

Løsningsvalgrapport for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet



Innhold

LØSNINGSVALGRAPPORT	3
1 Sammendrag.....	4
2 I Kraftsystemet i Sør-Rogaland anbefaler vi ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet	6
3 Vi vurderer de ulike løsningsvalgene hver for seg	9
4 Føringer for neste fase/forutsetninger for vellykket gjennomføring	23
 KILDER	 24
 VEDLEGG.....	 25
Vedlegg 1 Samfunnsøkonomisk metode	26
Vedlegg 2 Kostnader i regionalnettet	27
Vedlegg 3 Enlinjeskjema for ledningskonfigurasjonene (unntatt offentlighet)	28

Løsningsvalgrapport

I rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland konkluderte vi med at en ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet er det beste første trinnet for nettutviklingen i Sør-Rogaland. I denne rapporten har vi vurdert løsningsvalg for den nye forbindelsen.

Til ny 420 kV-ledning anbefaler vi bruk av ledningstypen dupleks athabaska. I løsningsvalget for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet er systemløsning for Stokkeland stasjon sentral. Vi anbefaler å bygge en ny stasjon på Fagrafjell med både 300 og 420 kV drift, og med plass til tre transformatorer til 132 kV. Videre anbefaler vi at begge de to eksisterende 300 kV-ledningene i området blir lagt innom den nye stasjonen. Det er liten forskjell i prissatte og ikke-prissatte virkninger mellom alternativene vi har vurdert. Det gjør at vår anbefaling er sensitiv for endringer i forutsetningene.

1 Sammendrag

Sør-Rogaland er et område med et stort behov for import av strøm. Området forsynes i dag av to transmisjonsnettledninger, en 300 kV-ledning fra Feda og en 300 kV-ledning fra Tonstad. Vi har i dag perioder hvor importen inn til området overstiger N-1 kapasiteten. Det vil si at feil på en av transmisjonsnettledningene inn til Sør-Rogaland kan føre til avbrudd i strømforsyningen. For å løse behovet for økt kapasitet inn til Sør-Rogaland, har vi gjennom rapporten "Kraftsystemet i Sør-Rogaland, analyse av behov og tiltak" anbefalt å etablere en ny 420 kV-ledning mellom Lyse og Stokkelandsområdet.

I løsningsvalget har vi gjort en omfattende vurdering av omfang og tilhørende investeringskostnader. I hovedsak er investeringskostnadene noe høyere, men fortsatt på nivå med det vi anslo i konseptvalget. I lys av størrelsen, og usikkerheten, på nytte- og kostnadsvirkninger står våre konklusjoner fra konseptvalget seg.

Lønnsomheten blir redusert dersom kostnadsøkninger ikke gir tilsvarende økning i nytteverdi. Det blir derfor viktig å ha fokus på kostnadseffektive løsninger i den videre planleggingen. I denne fasen har vi vurdert følgende hovedvalg i løsningsvalget for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet:

- Nødvendig kapasitet på forbindelsen
- Ny stasjon eller ombygging av dagens stasjon
- Antall spenningsnivå i stasjonen
- Behov for transformering
- Ledningskonfigurasjon (topologi)
- Stasjonsplassering

Tapsreduksjon med dupleks athabaska forsvarer merkostnaden

Dupleks athabaska er en linetype med kileformede ledere. Den er dyrere enn dupleks parrot, men merkostnaden oppveies av tapsbesparelsen vi får ved å bygge med athabaska. Vi anbefaler derfor dupleks athabaska som linetype for den nye ledningen, gitt at denne blir teknologikvalifisert og godkjent for bruk i Statnett. Hvis ikke er det tilstrekkelig med dupleks parrot.

Vi anbefaler en ny stasjon med to spenningsnivå og tre 132 kV transformatorer

Ombygging av eksisterende Stokkeland stasjon vil ta minst tre år lengre og er mer kostbart enn å bygge en ny stasjon. Vi anbefaler derfor å bygge en helt ny stasjon. I henhold til funksjonskrav (FIKS) og beredskapsforskriften må vi ha fullverdige dublerede koblingsanlegg for både 300 og 420 kV i ny stasjon. Dette gir oss også fleksibilitet ved videre utvikling av nettet i området, ettersom stasjonen vil være sentral i en gradvis omlegging fra 300 til 420 kV i tiårene som kommer. Vi anbefaler også at Statnett planlegger for tre transformatorer til 132 kV i den nye stasjonen for å legge til rette for at Lyse Elnett kan etablere mellomtransformering fra 132/50 kV. Dersom 132/50 kV-transformering ikke viser seg å være et rasjonelt tiltak som kan realiseres tidsnok, er det nok med to 132 kV-transformatorer fra dag én.

Fagrafjell med begge ledninger innom stasjonen kommer marginalt bedre ut enn de øvrige alternativene, men usikkerheten er stor

Valg av ledningskonfigurasjon går på om vi skal legge én (alternativ L1) eller begge (alternativ L2) av de eksisterende 300 kV-ledningene innom den nye stasjonen. Stasjonsplasseringene som er vurdert er Helgaland, Espeland og Fagrafjell. Fagrafjell med L2 kommer marginalt best ut når vi ser på prissatte virkninger, fordi investerings- og reinvesteringskostnader i transmisjons- og regionalnett er noe lavere enn de øvrige alternativene. Espeland med L1 kommer like etter målt i prissatte virkninger. Det er ingen vesentlig forskjell i ikke prissatte virkninger som påvirker rangeringen.

Gitt størrelsen på samlede investeringer og usikkerheten i disse, er forskjellen i prissatte virkninger ikke spesielt stor. Størsteparten av investeringskostnadene er imidlertid felles for de seks alternativene, og det er dermed liten forskjell i usikkerheten. L2 gir mulighet for å realisere en mulig rasjonell nettutvikling videre nordover til en lavere kostnad enn L1. I tillegg reduserer vi utfallsrommet for nødvendige reinvesteringer i eksisterende Stokkeland stasjon når vi kan sanere eksisterende Stokkeland stasjon på et tidligere tidspunkt enn med L1. Vi mener derfor at L2 totalt sett kommer bedre ut enn L1. Sett i lys av dette mener vi det er grunnlag for å prioritere Fagrafjell med L2. Men vi understreker at usikkerheten i denne prioriteringen er stor, sett i lys av at forskjellen i nåverdi mot nest beste alternativ målt i prissatte virkninger er på 60 MNOK.

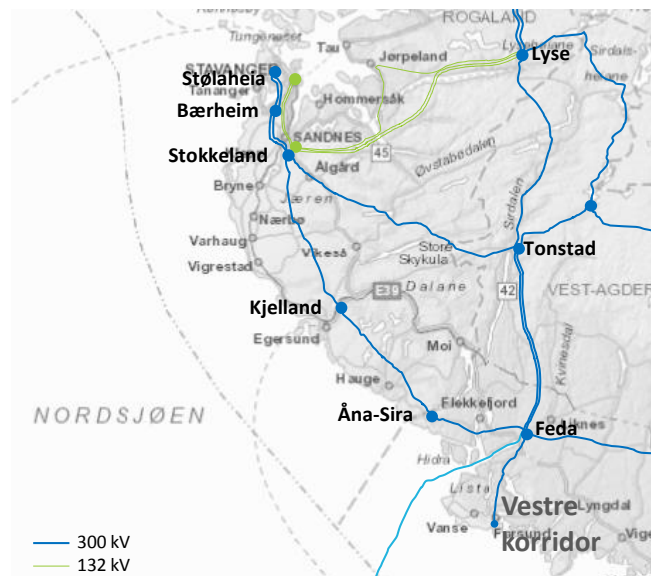
Tabellen under oppsummerer de prissatte og ikke prissatte virkningene i MNOK 2016-kroner nåverdi for ledningskonfigurasjon og stasjonsplassering.

MNOK 2016-kroner nåverdi	Nullalternativet	L1			L2		
		Espeland	Helgaland	Fagrafjell	Espeland	Helgaland	Fagrafjell
Investeringskostnader Lyse-Stokkelandsområdet	0	-1420	-1520	-1520	-1620	-1580	-1560
Regionalnettsinvesteringer	0	-70	-80	-30	-120	-130	-80
Reinvesteringer	-2560	-2230	-2230	-2230	-2070	-2070	-2070
Drifts- og vedlikeholdskostnader nytt nett	0	-50	-50	-50	-10	-10	-10
Ekstra tiltak i Dugeringen	-360	0	0	0	0	0	0
Avbruddskostnader	-290	-80	-80	-80	-80	-80	-80
Utkobling av forbruk ved intakt nett	-260	0	0	0	0	0	0
Reduserte overføringstap	0	180	190	190	180	190	190
Sum prissatte virkninger (brutto)	-3470	-3670	-3770	-3720	-3720	-3680	-3610
Sum prissatte virkninger (netto sammenlignet med nullalternativet)	0	-200	-300	-250	-250	-210	-140
Ikke prissatte virkninger							
Miljøvirkninger					-/--		
Ikke prissatte avbruddskostnader					+		
Opsjoner							
Kostnad for å realisere videre nettutvikling nord for Stokkeland etter trinn 1	-		Størst			Minst	

2 I rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland anbefaler vi ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet

2.1 Forbruksutvikling er prosjektutløsende behov

Sør-Rogaland er et område med et stort behov for import av strøm. Området forsynes i dag av to transmisjonsnettledninger, en 300 kV ledning fra Feda og en 300 kV ledning fra Tonstad. I tillegg sørger 132 kV-ledningene fra Lysebotn for overføring av lokal produksjon.



