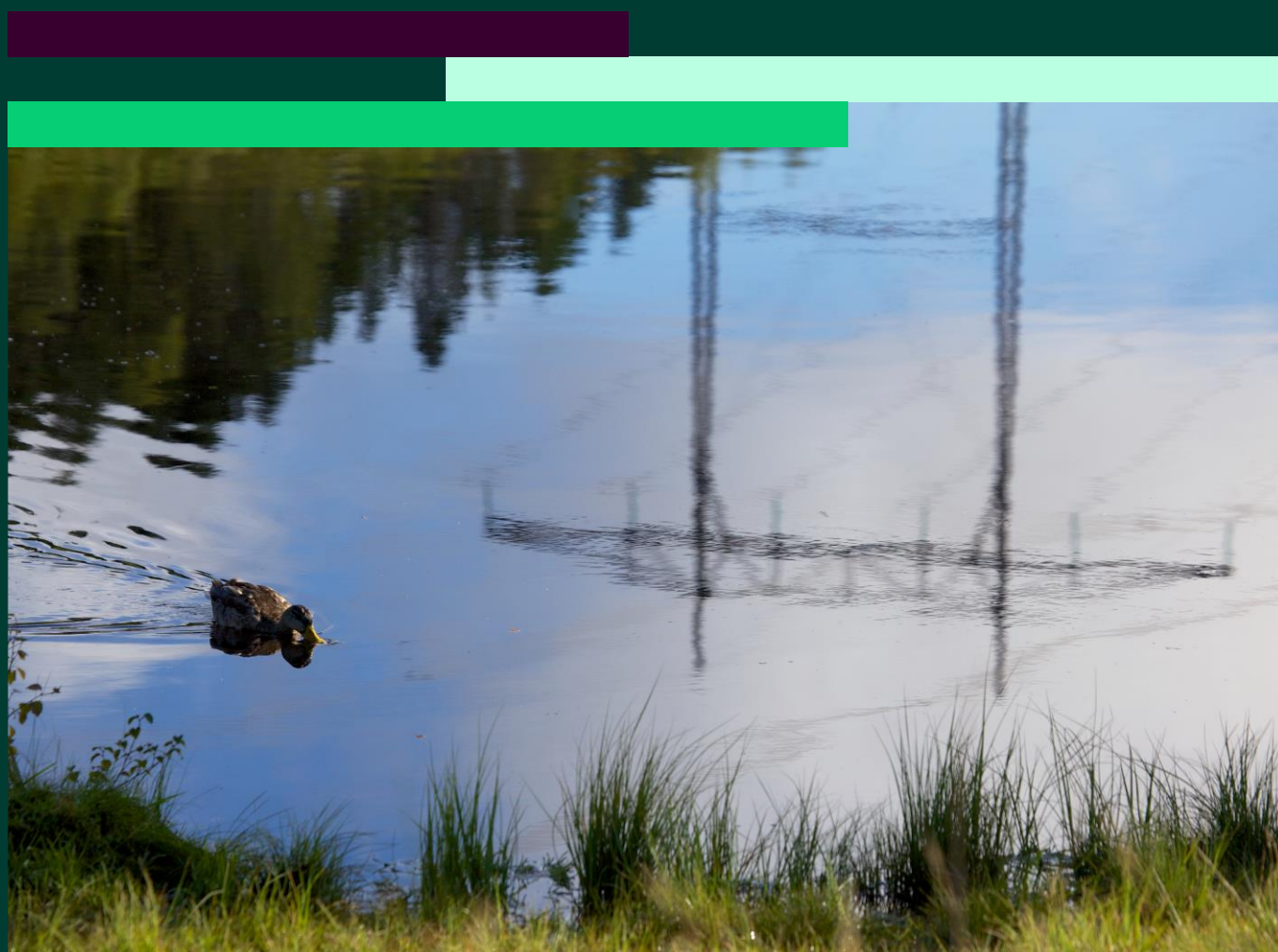


Områdeplan Sør- Rogaland og Agder



Sammendrag

Sør-Rogaland og Agder har et sterkt og masket transmisjonsnett med god kapasitet. Det er gjennomført store investeringer i dette området fra 2000-tallet og frem til i dag. Det er mye nytt og oppgradert anlegg som driftes på 420 kV spenningsnivå. Vi har noe eldre anlegg på 300 kV, spesielt i Sør-Rogaland og Dugeringen i indre deler av Agder fylke.

Vi har hatt en vekst i forespørsler om ny solkraft, landvind og vannkraft. Området er også tilknytningspunkt for den første havvindutbyggingen på Sørlege Nordsjø II. Det er stor interesse for etablering av ny industri, hvor spesielt datasentre har god fremdrift i henhold til sine planer.

Statnett har opprettholdt fremdriften på pågående prosjekter, og vi har startet nye prosjekter som planlagt i henhold til forrige områdeplan.

Vi har god fremdrift for nettførsterkninger i området

I Sør-Rogaland har vi satt i drift en ny 420 kV ledning fra Lyse til Fagrafjell. Vi har mottatt konsesjonsvedtak og startet bygging av nye Stølaheia (Krossberg) stasjon. Konsesjonssøknad er sendt for nye Bærheim (Humbleberget) stasjon og ny ledning mellom Fagrafjell og Humleberget. Vi har startet opp prosjekt for spenningsoppgradering av ledningen fra Ertsmyra til Fagrafjell og økt transformeringskapasitet i Bjerkreim. I Åna-Sira har vi pågående bygging av kontrollhus for transmisjonsanlegget i stasjonen. Det kan bli endring i fremdrift for enkelte prosjekter som følge av justeringer i Statnetts portefølje av utbyggingsprosjekter.

I Agder har vi mottatt konsesjon for økt transformering i stasjonene Arendal og Kvinesdal. For Arendal er videre fremdrift avhengig av signert anleggsbidragsavtale fra kunder. Vi har sendt konsesjonssøknad for nye Stemmen stasjon og startet prosjektet med ny ledning Stemmen-Arendal-Bamble. Vi har også sendt melding for reinvestering av de to eldste mellomlandsforbindelsene til Danmark.

Vi har reservert kapasitet til mye nytt forbruk

Dagens maksforbruk i området er omtrent 3100 MW. Det er omfattende planer om vekst i forbruket i regionen. Vi har reservert kapasitet for over 2000 MW forbruk i hele området. Spesielt datasentre er en stor ny industri i både Agder og Rogaland med ca. 1000 MW reservert kapasitet. Hydrogen/ammoniakk produksjon har fått reservere om lag 700 MW.

Videre har vi i overkant av 800 MW med saker som er vurdert som modne og plassert i kapasitetskø i påvente av at tilgjengelig nettkapasitet er avklart. En vesentlig del av dette er etablering av datasentre.

Selv om det er mange reservasjoner og modne planer er det fortsatt usikkert hvilket og hvor mye forbruk som kommer til å bli realisert. Dette kan påvirke behov og fremdrift for enkelte av nettførsterkningstiltakene i området.

Vi forvalter nettkapasiteten i området

I Agder har vi et sterkt masket 420 kV nett, mye regulerbar vannkraft og stor handelskapasitet med utlandet. Det er dermed et av områdene i landet som er best egnet for å realisere en stor forbruksvekst. Kapasiteten begrenses av de lokale kapasitetene med økt transformeringskapasitet eller nødvendige utvidelser for direkte tilknytning i våre stasjoner. Med stor forbruksvekst langs kysten på Sør- og Østlandet, samt økt kraftproduksjon fra havvind tilknyttet i sør, vil den østre

transportkorridoren fra Sørlandet til Østlandet bli en stor flaskehals. Vi har derfor satt i gang prosjekter for å forsterke transmisjonsnettene her.

Regionalnettet i Agder eies av Glitre Nett, og driftes masket mellom våre transmisjonsnettstasjoner. Vi koordinerer våre planer for økt transformeringskapasitet med deres forsterkningstiltak i regionalnettet, slik at vi samlet imøtekommer de ulike planene for produksjon- og forbruksvekst i fylket.

I Sør-Rogaland forvaltes kapasiteten for tilknytning av nytt forbruk i henhold til hva vi kan håndtere av kraftflyt inn til området på de kaldeste dagene når forbruket er på sitt høyeste, og vi har lite vindkraftproduksjon lokalt. Her tar vi i bruk tilknytning med særlig vilkår for å kunne realisere opptil 400 MW mer forbruk. Det er ingen kunder i området som er direkte tilknyttet transmisjonsnettene. Lnett eier det meste av regionalnettet i området og vi holder av kapasitet til vanlig forbruksvekst i regionen.

Det er planer om økt produksjon i området

Ventyr vant den første havvindauksjonen for bygging av havvind på Sørlege Nordsjø II. Dette er planlagt tilknyttet i Kvinesdal stasjon og utgjør totalt 1400 MW. I tillegg har vi mottatt tilknytningsforespørsler på 310 MW landvind, 440 MW solkraft og 200 MW vannkraft. Vi er i dialog med de større vannkraftprodusentene i området og vi er kjent med at de jobber med planer om effektoppgraderinger og pumpekraft.

Energibalansen og endret markedsdesign påvirker kraftprisene i NO2

Våre markedsanalyser anslår at Sør-Norge vil gå fra et energioverskudd til et underskudd mot slutten av 2020-tallet, men viser samtidig stor usikkerhet og spredning i utviklingsscenarioene. Et energiunderskudd i Sør-Norge motvirkes av god importmulighet av uregulerbar kraftproduksjon fra Europa. Vi forventer derfor ikke nødvendigvis en stor økning i gjennomsnittlig kraftpris sammenlignet med i dag, men generelt større prisvariasjoner gjennom året og døgnet.

Flytbasert markedskobling ble innført i Norden i slutten av oktober 2024. Med flytbasert markedskobling blir informasjon om fysiske nettbegrensninger tatt direkte hensyn til i beregningen av flyt og pris, og den fysiske nettkapasiteten utnyttes på en samfunnsøkonomisk bedre måte. Basert på simuleringer ser vi med flytbasert markedskobling en reduksjon i kraftprisen i NO2, slik at den blir mer lik prisen i NO1.

Med utvikling i forbruk, produksjon og nett kan de faktiske begrensningene i transmisjonsnettene endre seg. En riktig plassering av budområdegrensene til der vi opplever de største begrensningene i transmisjonsnettene vil gi bedre utnyttelse av kraftressursene og likere priser mellom områdene. Statnett vurderer å endre på budområdegrensene, bla. mellom NO1 og NO2, for å oppnå dette. Eventuell endring av budområder følger fastsatte rammer og prosess som inkluderer høring og endelig beslutning av energimyndighetene.

Tilknytning av havvind og utvikling i handelskapasitet

Regjeringen har som målsetning å lyse ut arealer til 30 GW havvind innen 2040. Den første utlysningen for 1500 MW havvind fra Sørlege Nordsjø II tilknyttet radielt til dette området. For kommende utlysninger har Energidepartementet bedt Statnett utrede hybride nettløsninger for videre havvindutbygging fra Sørvest F. Energidepartementet vil selv fastsette nettkonseptene. Statnett vurderer at med planlagte tiltak vil det være rom for inntil to hybrider, hver med en overføringskapasitet på 1,4 GW. Avhengig av utviklingen i øvrig kraftproduksjon og forbruksutvikling

vil målnettene i Sør-Rogaland og Agder tilrettelegge for en slik utvikling. Det er derimot stor usikkerhet i denne utviklingen. Vi anbefaler derfor at dette realiseres stegvis.

