

Statnett

Nettutviklingsplan 2021



Statnetts samfunnsoppdrag

Verden endrer seg, men Statnetts oppdrag er klart:

Sikker strømforsyning og bærekraftig verdiskaping.

Som systemansvarlig nettselskap har Statnett ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet og at det til enhver tid er balanse mellom produksjon og forbruk av elektrisk kraft. Vi skal sørge for en sikker drift og effektiv kraftforsyning ved å utvikle fremtidens nett, markeds- og driftsløsninger på en samfunnsmessig rasjonell måte.

Statnetts samfunnsoppdrag og roller er definert gjennom lover, konsesjoner og eierstyring. Dette gir rammer for våre vurderinger og retningsvalg.

Forord



Omstillingen til nullutslippssamfunnet skyter fart, og etterspørselen etter fornybar kraft øker. Stadig flere ønsker å knytte ny næringsvirksomhet til nettet eller øke eksisterende uttak. Statnett planlegger derfor for at forbruket kan vokse betydelig; opp mot 220 TWh i 2050 sammenlignet med 140 TWh i dag. Utfallsrommet for forbruksøkningen er stort. For å møte tempoet i utviklingen har Statnett etablert en ny strategi: *Det grønne taktskiftet*.

Nettutviklingsplanen er, sammen med System- og markedsutviklingsplanen, sentrale verktøy for å sette strategien ut i livet. Planene viser hvilket ambisjonsnivå som er nødvendig for å utvikle et robust kraftsystem som sikrer at Norge er godt posisjonert for å møte det grønne skiftet. Netutviklingsplanen 2021 beskriver hvilke tiltak som er prioritert i den kommende perioden. Transmisjonsnettet skal forsterkes og fornyes internt i regioner, mellom regioner og til landene rundt oss. Planen inkluderer også utvikling av havnett på norsk sokkel.

Samtidig med publisering av Netutviklingsplanen 2021 publiserer Statnett *Analyse av Transportkanaler*. Til sammen utgjør disse rapportene den offentlige versjonen av kraftsystemutredningen for transmisjonsnettet, der krav til innhold og form er regulert gjennom forskrift om energiutredninger.

I tiden som kommer står kraftnæringen overfor en stor omstilling og viktige oppgaver. For å møte det grønne taktskiftet må vi planlegge mer helhetlig, utnytte kraftsystemet, markedet og nettet enda bedre og jobbe basert på ny teknologi og digitale prosesser for å levere sikker forsyning og bærekraftig verdiskaping.

For å sikre en rasjonell utvikling av kraftsystemet er Statnett avhengig av tett dialog og samarbeid med kunder, interessenter og regionale nettselskap. Årets Netutviklingsplan følger opp de områdevisse kraftsystemmøtene som ble avholdt våren 2021, og Statnett vil fortsette dialogen gjennom felles regionale møter og bilateral dialog med aktørene.

God lesning!

Hilde Tonne

Konsernsjef

Aurland



Sammendrag

Det grønne taktskiftet skjer nå. Statnett skal legge til rette for forsyningssikkerhet, elektrifisering og ny grønn verdiskaping. Vi skal sikre tilstrekkelig kapasitet i nettet til ny produksjon, økt forbruk og ny næringsvirksomhet, og på den måten være en muliggjørere i det grønne skiftet. Omstillings-tempoet er kraftig forsterket siden forrige Nettutviklingsplan ble offentliggjort i 2019. EUs «Klar for 55»-pakke, FN's sjette klimarapport fra IPCC og den sterke økningen i CO₂-prisene bekrefter utviklingen. I tillegg til konkretisering av klimamålene, gjør teknologiutvikling at mye ny grønn industri er under rask etablering. Statnetts langsiktige markedsanalyse legger til grunn at forbruket kan bli opp mot 220 TWh årlig i 2050, mot 140 TWh i dag. Den tydelige tempoøkningen i kraftforbruk vil kreve mer kraftproduksjon, og utviklingen innen havvind er sentral i dette.

I årets Nettutviklingsplan har vi **seks hovedbudskap:**

- Vi planlegger for å møte en forbruksvekst opp mot 220 TWh i 2050
- Vi øker tempoet i nettutviklingen, og planlegger spenningsoppgradering til 420 kV i regioner med stor aktivitet og alle transportkanaler innen 2040
- Vi planlegger for havnett både som systemansvarlig og planlegger, og legger til rette for en første hybridforbindelse innen 2030
- Vi etablerer områdeplaner som viser målnett i regionene og koordinerer system- og anleggstiltak, reinvesteringer og ny kapasitet – i tett samarbeid med regionale nettselskaper
- Vi utøver en aktiv planrolle for å sikre rasjonell nettutvikling og tilknytning
- Vi samarbeider med bransjen innenlands og utenlands for å løse samfunnsoppdraget vårt

Energisystemet står overfor radikale omstillinger. Det høye tempoet i elektrifiseringen som vi har opplevd det siste halvannet år vil fortsette. Nettutviklingsplanen 2021 viser hvilket ambisjonsnivå som er nødvendig for å møte utviklingen. Samtidig skjer endringene fort, årets plan vil modnes over tid, og rekkefølgen av tiltak kan bli endret.

Statnett skal sørge for en sikker drift og effektiv kraftforsyning ved å utvikle fremtidens nett-, markeds- og driftsløsninger på en samfunnsmessig rasjonell måte. Vi skal legge til rette for bærekraftig verdiskaping ved å balansere samfunnsøkonomiske, sosiale og miljømessige hensyn. I tillegg vil vi samarbeide tettere med netteiere, myndigheter og aktører for å sikre at utviklingen av tiltak holder tritt med utviklingen i behovene.

Elektrifisering, verdiskaping og aldrende nett driver nettutviklingen

Det grønne skiftet innebærer en sterk vekst av kunder som ønsker å knytte seg til nettet. I perioden 2010–2018 var typisk forbruksvekst på under 1 % per år. Siden forrige Nettutviklingsplan er det forespurt volum som tilsvarer en årlig vekst på 5–10 % i enkelte regioner. Størst aktivitet ser vi ut mot kysten og rundt de store byene. Siden Nettutviklingsplanen 2019 har vi behandlet nesten 11 000 MW økt volum, der omtrent alt er forbruk. Stor forbruksvekst er ikke realistisk uten økt produksjon, og vi forventer at havvind vil stå for en betydelig andel av denne. Forsyningssikkerheten vil bli utfordret hvis mye forbruk kommer uten vekst i produksjon og nettkapasitet.

Transmisjonsnettet består av nærmere 11 500 km ledning, 2 000 km kabel og 200 stasjoner. Siden 2010 har vi bygget og oppgradert mer enn 2 000 km ledning, tre mellomlandsforbindelser og mange stasjoner som til sammen har bedret forsyningssikkerheten, muliggjort økt forbruk og produksjon og økt verdiskapingen av norsk vannkraft. De gjennomførte utbyggingene gir oss et godt utgangspunkt for videre nettutvikling. Vi har også overtatt en rekke anlegg som følge av endringer i energiloven når det gjelder utstrekning av og eierskap til transmisjonsnettet.

Økt belastning og aldrende anlegg bidrar likevel til forhøyet risiko for avbrudd i strømforsyningen i flere områder. Vi planlegger derfor omfattende vedlikehold og fornyelser for å opprettholde anleggenes funksjon og sikre høy tilgjengelighet. Til nå har fornyelsesbehovet vært størst for stasjoner og kabler, som har kortere teknisk levetid enn luftledninger. Utover på 2030-tallet venter vi i tillegg økt behov for å fornye luftledningene. Fornyelsesbehovet gir muligheter for en forutsigbar oppgradering av transmisjonsnettet også i områder med usikre forbruksplaner.

Helhetlig planlegging og tett samarbeid er sentralt for å møte klimamålene

Statnett balanserer mange hensyn for å sikre et velfungerende kraftsystem og et robust nett. Nettutbygging krever god planlegging og ledetidene er per i dag lange. For å sikre tempo i omstillingen er det derfor sentralt at vi klarer å utnytte systemet på en god måte gjennom system- og markedstiltak. Vi planlegger for et transmisjonsnett på 420 kV som grenser til et regionalnett på 132 kV. En kostnadseffektiv og rasjonell utvikling av kraftsystemet krever at vi ser system- og anleggsutviklingen i sammenheng og på tvers av nettnivå.

Fremover skal vi samle og koordinere behovene for økt kapasitet, fornyelse og vedlikehold samt markeds- og driftstiltak i felles områdeplaner. Planene vil bli utarbeidet i samarbeid med regionale nettselskap og andre berørte aktører. I tillegg vil vi være en tydelig premissgiver ved å lede kunder mot sterke punkter i nettet og kommunisere hvilke muligheter våre planer legger til rette for. Områdeplanene skal beskrive hvordan nettet i et område skal se ut og hvilke system- og markedstiltak som kan bedre driften og frigjøre kapasitet. Planene skal vise en fremrykning mot et robust mål bilde som sikrer at nettet kan ivareta forventet vekst.

Økt tempo krever at myndighetsprosesser legger bedre til rette for det grønne taktskiftet og at tilgrensende netteiere også gjør nødvendige nettinvesteringer. Regjeringen har satt ned et utvalg

som skal vurdere tiltak som vil påvirke nettselskapenes rammebetingelser og handlingsrom. Statnett vil være tydelige på hvilke tiltak som må til for å holde tritt med det grønne taktskiftet og hvordan Statnett skal forbedre egne prosesser for å sikre en effektiv utvikling

Vi investerer for å møte det grønne taktskiftet

Frem til 2030 anslår vi å investere 60–100 milliarder, inkludert investeringer i havnett. Usikkerheten etter 2030 øker, men vi anslår at gjennomsnittlig årlig investeringsnivå vil fortsette i samme størrelsesorden. Økningen fra Nettutviklingsplanen 2019 kommer som følge av høyere tempo i forbruksutviklingen og kostnader knyttet til havnett. I tillegg forventer vi, utover 60–100 milliarder, 1,5–2 milliarder kroner årlig til oppkjøp av nett, mindre reinvesteringer og IT-prosjekter.

