

Områdeplan Sør-Rogaland og Agder

Områdeplanen beskriver en trinnvis utvikling av transmisjonsnettets i Rogaland sør for Boknafjorden og i Agder.



Sammendrag

Statnett skal tilrettelegge for det grønne skiftet og elektrifisering av samfunnet. **Sør-Rogaland og Agder** står foran en svært stor forbruksvekst. Det er meldt inn omfattende forbruksplaner, på mer enn 4000 MW. Dagens maksimale forbruk er omtrent 3000 MW. Statnett er i gang med flere prosjekter for å øke kapasiteten i transmisjonsnettet i området. I Sør-Rogaland setter vi den nye forbindelsen Lyse-Fagrafjell i drift i 2023. Da styrkes forsyningssikkerheten og det kan tilknyttes inntil 700 MW forbruk utover dagens forbruksnivå (400 MW av dette med vilkår om utkobling/reduksjon av forbruket). I Agder utvider vi transformator kapasiteten og sammen med tiltak i regionalnettet åpner dette for 1200 MW nytt forbruk.

Transmisjonsnettet i **Sør-Rogaland og Agder** omfatter flere transportkanaler som forsyner forbruk, tar imot produksjon og knytter mellomlandsforbindelsene i de sørlige delene av Agder sammen med resten av det norske kraftsystemet. Kraften flyter fra Sørlandet og nordover ved import over mellomlandsforbindelsene, og sørover mot Sørlandet ved eksport. Tilknytning av havvind i sør og økt forbruk forsterker det eksisterende flytmønsteret. Det er derfor nødvendig å forsterke korridoren mellom Sørlandet og Østlandet. Fortsatt vekst i forbruket i Sør-Rogaland gjør det nødvendig å oppgradere eksisterende 300 kV-nett inn til regionen til 420 kV.

Forbruksveksten som er nødvendig for det grønne skiftet forutsetter at det bygges ut ny fornybar kraftproduksjon. Statnetts kortsiktige markedsanalyse viser at vi går mot energiunderskudd i Sør-Norge allerede i 2026. **Sør-Rogaland og Agder** har godt potensiale for ny kraftproduksjon og effektutvidelser i eksisterende vannkraftverk, og er godt egnet for ilandføring av havvind.

Hovedbudskap i områdeplanen er:

- Transmisjonsnettet i Agder er relativt nytt og drives i hovedsak på 420 kV, noe som er et godt utgangspunkt for å håndtere vekst i både forbruk og produksjon av kraft.
- Sør-Rogaland har et eldre 300 kV-nett. Her bygger vi nå to nye 420 kV ledninger, Lyse-Fagrafjell og Fagrafjell-Humleberget, og vi fornyer stasjoner og øker transformorkapasiteten i nettet på Nord-Jæren. Dette styrker forsyningssikkerheten og åpner for vekst i forbruket. For å kunne øke forbruket ytterligere vil Statnett prioritere å oppgradere forbindelsen Ertsmyra-Fagrafjell til 420 kV. På noe lengre sikt vil vi også oppgradere Kvinesdal-Fagrafjell til 420 kV.
- I Agder er vi i gang med å øke transformorkapasiteten i Kvinesdal, Ertsmyra, Arendal. Vi planlegger også nye Stemmen¹ stasjon. Dette åpner for en stor vekst i kraftforbruket og tilknytning av ny produksjon. Vi har også startet konseptvalgutredning (KVU) for forsterkninger i transmisjonsnettet mellom Sørlandet og Grenlandsområdet.
- Statnett har anbefalt at OED legger Kvinesdal til grunn som tilknytningspunkt for havvind fra Sørlege Nordsjø II fase 1. Nye Stemmen stasjon er sekundæralternativ som tilknytningspunkt for havvindutbygginger. Oppgradering av Ertsmyra-Fagrafjell og Kvinesdal-Fagrafjell legger til rette for tilknytning av havvind henholdsvis i Fagrafjell og langs kysten i Sør-Rogaland.
- Norge trenger ny kraftproduksjon. **Sør-Rogaland og Agder** har ressurser for både vann-, vind- og solkraft, et sterkt transmisjonsnett og økende forbruk. Det bør derfor bygges ut ny kraftproduksjon i området (i tillegg til havvind).
- Endringene i kraftsystemet, med mer uregulerbar produksjon, øker behovet for fleksibilitet. **Sør-Rogaland og Agder** har gode muligheter for fleksibel produksjon (effektutvidelser og pumpekraft), og mye av det nye forbruket bør være fleksibelt.
- Vi forventer at det blir behov for tiltak utover det som er identifisert i planen innen 2050. Hvilke tiltak og rekkefølgen på disse avhenger blant annet av utviklingen av forbruk og produksjon regionalt, samt behovet for å transportere kraft gjennom området.

God planlegging av kraftsystemet fordrer godt samarbeid blant mange aktører. Underveis i arbeidet med områdeplanen har vi opplevd et tett og godt samarbeid med de regionale nettselskapene Lnett og Glitre Nett (tidligere Agder Energi Nett). Vi har også hatt omfattende dialog med andre aktører for å innhente informasjon og for diskusjon.

¹ Stemmen stasjon har tidligere vært kalt Mosby stasjon.

INNHold

1.	SITUASJONSBESKRIVELSE OG BEHOV	6
1.1	Dagens kraftsystem	7
1.2	Transmisjonsnettet	7
1.3	Sør-Rogaland: Mye nytt, stort forbruk	10
1.4	Agder: Store endringer i produksjon, forbruk og flyt i nettet	15
1.5	Utvikling av havvind	18
1.6	Endringer i kraftmarkedet	19
2.	MÅLNETTET	21
2.1	Usikkerheter i målnettet	23
2.2	Samfunnsmessig rasjonalitet	24
3.	OMRÅDEPLAN – TRINNVIS UTVIKLING	26
3.1	Sør-Rogaland	26
3.2	Agder	28
4.	SAMLET FRAMSTILLING AV TILTAK OG PROSJEKTER	31
4.1	Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030	31
4.2	Videre arbeid	33

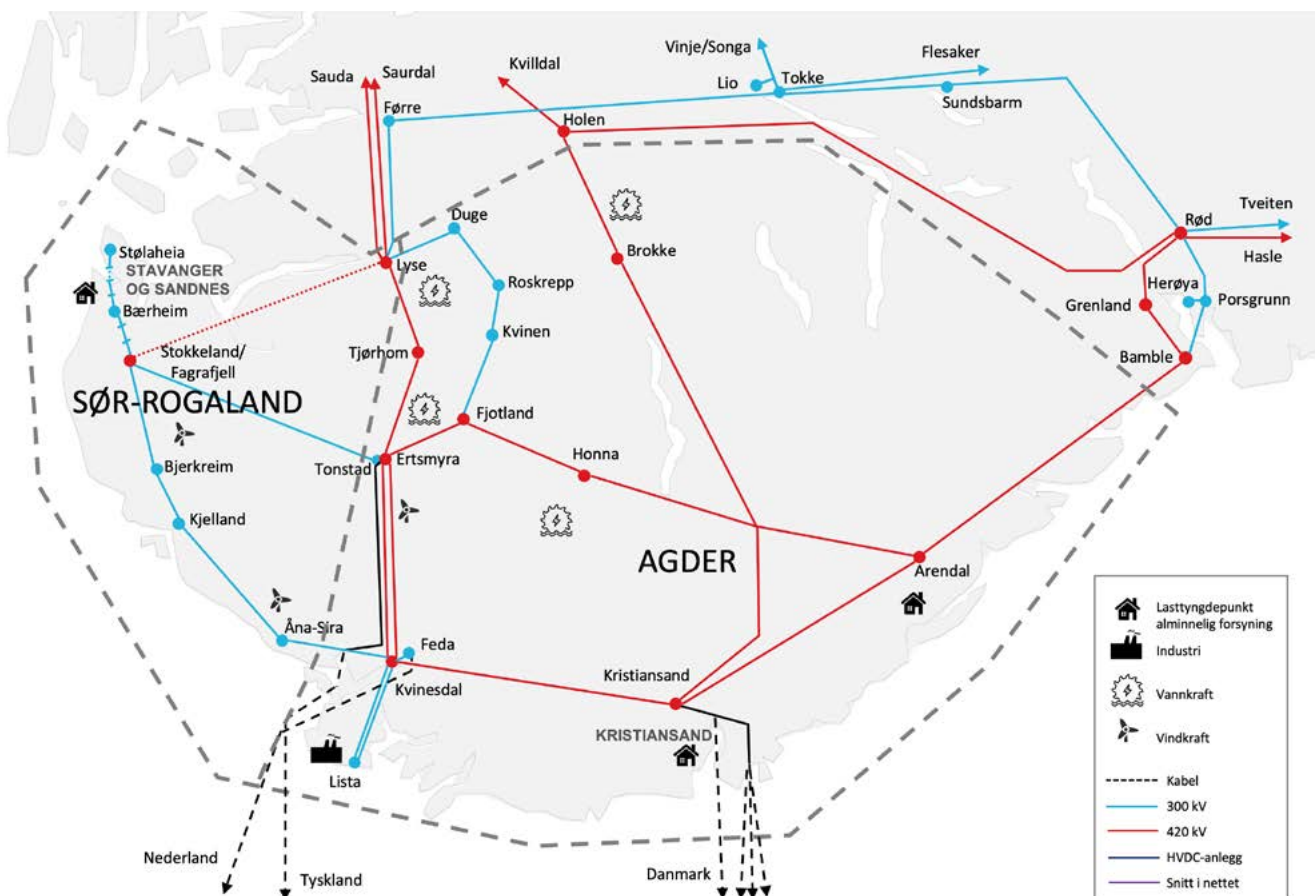


1. SITUASJONSBESKRIVELSE OG BEHOV

Denne områdeplanen omfatter transmisjonsnettets avgrenset av Nordsjøen i vest og sør, Skagerrak i øst og transmisjonsnettstasjonene Lyse, Holen og Bamble i nord/øst. Det er i liten grad avhengigheter mellom de to delområdene **Sør-Rogaland og Agder**, og de respektive regionalnettene drives atskilt. Vi har derfor valgt å bruke delområdene i framstillingen av tiltak og trinn som leder fram til målnettets. Skillet går langs Vestre korridor (forbindelsene nord-sør mellom Lyse og Kvinesdal), med Sør-Rogaland på vestsiden og Agder på østsiden.