Vi viser nytte og kostnader ved planlagte nettinvesteringer ved å samle dem i «nyttepakker»

I områdeplanen samler vi netttiltak i "nyttepakker" for å vise hvilke tiltak som sammen må gjennomføres for å oppnå nyttevirkningene. Innenfor hver nyttepakke definerer vi nytte og kostnader sammenliknet med et nullalternativ. Merkostnaden, sammenliknet med nullalternativet, ved å bygge målnettene med en kombinasjon av forskutterte reinvesteringer og nye forbindelser er estimert til rundt 6-8 mrd. kroner. Totalt for målnettene har vi kommet frem til 17-23 mrd. i faste kroner. Utover den økonomiske kostnaden gir vi også anslag på arealbeslag og utslipp fra utbygging.

Nytten i "nyttepakkene" er i hovedsak økt kapasitet for tilknytning av nytt forbruk og produksjon, bedre forsyningssikkerhet og reduserte flaskehalsene i nettet. I tillegg tilrettelegger målnettene for en eventuell reinvestering av dagens mellomlandsforbindelser og nye hybride nettilknytninger for havvind.

Basert på våre vurderinger er det sannsynlig at nyttevirkningene ved målnettene på overordnet nivå vil overgå de negative virkningene, dersom vi følger forventet utvikling. Om de enkelte tiltakene i nyttepakkene er samfunnsøkonomisk lønnsomme, må utredes i videre analyser for de senere trinnene.

Innhold

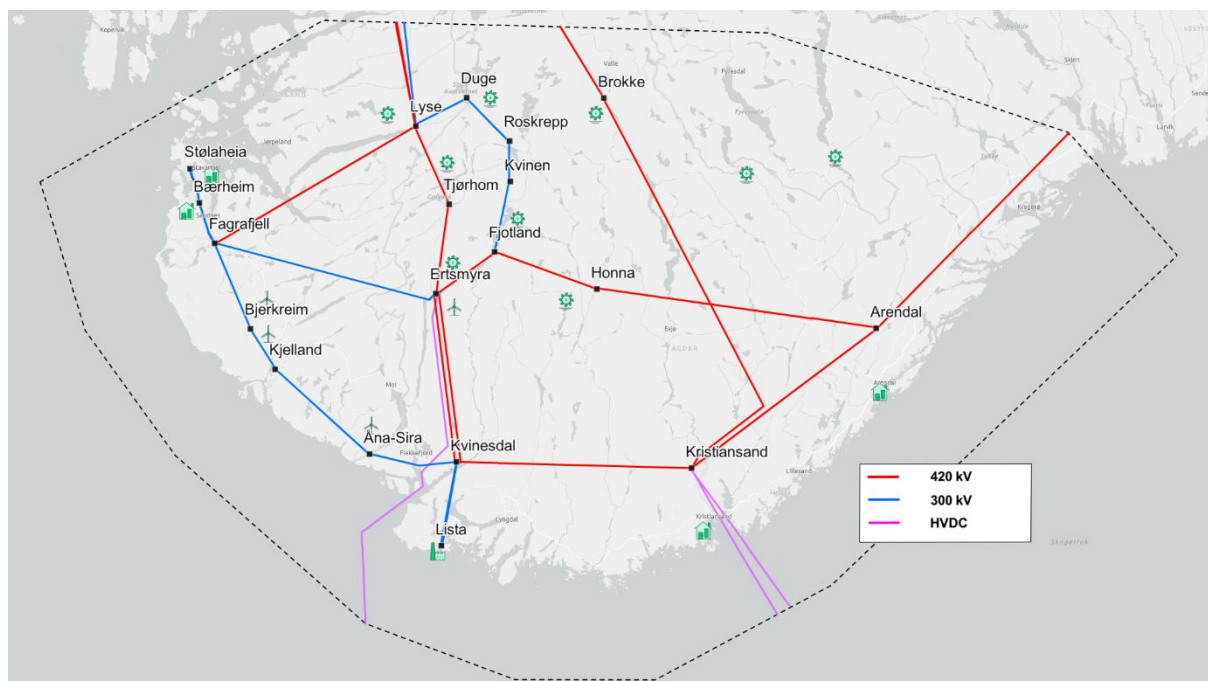
Sammendrag	2
1 Situasjonsbeskrivelse	6
1.1 Dagens kraftsystem	6
1.2 Mye nytt 420 kV transmisjonsnett i området, men flere eldre 300 kV- anlegg gjenstår	7
2 Behovsbeskrivelse	9
2.1 Det er stor etterspørsel for nytt kraftforbruk i området	9
2.2 Økende interesse for ny kraftproduksjon, effektutvidelser og pumpekraft	10
2.3 Behov for endring i nettanlegg er drevet av økt kapasitet eller tilstandsbasert	10
2.4 Mulighet for ytterligere 2,8 GW havvind tilknyttet området radielt eller hybrid	11
2.5 Endringer i nivå og struktur på kraftprisene	11
2.6 Endringer i markedsorganiseringen	12
2.7 Ny nordisk modell for balansering og flaskehalshåndtering	12
2.8 Endringene i kraftsystemet påvirker spennings- og stabilitetsforholdene	13
3 Trinnvis plan for utvikling	14
3.1 Målnettet	14
3.2 Trinnvis utvikling mot målnettet	15
4 Samfunnsmessig rasjonalitet	19
4.1 Tiltakene er delt inn i nyttepakker	19
4.2 Vi oppnår nytte gjennom økt kapasitet mellom regioner og nytt forbruk og produksjon	19
4.3 Målnettet i 2045 har en samlet merkostnad på 6-8 mrd. kroner i nåverdi	20
4.4 Utbyggingen av kraftnett påvirker natur og klima	20
4.5 Oppsummering av tiltakene og de samfunnsøkonomiske virkningene i nyttepakkene	22
5 Usikkerhet og videre arbeid	23
5.1 Usikkerheter i målnettet	23
5.2 Usikkerhet knyttet til andel kabel i målnettet	23
5.3 Usikkerhet knyttet til kostnader	23
5.4 Usikkerhet knyttet til klima- og miljøvirkninger	23
5.5 Videre arbeid	24
6 Samlet fremstilling av tiltak og prosjekter	25

1 Situasjonsbeskrivelse

Sør-Rogaland og Agder omfatter transmisjonsnettene avgrenset av Nordsjøen i vest og sør, Skagerrak i øst og transmisjonsnettstasjonene Lyse, Holen og Bamble i nord/øst. Vi har valgt å omtale utviklingen i transmisjonsnettene i Sør-Rogaland og Agder som ett planområde. Det er avhengigheter i behov og de planlagte tiltakene i transmisjonsnettene som gjør en samordning mer hensiktsmessig.

Regionalnettet i området dekkes av to koordineringsområder i henhold til forskrift om energiutredninger. Det er "Sør-Rogaland" hvor Lnett er Nettutviklingskoordinator og "Agder" hvor Glitre Nett er Nettutviklingskoordinator.

Områdeplanen beskriver et strategisk mål bilde for utviklingen av transmisjonsnettene i området. Vi etablerte områdeplanene i 2022 og forrige versjon av områdeplanen ble utgitt mars 2023. Planen vil normalt oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk fanges opp. De første utviklingstrinn i planen har mindre usikkerhet, mens utviklingen i kraftsystemet og markedet har større påvirkning på senere utviklingstrinn.



Figur 1 Kart over området med dagens transmisjonsnett (og 300 kV-nettet mellom Kvinesdal og Lista, som ikke inngår i transmisjonsnettene)

1.1 Dagens kraftsystem

Mye av forbruket i området er lokalisert langs kysten og er knyttet til forsyning av byer og tettsteder, samt industri rundt Kristiansand, Kvinesdal og Lista, med Alcoa Lista som områdets største punktuttak av kraft. Maksimalt forbruk i Sør-Rogaland og Agder er omtrent 3100 MW. Det meste av kraftproduksjonen kommer fra vannkraftverkene i fjelltraktene i indre strøk av området, med hovedvekt i vest. Sør-Rogaland har omtrent 1000 MW installert effekt i vannkraft, med kraftverkene innerst i Lysefjorden som de største. I Agder er det 3500 MW installert vannkraft, med kraftverkene i Sirdal og Brokke som de største. Det har de siste ti årene blitt etablert nærmere 900 MW vindkraft langs kyststrekningen mellom Kvinesdal og Sandnes, og ca. 300 MW i indre deler av området. Området er også tilknytningspunkt for alle Statnetts likestrøms mellomlandsforbindelser (HVDC) med unntak av

North Sea Link til England. Til sammen har dette området 3800 MW med utvekslingskapasitet til utlandet.

Det er tidvis flaskehals inn og ut av området og internt i området. Det oppstår i perioder flaskehals inn mot Stavangerområdet i perioder med høyt forbruk og lav produksjon lokalt. I transmisjonsnettet erfarer vi høy kraftflyt fra sør mot nord når vi har import, og høy kraftflyt fra nord mot sør når vi har eksport. Variasjon i produksjon fra vannkraft og fremtidig flyt på HVDC-forbindelsene er vesentlig for kraftflyten i og gjennom området. Omfattende planer om vekst i forbruket og tilknytning av havvind gir behov for økt kapasitet mellom Sørlandet og Østlandet og økt transformeringskapasitet til regionalnettet i regionen.

1.2 Mye nytt 420 kV transmisjonsnettet i området, men flere eldre 300 kV- anlegg gjenstår

Store investeringer i transmisjonsnettet de siste 15 årene - Vestre, Midtre og Østre korridor

Vestre korridor ble ferdigstilt i 2021 og har gitt et oppgradert 420 kV-nett fra Sauda til Kristiansand og Arendal. I en periode på 8 år bygget vi og oppgraderte mer enn 600 km med 420 kV-nett, og flere nye stasjoner.

Østre korridor innebar spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV fra Kristiansand til Rød, og ble ferdig i 2014. Det ble i den forbindelse bygget en delvis ny ledning mellom Bamble og Rød sammen med spenningsoppgradering av ledningene mellom Kristiansand, Arendal og Bamble.

Midtre korridor er 420 kV-forbindelsen mellom Kristiansand og Holen, og sto ferdig i 2009.

Transmisjonsnettet i området består av 325 km med 300 kV- ledning og 622 km 420 kV- ledning. Utbygging av dagens transmisjonsnett startet på 1970-tallet. 50 % av ledningsnettet er bygget før 1980 og flere av 420 kV ledningene er bygget etter 2010. Statnetts vurdering er at flere av 300- og 420 kV ledningene i området, ut fra alder og nåværende tilstand, bør ha levetid fram til 2040 eller lenger.

Stasjonsanleggene er generelt nyere enn i øvrige deler av transmisjonsnettet. Mange nye anlegg har blitt bygget i forbindelse med utvidelser og spenningsoppgraderinger til 420 kV. Av totalt 19 stasjonsanlegg er 8 bygget etter 2009. Ut fra dette vil det kun være behov for større fornyelser i et fåtall stasjoner innenfor planperioden fram til ca. 2045.