Nedre del av investeringsnivået er gitt av tiltak knyttet til et forutsigbart fornyelsesbehov. Øvre del avhenger av hvor raskt forbruket øker, og hvor nytt forbruk og ny produksjon blir lokalisert. Storstilt havvindutbygging kan også føre til mer omfattende investeringer på land enn vi har tatt høyde for. I tillegg kan en krevende leverandørsituasjon og økte materialkostnader presse prisnivået og dermed øke øvre del av utfallsrommet ytterligere.

Vår ambisjon er at alle storbyer og områder med høy aktivitet har et ferdig oppgradert nett på 420 kV innen 2040. I tillegg skal alle de store transportkanalene, som knytter elspot-områdene sammen, være på 420 kV innen samme tidspunkt. For Stor-Oslo, Sør-Rogaland, Bergen og omland og Haugalandet planlegger vi å være ferdig rundt 2035. Vi skal også gjennomføre et stort antall større og mindre stasjonsfornyelser i samme periode.

Transmisjonsnettets del av nettleien for alminnelige forbrukere forventes å øke fra dagens nivå på 6,1 øre/kWh (2020-tall, i 2021 var tariffen redusert pga. korona) til 6,6 øre/kWh i 2030 (reelt). Investeringskostnader og flaskehalsinntekter vil ha størst innvirkning på tariffnivået. Økningen for alminnelige forbrukere vil øke mindre enn det totale kostnadsbildet fordi regningen fordeles på flere kunder og fordi vi forventer en økning i innen- og utenlandske flaskehalsinntekter. De økte kostnadene i kraftsystemet må også ses i sammenheng med at elektrifiseringen vil bidra til økt energieffektivitet i samfunnet, bortfall av kostnader til fossilt drivstoff og klimagevinstene som oppnås. Forbrukernes totale energikostnad vil trolig synke selv om nettkostnaden øker noe.

Transportkanaler: Trinnvis forsterkning av de store transportkanalene

Transportkanalene knytter elspotområdene sammen og er også viktig for forsyningssikkerhet regionalt og lokalt. Økte flaskehals og prisforskjeller bidrar til at det er lønnsomt å spenningsoppgradere disse før de når teknisk levetid. I praksis vil dette i mange tilfeller også være nødvendig for å knytte til mer forbruk og produksjon. Vi planlegger en trinnvis oppgradering av kanalene, som hensyntar utkoblingsmuligheter.

Vi er allerede godt i gang med å planlegge oppgradering av transportkanalen i Midt-Norge, 420 kV Åfjord–Snilldal, ut av Sogndal mot Aurland og Modalen og mellom Fåberg og Oslo. Spenningsoppgradering av 300 kV Modalen/Samnanger-Sauda er den neste på planen. Oppgraderingen vil redusere prisforskjellene i hele Sør-Norge, styrke forsyningssikkerheten på Vestlandet og legge til rette for mer forbruk, spesielt i bergensregionen. Neste tiltak for transportkanalene vil være å øke kapasiteten mellom dagens prisområder NO2 (Sørlandet) og NO1 (Østlandet). Det vil imidlertid være viktig å se tiltak som øker kapasiteten mellom disse områdene i sammenheng med det økende overføringsbehovet internt i NO2. Vi ser spesielt at mer industri i østlige deler av NO2 og havvind i Sørlige Nordsjø II gir økte flaskehals inn til Grenlandsområdet fra sør. For å få effekt av mer kapasitet mot det sentrale Østlandet, må derfor kapasiteten i nettet sør og vest for Grenland også økes. Øvrige transportkanaltiltak ligger lenger ut i tid, og det kan bli nødvendig å oppgradere i trinn.

Nord: Kan bli behov for omfattende netttiltak ved stor forbruksvekst

Nord for Tunnsjødal er forsyningssikkerhet og tilknytning av forbruk drivende for nettutviklingen. Tidligere har det vært planer om å etablere vindkraft i Nord-Norge, og flere av disse er nå realisert. De senere årene har vi opplevd økende etterspørsel for å etablere ny industri, samt elektrifisere olje- og gassnæring og transport. De største forbruksplanene er lokalisert i Finnmark og Mo i Rana. Vi forventer at det blir nødvendig med omfattende tiltak i området, der fornyelsesbehovet vil være grunnleggende for utviklingen. 132 kV vil fremdeles bli videreutviklet i flere områder, i tillegg til nye 420 kV-tiltak. Oppgradering av transportkanalen mellom Trøndelag og Nordland ligger nærmere 2040.

Siden 2010 har vi etablert 420 kV helt opp til gamle Finnmark fylke. I tillegg har vi spenningsoppgradert 300 kV-ledningen mellom Nedre Røssåga og Namsos og gjennomført flere stasjons-tiltak. I sum har tiltakene økt kapasiteten for tilknytning av forbruk og produksjon, samt styrket forsyningssikkerheten i hele Nord-Norge.

Vi er i gang med videreutvikling av 420 kV-nett i Finnmark. Nye 420 kV-ledninger fra Skaidi til Hammerfest, og til Adamselv og Varangerbotn vil øke kapasiteten internt i Finnmark og legge til rette for noe mer forbruk og produksjon. Vi planlegger også flere stasjonsfornyelser for å sikre forsyningssikkerheten lokalt. Kapasiteten i området er imidlertid begrenset av kapasiteten inn til Finnmark, og det er behov for å øke kapasitet inn til området for å møte forbruket. Tidligere utredninger har vist at en ekstra forbindelse fra Balsfjord og nordover kan være aktuelt. Bedre utnyttelse av kapasiteten mot Finland er også en prioritert oppgave.

I Lofoten/Vesterålen har Statnett, i samarbeid med regionale nettselskap, utarbeidet en trinnvis strategi for videreutvikling av nettet på 132 kV. Som neste trinn etter 132 kV Kvandal-Kanstadbotn planlegger vi ny ledning for å øke kapasiteten i området ytterligere. Vi planlegger også mange kabel- og stasjonsfornyelser. På Helgeland planlegger vi ny stasjon i Rana. Sammen med løsning på flimmerproblematikken, vil en ny stasjon øke kapasiteten og styrke forsyningssikkerheten i området. En ny 420 kV-ledning er nødvendig hvis det kommer veldig stort forbruk. Summen av forbruksplaner kan gi behov for omfattende tiltak i Nord. Omfanget av tiltak øker jo lenger nord forbruket lokaliseres. Utover nevnte tiltak nord for Balsfjord, kan det bli nødvendig med en videre forsterkning mellom Nedre Røssåga og Ofoten hvis mye forbruk blir realisert.

Midt: Videreutvikler 420 kV-nett i hele regionen for å møte forbruksplaner

Region Midt består av fylkene Trøndelag og Møre og Romsdal. Siden 2010 har vi spenningsoppgradert store deler av 300 kV-nettet inn til og gjennom regionen, samt bygget nye ledninger ut mot kysten av Trøndelag og mot Sverige. Tiltakene har bedret forsyningssikkerheten og tilrettelagt for vindkraftutbyggingen som har vært i området. De senere årene har det kommet en rekke planer om etablering av ny industri og elektrifisering, noe som øker forbruket raskt. I tillegg kommer vekst i alminnelig forbruk og fornyelsesbehov rundt særlig Trondheim by. Vi planlegger flere tiltak for å øke kapasiteten og fornye nettet. 300 kV vil bli erstattet med nye 420 kV-ledninger, og nye ledninger vil bli bygget i områder med lite tilgjengelig kapasitet. Transportkanalen gjennom området vil være på plass rundt 2027.

Statnett er godt i gang med planlegging av tiltak som vil øke kapasiteten i området. Vi har startet opp byggeprosjekt for å knytte sammen 420 kV-stasjonene Åfjord og Snilldal. Sammen med denne, planlegger vi økt kapasitet med oppgradering til 420 kV på eksisterende forbindelse mellom Surna og Viklandet. Tiltakene vil tilrettelegge for mer forbruk og produksjon langs kysten av Trøndelag. Vi har også gjennomført en utredning for Stor-Trondheim i samarbeid med Tensio. Målnettet for Trondheimsområdet er gjennomgående 420 kV, der første tiltak er fornyelse og økt kapasitet i eksisterende og nye stasjoner. Tiltakene vil håndtere både kapasitets- og fornyelses-

behov. Det kan være mulig å forenkle resterende 300 kV-nett når alle de planlagte tiltakene er realisert.

Det er ikke tilgjengelig kapasitet i nettet for tilknytning av mer forbruk på Nordmøre og i Romsdal. Statnett har dermed, i samarbeid med Istad og NEAS, vurdert flere konsepter for fremtidig forsyning av området. Statnett planlegger å gå videre med 420 kV-tiltak ut mot kysten. Frem til økt ledningskapasitet er på plass, vil vi øke transformeringskapasiteten lokalt i flere stasjoner og benytte markeds- og systemvirkemidler for å kunne tilknytte noe mer forbruk.

Vest: Høyt prioriterte tiltak langs kysten av Vestlandet

Region Vest består av Vestland fylke og Rogaland nord for Boknafjorden. Nettkapasiteten i regionen er styrket med flere nye ledninger inn til og internt i bergensregionen siden 2010. Tempoet i elektrifiseringen har gått raskt og enda raskere enn vi hadde forutsett for få år siden. I bergensregionen kan det bli en dobling av dagens forbruk, der det meste er elektrifisering av olje- og gassnæring og etablering av ny industri langs kysten. På Haugalandet er det også planer om industrietableringer, og det kan komme innslag av havvind fra kysten. På kort og mellomlang sikt planlegger vi flere store nettiltak, i tillegg til systemdriftstiltak, for å møte forbruksplanene langs kysten. Både fornyelse av 300 kV-nett og nybygging vil være nødvendig for å møte forbruksutviklingen. Vi begynner oppgradering av transportkanalen nordfra, og fortsetter fra sør.

