

Områdeplan *Sogn til Sunnmøre*



Sammendrag

Områdeplan Sogn til Sunnmøre dekker store deler av Sogn og Fjordane og Sunnmøre. Området har samlet sett høy kraftproduksjon, men også mye kraftkrevende industri. Dagens forbruk er på omtrent 1500 MW, der om lag en tredjedel er industriforbruk. Transmisjonsnettets i området er avgrenset av transformatorstasjonene Ørskog i nord, Fortun i øst og Sogndal/Sognefjorden i sør. Mellom Sogndal og Ørskog består transmisjonsnettets av forholdsvis nytt 420 kV-nett, mens det mellom Sogndal og Fortun er eldre anlegg driftet på 300 kV, bortsett fra nye Leirdøla stasjon som er satt i drift i 2022.

Frem til nå har nettutviklingen, spesielt i Sogn og Fjordane, vært drevet av behovet for å tilknytte ny kraftproduksjon. Vi har gjennomført eller er i gang med flere tiltak for å legge til rette for ny produksjon. Det er fortsatt et stort potensial for ny kraftproduksjon i området, både effektutvidelser av eksisterende vannkraft, småkraft, vindkraft på land og fremtidig havvind.

I løpet av 2022 har vi også sett en stor økning av forbruksplaner i området. Det er flere store planer om nytt forbruk knyttet til eksisterende industri, ny industri og elektrifisering av petroleum. Det er kapasitet i dagens transmisjonsnett for tilknytning av forbruk, men avhengig av hvor og hvor mye forbruk som kommer vil det kunne utløse behov for nettførsterkninger.

I Indre Sogn er det i dag et stort produksjonsoverskudd og det er planer om mer produksjon. Det kan også komme store forbruksøkninger. Dagens nett begrenser hvor mye vi kan tilknytte både av ny produksjon og nytt forbruk, ettersom det er store variasjoner gjennom året hvor mye produksjon det er, mens forbruket stort sett er stabilt. Dersom flere av de større forbruksplanene i området blir realisert uten at det kommer ny produksjon, vil Områdeplan **Sogn til Sunnmøre** bli et underskuddsområde. Målnettet vil ikke alene legge til rette for alle kjente planer om nytt forbruk. En veldig stor økning i forbruk må planlegges sammen med hvor ny produksjon skal komme fra.

Hovedbudskapet i områdeplanen er:

- Transmisjonsnettet har god kapasitet til ny produksjon og forbruksvekst vil gi rom for enda større mengder ny produksjon. Unntaket er Indre Sogn hvor det er begrenset med rom for økt produksjon i dag.
- Det er kapasitet til nytt industriforbruk flere steder i området i dag. Hvor mye forbruk som kan knyttes til avhenger derimot av hvor det etableres. Forbruksplaner på Sunnmøre bruker til en viss grad av samme kapasitet som forbruket i Nordfjord og Ytre Sogn.
- Dersom vi får en stor forbruksvekst, må vi utrede om 420 kV-nettet må forsterkes med en ny ledning inn til området enten fra Sogndal i sør eller fra Ørskog i nord. Dette vil avhenge av hvor nytt forbruk og produksjon etableres. Behovet for forsterkninger kan også påvirkes av utvikling i tilgrensende områder.
- I Indre Sogn er det behov for å utrede større nettforsterkning for å kunne knytte til nytt industriforbruk i Øvre Årdal.
- Dersom forbruket vokser mye i regionen, kan innmating av havvind være et viktig tiltak for å opprettholde god energibalanse og god utnyttelse av nettet.

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 i området. Vi har også hatt dialog med andre aktører for å innhente informasjon og for diskusjon.

INNHold

1.	SITUASJONSBESKRIVELSE OG BEHOV	6
1.1	Dagens kraftsystem	7
1.2	Transmisjonsnettanlegg	9
1.3	Kapasitet i dagens nett til økt forbruk og produksjon	12
2.	MÅLNETTET	24
2.1	Usikkerheter i målnett	26
2.2	Kapasitet i målnett	28
2.3	Samfunnsmessig rasjonalitet	31
3.	OMRÅDEPLAN-TRINNVIS UTVIKLING	34
3.1	Trinn 1 – Tilrettelegging for økt produksjon og økt forbruk	34
3.2	Trinn 2 – Kapasitetshevende tiltak	36
3.3	Trinn 3 – Ytterligere nettforsterkninger utløst av høy forbruksvekst	36
4.	SAMLET FREMSTILLING AV TILTAK OG PROSJEKTER	38
4.1	Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030	38
4.2	Videre arbeid	40

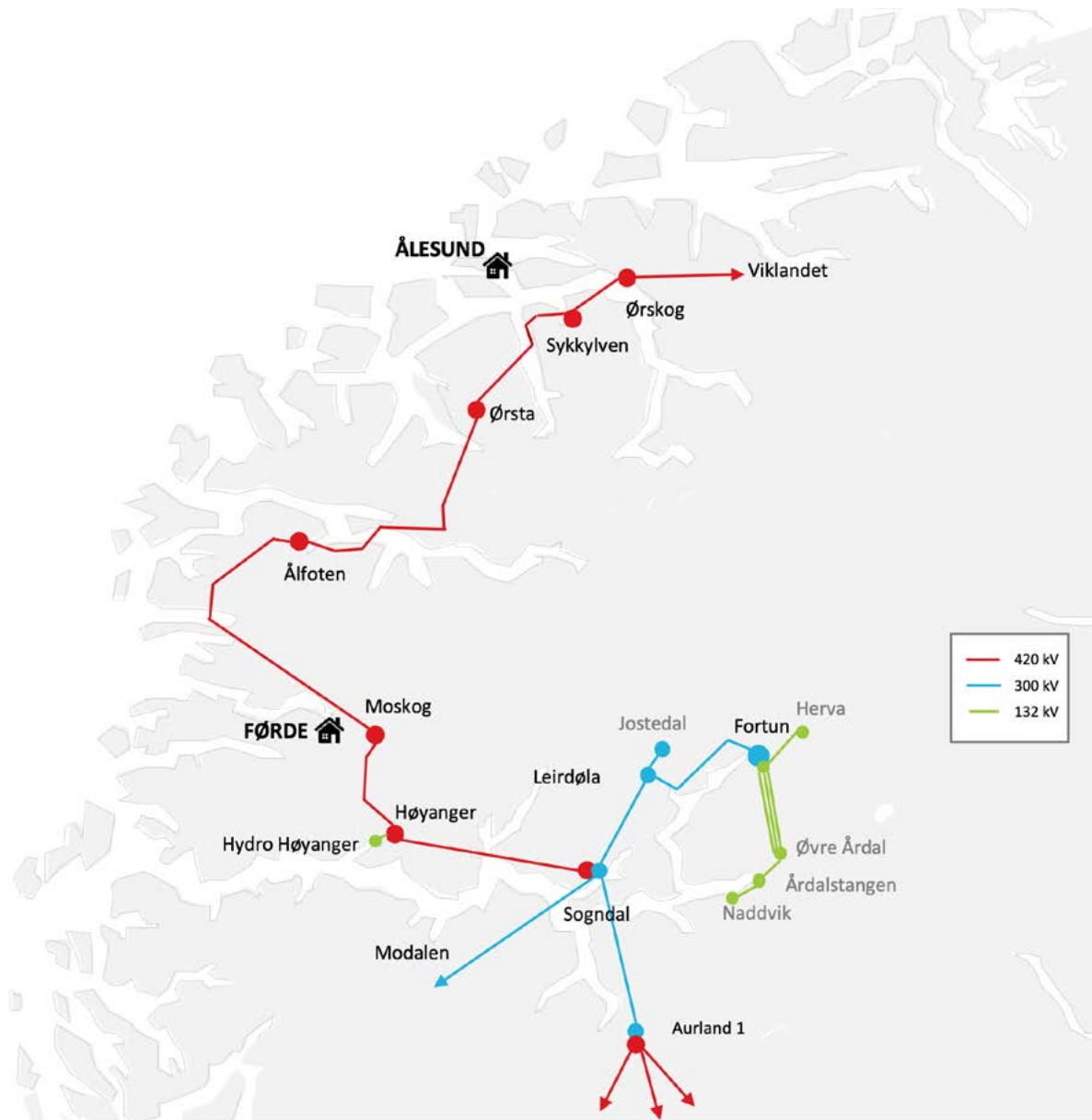


Foto: Trond Isaksen

1. SITUASJONSBEKRIVELSE OG BEHOV

”Sogn til Sunnmøre” omfatter transmisjonsnettet avgrenset av transformatorstasjonene Ørskog i nord, Fortun i øst og Sogndal/Sognefjorden i sør. Regionalnettet i området dekkes i hovedsak av to regionale kraftsystemutredninger: ”Sogn og Fjordane” (Linja) og ”Møre og Romsdal” (Elinett).

Områdeplanen har tre tilgrensende områdeplaner: Midt, Bergensområdet og Haugalandet og Hallingdal og Ringerike. Mørenett gjennomførte våren 2022 en områdeanalyse for Sunnmøre, der Statnett deltok.



Figur 1 Dagens transmisjonsnett i områdeplanen.

I 2016 idriftsatte Statnett 420 kV-ledningen mellom Ørskog og Sogndal. Denne erstattet og avlastet da 132 kV-nettet som var i området fra før. Den nye ledningen strekker seg fra Sogndal i sør, via stasjonene Høyanger, Moskog, Ålfoten, Ørsta og Sykkylven til Ørskog stasjon i nord. Ledningen, og de nye transformatorstasjonene har håndtert mye ny kraftproduksjon og legger til rette for økt forbruk.

I områdeplanen beskriver vi et strategisk målbilde for utviklingen av transmisjonsnettet i området. Vi skal normalt oppdatere planen annethvert år, slik at vi fanger opp endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk. Desto lenger frem i tid vi ser, desto større er usikkerheten. Dermed er det liten usikkerhet knyttet til de tiltakene vi foreslår å gjøre først, og større usikkerhet for senere tiltak.

1.1 DAGENS KRAFTSYSTEM

Området har i dag totalt sett et stort produksjonsoverskudd, spesielt i Sogn og Fjordane. Sunnmøre isolert sett har en jevnere kraftbalanse og kan ha et effektunderskudd deler av året. Det er bygget flere vindkraftverk langs kysten sammen med ny vannkraft og småkraft i indre strøk. Kraftproduksjonen er derfor spredt og består av både regulerbar og ikke-regulerbar produksjon. Det er svært mange (flere hundre) kraftverk i dette området og i omtrent 75 % av tiden er det eksport av kraft fra området. Førde og Ålesund er de største byene, men forbruket i området er dominert av kraftintensiv industri. Hydro har aluminiumsproduksjon i Høyanger og Årdal, mens Elkem har smelteverket i Bremanger. Transmisjonsnettet i Områdeplan *Sogn til Sunnmøre* består av den gjennomgående 420 kV-ledningen fra Ørskog i nord til Sogndal i sør, en 300 kV ledning mellom Sogndal og Fortun og en 300 kV ledning Sogndal-Aurland. Regionalnettet i området består i hovedsak av 132 kV og 66 kV anlegg. Ifølge regional kraftsystemutredning for Sogn og Fjordane og Møre og Romsdal fra 2022 er store deler av dagens regionalnett bygget på 50-, 60- og 70-tallet. Nettanleggene nærmer seg slutten av levetiden, og vil utløse en god del reinvesteringer av regionalnett i årene som kommer.

Overføringskapasitet mellom nord og sør

Området som dekkes av denne områdeplanen ligger i to prisområder, som vist på kartet under. Mesteparten av området ligger i prisområdet NO3 som er avgrenset i sør av 420 kV-ledningen Sogndal–Høyanger og 132 kV-ledningen Mel–Myklebustdalen. Transmisjonsnettanleggene Sogndal–Leirdøla–Fortun og Sogndal–Aurland ligger i prisområdet NO5. Skillet mellom de to områdene NO3 og NO5 går mellom transmisjonsnettstasjonene Sogndal og Høyanger.

Det har frem til 2021 vært moderate prisforskjeller mellom nord og sør i Norge og Sverige. Siden 2021 har det vært mye høyere priser i NO1, NO2 og NO5 enn i NO3 og NO4. Det betyr at prisene har vært langt lavere i stasjonene langs

Ørskog–Høyanger, enn i Sogndal stasjon og i Indre Sogn. Det er flere årsaker til den store prisforskjellen mellom nord og sør i Norge og Sverige:



Figur 2 Prisområdegrensen mellom NO5 og NO3.