Statnett eier i dag ledningsanlegg utenfor transmisjonsnettet som tilknytter industri. Dette gjelder 300 kV ledningsanlegg Kvinesdal-Lista og Kvinesdal-Kleven. Statnett eier i tillegg anlegg for spenningskompensering i Lista.

Flere anlegg har et større fornyelsesbehov

Som følge av endringer i energiloven overtok Statnett 01.01.2021 stasjonsanlegg i Tonstad, Duge, Kvinen og Åna-Sira som knytter vannkraftverk til transmisjonsnettet. Overtatte anlegg ble opprinnelig bygget i henhold til krav for produksjonsanlegg og tilfredsstillende ikke gjeldende krav til transmisjonsnettanlegg. Flere av stasjonsanleggene har dårlig tilstand og er ikke forberedt for overgang til 420 kV. Levetidsforlengende tiltak må vurderes, planlegges og igangsettes for å sikre tilfredsstillende forsyningsikkerhet frem til stasjonene blir erstattet med nye 420 kV-stasjoner. Anleggene har også ut fra alder og tilstand større fornyelsesbehov enn øvrige stasjonsanlegg, og større fornyelser må påregnes i perioden 2030-2040. Nettutviklingen i området må bidra til et mer hensiktsmessig skille mellom nettanlegg og produksjonsanlegg.

Produksjonsanleggene i Åna-Sira inngår i transformeringen til regionalnettet. Større fornyelser i transmisjonsnettet for økt kapasitet og spenningsoppgradering til 420 kV, må koordineres med fornyelser i produksjonsanleggene. På kortere sikt må det gjennomføres flere levetidsforlengede tiltak i stasjonen. Det pågår prosjekt hvor kraftselskapet Sira-Kvina og Statnett er i gang med fornyelse av tilhørende kontroll- og hjelpeanlegg.

Fornyelse av ledningsanlegg på Nord-Jæren

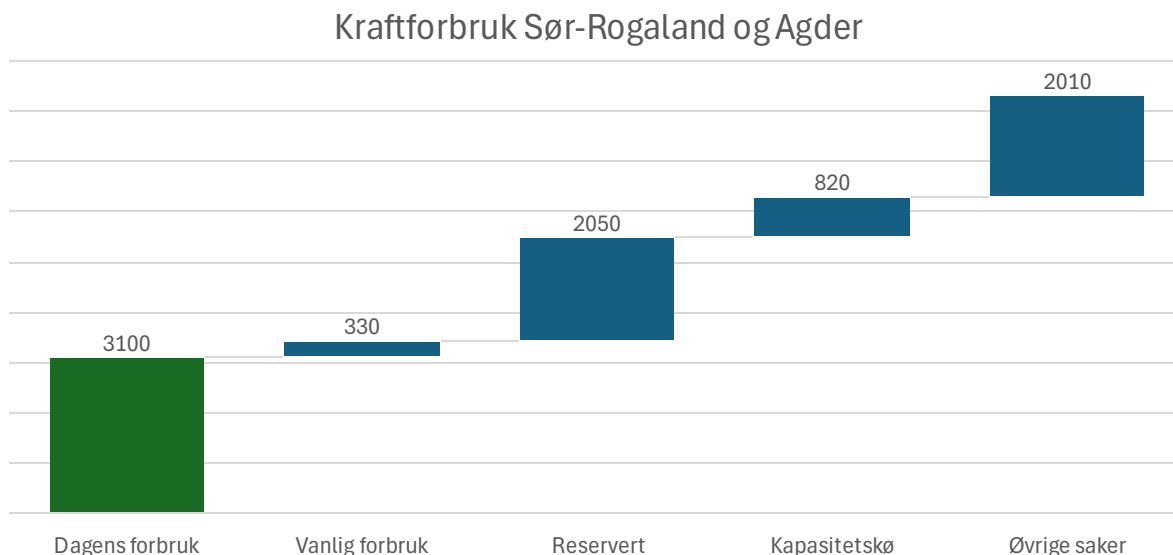
Statnett satte i drift ny 420 kV ledning Lyse-Fagrafjell i 2022 som omfatter ny 420 kV-ledning mellom Lyse og ny transformatorstasjon Fagrafjell. Fagrafjell transformatorstasjon vil ta over funksjonen til Stokkeland transformatorstasjon som vil bli sanert. Det pågår også prosjekter for fornyelse av transformatorstasjonene Stølaheia og Bærheim, der disse vil bli erstattet av de nye transformatorstasjonene Krossberg og Humleberget.

300 kV-forbindelsen mellom Stokkeland/Fagrafjell og Stølaheia ble bygget på 1980-tallet som en dobbelkursledning. Mellom Bærheim og Stølaheia er det lagt sjøkabler for å krysse Hafrsfjord. Luftledninger kan generelt forventes å ha en levetid på 70 år eller mer. Sjøkablene har normalt en kortere levetid, men disse ansees å være i god tilstand slik at de kan ha levetid til etter 2040. Anleggene er bygget for 300 kV og kan ikke oppgraderes til 420 kV. Enkelte mindre tiltak blant annet på sjøkablene vil være nødvendig for å opprettholde anleggenes funksjon.

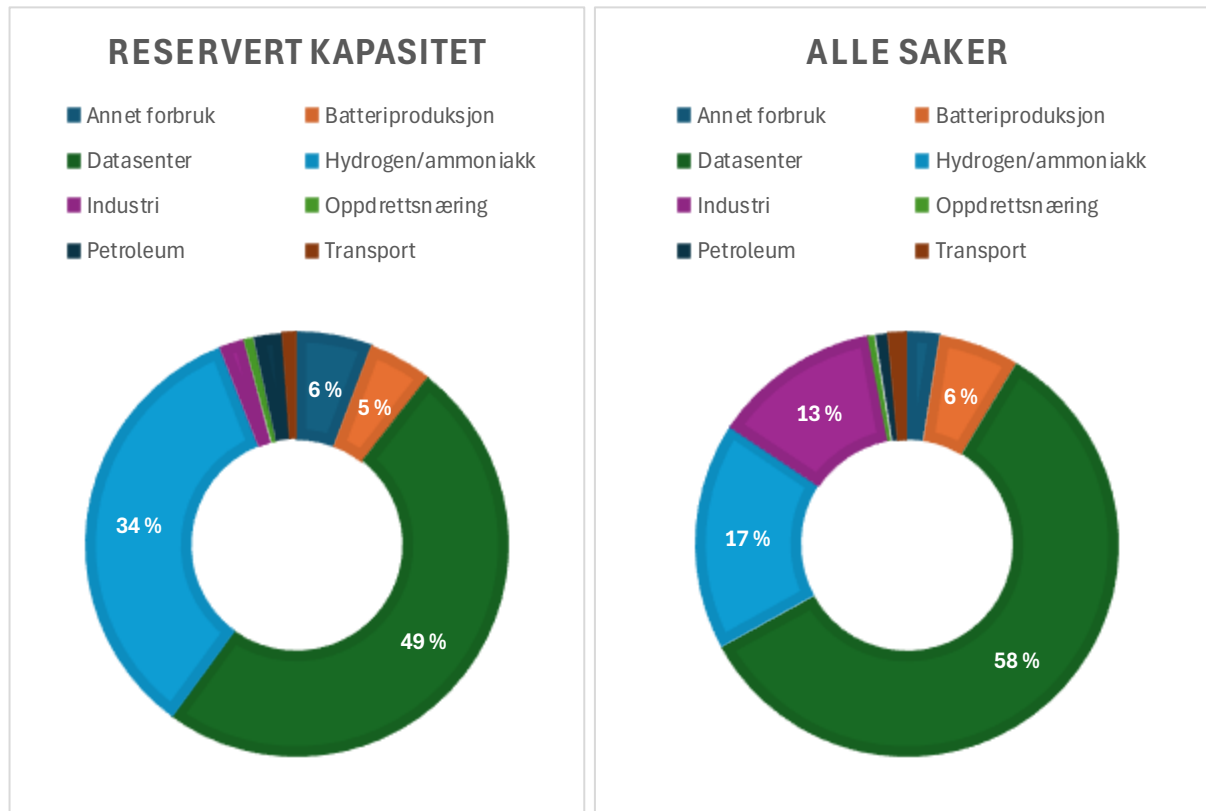
2 Behovsbeskrivelse

2.1 Det er stor etterspørsel for nytt kraftforbruk i området

I Sør-Rogaland og Agder er det stor interesse for etablering av nytt kraftforbruk. Vi har mottatt forespørsler om nettilknytning med over 4800 MW. Planene er hovedsakelig spredt langs kysten hvor også dagens kraftforbruk i området er plassert. Over halvparten av de mottatte forespørslene er datasentre, ca. 17 % er hydrogen/ammoniakk produksjon og ca. 13 % er øvrig industriprosjekter.



Av de mottatte forespørslene har vi reservert kapasitet til et forbruk på 2050 MW. Disse kundene har fått reservere kapasitet i dagens- eller planlagt nett. Med planlagt nett mener vi nettprosjekter som vi har startet og som vil gi den nødvendige kapasiteten som kunden etterspør.



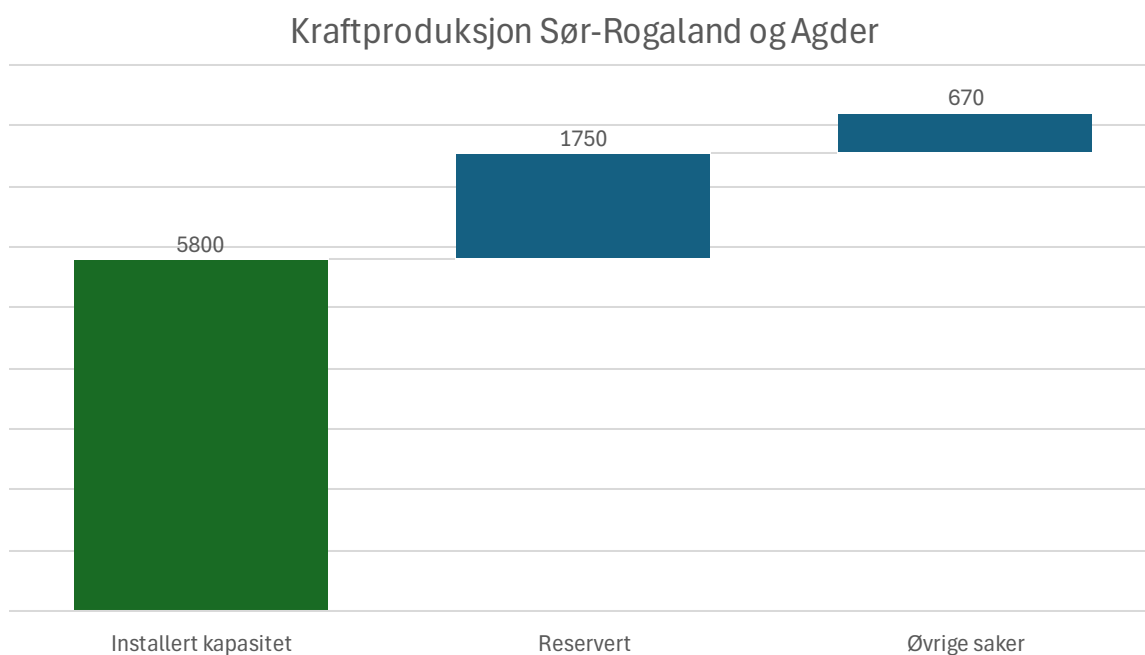
Figur 2: Datasenter representerer ca. halvparten av forespørslene og det reserverte forbruket

I Sør-Rogaland og Agder har vi reservert kapasitet til ca. 330 MWV vanlig forbruk¹. Dette gjør vi i samråd med de regionale nettselskapene for å sikre at det er tilstrekkelig kapasitet til vanlig forbruk uten å måtte vente på tiltak i transmisjonsnettet.