Regionalnettet i området dekkes av to regionale kraftsystemutredninger: "Sør-Rogaland" (Lnett) og "Agder" (Glitre Nett, tidligere Agder Energi Nett).

Områdeplanen beskriver et strategisk mål bilde for utviklingen av transmisjonsnettets i området. Planen vil normalt oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk fanges opp. De første utviklingstrinn i planen har liten usikkerhet, mens samfunnsutviklingen 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 transmisjonsnettets)

1.1 DAGENS KRAFTSYSTEM

Mye av forbruket i området er lokalisert langs kysten og har historisk vært preget av alminnelig forsyning til 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 3000 MW. Det meste av produksjonen kommer fra vannkraftverk i fjelltraktene i indre strøk av området, med hovedvekt i vest. Det har også 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. 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 Brøkke som de største. Etterspørsel etter kraft til ny industri og elektrifisering av eksisterende industri har gitt knapphet på nettkapasitet og behov for å forsterke deler av ledningsnett og øke transformator kapasiteten til regionalnettet.

Området er landingspunkt for de fleste av Norges HVDC mellomlandsforbindelser og er derfor preget av å være et transittområde for kraft til og fra utlandet. Fremtidig flyt på HVDC-forbindelsene er vesentlig for kraftflyten i og gjennom området.

Store investeringer i transmisjonsnett 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 nytt og oppgraderte mer enn 600 km med 420 kV nett, og bygget mange 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.

1.2 TRANSMISJONSNETTET

Transmisjonsnett 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 ledningsnett er bygget før 1980 og flere av 420 kV ledningene er bygget etter 2010. Statnetts vurdering er at 300 og 420 kV ledningene i området ut fra alder og nåværende tilstand bør ha levetid fram til 2040 eller lenger. Figur 2 viser når de ulike ledningene i området ble bygget.

I østre del av området har Statnett god fiberdekning, mens det i vestre del er et større behov for utbygging av mer fiber.

Stasjonsanleggene er generelt nyere enn i øvrige deler av transmisjonsnettet fordi mange nye anlegg har blitt bygget i forbindelse med utvidelser og spenningsoppgradering av nettet innenfor de siste 15 år. Av totalt 19 stasjonsanlegg er 8 bygget etter 2009. Det pågår også fornyelser der eldre stasjonsanlegg erstattes av nye anlegg. Ut fra dette vil det kun være behov for større fornyelser i et fåtall stasjoner innenfor planperioden fram til ca 2040.

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. Anleggene har også ut fra alder større fornyelsesbehov enn øvrige stasjonsanlegg som omfattes av områdeplanen, og større fornyelser må gjennomføres i perioden 2030-2040. Nettutviklingen i området må bidra til et mer hensiktsmessig skille mellom nettanlegg og produksjonsanlegg.

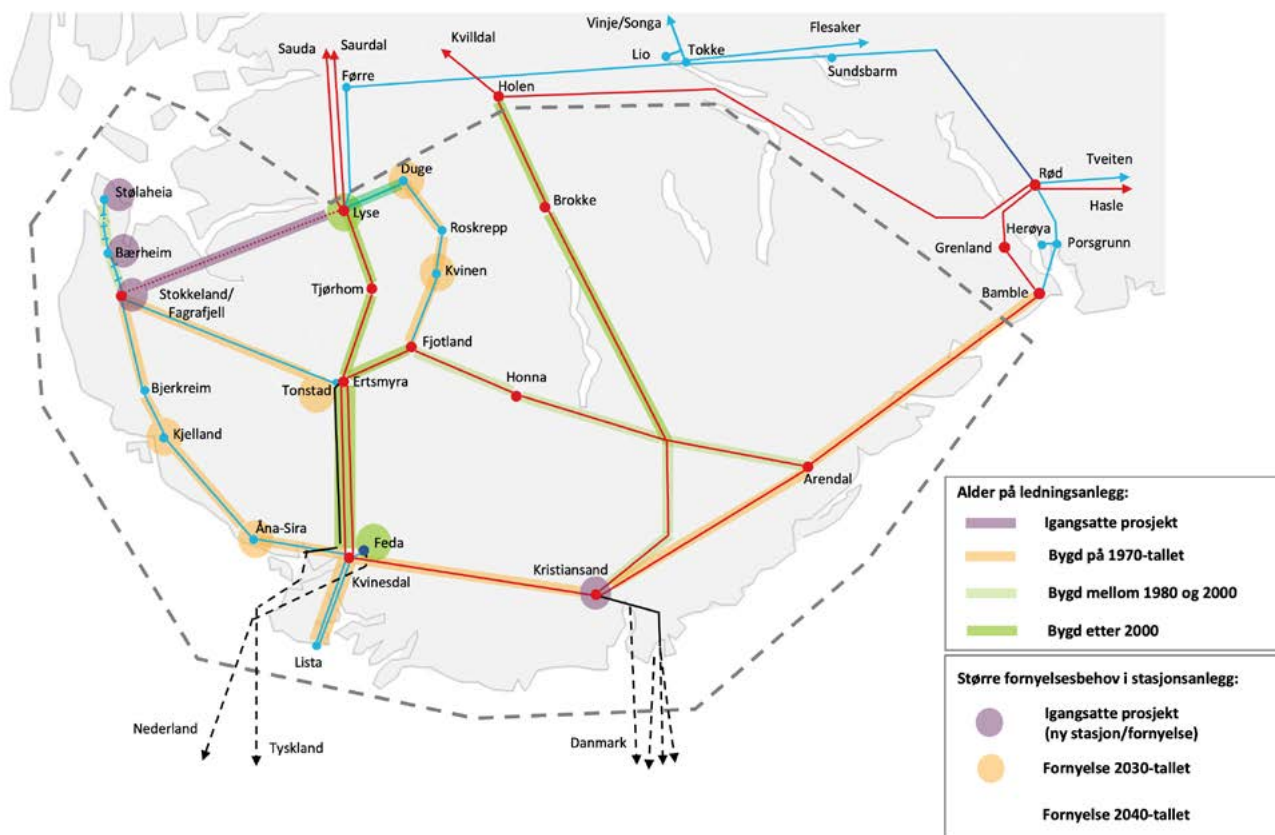
Produksjonsanleggene i Åna-Sira inngår i transformeringen til regionalnettet. Større fornyelser i transmisjonsnettet for økt kapasitet og spenningsoppgradering til 420 kV må koordineres med fornyelser i produksjonsanleggene. På kortere sikt må det gjennomføres levetidsforlengende tiltak som fornyelse av kontroll- og hjelpeanlegg.

Grunnet overgang til 420 kV i transmisjonsnettet vil Statnett over tid fase ut 300 kV anlegg i transmisjonsnettstasjoner. 300 kV ledninger vil bli erstattet med ledninger som bygges for 420 kV.

Figur 2 viser antatt behov for større fornyelser i stasjonsanlegg med angivelse av hvilket tiår de ligger innenfor.

Statnett gjennomfører utbyggingsprosjekt Lyse-Fagrafjell som omfatter ny 420 kV ledning mellom Lyse og den nye 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 stasjonene vil bli erstattet av de nye transformatorstasjonene Krossberg og Humleberget.

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.



Figur 2 Oversikt byggeår samt tid for større fornyelser i stasjonsanlegg

Fornyelse av ledningsanlegg på Nord-Jæren

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.



Mellomlandsforbindelser

Alle Statnetts likestrøms mellomlandsforbindelser (HVDC) med unntak av North Sea Link til England er tilknyttet i Agder. Totalt gir følgende kabler eksport- eller importkapasitet på inntil 3800 MW:

- Skagerrak 1-4. Til sammen 1700 MW kapasitet mellom Kristiansand og Jylland. Skagerrak 1 og 2 (500 MW) er fra 1976/77 og nærmer seg slutten av levetiden. Skagerrak 3 (500 MW) er fra 1993 og Skagerrak 4 (700 MW) er fra 2014.
- NorNed, satt i drift i 2008. 700 MW kapasitet mellom Feda/Kvinesdal og Nederland.
- NordLink, satt i ordinær drift i 2021. 1400 MW kapasitet mellom Ertsmyra og Tyskland.

Utfordringer i systemdriften

Statnett erfarer i dag at vedlikehold som krever utkobling av enkelte anlegg fører til redusert kapasitet på mellomlandsforbindelsene. Disse utfordringene vil kunne øke i fremtiden ved tilknytning av ny produksjon, slik som havvind.

