av sannsynlig utvikling er relevante

Behovsanalysen baserer seg på en «tradisjonell» etterspørselsanalyse, hvor befolkningsvekst/økonomisk vekst justert for eventuelle effektivitetsforbedringer bestemmer utviklingen i *energi* etterspørselen. Etterspørselen etter *effekt* har tradisjonelt ikke vært analysert på samme systematiske måte. Det gis imidlertid omfattende plass til å drøfte hvilke faktorer som eventuelt kan påvirke effektterspørselen fremover. Dette er en viktig diskusjon for bl.a. å få fram usikkerheten i utviklingen av denne størrelsen, selv om det konkluderes med at det spesifikke effektforbruket forventes å være konstant i årene framover. I diskusjonen er det nesten utelukkende faktorer knyttet til

husholdningenes effektforbruk som trekkes frem (bolighus, elbiler, AMS). Det bidrar til inntrykket av at det er de 40 prosentene husholdningsforbruk man egentlig baserer seg på i prognosearbeidet.

Behovet for å gjennomføre et tiltak er godtgjort

Alt i alt sannsynliggjør Behovsanalysen at det før eller siden vil bli behov for investeringer i nettet for å kunne dekke opp forventet vekst i effektterspørselen på en tilfredsstillende måte. Ettersom det er betydelig usikkerhet om utviklingen i etterspørselen både med hensyn til trenden i forbruksutviklingen og det maksimale effektforbruket ved en kuldeperiode av den typen man bare ser hvert tiende år eller sjeldnere, og i noen grad også hvor mye kapasitet som vil være mulig å få ut av nettet, er det vanskelig å tidfeste eksakt når tiltak blir nødvendige for å unngå utkoblinger. Dersom etterspørselen øker over tid vil tiden hvor forsyningen er utenfor N-1 øke gradvis, og etter hvert vil man også i perioder være utenfor N-0.

Behovsanalysen er tilstrekkelig komplett

Behovsanalysen er etter vår vurdering tilstrekkelig komplett. Det prosjektutløsende behovet er formulert. Analysen har en god interessentanalyse som forklarer de ulike interessene de berørte aktørene har.

3. Mål og rammer

OED (2013) spesifiserer at kvalitetssikrer skal utføre følgende oppgaver i forbindelse med kapitlet om mål og rammer:

- Vurdere om målene er forankret i gjeldende politisk vedtatte mål.
- Vurdere om formulerte effektmål og rammer er i samsvar med konklusjonene fra behovsanalysen.
- Vurdere om målene er formulert slik at de alternative konseptenes måloppnåelse kan vurderes. Hvis det er flere mål må det vurderes om det foreligger motsetninger mellom de ulike målene, eller om målstrukturen blir for komplisert til å være operasjonell.
- Vurdere om juridiske, tekniske, finansielle, miljømessige og/eller beredskapsmessige krav og andre myndighetsbestemte rammebetingelser er tilstrekkelig beskrevet og tatt hensyn til ved utforming av mål og rammer.

OEDs veileder legger stor vekt på mål i betydningen effektmål, mens det sies om samfunnsmål at «nettmeldingen gir generelle samfunnsmål for utbyggingen av nett». Det er på denne bakgrunn man må forstå det første kulepunktet.

3.1 Overordnet vurdering

Vi har vurdert foreliggende mål og rammer i henhold til veilederens krav. Vurderingen er oppsummert i Tabell 3.1.

Tabell 3.1 Oppsummert vurdering av mål og rammer

Forankring i gjeldende politiske vedtak	✓✓✓
Mål og rammer er i samsvar med konklusjonene fra behovsanalysen	✓✓✓
Målformuleringene er i tilstrekkelig grad egnet til å vurdere konseptenes måloppnåelse	✓✓✓
Øvrige rammebetingelser er i tilstrekkelig grad beskrevet	✓

Merknad: Antall ✓ svarer til grad av positivitet i vurderingen. Tre ✓ innebærer at kvalitetssikrer ikke har vesentlige merknader. To ✓ tilsvarer noen merknader. Én ✓ tilsvarer vesentlige merknader. ✗ svarer til negativ vurdering.

3.2 Mål og rammer i KVV

Vi gjengir kort hovedpunktene fra kapitlet om mål og rammer fra KVV. I sammendraget til dokumentet innledningsvis refereres det til at en har utledet følgende SKAL-krav som tiltakene som vurderes må ligge innenfor:

- Alle som er tilknyttet kraftnettet skal som minimum ha strømforsyning ved intakt nett.
- Nettutvikling skal skje på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte.

- Systemvern på forbruk i distribusjonsnett er kun akseptabelt som en midlertidig løsning.
- Utbygging skal skje med minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser.

Utredningens samfunns mål er:

«Sikker tilgang på strøm for eksisterende og nytt forbruk i Sør-Rogaland.»

Utredningens effektmål er:

«Kraftsystemet skal tåle utviklingen i kraftforbruket uten at en feil i transmisjonsnett medfører utkobling av forbruk tilknyttet distribusjonsnett.»

Statnett har i tillegg satt opp rammebetingelser som følger av lovverket:

- Tilknytningsplikt for forbruk, herunder myndighetenes vekt på tilstrekkelige sikkerhetsmarginer uten at det er stilt eksplisitte krav til grad av leveringspålitelighet, f.eks. N-1 eller maksimalt tillatt utfall med en gitt varighet.
- Nettutvikling skal skje på en samfunnsøkonomisk rasjonell måte
- Systemvern knyttet til forbruk i distribusjonsnett er kun akseptabelt som midlertidig løsning
- Utbygging bør gi minst mulig belastning for tredjepart, naturmangfold, landskap og arealinteresser.

3.3 Vurdering av mål og rammer i KVV

Målene er forankret i gjeldende politisk vedtatte mål

Samfunns målet er gir uttrykk for et overordnet mål for norsk kraftforsyning, som har basis i Energiloven og ulike stortingsmeldinger. Vi mener dette er et mål som har politisk konsensus.

Effektmål og rammer er i samsvar med konklusjonene fra behovsanalysen

Effektmålet er etter vår vurdering i samsvar med konklusjonene i behovsanalysen. Gitt vekten på forsyningssikkerhet og å unngå utkoblinger mener vi dette er et relevant mål forankret i politiske dokumenter.

Målene er formulert slik at konseptenes måloppnåelse kan vurderes

Effektmålet er formulert slik at måloppnåelse kan vurderes, gitt at det ikke er formulert eksplisitte politiske krav til leveringspålitelighet.

Rammebetingelsene burde arbeides mer med

Det første SKAL-kravet innledningsvis, om strømforsyning ved intakt nett, er å gjenfinne som tredje avsnitt i rammebetingelsen om tilknytningsplikt for forbruk. Rett over, i andre avsnitt, står et utsagn om at myndighetene ikke gir eksplisitte krav om leveringspålitelighet, som tilsynelatende er i motstrid med tredje avsnitt. Utsagnet i tredje avsnitt begrunnes da med en påstand, i én setning, om at det er slik Statnett forstår energiloven med forskrifter.

Vi mener som Statnett at et moderne samfunn ikke kan basere seg på et nett som er underdimensjonert og legger opp til merkbar sannsynlighet for strømutkobling. Derfor er vi med på at et utsagn om dette kan være et SKAL-krav. Det burde vært løftet ut av

rammebetingelsen kalt tilknytningsplikt for forbruk og drøftet og presisert som eget krav. Det viktigste er imidlertid at det alltid er noe sannsynlighet for strømutkobling ved intakt nett. Derfor burde man formulert kravet i sannsynlighetstermer. Dette er desto viktigere fordi det viser seg senere at det er dette SKAL-kravet hele utredningen henger på. Kravet er helt avgjørende for utredningens konklusjon og anbefaling.

SKAL-kravet om systemvern har noe av det samme vurderingsproblemet siden ordet midlertidig ikke er definert. I det siste kravet, om minst mulig belastning for tredjepart, natur osv er ordet SKAL altfor strengt. Av det vurderte konseptene i utredningen er det åpenbart nullalternativet som gir minst belastning på natur og miljø. Men det viser seg at Statnett til tross for formuleringen ikke går rett på nullalternativet som anbefalt løsning. I dokumentets hoveddel er SKAL blitt til BØR, som gir mye bedre mening.

SKAL-krav bør i alminnelighet være *konsise minimumskrav* som er selvforklarende og ikke gir rom for vurdering og drøfting når de vel er satt.. Vurdering og drøfting hører hjemme i den samfunnsøkonomiske analysen av de alternativene som tilfredsstillt kravene. Ved å knytte SKAL-krav til absolutter som ikke lar seg oppfylle (alle skal (alltid) ha strømforsyning, skal skje med minst mulig belastning) og begreper med uklart innhold (midlertidig) blir SKAL-kravene til vurderingskriterier, dvs til BØR-krav.

4. Aktuelle konsepter – mulighetsstudie

OED (2013) spesifiserer at kvalitetssikrer skal utføre følgende oppgaver i forbindelse med kapitlet om mulighetsrommet:

- Vurdere de identifiserte konsepter opp mot rammer, behov og måloppnåelse, og bedømme hvorvidt den fulle bredden av muligheter er ivaretatt.
- Vurdere om nettselskapets valg av konsepter som skal analyseres videre i alternativanalysen er de relevante og om nettselskapet har begrunnet valgene tilstrekkelig.

I mulighetsstudien skal alternative konsepter kartlegges, beskrives og vurderes. Begrepet konsept er definert i nettmeldingen. OED (2013) sier at mulighetsstudien skal belyse valgmulighetene. Videre:

«Det er viktig at identifiserte konsept i mulighetsstudien ikke kun begrenses til nettbaserte løsninger, men også omfatter tiltak som ligger utenfor nettselskapenes ansvarsområde slik som tiltak på forbruks- og produksjonssiden.»

Nettmeldingen (Melding til Stortinget 14 (2011-2012)) er inne på mye av det samme når den sier:

«Det vil som oftest være flere ulike løsninger – konsepter – som dekker samme behov og oppnår samme mål. Prosjektene vil ofte utelukke hverandre, fordi når et prosjekt gjennomføres, reduseres behovet av andre. Det er derfor viktig at nettselskapene vurderer og beskriver alle relevante løsninger...Når det vurderes hvilket nettkonsept som vil være best for samfunnet, vil det være naturlig å sammenligne flere ulike ledningsalternativ, som forsyning fra ulike tilknytningspunkt, oppgradering og systemmessige tiltak og også tiltak på produksjons- og forbrukssiden.»

Meldingen legger likevel til:

«Selv om det kan finnes andre tiltak som er mer lønnsomme enn nettinvesteringen, men hvor andre aktører er ansvarlige og hvor tiltakene ikke gjennomføres, må nettselskapet gjennomføre de tiltak som er nødvendige for å oppfylle sine plikter.»

Dette illustrerer de avveiningene en aktør som Statnett står overfor – mulighetsrommet for Statnett kan være et annet enn mulighetsrommet for samfunnet som helhet.