2.2 Økende interesse for ny kraftproduksjon, effektutvidelser og pumpekraft

Vi har reservert kapasitet til 1750 MW, hvorav 1400 MW er til det pågående prosjektet for utbygging av havvind fra Sørlige Nordsjø II. De mottatte søknadene om ny kraftproduksjon har følgende fordeling på de ulike produksjonsteknologiene:

- 1400 MW havvind
- 490 MW solkraft
- 310 MW landvind
- 220 MW vannkraft



Foruten havvindprosjektet Sørlige Nordsjø II, er de fleste tilknytningene i de regionale distribusjonsnettene. Mange av søknadene knytter seg til i områder hvor det allerede er betydelig kraftproduksjon fra før, f.eks. under Bjerkreim og Brokke stasjon. Det øker utfordringene med å håndtere et stort produksjonsoverskudd i perioder med lavt forbruk.

Vi registrerer en økende interesse for etablering av effektutvidelse og pumpekraft i de store regulerbare vannkraftverkene i og utenfor Sør-Rogaland og Agder. Effektutvidelser og pumpekraft vil bidra til økte overføringsbehov og større variasjon i kraftflyten i transmisjonsnettet. Dette er noe vi vil utrede nærmere gjennom 2025 for å vurdere fremtidig nettstruktur og eventuelle nødvendige justeringer i de planlagte tiltakene i transmisjonsnettet.

2.3 Behov for endring i nettanlegg er drevet av økt kapasitet eller tilstandsbasert

De siste årene har det blitt bygget mye nett i regionen på 420 kV spenningsnivå. Dette er hovedsakelig drevet av behovet av å kunne oppnå tilstrekkelig utnyttelse av mellomlandsforbindelsene og forsterke transportkanalene gjennom området. Det er også nett- og produksjonsanlegg i området hvor nettutviklingen er mer tilstandsdrivet. Dette gjelder hovedsakelig anlegg som fulgte med overtakelsen

¹ Vanlig forbruk – forbruks opp til 5 MW med et årlig energibehov på 20 GWh

av 3. elmarkedspakke, hvor flere anlegg har både et stort vedlikehold -og fornyelsesbehov de nærmeste årene. Vi har dialog med tilhørende eiere for å koordinere, planlegge og gjennomføre nødvendige tiltak, og utvikle et hensiktsmessig eierskille mellom produksjons- og transmisjonsnettanlegg.

2.4 Mulighet for ytterligere 2,8 GW havvind tilknyttet området radielt eller hybrid

Regjeringen har åpnet for utbygging av bunnfast havvind i området Sørliche Nordsjø II. I 2024 ble den første auksjonen for utbygging av 1,4 GW havvind gjennomført. Ventyr vant auksjonen og har startet prosjektutviklingen for å tilknytte kraftproduksjonen til Kvinesdal stasjon.

Som forberedelse for nye utlysninger av havvind har Energidepartementet bedt Statnett om å utrede aktuelle nettløsninger for videre utbygging av havvind fra Sørvest F. I utredningen², publisert 10. februar 2025, klargjør vi mulige nettkonsepter som inkluderer både radiell tilknytning til Norge og hybride forbindelser der havvinden tilknyttes et eller flere andre land i tillegg til Norge.

Våre analyser viser at det er mulig å tilknytte ytterligere to forbindelser med havvind til Sørlandet, hver på 1,4 GW. Dette forutsetter at planlagte nettførsterkninger blir gjennomført og at det er en aksept for en viss grad av interne flaskehalsar i perioder – særlig i revisjonsperiodene på sommeren. Vi vurderer også at mengden omformerkapasitet tilknyttet nettet på Sørlandet kan gi stabilitetsutfordringer. Konsekvensene av dette må klargjøres nærmere før det tas endelige investeringsbeslutninger.

Hvorvidt det blir en videre utbygging av havvind og om dette skal tilknyttes transmisjonsnettet radielt eller som del av hybrid er avhengig av politiske beslutninger.

2.5 Endringer i nivå og struktur på kraftprisene

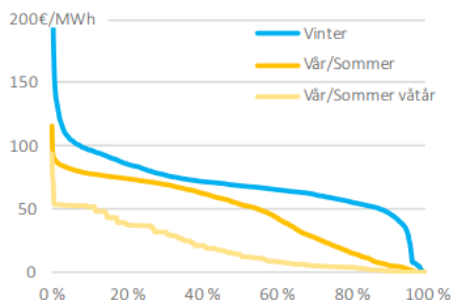
I 2021/22 hadde vi en energikrise med bortfall av russisk gass og med ekstreme kraftpriser. LNG har erstattet mye av gassbehovet, som sammen med redusert forbruk og utbygging av mer fornybar produksjon i Europa har bidratt til en mer normalisering av kraftprisene. Imidlertid forventer vi mer prisvolatilitet fremover selv om snittprisene holder seg på dagens nivåer i vår basisprognose.

Vi forventer en betydelig vekst i kraftforbruket i Norge de kommende årene, uten en tilsvarende vekst i produksjonen, ref. Statnetts Kortsiktig Markedsanalyse 2024-29 (KMA). Selv om det er flere aktører, mange reservasjoner og modne planer er det fortsatt usikkert hvilket og hvor mye forbruk som kommer til å bli realisert. Vi ser generelt at forbruksutviklingen og utviklingen i flere av tilknytningssakene går tregere enn tidligere forespeilet i prognosene. På den andre siden er datasentre en industri som opprettholder fremdriften.

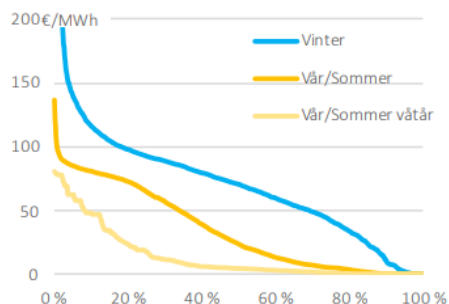
For Norge sett under ett går vi i scenarioet *KMA24 Medium* fra et energioverskudd på kraft på ca. 18 TWh (2024) til et energioverskudd på ca. 3 TWh (2029) i et normalår. For Sør-Norge går vi fra et overskudd på ca. 10 TWh til et energiunderskudd på ca. 2 TWh i et normalår. Dette har betydning for kraftprisene i Norge sammenlignet med nabolandene våre, og for prisforskjellene internt i Norge. Det er derimot stort utfallsrom i utviklingen av kraftbalansene, avhengig av forbruk og produksjonsutviklingen fremover. Sør-Norge ser ut for å få en høyere pris enn Nord-Norge, Midt-Norge og store deler av Sverige.

² Nettutredning Sørvest F – <https://www.statnett.no/globalassets/havvind/nett-til-havs/nettutredning-sorvest-f.pdf>

Kraftpris i NO2, vår/sommer og vinter* i 2024 (Basis)



Kraftpris i NO2, sommer og vinter* i 2029 (Basis)



Simulerte kraftpriser over alle værår sortert etter prisnivå for vårt basisdatasett i 2024 og 2029

2.6 Endringer i markedsorganiseringen

I flere analyser har vi vist at høy forbruksvekst i Grenlandsområdet kan gjøre det rasjonelt å flytte budområdegrensen mellom NO2 og NO1 fra Flesakersnittet til Grenlandssnittet. Årsaken er at strukturelle flaskehalsen flytter seg fra Flesaker til Grenlandssnittet når det er høy flyt fra Sør-Norge mot Østlandet og vi får en stor forbruksvekst i Grenlandsområdet. Den siste tiden har imidlertid flere forbruksplaner blir redusert eller kansellert i området. Dette gjør isolert sett at behovet for å gjøre en justering av budområdegrensene kan være noe mindre. Derimot kan en endring i markedsutviklingen gjøre justering av budområdegrensen mer sannsynlig. Eventuell endring av budområder følger fastsatte rammer og prosess som inkluderer høring og endelig beslutning av energimyndighetene.

Flytbasert markedskobling ble innført i Norden i slutten av oktober 2024. Med flytbasert markedskobling blir informasjon om fysiske nettbegrensninger tatt direkte hensyn til i beregningen av flyt og pris, flere handelsmuligheter blir tilgjengelig for markedet, og den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en mer fleksibel og samfunnsøkonomisk bedre måte. Simuleringer med flytbasert markedskobling viser en gjennomsnittlig nedgang i prisen i NO2 i størrelsesorden 2,5-3 €/MWh, og en marginal endring i NO1. Det betyr at gjennomsnittlig prisforskjell mellom NO1 og NO2 blir mindre, men dette vil selvsagt variere fra time til time. Disse beregningene er basert på faktisk bud med dagens NTC kapasitetsfastsettelse, og forholdene slik de har vært i kraftsystemet i den aktuelle perioden. Dette ikke er en fasit eller en prognose for fremtiden.

2.7 Ny nordisk modell for balansering og flaskehalshåndtering

Den nye nordiske balanseringsmodellen (NBM) legger grunnlaget for at vi kan balansere kraftsystemet sikkert og effektivt også i fremtiden. NBM innebærer en stor endring i måten det nordiske kraftsystemet balanseres på: Fra å balansere hele synkronområdet under ett, til å balansere hvert enkelt budområde for seg og utveksle reserver mellom budområdene. Den viktigste milepælen i automatiseringen av balanseringen er det tidspunktet når vi overlater til en optimaliseringsalgoritme å bestemme hvilke reserver som skal aktiveres. Dette vil skje når vi introduserer et nytt nordisk aktiveringsmarked for mFRR i løpet av 2025. Som del av denne løsningen vil også håndteringen av flaskehalsen bli automatisert.

NBM gjør det mulig å integrere det nordiske balansemarkedet med resten av Europa. Tilkobling til europeiske balanseplattformer vil gi en mer effektiv utnyttelse av reguleringsressurser på tvers av land, men innebærer også nye krav og behov for automatisering. Vi forventer at tilknytning til det

europæiske balansemarkedet for mFRR (MARI) vil skje tidligst ved årsskiftet 2026/2027, og balansemarkedet for aFRR (PICASSO) ett år etter dette.

2.8 Endringene i kraftsystemet påvirker spennings- og stabilitetsforholdene

Spennings- og stabilitetsforholdene i kraftsystemet er under endring. Historisk har kraftforbruket primært vært forsynt av vannkraften som er relativt godt distribuert i nettet. Kraftproduksjonen har kommet fra synkrongeneratorer som bidrar blant annet til å stabilisere frekvensen og til å gjøre nettet elektrisk sett stivt nok til å fungere slik det skal.