- Mye ny vindkraft nord i Sverige bidrar til et stort kraftoverskudd i nord. Kombinert med lav overføringskapasitet fra nord til sør gir dette periodevis lave kraftpriser nord i Sverige og nord i Norge. Det har også komme betydelig mer ny produksjon inn, spesielt i NO3 de siste årene.
- 2022 har vært et vått år i Midt og Nord-Norge, mens det var relativt tørt i Sør-Norge, spesielt på Sør og Østlandet.
- Høye priser på gass, kull og CO2 gir høye strømpriser på kontinentet og har gitt veldig høye priser i Sør-Norge.
- Lav kapasitet fra Sverige til Østlandet (SE3 til NO1).

Statnett har beregnet at det vil bli en økt kraftutveksling mellom nord og sør og skal derfor gjennomføre flere store nettførsterkninger som å oppgradere til 420 kV over Sognefjorden gjennom spenningsoppgradering av Sogndal–Aurland og Sogndal–Modalen og videre sørover på Vestlandet. I tillegg planlegges det forsterkninger fra sør i Nordland og gjennom Midt-Norge, og gjennom Gudbrandsdalen og videre mot Oslo-området. Transmisjonsnettets i Norge henger tett sammen med det svenske nettet, og kapasiteten nord-sør er mye større i Sverige enn i Norge.

Dersom det blir behov for ytterligere tiltak kan det være aktuelt med fasevidere både mellom Ørskog og Sogndal, og i Gudbrandsdalen. Fasevidende transformatorer er en type transformator som brukes til å kontrollere kraftflyten. Fasevidere vil kunne bidra til å avlaste begrensende snitt i Sverige og sende mer kraft sørover i norsk nett når det er ledig kapasitet der. Dette er en teknologi som ikke har vært benyttet av Statnett på de høyeste spenningsnivåene tidligere, og det er store og plasskrevende komponenter som må plasseres i egnede transformatorstasjoner.

Statnett ga i november 2022 ut en kortsiktig markedsanalyse (KMA¹) for de fem neste årene. Analysene i KMA tyder på at prisforskjellene vi ser i dag reduseres frem mot 2027. Noe av årsaken til det er høyere overføringskapasitet nord-sør i Sverige og Norge, men det viktigste er lavere priser på gass og kull, som gir lavere priser i sør. Dette vil kunne påvirke behov og nytten for eventuelle fasevidere, og det må gjøres ytterligere analyser og vurderinger før vi kan konkludere med at det er riktig å sette inn fasevidere for å styre nord-sørflyten.

1.2 TRANSMISJONSNETTANLEGG

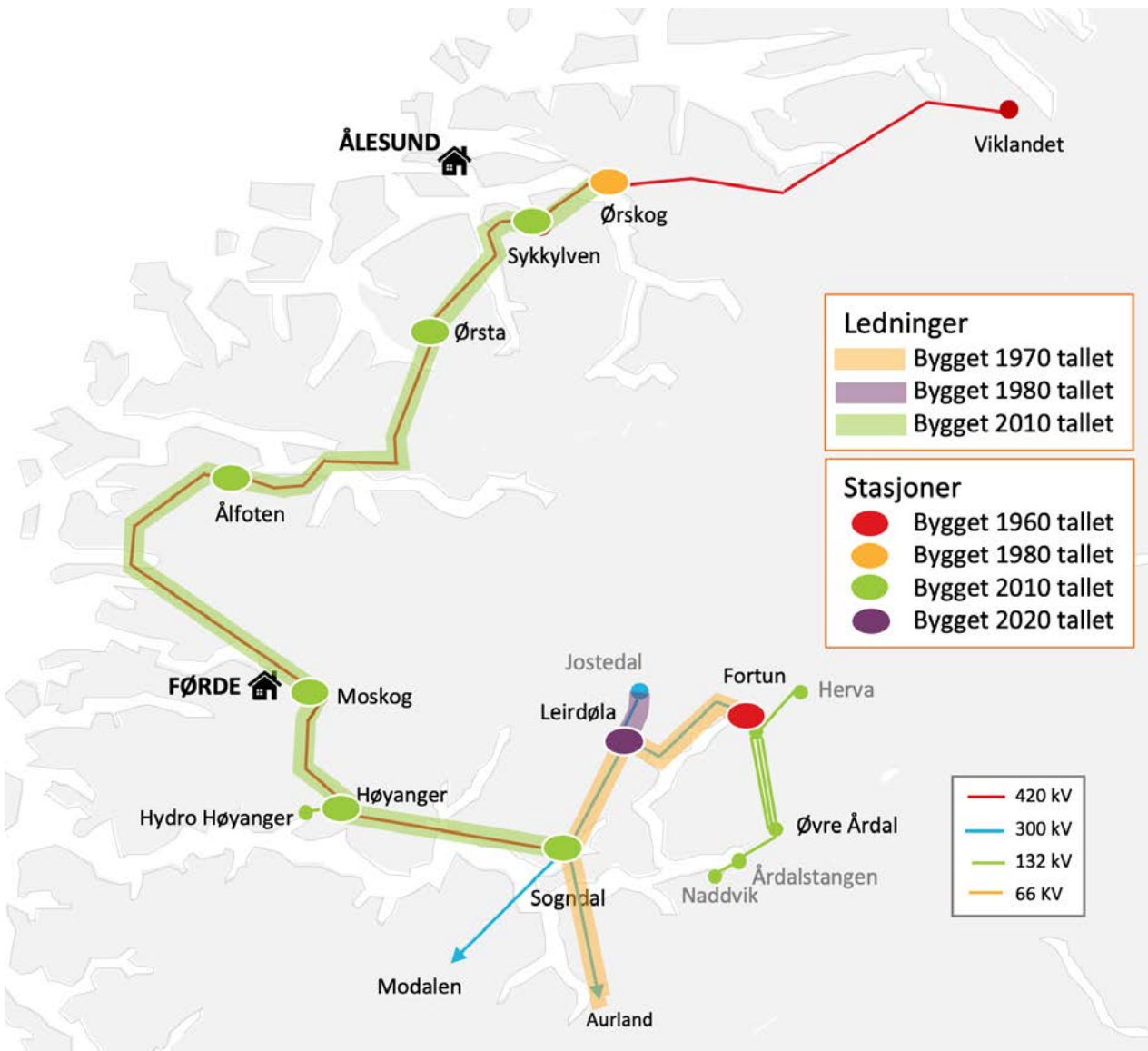
Transmisjonsnettets i Områdeplan *Sogn til Sunnmøre* består av en gjennomgående 420 kV-ledning fra Ørskog i nord til Sogndal i sør, og et 300 kV-nett i Indre Sogn som forbinder Sogndal med Leirdøla og Fortun med en avgrensning mot Jostedal kraftverk. I tillegg inngår 300 kV ledningen Sogndal–Aurland.

Mellom Ørskog og Sogndal har vi nye ledninger og stasjoner på 420 kV

420 kV-ledningen mellom Ørskog og Sogndal ble satt i drift i 2016 og er ca. 300 km lang. Ledningen ble bygget for å sikre Midt-Norge en bedre strømforsyning og for å gi tilknytning til fornybar kraftproduksjon. I forbindelse med bygging av ny ledning ble det etablert nye transformatorstasjoner i Sogndal, Høyanger, Moskog, Ålfoten, Ørsta og Sykkylven. Eksisterende transformatorstasjon i Ørskog ble også utvidet med ny transformator.

1 [Kortsiktig Markedsanalyse 2022-27](#)

Det har vært utfordringer med utfall knyttet til ising og vind på utsatte strekninger på 420 kV Moskog - Høyanger og 420 kV Ørsta - Ålfoten. Statnett utbedrer nå ledningen med planlagt ferdigstillelse i 2023. På fjordspennene over Storfjorden og Hjørundfjorden er det etter havari behov for omprosjektering for å gjøre fjordspennene mer driftssikre. Dette er forventet ferdig i 2024.



Figur 3 Oversikt over nett som inngår i områdeplanen med angivelse av byggeår.

I Indre Sogn er nettet over 50 år og vi er i gang med oppgradering og fornying

Indre Sogn er i dag et overskuddsområde bestående av 300 kV-ledningene Sogndal–Leirdøla–Fortun og Leirdøla–Jostedal og tre 132 kV-ledninger fra Fortun til Øvre Årdal og en 132 kV-ledning fra Øvre Årdal til Naddvik via Årdalstangen. Disse 132 kV ledningene var tidligere eid av Statnett, men er nå eid av Linja.

300 kV-ledningene mellom Sogndal, Leirdøla og Fortun ble bygget i 1970. I tillegg eier Statnett ledningen Jostedal–Leirdøla fra 1989. Tilstanden på 300 kV-ledningene er, alderen tatt i betraktning, betegnet som god. Vi vil få mer detaljert informasjon om tilstanden etter en større gjennomgang av ledningene som er planlagt i 2023.

Nye Leirdøla stasjon er satt på drift i november 2022. Transformatorkapasiteten er økt, og kontrollanlegget er fornyet. Stasjonen er forberedt for overgang til 420 kV for anleggene tilknyttet transmisijsnett og til 132 kV for regionalnettet. Stasjonen vil gi bedre forsyningssikkerhet og legge til rette for tilknytning av ny kraftproduksjon (småkraft) i underliggende nett. Ny transformatorstasjon bygges ved siden av den eksisterende stasjon. Dagens stasjon skal overtas av Sygnir og vil bli en ny regionalnettstasjon (Fonndøla).

Fornyelser og oppgraderinger fra Sogndal og sørover mot Modalen er nærmere beskrevet i områdeplanen for Bergensområdet og Haugalandet.

Utfordringer i driften av dagens system

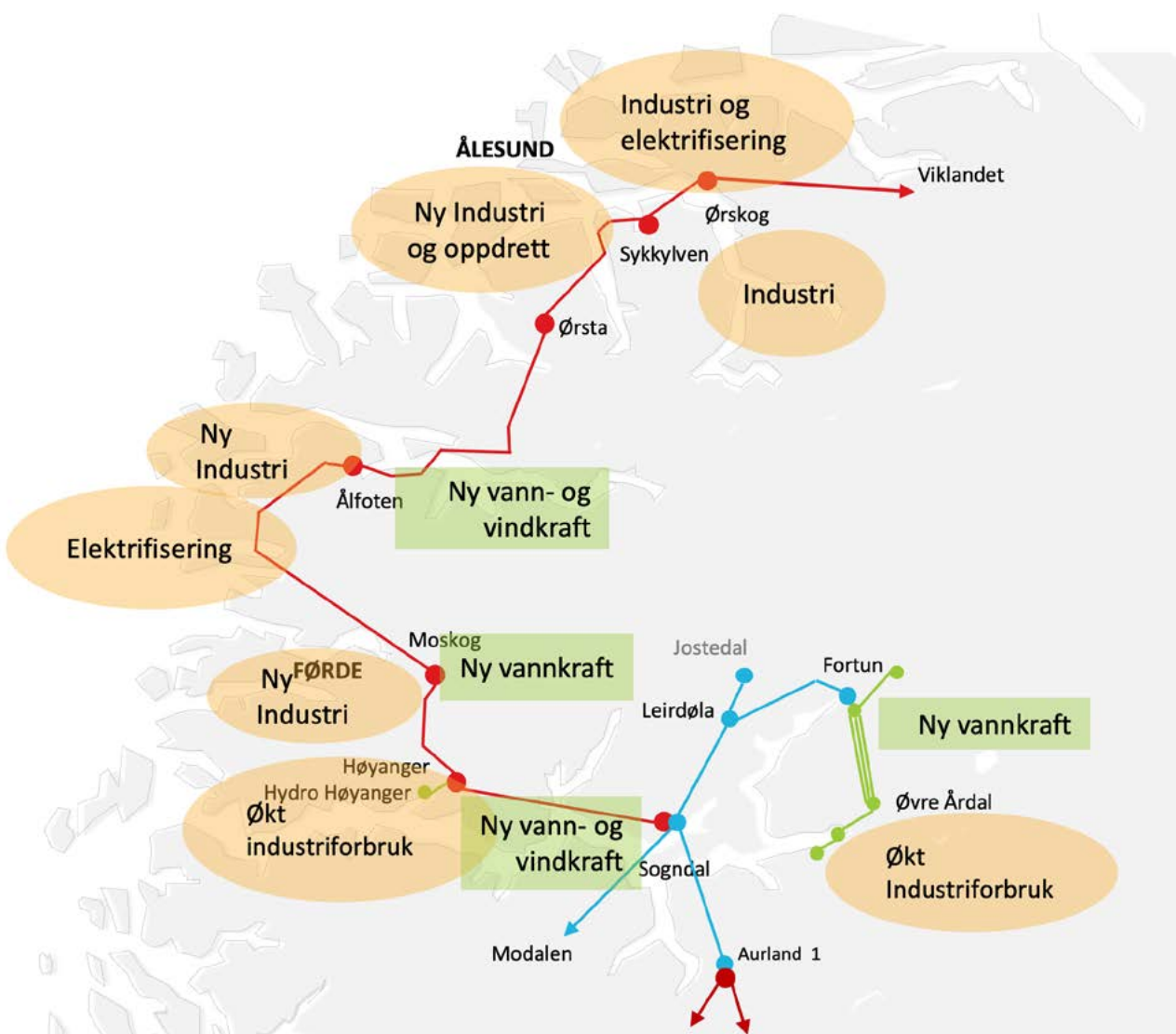
Det er i dag en 420 kV forbindelse mellom Viklandet og Sogndal. Driftstanser flere steder samtidig på denne strekningen er svært krevende for kraftsystemet, noe som kan gi begrensninger ved planlegging av frakoblinger av delstrekninger i forbindelse med vedlikehold og utbedringer. I tillegg må det koordineres med planlagte frakoblinger i parallell ledning i Gudbrandsdalen. 132 kV regionalnettet mellom Ørskog og Ørsta driftes normalt sammen, men med systemvern som splitter nettet ved utfall av forbindelsen mellom 420 kV stasjonene. I regionalnettet med innmating fra transmisijsnettstasjonene Ålfoten-Moskog-Sogndal er det relativt mye uregulert produksjon i form av småkraftverk, større elvekraftverk, og vindkraft. Dette gjør det krevende å forutse produksjon og fastsette optimale delingspunkt for drift av kraftnettet.