4.1 Overordnet vurdering

Vi har vurdert foreliggende mål og rammer i henhold til veilederens krav. Vurderingen er oppsummert i Tabell 4.1 (se neste side)

Tabell 4.1 Oppsummert vurdering av aktuelle konsepter og mulighetsstudie

Vurdering av de identifiserte konsepter opp mot rammer, behov og måloppnåelse, og hvorvidt den fulle bredden av muligheter er ivaretatt	✓✓✓
Nettselskapets valg av konsepter som skal analyseres videre i alternativanalysen er de relevante, og nettselskapet har begrunnet valgene tilstrekkelig.	✓✓✓

Merknad: Antall ✓ svarer til grad av positivitet i vurderingen. Tre ✓ innebærer at kvalitetssikrer ikke har vesentlige merknader. To ✓ tilsvarer noen merknader. Én ✓ tilsvarer vesentlige merknader. ✗ svarer til negativ vurdering.

4.2 Hovedpunkter i KVVU-ens mulighetsstudie

4.2.1 Alternativene til økt kapasitet i nettet vil i følge Mulighetsstudien ikke kunne løse behovet

Mulighetsstudien vurderer en rekke tiltak som alternativer til økt nettkapasitet for å løse behovet. Flere av disse vil kunne bidra positivt, men tiltakene er ifølge utredningen enten svært kostbare og/eller virkningene er usikre. Følgende tiltak vurderes:

Effektreduksjon. Behovsanalysen identifiserer en rekke muligheter for å redusere effektforbruket, slik som energieffektivisering, tiltak som følge av innføring av AMS og videre utbygging av fjernvarme og gass. Dette er tiltak som enten bidrar til lavere nivå på effektterspørselen og/eller reduserer maksimalt effektuttak. Det er imidlertid usikkert i hvilken grad disse tiltakene vil kunne bidra tilstrekkelig til å løse behovet. Dette skyldes bl.a. at en stor del av forbruket er alminnelig forsyning, som har høye men korte effekttopper. Noen av tiltakene vil imidlertid kunne ha effekt på lengre sikt.

Flytting av forbruk. Siden det meste av forbruket er alminnelig forsyning er ikke dette noe realistisk alternativ.

La hele kraftproduksjonen fra Lysebotn II kjøres mot 132 kV-nettet. Det er gitt konsesjon til at halvparten av produksjonen i det nye kraftverket skal kjøres mot regionalnettet, mens den andre halvparten skal gå mot transmisjonsnettet. Ved å kjøre hele produksjonen mot regionalnettet frigjøres kapasitet i transmisjonstettet. Dagens regionalnett har imidlertid ikke kapasitet til dette, slik at kapasiteten må oppgraderes til en anslått kostnad på ca. 210 mill.kr. i nåverdi. Dette vil utsette tidspunktet for utkobling ved intakt nett med ca. fem år. Nettet kjøres i dag med lav spenning, og å oppgradere denne vil forskyve dette tidspunktet ytterligere med tre-fire år. Dette tiltaket tas ikke med til videre som selvstendig tiltak, men det vurderes i Alternativanalysen om det kan være aktuelt i kombinasjon med andre nett-tiltak.

Ny vindkraft ut over nullalternativet. Ny produksjon ut over de 200 MW som legges til grunn i nullalternativet vil ha liten betydning for effektbehovet ettersom den er begrenset av termisk kapasitet på ledningene.

Energilagring. I Sør-Rogaland vil dette i praksis være batterier. Batteriteknologien er i rivende utvikling og batteriprisene faller, men dette framstår ikke som praktisk mulig og lønnsomt for å møte det prosjektutløsende behovet.

Gasskraftverk. Dette framstår som svært kostbart tiltak og dermed ikke rasjonelt.

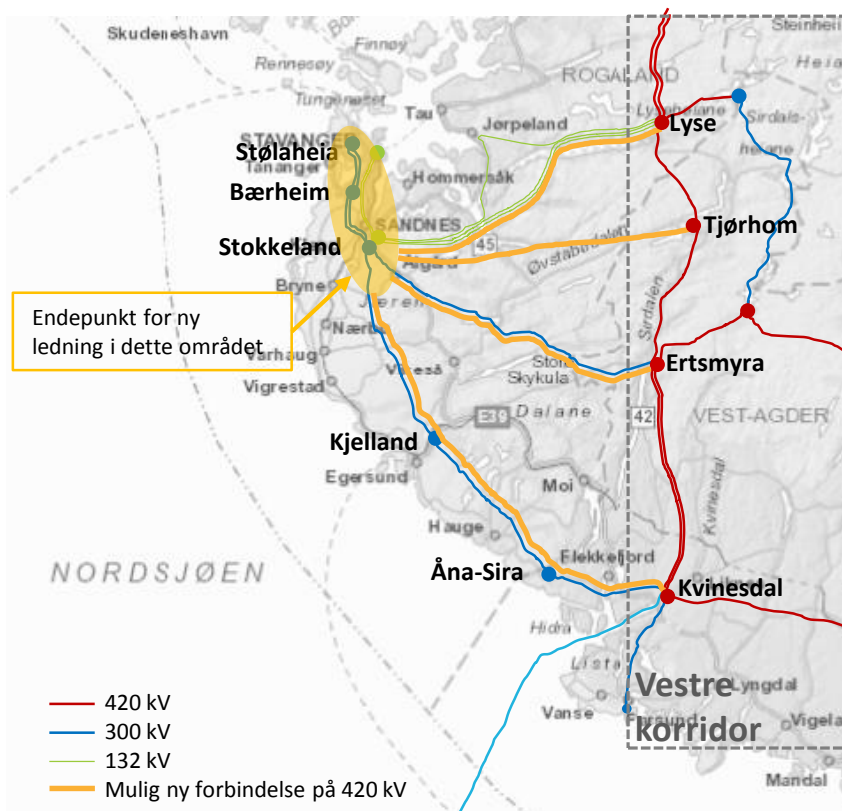
Eget prisområde i Sør-Rogaland. Det er lite regulerbar produksjonskapasitet innenfor området, og det meste av forbruket er i alminnelig forsyning. Det er derfor usikkert om et eget prisområde vil bidra til å løse effektbehovet.

4.2.2 Økt kapasitet i nettet kan løse behovet

Dermed står en i Mulighetsstudien igjen med økt kapasitet i nettet for å løse behovet. Spenningsproblemer begrenser overføringskapasiteten i dagens nett. Et alternativ til å bygge ny ledning kan derfor være å installere dynamisk kompensering som bidrar til at ledningene kan utnyttes opp mot termisk kapasitet. Dette gir imidlertid bare en liten kapasitetsøkning til en relativt høy kostnad, og utelukkes derfor som et reelt tiltak.

En forbindelse mellom SKL-området og Sør-Rogaland over Boknafjorden er tidligere anslått til i størrelsesorden fire til seks mrd.kr. En slik forbindelse kan få uheldige konsekvenser for kraftsystemet, ettersom det vil knytte sammen to underskuddsområder som begge har begrenset overføringskapasitet inn til området, noe som vil kreve betydelige tilleggsinvesteringer i nettet i Sør-Rogaland. Dette alternativet avvises.

Dermed står en igjen med en ny forbindelse fra øst, den såkalte vestlige korridor. Det er fire mulige tilknytningspunkt for denne ledningen: Tjørhom, Ertsmyra, Kvinesdal og Lyse, se figur 4.1.



Figur 4.1 Mulige tilknytningspunkt i Vestre korridor for ny 420 kV ledning. Kilde: Mulighetsstudien.

Ettersom en ny ledning fra Lyse allerede er godt utredet i forbindelse med konsesjonsprosessen for Lyse-Stølaheia er det mindre usikkerhet mht. investeringskostnader og miljø/naturinngrep for dette alternativet enn for de andre.

Utredningene gjør også at en ledning fra Lyse kan gjennomføres raskere, slik at den vil kunne stå klar mot slutten av 2022, mot 2025 for de andre. Kortere gjennomføringstid for Lyse gjør i følge Mulighetsstudien at en reduserer usikkerheten i avbruddskostnader og utkobling av forbruk ved intakt nett i nullalternativet på et tidligere tidspunkt. De andre tilknytningspunktene bør derfor være åpenbart bedre enn Lyse for at en skal endre løsning på nåværende tidspunkt. En ledning fra Lyse vil også medføre sparte kostnader i Dugeringen på 360 mill.kr. for å kunne utnytte full handelskapasitet på mellomlandsforbindelsene (kostnaden er lagt inn i nullalternativet).

En ledning fra Lyse sammenliknes også med oppgradering av eksisterende transmisjonsnettledninger i Sør-Rogaland. Dette forkastes pga. høyere kostnader enn en ny ledning til Lyse. Spenningsoppgradering og strømpoppgradering av eksisterende nett framstår også som dyrere.

Mulighetsstudien konkluderer dermed med at en ledning fra Lyse samfunnsøkonomisk sett framstår som det beste tilknytningspunktet. Som vist i figur 4.1 har en slik ledning tre mulige endepunkter, Stokkeland, Bærheim eller Stølaheia. Disse tre alternativene tas med inn i Alternativanalysen.

4.3 Vurdering av KVVU-ens mulighetsstudie

Den fulle bredden av muligheter er ivaretatt

Etter vår vurdering er den fulle bredden i muligheter godt ivaretatt. Vi kan ikke se hvilke andre muligheter som kunne vært undersøkt.

Valget av konsepter som skal analyseres videre er velbegrunnet

Vi er enige i konklusjonen om å ta med en ny ledning fra Lyse med tre alternative endepunkt videre inn i Alternativanalysen. Videre er det positivt at man ikke utelukker alternativet med å kjøre hele produksjonen fra nye Lysebotn II på regionalnettet fra en vurdering i Alternativanalysen sammen med andre nett-tiltak. Dette alternativet kan tross alt gi en utsettelse for gjennomføring av andre, mer omfattende tiltak på opp mot ni år til en kostnad på 210 mill.kr., noe som kan være en opsjon å vurdere slik at en f.eks. får mer tid til å optimalisere mer langsiktige tiltak.

4.4 Vedlegg 1: Underlagsnotat om miljøvirkninger

Det er utarbeidet et eget notat «Miljøvurdering av KVVU Sør-Rogaland» som ligger som vedlegg til Mulighetsstudien.

Enkel metodikk basert på databaser og tidligere innhentet informasjon

Miljøvurderingene tar utgangspunkt i metoden i Statens vegvesen Håndbok V712 og Direktoratet for økonomistyrings (DFØ) sin veileder for samfunnsøkonomiske analyser. Vurderingene tar utgangspunkt i informasjon fra grunnlagskartet (Geodata basis) og registrerte data i databasene Naturbase (Miljødirektoratet) og Askeladden (Riksantikvaren) og bruker disse til å vurdere i hvilken grad konseptene vil være i konflikt med miljømål for bl.a. naturmangfold, landskap, bebyggelse og friluftsliv. I tillegg benyttes informasjon fra tidligere utredninger om Statnetts ledninger i Sør-Rogaland.

Konsekvensene vurderes også ved å ta utgangspunkt i antall kilometer ny ledning som skal bygges og eventuelt hvor mye gammel ledning o.a. som skal saneres. I tillegg påvirkes omfanget av miljøverdiene i områdene hvor det skal bygges og/eller saneres.

Når en har vurdert omfanget og graden av konflikt med miljømål finner en den samlede miljøvirkningen.

Vi har ingen merknader til hovedtrekkene i fremgangsmåten.