Ny fornybar kraftproduksjon har andre tekniske egenskaper enn de tradisjonelle kraftverkene. En viktig forskjell er at vind- og solkraft blir knyttet til nettet via omformere (kraftelektronikk). Det er for eksempel omformere i den enkelte vindmølle og solcelleanlegg på land og i en likestrømsforbindelse som kobler havvind til kraftsystemet på land.

Når vind- og solkraft erstatter produksjon fra vann- og kjernekraft, endrer det de tekniske egenskapene til kraftsystemet.

Vi erfarer også at de regulerbare vannkraftverkene delvis har endret driftsmønsteret og planlegger effektoppgraderinger og pumpekraft som vil gi ytterligere endringer. Dette vil bidra til større og mer varierende kraftflyt i transmisjonsnettet som skal transporteres over lengre avstander. Kapasitetene i nettet blir med denne endringen i større grad dimensjonert av spenningsforhold enn de termiske overføringskapasitetene i nettet. Spesielt ved driftsforstyrrelser og vedlikeholdsperioder.

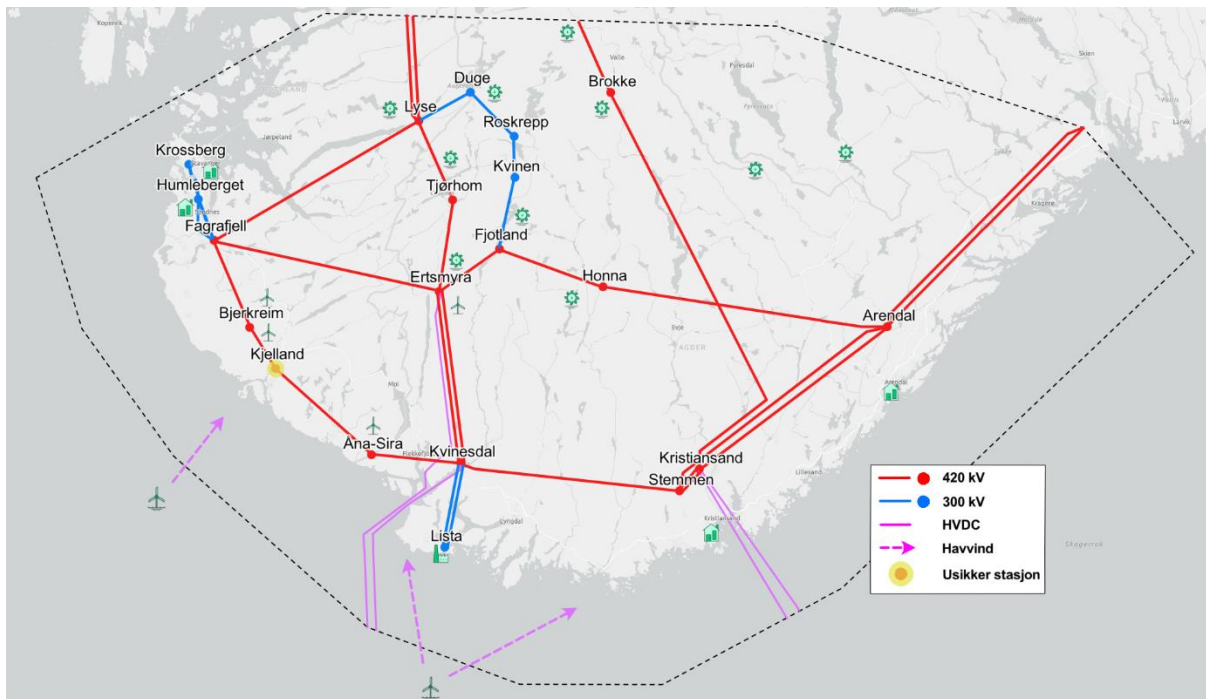
Med flere HVDC-anlegg, relativt tett sammenkoblet elektrisk sett, er stabiliteten påvirket av hvor godt disse anleggene fungerer sammen og hvordan de responderer på driftsforstyrrelser i nettet. Effekten av dette og hva som eventuelt kan være hensiktsmessige kombinasjoner av tiltak er noe vi utreder videre. Mulige tiltak kan være investering i roterende fasekompensatorer eller tilsvarende bidrag fra vannkraftverkene. Det kan også være behov for større elektrisk avstand mellom eksisterende og nye HVDC-anlegg. Dette kan skje enten ved å velge tilknytningspunkt som er langt nok fra hverandre eller ved driftskoblinger i nettet.

For å opprettholde stabiliteten er det viktig at vi utnytter de tekniske mulighetene som ligger i omformerteknologien. Dette gjelder både eksisterende anlegg, men spesielt at vi stiller hensiktsmessige krav til nye omformeranlegg som planlegges installert for både ny kraftproduksjon, forbruk og utvekslingskapasitet med Europa.

3 Trinnvis plan for utvikling

3.1 Målnettet

Målnettet består av transmisjonsnett på land i hovedsak på 420 kV, og HVDC-forbindelser som knytter nettet på land sammen med havvind og våre naboland i sør. Det meste av nettet i Agder drives allerede på 420 kV. I Sør-Rogaland er det et 300 kV-nett som må spenningsoppgraderes når det oppstår behov for økt kapasitet. Flere av tiltakene i målnettet er gjenstand for utredningskostnader og anleggsbidrag.



Figur 3 Målnettet for Sør-Rogaland og Agder ca. 2045. Noen av 300 kV-anleggene har levetid og tilstrekkelig kapasitet utover tidsperspektivet for målnettet, men vil bli oppgradert til 420 kV på lengre sikt. Hvorvidt havvind blir realisert er avhengig av politiske beslutninger og havvindaktørene som skal realisere disse.

Sør-Rogaland

Målnettet for Sør-Rogaland legger til rette for en betydelig forbruksvekst, og vil med noe bruk av tilknytning med vilkår kunne håndtere alle kjente forbruks- og produksjonsplaner i området (dvs. under stasjonene Fagrafjell, Humleberget, Krossberg, Bjerkreim/Kjelland og Åna-Sira), inkludert tilknytning av minst ett havvindfelt på 1,4 GW.

Nettet mellom Fagrafjell og Krossberg har tilstrekkelig kapasitet med drift på 300 kV. Nødvendige fornyelser og spenningsoppgradering til 420 kV vil bli gjennomført når det er hensiktsmessig.

Statnett har tidligere sett på muligheten for sammenkobling mellom Stavanger-området og Haugalandet. En slik løsning gir liten nytte fordi den knytter sammen to underskuddsområder. Med en utvikling fremover med utbygging av havvind langs kysten kan en ytre nord/sør-korridor langs kysten bli aktuell som et senere utviklingstrinn, men dette må avstemmes mot lokalt behov for kapasitet til nytt forbruk.

Både transmisjonsnettet og regionalnettet må bygges i takt med utviklingen i forbruk og produksjon. I målnettet legger vi til grunn 132 kV regionalnett i grensesnittet mot transmisjonsnettet. 50 kV og 60 kV nett vil kunne bestå i enkelte delområder der vekst i produksjon og forbruk, eller nødvendig reinvesteringer, ikke har gjort overgang til 132 kV samfunnsøkonomisk lønnsomt. I et scenario med mer uregulerbar produksjon og betydelig økt forbruk i regionen, vil 132 kV-nettet ha en vesentlig rolle for å avlaste transmisjonsnettet ved feil og i revisjonsperioder.

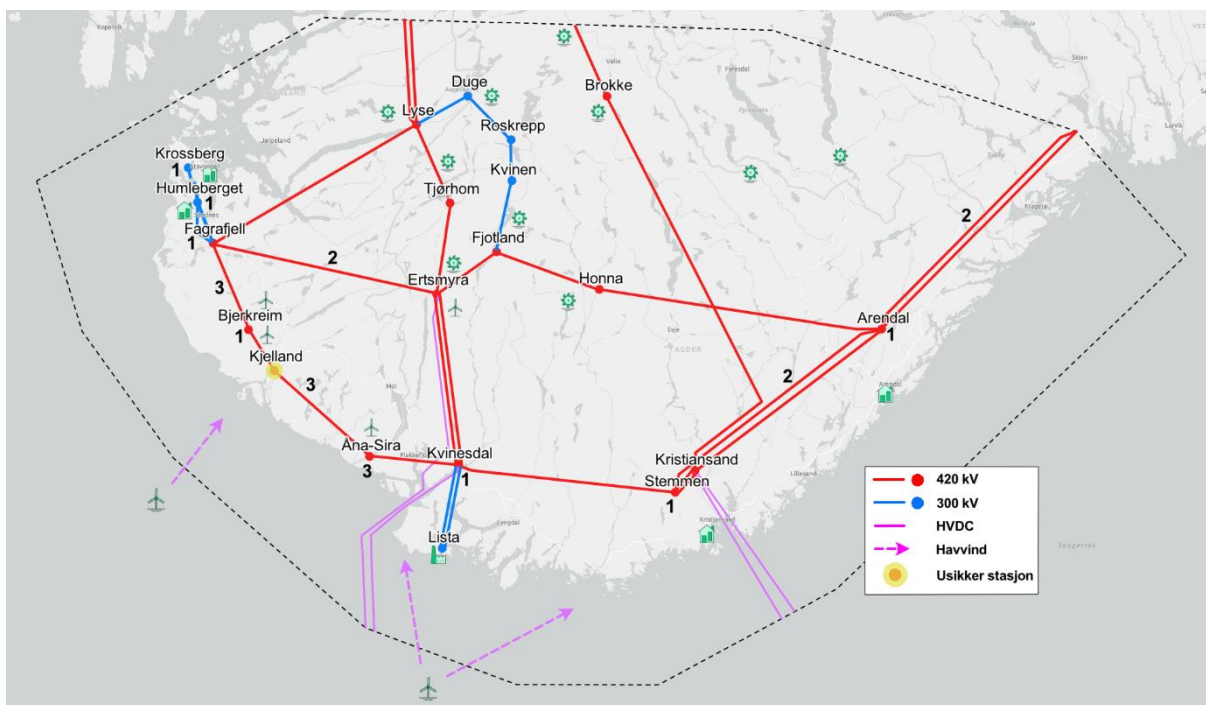
Agder

I målnettets har vi forsterket nettet mellom Sørlandet og Grenlandsområdet med en ny ledning fra Stemmen via Arendal til Bamble. Dette gjør at transmisjonsnettet kan håndtere en stor forbruksvekst og økt kraftproduksjonen fra havvind, landvind, solkraft og vannkraften i og utenfor området. Våre analyser viser også at vi kan håndtere en økt utvekslingskapasitet med Sentral-Europa via eventuell reinvestering av SK1&2 i tillegg til eventuell hybrid havvindtilknytning. Hvorvidt dette er en del av målnettets i 2045 avhenger av markedsutviklingen og politiske beslutninger.