Driften i Indre Sogn er krevende som følge av at dette er en høyt utnyttet radiell tilknytning til resten av transmisijsnett. Med bare én ledning inn vil forbindelsen til resten av nettet forsvinne når vi må koble ut komponenter for vedlikehold eller ved en feil. I disse situasjonene kan Indre Sogn driftes i såkalt separatudrift. Statnett har mye erfaring med dette, men det er krevende for driften og setter store begrensninger på kraftverkene lokalt. At forbruket i Indre Sogn er dominert av smelteverk med høye krav til oppetid på strømmettet gjør dette ekstra krevende. Det at nettet er så høyt utnyttet gjør også at Statnett bruker mye tid og ressurser på spesialregulering.

1.3 KAPASITET I DAGENS NETT TIL ØKT FORBRUK OG PRODUKSJON

Ny produksjon har tidligere vært en sterk driver for utviklingen av nett i Områdeplan *Sogn til Sunnmøre*. I de siste årene ser vi imidlertid en dreining mot at betydelig nytt forbruk ønsker å tilknytte seg nettet.

Det er ikke like mange konkrete planer for ny produksjon. Figur 4 viser en geografisk oversikt over kjente planer om nytt forbruk eller ny produksjon i området.

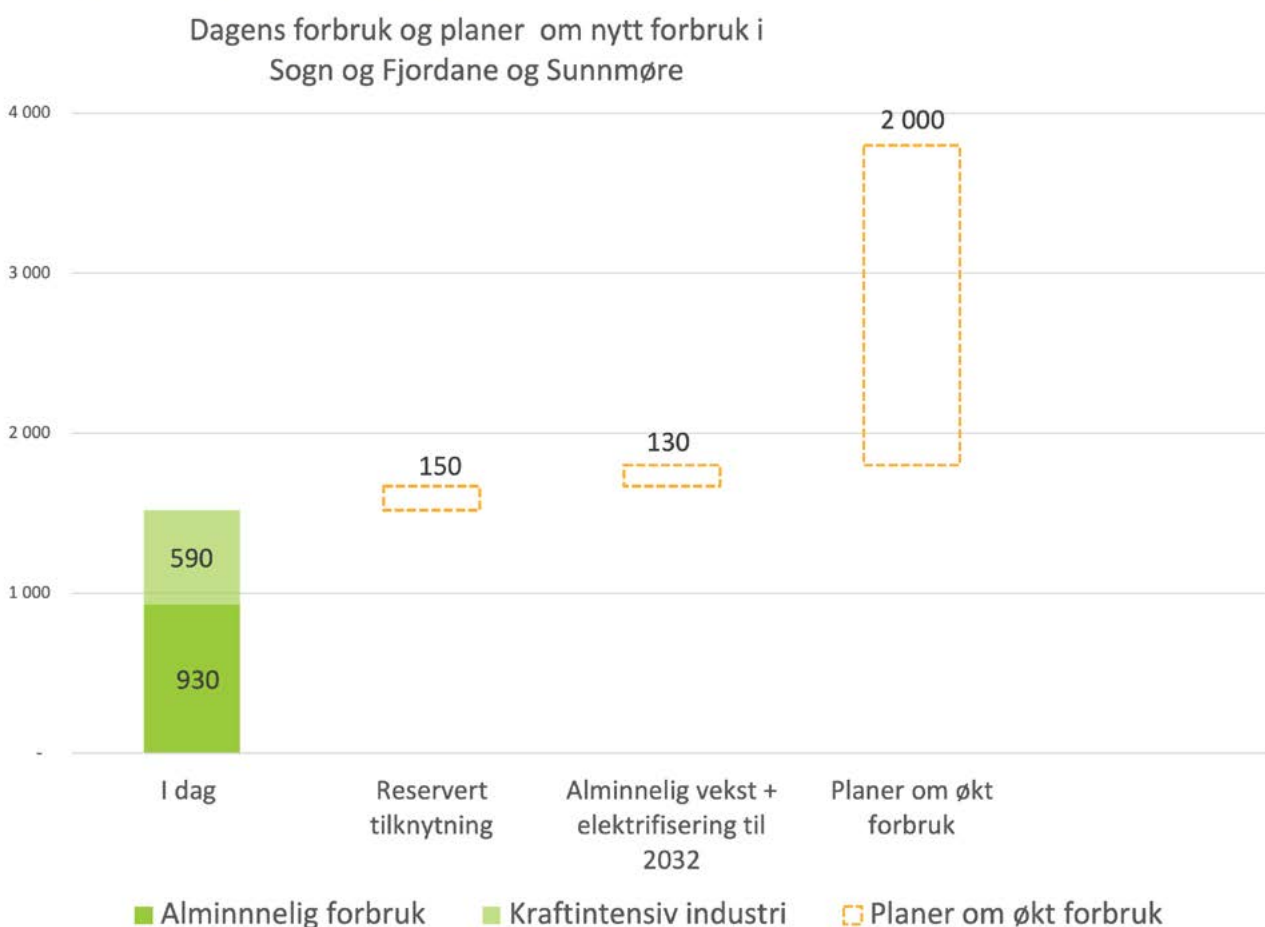


Figur 4 Forbruks- og produksjonsplaner i Områdeplan Sogn til Sunnmøre.

Figur 4 viser omfanget av forbruksplaner i området. Forbruksplanene er større enn det som er samlet forbruk i dag. Planene har imidlertid ulik modenhet og utfallsrommet er stort. Figuren må ikke leses som en prognose for forbruksutviklingen.

På Sunnmøre er det planer om landbasert fiskeoppdrett sammen med elektrifisering av transport som utgjør hovedandelen av nye forbruksplaner. I Nordfjord, Sunnfjord og langs Sognefjorden er det planer om både ny industri i form av hydrogenproduksjon, datasenter og gruvedrift. Eksisterende kraftintensiv industri har også planer om å øke sitt forbruk ytterligere for å kutte CO2-utslipp i dagens industriprosesser.

Områdeplan *Sogn til Sunnmøre* har et stort energioverskudd og de utfordringer vi ser i driften i dag er primært knyttet til perioder med overskudd av produksjon. Produksjonen varierer gjennom året, og det er ikke alltid kraftoverskudd i området. Dersom en stor andel av planene om nytt forbruk blir realisert uten at det samtidig etableres ny kraftproduksjon, vil dette medføre en endring av kraftsystemet i området. Dagens kraftoverskudd vil utjevnes og vi ser at det i noen situasjoner vinterstid vil være kraftunderskudd. Vi vil få større deler av året med underskudd, samtidig som overskuddet vil reduseres i de periodene det produseres mye, ettersom det er snakk om industriforbruk med høy brukstid.



Figur 5 Dagens forbruk og kjente forbruksplaner i Områdeplan Sogn til Sunnmøre.

Det er fortsatt et stort potensial for økt produksjon i Sogn og Fjordane og Sunnmøre

Det har blitt bygget ut mye ny produksjon i området de siste ti årene, men det er fortsatt et potensiale for å øke produksjon av fornybar kraft ytterligere.

Statnett forventer flere effektutvidelser av eksisterende vannkraft og utbygging av mer småkraft

Samlet sett er det omtrent 750 MW installert effekt med småkraft i området. Det er fortsatt 245 MW med småkraft som har fått konsesjon, men som ikke er idriftsatt. Det betyr at det fortsatt kan etableres en god del ny småkraftproduksjon i området. Det er imidlertid svært få nye saker til behandling hos NVE i dag.

Det finnes også en god del planer om effektutvidelser av eksisterende vannkraftverk. Det er gitt konsesjon til effektutvidelser som gir en netto økning i installert effekt på 350 MW samlet sett i området. Det finnes også planer om effektutvidelser i øvrige kraftverk som kan gi ytterligere 280 MW.

Stort potensial for havvind og landbasert vindkraft, men få konkrete prosjekt

Siden 2020 er det satt i drift om lag 1 TWh årlig vindkraftproduksjon i Sogn og Fjordane og Sunnmøre. Det er fremdeles et potensiale for ytterligere utbygging av vindkraft.

Det foreligger i dag planer om tre vindkraftverk i området. Bremangerlandet vindkraftverk hadde kommet lengst i planleggingen. NVE avslo imidlertid søknad om utsatt frist for idriftsettelse i september 2022, slik at prosjektet ikke lenger har gyldig konsesjon. Saken er klaget inn til OED. Fred. Olsen Seawind ASA leverte melding for Høyangerfjellet vindkraftverk (300-480 MW) i 2019. Prosjektet er ikke tatt til behandling i NVE. I desember 2022 ble det kjent at Hydro, Eviny og Zephyr ønsker å utvikle et konkurrerende vindkraftprosjekt i samme fjellområde med en installert effekt på 300 MW. Prosjektene har delvis overlappende utbyggingsområder.

NVE ga i 2019 ut et forslag til nasjonal ramme for vindkraft som pekte ut noen områder som spesielt egnet for ny vindkraft. Nasjonal ramme pekte på to arealer innenfor områdeplanen, ett areal på Sunnmøre og ett areal mellom Sunnfjord og Sognefjorden. Utkastet til nasjonal ramme møtte stor motstand og ble lagt til side. I tillegg ble all konsesjonsbehandling av nye vindkraftverk stoppet. Det ble i april 2022 åpnet opp for konsesjonsbehandling av vindkraft på land, dersom vertkommunen samtykker til det.

Det er i dag ingen åpnede arealer for havvind innenfor utredningsområdet. I den strategiske konsekvensutredningen for havvind fra 2012 er det imidlertid utredet tre arealer for havvind som er innenfor områdeplanen; Stadthavet, Olderveggen og Frøyagrunnene. Ingen av disse feltene er så langt åpnet for meldinger og søknader om havvind. Regjeringen la 11. mai 2022 frem ambisjonsnivået

for havvind, der målet er at det innen 2040 tildeles områder for 30 GW havvindproduksjon i Norge. NVE er i gang med et oppdrag der man både skal se på områder for havvind som allerede er konsekvensutredet, og i tillegg vurdere nye områder. NVEs oppdrag skal leveres våren 2023. Gitt høy forbruksvekst kan Ålfoten være et egnet tilknytningspunkt for havvind.