I bergensregionen planlegger vi derfor, utover systemdriftstiltak, omfattende tiltak på 420 kV i tråd med konseptvalgutredningen vi har gjennomført for området. De første tiltakene er fornyelser og økt kapasitet i flere stasjoner, samt økt kapasitet på kabler i ytre deler av området. De neste tiltakene er spenningsoppgradering/-heving fra Sogndal via Modalen til Kollsnes, samt transportkanalen sørover mot Sauda. Neste steg vil innebære en ny forbindelse til Kollsnes, før vi spenningsoppgraderer resterende 300 kV-nett til 420 kV i området. Vi avventer nå OEDs behandling av konseptvalgutredningen for bergensregionen.

Statnett har søkt konsesjon på ny 420 kV-ledning fra Blåfalli til en ny Gismarvik stasjon på Haugalandet. Med ledningen vil det være mulig å knytte til mer forbruk på Haugalandet. I tillegg vil Gismarvik bli en viktig stasjon for tilknytning av havvindproduksjon fra Utsira Nord. Neste steg på Haugalandet vil være ny 420 kV-ledning ut mot kysten, og fornyelsesbehov gjør at vi forventer at dette blir til erstatning for én av 300 kV-ledningene fra Sauda.

Sogn og Fjordane skiller seg fra de øvrige områdene. Her forventer vi økende kraftoverskudd, og det er flere planer om etablering av ny kraftproduksjon. Vi planlegger oppgradering av flere stasjoner for å møte produksjonsplanene. I Odda har vi startet opp igjen stasjonsprosjekt for å realisere tilknytning av nytt forbruk, i dialog med aktør som utløser tiltaket.

Sør: Summen av forbruk og produksjon påvirker nettet på hele Sør- og Østlandet

Region Sør dekker fylkene Rogaland sør for Boknafjorden, Agder og Vestfold og Telemark. Siden 2010 har vi økt utvekslingskapasiteten mot utlandet med flere mellomlandsforbindelser. Vi har også bygget nye 420 kV-korridorer gjennom området. Korridorene styrker forsyningssikkerheten, tilrettelegger for ny kraftproduksjon og effektiv utnyttelse av mellomlandsforbindelsene. De senere årene har det kommet til store forbruksplaner langs kysten og rundt Grenland. Flere av planene har kommet bare det siste året. I tillegg vil havvind fra Sørlige Nordsjø II bli tilknyttet området. Summen av havvindproduksjon og nytt forbruk vil påvirke flyt, flaskehals og kraftsystemutviklingen på hele Sør- og Østlandet. Vi forventer at området vil bli preget av mye nybygging også i tiden fremover – både oppgradering av gammelt 300 kV-nett, og nye 420 kV-ledninger.



Statnett er i gang med å styrke forsyningsikkerheten til Sør-Rogaland med ny 420 kV-ledning fra Lyse til Fagrafjell. Forsyningsikkerheten på Nord-Jæren er heller ikke tilfredsstillende, og vi har derfor meldt en ny 420 kV-ledning fra nye Fagrafjell stasjon til Bærheim stasjon. Nevnte tiltak gir imidlertid ikke nok kapasitet til å dekke kjente forbruksplaner. Vi planlegger derfor spenningsoppgradering av 300 kV-ledningene sørfra til Fagrafjell, for å øke kapasiteten inn til området.

De store planene om etablering av ny industri i Agder vil i første omgang gi behov for lokale tiltak med økt transformeringskapasitet i flere stasjoner og ny stasjon i Kristiansand. Summen av planer vil på sikt kunne utløse behov for en større ledningsforsterkning internt i fylket.

Mye av de gamle 300 kV-anleggene til Statnett finner vi i Vestfold og Telemark. Det er også store planer om etablering av ny industri rundt Grenland, helst øst i fylket. Statnett er i gang med å planlegge økt transformeringskapasitet og nye stasjoner for å håndtere fornyelsesbehov og forbruksplaner. Neste steg vil kunne innebære en større ledningsoppgradering mot Oslo-området. En slik oppgradering må ses i sammenheng med flaskehals mellom NO1-NO2 og tilknytning av havvind fra Sørlige Nordsjø II. Statnett planlegger å gjennomføre en større «Sørlandsstudie» i tiden framover.

Øst: Vi fortsetter oppgraderingen av nettet rundt Stor-Oslo

Region øst dekker Innlandet, Viken og Oslo. Statnett har over lenger tid jobbet med å oppgradere nettet i Stor-Oslo, og vi har i dag flere prosjekter under gjennomføring i forbindelse med oppgradering og kapasitetsøkning. Tidligere har det blitt etablert en del vindkraft i Innlandet, samtidig som forbruket rundt Oslo har hatt en vekst. De siste årene har det kommet flere planer om industrietableringer i Viken og Innlandet. I tillegg forventer vi videre vekst i alminnelig forbruk, særlig til Stor-Oslo. Nettutviklingen påvirkes også av flyten gjennom området mot Sverige. I tillegg er 300 kV-nettet noe av det eldste Statnett eier, og tilstanden på anleggene tilsier at fornyelser må prioriteres høyt. Tiltakene fremover vil for det meste være bygging av nye 420 kV-ledninger til erstatning for dagens 300 kV.

I Stor-Oslo planlegger vi videre oppgradering av nettet. Nylig fikk vi konsesjon på ny 420 kV-ledning mellom Hamang, Bærum og Smestad, og vi planlegger å sende melding for ny 420 kV-ledning mellom Fåberg og Oslo. I Hallingdal planlegger vi i første omgang fornyelse av stasjoner og vurdering av stasjonsstruktur i forbindelse med dette.

Tidspunkt for oppgradering av resterende 300 kV-nett i området avhenger av fornyelsesbehov og forbruksutviklingen. Vi forventer at oppgradering av 300 kV-ledningene rundt Flesaker og østover vil komme først. I Viken sør (tidligere Østfold) kan summen av forbruksplaner fremskynde fornyelse og spenningsoppgradering.

Mellomlandsforbindelser og havnett: Vi planlegger for havvind innen 2030

Statnett setter i drift to mellomlandsforbindelser på totalt 2 800 MW til Tyskland og England i 2021. Det er viktig for Statnett å få erfaring med hvordan dette påvirker systemdriften før det vurderes om kapasiteten eventuelt økes ytterligere. Samtidig er økt overføringskapasitet mellom land avgjørende for at Europa skal nå sine klimamål og Statnetts kabler har en solid samfunnsøkonomisk nytte for Norge. Gjennom rapportene Nordic Grid Development Perspective 2021 og ENTSO-Es Europeiske Plan 2022 (TYNDP 2022) analyseres fremtidsbehovet for nye forbindelser.

Fallende utbyggingskostnader og økende karbon- og kraftpriser gjør at havvind i Sørlege Nord-sjø II trolig blir lønnsomt allerede før 2030. Statnetts analyser viser at en hybrid nettløsning – som knytter havvind til Norge og et annet land – er vesentlig mer samfunnsøkonomisk lønnsom enn en radiell tilknytning, blant annet på grunn av den relativt korte avstanden til andre land. Det er også bred enighet mellom aktørene i bransjen at hybridforbindelser er nødvendig for at havvindutbyggingen skal være lønnsom. Vi planlegger for at én hybridforbindelse (HVDC) skal kunne være ferdig innen 2030.

Utbygging av hybridforbindelse har lang ledetid og utvikling av løsning må starte før det er bestemt hvilke aktører som får konsesjon for å bygge havvind. For å sikre en rasjonell utvikling av havnettet må drift og utvikling av nettet på land og til havs ses i sammenheng, inkludert plassering av ny produksjon og forbruk. Offshore-forbindelser vil påvirke flyt og flaskehals i nettet på land, og det kan bli behov for innenlandske investeringer som beskrevet over. Det er sannsynlig med en videre utbygging av havvind etter 2030, som kan ytterligere øke behovet for innenlandske nettførsterkninger.

Flere av de eksisterende mellomlandsforbindelsene når teknisk levetid kommende tjue år. En utbygging må vurderes av begge land før en eventuell investeringsbeslutning. Vi er i gang med en forstudie som skal vurdere om og når det kan bli aktuelt med en reinvestering av de eldste kabelforbindelsene mellom Norge og Danmark. En eventuell reinvestering må ses i sammenheng med utviklingen av havvind, havnett og forbruksutviklingen på land. Også mellom Norge og Sverige ser vi økende flyt og flaskehals, særlig i Nord-Norge ved stor forbruksvekst.