Målnettets vil ha en stor økning i transformeringskapasiteten til regionalnettet som etableres i takt med planene om nytt forbruk- og produksjon, samt tilhørende oppgradering og reinvestering av de regionale distribusjonsnettene. Glitre Nett er i ferd med å oppgradere "kystlinja" fra Kristiansand til Kvinesdal, forsterkning av regionalnettet som forsyner Kristiansand by og nytt regionalnett for å imøtekomme forbruksforespørsler i Arendalsområdet. Alle tiltak i 110 kV-nettet tilrettelegger for en overgang til 132 kV drift. Det forventes ytterligere tiltak i regionalnettet for å imøtekomme en forventet vekst i forbruk og kraftproduksjon. Utviklingen mot målnettets kan aktualisere nye transformatorstasjoner i transmisjonsnettet fremfor omfattende investeringer i regionalnett, og for å redusere konsekvensen av transitt i regionalnettet.

3.2 Trinnvis utvikling mot målnettets

Her beskriver vi hvordan vi planlegger å utvikle transmisjonsnettet i de enkelte delområdene over tid, fram mot målnettets. For å kunne bygge de planlagte anleggene må Statnett søke konsesjon og vi er avhengig av nødvendige myndighetstillatelser. Meldinger og konsesjonssøknader vil bli sendt på høring av NVE, og det blir mulighet for berørte interessenter å uttale seg om planene.



Figur 4 Målnett med trinn for Sør-Rogaland og Agder

Trinn 1 – Økt transformeringskapasitet og nye stasjoner

Trinn 1 består av mange ulike prosjekter fordelt over hele området. De største tiltakene i dette trinnet er de nye stasjonene, Stemmen, Krossberg og Humleberget stasjon. Stemmen stasjon er en ny stasjon i nærheten av dagens Kristiansand stasjon. Den etableres for å tilknytte et større datasenter som

planlegges nær stasjonen, men også for å imøtekomme videre utvidelser i transmisjonsnettet og økt transformeringsskapasitet til regionalnettet.

På Nord-Jæren bygges transformatorstasjonene Krossberg og Humleberget for å erstatte Stølaheia og Bærheim. Vi har mottatt konsesjon og startet bygging av Krossberg stasjon. Konsesjonssøknaden for Humleberget ligger til behandling hos NVE. Vi har også meldt ny ledning mellom Fagrafjell og Bærheim/Humleberget som inngår i dette trinnet. Alle disse tiltakene vil styrke forsyningsikkerheten og legge til rette for fremtidig næringsutvikling og elektrifisering på Nord-Jæren. Anleggene vil bli bygd for 420 kV, men drives inntil videre på 300 kV. Stasjonene Humleberget og Krossberg øker transformator kapasiteten og tilrettelegger for forbruksvekst og spenningsoppgradering av regionalnettet til 132 kV.

Trinn 1 omfatter også de pågående prosjektene hvor vi øker transformeringsskapasiteten til regionalnettet i eksisterende stasjoner. I Arendal har vi mottatt konsesjon for økt transformator kapasitet for å imøtekomme etableringen av ny industri i området. Tiltaket er anleggsbidragspliktig hvor realiseringen av tiltaket koordineres med kundene og tilhørende utbygging av regionalnettet. I Kvinesdal har vi også mottatt konsesjon for økt transformeringsskapasitet til regionalnettet. Tiltaket etableres for å imøtekomme prognosene for vanlig forbruksvekst i tillegg til ny industri.

Ved å akseptere en større grad av overlast på dagens transformator i Ertsmyra, som i perioder er en flaskehals ved høy kraftproduksjon, utnytter vi dagens anlegg for å håndtere det nåværende produksjonsoverskuddet. Vi har derfor valgt å stoppe det pågående prosjektet for økt transformeringsskapasitet i Ertsmyra. Vi har samtidig startet et nytt prosjekt for å øke transformeringsskapasiteten i Bjerkreim stasjon for å imøtekomme nye planer for vindkraft i dette området.

Trinn 2 – Spenningsoppgradering og forsterkning av transmisjonsnettet

Statnett har gjennomført en konseptvalgutredning³ for å vurdere nettkonsepter som imøtekommer den forventede forbruksveksten på Sør- og Østlandet, samt tilrettelegger for tilknytning av havvind. Utredningen har konkludert med at nettførsterkning på land, mellom Sørlandet og Grenlandsområdet, er det mest rasjonelle konseptet. Vi har derfor startet opp et prosjekt for å etablere en ny ledning fra Stemmen stasjon i sør, via Arendal og frem til Bamble stasjon. Dette tiltaket inngår i Trinn 2 i områdeplanen.

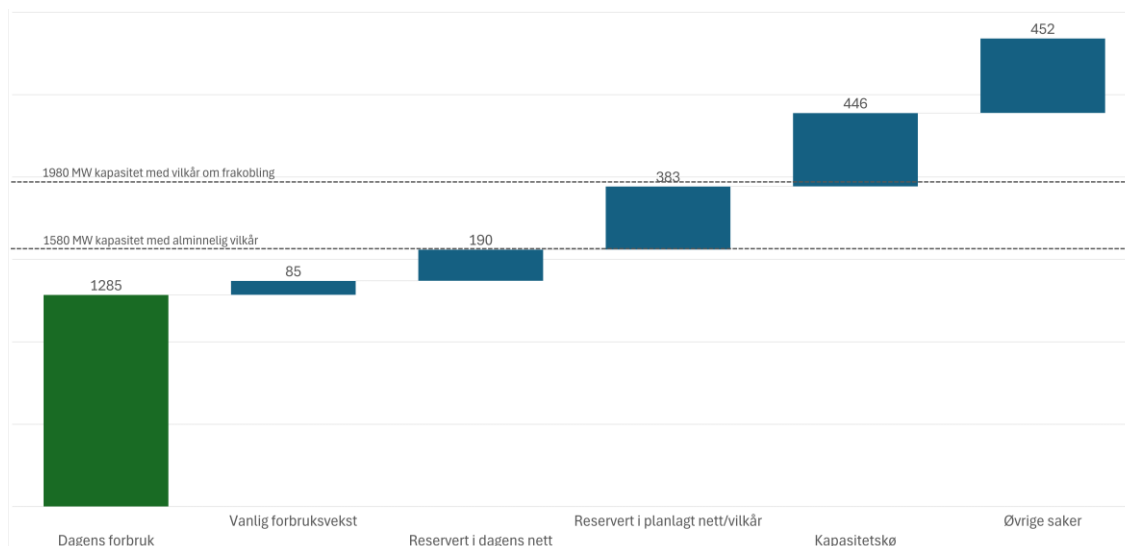
Sør-Rogaland har forbrukstygdepunktet på Nord-Jæren, og mye vindkraft samt noe industriforbruk langs kysten sørover mot Kvinesdal. De samlede forbruksplanene på Nord-Jæren er større enn det transmisjonsnettet vil klare å overføre inn til området hvis det inntreffer en feil i en situasjon med lite vind og høyt kraftforbruk. Nå med Lyse-Fagrafjell i drift er det kapasitet til 1580 MW forbruk i området. Overføringskapasiteten er dimensjonert av forskriftsmessige spenningsgrenser og marginer mot spenningskollaps.

For å kunne forsyne mer forbruk i området uten å redusere forsyningsikkerheten for alle, er det behov for å forsterke transmisjonsnettet inn til regionen. Vi har derfor startet et prosjekt for å etablere en ny 420 kV ledning fra Ertsmyra stasjon til Fagrafjell stasjon. Ledningen skal erstatte dagens 300 kV ledning fra Tonstad stasjon til Fagrafjell stasjon.

³ [Konseptvalgutredning \(KVU\) Nettførsterkning mellom Sørlandet og Østlandet](#)

Frem til forsterkningstiltak er på plass har vi vurdert at det kan tilknyttes ytterligere 400 MW forbruk med vilkår om frakobling. De konkrete vilkår utarbeides samarbeid med Lnett. Med disse vilkårene vil vi bidra til økt utnyttelse av nettet samtidig som vi opprettholder en stabil drift med god forsyningsikkerhet i området.

Figur 5: Vi har reservert det volumet vi mener er forsvarlig å tilknytte med vilkår om frakobling. Øvrige modne forbrukskunder står i kapasitetskø.



Trinn 3 – Spenningsoppgradering Kvinesdal-Åna-Sira-Bjerkreim-Fagrafjell

Trinn 3 omfatter å erstatte dagens 300 kV ledning Kvinesdal-Åna-Sira-Kjelland-Bjerkreim-Fagrafjell med ny 420 kV ledning. Behov for fornyelse, forbruksvekst og tilknytning av ny produksjon er drivere for denne spenningsoppgraderingen.

Bjerkreim transformatorstasjon er ny og bygget for 420 kV drift. Kjelland transformatorstasjon er ikke egnet for spenningsoppgradering til 420 kV eller utvidet transformator kapasitet, men kan videreføres med dagens funksjon. Med de prognoser på forbruk og produksjon som vi kjenner i dag, vurderer vi at den mest rasjonelle nettutviklingen er en stegvis overgang til 132 kV i regionalnettet med forsyning fra Bjerkreim stasjon.

Dagens transmisjonsnettanlegg i Åna-Sira er ikke egnet for spenningsoppgradering til 420 kV. Utviklingen i regionalnettet må derfor ta høyde for at tilknytningen til transmisjonsnettet blir flyttet geografisk ved overgang til 420 kV.

Spenningsoppgraderingen kan også tilrettelegge for egnede ilandføring og tilknytningspunkter for havvind langs kysten av Rogaland.

Fornyelse av Skagerrak 1&2

HVDC-forbindelsene Skagerrak 1 og 2 (SK12) mellom Kristiansand og Jylland ble satt i drift i 1976 og 1977, med en samlet kapasitet på 500 MW. Begge forbindelsene nærmer seg slutten på levetiden, som betyr at feilsannsynlighet og vedlikeholdskostnader øker. Statnett utreder reinvestering av Skagerrak 1 og 2 sammen med Energinet DK, og har derfor sendt melding til NVE for å fastsette utredningsprogram for de nødvendige tiltakene en reinvestering vil medføre. Det er mulig å finne oppdatert informasjon om dette på prosjektets nettsider⁴

⁴ [Skagerrak 1 og 2 | Statnett](#)

Utvikling på lengre sikt

Både Sør-Rogaland og Agder har gode ressurser for kraftproduksjon. Det er derfor sannsynlig at det over tid blir bygget ut mer produksjon i området enn de konkrete prosjektene vi er kjent med pr i dag, noe som kan kreve ny kapasitet i transmisjonsnettet.

Ledningene på strekningen Lyse-Duge-Roskrepp-Kvinnen-Solhom (Dugeringen) er en del av transportkanalen Vestre korridor, og knytter vannkraftproduksjon til transmisjonsnettet. Statnett ser behov for den kapasiteten som Dugeringen gir i transmisjonsnettet. Ut fra alder og tilstand må det gjøres omfattende fornyelser i produksjons- og nettanlegg i Duge, Roskrepp og Kvinnen om ca. 15-20 år.

Etter at de nye stasjonene Fagrafjell, Humleberget og Krossberg og ny ledning Fagrafjell-Humleberget er satt i drift, gjenstår 300 kV dobbelkursledning Stokkeland-Bærheim-Stølaheia (framtidig Fagrafjell-Humleberget-Krossberg) av de opprinnelige anleggene på *Nord-Jæren*. Vi vurderer at denne forbindelsen har levetid til etter 2045. Siden vi per i dag ikke ser behov for den ekstra kapasiteten vi får med oppgradering til 420 kV på Nord-Jæren anbefaler vi at dobbelkursen erstattes med nye 420 kV-anlegg når levetiden er over, og at spenningen da heves til 420 kV. Spenningshevingen gjør at vi kan avvikle 300 kV koblingsanlegget og autotransformatorene i Fagrafjell.