Hywind tampen er et flytende vindkraftverk under bygging med en installert effekt på 88 MW. Vindkraftverket bygges for å redusere bruk av gassturbiner på Gullfaks og Snorre. Tampen-området er foreløpig ikke elektrifisert fra land, men Equinor planlegger å elektrifisere disse feltene fra land. Equinor har søkt om å tilknytte 350 MW i Ålfoten.

Det er god kapasitet til ny produksjon i transmisjonsnettet og forbruksvekst øker denne kapasiteten

Regionalnettet er høyt utnyttet når det kommer til produksjon, og det vil være begrensninger her på hvor og hvor mye det er mulig å knytte til. I tillegg er det begrenset transformeringskapasitet i Statnetts stasjoner. I selve transmisjonsnettet vil det derimot være kapasitet til å ta imot produksjon fra nye store kraftverk. Ettersom transmisjonsnettet i området kun er én gjennomgående transmisjonsnettledning vil det være utfordrende å knytte til svært store kraftverk, slik som de største havvindprosjektene, uten nettførsterkninger.

Dersom forbruket i området øker mye, vil dette legge til rette for ytterligere produksjon lokalt. Med de forbruksplanene vi kjenner til er det dermed potensiale for å knytte til svært mye ny produksjon.

Statnett ser også en verdi i samspillet mellom vindkraftverk og effektoppgradering av vannkraftverk. Effektoppgradert vannkraft har større fleksibilitet til å produsere når andre kraftverk ikke produserer eller produserer lite. Denne betydningen er særlig stor for vindkraft, men gjelder også til en viss grad for småkraft og tradisjonell vannkraft. Effekten av dette er at den samlede produksjonen blir mer jevn og vi unngår svært høye produksjonstopper. Dette gir en bedre utnyttelse av nettet.

Totalt sett mener Statnett at det er god kapasitet i transmisjonsnettet til ny produksjon, men sumvirkninger og begrensninger i regionalnettet og transformeringskapasitet må vurderes i hvert enkelt tilfelle.

Det er kapasitet til nytt forbruk på Sunnmøre i dagens transmisjonsnett

Det er nærmere 300 MW forbruk som ønsker tilknytning på Sunnmøre. Det er planer om elektrifisering av oppdrettsnæring og sjøtransport sammen med landbaserte oppdrettsanlegg og datasentre. Det er særlig i Ålesundsområdet at det planlegges mye nytt forbruk.

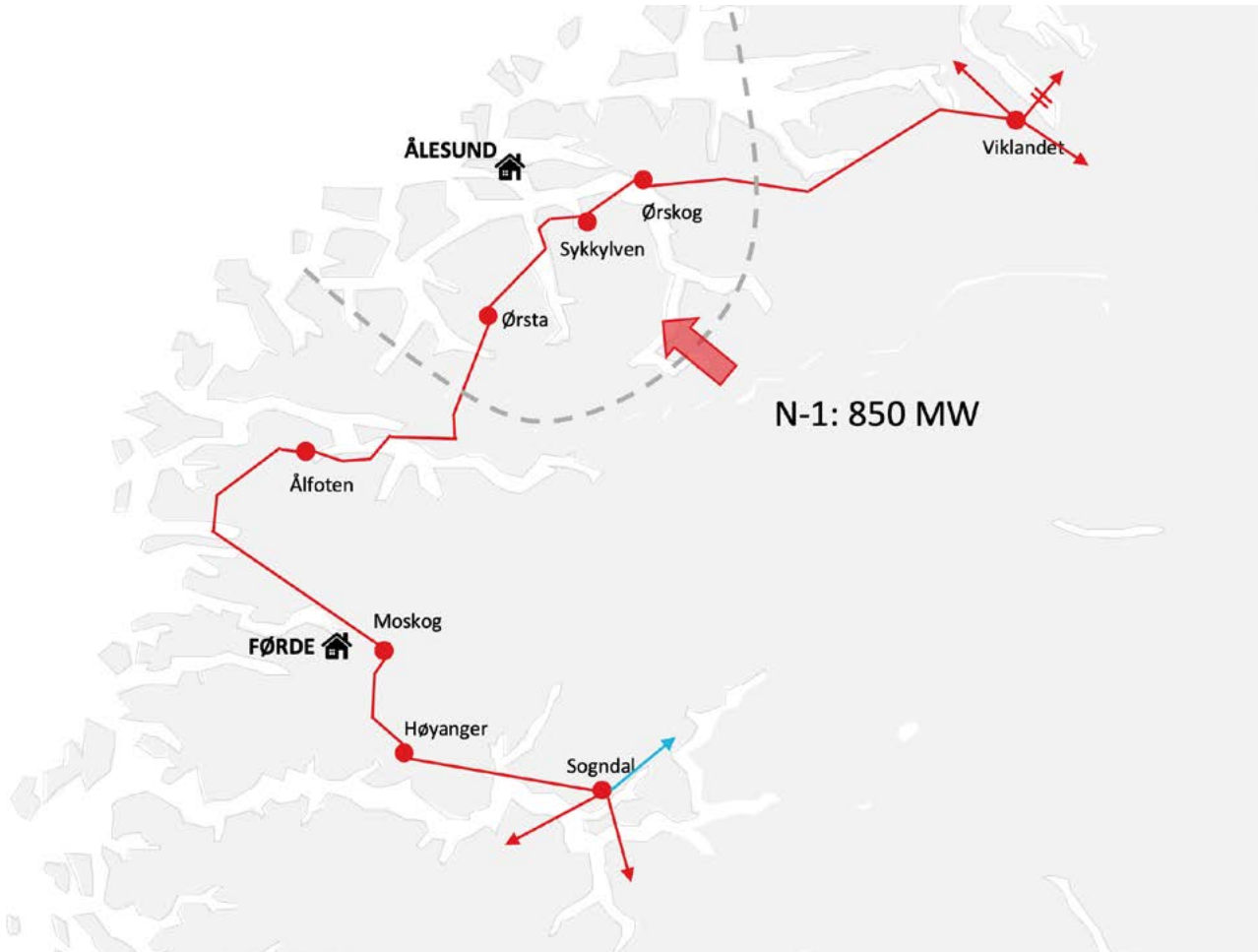


I overkant av 150 MW har reservert kapasitet i dagens nett eller fått tilbakemelding om at de kan tilknyttes nettet på en driftsmessig forsvarlig måte. Det er imidlertid nærmere 140 MW som har fått tilbakemelding om at de ikke kan tilknyttes i dagens nett på en driftsmessig forsvarlig måte. Dette skyldes begrensninger både i regionalnettet og i transformeringskapasiteten mellom regionalnettet og transmisjonsnettet. Statnett har derfor startet et prosjekt for å sette inn en ny transformator i Ørsta.

Mørenett gjennomførte våren 2022 en nettanalyse for å kartlegge begrensninger i Ørskog–Ørsta-nettet. Statnett og Elinett, som utredningsansvarlig, ble involvert gjennom regelmessige møter. Bakgrunnen for analysen var den forventede forbruksøkningen i regionalnettet. Analysen viser at forbruksplanene utløser behov for en rekke regionalnettstiltak for at det planlagte forbruket kan knyttes til. Mørenett må øke transformeringskapasiteten mot underliggende nett i flere stasjoner og oppgradere flere ledninger fra 66 kV til 132 kV. Dette vil øke dagens N–1-kapasitet med ca. 130 MW for snittet Giskemo–Ørsta. Analysen legger til grunn at Statnett, som planlagt, setter inn en ny 420/132 kV transformator i Ørsta. Dersom det kommer en betydelig forbruksvekst i området vil det kunne bli behov for å utrede ytterligere nettførsterkninger som gir mer kapasitet enn 132 kV-nettet gir.

Det er kapasitet i transmisjonsnettet til dagens planer på Sunnmøre isolert sett 420 kV forbindelsen mellom Ørskog og Sogndal har god termisk overføringsevne, men ettersom det bare er én gjennomgående ledning er det bare to ledninger inn til hver stasjon. Ved utkobling i den ene enden vil alle stasjonene henge på en lang radial fra den andre enden. Utkoblinger midt på gir to kortere radiale. I begge tilfeller kan dette i enkelte situasjoner gir lav spenning. Denne utfordringen forsterkes når forbruket langs ledningen øker, og da særlig hvis forbruket øker nær Sogndal eller Viklandet. Figur 6 illustrerer overføringskapasitet inn til Sunnmøre etter at 420 kV Surna–Viklandet ² er ferdigstilt. Sunnmøre er i mesteparten av året et underskuddsområde, særlig i vinterhalvåret.

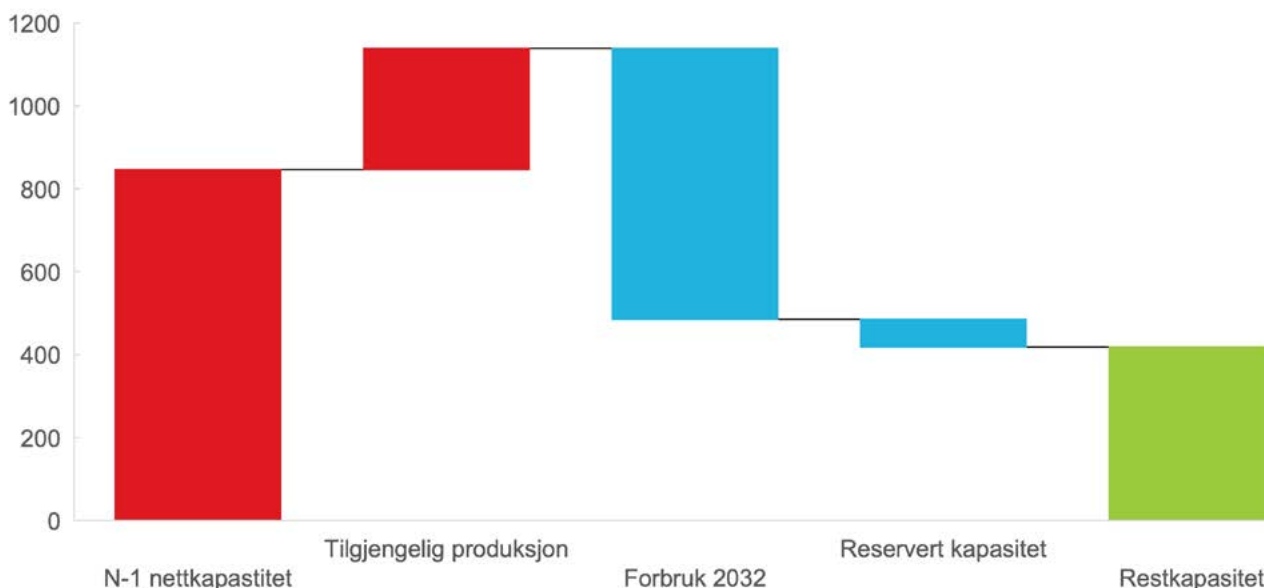
2 [420 Surna–Viklandet](#) erstatter 300 Orkdal–Aura og øker nettkapasiteten i Nordmøre og Trøndelag for å håndtere sørlig flyt som følge av 420 Åfjord–Snilldal. Planlagt ferdigstilt i 2027.



Figur 6 Overføringskapasitet inn til Sunnmøre.

Figur 7 viser oversikt for nettkapasitet til forbruk for delområdet Sunnmøre. Det totale forbruket i området kan ikke være større enn summen av lokal produksjon og import til området.

Figuren viser at vi kan importere omtrent 850 MW og det er omtrent 300 MW produksjon lokalt som vi mener vi kan regne med i en topplastsituasjon. Totalt forbruk kan altså ikke overstige 1150 MW. Frem mot 2032 legger vi til grunn vekst i alminnelig forbruk. Basert på Elinett sin regionale kraftsystemutredning forventer vi at summen av alminnelig forbruk og eksisterende industriforbruk vil være på omtrent 650 MW. I underkant av 100 MW øvrig forbruk har allerede reservert kapasitet og følgelig er det kapasitet til omtrent 400 MW nytt forbruk. Disse kapasitetsberegningene gjelder overordnet for transmisjonsnettet og tar ikke hensyn til transformorkapasitet eller kapasitet i regionalnettet for aktuell lokasjon. Det er i dag begrenset transformeringskapasitet i Ørsta til nytt forbruk. For konkrete tilknytningssaker må det gjøres egne vurderinger av om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig.