Figur 1 Dagens nett i Sør-Rogaland

Nettet må klare å overføre tilstrekkelig mengde kraft i de timene når overføringsbehovet er på sitt høyeste. Det maksimale forbruket inntreffer på kalde vinterdager, og har steget jevnt de siste 40 årene. I dag har vi perioder der importbehovet inn til området overstiger N-1-kapasiteten. Det vil si at feil på en av transmisjonsnettledningene inn til Sør-Rogaland kan føre til avbrudd i strømforsyningen. På en kald vinterdag kan det bli behov for å koble ut opptil 400 MW forbruk ved feil.

Det er planlagt flere tiltak i og rundt transmisjonsnettet i Sør-Rogaland som vil gi noe økt overføringskapasitet fram mot 2020. Disse tiltakene reduserer andelen av tiden utenfor N-1 til mindre enn én prosent gitt dagens forbruksnivå. Vi forventer imidlertid en økning i effektbehovet, hovedsakelig som følge av befolkningsvekst.

Uten tiltak vil vi ikke klare å dekke forbruket

Våre analyser viser at vi på 2030-tallet vil komme i en situasjon der overføringsbehovet på linjene vil overstige N-0-kapasiteten. I en slik situasjon vil vi ikke klare å forsyne forbruket ved intakt nett, og vi klarer dermed ikke oppfylle tilknytningsplikten i Energiloven.

Usikkerhet i forutsetninger og beregninger innebærer imidlertid at det er stor usikkerhet om når dette tidspunktet vil inntreffe, og at det kan oppstå allerede på midten av 2020-tallet. Det kan også skje tidligere. Omfanget av forbruk som må kobles ut de første årene vil være lite og kortvarig. For at dette skal inntreffe så tidlig som på midten av 2020-tallet må vi få en ekstremt kald vinter. I tillegg er det en usikkerhet i kapasitetsgrenser og forbruksvekst. Sannsynligheten for at vi kommer i en situasjon der vi ikke lenger kan forsyne alt forbruk øker etterhvert som forbruket forventes å stige utover i analyseperioden.

Forbruksvekst er prosjektutløsende behov

Vi har identifisert økt effektbehov som følge av forbruksvekst i alminnelig forsyning som prosjektutløsende behov. Behovet blir forsterket av følgende faktorer:

- Reinvesteringsbehov i transmisjons- og regionalnett
- Behov for full handelskapasitet på nye mellomlandsforbindelser

For mer utførlig beskrivelse av behovsutviklingen i området, se behovsanalysen i Rapport om kraftsystemet i Sør-Rogaland.

2.2 Mål og rammer

Samfunnsmålet for analysen Kraftsystemet i Sør-Rogaland er sikker tilgang på strøm i Sør-Rogaland. Det innebærer at forbrukerne skal ha tilstrekkelig effekt til å dekke eksisterende forbruk og forventet forbruksvekst, og at det skal være tilstrekkelig kapasitet i nettet til å vedlikeholde og fornye kraftnettet.

Effekt målet er at kraftsystemet skal tåle utviklingen i kraftforbruket uten at en feil i transmisjonsnettet medfører utkobling av forbruk tilknyttet distribusjonsnettet. Tiltakene må ikke nødvendigvis oppfylle effekt målet, men vi har vurdert graden av måloppnåelse for de ulike tiltakene.

Statnetts virksomhet er regulert av en rekke nasjonale lover og forskrifter. Basert på disse er det i rapporten Kraftsystemet for Sør-Rogaland utledet noen SKAL-krav som vurderte tiltak må ligge innenfor:

- Alle som er tilknyttet kraftnettet skal som minimum ha strømforsyning ved intakt nett.
- Nettutvikling skal skje på en samfunnsmessig rasjonell måte.
- Systemvern på forbruk i distribusjonsnettet er kun akseptabelt som en midlertidig løsning.
- Utbygging skal skje med minst mulig belastning for tredjeparter, naturmangfold, landskap og arealinteresser.

2.3 En ny ledning fra Lyse til Stokkelandsområdet fremstår som det beste første trinnet for nettutviklingen i Sør-Rogaland

I mulighetsstudien i rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland har vi vurdert en rekke tiltak som kan bidra til å redusere effektbehovet eller øke overføringskapasiteten. Gjennom dette arbeidet kom vi fram til at tiltak i transmisjonsnettet løser effektbehovet, og at en ny ledning fra Vestre korridor (transmisjonsnettet mellom Sauda og Kristiansand) er det beste konseptet. Ettersom startpunkt for en ny ledning fra Lyse allerede har vært grundig vurdert i tidligere konsesjonssøknader og ingen andre alternative tilknytningspunkter i Vestre korridor er åpenbart bedre, ble kun konseptet med ny ledning fra Lyse tatt videre til alternativanalysen. Vi vurderte tre endepunkter for ledningen:

1. Stokkeland
2. Bærheim
3. Stølaheia

Basert på en vurdering av prissatte virkninger, ikke prissatte virkninger, usikkerhet og oppfølgingsinvesteringer finner vi at ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet er det beste første trinnet for nettutviklingen i Sør-Rogaland. Denne løsningen fremstår også som mest fleksibel fordi den gir flere muligheter til å utvikle nettet videre nordover på en rasjonell måte.

I rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland anbefaler vi ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet

2016

2.4 Vi måler virkningene opp mot nullalternativet i rapport Kraftsystemet i Sør-Rogaland

Behovsanalysen i rapporten om Kraftsystemet i Sør-Rogaland definerer nullalternativet for vår videre analyse. Her definerte vi følgende virkninger i nullalternativet:

Tabell 1 Samfunnsøkonomiske virkninger i nullalternativet

	Nåverdier (MNOK)
Reinvesteringskostnad ledning transmisjonsnett	-560
Reinvesteringskostnad stasjoner transmisjonsnett	-1620
Reinvesteringskostnad 132 kV-nettet	-380
Avbruddskostnader pga feil	-290
Avbruddskostnader pga utkobling av forbruk	-260
Oppgradering Dugeringen (handelskapasitet mellomlandsforbindelser)	-360
Sum kostnader i nullalternativet	-3470

For en nærmere beskrivelse av virkningene se rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland.

3 Vi vurderer de ulike løsningsvalgene hver for seg

I løsningsvalget vurderer vi valg for både ledning og stasjon. Tapsreduksjonen med dupleks athabaska forsvare kostnadsforskjellen mot dupleks parrot. Vi legger til grunn at vi skal bygge en ny stasjon fordi ombygging av eksisterende stasjon blir både kostbart og tidkrevende. For å oppfylle lovbestemte krav må vi ha to spenningsnivå i stasjonen. For å ta høyde for at Lyse Elnett skal etablere mellomtransformering i stasjonen må vi planlegge for tre 420/132 kV transformatorer i den nye stasjonen.

Vi finner at kostnaden ved å legge begge eksisterende 300 kV-ledninger innom stasjonen kan forsvares av at vi reduserer utfallsrommet for reinvesteringkostnader i eksisterende Stokkeland stasjon og at dette gir mulighet til å realisere en mulig rasjonell nettutvikling videre nordover til en lavere kostnad. Gitt at vi skal legge begge ledninger innom stasjonen kommer Fagrafjell noe bedre ut enn de andre stasjonsalternativene fordi det gir totalt sett lavest kostnader i transmisjons- og regionalnettet. Forskjellen i prissatte virkninger er imidlertid ikke stor sett i lys av investeringsens størrelse. Gitt at størstedelen av investeringskostnadene og dermed også usikkerheten er felles for stasjonsalternativene, mener vi det likevel er grunnlag til å prioritere Fagrafjell med L2 som stasjonsalternativ.

3.1 Tapsreduksjon med dupleks athabaska forsvare merkostnaden

Det er tre linetyper som er aktuelle for forbindelsen mellom Lyse og Stokkelandsområdet. Dette er

- Dupleks parrot
- Dupleks athabaska
- Tripleks grackle

Dupleks parrot er det billigste alternativet, tripleks grackle er det dyreste. Våre analyser viser at dupleks parrot gir tilstrekkelig kapasitet. Samtidig vil overføringstapene bli lavere dersom vi bygger med dupleks athabaska eller tripleks grackle. I investeringskostnadene er det lagt til grunn at vi bygger med dupleks athabaska. Vi har i kostnadsestimeringen lagt til grunn at dupleks athabaska øker investeringskostnadene med om lag 3,5 prosent sammenlignet med dupleks parrot. Tripleks øker kostnadene med om lag 10 prosent sammenlignet med dupleks parrot. Tabellen under viser kostnaden for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet med de ulike linetyperne og tilhørende tapsbesparelse. Vi har vurdert forskjeller i kostnad og tap med utgangspunkt i dupleks parrot.