Statnett gjennomfører regelmessig flere typer risikoanalyser som omfatter stasjons- og ledningsanlegg. En av analysene (ROS1) belyser de største risikoene knyttet til forsyningssikkerhet i områdene samt foreslår risikoreduserende tiltak, med utgangspunkt i anleggenes tilstand og utfordringer i driften. Der er nylig utført en ROS1 analyse som omfatter anleggene i Sør-Rogaland. Analysen har ikke avdekket forhold (risiko) som i dag utløser behov for større tiltak i anleggene.

1.3 SØR-ROGALAND: MYE NYTT, STORT FORBRUK

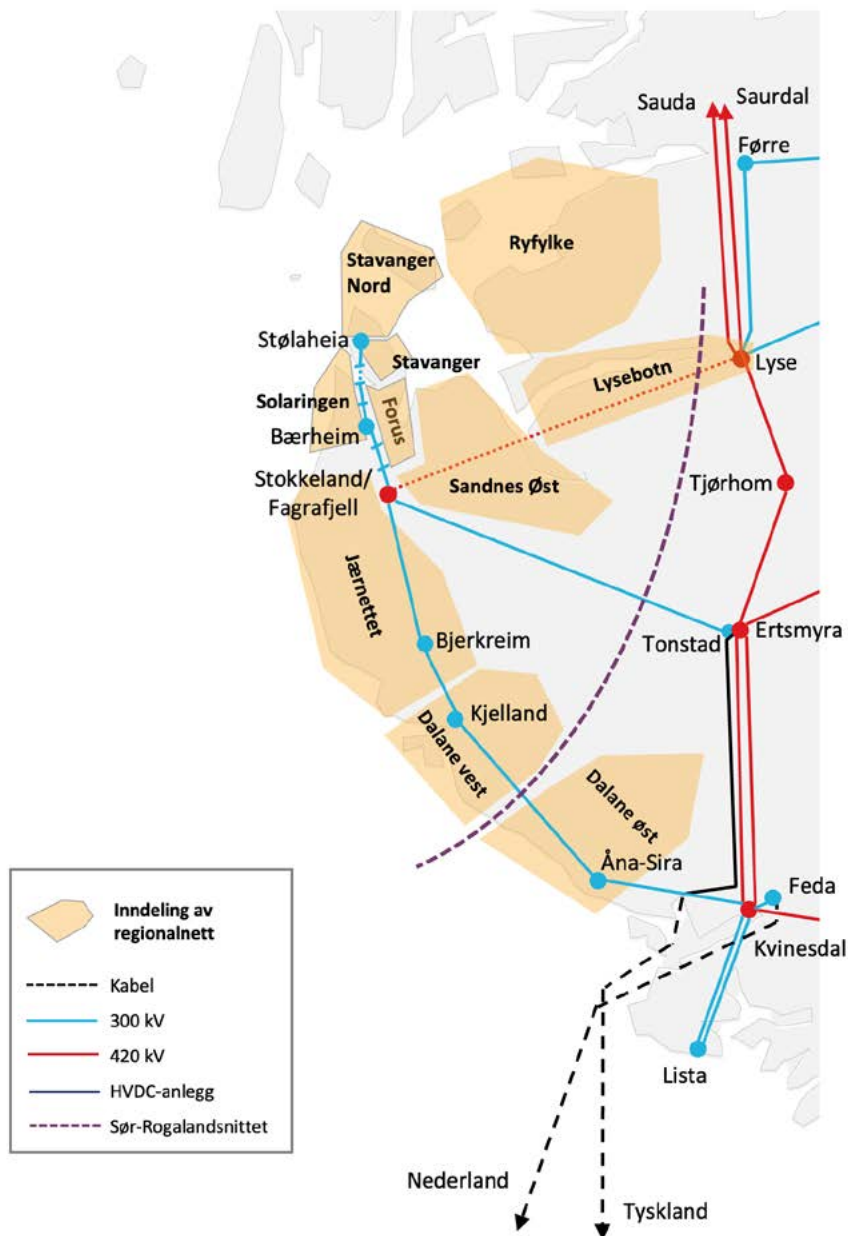
Transmisjonsnettet i Sør-Rogaland består i dag av to 300 kV-forbindelser fra Tonstad og Kvinesdal som strekker seg helt inn til Stavanger. Nettet vil forsterkes med ny 420 kV Lyse-Fagrafjell som er planlagt satt på drift i 2023, og som innfører 420 kV som spenningsnivå i Sør-Rogaland. Transmisjonsnettet forsyner primært forbruk lokalisert langs kysten, men er også en transportkanal nord-sør mellom Lyse og Kvinesdal. Med tilknytning av over 800 MW vindkraft de siste årene har flyten i transmisjonsnettet endret seg, spesielt i perioder med lavt forbruk og mye vind.

Regionalnettet i Sør-Rogaland

Regionalnettet i Sør-Rogaland består i dag av 132 kV, 60 kV og 50 kV nett i ulike områder som vist i figur 3. Enida eier 50 kV og 60 kV nett i Dalane, mens Lnett eier øvrig regionalnett i Sør-Rogaland.

132 kV-nettet fra Lysebotn i øst inn til Sandnes og nordover til Stavanger driftes hovedsakelig masket og er sammen med transmisjonsnettet sentralt i

kraftforsyningen til Stavanger og Sandnes. Øvrig 60 kV og 50 kV nett driftes hovedsakelig radielt innenfor hvert område og er forsynt fra lokal produksjon og transformering fra 132 kV og 300 kV-nettet. Det er bygd 132 kV i Jærnettet tilknyttet transmisijsnettet i Bjerkreim, og det er flere pågående prosjekter for overgang til 132 kV i regionalnettet for øvrig.



Figur 3 Transmisijsnett og områdeinndeling av regionalnettet i Sør-Rogaland. Figuren viser også snittbegrensningen (Sør-Rogalandsnittet) for tilknytning av nytt forbruk i regionen.

132 kV-nettet fra Lysebotn og inn til Stavanger er i dag spolejordet, men bygges om til lavimpedans jordet nett som er den systemjordingen som Lnett har valgt for 132 kV-nettet sitt. Øvrige regionalnett på 50 kV og 60 kV er direkte jordet, foruten Sandnes Øst og Jærnettet som er spolejordet.

Viktige snitt og begrensninger i nettet

Sør-Rogaland har forbrukstygndepunktet på Nord-Jæren, og mye vindkraft samt noe industriforbruk langs kysten sørover mot Kvinesdal. Den viktigste begrensningen i transmisjonsnettet er Sør-Rogaland-snittet, det vil si de to (snart tre) ledningene inn mot Stokkeland/Fagrafjell stasjon, markert med stiplet lilla linje i figur 3. Etter Lyse-Fagrafjell er satt i drift er det plass til 1580 MW forbruk innenfor snittet med N-1 forsyningsikkerhet. Overføringskapasiteten på snittet er dimensjonert av forskriftsmessige spenningsgrenser og marginer mot spenningskollaps.

Mye kraftproduksjon langs kysten fra Fagrafjell til Kvinesdal

Det er tilknyttet mye vind- og vannkraftverk under stasjonene Bjerkreim, Kjelland og Åna-Sira. I perioder med lavt forbruk og høy kraftproduksjon har vi en begrensning på ca. 850 MW kraftproduksjon som kan overføres ut av dette området. Vi håndterer den kraftproduksjonen som finnes i dag, men ser at kapasiteten for ytterligere kraftproduksjon under disse tre stasjonene er begrenset. Det er i dag god kapasitet til å forsyne eksisterende forbruk, og en økning i forbruket vil redusere behovet for tiltak i transmisjonsnettet for å imøtekomme ny produksjon i dette området.

Transformorkapasitet til regionalnettet

I dagens stasjoner på Nord-Jæren (Stokkeland, Bærheim og Stølaheia) er det begrenset kapasitet og det pågår tiltak for å tillate tilknytning av nytt forbruk og videre utvikling av regionalnettet.

Transformorkapasiteten i Kjelland og Bjerkreim er fullt utnyttet for innmating av produksjon. Bjerkreim er tilrettelagt for utvidelse med ytterligere en transformator.

I Åna-Sira er det er tilstrekkelig transformorkapasitet for dagens forbruk og produksjon, og vi ser ikke behov for å øke transformeringskapasiteten med de planene som er kjent i dag. Derimot tilsier både alder og tilstand på 60 kV anlegg og transformering via generatorspenning i Åna-Sira at reinvesteringer er nødvendig.