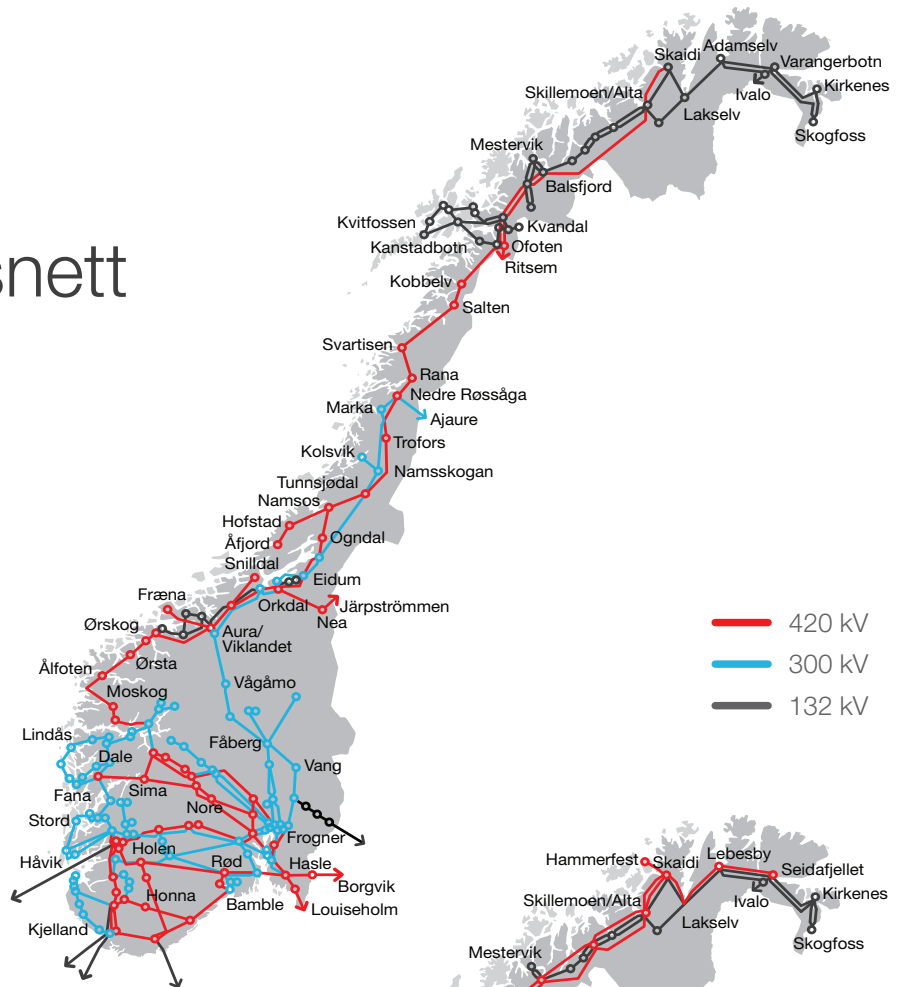
Innhold

Forord	3
Sammendrag	5
1 Dagens kraftsystem og historisk utvikling	16
1.1 Vi har blitt tettere integrert med det europeiske kraftmarkedet	17
1.2 Vi optimaliserer driften av kraftsystemet	17
1.3 Statnett sin anleggsmasse har økt kraftig de siste årene	18
1.4 Leveringspåliteligheten i dag er på et grunnleggende høyt nivå	20
1.5 Historisk utvikling innen produksjon og forbruk	21
1.6 Effekt- og energibalanser i normalåret 2021	24
1.7 Historisk utvikling innen kraftpriser	27
1.8 Historisk utvikling innen flyt i transportkanalene og flaskehals	29
2 Utviklingstrekk og drivere for nettutvikling	36
2.1 Overordnet langsiktig markedsutvikling	37
2.2 Vi har et høyt og vedvarende fornyelsesbehov	43
2.3 Store forbruksplaner i hele landet – få planer om produksjon i dag	44
3 Samfunnmessig rasjonell nettutvikling	48
3.1 Bærekraft og sikkerhet i alt vi gjør	49
3.2 Helhetlig og langsiktig utvikling med bruk av områdeplaner	50
3.3 Statnett skal være en tydelig premissgiver for elektrifisering og verdiskapning	51
3.4 Nye verktøy gir høyere systemutnyttelse	52
3.5 Utviklingen til havs og på land må sees i sammenheng	52
3.6 Digitalisering og innovasjon gir raskere utvikling, bedre løsninger og økt gjennomføringskraft	53
4 Samlet plan og portefølje mot 2050	54
4.1 De neste fem årene vil investeringsnivået være som tidligere kommunisert	55
4.2 Vi forventer høyere investeringsnivå i tiden 2025–2030	56
4.3 Vi forbereder oss på høyt investeringsnivå frem til 2050	56
4.4 Det er størst usikkerhet for øvre del av investeringsnivået	57
4.5 Høyere nettleie for å tilrettelegge for det grønne skiftet	57

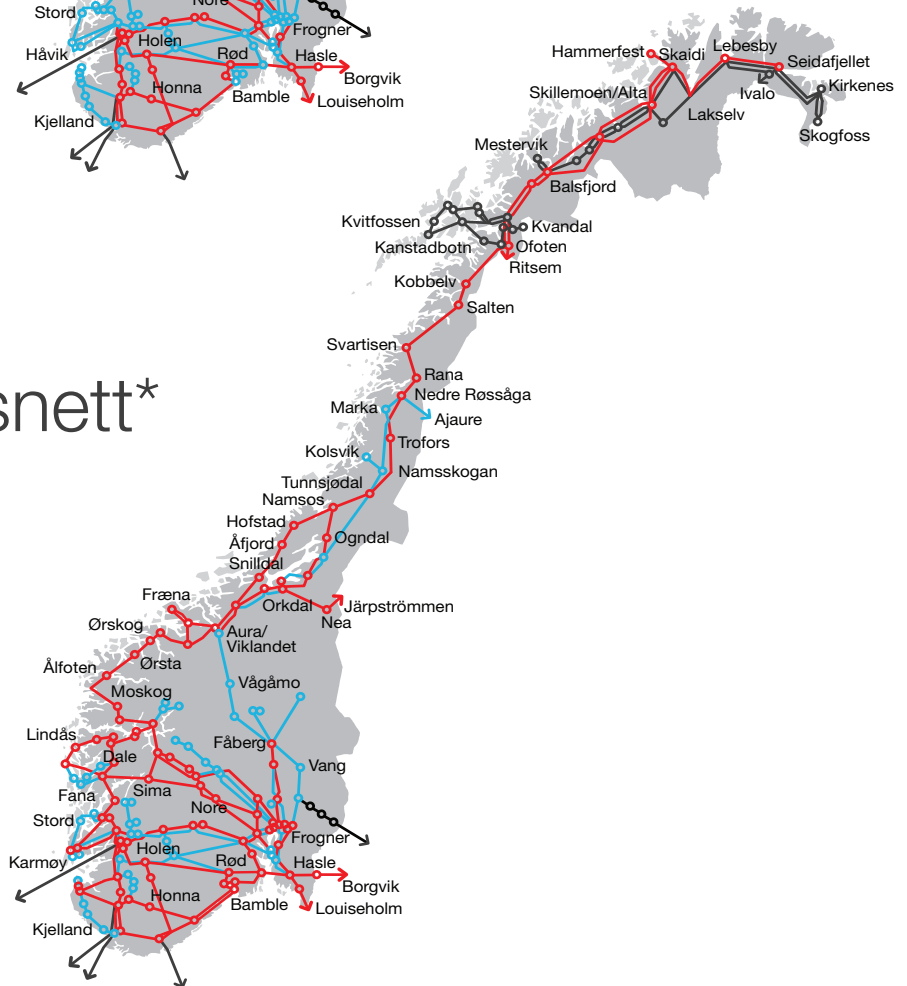


5	Nettutvikling i de store transportkanalene våre	60
5.1	Vi er i gang med å planlegge oppgradering av tre transportkanaler	61
5.2	Summen av mange forhold tilsier at det er lønnsomt å oppgradere transportkanalene	61
6	Nettutvikling i region Nord	64
6.1	Dagens kraftsystem og investeringsbesluttede prosjekter i Nord	66
6.2	Drivere og langsiktige planer i region Nord	67
7	Nettutvikling i region Midt	74
7.1	Dagens kraftsystem og investeringsbesluttede prosjekter i region Midt	76
7.2	Drivere og langsiktige planer i region Midt	77
8	Nettutvikling i region Vest	82
8.1	Dagens kraftsystem og investeringsbesluttede prosjekter i region Vest	84
8.2	Drivere og langsiktige planer i region Vest	85
9	Nettutvikling i region Sør	92
9.1	Dagens kraftsystem og investeringsbesluttede prosjekter i region Sør	94
9.2	Drivere og langsiktige planer i region Sør	96
10	Nettutvikling i region Øst	102
10.1	Dagens kraftsystem og investeringsbesluttede prosjekter i region Øst	104
10.2	Drivere og langsiktige planer i region Øst	104
11	Mellomlandsforbindelser og havnett	112
11.1	Grunnleggende markedsutvikling tilsier høy nytte av mellomlandsforbindelser	113
11.2	Statnett planlegger for at en hybridforbindelse skal realiseres innen 2030	113
11.3	Nordic Grid Development Perspective 2021 bekrefter hovedbildet fra egne analyser	114
11.4	Det er flere utfordringer som må løses før kapasiteten økes	114