Av hensyn til forsyningsikkerheten kan det bli behov for en ny forbindelse mellom Humleberget og Krossberg, tilsvarende ledningen mellom Fagrafjell og Humleberget som inngår i trinn 1.

4 Samfunnsmessig rasjonalitet

4.1 Tiltakene er delt inn i nyttepakker

I mange av de planlagte prosjektene i områdeplanen blir nytten først realisert når flere prosjekter ferdigstilles. For å kunne forklare disse avhengighetene deler vi prosjektene inn i ulike *nyttepakker*. Nyttepakkene kan bestå av flere tiltak som tilhører ulike trinn og dermed gjennomføres på forskjellige tidspunkt.

Nytten i nyttepakkene er i hovedsak økt kapasitet for tilknytning av forbruk og produksjon, bedre forsyningssikkerhet og reduserte flaskehals. Nettet som dekkes av denne områdeplanen er sterkt og mye av tilknytningsforespørlene kan tilknyttes nettet som allerede er investert. Kostnadene ved å investere ytterligere omfatter investeringskostnader, arealbeslag og utslipp fra utbygging. I dette kapitlet beskriver vi nyttepakkene med til hørende nytte som omfattes av denne områdeplanen.

4.2 Vi oppnår nytte gjennom økt kapasitet mellom regioner og nytt forbruk og produksjon

Nyttepakken Økt kapasitet Sør-Rogaland

Nyttepakken er en kombinasjon av fornyelser i både stasjoner og ledninger. Konkret ser vi på spenningsoppgraderinger og fornyelse av kyststrengen mellom Kvinesdal og Fagrafjell og ledningen mellom Fagrafjell og Ertsmyra. På Nord-Jæren skal Bærheim og Stølaheia erstattes av nye stasjoner og nettet skal forsterkes med nye ledninger mellom dem.

Denne nyttepakken legger til rette for økt forbruk og produksjon i området. Trinn 1 gir mulighet for å tilknytte 700 MW mer forbruk (hvorav 400 MW med vilkår om utkobling), det gir også mulighet for tilknytning av planlagt vindkraft på 260 MW. Nyttepakken er også en forutsetning for utviklingen i regionalnettet. Nytt er altså i stor grad forbundet med verdien av nytt forbruk inn til området, og økt forsyningssikkerhet på Nord-Jæren.

Nyttepakken Økt kapasitet Agder

Denne nyttepakken omfatter tiltak i flere stasjoner for å øke transformeringskapasiteten i Agder. Tiltakene tilrettelegger for økt forbruk og økt produksjon i området. De fleste tiltakene er rettet mot økt transformeringskapasitet i eksisterende stasjoner, men nyttepakken inkluderer også nye Stemmen stasjon (plassert i nærheten av dagens Kristiansand stasjon) som tilrettelegger for både havvind, økt forbruk og utbyggingen av Østre korridor. Med de pågående tiltakene har vi kunnet reservere omtrent 1200 MW nytt forbruk og 1400 MW ny kraftproduksjon. I denne nyttepakken er nytten i all hovedsak knyttet til verdien av økt forbruk, men også til en viss grad tilrettelegging for ny produksjon.

Nyttepakken Overføringskapasitet Sørlandet og Østlandet

I denne nyttepakken vil vi forsterke transportkorridoren mellom Sør- og Østlandet og nyttepakken omfatter tiltak som øker overføringskapasiteten mellom budområdene Østlandet (NO1) og Sørlandet (NO2). Denne nyttepakken fordeler seg over tre ulike områdeplaner⁵. På kostnadssiden fokuserer vi på de tiltakene som er innenfor denne områdeplanens grenser, det vil si tiltaket Stemmen-Arendal-Bamble.

Nyttepakken vil være et svært viktig bidrag for å redusere flaskehalsene i transmisjonsnettet og vil bidra til reduserte prisforskjeller mellom NO1 og NO2, gitt at det bygges ut mer produksjon andre

⁵ Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold og områdeplan Telemark og Vestfold i tillegg til denne områdeplanen

steder på Sørlandet. Reduserte flaskehals er en av indikatorene til Statnett for å oppnå vårt sektorpolitiske mål om en effektiv drift og utvikling av transmisjonsnettet.

I tillegg til tiltakene som inngår i nyttepakken beskrevet over er det flere fornyelses- og vedlikeholdsprosjekter som må gjøres for å opprettholde tilstand og drift i dagens anlegg. Disse tiltakene inngår både i nullalternativet og i målnettet fordi de uansett må gjennomføres.

Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon

I våre samfunnsøkonomiske analyser sammenligner vi alltid aktuelle tiltak med et nullalternativ.

Nullalternativet innebærer å opprettholde strømforsyningen på samme nivå som i dag, og inkluderer nødvendig vedlikehold og reinvesteringer. Nullalternativet for områdeplanen er en videreføring av dagens situasjon, men ved reinvestering standardiserer Statnett nye anlegg på 420 kV.

Nullalternativet inkluderer ikke økt kapasitet utover det oppgradering fra 300 til 420 kV gir. Når vi vurderer lønnsomheten ved nettinvesteringene sammenlignes dette med nullalternativet, altså opp mot tiltak vi uansett ville måtte gjøre for å reinvestere dagens anleggsmasse.

Nyttepakken legger til rette for økt handelskapasitet og havvind

Som beskrevet tidligere er Sør-Rogaland og Agder landingspunkt for de fleste av Norges HVDC mellomlandsforbindelser. Området er også et naturlig landingspunkt for tilknytning av havvind. Dette preger nettet i området, som må være sterkt for å håndtere transitt ved utveksling.

Vi utreder nå to konkrete tiltak utenfor kysten av Sør-Norge som vil påvirke transmisjonsnettet i denne områdeplanen. Vi utreder reinvestering av SK1&2 som nærmer seg endt levetid. På bestilling fra Energidepartementet utreder vi mulige nettløsninger for ytterligere havvind fra Sørvest F. Nyttepakken presentert over muliggjør en del av tiltakene som planlegges til havs, blant annet en ny hybrid fra Sørvest F og reinvestering av SK1&2. Videre tiltak til havs kan kreve ytterligere tiltak i transmisjonsnettet. Dette omtales nærmere i egne publikasjoner fra Statnett.

4.3 Målnettet i 2045 har en samlet merkostnad på 6-8 mrd. kroner i nåverdi

De totale kostnadene for alle tiltakene i nyttepakken er estimert til 17-23 milliarder kroner. Dette tilsvarer 11-1 mrd. kroner på nåverdiform⁶. Det krever betydelige reinvesteringer for å opprettholde dagens tilstand. Merkostnaden ved tiltakene som går utover nullalternativet er beregnet til 6-8 mrd. kroner. Dette omfatter tiltak der vi enten fremskynder reinvesteringer eller øker kapasiteten for eksempel med nye transformatorer eller nye forbindelser.

4.4 Utbyggingen av kraftnett påvirker natur og klima

Utbyggingen av kraftnett er en forutsetning for at samfunnet kan produsere og bruke mer elektrisitet, men har også en påvirkning på natur og klima som kommer i tillegg til den økonomiske kostnaden. I områdeplanen planlegger vi oppgradering av omtrent 190 km ledning utover nullalternativet. Dette er ledninger som enten vil gå i eksisterende trasé eller der dagens trasé erstattes. I tillegg planlegger vi 4 nye forbindelser⁷ som til sammen utgjør omtrent 166 km ny ledning som kommer i tillegg til dagens nett. Med et byggeforbudsbelte på 40 meter rundt ledningstraseen utgjør arealbeslaget fra disse nye forbindelsene omtrent 6,6 km². Naturinngrepet fra en ledning er imidlertid mindre enn dette. I snitt er det 3 mastepunkter per km ledning, og disse gir et fysisk og varig

⁶ Nåverdiberegningen gjøres ved hjelp av en diskonteringsrente på 4%.

⁷ Krossberg-Humleberget, Humleberget-Fagrafjell, Stemmen-Arendal og Arendal-Bamble

negativt avtrykk. Når luftledninger rives, fjernes mastepunktene. Kabelanlegg på sin side kan gi mer permanente sår i naturen.

Arealbeslaget fra planlagte tiltak på stasjoner i områdeplanen er på om lag 0,23 km². Til sammenligning beslaglegger eksisterende stasjoner og ledninger i områdeplanen 47 km². Planlagte stasjons- og ledningstiltak innebærer en økning på omtrent 15%.

Vi estimerer utslipp⁸ fra planlagte tiltak til omtrent 230 tusen tonn CO₂e, der nye forbindelser eller stasjoner utgjør omtrent 86 tusen tonn CO₂e (resten er nullalternativ eller forskutterte reinvesteringer). Estimatenes bygger på de samme erfaringstallene som danner grunnlag for vårt utslippsregnskap som en del av [årsrapporteringen](#). Mye av behovet for nettførsterkningene handler om å redusere CO₂-utslipp hos sluttbrukerne av strøm.

Statnett er opptatte av å ta hensyn til arealbruk, sårbar natur og sårbare arter når vi planlegger trasé og utfører anleggsarbeid, og har prosesser for å ivareta dette i hvert enkelt prosjekt. Under redegjør vi kort for viktige hensyn å ta for planlegging i hver av nyttepakken. Konfliktpotensialet for natur er knyttet til allerede kartlagte arealer - kommende kartlegginger vil sannsynligvis vise flere viktige områder enn angitt under. Konfliktpotensialet er noen steder betydelig, og setter store krav til god planlegging og ressurser til å legge traseer utenfor konfliktområder om mulig.

Økt kapasitet Sør-Rogaland I denne nyttepakken er det flere tiltak som berører områder der konfliktpotensialet kan være stort, men nyttepakken inkluderer hovedsakelig reinvesteringer som betyr at dagens ledning allerede krysser disse områdene. Det er registret kulturminner, spesielt i områdene rundt Fagrafjell og nordover. I områdene fra Ålgård og nordover gjennom Sandnes og Stavanger er det registrert flere kartlagte friluftsområder med varierende verdi. Vi ser også at den sørlige delen av ledningstraseen mellom Åna-Sira og et stykke nordover mot Bjerkreim går gjennom områder av svært stor KU-verdi⁹. I tillegg krysser dagens ledning et verneområde over Fotlandsvannet som ligger nord-vest for Kjelland stasjon.

Økt kapasitet Agder Denne nyttepakken innebærer i hovedsak utvidelser eller ombygginger av stasjoner. Det skal også bygges en ny stasjon, Stemmen, som kommer i tillegg til dagens anleggsmasse. Stemmen bygges hovedsakelig på et område regulert til næringsvirksomhet, men noe av området og veiene til stasjonen vil berøre områder med naturmangfold (blant annet gammel furuskog). Stasjonene bygges slik at de i hovedsak ikke berører områder av høy verdi.