Tabell 2: Forskjeller i kostnad og verdi av reduserte tap (sammenlignet med dupleks parrot) i MNOK 2016-korner nåverdi, samt kapasitet for ulike linetyper

	Dupleks parrot	Dupleks athabaska	Tripleks grackle
Økt kostnad ¹ sammenlignet med dupleks parrot	0	+ 10	+ 40
Verdi av reduserte tap	0	- 40	- 30
Kapasitet (80 grader linetemp/ 0 grader omgivelsestemp)	3630	4050	4660

Vi ser at dupleks athabaska kommer best ut av disse tre alternativene. Verdien av reduserte tap veier opp for kostnadsøkningen sammenlignet med dupleks parrot. Vi anbefaler derfor dette alternativet under forutsetning om at linetypen blir teknologikvalifisert. Dersom den ikke blir teknologikvalifisert i

¹ Tatt utgangspunkt i basisestimat for nybygg ledning i Lyse-Helgaland-alternativet.

tide, er det tilstrekkelig med dupleks parrot. Vi tror ikke det er realistisk at vi kommer til å trenge en kapasitet tilsvarende tripleks i fremtiden.

3.2 To spenningsnivå i stasjonen oppfyller lovbestemte krav og gir i tillegg fleksibilitet i videre utvikling

Når vi skal vurdere løsningsvalg for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet, må vi ta hensyn til Funksjonskrav i kraftsystemet (FIKS) og beredskapsforskriften. I henhold til FIKS 2.4 skal koblings-/apparatlegg generelt ha høy fleksibilitet i normal drift, ved feil og ved revisjoner. Flexibilitet, redundans og overføringsevne skal tilfredstille alle krav i beredskapsforskriften § 5-6 tilpasset anleggets klassifisering.

Nye Stokkeland transformatorstasjon vil være et klasse 3-anlegg. I henhold til beredskapsforskriften § 5-6 skal anlegget utføres og utstyres etter høye krav til sikring. I henhold til vedlegg 3.2.8 vil dette blant annet si at anlegget som hovedregel skal ha dublering av de viktigste komponenter for anleggets primære funksjoner. Dette gjelder blant annet samleskinner, effekt- og skillebrytere, samt annen nødvendig utsrutning. Hovedtransformators funksjon skal ha redundans i anlegg eller system.

Det er tre muligheter for spenningsnivå i stasjonen

1. 420 kV drift – autotransformatorer på 300 kV-forbindelsene
2. 300 kV drift – autotransformatorer på forbindelse fra Lyse
3. 300 og 420 kV drift

Med en løsning med 420 kV og autotransformatorer på 300 kV-forbindelsene må vi med et transformatorhavari regne med minimum 4 ukers utetid for linjen som trafoen er knyttet til. Det gjør forsyningen til Stavanger sårbar, og oppfyller heller ikke kravet i beredskapsforskriftens vedlegg 3.2.8 om at hovedtransformators funksjon skal ha redundans i anlegg eller system.

Løsningen med 300 kV drift med autotransformatorer på forbindelsen fra Lyse er et bedre alternativ fordi forsyningen inn til Stavanger-området ikke blir like utsatt ved feil på transformator. Vi må i et slikt tilfelle ha to autotransformatorer fordi flyten kan komme over 1000 MW med intakt nett. Med to autotrafoer på forbindelsen kan vi enten etablere bryterfelt på hver side av begge trafoene, eller vi kan bygge en forenklet løsning med kun skillebrytere. Ved en forenklet løsning vil utfall av en trafo medføre utkobling av hele forbindelsen til vi får koblet om og satt forbindelsen på drift igjen. Vi må også koble ut hele forbindelsen før og etter revisjon av en av trafoene. Dette blir en lite fleksibel løsning for en stasjon som er så sentral som Stokkeland, og tilfredstiller ikke kravene til FIKS 2.4. Bryterfelt på 420 kV-siden av trafoene vil gi en tilfredstillende løsning, men det utløser behov for å etablere samleskinne på 420 kV, noe som vil si både 300 og 420 kV drift (alternativ 3).

Med to spenningsnivåer i stasjonen får vi et anlegg hvor de viktigste komponentene er dublet, og anlegget vil ha høy fleksibilitet i normal drift, ved feil og ved revisjoner. Et slikt anlegg oppfyller kravene i FIKS og beredskapsforskriften.

To spenningsnivåer gir i tillegg fleksibilitet ved fremtidig spenningsoppgradering. Det er sannsynlig at det vil være to spenningsnivåer i Sør-Rogaland i noen tiår framover, og den nye stasjonen vil være sentral i en gradvis omlegging til 420 kV. Med bare 300 kV spenningsnivå i stasjonen vil det på sikt kunne bli behov for fire til seks autotransformatorer etter hvert som ledninger legges om til 420 kV, enten i Stokkeland, eller tilstøtende stasjoner om det er mulig. Et grovt anslag for kostnaden med å installere én autotransformator er 80 MNOK² (sjakt, felt, transport, trafo). Disse mulige fremtidige kostnadene unngår vi med to spenningsnivåer i Stokkeland. I en gradvis omlegging til 420 kV kan det også bli behov for midlertidige koblinger som kan bli vanskelige med bare ett spenningsnivå i

² Tilsvarende omtrent estimatet for en 132 kV transformator i ny stasjon i totalestimatet for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet

stasjonen. Om dette blir et reelt problem er vanskelig å vite på forhånd, men en stasjon med begge spenningsnivåer gir bedre fleksibilitet.

En løsning med begge spenningsnivåer oppfyller alle krav i beredskapsforskriften, og gir størst fleksibilitet i drift og ved senere spenningsoppgradering eller om det kommer nye forbindelser inn til stasjonen. Sammenlignet med alternativ (2) er det også bare en beskjeden merkostnad med denne løsningen fordi antall bryterfelt som skal bestykkes fra dag én blir det samme. Vi forkaster derfor (1) og (2), og forutsetter at vi må ha både 300 kV og 420 kV i stasjonen i Stokkelandsområdet.

3.3 En ny stasjon fremstår som mer rasjonelt enn ombygging av eksisterende stasjon

Statnett har vurdert om det er mulig bygge om dagens Stokkeland stasjon fra 300 til 420 kV både som tradisjonelt og som gassisolert anlegg (GIS). Resultatet fra denne vurderinger er at ombygging fremstår som svært komplekst på grunn av stort behov for utkoblinger mot transmisjons- og regionalnettet, lang gjennomføringstid og høye kostnader. Stasjonen er allerede i dag svært sårbar for eventuelle feilsituasjoner. En omfattende ombygging vil i byggeperioden redusere forsyningssikkerheten i området ytterligere. Selve gjennomføringen er krevende med mye grunn-, spennings- og montasjearbeid i, eller i umiddelbar nærhet til spenningsførende anleggsdeler. Ombyggingen vil være svært kostnadskrevede og ha lang gjennomføringstid og vil trolig ta minst tre år lengre tid enn å bygge en ny stasjon.

Det er gjort grove vurderinger av kostnader ved å bygge om stasjonen. Ombygging av stasjonen som et tradisjonelt anlegg er grovt anslått til 730 MNOK. Dette tilsvarer om lag basisestimatet for å bygge en ny stasjon. Et GIS anlegg vil være mindre arealkrevende og dermed kreve mindre grunnarbeid, men komponentkostnadene blir høyere. Estimatet på 730 MNOK forutsetter imidlertid en løsning som ikke tilfredsstiller kravene i beredskapsforskriften og FIKS. For å kunne tilfredsstille kravene, vil ombyggingen uansett bli i størrelsesorden 150-200 MNOK dyrere enn tidligere nevnte estimat. Ombygging av eksisterende stasjon fremstår dermed som vesentlig dyrere enn å bygge en ny stasjon.

På bakgrunn av denne vurderingen har vi forutsatt at vi skal bygge en ny stasjon i Stokkelandsområdet.

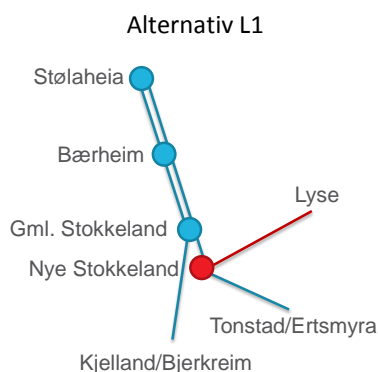
3.4 Kostnaden ved å legge begge ledninger innom stasjonen oppveies av sparte reinvesteringer og driftskostnader ved sanering av eksisterende Stokkeland stasjon

Spørsmålet om ledningskonfigurasjon og stasjonsplassering henger sammen fordi kostnadsforskjellen mellom de to ledningskonfigurasjonene vi vurderer til en viss grad er avhengig av stasjonsplassering. I dette delkapitlet drøfter vi likevel ledningskonfigurasjon nesten uavhengig av stasjonsplassering, og så vurderer vi dette i sammenheng i kapittel 3.6.

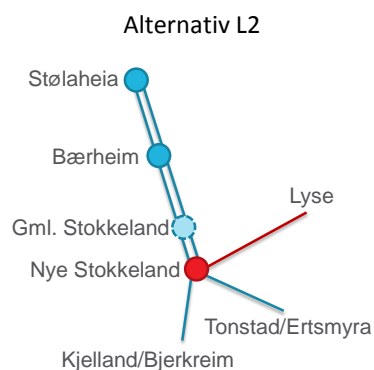
Vi har to alternativer for ledningskonfigurasjon

Det er to hovedalternativer for ledningskonfigurasjon i ny stasjon i Stokkelandsområdet, se figur Figur 2 og Figur 3. I konfigurasjon L1 går kun 300 kV-ledningen fra Tonstad innom den nye stasjonen, mens 300 kV-ledningen fra Kjelland legges utenom. I konfigurasjon L2 går begge de to 300 kV-ledningene innom den nye stasjonen.