Figur 7: Regnskap for kapasitet Sunnmøre.

Kapasitetene i Figur 7 gjelder imidlertid bare hvis det ikke kommer betydelig forbruksvekst lenger sør i utredningsområdet. Dette er ikke tatt hensyn til i figuren og er vanskelig å kvantifisere, men vi ønsker å understreke at kapasitetsforespørsler langs hele strengen fra Ørskog til Høyanger til en viss grad konkurrerer med hverandre.

Dersom det kommer flere planer om større forbrukspunkter på Sunnmøre, vil vi utrede mulige forsterkninger av transmisjonsnettet. Behov for netttiltak vil i stor grad avhenge av hvor nytt forbruk og ny produksjon lokaliseres. Vi vil derfor følge utviklingen av forbruk og produksjon på Sunnmøre i tiden fremover.

I Nordfjord, Sunnfjord og Ytre Sogn er det kapasitet til økt forbruk i dagens transmisjonsnett

Stort nytt forbruk under Ålfoten vil avlaste dagens nett og kan åpne for mer produksjon

Det har blitt bygget ut mye vind- og vannkraft under Ålfoten transmisjonsnettstasjon de siste årene. I den forbindelse har Statnett økt 420/132 kV transformeringen i Ålfoten samtidig som Linja har forsterket regionalnettet betydelig med nye 132 kV ledninger fra Ålfoten mot Svelgen og videre mot Hennøy og Guleslettene vindkraftverk. Det er tilknyttet nærmere 300 MW ny produksjon under Ålfoten de siste årene, der vindkraft utgjør nærmere 250 MW. Det er også reservert kapasitet (92 MW) til Bremangerlandet vindkraftverk.

Det er et potensial for effektutvidelser av vannkraft i dette området. Det er også konsesjonsgitte vannkraftverk som ikke er bygget ut. SFE produksjon har fått konsesjon til Bredvatn kraftverk som vil øke maksimalproduksjonen fra Åskåra med 118 MW. Både i Svelgen og Øksenelvane er det kraftverk

som vil være modne for reinvestering framover, med en betydelig økning av effektinstallasjonen. Det er skissert planer i størrelsesorden på 100-200 MW til sammen.

Equinor har planer om å elektrifisere Tampen-feltet og søkte i desember 2022 om å få tilknytte 350 MW i Ålfoten transformatorstasjon. Det foreligger også planer om ny kraftintensiv industri under Ålfoten transformatorstasjon. Ålfoten er en betydelig overskuddsstasjon og generelt vil tilknytning av forbruk under Ålfoten avlaste transformorkapasiteten. Det vil allikevel være perioder med lav produksjon i magasin kraften samtidig som uregulerbar vind- og vannkraft ikke kan produsere. I disse periodene vil økt forbruk importeres fra utenfor området og belaste flaskehalsene lenger ut i transmisjonsnettet. Vi vil følge utviklingen av forbruk- og produksjonsplaner under Ålfoten og vurdere om det på sikt kan bli behov for økt transformeringskapasitet i stasjonen.

Effektoppgradering av Åskåra med Bredvatn kraftverk vil senke brukstiden på disse kraftverkene, samtidig som det øker maksimalproduksjonen. Dette vil øke antallet driftstimer med underskudd over transformatorene i Ålfoten, men samtidig gi bedre tilgang på effekt når behovet er størst.

Økt kapasitet i Moskog åpner opp for mer produksjon og det kan komme nytt forbruk

Det er tilknyttet 220 MW småkraft og større vannkraft i regionalnettet under Moskog i nyere tid. Dette har ført til at transformeringskapasiteten i Moskog er fullt utnyttet. Det er fortsatt 66 MW ny produksjon som ønsker tilknytning under Moskog og Statnett setter derfor inn en ny transformator 420/132 kV i Moskog, med forventet idriftsettelse i løpet av 2023.

Linja og BKK har gjort flere oppgraderinger i regionalnettet i nyere tid. I forbindelse med utbyggingen av Lutelandet vindkraftverk (51 MW) har BKK spenningsoppgradert deler av regionalnettet fra 66 til 132 kV fra Moskog via Sande og ut til Lutelandet. Det er også planer om mulig industriutvikling ved Lutelandet, både hydrogenproduksjon og landbasert fiskeoppdrett. Vi har også reservert kapasitet til gruvedrift ved Engebøfjellet i Førdefjorden.

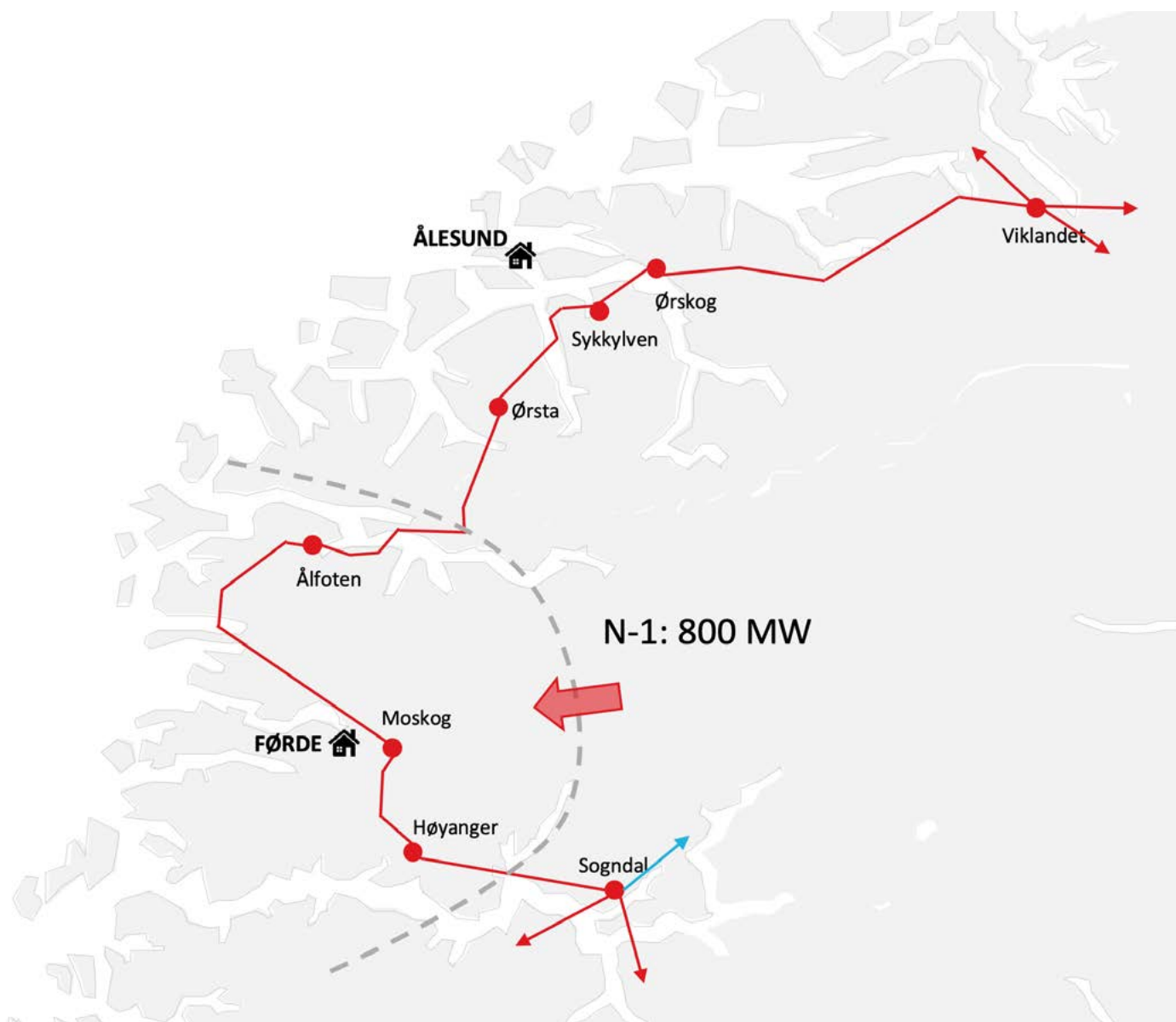
Det er planer om både økt industriforbruk og ny produksjon i Høyanger

Det kan komme betydelig økt forbruk i Høyanger. Hydro har planer om å elektrifisere og utvikle aluminiumsindustrien i Norge med sikte på å produsere aluminium uten CO₂ utslipp. I tillegg har flere andre industriaktører planer her. Dette kan innebære tiltak både i regional og transmisjonsnettet.

Det kan også komme mer landbasert vind i dette området. Som beskrevet tidligere er det to prosjekter som planlegges i Høyangerfjellene. Et mulig tilknytningspunkt for en utbygging av denne størrelsen vil være Høyanger transformatorstasjon. Eventuell tilknytning av vindkraft på Høyanger 132 kV vil virke gunstig på transformorkapasiteten i Høyanger i samspill med eventuelle effektoppgraderinger av vannkraften under Høyanger og eventuelt økt forbruk, da

vi legger til grunn at effektoppgradert magasinkraft vil ha liten samtidighet med høy produksjon fra vind.

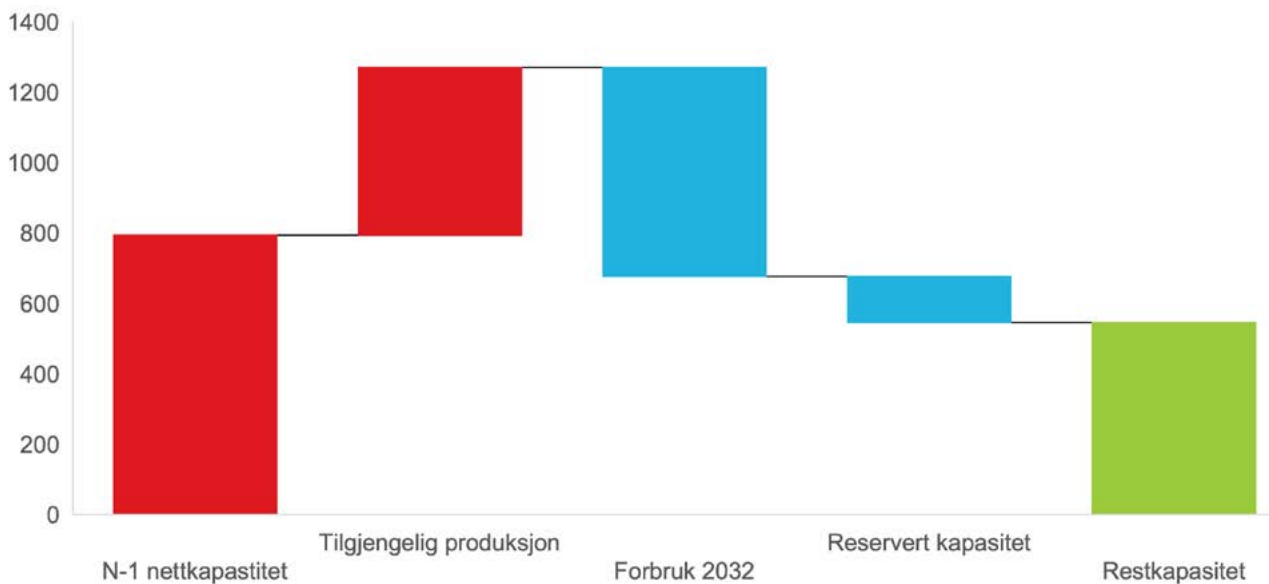
Det er rom for forbruksøkning, men det er ikke nok kapasitet til alle forbruksplaner uten forsterkningstiltak



Figur 8 Overføringskapasitet inn til Nordfjord, Sunnfjord og Ytre Sogn.

I likhet med Sunnmøre er transformeringspunktene sør for Nordfjord kun tosidig forsynt og derfor sårbare for spenningsproblemer ved utfall av ledning, særlig nær- eller ved endene av Ørskog–Sogndal. Figur 8 illustrerer overføringskapasitet inn til Ytre Sogn, Nordfjord og Sunnfjord i ca. 2025. Området er et utpreget overskuddsområde, men det foreligger forbruksplaner som vil kunne snu det til et underskuddsområde.