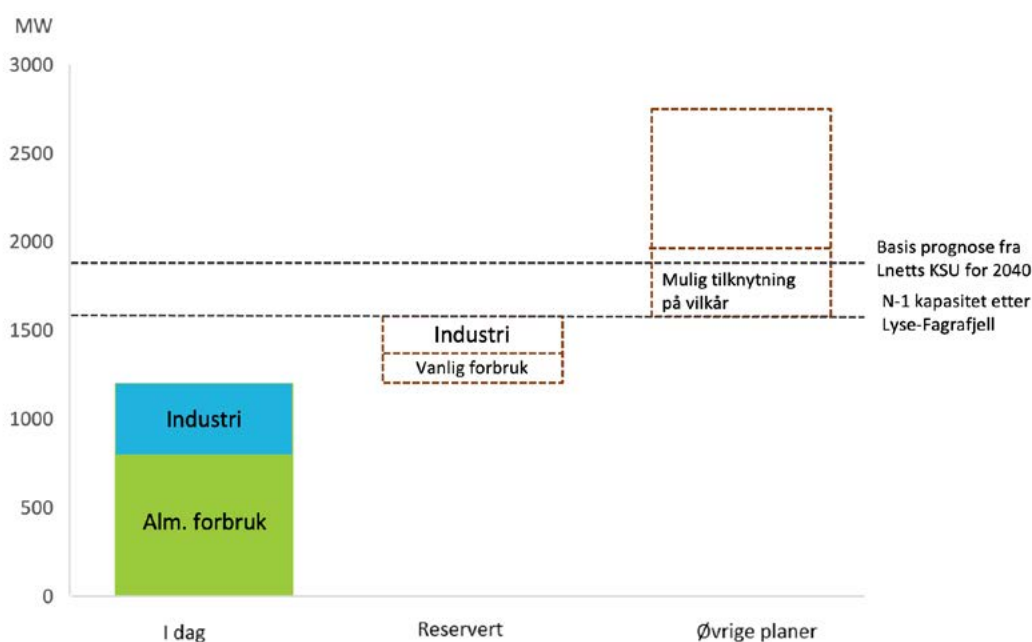
Reaktiv kompensering

I dagens nett har vi kondensatorbatterier i de tre stasjonene på Nord-Jæren; Stokkeland, Bærheim og Stølaheia. Det er en reaktor i Stølaheia og Lyse. Når stasjonene på Nord-Jæren erstattes med henholdsvis Fagrafjell, Humleberget og Krossberg vil de reaktive komponentene videreføres i samme størrelsesorden.

I de nye stasjonene settes det av plass til økt reaktiv kompensering. Reaktorbehovet er avhengig av hva som skjer med kabler og spenningsnivå fremover. Økt kapasitet i kondensatorbatterier kan også bli aktuelt som et ledd i å få tilknyttet mer forbruk.

Stor vekst i industriforbruket

Det er store planer for økt industriforbruk i Sør-Rogaland, og svært mange arealer er under regulering til formål for kraftintensiv industri. Det er presentert planer for et økt forbruk på rundt 1400 MW, noe som vil gi mer enn en dobling i forbruket. Når Lyse-Stølaheia er satt i drift er det kapasitet i transmisjonsnettet inn til Sør-Rogaland til inntil 700 MW nytt forbruk, fordelt på 100 MW som holdes av til vanlig forbruk, 180 MW industriforbruk og inntil 400 MW stort forbruk på vilkår². Per mars 2023 er de 180 MW som blir tilgjengelig for industriforbruk på ordinære vilkår reservert til kunder som ønsker å komme på nett innen 2027.



Figur 4 Volum omsøkte tilknytnings saker (forbruk) i Sør-Rogaland

Lite ny kraftproduksjon

Foruten noe mindre småkraft er det ingen konkrete forespørsler om tilknytning av ny produksjon over 1 MW i Sør-Rogaland. Det er stort potensiale for mer vindkraft i regionen - det har tidligere blitt søkt konsesjon for over 750 MW mer vindkraft i dette området. Av disse kjenner Statnett kun til en vindpark på ca. 200 MW som fortsatt jobbes med å få realisert. Med endrede forutsetninger fra myndigheter og en økt kraftpris er det muligheter for at vindkraft på land kan bli aktuelt igjen. Statnett opplever også et økt fokus på solkraft, og Lnett har mottatt noen henvendelser om dette på prosjekter i svært tidlig fase. Det er ikke kommet konkrete henvendelser om ny større vannkraft i Sør-Rogaland, men flere av produsentene har presentert potensielle planer for pumpekraftverk og/eller effektutvidelser. Sør-Rogaland er aktuelt for tilknytning av havvind på sikt, se omtale i avsnitt 1.5.

² Vilkårene vil i praksis innebære at dette forbruket kobles ut dersom det skjer feilhendelser som gjør at kapasiteten etter feil er for liten til å forsyne alt forbruket i området.



Foto: Honna trafostasjon, Agder Energi

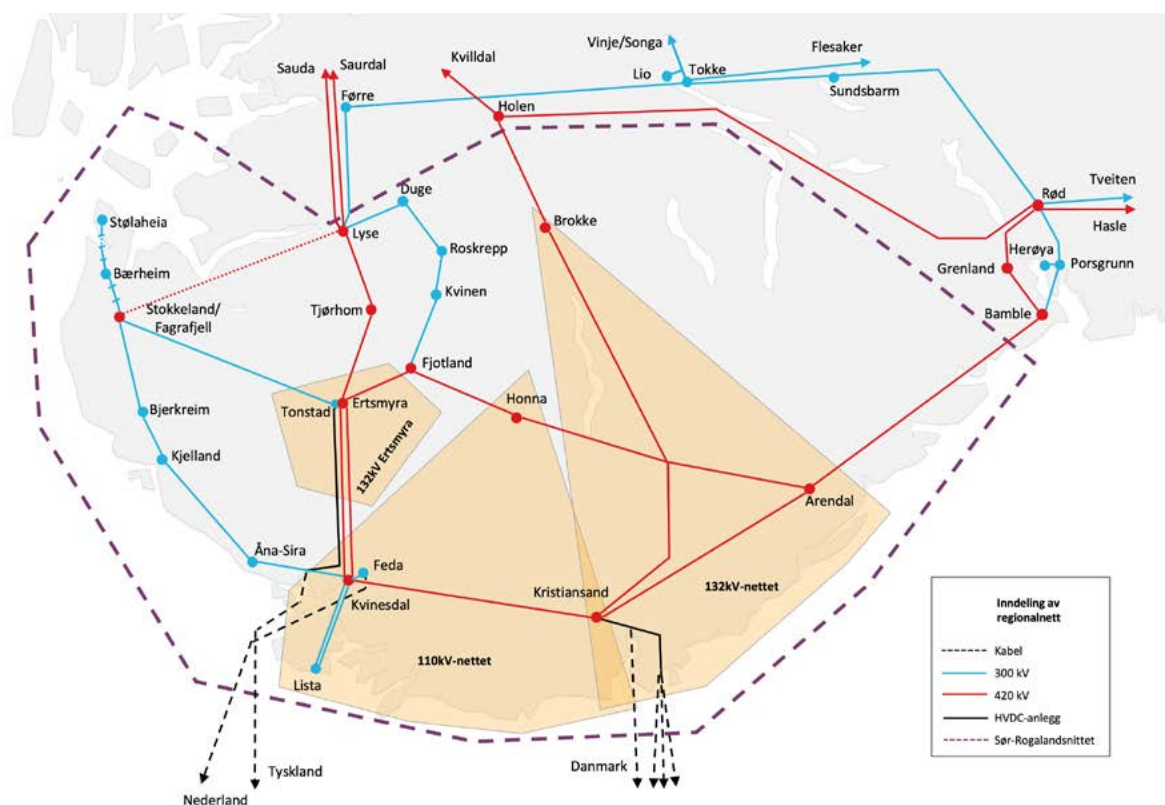
1.4 AGDER: STORE ENDRINGER I PRODUKSJON, FORBRUK OG FLYT I NETTET

Transmisjonsnettets i Agder er et 420 kV nett med god kapasitet. Nettets er fordelt i tre transportkanaler omtalt som Østre, Midtre og Vestre korridor. Transportkanalene knytter de store vannkraftverkene i og utenfor området i nord til forbruket og mellomlandsforbindelsene langs kysten i området og videre østover mot Grenland og Østlandet. Transmisjonsnettets er derfor preget av stor og skiftende kraftflyt nord-sør og østover. Det forventes endringer i kraftflyten gjennom tilknytning av nytt forbruk på Sør- og Østlandet og variabel kraftproduksjon med havvind, dette er nærmere beskrevet i områdestudien Forbruk, havvind og nett på Sør og Østlandet ("Sørlandsstudien").

Regionalnettet i Agder

Regionalnettet i Agder driftes i tre separate nett, som vist i figur 5. Et 132 kV nett i øst tilkoblet transmisjonsnettets i Kristiansand, Arendal og Brokke. Et 110 kV nett i vest tilkoblet transmisjonsnettets i Kvinesdal, Honna og Kristiansand. Siste regionalnett i Agder er et mindre 132 kV nett tilkoblet Ertsmyra.

Alle tre nettene er spolejordet, og det forventes ingen endringer på dette fremover. Når det gjelder 110 kV nettet er det en langsiktig plan om å oppgradere dette nettet til 132 kV. Alle nye tiltak tilrettelegger for en senere overgang til 132 kV.



Figur 5 Geografisk plassering av de tre separate regionalnettene i Agder

Viktige snitt og begrensninger i nettet

Flyten i transmisjonsnettet på Sørlandet styres av forbruk, vannkraftproduksjon og kraftutveksling på mellomlandsforbindelsene. Transmisjonsnettet i sør er masket, med flere ledninger i nord-sør-retning og i øst-vest-retning. Dette gjør oss godt i stand til å håndtere utfall, ettersom kraftflyten har andre ledninger å fordele seg på. Samtidig gir det et stort antall ulike snitt og overføringsgrenser som varierer med flytfordeling i det maskede nettet. Vi erfarer ikke større begrensninger for kraftflyten i transmisjonsnettet innad i området i dag, men Sørlandsstudien har identifisert at med forbruksvekst på Sør- og Østlandet og ny produksjon tilknyttet Sørlandet vil dagens flytmønstre forsterkes begge veier mellom Sør- og Østlandet, og kapasiteten i Østre korridor vil bli en begrensning.

Transformatorkapasitet til regionalnettet

Transformatorkapasiteten i Kvinesdal, Arendal og Kristiansand setter i dag begrensninger for tilknytning av nytt forbruk i 110 kV og 132 kV-nettet. I både Ertsmyra og Brokke er det tidvis utfordrende å få ut all produksjonen, spesielt i situasjoner med lav last og høy kraftproduksjon.