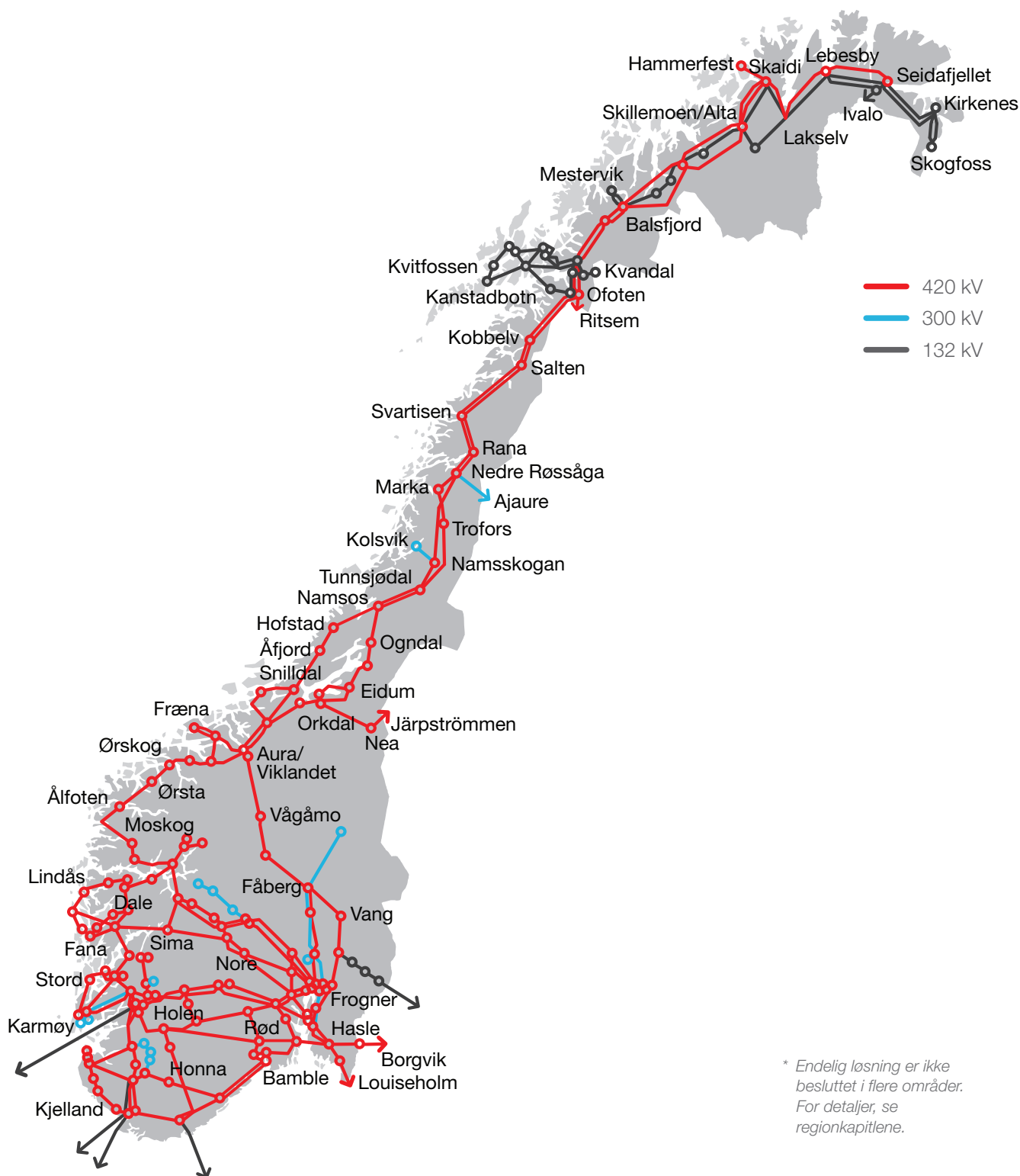
Dagens transmisjonsnett



Planlagt transmisjonsnett* i 2030



Fremtidig målnett*



* Endelig løsning er ikke besluttet i flere områder. For detaljer, se regionkapittelene.



1 Dagens kraftsystem og historisk utvikling

Norge har et vannkraftbasert kraftsystem med store innslag av regulerbar kraftproduksjon. Regulerbarheten gjør at vi klarer å balansere kraftsystemet på en billig måte, slik at vi til enhver tid har lik mengde forbruk og produksjon. Historisk har forbruk og produksjon blitt samlokalisert; store industriområder og vannkraftproduksjon er plassert nært hverandre, noe som har redusert behovet for å bygge nytt nett. De senere årene har også forbruket i de store byene vokst mye. Økt innslag av ikke-regulerbar produksjon og økt utvekslingskapasitet mot utlandet de senere årene har endret driften av kraftsystemet vesentlig.

1.1 Vi har blitt tettere integrert med det europeiske kraftmarkedet

EUs ambisjon om nullutslippssamfunnet gir endringer av kraftsystemet i Europa og Norge. Det norske og nordiske kraftmarkedet har lenge vært en integrert del av det felles europeiske kraftmarkedet, og utviklingen av felles europeisk regelverk og løsninger legger føringer for utviklingen i Norden. Norge er gjennom EØS-avtalen et fullverdig medlem av det indre energimarkedet. Det norske kraftsystemet er tett fysisk sammenkoblet med andre land. Når kablen til Storbritannia er ferdigstilt, vil det norske kraftsystemet være direkte tilknyttet syv andre land. Norge er avhengig av tett nordisk og europeisk samarbeid, og den grønne omstillingen forsterker behovet ytterligere, både når det gjelder den fysiske infrastrukturen, markedsløsningene og det juridiske rammeverket.

1.2 Vi optimaliserer driften av kraftsystemet

Norge er delt inn i fem prisområder. Prisområdene gjenspeiler strukturelle flaskehals, der nettet begrenser muligheten for å overføre kraft fra ett område til et annet. Nettet som binder prisområdene sammen kaller vi transportkanaler. Kapasiteten i transportkanalene er viktig både for overføringen internt i landet, men også for hvor mye vi kan overføre mellom land.

Internt i et prisområde kan det oppstå flaskehals. I disse tilfellene regulerer systemansvarlig produksjon eller foretar omkoblinger i kraftsystemet for å overholde overføringsgrensene og sikre forsyningen av et område. Oftest vil slike flaskehals oppstå i områder hvor nettanlegg er utkoblet som følge av vedlikehold eller utbygging. I enkelte områder, slik som Indre Sogn, kan det imidlertid oppstå behov for nedregulering av produksjon også ved intakt nett når kraftproduksjonen er høy. Det er kun systemansvarlig som har lov til å pålegge endringer i produksjon.

For å øke overføringskapasiteten eller for å forhindre større avbrudd i kraftsystemet, kan systemansvarlig vedta bruk av systemvern i transmisjons- og regionalnettet. Med systemvern frakobles enten produksjon eller forbruk dersom det oppstår utfall eller andre hendelser som kan gi overlast på linjer eller havari av komponenter. Vi har i dag 40 systemvern, hvorav 13 til enhver tid er aktivert. Øvrige systemvern blir manuelt aktivert ved behov. De senere årene har antallet systemvern holdt seg nokså konstant, mens antall mulige innstillinger har nært doblet seg. Utviklingen viser at systemet utnyttes godt og stadig bedre.

Nettet er så godt som aldri intakt. Det er til enhver tid vedlikehold eller utbyggingsprosjekter som påvirker driften, og dermed gjør at komponenter er utkoblet. Statnett koordinerer årlig rundt 8 000 utkoblinger i kraftsystemet. Systemansvarlig er delegert fullmakter til å fatte de vedtak som

Figur 1

Norges fem prisområder.

Figur 1



er nødvendig for å sikre en tilfredsstillende leveringskvalitet og en effektiv utnyttelse av kraftsystemet.

Dagens markeds- og driftsløsninger ble utviklet for 20–30 år siden. De har vært effektive og har bidratt til at Norge har et høyt utnyttet nett, men har i stor grad vært basert på operatørenes individuelle vurderinger og manuelle inngrep. Slik drift vil ikke være mulig i fremtiden, og for å ivareta samfunnsoppdraget må drifts- og markedsløsningene derfor endres fundamentalt.

1.3 Statnett sin anleggsmasse har økt kraftig de siste årene

Statnetts anleggsmasse har lang levetid og er bygget ut i faser. Forventet teknisk levetid varierer fra 20 år på enkelte komponenter i våre stasjoner til 70 år på ledninger.

Nybygging og overtagelse av transmisjonsnettanlegg fra andre netteiere som følge av tredje elmarkeds pakke har økt Statnett sin anleggsmasse de siste årene, se Figur 2. I tiden 2015–2021 har antallet transmisjonsnettstasjoner som Statnett eier økt med nesten 40 %. Flere av stasjonene vi har overtatt er små. Antall kilometer ledning har økt med rett over 10 % i samme periode. Det vil fortsatt komme flere justeringer rundt eierskap til anlegg, også rundt nedgradering av enkelte anlegg på 132 kV som vil utløse salg til regionalnettsiere.

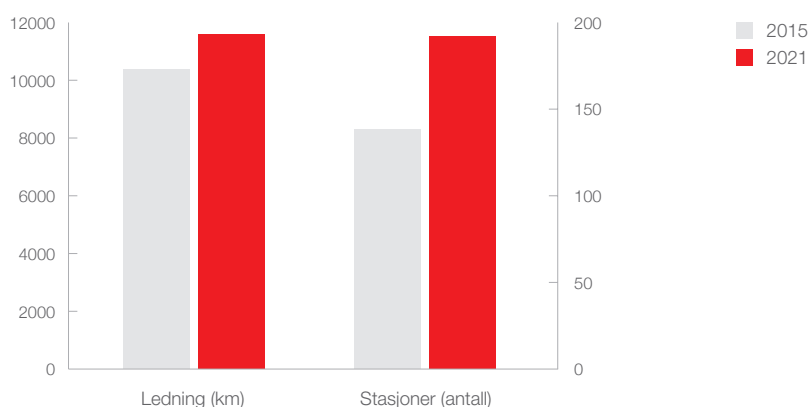
Figur 2

Utvikling i Statnetts anleggsmasse 2015–2021.

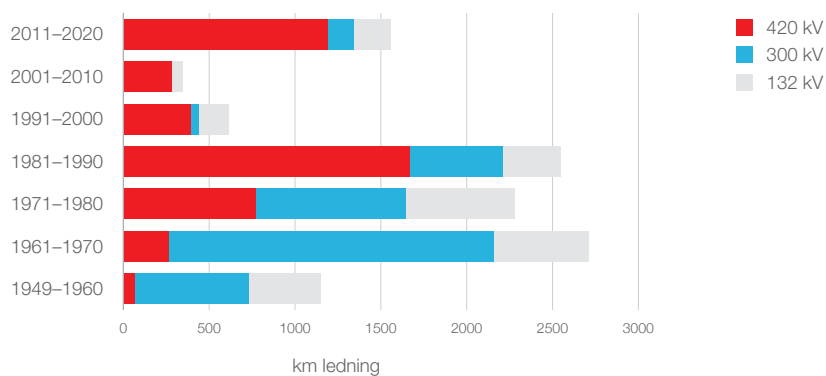
Figur 3

Aldersfordeling på totale km luftledning per 01.01.21.