Ny ledning fra Lyse til Nord-Jæren gir lavest miljøvirkning

Miljøvurderingene starter med en overordnet vurdering av de fire ovennevnte tilknytningspunktene for en linje fra Vestre korridor, pluss nullalternativet oppgradering av eksisterende nett. Resultatene er oppsummert i tabell 4.1

Tabell 4.2 Samlet miljøvirkning av konseptene.

Konsept	Samlet miljøvirkning
0: Reinvestering i stasjoner	Ikke vurdert
1: Oppgradering av eksisterende nett	Liten/middels negativ (-/--)
2: Ny 420 kV Lyse- Nord-Jæren	Middels/liten negativ (--/-)
3: Ny 420 kV Tjørhom-Nord-Jæren	Stor/middels negativ (---/--)
4: Ny 420 kV Ertsmyra-Nord-Jæren	Middels/stor negativ (--/---)
5: Ny 420 kV Kvinesdal-Nord-Jæren	Middels/stor negativ (--/---)

Kilde: Miljønotatet

Konseptene som har minst negativ miljøvirkning sammenlignet med nullalternativet (konsept 0) er konsept 1 og konsept 2, henholdsvis oppgradering av eksisterende nett og ny 420 kV ledning mellom Lyse og Nord-Jæren. Begge konseptene omfatter sanering av eksisterende nett, noe som er positivt for omfanget og de samlede miljøvirkningene.

Vi konstaterer at de samlede miljøvirkningene for konsept 2 (Middels/liten negativ (--/-)) i Mulighetsstudien er blitt til «Liten/middels negativ (-/--)». Vi er usikre på om dette innebærer noen forskjell, og dette har uansett ikke noe å si for konklusjonene i Mulighetsstudien. (

Ledning Lyse-Stokkeland har lavest miljøvirkning fordi den er kortest

Miljønotatet vurderer også miljøvirkningene av de tre ulike endepunktene for ledningen fra Lyse til Nord-Jæren (konsept 2 i tabell 4.1). Alle tre ligger i området rundt Stavanger og Sandnes, et område som er preget av tett bebyggelse, industri og jordbruksareal.

De tre alternativene er like fram til Seldalsheia, vest for Høgsfjorden. For å kunne skille de tre alternativene fra hverandre fokuserer miljønotatet på strekningene hvor de tre alternativene er ulike.

I en kort tidshorisont vil det være minst negative miljøvirkninger av å bygge Lyse-Stokkeland (Middels/liten, (--/-)). Alternativet er kortere enn Lyse-Bærheim og har derfor mindre omfang. Alternativet omfatter en ny transformatorstasjon, som sannsynligvis vil etableres sørøst for dagens Stokkeland transformatorstasjon. Det vil motvirke graden av konflikt bebygde områder ved dagens stasjon. Det er mye jordbruksareal med høy produktivitet i Sandnes, og alternativet vil derfor ha middels grad av konflikt med

jordbruk. Avbøtende tiltak vil så langt det er mulig være å plassere mastene utenfor de mest verdifulle arealene.

Lyse-Bærheim kan ha stor grad av konflikt med bebyggelse og landskap siden området mellom Stokkeland og Bærheim er preget av bebyggelse og industri. På lenger sikt vil det sannsynligvis bli behov for oppgraderinger i regional- og sentralnettet i området rundt Sandnes og Stavanger. En framtidig nettutbygging mellom Stokkeland og Bærheim gjør det krevende å skille miljøvirkningene av alternativene Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim fra hverandre i et lengre tidsperspektiv. Det gjør også miljøvurderingen av Lyse-Bærheim noe usikker. Vi vil peke på at en her strengt tatt beveger seg utenfor alternativet slik det er definert, og er over i en framtidig, ukjent oppfølging.

Lyse-Stølaheia omfatter nybygging i områder uten eksisterende kraftnett og i med færre tekniske inngrep enn de to andre alternativene. Dette alternativet vil dermed ha større grad av konflikt med miljømål for landskap og friluftsliv.

Det er en del usikkerhet knyttet til miljøvurderingen av Lyse-Bærheim, særlig på grunn av forventet framtidig nettutbygging på vestsiden av Sandnes og Stavanger. Usikkerheten rundt de andre alternativene er lav. Med den kunnskapen en har nå konkluderes det med at samlet miljøvirkning av Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia er tilnærmet den samme (Middels, (--)). De to alternativene er i konflikt med ulike miljømål, siden Bærheim er i nærheten av industri og boligområder mens Lyse-Stølaheia vil krysse områder med lite eksisterende infrastruktur og som brukes til friluftsliv.

Vurderingene er på et relativt overordnet plan, noe vi har forståelse for at de må være på dette stadiet i planleggingsprosessen. Dette gjør imidlertid at omfanget av miljøvirkningene fortsatt er usikre, dette gjelder ikke minst sammenlikningen av miljøvirkninger mellom alternativene. F.eks. skyldes konklusjonen om at de samlede miljøvirkningene for Lyse-Bærheim på det nåværende stadiet ansees å være litt større enn for Lyse-Stokkeland etter hva vi kan se rett og slett at førstnevnte linje er noe lengre. Effektene kan imidlertid også være ulike mht. konflikter i forhold til industri og boligområder. Det er derfor viktig å huske på at ytterligere analyser og en evt. verdsetting av de ulike ulempene vil kunne endre på dette.

5. Alternativanalysen

OEDs veileder (OED, 2013) slår fast at «vurdering av behovet for tiltak og en samfunnsøkonomisk vurdering av de alternative konseptene, er de sentrale delene av en konseptvalgutredning».

OED spesifiserer at kvalitetssikrer skal utføre følgende oppgaver i forbindelse med kapitlet om alternativanalyse:

- Vurdere hvorvidt de oppgitte alternativene vil bidra til å realisere målene og oppfylle kravene.
- Vurdere om det er gjennomført en god samfunnsøkonomisk analyse, med vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger, i tråd med gjeldende metode og teori.
- Vurdere om usikkerhetsanalysen på en tilstrekkelig måte belyser usikkerheten i det prosjektutløsende behovet og andre faktorer som har betydning for alternativvurderingen. Forutsetningene som ligger til grunn for kraftsystemmodellkjøringer skal vurderes, men det er ikke krav om at ekstern kvalitetssikrer skal gjennomføre egne kraftsystemmodellkjøringer.
- Veie de ulike konseptene mot hverandre og gjøre eventuelle tilleggsanalyser av alternativene. På bakgrunn av dette skal kvalitetssikrer fremme en anbefaling om hvilke konsept nettselskapet bør gå videre med.
- Vurdere hvorvidt økt informasjonstilgang på senere tidspunkt kan påvirke rangeringen mellom alternativene.

Det sies også at «de samfunnsøkonomiske vurderingene av alternative konsept skal være relativt overordnede og gi grunnlag for tilrådinger om det eller de alternativer som er de beste. Alternativanalysen skal også inneholde en vurdering av usikkerhet.» Det er også verdt å ta med seg at

«i alternativanalysen skal minimum et nullalternativ og to andre konsept analyseres og rangeres».

5.1 Overordnet vurdering

Vi har vurdert foreliggende alternativanalyse i henhold til veilederens krav. Vurderingen er oppsummert i Tabell 5.1.

Tabell 5.1 Oppsummert vurdering av alternativanalysen

Hvorvidt oppgitte alternativer realiserer målene og oppfyller kravene	✓✓✓
Analyse med vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger, i tråd med gjeldende metode og teori	✓✓✓
Hvorvidt usikkerhetsanalysen er tilstrekkelig, og forutsetningene som ligger til grunn for kraftsystemkjøringene er rimelige og godt begrunnet	✓✓✓
Vurdering av hvordan økt informasjonstilgang kan påvirke rangering og anbefalinger	✓

Merknad: Antall ✓ svarer til grad av positivitet i vurderingen. Tre ✓ innebærer at kvalitetssikrer ikke har vesentlige merknader. To ✓ tilsvarer noen merknader. Én ✓ tilsvarer vesentlige merknader. ✗ svarer til negativ vurdering.

I det følgende henter vi i neste avsnitt inn KVU-ens omtale av alternativenes fysiske karakter. Vi svarer så ut de spørsmålene som er stilt oss som kvalitetssikrere, knyttet til mål og rammer, den samfunnsøkonomiske analysens kvalitet, usikkerhetsanalysen, og spørsmålet om verdien av ny informasjon. I drøftingen av den samfunnsøkonomiske analysens kvalitet går vi nærmere inn på prissatte virkninger (investering, drift, avbruddskostnader), og ikke prissatte virkninger. Fordelingsvirkninger kommenteres kort.

5.2 Alternativanalysen i KVU-en

På bakgrunn av nedvalget i mulighetsstudien analyserer KVU-en Lyse-Stokkeland, Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia opp mot nullalternativet ingen utbygging. Stokkeland, Bærheim og Stølaheia ligger på rekke og rad i nord-syd retningen opp mot Stavanger, jf. figur 4.1. Lyse ligger øst i utbyggingsområdet. Etter et sammendrag starter analysen med å presentere de fire alternativene (avsnitt 2.1 i KVU-en). Deretter diskuteres investerings- og reinvesteringkostnader i alternativene i avsnitt 2.2, avbruddskostnader ved feil og intakt nett (avsnitt 2.3), øvrige prissatte virkninger (avsnitt 2.4) og miljøkonsekvenser (avsnitt 2.5). I avsnitt 2.6 diskuteres alternativenes evne til å oppfylle skal-kravet om tilknytningsplikt for forbruk.

Alternativanalysens kapittel 3 er usikkerhetsanalyse og kapittel 4 diskuterer realopsjoner. Et kort kapittel 5 om fordelingsvirkninger avslutter alternativanalysen. Metodikk og forutsetninger er redegjort for i vedlegg 1. Vedlegg 2 drøfter mulige begrensninger mellom Lysebotn II og Tronsholen, og konkluderer tentativt at en fleksibel løsning der Lysebotn II kobles vekselvis på transmisjons- og regionalnettet kan være en løsning for dette kraftverket.

5.2.1 Nullalternativene og tiltaksalternativene

Nullalternativet beskriver dagens situasjon og forventet utvikling i fravær av nye tiltak

I nullalternativet blir oppgraderingene i Vestre korridor gjennomført som planlagt og det blir installert to nye kondensatorbatterier i Bærheim stasjon. Dette øker overføringskapasiteten i transmisjonsnettet sammenlignet med i dag. Statnett forventer i nullalternativet å gjøre ekstra tiltak i Vestre korridor for å unngå handelsrestriksjoner ved utkobling av ledninger på grunn av feil eller vedlikehold når de planlagte mellomlandsforbindelsene kommer på plass. Konkret er det forutsatt å bygge den såkalte Dugeringen.

I nullalternativet opprettholdes den konsesjonsgitte løsningen for tilkobling av nye Lysebotn II kraftverk ut hele analyseperioden. Den konsesjonsgitte løsningen innebærer at Lysebotn kraftverk ligger med ett aggregat på 185 MW mot 132 kV-nettet og det andre aggregatet på 185 MW mot transmisjonsnettet. I tillegg forventes at det blir bygget ut 200 MW ny vindkraft og 40 MW ny småkraft innenfor Sør-Rogalandsnittet sammenlignet med i dag. Senhøsten 2016 ble det klart at 315 MW ny vindkraft er investeringsbesluttet, altså mye mer enn forutsatt, uten at det ifølge Alternativanalysen spiller særlig rolle for forsynings situasjonen.