Begge regionalnettene 132 kV Øst og 110 kV driftes sammenkoblet og parallelt med Statnetts transmisjonsnett. Dette gir utfordringer med transittflyt gjennom regionalnettet, og flere av begrensningene i regionalnettet forverres med økt kraftflyt i transmisjonsnettet. Utfordringen med transitt er størst i regionalnettet mellom Kristiansand og Arendal, men utfordringen gjør seg også gjeldende i 110 kV-nettet med kraftflyt mellom Kvinesdal og Kristiansand.

Reaktiv kompensering

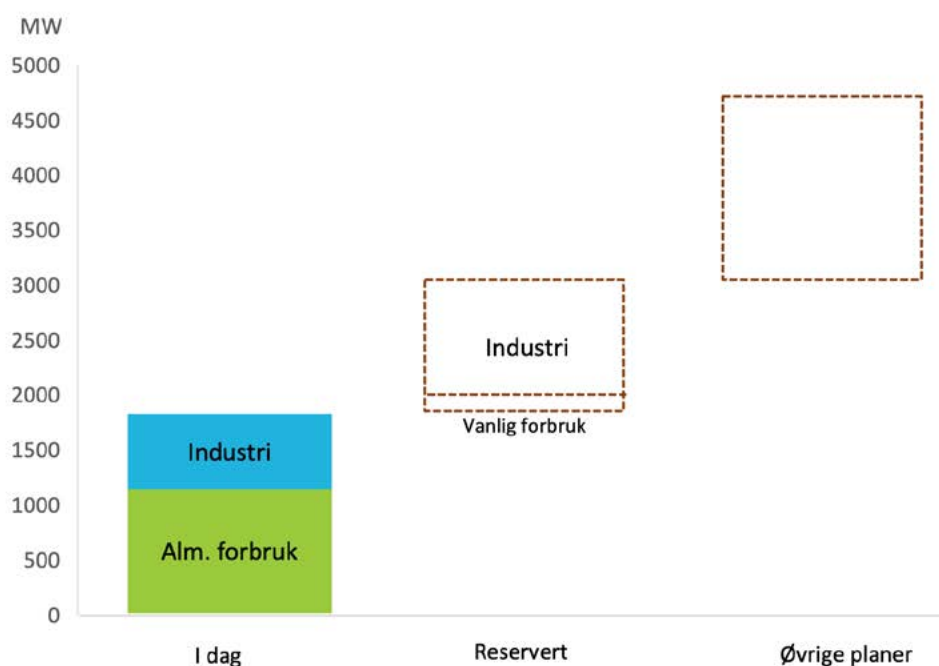
I dagens nett er det reaktiv kompensering ved bruk av HVDC-anlegget tilknyttet Ertsmyra, en roterende fasekompensator i Feda og kondensatorbatteri i Arendal. I Kristiansand er det installert fasekompensator, kondensatorbatteri, SVC-anlegg, en reaktor og reaktiv kompensering fra SK4. Det er startet opp et prosjekt for å avvikle fasekompensatoren, og erstatte kondensatorbatteri og SVC-anlegget i Kristiansand. Dagens reaktive ytelse skal opprettholdes.

Havvind fra Sørlige Nordsjø II vil tilknyttes med en HVDC-forbindelse. Dette krever en omformerstasjon på land og havvindtilknytningen vil kunne bidra med spenningsstøtte i tilknytningspunktet. Samtidig vil havvindproduksjon ofte føre til at regulerbare vannkraftverk vil stoppe sin produksjon, og dermed redusere spenningsstøtten andre steder i systemet.

Stor vekst i industriforbruket

Det har kommet mange tilknytningssaker i Agder de siste årene. Det er søkt om rundt 2900 MW forbruk. I området rundt Arendal er det flere svært store planer, mens det i området rundt Kristiansand og vest i Agder (Listerområdet) er mange planer med mer varierende størrelse. Av disse har vi funnet kapasitet til

og reservert 1200 MW i dagens nett og planlagte tiltak i Arendal, Kvinesdal og Kristiansand. Enkelte av disse sakene har fått kapasitet med vilkår om utkobling eller forbruksbegrensning.



Figur 6 Volum omsøkte tilknytningssaker (forbruk) i Agder

Det er stor variasjon både i størrelse på planene som er meldt inn og realismen/modenheten i prosjektene - fra lading av elbiler til batterifabrikker og hydrogenproduksjon.

Ny kraftproduksjon

Det er per i dag langt færre planer om produksjon enn forbruk.

Sira-Kvina kraftselskap og Å Energi (tidligere Agder Energi) har planer om utvidelser i eksisterende vannkraftverk, enten i form av bedre utnyttelse av samme vann med forbedrede aggregater eller utvidelse med nye aggregater med pumpemulighet. Disse planene er i tidlig fase og det er i liten grad søkt om tilknytning. I regionalnettet er det noen planer om småkraft eller mindre utvidelser i eksisterende vannkraftverk. Totalt i Agder er det snakk om potensielt rundt 100 MW.

De siste årene har det ikke kommet forespørsler om tilknytning av vindkraft, men det er tre større prosjekter i Agder som er meldt til NVE: Lauvdalsheia vindkraftverk (500 MW), Honna vindkraftverk (400 MW) og Bergheia Vindpark (300 MW).

Det er meldt inn noen planer om solenergi til Glitre Nett, der den største planen er på 81 MW. Totalt er det meldt inn omtrent 150 MW solkraftplaner i Agder. Glitre Nett opplevde ved årsskiftet 2022/23 en økende interesse for større solkraftparker, og forventer en økning av slike forespørsler fremover i tid.

1.5 UTVIKLING AV HAVVIND

Regjeringen har lansert en ambisjon om å tildele områder for 30 GW havvindproduksjon i Norge innen 2040. Myndighetene har så langt åpnet to områder for utbygging av havvind, Sørilige Nordsjø II og Utsira Nord. I disse områdene er det nå åpnet for å knytte til henholdsvis 3000 MW og 1500 MW havvind.

Statnett vil få en formalisert rolle som system- og planansvarlig til havs. Myndighetene har lagt tydelige føringer på at rene radielle forbindelser ikke skal inngå i transmisjonsnettet, slik at det for disse tilknytningene blir et eiergrensesnitt mot Statnett i den transformatorstasjonen der radialen er tilknyttet. Vi forventer at masket nett til havs vil bli en del av transmisjonsnettet.

Sørilige Nordsjø II fase 1

OED utlyste i mars 2023 det første havvindarealet fra Sørilige Nordsjø II. Selve tildelingen er forventet i desember 2023. Feltet skal ha installert effekt på 1400-1500 MW, tilknyttes transmisjonsnettet via en radial, og tildeles én aktør. Regjeringen ønsker å legge til rette for at de første havvindprosjektene er i drift innen 2030.

Statnett har i brev til OED anbefalt at Kvinesdal legges til grunn som primæralternativ for tilknytning av Sørilige Nordsjø II fase 1, med nye Stemmen (tidligere Mosby) stasjon som sekundært alternativ. Gitt at Kvinesdal blir tilknytningspunktet for SNII fase 1 er Stemmen aktuell som tilknytningspunkt for senere havvindutbygginger.

Utvikling på lengre sikt

NVE har fått i oppdrag fra Olje- og energidepartementet å identifisere nye områder for fornybar energiproduksjon til havs. Det skal identifiseres arealer tilsvarende minimum 30 GW havvind, og lages en tidsplan som muliggjør neste tildeling av areal for havvind i 2025. Statnett har i rapporten "Tilknytning av nye havvindområder til land" gitt innspill til NVE om hvilke områder for havvind vi mener er gunstige sett fra kraftsystemet. For en tildeling i 2025 og utover er vår anbefaling at det åpnes havområder som muliggjør tilknytning til Bergen- og Grenlandsområdet. *Sør-Rogaland og Agder* er et annet gunstig område for ytterligere tilknytning av havvind. Forutsatt forventet forbruksvekst og planlagte nettførsterkninger er Statnetts foreløpige vurdering at 3 x 1400 MW havvind kan knyttes til Sør- og Østlandet (fra Stavangerområdet til Østfold, inkludert første radial til Sørlandet) uten at dette vil generere vesentlige flaskehalser.

1.6 ENDRINGER I KRAFTMARKEDET

Endringer i nivå og struktur på kraftprisene

Vi forventer en betydelig vekst i kraftforbruket de kommende årene, uten en tilsvarende vekst i produksjonen, ref. Kortsiktig Markedsanalyse 2022-27 (KMA). For Norge sett under ett går vi fra et overskudd på kraft på ca. 18 TWh (2022) til et underskudd på ca. 2 TWh (2027). For Sør-Norge går vi fra et overskudd på ca. 7 TWh til et underskudd på ca. 7 TWh. Dette har betydning for kraftprisene i Norge sammenlignet med nabolandene våre, og for prisforskjellene internt i Norge.

Vi er i 2022 og 2023 inne i en periode med ekstremt høye kraftpriser i hele Europa. I KMA sier Statnett at vi fram mot 2027 forventer at prisbildet vil normaliseres. Sør-Norge ser ut for å få en noe høyere pris enn Nord-Norge, Midt-Norge og store deler av Sverige.

Videre forventer vi større prisvariasjon over året, slik at prisene på sommeren blir vesentlig lavere enn prisene på vinteren. Det betyr blant annet at solkraft og uregulerbar vannkraft får dårligere betalt for produksjonen enn vindkraft og regulerbar vannkraft.