Figur 2



Figur 3 Luftledninger km, fordelt på byggeår og driftsspenning



Luftledninger. Figur 3 viser aldersfordeling på totale km luftledning per 1. januar 2021. Av transmisijsnettets totale km luftledning er om lag 35 % bygget før 1970. Omtrent 20 % er bygget de siste tretti årene, hvorav det meste de siste ti år. I 2030 vil 55 % av dagens samlede antall km luftledning vil være mer enn 50 år.

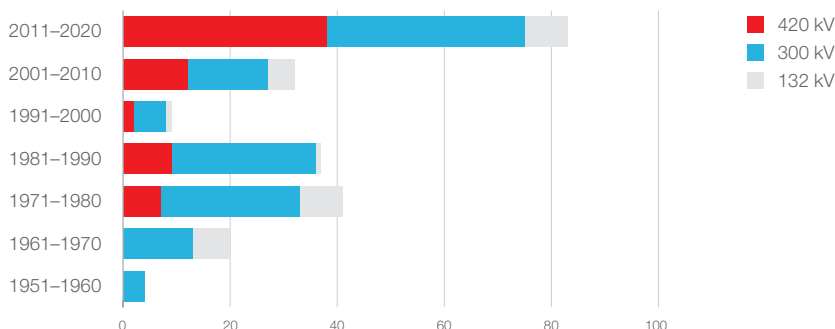
Spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV kan være mulig på ledninger med duplex-liner (to liner per fase). Siden en rekke duplex-ledninger er 50 år eller mer, må vi vurdere grundig om ledningene egner seg for spenningsoppgradering til 420 kV med tanke på alder og kapasitet. Omtrent 15 % av dagens 300 kV-ledninger er duplex.

Kabler. Mellomlandsforbindelsene til Danmark og Nederland utgjør 90 % av de om lag 1 800 km kabel som var i drift i transmisijsnettets per 1. januar 2021. Med de nye mellomlandsforbindelsene til Tyskland og England, vil Statnett ha en samlet mengde kabler på lag 3 100 km.

Figur 4

Aldersfordeling på transformatorer fordelt på byggeår og primært spenningsnivå.

Figur 4 Antall transformatorer fordelt på byggeår og spenningsnivå



Stasjoner utvikles ofte trinnvis og fornyes utfra de ulike komponentenes levetid og områdets endring i nett- og lastutvikling. En av de mest sentrale stasjonskomponentene er transformatorer. Figur 4 viser andel transformatorer fordelt på byggeår og spenningsnivå. Nesten 40 % av transformatorene er bygget de siste ti årene, som følge av behov for økt kapasitet og fornyelser. I tillegg har vi hatt flere alvorlige transformatorfeil i de senere år, både på gamle og nyere transformatorer.

Andelen transformatorer som transformerer opp/ned fra 300 kV er 55 %. 45 % av transformatorene som er anskaffet de siste ti årene driftes på 300 kV, men er forberedt for omkobling til 420 kV når tilgrensende nettanlegg oppgraderes.

1.4 Leveringspåliteligheten i dag er på et grunnleggende høyt nivå

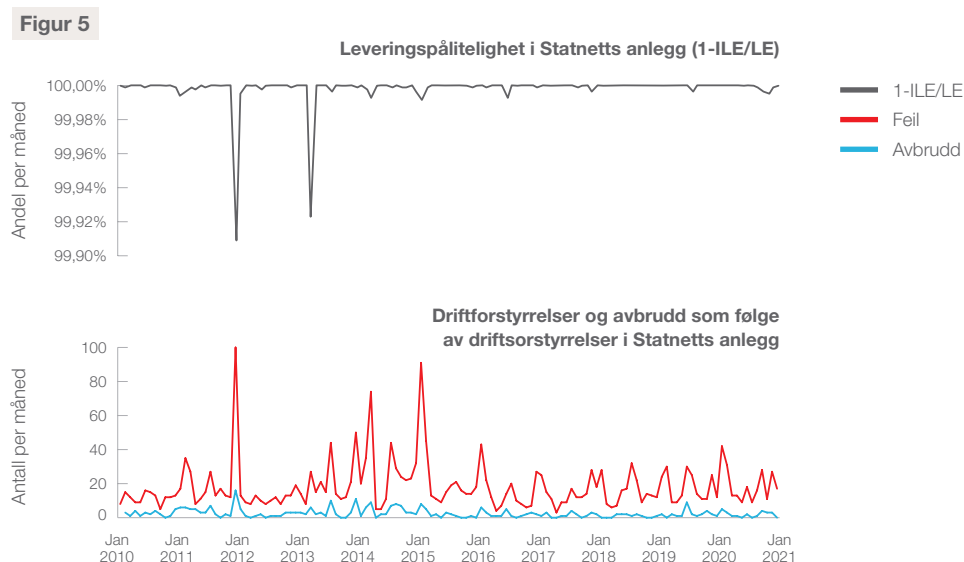
Statnett har ansvaret for sikker strømforsyning gjennom transmisjonsnettet. Ofte er forsyningsikkerhet en svært viktig nyttevirkning når vi analyserer kraftsystemet og vurderer tiltak. I planleggingen ser vi spesielt på leveringspålitelighet og avbruddsrisiko – både utfallsrommet for ikke-levert energi og avbruddskostnader.

Vi følger nøye med på driftsforstyrrelser og avbrudd. Figur 5 viser historisk leveringspålitelighet og antall driftsforstyrrelser i perioden 2010–2020. Gjennomsnittlig leveringspålitelighet er 99,998 %. De største hendelsene som har medført avbrudd i strømforsyningen fra Statnetts anlegg er stormen Dagmar i 2011 og utfall av 420 kV-ledningen Viklandet-Fræna i 2013.

Vi drifter transmisjonsnettet i hovedsak etter N-1-prinsippet, som innebærer at enkeltfeil ikke skal medføre avbrudd i strømforsyningen. Statnett har etablert interne retningslinjer for hvilke unntak fra N-1-prinsippet som normalt er akseptable, en såkalt driftspolicy. Driftspolicyen åpner for at det ved intakt nett kan benyttes driftskoblinger som ved enkeltutfall kan gi bortfall av maksimalt 500 MW i 30 minutter. Ved planlagte driftsstanser skal enkeltutfall maksimalt gi bortfall av 500 MW forbruk i inntil 2 timer. Dersom berørt forbruk er mindre enn 200 MW og ikke omfatter særlig sårbar industri, aksepteres bortfall i inntil 4 timer. I særskilte tilfeller aksepteres driftskoblinger som kan gi høyere konsekvens enn angitt i policyen.

Figur 5

Historisk leveringspålidelighet og antall driftsforstyrrelser knyttet til Statnetts egne anlegg 2010–2020. Leveringspålidelighet er her definert som differansen mellom ikke-levert energi (ILE) og levert energi (LE).



På tross av høy leveringspålidelighet er det i dag 288 punkter i transmisjonsnettet som driftes utenfor N-1-prinsippet, noe som tilsvarer en fjerdedel av alle punkter. I nesten alle disse punktene er det mulig å gjenopprette forsyningen gjennom omkoblinger eller oppregulering av underliggende produksjon. For 24 av de 288 punktene har vi i dag konkrete prosjekter under planlegging som vil sørge for å oppfylle N-1-prinsippet.

1.5 Historisk utvikling innen produksjon og forbruk

Produksjon og forbruk av kraft i Norge har økt betydelig den siste tjuårsperioden. Produksjonen har økt noe raskere enn forbruket, slik at kraftoverskuddet i Norge har vært økende i samme periode. Det er imidlertid store variasjoner fra år til år drevet av vær og vind.

Den norske kraftproduksjonen har økt vesentlig de siste tjue årene

Norges kraftproduksjon er i all hovedsak basert på vannkraft (96 %), samt en økende andel vindkraft. I tillegg er det noe produksjon fra termiske kraftverk. Mellom år 2000 og 2020 økte norsk kraftproduksjon fra ca. 120 til 150 TWh. Økt vannkraftproduksjon står for rundt 20 TWh av økningen, drevet av både økt tilsig som følge av klimaendringer, samt utvidelse og nybygging av kraftverk. De senere årene har det meste av veksten kommet fra vindkraft. Fra 2010 til 2020 har installert vindkraft i Norge økt fra 400 til 4000 MW (rundt 12–13 TWh).

Ifølge NVE er ca. 4 TWh vindkraft og 2 TWh vannkraft under bygging nå. Inkludert eksisterende vindkraft, vil normalårsproduksjonen fra vindkraft være rundt 18 TWh når alt som er under bygging er ferdigstilt. Vindkraftproduksjonen er høyest i år der tilsiget også er høyt, noe som forsterker svingningene i norsk kraftproduksjon mellom ulike år. Samtidig er den samlede vann- og vindkraftproduksjonen klart størst i vinterhalvåret når forbruket er høyest.



Vi planlegger for å videreføre høy forsyningsikkerhet

Statnetts anlegg og systemer er kritisk infrastruktur. Svikt i forsyningen kan få konsekvenser for annen infrastruktur, industri, kritiske samfunnsfunksjoner og befolkningen. Avhengigheten av strøm vil øke med det grønne skiftet.

Forsyningsikkerhet definerer vi som kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker. Forsyningsikkerhet er et samlebegrep som omfatter energisikkerhet, effektsikkerhet og driftssikkerhet.

- Energisikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å dekke energibruken over tid og karakteriseres ved tilgang på energiresurser (vann, gass, etc).
- Effektsikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning, og karakteriseres ved tilgjengelig kapasitet i produksjon, nett eller forbrukerfleksibilitet.
- Driftssikkerhet defineres som kraftsystemets evne til å motstå driftsforstyrrelser uten at det blir avbrudd, frekvens- eller spenningsavvik.