Statnett forventer i nullalternativet at effektbruken per innbygger holder seg på om lag samme nivå som vi har sett historisk og at forbruket dermed øker i takt med befolkningen. I og med at befolkningen forventes å øke, blir konsekvensen av dette at flere og flere feilhendelser i nettet fører til avbrudd i strømforsyningen, og at mengden forbruk som blir koblet ut ved feil vil øke. Likevel vil de tiltakene som er lagt inn i nullalternativet, langt på vei oppheve dette fram til 2025. Situasjonen i Stavanger, målt i antall timer utenfor N-1, vil være om lag den samme i 2025 som i dag.

Etter hvert som og dersom befolkningen øker mer vil det komme en situasjon hvor Statnett ikke klarer å dekke alt forbruk ved intakt nett.

Det er et stort reinvesteringsbehov i transmisjonsnettstasjonene i området. I nullalternativet blir reinvesteringene gjennomført i henhold til reinvesteringsplanen, med levetidsforlengende reinvesteringstiltak på 2020-tallet og større ombygginger på 2030-tallet. Mot slutten av analyseperioden må det også investeres i ledninger.

Lyse-Stokkeland krever nytt stasjonsanlegg og omlegging av regionalnettet

Alternativet Lyse-Stokkeland innebærer en ny dupleks-ledning fra Lyse stasjon til Stokkeland, en strekning på om lag 70 km. Første del av traseen, fra Lyse til Høgsfjorden, vurderes som vanskelig grunnet krevende trasétilgang, høy islast og andel fjellfundament. Resterende strekning vurderes som middels vanskelig.

Å føre den nye ledningen inn til eksisterende Stokkeland stasjon krever omfattende ombygging av stasjonen. Det er usikkert om dette lar seg gjennomføre, og Statnett har derfor lagt til grunn at det bygges en ny stasjon på ny tomt i Stokkelandsområdet i stedet for å bygge om eksisterende stasjon. Grunnforholdene vurderes som middels vanskelige.

Ny stasjon på ny tomt medfører behov for omlegginger i regionalnettet. I analysene er det lagt opp til å bygge en ny dobbeltkurs på 132 kV mellom eksisterende og nye Stokkeland stasjon. Det er mulig Lyse Elnett vil velge andre tilknytningsalternativer, men det har relativt lite å si for den samlede investeringskostnaden for Lyse-Stokkeland. Det er lagt til grunn at det er mulig å spare noen av de levetidsforlengende tiltakene i

eksisterende Stokkeland stasjon ved å etablere en mellomtransformering fra 132 kV til 50 kV i den eksisterende stasjonen. Eksisterende stasjon opprettholdes som en regionalnettstasjon av mindre dimensjon, eller den saneres fullstendig dersom mellomtransformeringen legges til en omkringliggende stasjon.

Parallelt med KVVU-en har det pågått og pågår detaljerte utredninger av Lyse-Stokkeland. Det gjør at man har mer informasjon om dette konseptet og at usikkerheten i kostnadsestimatet er mindre enn normalt i tidligfase.

Lyse-Bærheim forutsetter utvidelse av eksisterende Bærheim stasjon

Lyse-Bærheim innebærer en ny dupleks-ledning fra Lyse til eksisterende Bærheim stasjon. KVVU-en legger til grunn samme trasé som Lyse-Stokkeland, men i tillegg kommer kostnader for delstrekningen Stokkeland-Bærheim på rundt 10 km. Siste del av traseen inn mot Bærheim stasjon fremstår som krevende grunnet tett bebyggelse. I tillegg må man krysse eksisterende 300 kV-forbindelser fra Tonstad og Kjelland. Det er derfor en risiko for å kable deler av strekningen, selv om det vurderes som teknisk mulig å komme frem med luftledning hele veien.

I Bærheim stasjon antar KVVU-en at Lyse-ledningen går inn på to nye autotrafoer. Hvis Statnett blir underlagt krav om dublering av vitale anleggsandeler vil det i tillegg være behov for å sette inn to stk. 420 kV dobbeltbryterfelt. Grunnarbeidet vil være omfattende og ombyggingen krevende, blant annet grunnet arealbegrensninger i stasjonen.

Omfanget av Lyse-Stølaheia er mindre enn tidligere konsesjonssøkt løsning

Lyse-Stølaheia ble konsesjonssøkt av Lyse Sentralnett i 2013. Den konsesjonssøkte løsningen innebar ca. 70 km tripleks luftledning, to-tre km sjøkabel og syv km jordkabel i tunnel frem til Stølaheia stasjon, samt en stor ombygging av eksisterende stasjonsanlegg fra 300 til 420 kV i Stølaheia. På kabelstrekningene var det forutsatt tre kabelsett.

Analysene i KVVU-en viser at dupleks-ledning gir tilstrekkelig overføringskapasitet. I tillegg er det trolig tilstrekkelig med to kabelsett, noe som kan gjøre det mulig å komme frem med kabel i grøft i stedet for tunnel. Det reduserte omfanget er lagt til grunn i analysen i KVVU-en. Det påvirker investeringskostnadene, men har liten betydning for øvrige virkninger. Forventet investeringskostnad er derfor lavere enn for den tidligere konsesjonssøkte løsningen. Det er imidlertid betydelig usikkerhet i deler av kostnadsestimatet, særlig knyttet til omfanget av kabel.

De første 50 km av traseen fra Lyse til Stølaheia forutsettes å være den samme som for de to øvrige utbyggingskonseptene. Den resterende traseen vurderes som middels vanskelig ut fra en helhetsvurdering av faktorer som trasetilgang, islast og andel fjellfundament.

Stølaheia stasjon må bygges om og utvides for å ta imot Lyse-ledningen og tiltakene anses som omfattende. Grunnforholdene er videre krevende og utgjør en sentral kostnadsdriver.

Reinvesteringer for å opprettholde tilknytning av Lysebotn kraftverk mot regionalnettet

I alle alternativ forutsetter KVVU-en at Lysebotn kraftverk viderefører sin tilknytning med ett aggregat som mater inn mot 132 kV-nettet og ett som mater mot 420 kV-nettet ut analyseperioden. Det går i dag tre regionalnettleddninger fra Lysebotn til Nord-Jæren.

Statnett planlegger at ny 420 kV-ledning fra Lyse skal gå i deler av traseen til en av de eksisterende regionalnettleddningene. Det innebærer at den aktuelle regionalnettleddningen rives for å gi plass til den nye 420 kV-ledningen. Det antas behov for å rive 63 km 132 kV simpleks-ledning i alle utbyggingsalternativ.

I vurderingen av konseptene er det antatt at det vil være tilstrekkelig å videreføre de to gjenværende 132 kV-ledningene, Lysebotn 1 og 3, for å beholde Lysebotn II tilknyttet 132 kV-nettet. Dette forutsetter at Lyse Elnett oppgraderer relevante endepunkt-komponenter for å maksimere kapasiteten på de gjenværende ledningene, samt noe bruk av systemvern og spesialregulering.

Det er videre tatt hensyn til én reinvestering i hver av de gjenværende ledningene for å kunne videreføre tilknytningen ut analyseperioden. Disse skal etter planen reinvesteres mellom 2022 og 2045. På reinvesteringstidspunktet antas at nye 132 kV dupleks-ledninger bygges parallelt med eksisterende simpleks-ledninger før disse rives. Dette innebærer riving og nybygging av rundt 80 km ledning for Lysebotn-Tronsholen 1 og om lag 60 km ledning for Lysebotn-Tronsholen 2. Traseen er trolig middels vanskelig.

5.3 Konseptene realiserer mål og rammer

Utredningens samfunns mål er, jf kapittel 3:

«Sikker tilgang på strøm for eksisterende og nytt forbruk i Sør-Rogaland.»

Utredningens effektmål er:

«Kraftsystemet skal tåle utviklingen i kraftforbruket uten at en feil i transmisjonsnettet medfører utkobling av forbruk tilknyttet distribusjonsnettet.»

Vi mener utbyggingskonseptene bidrar til å realisere disse målene. Konseptene er også i tråd med relevante rammer for nettutbygging. Vi viser dog til våre bemerkninger om rammene i kapittel 3, der vi påpeker at SKAL-kravene gir vurderingsrom.

5.4 Den samfunnsøkonomiske analysen er stort sett god

I dette avsnittet besvarer vi OEDs ønske om å vurdere om den samfunnsøkonomiske analysen er god, med vurdering av prissatte og ikke-prissatte virkninger, i tråd med gjeldende metode og teori. Kort oppsummert mener vi at den samfunnsøkonomiske analysen er god, selv om vi har et par merknader.

Vår ene merknad, som er av faglig karakter, er at vi ikke synes det er riktig å inkludere ulempen ved manglende strømforsyning ved intakt nett med et endelig beløp i den samfunnsøkonomiske analysen, samtidig som dette er med som et skal-krav utenom analysen.

En annen merknad kan sies å være av mer vurderingsteknisk art. Avsnittet Konklusjon og sammendrag, kapittel 1 i Alternativanalysen, trekker etter vår vurdering mer bastante konklusjoner enn det er grunnlag for i teksten deretter.

5.4.1 Investeringskostnader

Estimeringen av investeringskostnadene er dokumentert i et eget notat (Kostnadsestimat KVV Sør-Rogaland, datert 18.november 2016). I notatet dokumenteres prosess, metodikk og forutsetninger som ligger til grunn for

investeringskostnadene som er brukt i KVVU-en. Notatet følges av flere regneark. Investeringskostnadene med de viktigste forutsetningene er presentert i alternativanalysen. Det foreligger også en rimelighetsvurdering (notat i form av PP datert 15.09.2016) og et notat som dokumenterer KVVU-ens usikkerhetsanalyse (notat datert 11.10.2016).

Som en del av kvalitetssikringen har vi vurdert:

- Metodevalg med begrunnelse
- Forutsetninger – begrunnelse og grunnlag (underlagsnotat)
- Inputdata med kildehenvisning og begrunnelse (underlagsnotat)
- Usikkerhetsspenn og beregning av forventningsverdier (underlagsnotat)
- Konsistens på tvers av konseptene og innenfor konseptene (underlagsnotat)
- Samsvar mellom notat og KVVU

Det er også gjort enkelte etterberegninger basert på tilsendte regneark der blant annet forutsetninger og inngangsdata som er gjengitt i underlagsnotatet er sporet i regnearket.