I L2 er eksisterende Stokkeland stasjon stiplet fordi vi forutsetter at denne kan saneres når nye Stokkeland stasjon er på plass. For L1 er tidspunkt for sanering mer usikkert, dette er drøftet senere i dette kapitlet.



Figur 2 Bare ledningen fra Tonstad tilkoblet nye Stokkeland stasjon.



Figur 3 Både ledning fra Kjelland og Tonstad innom nye Stokkeland stasjon.

For både alternativ L1 og L2 er det behov for at Lyse Elnett etablerer et sterkt 132 kV-nett mellom eksisterende og nye Stokkeland. Enlinjeskjema for alternativene er i Vedlegg 3 (unntatt offentlighet). Behovet for forbindelsen er noe ulikt for de to alternativene.

For **L1** er det bare én 300 kV-forbindelse mellom eksisterende og nye Stokkeland. Dersom vi ikke har noe parallelt 132 kV-nett vil N-1-kapasiteten inn til området forbli som i dag. Et sterkt 132 kV-nett mellom de to Stokkeland-stasjonene vil øke N-1-kapasiteten, men kapasitetsøkningen er avhengig av hvordan vi dimensjonerer det nye 132 kV-nettet. Nettet må håndtere flytendringen ved utfall av 300 kV-ledningen mellom eksisterende og nye Stokkeland.

For **L2** er det to 300 kV-forbindelser mellom eksisterende og nye Stokkeland. Behovet for 132 kV-nettet mellom eksisterende og nye Stokkeland er da hovedsakelig sparte reinvesteringer i eksisterende Stokkeland stasjon. Lyse Elnett og Statnett har inngått en intensjonsavtale om nettutviklingen i Sør-Rogaland, og i henhold til denne avtalen har blant annet Lyse Elnett en intensjon om å etablere transformering mellom 132 kV og 50 kV i eksisterende Stokkeland eller fra en annen transformatorstasjon. Vi har i denne rapporten forutsatt at Lyse Elnett i L2 etablerer mellomtransformering i eksisterende Stokkeland stasjon, slik at vi kan sanere transmisjonsnettdelen av stasjonen. Kapasiteten på 132 kV-nettet mellom eksisterende og ny Stokkeland stasjon må være nok til å forsyne både 132 kV-nettet og 50 kV-nettet som i dag forsynes fra eksisterende Stokkeland stasjon.

Det er ingen stor forskjell i samlede investeringskostnader mellom L1 og L2

Forskjell i sum av investeringskostnader, reinvesteringer og regionalnettskostnader er ikke stor gitt størrelsen på investeringen vi vurderer. Kostnaden ved å legge begge 300 kV-ledningene innom den nye stasjonen øker investeringskostnaden, men denne kostnaden oppveies av sparte reinvesteringer i eksisterende Stokkeland stasjon. Kostnaden ved å legge begge ledninger innom stasjonen varierer med stasjonsplassering og spennet i kostnadene i tabellen under reflekterer dette.

Tabell 3 Samlede investeringskostnader for L1 og L2 i MNOK 2016-kroner nåverdi. Spennet viser forskjell i stasjonsplassering.

	Nullalternativ	L1	L2
Investeringskostnader for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet	0	[-1420,-1520]	[-1560,-1620]
Regionalnettsinvesteringer	0	[-30,-80]	[-80,-130]
Reinvesteringer	-2560	-2230	-2070
Sum samlede investeringskostnader	-2560	[-3720,-3830]	[-3660,-3760]
Differanse fra nullalternativet	0	[-1160,-1220]	[-1150,-1250]

Å legge begge 300 kV-ledningene innom nye Stokkeland øker investeringskostnaden isolert sett

Investeringskostnaden for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet varierer med om lag 200 MNOK i nåverdi avhengig av ledningskonfigurasjon og stasjonsplassering. Ved å legge begge 300 kV-ledningene innom nye Stokkeland stasjon (L2), blir kostnadene for nye Stokkeland stasjon høyere uavhengig av stasjonsplassering. Dette er fordi vi må legge om flere kilometer med ledning, og fordi vi trenger flere felt på 300 kV i stasjonen. Kostnadsforskjellen mellom en og to ledninger innom er størst med Espeland stasjon som med L1 er det billigste alternativet, men med L2 blir det dyreste alternativet (se kapittel 3.6 for mer detaljer).

Lyse Elnett må investere i regionalnett i begge alternativer

Lyse Elnett har estimert kostnaden ved nytt 132 kV-nett mellom ny og eksisterende Stokkeland stasjon til 70-100 MNOK i reelle kroner avhengig av stasjonsplassering. Mellomtransformeringen som vi har lagt til grunn for L2 har en estimert kostnad på 90 MNOK. Dette inkluderer 55 MNOK til to nye 132/50 kV trafoer i tillegg til tre nye felt til en kostnad på 35 MNOK. De nye transformatorene er bare til nytte i eksisterende Stokkeland stasjon fram til Lyse har lagt om Jærnettet. Vi legger til grunn at disse transformatorene kan flyttes til en annen lokasjon etter 2028 og antar 50 prosent gjenbruksverdi³. I tillegg har vi hensyntatt kostnadsforskjell mellom stasjonsplasseringer i andre ledninger Lyse Elnett planlegger ut fra den nye stasjonen, se omtale under kapittel 3.6.

I L2 sparer vi reinvesteringer i eksisterende Stokkeland stasjon

Det er planlagt omfattende reinvesteringstiltak i eksisterende Stokkeland stasjon i perioden fram til 2028. I konseptvalget la vi til grunn at vi klarer å spare de fleste reinvesteringkostnadene i stasjonen. Dette er imidlertid avhengig av hvilken ledningskonfigurasjon vi velger. Uavhengig av konfigurasjon er det nødvendig med reinvesteringer til en kostnad på 60 MNOK fram til 2023.

Ved L1 må vi opprettholde 300/132 kV-transformering i eksisterende Stokkeland for å kunne tåle utfall av den ene 300 kV-forbindelsen. I tillegg må vi beholde 300/50 kV-transformering inntil Lyse Elnett har lagt om Jærnettet til 132 kV, noe som etter planen skal skje senest i 2028. I henhold til tilstandsvurderingen er det da nødvendig å bytte ut én 300/132 kV-transformator og én 300/50 kV-transformator samt en del apparatanlegg til en total kostnad på 160 MNOK i perioden 2023 til 2028. Vi legger til grunn at omtrent 50 prosent av reinvesteringen av ny 300/50 kV transformator har gjenbruksverdi for de andre stasjonene i området etter at Lyse Elnett har lagt om Jærnettet til 132 kV. Videre er vi nødt til å beholde eksisterende Stokkeland stasjon som transmisjonsnettstasjon inntil det enten blir etablert en ny forbindelse mellom Stokkelandsområdet og Bærheim eller begge ledninger legges innom stasjonen (L1 blir til L2). Drift i eksisterende stasjon etter 2028 vil medføre ytterligere reinvesteringstiltak i eksisterende Stokkeland på 100 MNOK. Etter at konsesjonssøknaden er sendt skal vi utrede videre nettutvikling nord for Stokkeland. Siden endelig løsning nord for Stokkeland ikke er besluttet, antar vi med L1 at eksisterende Stokkeland stasjon driftes fram til planlagt tidspunkt for hovedombygging for stasjonen rundt 2038.

Ved L2 er det ikke nødvendig med transformering til 132 kV i eksisterende Stokkeland. Vi sparer dermed reinvestering av 300/132 kV-transformatorene i eksisterende Stokkeland. I tillegg har vi lagt til grunn at Lyse Elnett skal etablere mellomtransformering fra Jærnettet til 132 kV, slik at det ikke er behov for å reinvestere i ny 300/50 kV transformering i eksisterende Stokkeland stasjon. Det vil si at vi sparer alle reinvesteringstiltak i eksisterende Stokkeland.

Å beholde eksisterende Stokkeland stasjon gir økte driftskostnader

Med bare en av de to eksisterende ledningene innom ny stasjon er vi avhengig av å beholde transmisjonsnettdelen av dagens Stokkeland stasjon i en lengre tidsperiode. Dette innebærer større drifts- og vedlikeholdskostnader sammenlignet med om denne stasjonen ble sanert. Statnetts erfaringsdata tilsier at det koster i størrelsesorden 5 MNOK i året å drifte en stor stasjon i

³ Dette er på samme måte som vi behandler transformatorinvesteringer i transmisjonsnettanlegget i eksisterende Stokkeland stasjon, se neste underoverskrift.

transmisjonsnett. Dersom vi skal drifte eksisterende Stokkeland stasjon fra 2023 til 2038 parallelt med ny stasjon innebærer dette en merkostnad ved L1 på om lag 40 MNOK i nåverdi.

Vi får bedre kapasitet inn til Sør-Rogaland i L2, men det er ingen forskjell i avbruddskostnader

I alternativ L1 vil N-1-kapasiteten på Sør-Rogalandsnittet bli i underkant av 1000 MW. Den nøyaktige kapasiteten vil avhenge av kapasiteten på det nye 132 kV-nettet mellom eksisterende og nye Stokkeland. Ved utfall av 300 kV-ledningen mellom eksisterende og nye Stokkeland er det 132 kV-nettet som blir høyest belastet. Det kan bli nødvendig å beholde noe forbruk i eksisterende Stokkeland på gaffelkobling/systemvern for å være sikker på å håndtere feil mellom ny og eksisterende Stokkeland.