Myndighetene peker gjennom Nettmeldingen (2012) og Energimeldingen (2016) på at et veiledende kriterium for kraftsystemplanleggingen er N-1. Samtidig skal nettinvesteringer være samfunnsøkonomisk lønnsomme. For å finne ut om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere for å opprettholde eller å øke forsyningsikkerheten, jobber vi etter noen grunnleggende prinsipper:

- Vi skal beskrive tiltak ut fra den langsiktige nettutviklingen.
- Vi skal alltid vurdere N-1.
- Vi skal i enkelte tilfeller vurdere N-1-1 (av hensyn til vedlikehold, lange reparasjonstider eller forsyning til store byer). N-1-1 vil si at feil på én komponent mens vi har en annen komponent ute for vedlikehold ikke gir avbrudd.
- Vi skal prissette forsyningsikkerhet så langt som praktisk mulig.
- Vi skal beskrive avbruddsrisiko for alle studerte alternativer.

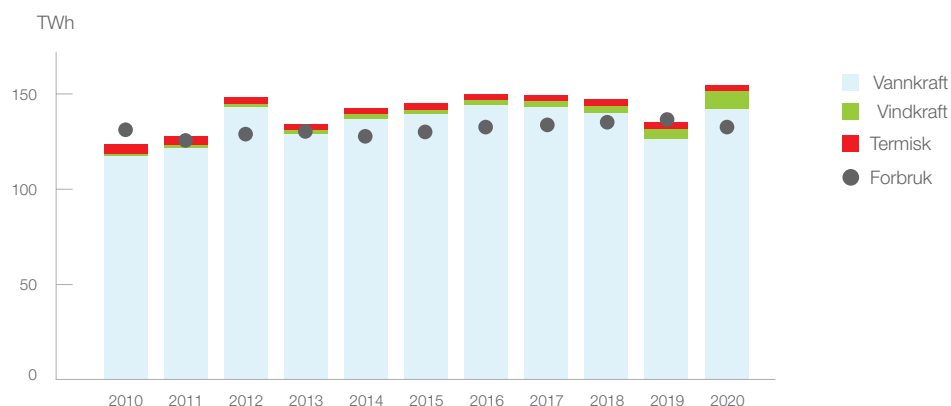
Figur 6

Historisk årlig produksjon og forbruk i Norge.

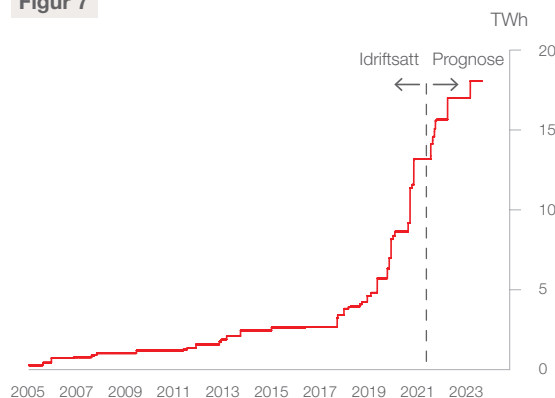
Figur 7

Normalårsproduksjon fra norsk vindkraft etter idriftsettelsesdato (per juni 2021) inkludert investeringsbesluttede vindkraftanlegg.

Figur 6



Figur 7



Året 2020 var et av årene med mest nedbørsenergi gjennom historien. Det ga både høy vannkraftproduksjon og mye sparing av vann i magasinene. Samtidig gikk store mengder vann som kunne blitt brukt til energiproduksjon også tapt som flom. Totalt ble det produsert 154 TWh kraft der 141 TWh var vannkraft, 10 TWh vindkraft og 3 TWh termisk.

Kraftforbruket har økt jevnt over mange år

Det samlede kraftforbruket i Norge består i all hovedsak av kraftintensiv industri, husholdninger, næringsbygg og petroleumsindustri. Mellom år 2000 og 2020 har kraftforbruket i Norge økt med rundt 20 TWh, primært drevet av generell økonomisk vekst og befolkningsvekst, elektrifisering, og vekst innen IKT. Forbruket knyttet til Petroleumssektoren har også økt med blant annet idriftsettelse av Sverdrupfeltet.

Mye av kraftforbruket i næring og husholdninger går til oppvarming, og vintertemperaturene er dermed avgjørende for det samlede norske kraftforbruket. Vinteren 2020 var usedvanlig varm, noe som ga et norsk kraftforbruk på 134 TWh inkludert nettap, som er flere TWh under beregnet

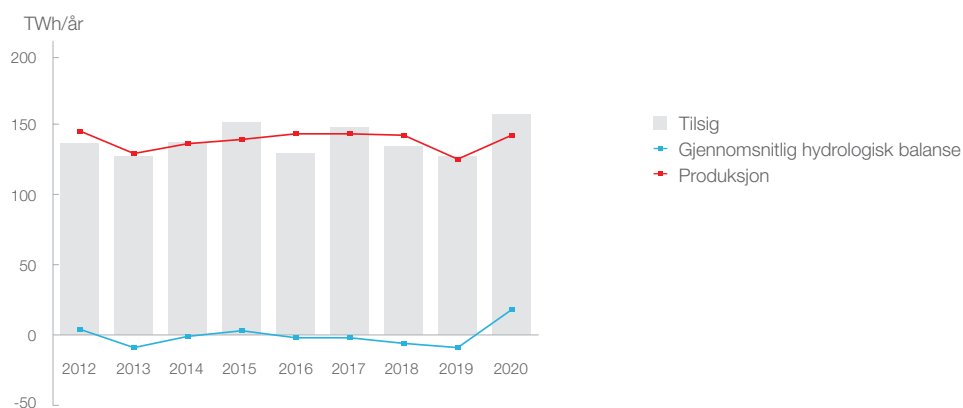
Figur 8

Årlig norsk tilsig, vannkraftproduksjon og gjennomsnittlig hydrologisk kraftbalanse.

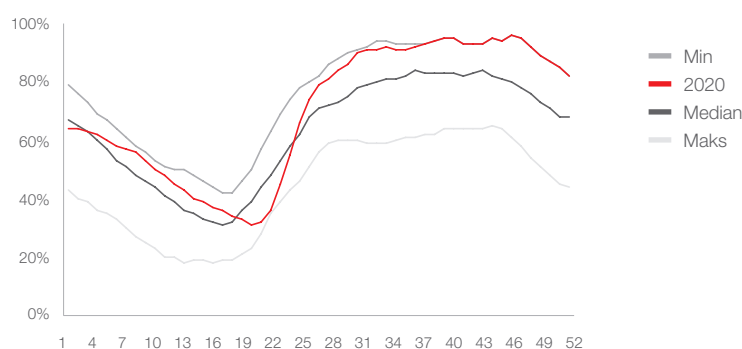
Figur 9

Fyllingsgrad i norske vannmagasiner pr. uke basert på NVEs statistikk for årene 1998–2020.

Figur 8



Figur 9



normalårsforbruk. Også maksimalforbruket var lavt dette året med kun 21,8 GW i timen med høyest forbruk. Til sammenlikning ble det satt ny rekord i Norge på 25,2 GW i februar 2021 etter en lengre kuldeperiode. Den forrige rekorden var på 24,5 GW fra 2016.

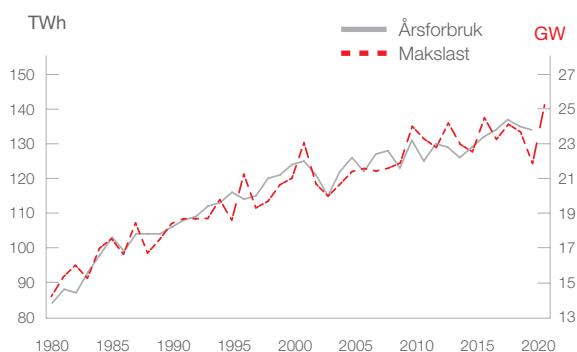
Elbilsalget har vokst betydelig de siste årene. Det er nå i underkant av 400 000 elbiler i Norge, og hele 60 % av nybilsalget er elbiler. Kraftforbruket fra veitransport utgjør likevel bare rundt 1 TWh.

1.6 Effekt- og energibalanser i normalåret 2021

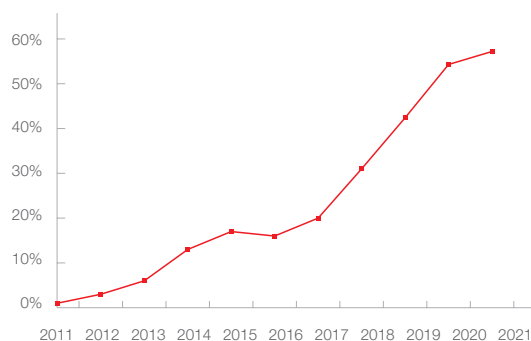
Kraftsystemet er påvirket av vær og klima både på produksjons- og forbrukssiden. Vi fanger opp disse variasjonene ved å simulere kraftsystemet over 29 historiske værår (1988–2016). Det vi kaller normalåret 2021 er basert som gjennomsnittet over alle disse værårene, og er ikke en prognose på hva vi faktisk kan forvente av produksjon og forbruk i 2021.

I arbeidet med å etablere årlige forbruks- og produksjonstall for normalårene henter vi blant annet data fra de nasjonale statistikkbyråene, kraftbørsen Nord Pool og de andre nordiske TSO-ene.

Figur 10



Figur 11



Figur 10

Utvikling innen maksimalt norsk forbruk sammenlignet med årsforbruk.

Figur 11

Årlig andel elbiler av nybilsalget i Norge (foreløpige tall for 2021).