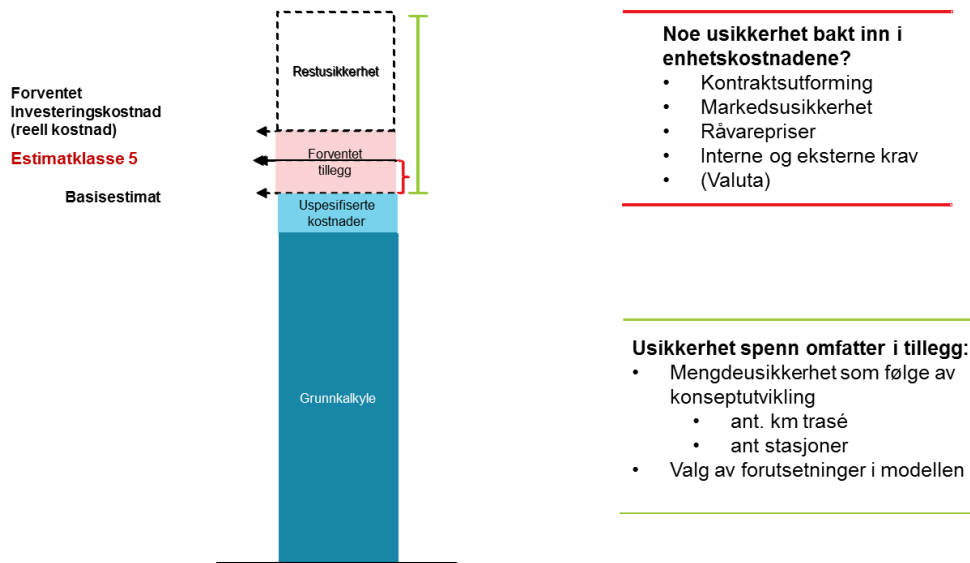
Investeringskostnader estimert etter anerkjente metoder

Estimeringen av investeringskostnadene er gjort gjennom en "top-down" estimering bygd opp av antagelser om mengde og enhetspriser. Estimeringen følger kravene i Finansdepartementets veileder (Finansdepartementet, 2008) og ACEI (Association for the Advancement of Cost Engineering International). Statnett benytter estimatklasse 5 i tidligfasen. Dette er i tråd med internasjonale standarder for kostnadsestimering i tidligfasen. Estimeringsprosessen er standardisert og er beskrevet i del 1 i kostnadsnotatet. Kostnadsnotatet sammen med medfølgende regneark gir en god dokumentasjon av analysene som gjør at både inngangsdata, forutsetninger og analyser er etterprøvbare. Vi har sjekket konsistens mellom kostnadsnotat, regneark og KVVU, og ikke funnet avvik eller inkonsistens mellom dokumentene.

Kostnadsestimatet er beregnet fra et basisestimat med et forventet tillegg som følger av usikkerhetsanalysen, samt en restusikkerhet. I KVVU oppgis forventede investeringskostnader i faste priser og diskonterte forventede investeringskostnader (2016 MNOK) benyttes i den samfunnsøkonomiske analysen. Det er benyttet en diskonteringsrente på fire prosent. Det er gjort følsomhetsanalyser med andre kalkulasjonsrenter (tre og fem prosent). Dette er i tråd med gjeldene anbefalinger fra Finansdepartementet.

Forventningsverdiene er brukt i den samfunnsøkonomiske analysen. Dette er i tråd med etablert praksis og krav til samfunnsøkonomiske analyser. Statnett har ikke gjennomført egne usikkerhetsanalyser for regionalnettkostnader, men antatt at kostnader tilsendt fra regionalt nettselskap er forventingsrette. Der disse er estimert av Statnett er basisestimat benyttet i den samfunnsøkonomiske analysen. Dette er så vidt vi kan bedømme gjort konsistent på tvers av alternativene.

Figur 5.1 er hentet fra underlagsnotatet og viser hvordan forventningsverdien er fremkommet.



Figur 5.1 Estimeringsmodell for investeringskostnader

Kilde: Statnett (Underlagsnotat Kostnadsestimat KVU Sør-Rogaland figur 3)

I KVU-en er det lagt til grunn at konseptene skal være et minimum av det som er nødvendig for å møte angitte behov. Basisestimatene er basert på erfaringstall og inneholder således noe realisert usikkerhet. Dette er det tatt hensyn til i beregningen av forventningsverdier. Basisestimatene bygger på følgende forutsetninger:

- Standard teknologi (både ledning og stasjon)
- Luftledning skal legges til grunn med mindre kabel er eneste løsning
- Tverrsnitt skal være duplex (om ikke kapasitetsmessige hensyn og andre ledninger i området gir behov for triplex)
- Antall km ledning skal være det antall som antas å være billigst mulig og gjennomførbart basert på kartstudie
- Minimum antall stasjoner som tilfredsstillende prosjektutløsende behov

Enhetsprisene er basert på erfaringstall. Enhetsprisene er delt i tre kategorier (lett, middels og vanskelig), som hver har ulike verdier. Valg av kategori er dokumentert og begrunnet. Ledningslengde er lagt inn i basisestimatet, og det er lagt til grunn det løsningsvalget som antas å være rimeligst mulig basert på kartstudie. Med dette menes den kombinasjon av antall km og terrengtype som gir antatt lavest kostnader.

5.4.2 Usikkerhetsanalyse og forventningsverdier

Det er gjennomført usikkerhetsanalyser for å avdekke muligheter og risiko, samt usikkerhet i de beregnede investeringskostnadene. Usikkerheten kan trekke i begge retninger, slik at forventningsverdien kan bli både høyere og lavere enn basisestimatet. I og med at basisestimatet er basert på erfaringstall er noe usikkerhet og også uspesifiserte kostnader realisert.

Et viktig poeng i usikkerhetsanalysen er at det er sett bort fra usikkerhet knyttet til løsningsvalg som innebærer scope-endringer. Når det da også er lagt til grunn at billigste løsningsvalg (billigst mulig basert på kartskisser) velges, kan det stilles spørsmål ved om

sannsynligheten for kostnadsøkninger begrunnet i behov for å justere løsningsvalget er større enn sannsynligheten for at det er mulig å endre løsningsvalget slik at kostnadene blir lavere. Begrunnelsen for å låse løsningsvalget til billigst mulig basert på kartskisser er at eventuelle senere endringer i løsningsvalg også må kunne begrunnes med en nytteside som forsvarer kostnadene for at løsningsvalget skal endres. Så lenge dette kravet følges opp i det videre arbeidet, er dette en hensiktsmessig avgrensning. Hvis det ikke følges opp, risikerer prosjektet kostnadsøkninger og kostnadssprekk. Alternativene i KVVU-en har ulik modningsgrad, noe som blant annet gjør at usikkerhetsspennet rundt forventningen varierer til dels mye mellom alternativene. Dette omtales i KVVU, og det kan enkelte steder synes som en høy usikkerhet rundt forventningsverdien vurderes som negativt. Vi presiserer at forventningsverdien skal legges til grunn i en samfunnsøkonomisk analyse, og at staten i utgangspunktet er risikonøytral i forhold til usystematisk risiko, og at et stort usikkerhetsspenn som følge av at prosjektet er umodent ikke i seg selv er negativt.

Usikkerhet i ulike valg i kostnadsmodellen er vurdert (f. eks. sannsynligheter for nye eller ombygde stasjoner, omfattende eller enkle grunnarbeider). Enkelte usikkerheter i enhetskostnader i estimeringsverktøyet er vurdert opp mot erfaringsdata gjennom en rimelighetsvurdering. Der rimelighetsvurderingen gir andre vurderinger enn det som ligger til grunn for enhetskostnadene i kostnadsmodellen, er avviket behandlet som en del av usikkerhetsanalysen. Usikkerhetssimuleringene er gjort ved hjelp av verktøyet @Risk og bruk av Monte Carlo-analyser. Forventningsverdiene kommer som resultat av usikkerhetsanalysen (påslag på basisestimat). Det er redegjort for valg av sannsynlighetsmodell for hver enkelt variabel som inngår i usikkerhetsanalysen der det også er angitt hvilken sannsynlighet og konsekvens som er lagt inn i modellen. Vi observerer at det er benyttet ulike fordelinger (discret, uniform og trigen). Det hadde styrket usikkerhetsnotatet om valg av fordeling hadde vært begrunnet, samt om det også hadde vært knyttet en kommentar til sannsynligheter og utfall for de valgte variablene. Usikkerhet og vurderinger av usikkerhet er imidlertid godt drøftet tekstlig i andre av KVVU-ens underlagsdokumenter slik at det er mulig å finne bakgrunnen for de anslagene som er gjort. Vår vurdering er at de oppgitte sannsynlighetene og utfallene som vises i usikkerhetsnotatet er forankret og begrunnet i KVVU-en.

Kostnadene for nødvendige reinvesteringer i nullalternativet (ledninger og stasjoner) og estimerte investeringskostnader for utbyggingsalternativene Lyse-Stokkeland, Lyse-Bærheim og Lyse-Støleheia vises i følgende tabeller (hentet fra kostnadsnotatet).

Tabell 5.2 Kostnadsestimat for reinvesteringer i ledninger i nullalternativet (MNOK)

	Tonstad-Stokkeland	Kvinesdal-Åna-Sira	Åna-Sira-Kjelland	Kjelland-Stokkeland	Lysebotn-Tronsholen 1	Lysebotn-Tronsholen 3	Dugeringen
Basisestimat	575	220	363	360			
Forventningsverdi	646	227	408	406	400	328	492
Usikkerhetsspenn	590-700	200-250	370-450	370-440			

Kilde: Statnett (Kostnadsnotat tabell 2)

Tabell 5.3 Kostnadsestimat for reinvesteringer i stasjoner i nullalternativet (MNOK)

	Støleheia	Bærheim	Stokkeland	Kjelland	Åna-Sira	Harfrsfjord
Basisestimat	399	351	678	392	438	300
Forventnings-verdi	457	420	717	446	490	315
Usikkerhetsspenn	320-560	320-510	570-850	300-550	320-600	270-360

Kilde: Statnett (Kostnadsnotat tabell 3)

Kostnadsnotatet inkluderer en tilstandsbeskrivelse av dagens stasjoner. Dette gir viktig bakgrunnsinformasjon for kostnadsestimatene for reinvesteringer i nullalternativet. Det vises til at det etter levetidsforlengelsen uansett er behov for totalombygging av stasjonene 15 år etter at de levetidsforlengede tiltakene er gjennomført. Nye forskriftskrav med blant annet nye krav til komponenter og avstander gjør at det ikke nødvendigvis er rasjonelt å bygge om stasjoner på eksisterende tomter. Det gis en relevant og troverdig beskrivelse av vurderingene som er gjort i forhold til hver enkelt stasjon. Vi støtter den valgte tilnærmingen med å legge inn en usikkerhet mht om det bygges nye stasjoner i denne kategorien eller om eksisterende stasjoner levetidsforlenges gjennom en reinvestering.

Forventningsverdiene for utbyggingsalternativene er vist i følgende tabell. Nødvendige kostnader knyttet til omlegginger i regionalnettet (85 MNOK) i alternativet Lyse-Stokkeland er inkludert i forventningsverdien for dette alternativet.

Tabell 5.4 Kostnadsestimat for Lyse-Stokkeland, Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia (MNOK)

	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
Basisestimat	1393	1086	2662
Forventnings-verdi	1815	1425	3095
Usikkerhetsspenn	1500-2100	1250-1550	2700-3500

Kilde: Statnett (Kostnadsnotat tabell 4)

I samtlige alternativer er det antatt det skal bygges i eksisterende regionalnettstrasé mellom Lyse og Tronsholen, og at eksisterende nett må rives. Kostnadene for dette er inkludert i beregningene. Forutsetningen bak kostnadsestimeringen for hvert enkelt alternativ er dokumentert og godt beskrevet i kostnadsnotatet. Vi har ingen merknader til forutsetningene og beskrivelsene som gis annet enn at de vurderes som relevante og er beskrevet på et hensiktsmessig nivå gitt at prosjektet er i tidligfasen.