Endringer i markedsorganiseringen

Grenlandsnittet (ledningene som går sør- og vestover fra Grenlandsområdet) ligger med dagens prisområdegrense internt i NO2. Våre analyser indikerer at det blir vanskelig å håndtere en større flaskehals på dette snittet med dagens prisområdeinndeling, og at det å flytte prisområdegrensen mellom NO1 og NO2 vestover til Grenlandsnittet demper priskonsekvensen av den fysiske flaskehalsen. Vedtak om en eventuell endring av prisområdegrensen må følge standard prosesser.

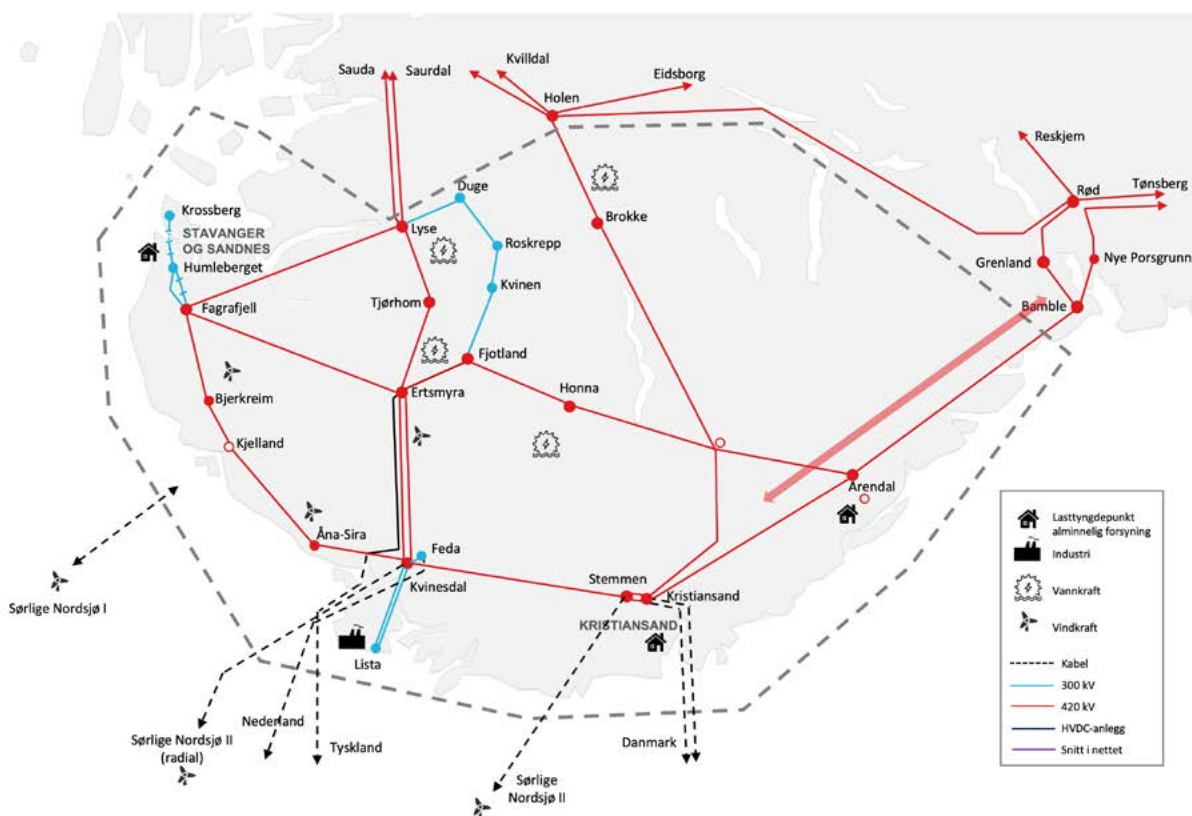
Flytbasert markedskobling er planlagt innført i Norden i 2024. I dag estimerer transmisjonsnettselskapene selv kapasiteten på prisområdegrensene for å gi sikker flyt i resten av nettet. Med flytbasert markedskobling blir informasjon om fysiske nettbegrensninger tatt direkte hensyn til i beregningen av flyt og pris, flere handelsmuligheter blir tilgjengelig for markedet, og den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en mer fleksibel og samfunnsøkonomisk bedre måte. Flytbasert vil kunne gi bedret utnyttelse av kapasiteten mellom prisområdene.



2. MÅLNETTET

Målnettets 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 målnettets er gjenstand for utredningskostnader og anleggsbidrag.

I målnettets viser vi noen steder hvor det gjenstår avklaringer for å fastslå hvorvidt det skal være transmisjonsnettstasjoner på disse stedene. Disse er markert som ringer uten fargelegging i kartet.



Figur 7 Målnettets for Sør-Rogaland og Agder ca 2040. Noen av 300 kV-anleggene har levetid og tilstrekkelig kapasitet utover tidsperspektivet for målnettets, men vil bli oppgradert til 420 kV på lengre sikt.

Sør-Rogaland

Når vi går fra dagens to 300 kV-ledninger i dagens nett til tre 420 kV-ledninger til Fagrafjell i målnettets økes N-1-kapasiteten i transmisjonsnettets fra 700 til rundt 2350 MW. Målnettets for Sør-Rogaland tilrettelegger 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 1500 MW.

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 Stavangerområdet 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. 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. Et sterkt 132 kV nett vil også være avgjørende for å realisere tiltakene i transmisjonsnettet som målnettet legger opp til.

Agder

Vi har reservert kapasitet for tilknytning av 1200 MW nytt forbruk i Agder. Pågående tiltak med økt transformatorkapasitet i eksisterende stasjoner og ny Stemmen stasjon (trinn A1), sammen med tiltak i regionalnettet, gir tilstrekkelig kapasitet for å forsyne dette forbruket.

Den forventede veksten i forbruket på Østlandet (inkludert Grenland) og produksjonen på Sørlandet (i hovedsak havvind) gjør at det blir for liten kapasitet i nettet mellom Grenlandsområdet og Sørlandet. Vi har derfor startet arbeidet med konseptvalgutredning av tiltak for å øke kapasiteten i denne delen av nettet. Denne kapasitetsbegrensningen påvirker ikke muligheten til å tilknytte mer forbruk på Sørlandet.

Det skal realiseres mange tiltak i regionalnettet på vei mot målnettet i Agder. 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 målnettet kan aktualisere nye transformatorstasjoner i transmisjonsnettet fremfor omfattende investeringer i regionalnett, og for å redusere konsekvensen av transitt i regionalnettet.

2.1 USIKKERHETER I MÅLNETTET

Forventet forbruksvekst og tilknytningssaker er stadig i endring. Vi er sikre på at det blir en betydelig forbruksvekst, men akkurat hvor stor den blir er usikkert. Ved svært stor forbruksvekst i både *Sør-Rogaland og Agder* kan det bli behov for mer nett enn det som nå er inkludert i målnettets. Utviklingen av havvind, og ny produksjon generelt, vil også ha stor betydning for utviklingen av transmisjonsnettet på sikt.

Fremdriften på nettförsterkningstiltakene i målnettets er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner. Statnett søker å redusere denne usikkerheten ved å legge til rette for effektiv konsesjonsbehandling gjennom åpne planprosesser, gode underlag og tidlig interessentinvolvering slik som dialogmøtene vi har om områdeplanene.

Vi planlegger for at nåværende Kjelland stasjon avvikles på lang sikt. Utviklingen i forbruket i området kan medføre at Kjelland erstattes med en ny stasjon, med en ny plassering.

Det er planer om ytterligere stort forbruk under Arendal stasjon, utover det som er gitt tilknytning. Det kan derfor bli behov for en ny transformatorstasjon sørøst for Arendal stasjon. Med stor utbygging av vindkraft i de midtre delene av Agder vil det være aktuelt med en ny transformatorstasjon mellom Kristiansand og Brokke.

300 kV-nettet på Lista inngår i dag ikke i transmisjonsnettet. Stor vekst i forbruket på Lista kan medføre utvidelse av transmisjonsnettet, samtidig som oppgradering til 420 kV blir aktualisert.

Transformorkapasiteten i hver enkelt stasjon vil bli tilpasset behovet etter hvert som utviklingen i produksjon og forbruk blir konkretisert.

Vi har ikke gjort grundige analyser av situasjonen med én havvind-tilknytning i Sør-Rogaland sammen med to på Sørlandet. Det kan være at den samlede kraftflyten da blir så stor at det trengs flere ledninger i transmisjonsnettet. Dette avhenger blant annet av utviklingen i forbruket i området. Vi ser fra Sørlandsstudien indikasjoner på at det kan bli behov for å øke kapasiteten lengst sør i nettet, mellom Kvinesdal, Kristiansand og Arendal.

Det er stor vannkraftproduksjon i de nordlige delene av og nord for området. Her kan det komme effektutvidelser og/eller store pumpekraftverk. Dette vil være bra for effekt-tilgangen i kraftsystemet og spille godt sammen med ny vind- og solkraft. Men det vil også få stor påvirkning på kraftflyten i systemet. Store effektutvidelser kan medføre at det blir behov for å forsterke transportkanalene.

2.2 SAMFUNNSMESSIG RASJONALITET

Det meste av nettet i Agder er nybygd eller oppgradert til 420 kV i løpet av 2000-tallet. Mye av dette skjedde gjennom prosjektet Vestre Korridor hvor en rekke nye stasjoner og ledninger ble etablert. Forut disse tiltakene ble det gjort større analyser og det var konsesjonsprosesser for de ulike tiltakene. I Sør-Rogaland pågår det prosjekter som innfører 420 kV i området (Lyse-Fagrafjell) og fornyer nettet på Nord-Jæren. Ledningene og stasjonene i målnettet er dermed langt på vei allerede etablert, eller i ferd med å bli realisert.