Figur 9 viser oversikt for nettkapasitet til forbruk for delområdet Nordfjord, Sunnfjord og Ytre Sogn. Det er mulig å importere omtrent 800 MW, og det er omtrent 500 MW produksjon lokalt som vi mener vi kan regne med i en topplastsituasjon. Forbruket med forventet vekst frem til 2032 er på ca. 650 MW og ca. 150 MW forbruk har reservert kapasitet. Det er dermed omtrent 500 MW tilgjengelig for tilknytning. Disse kapasitetsberegningene gjelder overordnet for transmisjonsnett og tar ikke hensyn til om det er begrenset transformorkapasitet eller kapasitet i regionalnettet for aktuell lokasjon. For konkrete tilknytningssaker må det gjøres egne vurderinger av om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig.



Figur 9 Kapasitetsbro – Nordfjord, Sunnfjord og Ytre Sogn.

I tillegg må vi ta hensyn til at økt forbruk i Sunnmøre vil påvirke tilgjengelig kapasitet sør for Nordfjord. Dette er ikke hensyntatt i figuren over og er vanskelig å kvantifisere, men vi ønsker å understreke at kapasitetsforespørsler langs hele strengen fra Ørskog til Høyanger til en viss grad konkurrerer med hverandre. Transformeringspunktene er som nevnt kun tosidig forsynt og noen av ledningene er ført gjennom værutsatte områder. Disse er særlig utsatt for feil, til dels for feil av mer varig karakter som for eksempel mastehavari. Det er iverksatt tiltak som forventes å redusere sannsynligheten for feil på det mest værutsatte området mellom Moskog og Høyanger. Disse forventes ferdigstilt i 2023, se 1.2 for detaljer.

Indre Sogn har lite kapasitet til ytterligere produksjons- og forbruksvekst

Indre Sogn er i all hovedsak et overskuddsområde og det er mange kraftverk av varierende størrelse i området. Total installert ytelse er omtrent 1500 MW. I omtrent 80 prosent av tiden de siste fem årene har det vært eksport fra dette

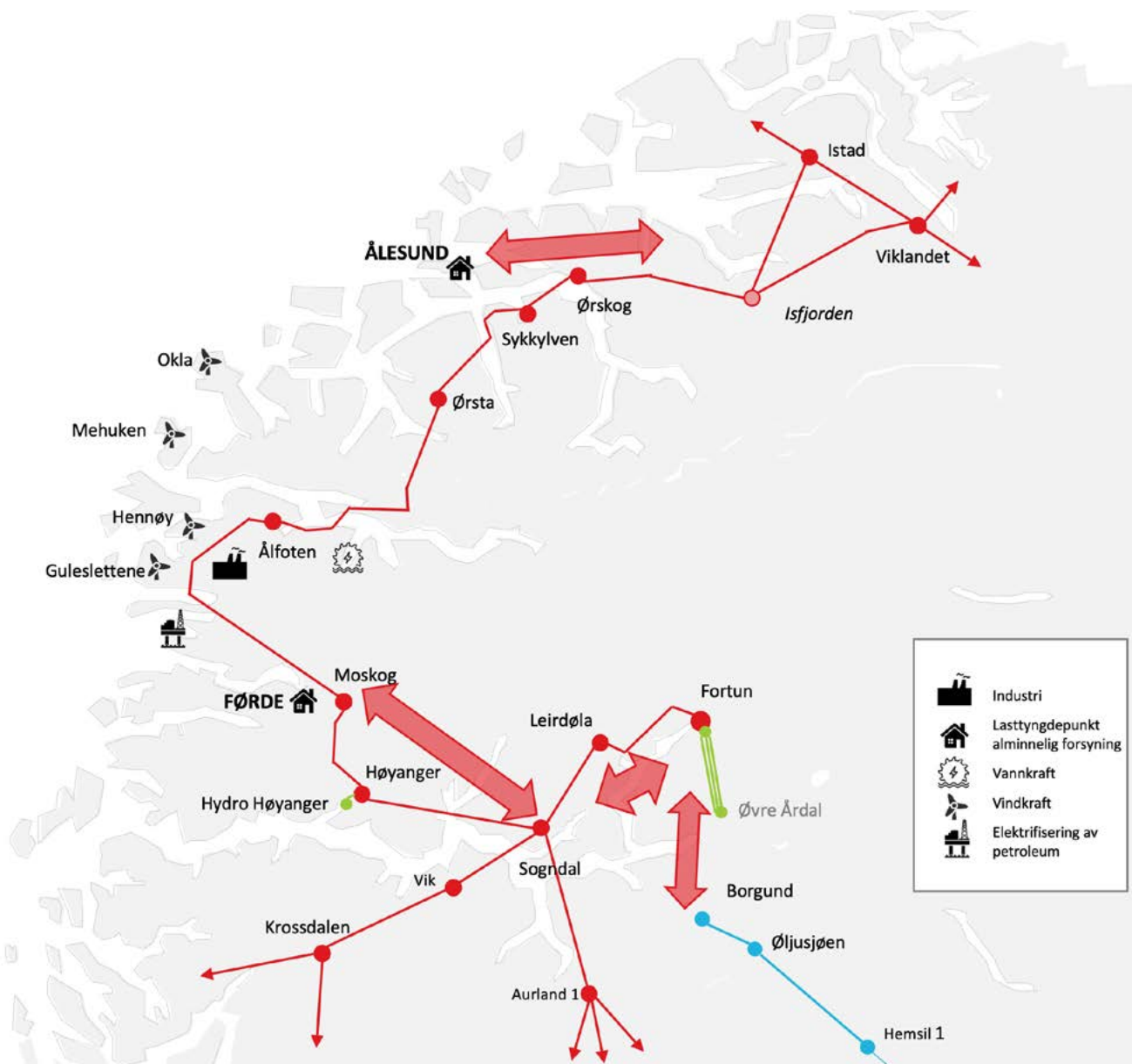
området. Hvor mye eksport varierer svært mye ettersom kraftverkene varierer sin produksjon etter hvor mye vann de har tilgjengelig og etter pris. Kraftverkene produserer mest i sommermånedene, når det er mye vann i magasinene, men det er timer med svært høy produksjon stort sett hele året. I omtrent 20 prosent av tiden er produksjon mindre enn forbruket lokalt, og området blir da et underskuddsområde med behov for import. Det er relativt lite forbruk utover Hydros smelteverk i Øvre-Årdal. Industriforbruket er jevnt over året. De siste 5-6 årene har ca. 40 MW vannkraft blitt bygget ut, samtidig som 220 MW konsesjonsgitt vannkraft har søkt tilknytning. Flere tiltak i transmisionsnettet er derfor under planlegging eller gjennomføring for å legge til rette for ny produksjon:

- Vi har satt i drift et nytt systemvern for å øke utnyttelsen av eksisterende komponenter
- Vi har satt i drift ny Leirdøla transformatorstasjon med økt transformeringskapasitet
- Vi har søkt konsesjon for ny Fortun stasjon med økt transformeringskapasitet
- Vi er i gang med å temperaturoppgradere transmisionsnettleddningene for å gi økt kapasitet

Vi har gitt tilknytning til 70 MW produksjon og ytterligere 70 MW kan tilknyttes når alle tiltakene er gjennomført. Kraftverkene Øyane og Illvatn på til sammen 100 MW som har fått konsesjon kan ikke tilknyttes på ordinære vilkår, selv etter at planlagte tiltak er gjennomført. Statnett vil vurdere om det likevel kan være mulig å knytte til disse kraftverkene med vilkår. I tillegg er det store planer om forbruksvekst i industrien i Indre Sogn, blant annet som følge av Hydros strategi om å elektrifisere og utvikle aluminiumsindustrien i Norge. Vår vurdering er at det er svært lite kapasitet i nettet til å knytte til nytt forbruk uten å gjøre noen tiltak. Økt forbruk vil føre til spenningsproblemer i regional- og transmisionsnettet. Det kan være mulig å sette inn reaktive komponenter i regionalnettet for å bedre spennings situasjonen. Sammen med andre tiltak i regionalnettet kan dette gi rom for noe forbruksvekst.

2. MÅLNETTET

Transmisjonsnettet mellom Ørskog og Sogndal har i dag kapasitet til å knytte til både nytt forbruk og ny produksjon. I tillegg er transmisjonsnettet nytt, uten store reinvesteringsbehov. Målnettets her skiller seg derfor ikke i veldig stor grad fra dagens nett. Men vi ser at det kan bli behov for forsterkninger på lengre sikt. I figuren under er mulige fremtidige nettforsterkninger illustrert som piler. Vi beskriver mulige forsterkningstiltak nærmere i dette kapitlet. Målnettets for områdeplanen består ellers av dagens 420 kV transmisjonsnett, samt spenningsoppgradering til 420 kV mellom Sogndal og Fortun.



Figur 10 Skisse av målnettets.



Foto: Johan Wildhagen

2.1 USIKKERHETER I MÅLNETTET

Forbruksplanene i området er dominert av noen relativt få, men store planer. Dersom enkelte av planene i området ikke realiseres, endrer det vårt bilde av forbruksveksten i svært stor grad. Langs Ørskog–Sogndal er det dessuten av stor betydning hvor nytt forbruk kommer, og da særlig om det kommer nord, eller sør for Nordfjord.

Statnett får stadig nye henvendelser om nye forbruksplaner. De forbruksplanene vi kjenner til i området, kombinert med at vi forventer at det kan komme enda flere, tilsier at vi må vurdere betydelige forsterkninger i nettet. I dette kapittelet diskuterer vi disse forsterkningene. Når vi her peker på usikkerhet så er ikke det først og fremst *om* vi skal gjennomføre forsterkninger, men *hvilke* forsterkninger, til *hvilke* stasjoner og *når* de skal realiseres. Denne usikkerheten vil reduseres etter hvert som forbruksplanene i området modnes. I tillegg til usikkerheten knyttet til forbruksplaner i Områdeplan *Sogn til Sunnmøre* vil også forbruksplaner i tilgrensende områder ha stor betydning for hvilke forsterkninger som trengs på hvilket tidspunkt. Det mest naturlige er å tenke seg at vi vil begynne å forsterke nettet ved å dublere ledningen mellom Ørskog og Sogndal i en av endene. Dette vil gi to gevinster:

- Det vil stive av spenningen i nettet slik at vi tåler en feil i den andre enden bedre
- Det vil øke tilgjengeligheten av nettet, ved at vi tåler en feil på en av de to ledningene