Uten 132 kV-nett mellom de to stasjonene forblir N-1-kapasiteten som i dag. For å øke kapasiteten er vi da avhengig av å flytte last fra eksisterende til nye Stokkeland stasjon, noe som i praksis vil si omlegging av Jærnettet til 132 kV. I henhold til melding som Lyse Elnett sendte til NVE i juni 2016, skal denne oppgraderingen skje rundt 2028.

I alternativ L2 får vi N-1-kapasitet inn til Sør-Rogaland på 1300 MW. Dette tilsvarer N-0-kapasiteten i nullalternativet. Det er feil på den nye forbindelsen fra Lyse som er dimensjonerende feil. Kapasiteten gjør at vi kan avvikle bruken av gaffelkobling/systemvern på forbruk.

De to ledningskonfigurasjonene L1 og L2 er likevel ganske like når det gjelder forsyningssikkerhet. Det er to forskjeller mellom løsningene som trekker i hver sin retning:

- Sårbarheten for feil mellom eksisterende og nye Stokkeland er større i L1. Ved feil her i periodene med høyest forbruk vil det være nødvendig å koble ut forbruk. Dette bidrar imidlertid lite til avbruddskostnadene ettersom sannsynligheten for feil er lav og feilen må inntreffe i perioden med høyest forbruk for å gi utkobling av forbruk. Sannsynligheten for feil på ledningen mellom de to Stokkeland-stasjonene er lav fordi den er svært kort, selv om vi legger til grunn økt feilsannsynlighet som følge av byggeaktivitet, nytt anlegg i nye Stokkeland og aldrende anlegg i eksisterende Stokkeland.
- Sårbarheten for et utfall av nye Stokkeland stasjon er redusert i L1. Ved en slik hendelse vil L1 med en 300 kV-ledning utenom nye Stokkeland ha en fordel, fordi vi da vil ha en transmisjonsnettledning inn til området som ikke rammes av utfallet. Siden vi regner utfall av en hel stasjon som såpass usannsynlig, får vi imidlertid liten forskjell i avbruddskostnader mellom de to ledningskonfigurasjonene.

I forventning får vi ca. 80 MNOK i avbruddskostnader for begge alternativer. Totalt sett har vi trolig undervurdert de prissatte avbruddskostnadene ved feil fordi det er mulig å få flere samtidige feil, enten på grunn av dårlig vær eller på grunn av avhengigheter mellom feilene. Vi tillegger alle alternativer en liten positiv virkning for å ta hensyn til at en ny ledning også vil avhjelpe denne typen feil. For en nærmere beskrivelse, se kapittel 2.3 i alternativanalysen i rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland.

Ettersom utfall av en hel stasjon er svært sjelden, har vi ikke godt nok statistikkgrunnlag for slike feil. Det er derfor større utfallsrom for avbruddskostnadene for L2 enn for L1. Vi tillegger denne usikkerheten liten vekt sammenlinet med for eksempel usikkerheten knyttet til sårbarhet for langvarige feil på dobbeltkursen (jf. beskrivelse i rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland) fordi vi anser sannsynligheten for langvarig utfall av en hel stasjon å være enda mye lavere enn et langvarig utfall av en dobbeltkursledning. Statnett har ikke registrert langvarige utfall av en hel stasjon for tidsperioden vi har statistikk for.

Vi håndterer transittflyt i begge alternativer

Ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet vil ikke bare gi bedre forsyningssikkerhet til Sør-Rogaland, men den vil også gi en større kapasitet for flyt nord-sør i området. For alternativ L1 vil noe av denne transittflyten belaste forbindelsen mellom nye og eksisterende Stokkeland. For L2 vil ingen av forbindelsen nord for nye Stokkeland stasjon være påvirket av transittflyt. Vi har simulert nord-sør-flyten for 50 historiske tilsigsår, både for intakt nett og for noen viktige utfall. Resultatene fra disse

simuleringene viser at L1 kan håndtere transittflyt så lenge 300 kV koblingsanlegget i eksisterende Stokkeland er intakt.

Det er større usikkerhet rundt reinvesteringer i L1

Det er usikkerhet knyttet til reinvesteringstidspunktet for gamle komponenter. Dersom noen av komponentene, spesielt transformatorene, havarerer før forventet levetid, må vi ta kostbare reinvesteringer tidligere enn hva vi har antatt i vår analyse. Det kan også være at komponenter kan leve lengre enn det vi har antatt.

Med L1 forutsetter vi at vi drifter eksisterende Stokkeland stasjon parallelt med den nye stasjonen fram til 2038. Dette betyr at vi i dette alternativet i større grad er eksponert for usikkerhet i omfang og nivå på reinvesteringer, men også for tidspunkt for når tiltakene må gjennomføres. Kostnadene kan bli høyere enn det vi har lagt til grunn og de kan komme tidligere. Men også motsatt. Det er også en mulighet for at vi kan sanere eksisterende stasjon tidligere enn vi har antatt for L1. Dette er avhengig av videre nettutvikling nord for Stokkeland, noe vi skal utrede etter at konsesjonssøknaden er sendt.

Med L2 forutsetter vi at det ikke blir behov for å reinvestere i transmisjonsnettanlegget i eksisterende Stokkeland stasjon etter 2023. Dette forutsetter at Lyse Elnett etablerer mellomtransformering for Jærnettet. Dersom det ikke er etablert mellomtransformering når nye Stokkeland står klar, må vi beholde eksisterende Stokkeland stasjon fram til Lyse enten har lagt om Jærnettet til 132 kV eller etablert mellomtransformering. Omlegging av Jærnettet skal etter planen skje rundt 2028. At det ikke blir etablert mellomtransformering har tre effekter:

- Økte driftsutgifter ved at vi beholder eksisterende stasjon.
- Vi må reinvestere den ene 300/50 kV transformatoren for å kunne ha en sikker forsyning til Jærnettet.
- Det blir tilstrekkelig med to 132 kV-transformatorer i nye Stokkeland inntil enten mellomtransformering er etablert eller Jærnettet er lagt om til 132 kV. Dersom deler av Jærnettet kan forsynes fra Bjerkreim når det er lagt over på 132 kV blir det ikke behov for en tredje transformator i nye Stokkeland (se kapittel 3.5 for vurdering av transformatorbehov).

Det vil bare være aktuelt å gå bort fra mellomtransformering dersom det viser seg at videreføring av eksisterende stasjon er mer lønnsomt totalt sett enn å etablere mellomtransformering for å sanere eksisterende stasjon i 2023. Vi tror dermed ikke denne usikkerheten er nok til å gjøre L2 vesentlig dyrere enn L1.

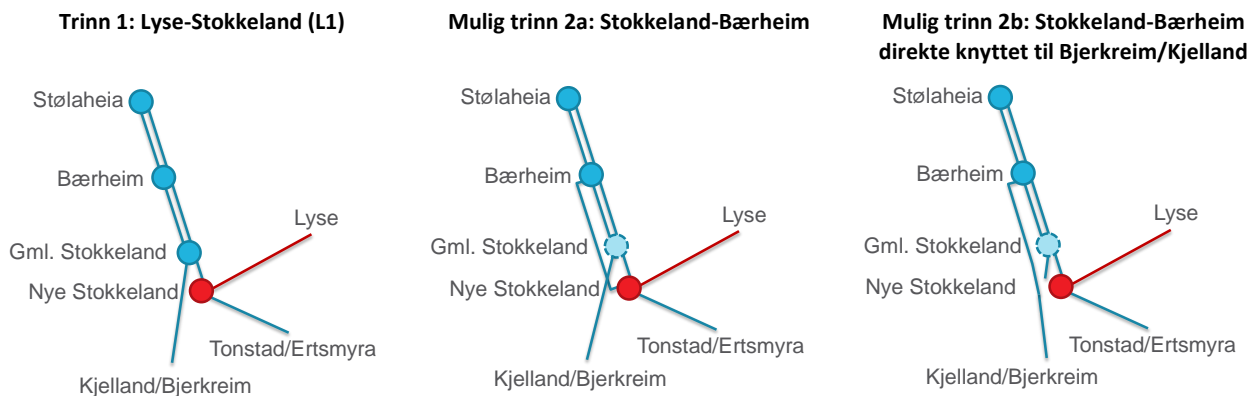
Vi mener usikkerheten i reinvesteringer taler for at L2 er det beste alternativet fordi vi kan sanere transmisjonsnettanlegget i eksisterende Stokkeland på et tidligere tidspunkt og dermed redusere utfallsrommet for reinvesteringer i eksisterende Stokkeland stasjon.

L1 kan gi økte kostnader ved videre utvikling av transmisjonsnettet nord for Stokkeland

I alternativanalysen i rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland identifiserte vi en mulig lønnsom opsjon ved videreutvikling av transmisjonsnettet nord for Stokkeland. I nettutviklingsstrategien i samme rapport fremgår det at vi etter at tilleggsøknaden for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkелandsområdet er sendt, skal utrede videre utvikling. Vi finner at kostnadene ved videre utvikling kan bli høyere med L1 sammenlignet med L2.