Med utgangspunkt i det eksisterende transmisjonsnettet er vi dermed godt posisjonert til å bidra til det grønne skiftet og verdiskaping for samfunnet ved at vi kan tilknytte svært mye nytt industriforbruk og ny kraftproduksjon (i hovedsak havvind) med relativt beskjedne tiltak i nettet. Vi er nå i ferd med å realisere gevinster for samfunnet som var del av begrunnelsen for de tiltakene vi tidligere har gjennomført. Eksempler på dette er å investere i økt transformeringsskapasitet i noen av de nye stasjonene.

Vurdering av samfunnsøkonomi i Statnetts planlegging

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av transmisjonsnettet, og redegjør for lønnsomheten av nye tiltak i blant annet konseptvalgutredninger og konsesjonssøknader.

Vi planlegger, bygger og drifter kraftnettet slik at det skal ha tilstrekkelig kapasitet til å dekke forbruket og utnytte produksjonssystemet på en god måte. Kraftnettet skal ha god driftssikkerhet, tilfredsstillende kvalitetskrav til spenning og frekvens og gi tilfredsstillende forsyningssikkerhet. Utbygging og drift av kraftnettet skal også legge til rette for et velfungerende kraftmarked.

For å tilfredsstillende krav til overføringskapasitet og forsyningssikkerhet, dimensjoneres og driftes transmisjonsnettet normalt slik at det tåler utfall av en ledning, transformator eller stasjonskomponent uten at det blir omfattende avbrudd hos forbrukerne (N-1). I enkelte tilfeller åpnes det opp for å akseptere kortvarige avbrudd (N-0) der dette av ulike grunner er rasjonelt.

Tilknytningsplikten pålegger Statnett å utrede og investere i tiltak for tilknytning. Tilknytningsplikten setter en ramme som vi legger til grunn for å finne de mest kostnadseffektive løsningene, enten i drift eller ved nye investeringer, som kan gjøre det mulig å tilknytte nye kunder.

Det er gjort samfunnsøkonomiske analyser for prosjektene i trinn 1 i områdeplanen. Behov, lønnsomhet og konseptvalg som ligger til grunn for tiltakene i Sør-Rogaland er nærmere beskrevet i konseptvalgutredninger for Sør-Rogaland og Nord-Jæren. Vi er i ferd med å gjennomføre konseptvalgutredning for økt kapasitet mellom Grenlandsområdet og Sørlandet og denne vil behandles av Olje- og energidepartementet før melding kan sendes.

Gjennomføring av tiltakene er avhengig av at det gis konsesjon

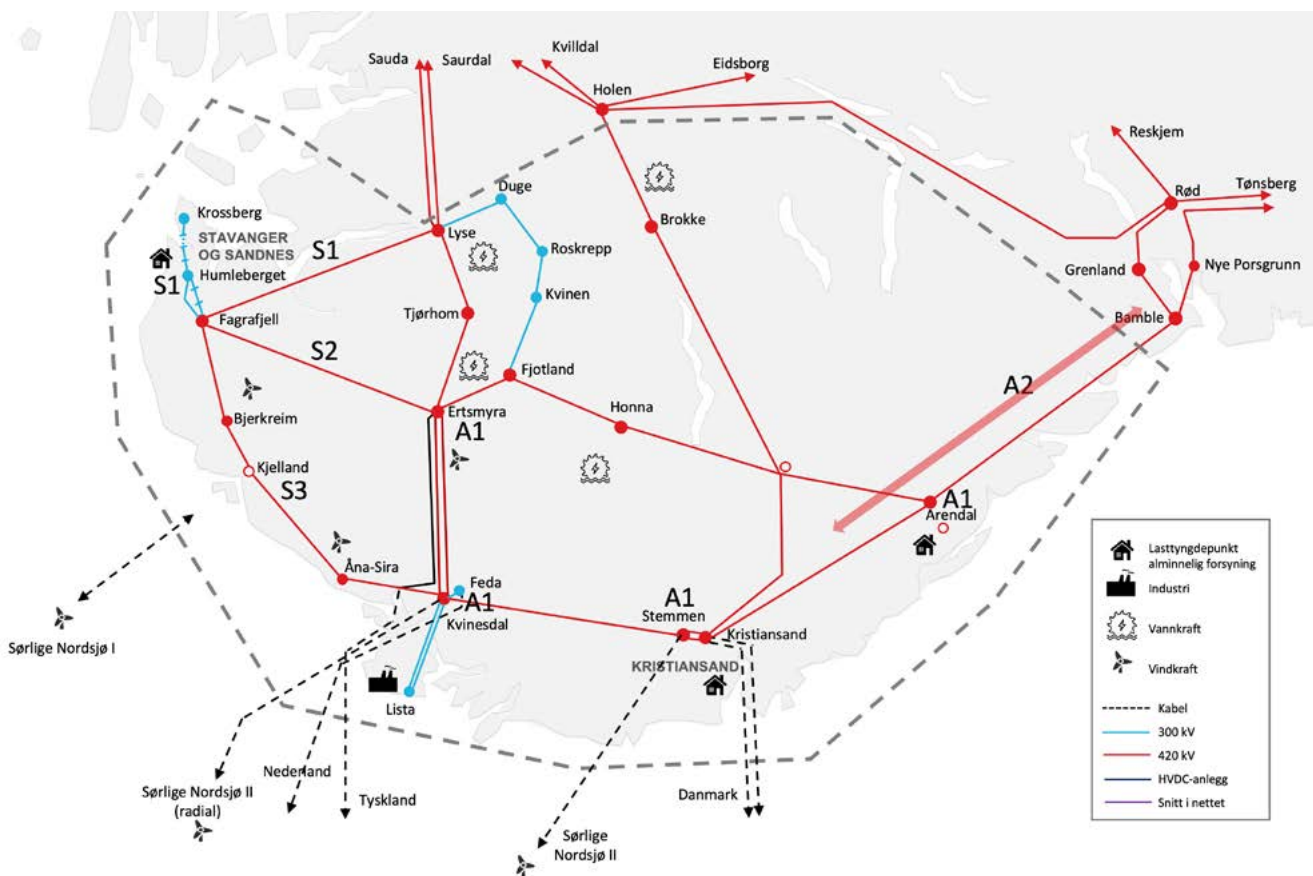
Fremdriften på nettforsterkningstiltakene i målnett er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner. Statnett søker å redusere denne usikkerheten ved å legge til rette for effektiv konsesjonsbehandling gjennom åpne planprosesser, gode underlag og tidlig interessentinvolvering - slik som dialogmøtene vi har om områdeplanene. Oppstart og fremdrift er også avhengig av prioritering i porteføljen av tiltak i hele landet og av leverandørmarkedet.



Foto: Sverre Hjørnevik

3. OMRÅDEPLAN – TRINNVIS UTVIKLING

Her beskriver vi hvordan vi planlegger å utvikle transmisjonsnettet i de enkelte delområdene over tid, fram mot målnettet. Tiltakene er avhengige av nødvendige myndighetstillatelser. Analyser og vurderinger knyttet til de ulike tiltakene presenteres ikke nærmere i områdeplanen. Det vises til informasjon på Statnetts hjemmeside om analyser/vurderinger, meldinger og konsesjonssøknader. Tallene i figuren under referer til trinnene beskrevet for henholdsvis Sør-Rogaland (S) og Agder (A).



Figur 8 Målnett med trinn for henholdsvis Sør-Rogaland og Agder

3.1 SØR-ROGALAND

Trinn S1 – Ny ledning Lyse-Fagrafjell og nye anlegg på Nord-Jæren

Ny 420 kV-ledning Lyse-Fagrafjell og nye Fagrafjell transformatorstasjon er under bygging, og skal etter planen settes i drift i 2023. Ledningen bedrer forsyningsikkerheten og gir en stor økning i kapasiteten i transmisjonsnettet i Sør-Rogaland. Når Lyse-Fagrafjell er satt i drift kan det tilknyttes inntil 700 MW nytt forbruk (hvorav 400 MW med vilkår om utkobling), jf. kapittel 1.3.

Nye Fagrafjell transformatorstasjon bygges med tre transformatorer til regionalnettet. Den er tilrettelagt for utvidelse med ytterligere en transformator som kan installeres på et senere tidspunkt hvis forbruksutviklingen skulle kreve dette.

På Nord-Jæren bygges transformatorstasjonene Krossberg og Humleberget for å erstatte Stølaheia og Bærheim. Statnett har meldt ny ledning mellom Fagrafjell og Bærheim/Humleberget. Alle disse tiltakene vil styrke forsyningssikkerheten 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. Transformatorstasjonene Humleberget og Krossberg øker transformorkapasiteten mot regionalnettet og tilrettelegger for økt forbruk og oppgraderinger til 132 kV i regionalnettet på Nord-Jæren.