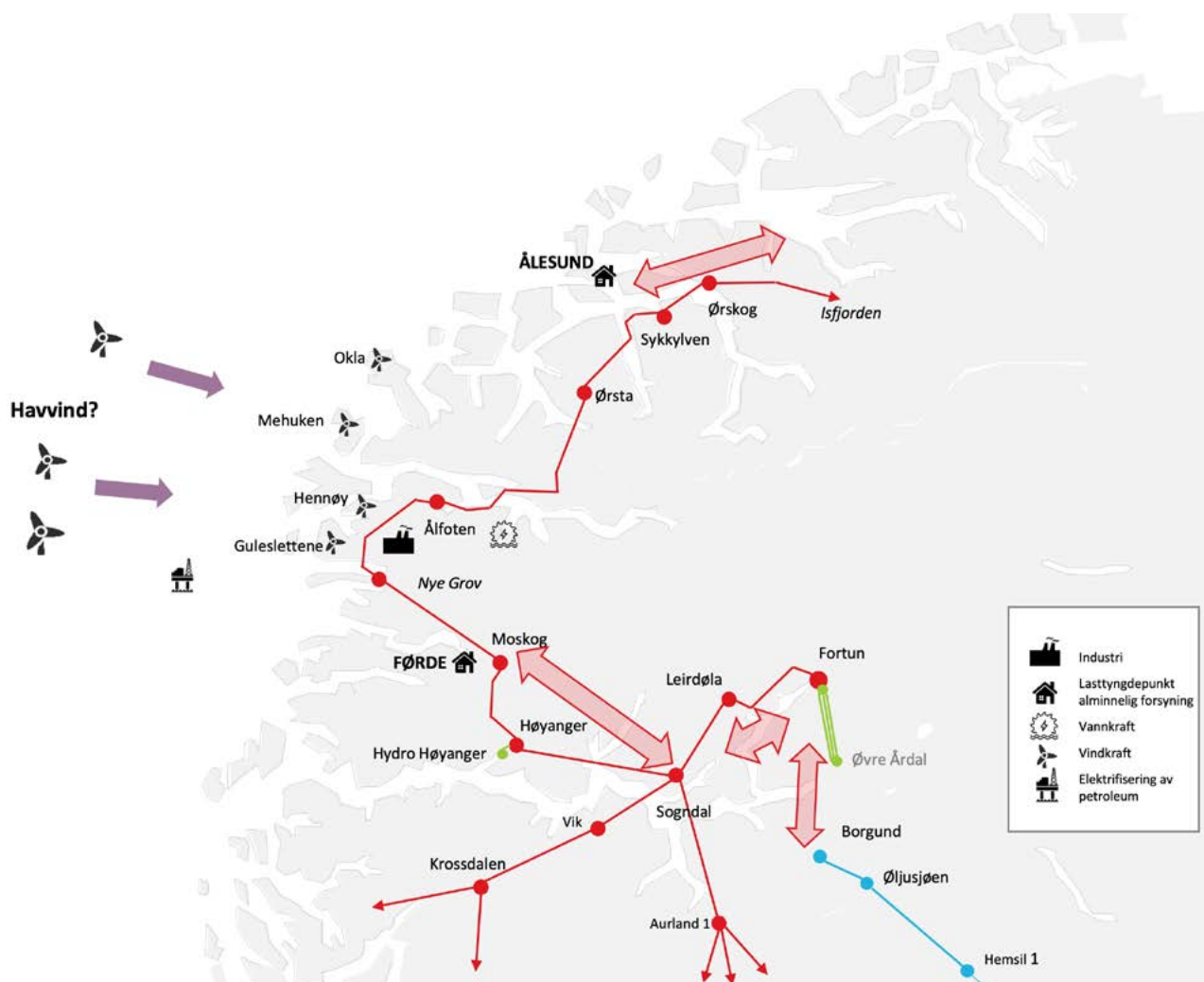
Ett konkret forsterkningsforslag er:

- Vi dublerer ledningen fra Viklandet til Ørskog
- Vi bygger nytt transmisjonsnett fra Ørskog, via Ålesund, til Ørsta

Dette forslaget vil legge til rette for stor forbruksvekst i Ålesund, men vil også ha god virkning på kapasiteten langs hele Ørskog–Sogndal. Ålesund kan også bli et relevant sted å knytte til havvind. Statnett vil følge forbruks- og produksjonsplanene fremover og det kan bli aktuelt å gjøre ytterligere analyser eller sette i gang konseptvalgutredning som vurderer disse forsterkningene nærmere.

Dersom det blir lite forbruksvekst i området og det i stedet kommer mye ny produksjon vil behovet for nye ledninger kunne bli noe annerledes, men det vil fortsatt være de samme dubleringene som er mest relevant tiltak. Dersom det i hovedsak bygges vannkraftverk på størrelse med dem som er i området i dag vil tiltak i regionalnettet og økt transformeringskapasitet være de viktigste tiltakene i første omgang. Etter hvert vil mengden produksjon i området gjøre det nødvendig å dublere ledningene som beskrevet over. Dersom det bygges veldig mye produksjon i området, og særlig hvis mye kommer på samme sted, vil det

være relevant å vurdere muligheten for en ny ledning ut av området. Det er svært usikkert hvor en slik ledning i så fall skal gå, og om det vil vise seg som riktig tiltak. Her kreves grundige analyser som vi eventuelt må komme tilbake til.



Figur 11 Målnett og fremtidig utvikling med mulig havvind.

Hvis vi får en situasjon med både mye ny produksjon og nytt forbruk vil behovet for forsterkning av ledningsnettet reduseres.

Fra Sogndal mot Fortun har vi en eldre 300 kV-ledning, her vil det på sikt bli behov for å reinvestere ledningene. Forbruksvekst i Indre Sogn kan føre til at dette bør skje tidligere eller at vi bør gjennomføre andre nettforsterkningstiltak før dagens ledninger fornyes, som beskrevet i trinn 2 i kapittel 3.

2.2 KAPASITET I MÅLNETTET

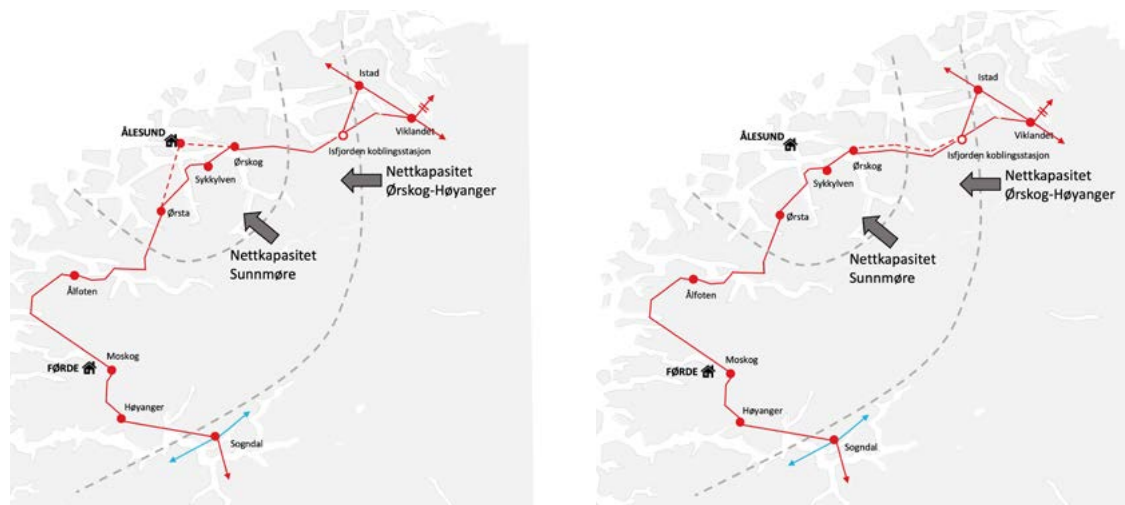
Kapasitet i målnettet mellom Sogndal og Ørskog

Transmisjonsnettet mellom Ørskog og Sogndal består av en gjennomgående 420 kV ledning som ble ferdigstilt i 2016. Dette gir et godt utgangspunkt for å kunne håndtere en god del økning i både forbruk og produksjon og denne forbindelsen vil være ryggraden i kraftsystemet i området og i målnettet.

For å legge til rette for forbruksvekst fra Høyanger til Ørskog, utover det som kan tilknyttes innenfor dagens nett, vil det i første omgang bli behov for å sette inn et SVC-anlegg i en eksisterende transformatorstasjon. En SVC vil gi hurtig dynamisk spenningsstøtte i feilsituasjoner og bidrar dermed til spenningsregulering. På den måten øker kapasitet for tilknytning av forbruk. Virkningen vil i dette tilfellet være på om lag 200 MW.

Vi har ikke grunnlag for å peke tydelig på hvilke tiltak det er behov for å gjennomføre for å øke kapasiteten for tilknytning av nytt forbruk fra Høyanger til Ørskog, etter at vi har satt inn en SVC i en stasjon på denne strekningen. Mulig tiltak for ytterligere forbruksvekst kan være å forsterke transmisjonsnettet ved å bygge nye forbindelser fra nord eller sør. Dette er tiltak som må vurderes nærmere, og som må sees i sammenheng med produksjonsplaner og planer om forbruk i Midt Norge og andre deler av Norge.

I sluttrapporten for Sunnmøreanalysen 2022 peker Mørenett på utvidelse av transmisjonsnettet til Ålesund som et mulig tiltak dersom det blir stor forbruksvekst der. En slik forbindelse, for eksempel 420 Ørskog–Ålesund–Ørsta vil kunne øke overføringskapasiteten internt på Sunnmøre, men den vil ikke øke kapasiteten inn til Sunnmøre.



a) Gir ikke kapasitetsøkning inn til området.

b) Gir betydelig kapasitetsøkning inn til området.

Figur 12 Langsiktig transmisjonsnettsutvikling på Sunnmøre.

For å øke kapasiteten inn til Sunnmøre må vi bygge en ny ledning fra en stasjon utenfor området. Et aktuelt scenario for Sunnmøre kan være å dublere dagens linje mot øst i frem til Isfjorden. Gitt at traséen kan føres på en måte som ikke gir for stor sannsynlighet for samtidig utfall, vil en slik forsterkning gi vesentlig kapasitetsøkning inn i Sunnmøre. En forsterkning Isfjorden–Ørskog vil også ha en positiv effekt sør for Nordfjord, da den gjør Ørskog til et sterkere punkt. Isfjorden–Istad vil i seg selv ha noe positiv effekt i Sunnmøre da antall kilometer ledning uten dublering mellom Ørskog og Viklandet blir redusert. Dette innebærer at vi tåler enkelte feil bedre og bidrar dermed til større tilgjengelighet av nettet, men det gir ikke større kapasitet inn til området.



Foto: Frode Rønningen

Området må ses i sammenheng med Midt-Norge og Innlandet

I relativt nær fremtid kan Midt-Norge få perioder med betydelig kraftunderskudd som dekkes av flyt fra Sør-Norge via Sogn og Fjordane og Sunnmøre, Gudbrandsdalen og Sverige. Dersom forbruket langs Ørskog–Sogndal vokser mye og dette i større grad blir et underskuddsområde, vil dette redusere hvor mye kraft vi kan transportere fra Sør-Norge for å dekke et kraftunderskudd i Midt-Norge. Nettet i Innlandet går til en viss grad i parallell med ledningen Ørskog–Sogndal. Dette innebærer at en utkobling av den ene vil påvirke den andre. Denne påvirkningen blir viktigere dersom forbruket vokser mye og gjør at vi i enkelte situasjoner vil få begrensninger i nettet dersom forbruksveksten blir stor både i Sogn og Fjordane og Sunnmøre, og i Innlandet og Oslo og omegn. Totalt sett ser vi at med de forbruksplanene vi kjenner til, vil det bli viktigere fremover å se utviklingen i Områdeplan *Sogn til Sunnmøre* i sammenheng med både Midt-Norge og Innlandet.

Kapasitet i målnett mellom Sogndal og Fortun (Indre Sogn)

Nettet i Indre Sogn er et eldre 300 kV-nett. Dagens nett er i dag en flaskehals for produksjonen i Indre Sogn. For å legge til rette for stort industriforbruk i Øvre Årdal er det nødvendig å forsterke transmisjonsnettet. I målnett har vi skissert en ny transmisjonsnettstasjon i Øvre Årdal og en ny forbindelse inn til Øvre Årdal fra Fortun og/eller Borgund, dersom planer om økt industriforbruk skal realiseres. Dette er nettforsterkingstiltak som omfattes av regimet for konseptvalgutredninger (KVU). Dersom Statnett skal gjøre tiltak i nettet for å knytte til en betydelig mengde forbruk er det naturlig å gjøre en utredning av hvilken type tiltak som er mest samfunnsmessig rasjonelle. Dette kan være å bygge ny ledning inn til området, oppgradere ledningene ytterligere og/eller gjøre tiltak på spenning i transmisjons- og/eller regionalnettet. Fordi forbruksplanene er i regionalnettet er det naturlig at en slik utredning vil gjøres i samarbeid med regionalnettseier Linja. I en KVU vil også alternative nettforsterkninger til Indre Sogn utredes. Det er flere måter å forsterke nettet i Indre Sogn, mulige løsninger kan være:

- tiltak for å heve spenningen i eksisterende nett
- bygge ny ledning til erstatning for eksisterende ledning
- bygge ny ledning i tillegg til eksisterende
- en kombinasjon

De ulike alternativene må vurderes mot hverandre for å finne den mest samfunnsmessig rasjonelle løsningen. Kapasitet for tilknytning vil avhenge av endelig nettløsning.

Borgund–Øvre Årdal har vært utredet flere ganger tidligere uten at det er funnet samfunnsmessig rasjonelt, men det kan være rasjonelt dersom forbruksveksten

blir stor. Dette vil i så fall binde sammen Indre Sogn og Hallingdal. Nye nettanlegg vil bygges for 420 kV drift, men når det blir aktuelt med 420 kV drift i Indre Sogn vil avhenge av flere forhold.