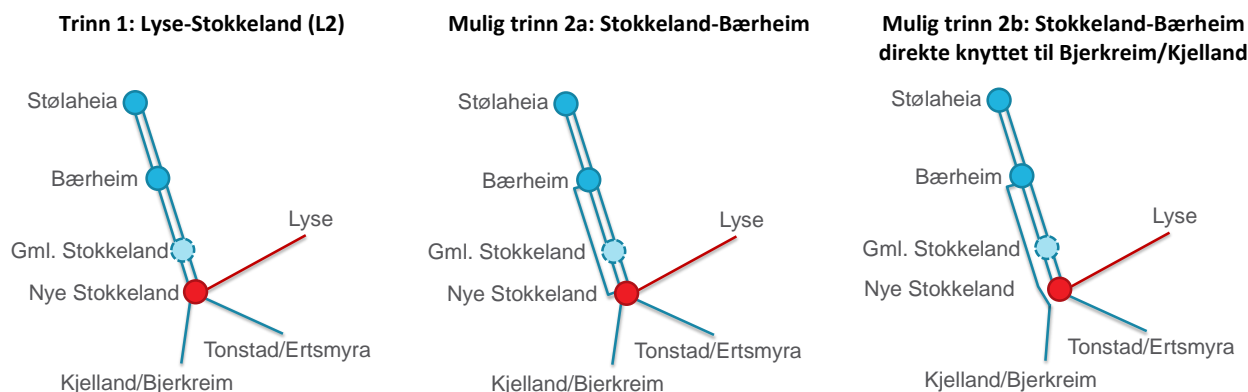
Kostnaden ved å viderutvikle nettet videre nordover kan bli høyere med L1 sammenlignet med L2

En mulighet for å redusere sårbarhet for langvarige feil på dobbeltkursen vil være å etablere en ny forbindelse mellom Stokkелandsområdet og Bærheim. Et alternativ er å knytte denne forbindelsen til i nye Stokkeland og Bærheim stasjon. Et annet alternativ er å forlenge dagens 300 kV-ledning mellom Bjerkreim/Kjelland og Stokkeland videre til Bærheim. På neste side ser vi på videre utvikling med henholdvis L1 og L2.



Figur 4 Mulig videre utvikling av transmisjonsnettet gitt L1

Vi ser at selv om vi med L1 sparer feltkostnader og kostnader knyttet til å legge om linjer i trinn 1, må vi ved eventuell ny forbindelse mellom Stokkelandsområdet og Bærheim etablere et nytt felt i nye Stokkeland, enten for ledning til Bærheim (2a) eller for å knytte til ledningsbiten fra eksisterende Stokkeland (2b). Et felt koster i størrelsesorden 15 MNOK. For 2b kommer det i tillegg en kostnad knyttet til å legge om linjen fra eksisterende Stokkeland til nye Stokkeland som grovt kan anslås til differansen i investeringskostnader mellom L1 og L2. Dette utgjør om lag 40-200 MNOK i nåverdi avhengig av stasjonsplassering.



Figur 5 Mulig videre utvikling av transmisjonsnettet gitt L2

For L2 vil vi med trinn 2a få en feltkostnad i nye Stokkeland, mens vi i 2b ikke får noen ekstra kostnader knyttet til nye Stokkeland stasjon.

Oppsummert ser vi at ved eventuell etablering av en ny forbindelse mellom Stokkelandsområdet og Bærheim vil vi i L1 få en kostnad i nye Stokkeland stasjon uavhengig av løsning. For L2 kan vi unngå ekstra kostnader dersom vi etablerer denne forbindelsen som en forlengelse av ledningen fra Kjelland/Bjerkreim. Videre utvikling nord for Stokkeland er usikker og vil være gjenstand for grundige analyser før vi kan konkludere på hvilken løsning som er best.

For L1 må vi trolig gjøre tiltak ved sanering av eksisterende Stokkeland stasjon

For L1 må vi antageligvis gjøre tiltak ved sanering av eksisterende Stokkeland stasjon. Dette er fordi kapasiteten inn mot Stavanger og kapasiteten til transitt reduseres på det tidspunktet vi sanerer stasjonen. Årsaken til at kapasiteten går ned, er at ledningene på nordsiden av eksisterende Stokkeland har lavere kapasitet enn på sørsiden og at denne ledningen nå blir en del av forbindelsen fra Kjelland. For å opprettholde kapasiteten kan vi gjøre ett av to tiltak:

- Enten kan ledningen mellom eksisterende Stokkeland stasjon og Kjelland/Bjerkreim legges innom nye Stokkeland stasjon, slik at trinn 1 i L1 og L2 blir identiske.
- Eventuelt kan vi bygge en ny forbindelse mellom nye Stokkeland og Bærheim (trinn 2a i Figur 4)

Det er usikkert i dag om det blir behov for å gjennomføre disse tiltakene i forbindelse med at eksisterende Stokkeland stasjon saneres eller ikke. I våre analyser er kapasiteten akkurat tilstrekkelig, men større transitt eller høyere forbruk enn forutsatt vil føre til at vi må gjennomføre et av tiltakene over.

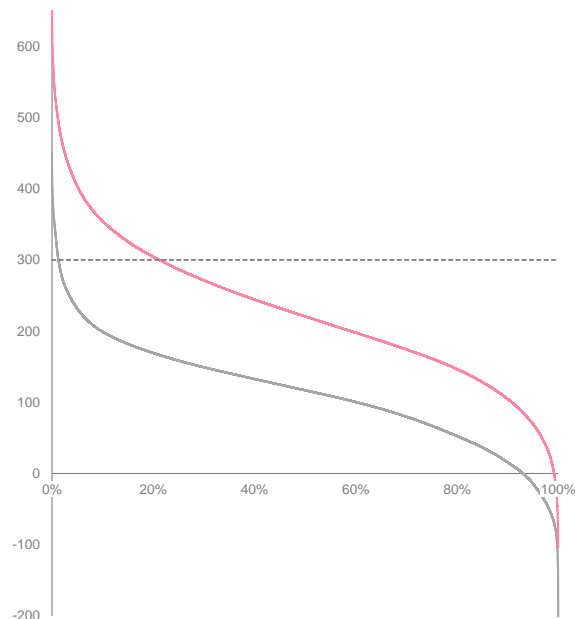
Begge ledninger innom begge stasjoner fremstår som beste alternativ på grunn av lavere usikkerhet og mulighet for kostnadsbesparelser ved videre utvikling

Vi finner ikke grunnlag for å rangere ledningskonfigurasjon basert på prissatte og ikke prissatte virkninger. Merkostnaden ved å legge begge ledninger innom stasjonen oppveies av sparte reinvesteringer i eksisterende Stokkeland stasjon slik at samlede investeringskostnader blir omtrent like. Det er heller ingen vesentlige forskjeller på nyttesiden.

Ved L2 reduserer vi imidlertid utfallsrommet for reinvesteringer i eksisterende Stokkeland stasjon sammenlignet med L1. I tillegg er kostnaden ved en mulig rasjonell videre nettutvikling lenger nordover lavere med L2. Vi mener derfor det totalt sett er grunnlag for å prioritere L2 framfor L1.

3.5 Vi må planlegge for tre transformatorer i stasjonen fra dag én, men ser ikke behov for reaktiv kompensering før nærmere 2030

Vi har forutsatt at Lyse Elnett etablerer et 132 kV-nett mellom eksisterende og nye Stokkeland stasjon, og at de etablerer mellomtransformering mellom 132 og 50 kV slik at også Jærnettet forsynes via nye Stokkeland stasjon. Figur 6 viser prognosert flyt på 132 kV-transformatorene i nye Stokkeland for 2030-forbruksnivå med både dagens 132 kV-nett og Jærnettet forsynt fra disse transformatorene.



Figur 6: Flyt på 132 kV-transformatorene i nye Stokkeland ved tilkobling av dagens 132 kV-nett + Jærnettet (rosa), og ved tilkobling av kun 132 kV-nettet (grått), referanseår 2030

Figuren viser at flyten vil overstige N-1-kapasiteten med to transformatorer drøyt 20 % av tiden dersom Jærnettet også skal forsynes fra disse transformatorene, og at vi i perioder også vil ha flyt opp mot N-0-grensa på transformatorene. Disse problemene kan reduseres ved bruk av spesialregulering,

men vi risikerer uansett utkobling av store mengder forbruk ved et eventuelt transformatorutfall dersom vi bare skal ha to 132 kV-transformatorer. Vi antar derfor at vi vil ha behov for tre transformator til 132 kV i nye Stokkeland.

Dersom vi kun har dagens 132 kV-nett koblet mot 132 kV-transformeringen i nye Stokkeland vil det være tilstrekkelig med to 132 kV-transformatorer i nye Stokkeland. Dette vil være tilfelle dersom Lyse Elnett ikke etablerer mellomtransformering, men at Jærnettet forsynes fra 300/50 kV-transformatorene i eksisterende Stokkeland stasjon. Dersom Jærnettet skal forsynes fra nye Stokkeland først etter at Jærnettet er lagt om til 132 kV-drift, kan den tredje transformatoren plasseres et annet sted enn i nye Stokkeland, for eksempel i Bjerkreim.

Ettersom det er noe usikkerhet knyttet til hvordan og når Jærnettet skal forsynes fra nye Stokkeland, planlegger vi for tre 132 kV-transformatorer i nye Stokkeland, men åpner for å bare installere to dersom vi får informasjon som tilsier at dette vil være tilstrekkelig.