5.4.3 Nærmere om usikkerhetsanalysen

Rimelighetsvurderingene viser at kostnad per km nybygd ledning er blant de laveste i sammenligningsgruppen til tross for at vanskelighetsgraden er satt til middels/vanskelig. Totalkostnadene for nye og ombygde stasjoner er ifølge rimelighetsvurderingen lavere enn gjennomsnittet i Statnett. Enhetskostnadene for ledninger og "ekstra stor stasjon" er kalibrert opp gjennom usikkerhetsanalysen. Vi finner denne kalibreringen godt begrunnet. Den første delen av ledningsstrekningen (Lyse-Seldalsheia) er felles for alle de tre alternativene. I en konseptvalgfase er det derfor usikkerhetsspennene for den siste delen av strekningen, samt stasjonstiltakene i henholdsvis Stokkeland, Bærheim og Stølaheia som er mest interessante.

De største usikkerhetene i nullalternativet er knyttet til omfang av reinvesteringer i eksisterende stasjoner. Det er lagt til grunn en sannsynlighetsvekt mellom ny stasjon og ombygging på hhv 75 og 25 prosent. Begrunnelsen er knyttet til en vurdering av at levetidsforlengelse kan være lite rasjonelt i og med stasjonene må bygges om for å tilfredsstillende nye standarder og krav relativt kort tid etter levetidsforlengelsen. For utbyggingsalternativene er usikkerheten knyttet til stasjonsomfang og grunnforhold.

I alternativet Lyse-Bærheim er det en usikkerhet mht om det må bygges ny stor stasjon eller om det kan benyttes samme stasjon som i nullalternativet. I beregningene er det lagt til grunn en sannsynlighet på 30 prosent for at kostnadene tilsvarer en ny stasjon, og 70 prosent for at samme stasjon som kan benyttes i nullalternativet. Det er også tatt hensyn til at grunnforholdene kan være mer krevende enn det som er lagt til grunn i basisestimatet.

Det er ikke klart for oss om «samme stasjon som i nullalternativet» er det 75-25 vektete gjennomsnittet vi nettopp beskrev. Det er liten kostnadsforskjell mellom «ny stasjon» og «samme stasjon som i nullalternativet», noe som skulle tilsi at «samme stasjon som i nullalternativet» faktisk består av dette gjennomsnittet. I så fall avviker beregningene fra den tekstlige fremstillingen, der «samme stasjon som i nullalternativet» presenteres som ombygging av stasjonen.

For Stølaheia stasjon går usikkerheten på hvorvidt det skal bygges ekstra stor stasjon (30 prosent) eller stor stasjon (70 prosent), og risiko for at grunnforholdene ved ombygging blir vanskeligere enn det som er lagt til grunn i basis.

Med unntak for paragrafen over har vi ingen merknader til vurderingene som er gjort.

5.4.4 Drift og vedlikeholdskostnader

Drifts- og vedlikeholdskostnadene er estimert basert på antall kilometer ny ledning og antall stasjoner. Det er så vidt vi kan se forutsatt samme drifts- og vedlikeholdskostnader til stasjoner i alle alternativene som følge av at det er samme antall stasjoner i alle utbyggingsalternativene som det er i nullalternativet. Det bygges nye stasjoner i både Stokkeland- og Stølaheia-alternativet, men blir også sanering og det er antatt at det ikke blir vesentlige endringer i driftskostnadene for stasjoner.

Drifts- og vedlikeholdskostnader som er beregnet er derfor avgrenset til antall km ny ledning/kabel. Drifts- og vedlikeholdskostnadene per år er utgjør en relativt liten andel av prosjektets kostnader. Det er ikke gjennomført usikkerhetsanalyser for drifts- og vedlikeholdskostnadene. Det er ikke et krav om usikkerhetsanalyser av disse kostnadene, og med den ubetydelige vekten disse kostnadene har er det vår vurdering at dette heller ikke er nødvendig.

Endringer i drifts- og vedlikeholdskostnader sammenliknet med nullalternativet er vist i tabellen under. Vi har ingen merknader til beregningene.

Tabell 5.5 Endring i drift- og vedlikeholdskostnader sammenliknet med nullalternativet

MNOK 2016 (nåverdi)	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
Drifts- og vedlikeholdskostnader	0	-10	-20	-20

5.4.5 Avbruddskostnader

Vi har ingen vesentlige merknader til metoden for å beregne avbruddskostnader. Avbruddskostnadene inkluderer kun konsekvenser av avbrudd som skjer ved en enkeltfeil alene, men dette er etter vårt skjønn greit da det er meget sjelden at flere feil inntreffer. Det kan dessuten være komplisert å beregne sannsynlighet og konsekvens av korrelerte, samtidige feil. De historiske tidsseriene for flyt på linjene inn til området og for produksjon i kraftverkene er hentet fra de lokale kraftverkene. Beregnet andel av tiden med flyt over N-1 kapasitet er basert på historisk flyt, justert for forventede fremtidige endringer.

Det er benyttet en analyseperiode på 40 år, med oppstart i 2023. Flytvarighetskurvene er beregnet for hvert femte år i denne perioden, mens det for årene imellom er interpolert.

Avbruddskostnadene er delt i to komponenter; i) avbrudd som følge av feil og ii) utfall som følge av utkobling med intakt nett.

Avbrudd som følge av utkobling med intakt nett inntreffer når N-0-grensen overstiges, og det av den grunn blir nødvendig å koble ut forbruk for å unngå spenningskollaps i området.

I de samfunnsøkonomiske vurderingene av nullalternativet er avbruddskostnadene beregnet som et gjennomsnitt med og uten vindkraft.

For utbyggingsalternativene er det ikke gjort noen tilsvarende utfallsanalyser av situasjonen uten vindkraft. Begrunnelsen for dette er at en ny sentralnettsledning fra Lyse langt på vei vil fjerne avbruddskostnadene som følge av utfall av sentralnettleddningene inn til området, slik at forskjellen på avbruddskostnadene med og uten vindkraft blir mye mindre.

For "høyt forbruk"-alternativet for Lyse-Stokkeland vil man likevel få avbruddskostnader som følge av utfall på sentralnettleddningene inn til området. Dette er det justert for i beregningene.

Samlet sett er beregningene av avbruddskostnadene godt dokumentert, og det er gjort grundige og gode analyser av disse kostnadene.

5.4.6 Ikke-verdsatte miljøvirkninger

Miljøvirkningene er vurdert med utgangspunkt i eget notat om Miljøvirkninger, som er vedlegg til Mulighetsstudien. For nærmere omtale og vurdering av denne vises det til kap. 4 ovenfor. De samlede miljøvirkningene for strekningen Lyse-Stokkeland i miljønotatet er karakterisert som «Middels/liten (--/-)», mens dette i Alternativanalysen er blitt til «Liten/middel (-/--)». Vi opplever det som en bagatell.

5.4.7 Prissatte og ikke prissatte virkninger

Med unntak av kostnadene som er beregnet for tvangsmessig utkobling av forbruk bekrefter og støtter vi de prissatte og ikke prissatte virkningene som er presentert i KVVU-en. **Så langt vi har oversikt er den tekstlige beskrivelsen av tiltak i Bærheim stasjon ikke i overenstemmelse med forutsetningene bak tallene.** Vi har som nevnt tatt ut kostnadene for tvangsmessig utkobling av forbruk i og med at det også er et skal-krav at det ikke skal være utkobling ved intakt nett. Våre vurderinger av opsjonsbildet kommer til uttrykk i neste avsnitt. Tabellen under gjengir KVVU-ens vurdering av dette. Vi har ikke oppsummert våre vurderinger i en tilsvarende tabell.

De samfunnsøkonomiske relevante virkningene er oppsummert i Tabell 5.6.

Tabell 5.6 Prissatte- og ikke prissatte virkninger (MNOK 2016)

MNOK 2016 nåverdi	Null- alternativ	Lyse- Stokkeland	Lyse- Bærheim	Lyse- Stølaheia
Investeringskostnader	0	-1520	-1200	-2500
Reinvesteringskostnader	-2560	-2070	-2560	-2290
Drifts- og vedlikeholdskostnader nytt nett	0	-10	-20	-20
Ekstra tiltak i Dugeringen	-360	0	0	0
Avbruddskostnader	-290	-80	-50	-40
Tvangsmessig utkobling av forbruk*	Ikke relevant			
Reduserte overføringstap		190	190	190
Sum prissatte virkninger	-3210**	-3490	-3640	-4660
Differanse fra nullalternativ***	0	-280	-430	-1450
Ikke prissatte avbruddskostnader (netto)		+	+	+
Miljøvirkninger eksklusiv opsjoner (netto)		-/-	--	--
Opsjoner				
Fleksibilitet i videre utvikling etter trinn 1	-	Stor	Middels	Liten
Mindre tap ved økt traføyttelse Lysebotn II	Liten	Stor	Stor	Stor
Innfrir SKAL-krav om tilkn.plikt for forbruk	Nei	Ja	Ja	Ja

* Avvik fra KVVU i og med KVVU har inkludert denne posten som en prissatt virkning

** Endret verdi sammenliknet med KVVU som følge av at kostnadsposten over er satt til 0.

*** Differanse til nullalternativet endres sammenliknet med KVVU som følge av at nullalternativet er justert

5.5 Verdien av ny informasjon er vurdert

5.5.1 KVVU-ens behandling av temaet

KVVU-en gjør en omfattende vurdering av hvordan økt informasjonstilgang kan påvirke rangering og anbefalinger, i det som også kalles realopsjonsanalyse.

Alternativanalysens kapittel 4 behandler spørsmålet. Kapitlet starter med å gjøre rede for den generelle verdien av ny informasjon i sammenheng med fleksibilitet. Generelt vil forekomsten av ny informasjon gjøre det mindre fornuftig å låse seg til et bestemt alternativ før informasjonen foreligger. Det kan tale for å utsette investeringer (vente og se), og utsette deler av investeringer (trinnvis utbygging).

KVU-en drøfter så spørsmålet om trinnvis utbygging, og argumenterer for at Lyse-Stokkeland gir bedre mulighet for trinnvis utbygging enn Lyse-Bærheim. Det skyldes at Lyse-Stokkeland gir frihet til senere å sette stasjonsstrukturen nord for Stokkeland. Lyse-Bærheim låser i større grad stasjonsstrukturen. Det er dessuten av betydning at Lyse-Stokkeland lar løsningen på forsyningssituasjonen nord for Stokkeland stå åpen.

Det pekes i et eget avsnitt på at økt transformeringskapasitet i Lysebotn kraftverk kan redusere tap og øke lønnsomheten av alle konseptene, relativt til nullalternativet.

KVU-en går så over til å drøfte verdien av å utsette investering (vente og se). Her sies det at ulike forhold påvirker forbruksutviklingen, men at man ikke har identifisert milepæler som er avgjørende. På ulempeiden pekes det på at dersom man venter, må det investeres rundt 160 millioner kroner for å holde Stokkeland stasjon i drift etter 2023, og ytterligere 100 millioner kroner for drift utover 2028. Videre sier KVU-en at analysene i behovsanalysen viser at vi kan risikere utkobling ved intakt nett fra midten av 2020-tallet, og kanskje enda tidligere. Det legges til at «sannsynligheten for dette er ukjent».