Trinn S2 – Spenningsoppgradering Tonstad/Ertsmyra-Fagrafjell

For å tilknytte planlagt forbruk på Nord-Jæren trengs mer kapasitet i transmisjonsnettet i Sør-Rogaland enn det vi får med Lyse-Fagrafjell. Det mest rasjonelle neste tiltaket er å erstatte dagens 300 kV-ledning Tonstad-Stokkeland med ny 420 kV-ledning Ertsmyra-Fagrafjell. Ny ledning til erstatning for den gamle øker kapasiteten til Fagrafjell, og gjør at vi sammenlignet med situasjonen etter trinn 1 kan forsyne opp mot 750 MW mer forbruk med N-1-forsyning, avhengig av hvor forbruket ønskes tilknyttet. Med dette trinnet har transmisjonsnettet også nok kapasitet til at det kan tilknyttes havvind i Fagrafjell uten at det oppstår lokale utfordringer med samtidig produksjon fra havvind og vindkraftverk på land.

Vi forventer at det vil ta i størrelsesorden 8-10 år å realisere denne oppgraderingen. Omtrent samtidig har Sira-Kvina behov for å fornye generatortransformatorene i Tonstad kraftverk, og både Sira-Kvina og Statnett ser behov for å fornye koblingsanlegget i stasjonen. Det ligger derfor godt til rette for at tilknytningen av Tonstad til transmisjonsnettet kan oppgraderes til 420 kV samtidig med at den nye ledningen bygges. Eksisterende 300 kV Tonstad-Stokkeland/Fagrafjell bør holdes i drift fram til den nye 420 kV ledningen Ertsmyra-Fagrafjell settes i drift.

Trinn S3 – 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.

Bjerkreim transformatorstasjon er ny og bygget for 420 kV drift. Kjelland transformatorstasjon er ikke egnet for spenningsoppgradering til 420 kV eller utvidet transformorkapasitet, men kan videreføres med dagens funksjon fram mot antatt tid for spenningsoppgraderingen. Med de prognoser på forbruk og produksjon som foreligger i dag vurderer vi at en langsiktig utvikling av

regionalnettet i Jærnettet og Dalane Vest med stegvis overgang til 132 kV og tilknytning til Bjerkreim å være det mest rasjonelle.

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.

Vi bør unngå samtidige utkoblinger på forbindelsene Tonstad/Ertsmyra-Fagrafjell og Kvinesdal-Fagrafjell. Vi vurderer det derfor som hensiktsmessig å avvente byggingen av ny ledning mellom Kvinesdal og Fagrafjell til etter at ny 420 kV Ertsmyra-Fagrafjell er satt i drift.

Trinn 3 gir noe økt kapasitet innenfor N-1. Vi ser at et sterkt nett til Fagrafjell vil ha en betydning for flyt i det øvrige transmisjonsnettet, og at forhold lenger ut i kraftsystemet vil ha betydning for hvor mye forbruk det er mulig å tilknytte i Sør-Rogaland. Trinn 3 vil gi mulighet for en forbruksøkning på 150 MW med N-1-forsyning i Sør-Rogaland i tillegg til trinn 2, og vil gi mer fleksibilitet i hvor større industriforbruk kan tilknyttes. Trinn 3 åpner også for at havvind kan tilknyttes langs kysten mellom Kvinesdal og Fagrafjell.

Utvikling på lengre sikt

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 2040 (jf. kapittel 1.2). 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 forsyningssikkerheten kan det bli behov for en ny forbindelse mellom Humleberget og Krossberg, tilsvarende ledningen mellom Fagrafjell og Humleberget som inngår i trinn 1.

3.2 AGDER

Trinn A1 – Økt transformator kapasitet

Trinnet omfatter økt transformator kapasitet i Arendal, Kvinesdal og Ertsmyra, og ny Stemmen transformatorstasjon.

Tiltakene i Arendal og Kvinesdal gir kapasitet i transmisjonsnettet til økt forbruk. I Ertsmyra åpner økt transformator kapasitet for både ny produksjon og stort nytt forbruk som krever økt og redundant kapasitet på transformeringen. Nye Stemmen stasjon nær Kristiansand stasjon gir nettilknytning til Bulk (datasenter)

og ny transformering mot Glitre Netts 132 kV regionalnett som vil muliggjøre tilknytning for flere andre kunder.

Statnett har tidligere vurdert at det er kapasitet til å tilknytte inntil 100 MW ny kraftproduksjon i 132 kV-nettet uten tiltak i transmisjonsnettet. Mer enn dette vil kreve økt transformeringskapasitet i Brokke.

Statnett anbefaler at det første utbyggingstrinnet med havvind fra Sørlege Nordsjø II knyttes til i Kvinesdal. Stemmen stasjon vil også bli tilrettelagt for tilknytning av havvind.

Trinn A2 – Økt kapasitet mellom Sørlandet og Grenlandsområdet

Sørlandsstudien viser at vi for å kunne legge til rette for en realistisk vekst innen industriforbruk og havvind må forsterke nettet mellom Sørlandet og Østlandet. Østre korridor, strekningen Kristiansand-Arendal-Bamble, er en av begrensningene på denne strekningen. Dette er også beskrevet i områdeplanen for Telemark og Vestfold. Vi har startet en konseptvalgutredning (KVU) for dette. Denne er planlagt oversendt OED til sommeren.

Fornylse av Skagerrak-forbindelsene

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. Tekniske vurderinger viser at SK12 mest sannsynlig kan være i drift til 2026 med normalt vedlikehold. Det er ikke tatt en beslutning på om, eller når, kablene skal reinvesteres. Statnett og Energinet skal vurdere om det er grunnlag for oppstart av et felles reinvesteringsprosjekt.

Skagerrak 3 har forventet levetid til et stykke ut på 2040-tallet.

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 må det gjøres omfattende fornyelser i produksjons- og nettanlegg i Duge, Roskrepp og Kvinnen om ca. 15-20 år.



4. SAMLET FRAMSTILLING AV TILTAK OG PROSJEKTER

4.1 VIKTIGSTE/STØRSTE TILTAK MED OPPSTART FREM TIL 2030

Tabellene under viser pågående prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2030. Realisering av og fremdrift er avhengig av en rekke forhold, deriblant myndighetsgodkjenning (konsesjon).

Pågående prosjekter

Prosjekt	Beskrivelse	Fase*	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt
Lyse – Fagrafjell	Ny ledning og stasjon	3	-	2023
Humleberget	Ny stasjon	1	2024	3-4 år etter konsesjon
Krossberg	Ny stasjon	1	2024	4-5 år etter konsesjon
Fagrafjell - Humleberget	Ny ledning	0	2026	2-3 år etter konsesjon
Arendal, Ertsmyra og Kvinesdal	Økt transformering	0	2024	2-3 år etter konsesjon
Stemmen og Kristiansand	Ny stasjon, utvidelse av eksisterende stasjon	0	2024	3-4 år etter konsesjon
Stokkeland	Riving stasjon	3	-	Under utarbeidelse

* 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.

Statnett jobber med tiltak for å redusere ledetiden i prosjektene.

Tiltak som foreslås startet opp i perioden 2023-2024

Tiltak	Beskrivelse	Forventet oppstart	Forventet idriftsatt
Økt kapasitet mellom Grenlandsområdet og Sørlandet	Økt kapasitet, jf KVU Østre korridor	2023	3-5 år etter konsesjon
Ertsmyra-Fagrafjell	Økt kapasitet, spenningsoppgradering	2023	3-5 år etter konsesjon

I tillegg kommer mindre fornyelser, temperaturoppgradering av ledninger og vedlikeholdstiltak.

Tiltak for vurdering

Tiltak	Beskrivelse	Forventet idriftsatt
Brokke	Økt transformering	Før 2030
Ny stasjon Vegusdalområdet	Ny stasjon	Før 2035
Bjerkreim	Økt transformering	Før 2030
Kvinesdal – Fagrafjell	Økt kapasitet, spenningsoppgradering	Før 2040
SK1 og SK2	Fornyelse	Før 2035
Humleberget – Krossberg	Økt kapasitet og fornyelse	Etter 2040

4.2 VIDERE ARBEID

Vi har i denne første utgaven av områdeplanen kommet langt i å definere målnett og trinnene med tiltak fram til målnett. Det er likevel noen problemstillinger som er gjenstand for videre arbeid:

Videre arbeid	Beskrivelse
Tiltak for tilknytning av forbruk i Arendalsområdet	NVE har bedt Glitre Nett og Statnett utrede nødvendig tiltak for å imøtekomme en potensielt stor forbruksvekst i Arendalsområdet. Utredningen og anbefalte tiltak skal fremlegges senest 1.5.2023.
Områdestudie Dalane	Utviklingen av regionalnettet under transmisjonsnettstasjonene Bjerkreim, Kjelland og Åna-Sira utredes av Lnett i samarbeid med Statnett.
Tilknytning av forbruk i Sør-Rogaland frem til neste nettførsterkning er på plass.	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.
Langsiktig løsning Nord-Jæren	Områdeplanen peker på at 300 kV drift og tiltak i trinn 1 gir tilstrekkelig kapasitet. Det er behov for videre analyser for utviklingen av regionalnettet under Fagrafjell, Bærheim og Stølaheia sammen med reinvestering av dagens 300 kV ledninger mellom stasjonene.
Videreutvikling Kvinesdal stasjon	Plan for videre utvikling av Kvinesdal stasjon, tilknytning av havvind, tilknytning av nytt forbruk og utfasing av 300 kV.
Tonstad kraftverk	I samarbeid med Sira-Kvina Kraftselskap koordinere fornyelse av produksjonsanleggene og eksisterende nettanlegg sett i sammenheng med spenningsoppgradering til 420 kV mellom Ertsmyra og Fagrafjell .

Statnett

Statnett SF
Postboks 4904 Nydalen
NO-0423 Oslo
Telefon: 23 90 30 00
firmapost@statnett.no