2.3 SAMFUNNSMESSIG RASJONALITET

Vurdering av samfunnsøkonomi i Statnetts planlegging

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av transmisjonsnettene og redegjør for lønnsomhet av nye tiltak iblant 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 transmisjonsnettene 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 områdeplanen. Dette gjelder økt transformering i Ørskog, økt transformering i Moskog, Fortun transformatorstasjon og for 420 kV-ledningen Sogndal-Aurland. Statnett har mottatt konsesjon for alle disse tiltakene, med unntak av Fortun (forventes 2023).

Statnett fullførte Ørskog-Sogndal i 2016. Dette var et stort prosjekt som innebar en ny 420 kV-forbindelse gjennom hele området, inkludert flere nye stasjoner. Etter dette har det vært mindre aktuelt med store ledningsforsterkninger i området. Det er derfor ikke gjennomført noen større analyser med tanke på dette. Fokus har vært å få mest mulig nytte ut av investeringer som har vært gjort, slik som å investere i mer transformator kapasitet i de nye stasjonene. Dette har vært og er rasjonelle tiltak for å knytte til mer produksjon.



I Indre Sogn har det vært gjort ulike tekniske og økonomiske analyser ved flere anledninger. Dette har i stor grad handlet om å gjøre mindre tiltak, slik som temperaturoppgradering, og bruk av systemansvarliges virkemidler, for å knytte til mer produksjon. På denne måten får vi utnyttet dagens anlegg best mulig, på en rasjonell og god måte.

Nå i arbeidet med områdeplanen ser vi imidlertid at det sannsynligvis må større grep til for å kunne legge til rette for stor økning i forbruk, og eventuelt også produksjon. Det er derfor vi peker på behov for ytterligere analyser og mulige, nye nettførsterkninger. Dette gjelder både Indre Sogn og andre deler av Sogn og Fjordane. Enkelte av nettførsterkningstiltakene vi har pekt på i målnett er drevet av enkeltaktører og er derfor anleggsbidragspliktig, se også kapittel 3. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for tiltakene vil vurderes nærmere før investeringsbeslutning.

Gjennomføring av tiltakene er avhengig av at det gis konsesjon

Fremdriften på nettførsterkningstiltakene 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.

3. OMRÅDEPLAN-TRINNVIS UTVIKLING

Statnett planlegger omfattende tiltak og i dette kapitlet beskrives tiltakene i en trinnvis utvikling frem mot målnett. Dette er avhengig 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.

3.1 TRINN 1 – TILRETTELEGGING FOR ØKT PRODUKSJON OG ØKT FORBRUK

Trinn 1 inkluderer alle pågående utbygginger, samt konsesjonssøkte tiltak som er planlagt ferdigstilt i løpet av en 5-årsperiode frem mot 2027. Trinn 1 tilrettelegger i hovedsak for å kunne tilknytte mer produksjon i området.

Spenningsoppgradering av Aurland-Sogndal fra 300 til 420 kV

Sogndal–Aurland med fjordspenn over Sogndalsfjorden og Sognefjorden har lenge vært planlagt oppgradert til 420 kV for å økte kapasiteten og binde sammen 420 kV nettet nordover på Vestlandet med 420 kV nettet mot Østlandet. Dette vil i hovedsak skje ved at det bygges en ny ledning parallelt med den eksisterende, som kan rives etter at ny ledning er satt i drift. Ledningen er fra 1975 og moden for reinvestering. I tillegg til oppgraderingen av ledningen er det omfattende utvidelser og fornyelser i stasjonen Aurland 1. Prosjektet har fått konsesjon, og det forventes idriftsettelse av ny 420 kV Sogndal–Aurland i 2025. Hele prosjektet med ny Aurland stasjon forventes idriftsatt i 2027.

Oppgradert ledning vil gi økt kapasitet på forbindelsen Aurland–Sogndal dermed bidra til bedre kapasitet mellom Midt-Norge (NO3) og Vestlandet (NO5).

Økt transformering i Moskog, Ørsta og Ørskog

Statnett har planer om å sette inn ny transformator i flere av transmisjonsstasjonene langs 420 kV ledningen mellom Ørskog og Sogndal. Nye transformatorer idriftsettes i tidsrommet 2023–2026. Ny transformator i Moskog legger til rette for ny produksjon. Nye transformatorer i Ørskog og Ørsta kommer som følge av forbruksutvikling i underliggende regionalnett.

Ny Fortun stasjon

Fortun stasjon er viktig for kraftproduksjon og industri i indre Sogn. Dagens anlegg har begrenset kapasitet til å håndtere vekst i produksjon og forbruk. Statnett skal derfor bygge ny fullverdig stasjon forberedt for 420 kV som møter planer om økt produksjon i området. Samtidig kan stasjonen utvides i fremtiden for å møte forbruksvekst i Indre Sogn. Det er søkt konsesjon til ny Fortun stasjon og den er til behandling hos NVE.



Foto: Johan Woldengen

Temperaturoppgradering av Sogndal–Leirdøla–Fortun

Statnett er i gang med en temperaturoppgradering 300 kV Sogndal–Leirdøla–Fortun. Sogndal–Leirdøla er planlagt ferdig oppgradert i 2023, mens Leirdøla–Fortun forventes ferdig 2024. Dette vil sammen med ny Fortun stasjon gjøre det mulig å tilknytte ytterligere 100 MW produksjon i Indre Sogn.

3.2 TRINN 2 – KAPASITETSHEVENDE TILTAK

Dersom det kommer økt forbruk, vil tiltakene i trinn 2 øke kapasiteten i dagens nett. Trinn 2 omfatter tiltak som gir økt kapasitet. Tiltakene planlegges igangsatt i løpet av de nærmeste to årene, men dette vil avhenge av behovet for økt kapasitet.

SVC anlegg i Ålfoten

Dersom det kommer store nye forbrukspunkter under transmisjonsnettstasjonene i Nordfjord eller på Sunnmøre vil vi få problemer med å holde strøm- og spenningsgrenser ved utfall av en ledning. Et SVC-anlegg vil gi spenningsstøtte slik at vi i de fleste situasjoner unngår disse problemene. Dette gjør at vi da kan vi åpne for å tilknytte mer forbruk, i størrelsesorden 200 MW. Ålfoten peker seg ut som et hensiktsmessig sted for å plassere SVC-anlegget. Det er plass i stasjonen og det vil være en god plassering for å kunne utnytte SVC-anlegget i ulike driftssituasjoner. Optimal plassering av SVC-anlegget vil imidlertid avhenge av hvor forbruket etablerer seg.

Forsterket forsyning til indre Sogn

Det er i dag produksjonsoverskudd i indre Sogn og det er begrenset nettkapasitet både inn og ut av område med en 300 kV transmisjonsnettsledning. Dersom det kommer forbruk på mer enn om lag 100 MW her vil det utløse behov for å forsterke nettet. Det er imidlertid ulike systemløsninger som kan løse behovene ved økt forbruk. Økt forbruk vil derfor utløse en konseptvalgutredning for å konkludere med hvilket nettforsterkningstiltak som bør gjennomføres.

3.3 TRINN 3 – YTTERLIGERE NETTFORSTERKNINGER UTLØST AV HØY FORBRUKSVEKST

Ytterligere forbruksvekst vil føre til at vi må vurdere å forsterke nettet enten fra nord eller sør. På sikt kan det bli nødvendig med en ny gjennomgående forbindelse.

Ny nettkapasitet inn til Sogn og Fjordane og Sunnmøre

Dersom det kommer økt forbruk utover om lag 500 MW i Sogn og Fjordane eller 400 MW i Sunnmøre må Statnett vurdere forsterkninger i transmisjonsnettet inn til område. Foreløpige analyser tyder på at en trinnvis dublering enten sørover fra Viklandet/Ørskog i nord, eller nordover fra Sogndal i sør, vil kunne bidra til å løfte

kapasiteten i store deler av området. Dette vil avhenge av hvor forbruket kommer, og det vil bli behov for ytterligere analyser og konseptvalgutredning for å slå fast hvilken nettløsning som er mest rasjonell.

Grov stasjon

Grov er i dag en regionalnettstasjon som er viktig for forsyningen av Florø-området. Ved økt forbruk utover det som kan håndteres i regionalnettet det være aktuelt å etablere transmisjonsnettstasjon mellom Ålfoten og Moskog. Grov kan være en mulig plassering av et nytt transmisjonsnettpunkt. En ny stasjon ved Grov kan også være aktuelt tilknytningspunkt for havvind.



4. SAMLET FREMSTILLING AV TILTAK OG PROSJEKTER

Lang ledetid for tiltak som inkluderer nye ledninger er en utfordring. Ledetid fra planlegging til realisering av nye ledningsprosjekter er 7-12 år, der konsesjonsbehandling hos myndighetene erfaringsvis tar flere år.

4.1 VIKTIGSTE/STØRSTE TILTAK MED OPPSTART FREM TIL 2030

Pågående prosjekter

Prosjekt	Beskrivelse	Fase *	Forventet konsesjon	Forventet driftsatt
Ørsta økt transformering	Kapasitet	0	2024	2 –3 år etter mottatt konsesjon
Ledning Aurland–Sogndal Oppgradering til 420	Økt kapasitet	3	Mottatt 2022	2025**
Fortun ny stasjon	Reinvestering og kapasitet	2	2023	2 –3 år etter mottatt konsesjon
Ørskog økt transformering	Økt kapasitet	3	Mottatt 2022	2024
Indre Sogn Temperaturoppgradering	Kapasitet	3	NA	2024
Moskog økt transformering	Kapasitet	3	Mottatt 2021	2023
Ørskog Sogndal Restarbeider	Utbedring	3	Mottatt 2022	2023

* 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.

** Ledningen forventes satt i drift i 2025, mens hele prosjektet inkludert Aurland 1 stasjon forventes ferdig i 2027

Tiltak med forventet oppstart 2023-2024

Tiltak	Beskrivelse	Forventet Prosjektoppstart	Forventet driftsatt
SVC i Ålfoten	Kompensering	2024	2 år etter mottatt konsesjon



Tiltak med foreslått oppstart fra 2025

Tiltak	Beskrivelse	Forventet driftsatt
Nettforsterkning av 420 kV fra Ørskog eller Sogndal *	Økt kapasitet	Før 2040
Nettforsterkning Indre Sogn *	Økt kapasitet	Før 2035
Ny stasjon Grov **	Økt kapasitet	Før 2040

*Krever at det utarbeides KVU.

**Forutsetter etterspørsel

I tillegg er det etablert prosjekter på reinvestering av kontrollanlegg for følgende anlegg: Sykkylven Ørsta, Høyanger, Moskog, Sogndal og Ålfoten.

4.2 VIDERE ARBEID

Vi ser behov for en konseptvalgutredning i indre Sogn på bakgrunn av at det kan komme store forbruksøkninger her. Dagens 300 kV-ledning har begrenset kapasitet til å håndtere både ny produksjon og store forbruksøkninger, i tillegg stopper transmisjonsnettet i Fortun, mens det er ønske om økt forbruk i Øvre Årdal. I en konseptvalgutredning vil vi se på ulike løsninger for å håndtere stor forbruksvekst og tilrettelegge for ny produksjon.

Dagens nett 420 kV nett fra Sunnmøre til Sogndal tåler en god del økning både av forbruk og produksjon. Samtidig er både plassering av nytt forbruk og produksjon og størrelse viktig for hva som kan etableres uten at nettet må forsterkes ytterligere fra nord eller sør. Vi må følge opp eksisterende tilknytningssaker og må vurdere om målnettets er tilstrekkelig.

Vi vil tilrettelegge for utvikling av havvind også i Områdeplan *Sogn til Sunnmøre*, men dette antas komme lengre frem i tid.

God systemutnyttelse blir enda mer sentralt fremover, og tilknytning av forbruk og produksjon på vilkår blir mer aktuelt. Ved avtaler om hurtig utkobling med bruk av nett- og systemvern er det kritisk at det effektueres raskt for å sikre god kontroll i driften av kraftsystemet. Dette forutsetter gode og effektive verktøy.



Foto: Johan Willhagen

Statnett

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