Vi ser ikke behov for reaktiv kompensering i den nye stasjonen

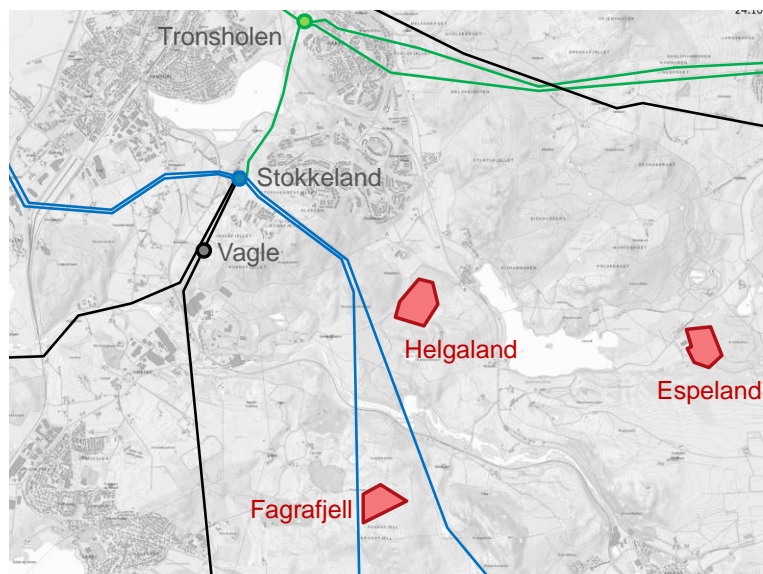
Vi har sett på behov for kompensering, og våre analyser viser at det sannsynligvis bør installeres et kondensatorbatteri i nye Stokkeland stasjon på sikt. I eksisterende Stokkeland stasjon ligger det kondensatorbatterier på tertiærviklingene på transformatorene som forsvinner når disse saneres. Dersom forbruket øker slik vi forventer kan det bli behov for å installere et kondensatorbatteri i ny stasjon rundt 2030.

Vi ser også at på sikt, i ekstreme sommerlastsituasjoner, kan det blir behov for en reaktor i nye Stokkeland. Det betyr at når ledningen mot Tonstad og/eller mot Åna-Sira skal spenningsoppgraderes eller dersom driftserfaringer tilsier det, må det være ledig felt til å installere reaktor i nye Stokkeland.

Vi ser ikke behov for dynamisk kompensering.

3.6 Det er lite som skiller stasjonsplasseringene Fagrafjell, Helgaland og Espeland

Det er vurdert omtrent ti stasjonsplasseringer for ny transmisjonsnettstasjon. Flere av plasseringene er forkastet på grunn av teknisk uegnethet, konflikt med andre planer eller svært lang tilknytning av 132 kV-ledningene til Lyse Elnett, noe som er ugunstig for deres lasttyngdepunkt. Plasseringene som vi vurderer videre er Espeland, Helgaland og Fagrafjell, se Figur 7.



Figur 7 Ulike stasjonsplasseringer for nye Stokkeland stasjon

Å plassere stasjonen i Espeland blir dyrere gitt L2

Tabell 4 viser investeringskostnaden for ny ledning fra Lyse til Stokkelandsområdet for L1 og L2 og de ulike stasjonsalternativene. Kostnaden for Lyse-ledningen er i hovedsak lik for de tre stasjonsalternativene da de følger samme trase over 90 prosent av totalt ledningstrekk, men varierer noe basert på plassering av stasjonen. Espeland får den korteste traseen, mens Fagrafjell og Helgaland har omtrent 4 km lengre trase. Komponentene som skal inngå i den nye stasjonen er den samme for alle alternativer, men Espeland har den laveste stasjonskostnaden fordi grunnarbeidene er mindre omfattende. På den annen side må vi i L2 legge om langt flere km av Tonstad- og Kjellandledningen for Espeland enn for de andre stasjonsalternativene, da denne stasjonen ligger lengst unna de eksisterende 300 kV-ledningene. Dette gjør at Espeland blir det billigste alternativet med L1, men det dyreste alternativet med L2. Fagrafjell og Helgaland kommer omtrent likt ut.

Tabell 4 Investeringskostnader for ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet for L1 og L2 og ulike stasjonsplasseringer, i MNOK 2016-kroner nåverdi

	Nullalternativet	L1			L2		
		Espeland	Helgaland	Fagrafjell	Espeland	Helgaland	Fagrafjell
Investeringskostnader Lyse til Stokkelandsområdet	0	-1420	-1520	-1520	-1620	-1580	-1560

Kostnadene i regionalnettet er minst med Fagrafjell

Lyse Elnett har estimert kostnader i regionalnettet for de ulike stasjonsplasseringene (1). Forskjellen i kostnader skyldes ulike avstander og ulikt behov for kabling for å knytte til Jærnettet. Plassering på Fagrafjell fører til lavest kostnad i regionalnettet, mens plassering på Espeland og Helgaland gir omtrent like kostnader.

Vi har forutsatt at Lyse Elnett må etablere et sterkt 132 kV-nett mellom eksisterende og nye Stokkeland, se omtale i kapittel 3.4. I nåverdiberegningen har vi antatt at dette idriftsettes i 2023. Lyse Elnett har planlagt ytterligere tre ledninger fra den nye stasjonen til Kaldberg, Hatteland og Ålgård. Disse skal gjennomføres uavhengig av om vi bygger ny stasjon. Kostnadene ved disse ledningene skal dermed ikke tas med i regnestykket for lønnsomheten av ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet, men vi tar hensyn til kostnadsforskjellen mellom stasjonsplasseringene. De to første bør i følge Lyse Elnett være på plass i 2023. Den siste ledningen til Ålgård kommer noe senere, vi har lagt til grunn 2028 i nåverdiberegningene. I nullalternativet har vi lagt til grunn at kostnaden blir tilsvarende Helgaland alternativet (det er denne stasjonen som ligger nærmest eksisterende Stokkeland stasjon). Dette gir nåverdiene fremstilt i Tabell 5. For mer detaljer om estimatene som ligger til grunn se Vedlegg 2. I tillegg kommer kostnader ved mellomtransformering som vi beskrev nærmere i kapittel 3.4.

Tabell 5 Kostnader av nytt 132 kV-nett og i Jærnettet av ny stasjon, i MNOK 2016-kroner nåverdi

	Nullalternativ	Espeland	Helgaland	Fagrafjell
132 kV-nett mellom eksisterende og nye Stokkeland	0	-70	-80	-50
Mellomtransformering 132/50 kV (Kun i L2)	0	-50	-50	-50
Kostnader ved nye ledninger til Kaldberg, Hatteland og Ålgård (netto i forhold til nullalternativet)	0	0	0	20
Sum regionalnettskostnader	0	-120	-130	-80

Med plassering i Espeland er det noe større tapskostnader

Endringene i tap kommer i hovedsak av at vi får en ny 420 kV-ledning som tar en stor del av flyten inn til området. Mellom stasjonsplasseringene skiller det lite i tap sammenlignet med tapsbesparelsen for hele forbindelsen mellom Lyse og Stokkelandsområdet. Det er imidlertid en liten forskjell, der Fagrafjell og Helgaland kommer best ut med kortest vei til forbruket (kraften blir fraktet nærmest forbruker på 420 kV). Vi har gjort et enkelt overslag basert på at deler av kraften må fraktes 5 km ekstra på 132 kV i alternativet med Espeland enn i de andre alternativene. Vi har grovt anslått tapsforskjellen til å ligge i størrelsesorden 1500 MWh i året som utgjør en verdi på om lag 10 MNOK i økte tapskostnader i dette stasjonsalternativet sammenlignet med de andre alternativene.

Det er ingen vesentlig forskjell i miljøvirkninger mellom stasjonsplasseringene

I rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland ble ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet som helhet vurdert å ha en liten til middels negativ miljøvirkning (-/--). Forskjellen mellom alternativene i løsningsvalgsfasen ligger i hovedsak i stasjonsplasseringen fordi stasjonsalternativene ligger såpass nær hverandre at miljøvirkningen av ny 420 kV-ledning blir tilnærmet lik for alle alternativene. Konsekvenser av omlegging av eksisterende 300 kV-ledninger er i større grad ulike for de ulike plasseringene.

Vurderingene under er basert på resultater fra konsekvensutredningene. Selv om det er forskjeller mellom stasjonsplasseringene mener vi dette ikke er nok til at miljøvurderingen av hele forbindelsen mellom Lyse og Stokkelandsområdet endres.

Det er flere registrerte fredete kulturminner i området ved Fagrafjell, og transformatorstasjonen vil sannsynligvis komme i direkte konflikt med enkelte av kulturminnene. Plasseringen er derfor vurdert til å ha en meget stor negativ konsekvens for kulturminner, men vi tror konfliktgraden kan dempes noe gjennom detaljprosjektering av stasjonsområdet. Lokaliteten er også i konflikt med den utvalgte naturtypen kystlynghei, noe som gir stor negativ konsekvens for naturmangfold. For landskap, friluftsliv, nærmiljø og støy er Fagrafjell vurdert til å ha liten negativ konsekvens. Helgaland er vurdert å ha en større virkning på landskap, friluftsliv og nærmiljø ettersom plasseringen ligger i et populært friluftsområde. Espeland er også vurdert å ha større negativ konsekvens for nærmiljø, landskap, friluftsliv og støy enn Fagrafjell, og har i tillegg stor negativ konsekvens for naturmangfold både for stasjonsplasseringen og vurdert sammen med omlegginger av 300 kV-ledninger til ny plassering. Konsekvensgraden for de ulike miljøtemaene som er vurdert er altså svært ulike for de ulike temaene og plasseringene, noe som gjør dem vanskelige å sammenligne direkte. En negativ miljøvirkning på -/-- mener vi derfor er en rimelig vurdering av alle alternativene når vi ser samlet på konsekvenser av stasjonsplassering, ny ledning og ombygginger.