KVU-en konkluderer at man mener ulempene ved å vente og se samlet sett er større enn fordelene. «Opsjonsverdien er ikke positiv for noen av utbyggingskonseptene».

Et siste avsnitt i Alternativanalysen, avsnitt 4.5, drøfter kort verdien av å legge Lysebotn II på regionalnettet. Det vil flytte tidspunktet for utkobling ved intakt nett henimot ti år. Kostnaden er anslått til 210 millioner kroner, men det kan påløpe kostnader som ikke er anslått, og økte tap i linjenettet. KVU-en konkluderer med at verdien ikke er særlig positiv og kanskje negativ. Det skyldes kostnadene, men også at tiltaket ikke kan ferdigstilles like tidlig som en ny ledning fra Lyse.

5.5.2 Våre vurderinger

Etter vår vurdering er oppsettet av opsjonsanalysen klart og godt. Analysen griper fatt i de viktige tingene, henholdsvis trinnvis utbygging og vente og se.

Trinnvis utbygging taler i favør av Stokkeland, men mindre enn KVU-en konkluderer

Vi synes nok at analysen av trinnvis utbygging overspiller fordelene til Lyse-Stokkeland. Det anføres to argumenter, nemlig håndtering av dobbeltkursen nord for Stokkeland, og stasjonsstrukturen. Når det gjelder dobbeltkursen nord for Stokkeland virker det ut fra KVU-en sannsynlig at Statnett vil gjøre noe med saken i alle fall. Ifølge Alternativanalysens avsnitt 4.2 er kostnaden grovt anslått til 140 millioner kroner, som i så fall kan legges til Stokkeland-konseptet. Dette avhenger av at man kan drifte en ny ledning på 300 kV og «trolig unngå ombygging av Bærheim stasjon». Det er uklart for oss hvordan kabling er hensyntatt i anslaget på 140 millioner. Alternativet her er å gjennomføre tiltak i regionalnettet for å oppnå det samme, men avsnitt 4.2 går langt i å avskrive det («vil kreve mange regionalnettsforbindelser og trolig bli kostbart»).

Når det gjelder stasjonsstrukturen virker det trolig at Bærheim-konseptet låser situasjonen i større grad, men så vidt vi skjønner avsnitt 4.2 gjelder det særlig dersom Bærheim-konseptet krever ny stasjon, jf følgende sitat:

«Hvor stor fleksibilitet konseptet gir avhenger av om det er tilstrekkelig å bygge om Bærheim stasjon for å ta imot Lyse-ledningen eller om vi må bygge en ny stasjon. Ved en ombygging har vi større fleksibilitet til å endre stasjonsstrukturen i forbindelse med den forventede totalombyggingen av Bærheim stasjon i 2035. Dersom vi må bygge ny Bærheim stasjon med en gang, vil kostnaden ved å endre stasjonsstrukturen være langt høyere og vi har i praksis låst den eksisterende stasjonsstrukturen.»

Alt i alt vurderer vi at opsjonen til trinnvis utbygging taler i favør av Lyse-Stokkeland, men i mindre grad enn KVVU-en konkluderer.

Opsjonen vente og se har etter vår vurdering positiv verdi

KVVU-en konkluderer at man mener ulempene ved å vente og se samlet sett er større enn fordelene. Vi deler ikke KVVU-ens vurdering av opsjonen vente og se. Etter vår vurdering er det flere fordeler med å vente og se:

Etterspørselsutviklingen er usikker. Stavanger-Sandnes-området har opplevd høy vekst i mange år, men oljeprisen er halvert og boligprisene faller, noe som ikke tyder på stort innflyttingspress i dagens situasjon. Prisingen av effekt er under omlegging, og fjernvarmeutbyggingen er under klargjøring. Den store tilførselen av vindkraft er forsiktig hensyntatt i etterspørselsberegningene, som kan være fornuftig på et tidlig tidspunkt, men som antyder at man vil vinne på mer informasjon. Alt dette er forhold som etter vår vurdering gjør det mer sannsynlig at etterspørselsveksten vil justeres ned henimot det som kalles lavt alternativ i behovsanalysen, enn at den vil justeres opp mot høyt alternativ (som ville gjort forsyningssituasjonen vanskelig på et tidlig tidspunkt).

Omstendighetene rundt Bærheim stasjon kan analyseres bedre. Alternativet Lyse-Bærheim har høyere usikkerhet enn Lyse-Stokkeland blant annet på grunn av usikkerheten rundt Bærheim stasjon. Dersom stasjonen kan ombygges blir Bærheim-konseptet billigere enn forventet. Om stasjonen må rives og det bygges helt ny stasjon blir konseptet dyrere enn forventet. Usikkerheten rundt dette må det gå an å redusere. Knyttet til Lyse-Stokkeland ligger en opsjon om å legge en ledning til Bærheim som «trolig ikke» medfører tiltak i Bærheim stasjon. Dette må det gå an å få bekreftet eller avkreftet. Alt i alt ligger det viktige usikkerheter til Bærheim stasjon som påvirker begge de aktuelle alternativene. Kablingsomfanget knyttet til Lyse-Bærheim, som er en annen viktig usikkerhet ved konseptet Lyse-Bærheim, bør det være mulig å få mer informasjon om.

Regionalnettalternativet omtalt i avsnitt 4.5 er etter vår vurdering mer lovende enn beskrevet der. Motivet for å gjennomføre sentralnettstiltak er ikke at tiltaket er samfunnsøkonomisk lønnsomt, men at det sikrer strømforsyning til alle ved intakt nett, jf. avsnitt 5.7 under. I denne sammenheng er det interessant at det finnes et regionalnettstiltak som etter Statnetts vurdering utsetter tidspunktet der strømforsyningen er i fare, med ni år. Det vil si at fokus flyttes fra midten av 2020-tallet (dersom man aksepterer det som utgangspunkt) til midten av 2030-tallet. Statnett antyder at det kan koste om lag 200 millioner å ruste opp regionalnettet rundt Lysebotn II, og det kan komme til andre kostnader i form av nettap osv (skjønt de kan kanskje reduseres hvis man kjører anlegget fleksibelt slik avsnitt 4.3 antyder). Til sammenlikning gir det en nåverdigevinst på mer enn 500 millioner kroner å flytte en investering på 1,8 milliarder (Stokkeland-kostnaden) ni år ut i tid. Viktigere er kanskje at disse ni årene kan

gi anledning til å utforme bedre løsninger i lys av etterspørselsutviklingen og optimal stasjonsstruktur.

Så langt om fordelene ved å vente og se. Ulempene ved å vente og se er knyttet til risikoen for strømbrudd ved intakt nett øker. Man pådrar seg også levetidsforlengende investeringer i Stokkeland stasjon. Av disse to er etter vår vurdering risikoen for strømbrudd ved intakt nett overvurdert. Vi finner ingen dokumentasjon for at den skal være spesielt kritisk midt på 2020-tallet. Forventningsmessig inntreffer det ingen risiko før i perioden 2035-2040, og siden vi ikke kan være på den negative siden vil ethvert innslag av positiv risiko måtte vise seg som en forventningsverdi større enn null. Det sies også i KVVU-en (blant annet i sammendraget til hele utredningen) at forsyningssikkerheten i området er omtrent den samme i 2025 som nå. Det skyldes mindre tiltak som gjennomføres de nærmeste årene.⁴

Den andre kostnaden ved å vente og se er de levetidsforlengende tiltakene i Stokkeland. Vårt inntrykk er at disse er vanskelig å beregne, på samme måte som kostnadene i Stokkeland stasjon er den store usikkerhetsfaktoren i alternativet Lyse-Stokkeland. Det er for eksempel ikke klart for oss om gamle Stokkeland stasjon skal bestå som regionalnettstasjon eller ikke, og hvilke levetidsforlengende tiltak man eventuelt da pådrar seg. Det er bare differansen i levetidsforlengende tiltak som blir en kostnad ved å vente og se.

5.6 Fordelingseffekter er tilfredsstillende vurdert

Vi finner KVVU-ens diskusjon av fordelingseffekter tilfredsstillende.

5.7 Alternativanalysen trekker etter vårt syn for bastante konklusjoner

En viktig konklusjon i Alternativanalysen er at alternativet Lyse-Stølaheia faller ut. Det mener vi er godt gjort. For øvrig stusser vi over enkelte formuleringer i kapittel 1 Sammendrag og konklusjon, innledningsvis i Alternativanalysen.

Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av konseptene er oppsummert i Tabell 5.7. Ingen av tiltakskonseptene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, men nullalternativet tilfredsstillende ikke kravet om strømforsyning ved intakt nett. En annen ting å merke seg er den ubetydelige forskjellen mellom Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim. Forskjellen er på 150 millioner. Hadde vi lagt til kostnaden ved å erstatte dobbeltkursen mellom Stokkeland og Bærheim, ville forskjellen bare vært 10 millioner kroner og miljøeffekten ville også på det nærmeste blitt utlignet.

⁴ Kunnskapen om risikoen for strømbrudd ved intakt nett i dag er meget dårlig. Etterspørselen er avhengig av temperaturen. Laveste observerte tre døgns middeltemperatur i området de siste elleve år er -11,6 grader. Statnett antar med støtte i en rapport fra Lyse Elnett (2011) at laveste temperatur å regne med, er -13 grader over tre døgn. For å justere fra effektetterspørselen ved observert minimumstemperatur til den man ville hatt ved -13 grader, antas en temperaturfølsomhet på 1,7 prosentpoeng. Grunnlaget for tallet 1,7 er meget obskurt. Lyse Elnett (2011) sier det stammer fra «en undersøkelse av sammenhengen mellom total last for Sør-Rogaland og 3-døgns middeltemperatur fra 1991.». Alt i alt må den den maksimale effektetterspørselen sies å være en lite kjent størrelse. Det er bekymringsfullt all den tid så mye i utredningen hviler på denne størrelsen.

Tabell 5.7 Samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nettkonseptene

MNOK 2016 nåverdi	Nullalternativ	Lyse-Stokkeland	Lyse-Bærheim	Lyse-Stølaheia
Sum prissatte virkninger ifølge KVV	-3470	-3490	-3640	-4660
Minus kostnad ved tvangsmessig utkobling av forbruk	260			
Sum prissatte virkninger	-3210	-3490	-3640	-4660
Differanse fra nullalternativet	0	-280	-430	-1450
Ikke-prissatte avbruddskostnader		+	+	+
Miljøvirkninger		-/--	--	--

I dette lyset kan vi ikke være helt enige når kapittel 1 i Alternativanalysen uttaler at «det (Lyse-Stokkeland) er et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak som vi med høy grad av sikkerhet vurderer som det beste konseptet». Vi protesterer særlig mot andre del av utsagnet (høy grad av sikkerhet). Hvorvidt et for øvrig samfunnsøkonomisk lønnsomt alternativ, men som ikke oppfyller et skal-krav, skal kalles samfunnsøkonomisk ulønnsomt kan være et semantisk spørsmål.

Vi synes heller ikke det er godtgjort at «analysene indikerer at vi kan komme i en slik situasjon (avbrudd ved intakt nett) allerede på midten av 2020-tallet».

6. Vurdering og anbefaling

I henhold til OEDs veileder skal kvalitetssikrer veie de ulike konseptene mot hverandre og anbefale hvilke(t) konsept Statnett bør gå videre med.