Overføringskapasitet Sørlandet og Østlandet Nyttepakken innebærer en ny ledning mellom nye Stemmen og Bamble stasjon i tillegg til eksisterende ledning på samme strekning. Dagens ledning ligger tett på noen verneområder og ny ledning vil kunne påvirke viktige friluftsområder i Grenland og Kragerø. Det er derfor viktig med god traséplanlegging for den nye ledningen som i utgangspunktet vil bygges parallelt med eksisterende ledning.

⁸ Utslippstallene finner vi ved å benytte gjennomsnittlig utslipp per km ledning og byggekloss i stasjon fra utslippsregnskapet, som er et øyeblikksbilde med dagens teknologi. Sentrale størrelser som utslipp fra veibygging, kabel og arealbruksendringer på stasjonstomt er for tiden ikke medregnet.

⁹ KU-verdi angir et områdes verdi i konsekvensutredninger i henhold til verdsettingskriteriene i veilederen M-1941 Konsekvensutredninger for klima og miljø. Datakilden er Miljødirektoratets kartdatasett "[Naturtyper – KU-verdi](#)".

Hvordan vi til slutt velger traseer og tomter vil komme frem i konsesjonssøknaden for det enkelte prosjekt. Les mer om hvordan Statnett jobber for å ivareta naturen [her](#). Vi utarbeider også arealregnskap som en del av [årsrapporten](#).

4.5 Oppsummering av tiltakene og de samfunnsøkonomiske virkningene i nyttepakkene

Tabellen under lister opp noen av de viktigste tiltakene i hver nyttepakke og gir en forenklet oppstilling av de samfunnsøkonomiske virkningene.

	Økt kapasitet Sør-Rogaland	Økt kapasitet Agder	Overføringskapasitet Sør- og Østlandet
Trinn 1	Ny Krossberg (Stølaheia) stasjon Ny Fagrafjell-Humleberget Ny Humleberget (Bærheim) stasjon Økt transformering i Bjerkreim	Økt transformering i Arendal og Kvinesdal Ny Stemmen stasjon	
Trinn 2	Oppgradering Ertsmyra-Fagrafjell Økt transformering i Fagrafjell	Økt transformering i Brokke	Ny Stemmen-Arendal-Bamble
Trinn 3	Oppgradering av ledninger mellom Kvinesdal og Fagrafjell Ny Åna-Sira stasjon		
Investering*	10-14 mrd. NOK	5-7 mrd. NOK	2-2.5 mrd. NOK
Nåverdi**	2-3 mrd. NOK	Ca. 2 mrd. NOK	1.5-2 mrd. NOK
Klima og miljø	190 km ledning fornyes 26 km ny ledning 1,14 km ² arealbeslag	0,13 km ² arealbeslag	140 km ny ledning 5,6 km ² arealbeslag
Nytte	Trinn 1: Kapasitet til ca. 700 MW nytt forbruk (hvorav 400 MW med vilkår om utkobling)	Vi har kunnet reservere ca. 1200 MW nytt forbruk og 1400 MW kraftproduksjon	Økt kapasitet mellom Sør- og Østlandet og lavere prisforskjeller mellom NO1 og NO2

*Investeringer totalt (ikke nåverdi)

**Nåverdi. Differansen mellom planlagte tiltak og nullalternativet.

Oppgradering betyr ny ledning i eksisterende trase. Ny betyr at vi får en ny forbindelse.

5 Usikkerhet og videre arbeid

5.1 Usikkerheter i målnett

Målnett gjør oss i stand til å legge en langsiktig plan hvor de ulike trinnene inngår i en samlet plan. Samtidig må vi ta høyde for risiko og usikkerhet. Det vil være endringer og utvikling i behov som må hensyntas underveis. Basert på overvåking og risikokartlegging av anleggene vil fornyelser og levetidsforlengelser bli vurdert. Utvikling i hvilke forbruks- og produksjonsplaner som modnes raskest vil kunne påvirke tempo for de ulike tiltakene og rekkefølgen de gjennomføres i. Tiltak som er gjenstand for anleggsbidrag, vil også være avhengig av forpliktelser fra kunder. Her vil vår fremdrift måtte være koordinert med tilhørende tiltak i regionalnettet i møte med kundenes behov og forpliktelser.

Fremdriften for nettførsterkningstiltakene i målnett er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner, hvor spesielt utviklingen med havvind og økt handelskapasitet med Europa vil være avhengig av politiske veivalg fremover. Fremdriften er også avhengig av interne og eksterne begrensninger. Innpassing i Statnetts totale portefølje og kapasitet i leverandørmarkedet vil påvirke fremdriften av gjennomføringen.

Det er stor vannkraftproduksjon i de nordlige delene av og nord for området. Her registrerer vi en økt interesse for effektutvidelser og store pumpekraftverk. Dette vil være bra for effekttilgangen i kraftsystemet og spille godt sammen med ny vind- og solkraft i Norge og Europa, men det vil også få stor påvirkning på kraftflyten i systemet. Sammen med mange og flere store anlegg med omformerteknologi i nettet representerer dette endringer av kraftsystemet som kan medføre flere netttiltak enn planene nå har tatt høyde for.

5.2 Usikkerhet knyttet til andel kabel i målnett

Kabel blir ofte trukket fram som et alternativ når vi bygger nye kraftledninger. I noen tilfeller kan kabel være et godt alternativ til luftledning, men vil i de fleste tilfeller også innebære negative tekniske og økonomiske virkninger sammenliknet med et luftledningsalternativ. Vi anslår at en 420 kV-kabel krever 30-50 ganger mer kompensering enn en tilsvarende lang luftledning med samme overføringsbehov. Dette krever at vi setter av større plass i stasjoner til reaktive komponenter, som har økonomiske kostnader og krever mer areal.

5.3 Usikkerhet knyttet til kostnader

Det er betydelig usikkerhet knyttet til investeringskostnadene vi oppgir i denne planen. Vi har brukt erfaringstall for å estimere kostnadene, men disse er mer presise for prosjekter nært frem i tid enn for prosjekter lengre ut i planperioden. I lys av at vi opplever at kostnadene til komponenter og arbeid har økt betydelig de siste årene, regner vi det som sannsynlig at vi i denne planen kan se en økning i de totale kostnadene. Vi har også definert et nullalternativ, blant annet for å synliggjøre merkostnaden ved planen. For tiltak som ligger lengre frem i tid har vi måttet lage overordnede betraktninger for nullalternativ ettersom analysene ikke er startet. For tiltak der nullalternativet er forkastet kan kostnadene være utdaterte. Merkostnaden er derfor også usikker.

5.4 Usikkerhet knyttet til klima- og miljøvirkninger

Arealbruken vi estimerer er usikker av flere grunner. For det første er det usikkert hvor store stasjoner vi vil behøve å bygge, særlig langt frem i tid. For eksempel krever et gassisolert anlegg (GIS) mye mindre areal enn et luftisolert et (AIS), og det foregår store fremskritt innenfor GIS-anlegg med redusert bruk av miljøskadelige gasser (SF6). Dersom SF6-frie GIS-anlegg blir den nye standarden vil vi bruke langt mindre plass per stasjon enn hva vi har estimert her.

Innenfor utslipp er det også stor usikkerhet. Estimaterne i denne planen baserer seg på dagens teknologi og materialsammensetning (aluminium, stål betong etc.), men også her skjer det teknologisk utvikling, i tillegg til at Statnett arbeider aktivt for å redusere denne typen utslipp. Vi tror derfor estimatene er noe høye og vi forventer at utslipp per km og komponent i stasjon vil falle i planperioden. Det er samtidig vesentlige kilder til utslipp som vi ikke beregner i denne planen – for eksempel fra kabel, arealbruksendringer og veibygging.

5.5 Videre arbeid

I arbeidet med oppdateringen av områdeplanen for Sør-Rogaland og Agder har vi identifisert flere behov som vi skal analysere videre. Tiltakene og fremdrift vil inngå i fremtidige oppdateringer av områdeplanen og Statnetts prosjektportefølje.

De mest sentrale tiltakene som inngår i videre arbeid er listet opp under:

Videre arbeid	Beskrivelse
Systemstudie av effektoppgradering og pumpekraft	Effektutvidelser og pumpekraft vil bidra til større og mer variasjoner i kraftflyten. Dette er noe vi vil utrede nærmere gjennom 2025 for å vurdere fremtidig nettstruktur og eventuelle nødvendige justeringer i de planlagte tiltakene i transmisjonsnettet.
Tilknytning av forbruk i Sør-Rogaland	Bruk av vilkårsavtaler må konkretiseres og avtales med hver enkelt kunde. Videre analyser og samarbeid med Lnett, forbrukere, produsenter og interessenter for å optimalisere bruken av nettet i vente på neste nettførsterkning.
Plan for reinvestering av Duge, Roskrepp og Kvinen (Dugeringen)	Det er behov for å etablere en plan for reinvestering av 300kV anleggene fra Lyse via Duge, Roskrepp og Kvinen frem til Fjotland. Planen må koordineres med Sira-Kvina sine planer for produksjonsanlegget i de respektive stasjonene.

6 Samlet fremstilling av tiltak og prosjekter

Tabellene under viser pågående prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2035. Fremdrift og realisering av planlagte tiltak er avhengig av en rekke forhold som endringer i behov, kapasitet i leverandørmarkedet og nødvendig myndighetsgodkjenning (konsesjon). Statnett jobber med å sikre gjennomføring av tiltak for å redusere ledetiden i prosjektene.

Fase beskriver i hvilket stadium i Statnetts prosjektmodell et prosjekt befinner seg: I fase 0 identifiseres løsningsvalg, i fase 2 er investeringsbeslutning fattet, og i fase 3 er prosjektet under gjennomføring/bygging.

Prosjekter med konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon mottatt	Forventet ferdigstilt
Lyse - Fagrafjell	Økt kapasitet	4	2019	Idriftsatt 2023
Krossberg stasjon	Ny stasjon	2	2024	Innen 2030
Stemmen stasjon	Ny stasjon	2	2024	Innen 2030
Stokkeland stasjon	Rivning av stasjon	3	2022	Innen 2027
Kvinesdal stasjon	Økt kapasitet	2	2024	Innen 2030
Arendal stasjon	Økt kapasitet	2	2024	Koordineres med kunde

Prosjekter uten konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon forventet mottatt	Forventet idriftsatt
Fagrafjell - Humleberget	Økt kapasitet	1	2026	3-6 år etter konsesjon
Ertsmyra - Fagrafjell	Økt kapasitet	0	2028	3-5 år etter konsesjon
Stemmen - Arendal - Bamble (Østre korridor)	Økt kapasitet	0	2028	3-5 år etter konsesjon
Humbleberget stasjon	Ny stasjon	1	2026/27	3-6 år etter konsesjon
Bjerkreim stasjon	Økt kapasitet	0		3-5 år etter konsesjon
Skagerrak 1 og 2	Reinvestering	0		6-8 år etter konsesjon

Tiltak som planlegges å starte opp

Tiltak	Beskrivelse	Planlagt oppstart
Brokke stasjon	Økt kapasitet	2027 – 2030
Kvinesdal - Fagrafjell	Økt kapasitet, spenningsoppgradering	2030 – 2035
Humbleberget - Krossberg	Økt kapasitet, reinvestering	2030 – 2035

Statnett

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no