Målt i prissatte og ikke-prissatte virkninger kommer Fagrafjell noe bedre ut

Tabell 6 oppsummerer våre stasjonsalternativer. Målt i prissatte virkninger kommer Fagrafjell best ut gitt L2 fordi dette alternativet gir lavest kostnader i transmisjons- og regionalnettet totalt sett. Det er ingen vesentlig forskjell på nyttesiden utover at Espeland gir noe lavere tapsreduksjoner enn de øvrige alternativene. Det er ingen vesentlige forskjeller i ikke-prissatte virkninger som påvirke rangeringen.

Tabell 6 Prissatte og ikke-prissatte virkninger for de ulike stasjonsalternativene

MNOK 2016-kroner nåverdi	Nullalternativet	L1			L2		
		Espeland	Helgaland	Fagrafjell	Espeland	Helgaland	Fagrafjell
Investeringskostnader ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet	0	-1420	-1520	-1520	-1620	-1580	-1560
Regionalnettsinvesteringer	0	-70	-80	-30	-120	-130	-80
Reinvesteringer	-2560	-2230	-2230	-2230	-2070	-2070	-2070
Drifts- og vedlikeholdskostnader nytt nett	0	-50	-50	-50	-10	-10	-10
Ekstra tiltak i Dugeringen	-360	0	0	0	0	0	0
Avbruddskostnader	-290	-80	-80	-80	-80	-80	-80
Utkobling av forbruk ved intakt nett	-260	0	0	0	0	0	0
Reduserte overføringstap	0	180	190	190	180	190	190
Sum prissatte virkninger (brutto)	-3470	-3670	-3770	-3720	-3720	-3680	-3610
Sum prissatte virkninger (netto sammenlignet med nullalternativet)	0	-200	-300	-250	-250	-210	-140
Ikke prissatte virkninger							
Miljøvirkninger				-/--			
Ikke prissatte avbruddskostnader				+			
Opsjoner							
Kostnad for å realisere opsjon om videre nettutvikling nord for Stokkeland etter trinn 1	-		Størst			Minst	

Usikkerheten i virkninger gjør rangeringen mer usikker, men vi gjør ingen åpenbar feil ved å velge Fagrafjell

Sett i lys av størrelsen på samlede investeringskostnader er ikke forskjellen i prissatte virkninger mellom Fagrafjell og de andre alternativene stor. Usikkerhetsspennet for samlede investeringskostnader (P10-P90) for L2 er estimert til 1700-2200 MNOK for Fagrafjell og Helgaland, mens usikkerhetsspennet for Espeland er på 1800-2300.

Mye av de samme kostnadselementene inngår imidlertid i alle tre alternativene. Endring i ledningskostnader og enkeltkomponenter i stasjonen vil slå tilnærmet likt ut for alle alternativer. Det

som skiller er usikkerhet rundt kostnader ved grunnarbeid for ny stasjon, ledningsomlegging (ved L2) og regionalnett. Dette utgjør en mindre del av samlede investeringskostnader. For Helgeland stasjon er usikkerheten rundt grunnforhold større enn de andre alternativene fordi stasjonstomten ligger i et myrområde som innebærer risiko for betydelig masseutskiftinger. Usikkerhet rundt grunn og rettighetserverv er noe større i Fagrafjell sammenlignet med de øvrige. Usikkerheten rundt grunnarbeid er minst med Espeland.

Espeland fremstår her som det dårligste alternativet med L2 fordi det innebærer størst kostnader både i regionalnett og transmisijsnett. Med L1 fremstår imidlertid de prissatte virkningene for Espeland bare 60 MNOK lavere enn Fagrafjell med to ledninger innom (L2). Usikkerheten rundt valget av L2 sammenlignet med L1 har dermed også påvirkning på rangeringen av stasjonsplassering. Over viste vi at i forventning kommer L1 og L2 omtrent likt ut, men at L2 kom bedre ut fordi det reduserer utfallsrommet for reinvesteringskostnader i eksisterende Stokkeland stasjon og at kostnaden ved å realisere opsjonen med videre nettutvikling videre nordover kan bli lavere.

Vi tror dermed ikke at vi gjør en åpenbar feil ved å velge Fagrafjell med L2 som prioritert løsning. Men siden marginen ned til de andre alternativene er såpass liten, skal det lite til for at rangeringen mellom stasjonsalternativene endres. Den videre konsesjonsbehandlingen kan avdekke forhold som kan bidra til å øke kostnadene for tiltaket. Den totale samfunnsøkonomiske lønnsomheten av Lyse-Fagrafjell reduseres dersom kostnadsøkninger ikke gir tilsvarende økning i nytteverdi. Det blir derfor viktig å ha fokus på kostnadseffektive løsninger i den videre planleggingen.

3.7 Kostnadsestimatene vi bruker i denne rapporten avviker fra det som ble brukt i konseptvalget

I alternativanalysen i rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland er kostnadsestimatet for konseptet ny forbindelse mellom Lyse og Stokkelandsområdet om lag 130 MNOK lavere målt i reelle kroner, enn estimatet vi bruker for Fagrafjell med L2 i denne analysen. Den beregnede samfunnsøkonomiske lønnsomheten blir da tilsvarende lavere i denne analysen.

Avviket skyldes hovedsakelig at estimatet i rapporten Kraftsystemet i Sør-Rogaland er basert på en grovere og mer overordnet tilnærming. Bakgrunnen for dette er at vi har ulik grad av modenhet i konseptfasen sammenlignet med fasen vi nå er i (løsningsvalg). Når prosjektet blir tatt videre etter konseptfasen blir det gjort mer detaljprosjektering, og vi får mer informasjon om både omfanget og lokasjon. Dette medfører at usikkerheten i anslagene er større i konseptfasen og at denne usikkerheten blir redusert i senere faser etter hvert som vi får mer informasjon om tiltaket.

Blant annet har vi i løsningsvalgsfasen estimert kostnadene for hver av de aktuelle stasjonsplasseringene, mens dette blir behandlet som en usikkerhet i konseptfasen. Med andre ord, vi har fått ny informasjon i løsningsvalget som tilsier at usikkerheten rundt viktige valg som påvirker kostnaden, er redusert. Når vi kan redusere usikkerheten vil det i dette tilfellet påvirke forventningsverdien av tiltaket.

Basert på analysen og drøftingen i rapporten Kraftsystemet for Sør-Rogaland, endrer ikke dette rangeringen av konseptene. Vi mener derfor at de løsningsvalgene vi nå vurderer er de mest rasjonelle.

4 Føringer for neste fase/forutsetninger for vellykket gjennomføring

4.1 Plan for avvikling av eksisterende Stokkeland stasjon

Det er et stort reinvesteringsbehov i eksisterende Stokkeland stasjon. Det er planlagt en vurdering av situasjonen i stasjonen i år 2020/2021. Dersom vi skal unngå reinvesteringer i stasjonen utover det vi har antatt for L2, må det foreligge en plan om at stasjonen kan saneres i 2023. En slik plan forutsetter at vi er i rute med å bygge ny stasjon, at Lyse Elnett er i rute med både etablering av 132 kV-nett mellom eksisterende og nye Stokkeland samt mellomtransformering 132/50 kV i eksisterende Stokkeland stasjon. Dersom vi ikke overholder tidsplanen, kan det bli nødvendig med ytterligere reinvesteringer i eksisterende Stokkeland enn det vi har lagt til grunn.

Kilder

1. **Lyse Elnett.** *Notat til Statnett vedrørende konsekvenser for regionalnettet ved ny Stokkeland stasjon datert 03.11.2016.* 2016.

Vedlegg

Vedlegg 1 Samfunnsøkonomisk metode

Tabellen under oppsummerer viktige metodeforutsetninger i den samfunnsøkonomiske analysen.

Tabell 7 Sentrale metodeforutsetninger

Diskonteringsrente	4 prosent
Nåverditidspunkt	2016
Startår analyseperiode	2023
Analysehorisont	40 år fra idriftsettelse

Denne rapporten bygger videre på rapporten "Kraftsystemet i Sør-Rogaland, analyse av behov og tiltak". For en grundigere beskrivelse av generelle forutsetninger, metode for avbruddskostnader og overføringstap se vedlegg om samfunnsøkonomisk metode i denne rapporten.

Vedlegg 2 Kostnader i regionalnettet

Under er kostnadene vi har lagt til grunn i regionalnettet i reelle kroner i de ulike alternativene. Lyse Elnett har utarbeidet estimatene.

	Espeland	Helgaland	Fagrafjell
Nye-Stokkeland-Eksisterende Stokkeland 1	46	49	33
Nye-Stokkeland-Eksisterende Stokkeland 2	45	49	33
Nye-Stokkeland-Hatteland	32	15	18
Nye-Stokkeland-Kalberg	24	20	8
Nye Stokkeland-Ålgård	27	51	35
Sum	174	183	127

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo
PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
Fax: 23 90 30 01
E-post: firmapost@statnett.no
Nettside: www.statnett.no

Statnett