KVU-en har vurdert tre alternativer opp mot nullalternativet: Lyse-Stokkeland, Lyse-Bærheim og Lyse-Stølaheia. Vi støtter KVU-en i at Lyse-Stølaheia kan legges bort. Den virker å være betydelig mer kostbar enn de andre alternativene.

Vi mener det ikke haster å bygge nytt sentralnett. Etter vår vurdering er det ikke godt gjort at forsyningssituasjonen blir kritisk midt på 2020-tallet, og vi kan ikke se hvorfor det er maktpåliggende å ha tiltak klare til akkurat dette tidspunktet. Forventningsmessig inntrer ingen avbruddskostnad ved intakt nett før i 2040, hvor det forventes 1,6 times avbrudd (altså om lag halvannen time). Det er selvsagt alltid risiko for tidligere avbrudd likevel, men den er ikke høy nok til å slå ut i tallene og må derfor antas å være lavere enn 0,06 time (4 minutter) og 0,06 MWh så sent som i 2035 (gitt vanlig avrundingspraksis). Dette gjelder ved forventet forbruksutvikling og en del andre forutsetninger om maksimal effektterspørsel en kald vinterdag, som ikke varieres i usikkerhetsanalysen. Tar man hensyn til etterspørselssituasjonen er vår vurdering at det er flere forhold som taler at etterspørselen vil legge seg lavere enn middels vekst frem mot 2025 og 2030, enn at den legger seg høyere. I den lave banen, som fortsatt betyr etterspørselsvekst, er det ingen forventete avbrudd ved intakt nett før tidligst år 2065. Alt i alt er det vår vurdering at området kan tåle en utsettelse av beslutningen til henimot midten av 2020-tallet, og eventuell ferdigstilling henimot 2030.

Per i dag er det etter vårt syn lite som skiller alternativene Lyse-Stokkeland og Lyse-Bærheim. Vi anbefaler å ta begge alternativene med i den videre vurderingen. Et viktig mål for den videre utredningen må være å få oversikt over muligheter og begrensninger i Stokkeland og Bærheim stasjoner. Er det for eksempel i alternativet Lyse-Bærheim tilstrekkelig å bygge om Bærheim stasjon? I så fall blir alternativet billigere enn forventet i KVU-en, samtidig som en unngår å låse stasjonsstrukturen for mye. Er det med utgangspunkt i Lyse-Stokkeland mulig å bygge ledning nordover for å avhjelpe dobbelkursproblemet, uten å gjøre ombygging i Bærheim stasjon? Kan i dette alternativet gamle Stokkeland stasjon saneres fullstendig, eller må den beholdes som en regionalnettstasjon? Dette er forholdsvis avgrensede spørsmål som det etter vårt syn er ønskelig og mulig å få svar på.

Vi vil også foreslå å utrede videre et alternativ der Lysebotn II kobles mot regionalnettet og spenningen i regionalnettet økes. Det kan gi verdifulle år i utsettelse av sentralnettstiltak til en moderat kostnad. Hvis man aksepterer 2025 som utgangspunkt, kan da tidspunktet for fare for utkobling flyttes til midt på 2030-tallet. Innen den tid kan mangt og meget se annerledes ut. Kanskje kan man med regionalnettstiltakene vente med sentralnettstiltak til tidspunktet for hovedombygging av stasjoner i 2035-2040. KVU-en er negativ til alternativet blant annet fordi det ikke kan stå ferdig til år 2023. Vi synes ikke det er en viktig innvending.

Referanser

Finansdepartementet. (2008). *Kvalitetssikring av konseptvalg, samt styringsunderlag og kostnadsoverslag for valgt prosjekteralternativ. Kostnadsestimering.* Finansdepartementet, versjon 1.0 datert 11.3.2008.

Lyse Elnett. (2011). *Kraftsystemutredning for Sør-Rogaland 2011-2030. Hovedrapport.*

Melding til Stortinget 14 (2011-2012). (u.d.). *Vi bygger Norge - om utbygging av stømnettet (Nettmeldingen).*

Melding til Stortinget 25 (2015-16). (u.d.). *Kraft til endring - energipolitikken mot 2030.* Olje- og energidepartementet.

OED. (2013). *Veileder: Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningssaker.* Olje- og Energidepartementet.

Vedlegg 1: Endringer i KVV-en i løpet av kvalitetssikringen

Vi viser til følgende sitat fra OEDs veileder *Konseptvalgutredning og ekstern kvalitetssikring av store kraftledningsaker*:

«Nettselskapet skal få mulighet til å gjøre endringer i sin KVV etter innspill fra kvalitetssikrer underveis og før rapporten overleveres departementet. I den endelige kvalitetssikringsrapporten skal det fremgå hvilke eventuelle endringer nettselskapet har gjort i sin KVV.»

Dette vedlegget redegjør for endringer som er gjort. Endringene er skjedd i flere steg og vi beskriver stegene hver for seg. Tabell V.1 minner om saksgangen i kvalitetssikringen og er nyttig for å forstå redegjørelsen.

Tabell V.1 Tidslinje for aktiviteter i forbindelse med KS av KVV Sør-Rogaland

Aktivitet	Dato
Avrop undertegnet	10. mars ⁵
Første utkast til KVV (Del I-III)	11. mars
Notat 1 fra Vista	8. april
Tilleggsavrop undertegnet	19. april
Andre utkast til KVV (Full minus sammendrag)	27. mai
Notat 2 fra Vista	10. juni
Tredje utkast til KVV (full)	12-27. oktober
Notat 3 fra Vista	4. november
Endelig KVV ferdig	18-21. november

Første utkast til KVV og kommentar (mars – april 2016)

Første utkast til KVV forelå 11. mars 2016. Utkastet omfattet delene Behovsanalyse, Mål og rammer, og Mulighetsstudie. Et notat som kommenterte utkastet (Notat 1) ble oversendt fra Vista 8 april 2016. Andre utkast til KVV 27. mai 2016. Dette var et fullt utkast.

I Notat 1 dreide våre overordnede kommentarer seg om følgende forhold:

- KVV-en er lettlest og godt argumentert
- Effektforbruket bør drøftes på bredere grunnlag, dvs ikke basere seg så tungt på husholdningsforbruket
- Lokal produksjon virker å være konservativt anslått og Lysebotn II virker mest rimelig å ta med i nullalternativet
- Interessentanalysen mangler

⁵ Avropet er udatert, men filen er datert 10. mars.

- Mulighetsstudien innsnevrer for mye og for raskt. Spesielt fant vi det ikke godtgjort at alternativene fra Kvinesdal, Ertsmyra og Tjørholm skulle skrives ut, og etterlyste en bedre begrunnelse for dette. Vi foreslo også, under tvil, at alternativet oppgradering av eksisterende ledning burde tas med videre til alternativanalysen.

Vi hadde også en del kommentarer til de enkelte kapitlene.

Det ble avholdt møte om våre merknader, som også inngikk i underlaget for Statnetts andre utkast i mai 2016.

Andre utkast til KVVU og kommentar (mai – juni 2016)

Andre utkast til KVVU forelå 27. mai 2016. Dette var et fullstendig utkast med alle deler, unntatt sammendrag. Notat 2 ble oversendt 10. juni.

I Notat 2 oppsummerte vi våre inntrykk på følgende måte:

- Behovsanalysen har nå en god form og gir et godt grunnlag for videre saksbehandling. De fleste kommentarer i notat 1 er tatt hensyn til på en god måte. Fortsatt savner vi en omtale av forbruksutviklingen i næringslivet utenom industri og husholdninger.
- Avsnittet om mål og rammer setter gode mål og relevante rammer.
- Også mulighetsstudien er kommet langt og er nær sin endelige form.
- Alternativanalysen og analysen av nettutviklingsstrategi er kommet kortere og kan styrkes på ulike måter

Deretter fulgte forslag til hvor alternativanalysen og analysen av nettutviklingsstrategi kan styrkes. Blant annet etterlyste vi en bedre begrunnelse for at *risikoen for at Statnett ikke kan forsyne alt forbruk ved intakt nett* inntreffer på midten av 2020-tallet. Vi etterlyste også mer informasjon om alternativet der Lysebotn II kjøres mot regionalnettet, og vi mente miljøvurderingene var noe overfladiske i forhold til betydningene de kunne ha. Endelig mente vi det var uklart om konseptene er til vurdering, er ment å løse behovet eller om de er første skritt i en større plan.

Tredje utkast til KVVU og kommentar (oktober – november 2016)

Tredje utkast til KVVU forelå i perioden 12-27. oktober 2016. Notat 3 ble oversendt 4. november.

I notat 3 oppsummerte vi våre inntrykk på følgende måte:

- Dokumentene er kommet en god del lenger siden forrige runde, og de fleste merknadene i Notat 2 er tatt hensyn til på en god måte.
- Vi har merknader til rangeringen av tiltak, det videre arbeidet med planleggingen av tiltak og strategi for det videre arbeidet.

Våre merknader dreide seg stort sett om de samme forholdene som er tatt opp i denne KS-rapporten, med overskrifter Man har bedre tid enn det gis inntrykk av i alternativanalysen og Tiden bør brukes til mer detaljerte analyser av løsningsalternativene.

Endelig KVV ferdig

Endelig KVV forelå i perioden 18-21. november. I forbindelse med oversendelsen utarbeidet Statnett notat om hvilke endringer som var gjort i siden tredje utkast. Notatet gjengis nedenfor.

«Viktigste endringer fra sist oversendelse

Behovsanalysen

Kapittel 2.7 er tatt ut siden det er begrenset informasjon iht Beredskapsforskrift. Bli oversendt separat.

Kapittel 7.4

Endret for å reflektere at vi nå har sikkerhet for at det kommer mer vindkraft i regionen enn det vi har lagt til grunn

Kap. 8.2:

Teksten er endret for å bedre diskutere usikkerheten rundt tidspunktet når vi kommer i en n-0 situasjon.

Vedlegg 5:

Vedlegg om estimering av maksforbruk er flyttet fra alternativanalysen (der det også var vedlegg) siden dette henger sammen med usikkerheten i N-0 tidspunktet.

Mål og rammer

Uendret

Mulighetsstudien

Tall er endret for å ta hensyn til ny reinvesteringsplan for Stokkeland stasjon. Vedlegg om miljøvurderinger er lagt inn her.

Alternativanalysen

Her er det mye tekst som er endret. Det som er mest materielt er kapittel 1 om oppsummering og konklusjoner og kap. 4 om realopsjoner. Øvrige endringer er mer spissing av budskap og forbedring av struktur.»

Vista Analyse AS

Vista Analyse AS er et samfunnsfaglig analyseselskap med hovedvekt på økonomisk forskning, utredning, evaluering og rådgivning. Vi utfører oppdrag med høy faglig kvalitet, uavhengighet og integritet. Våre sentrale temaområder omfatter klima, energi, samferdsel, næringsutvikling, byutvikling og velferd.

Våre medarbeidere har meget høy akademisk kompetanse og bred erfaring innennfor konsulentvirksomhet. Ved behov benytter vi et velutviklet nettverk med selskaper og ressurspersoner nasjonalt og internasjonalt. Selskapet er i sin helhet eiet av medarbeiderne.

Vista Analyse AS
Meltzersgate 4
0257 Oslo

post@vista-analyse.no
vista-analyse.no