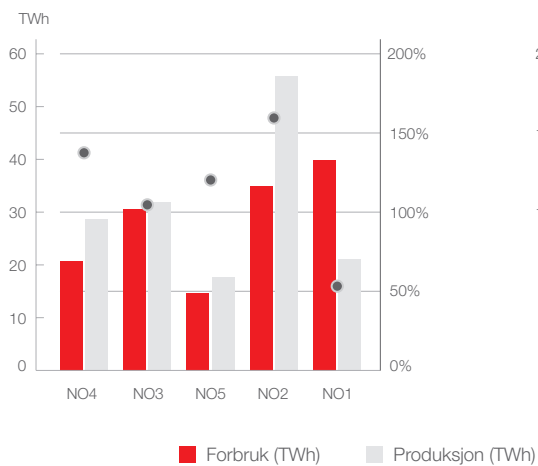
Produksjon og forbruk for Norden i normalåret 2021. Alle tall i TWh.

	Norge	Sverige	Finland	Danmark	Norden
Vannkraft	139	67	14	0	220
Vindkraft	15	36	7	21	79
Solkraft	0,2	1,3	0,5	2,1	4
Kjernekraft	0	52	23	0	75
Varmekraft	1	14	25	14	54
Samlet produksjon	155	170	70	37	432
Alminnelig forsyning	91	100	47	31	269
Industriforbruk	49	43	43	8	143
Samlet forbruk	141	143	90	39	413
Kraftbalanse	15	27	-21	-2	19

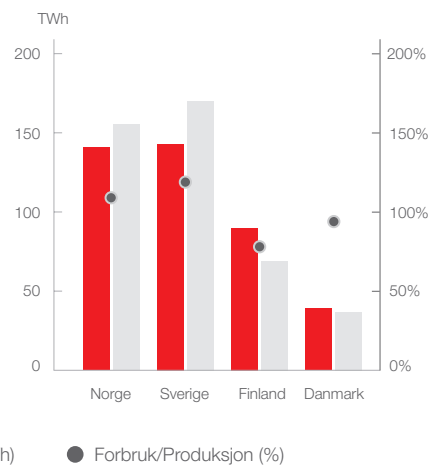
Normalåret bygger også på en del valg vi gjør som det er knyttet usikkerhet til. Et eksempel er at forbruket fra kraftkrevende industri svinger en del fra år til år knyttet til makroøkonomiske konjunkturer.

I normalåret 2021 er det et kraftoverskudd på ca. 20 TWh i Norden, som er rundt 5 TWh høyere enn normalårene var i 2019 og 2020. Det økte kraftoverskuddet skyldes blant annet økt vindkraftkapasitet i alle de nordiske landene. Den samlede normalårsproduksjonen fra nordiske vindkraftprodusenter har økt fra omtrent 60 TWh i 2020 til nærmere 80 TWh i 2021. Kraftoverskuddet dempes av økt forbruk og noe lavere termisk produksjon. Det nordiske normalårsforbruket har økt med ca. 5 TWh fra 2020 til 2021. Økningen skyldes hovedsakelig elektrifisering av transport og forbruk fra datasentre.

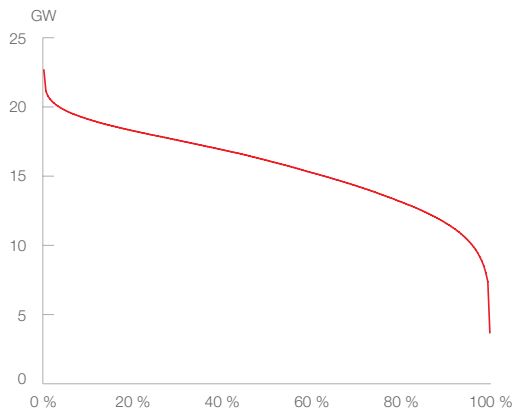
Figur 12



Figur 13



Figur 14



Figur 15



Figur 12

Forholdet mellom forbruk og produksjon i normalåret 2021 fordelt på ulike norske regioner¹.

Figur 13

Forholdet mellom forbruk og produksjon i normalåret 2021 fordelt på nordiske land.

Figur 14

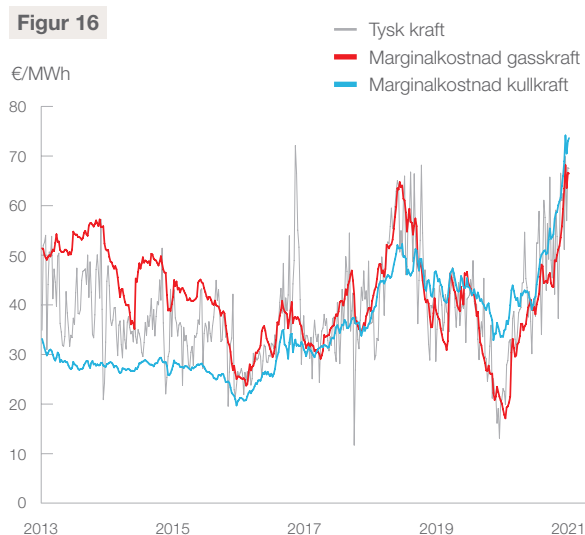
Estimert varighetskurve for norsk effektbalanse i 2021².

Figur 15

Simulert norsk energibalanse sortert etter ulike værår.

¹ Tilnærming til dagens prisområdeinndeling

² Effektbalansen viser tilgjengelig produksjon minus forbruk (uten bidrag fra import eller eksport). Det er antatt at vannkraften samlet sett har 90 % tilgjengelighet, mens vindkraft, solkraft og forbruk er simulert time for time.



Figur 16

Kortsiktig marginalkostnad for termiske kraftverk, ukentlig, siden 2013⁴.

Figur 17

CO₂-prisen i EUs kvotemarked (EU ETS), siden 2013.

Energibalansen i Norge i normalåret 2021 er positiv og omlag 15 TWh, men det er stor variasjon mellom værår, som vist i figur 15. Effektbalansen i Norge er også positiv i alle timer i Normalåret 2021, også i kalde år. Vårt anslag er at effektbalansen er omlag 4 GW³, og produksjonskapasiteten er mellom 500 og 6000 MW større enn forbruket i timer med høyest forbruk i Norge. Dette er et vanskelig tall å anslå fordi det er usikkerhet knyttet til hvor mye av den totale produksjonskapasiteten er tilgjengelig i timene med høyest forbruk. Samtidig er det også usikkert hvordan forbruket vil reagere på høye priser i en stram effektsituasjon, og utkobling av fleksibelt forbruk i markedet kan bidra til bedre effektbalanse enn anslått. Dette er ikke noe vi kan observere, og er derfor noe vi estimerer.

1.7 Historisk utvikling innen kraftpriser

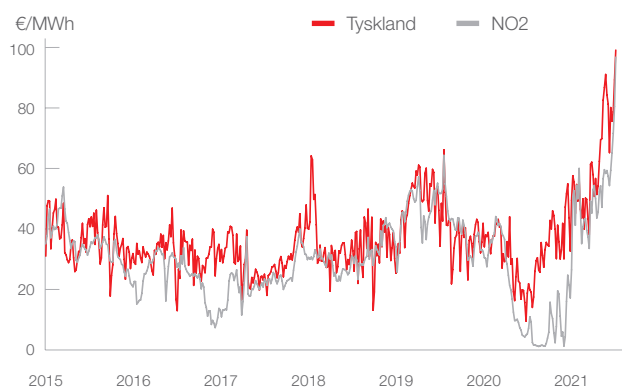
Nivået på kraftprisene over tid i Norge bestemmes primært av kraftprisene i Nord-Europa, sammen med energibalansen i Norge og Norden. I Europa er kraftprisene fortsatt tett koblet mot marginalkostnadene for kull- og gasskraftverk, som igjen avhenger av prisene på gass, kull og CO₂. De siste 10 årene har Norge hatt et kraftoverskudd. I tillegg har det vært et kraftoverskudd i Sverige og Finland, sett under ett. Overskuddet har medført at norske priser i snitt har ligget under prisenivået på kontinentet. Det er spesielt lavere priser i sommerhalvåret som trekker ned norske priser, som vist i Figur 21.

I perioder avviker norske priser en del fra markedene rundt oss fordi magasinene har en unormal fyllingsgrad. Dette skjer når været er spesielt vått eller tørt over tid. I 2015 og 2020 lå de norske

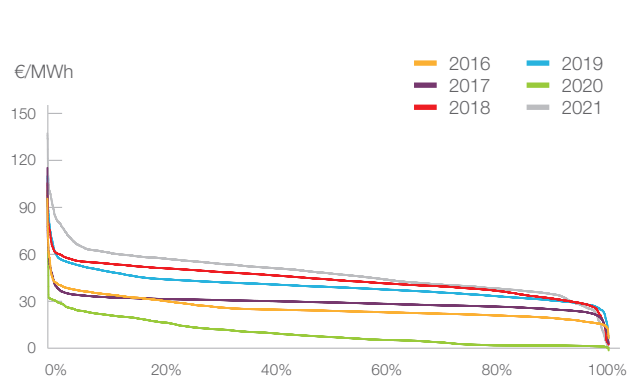
³ Tilgjengelig effekt fra regulert vannkraft synker noe gjennom vinteren ettersom magasinene tappes ned. I tørre år kan derfor effektbalansen bli noe lavere på senvinteren. Likevel er det positiv effektbalanse selv om vi tar hensyn til dette fordi maksimalforbruket også avtar i mars/april.

⁴ Forutsetter her 59 % virkningsgrad for gasskraftverk og 42 % for kullkraftverk.

Figur 18



Figur 19



Figur 18

Sør-norsk (NO2) og tysk kraftpris ukentlig gjennomsnitt mellom januar 2015 og juni 2021.

Figur 19

Varighetskurver for kraftpris time for time i NO2 fordelt per år 2016–2021.

kraftprisene langt under de tyske som følge av høyere tilsig enn normalt. I 2020 bidro også eksportbegrensninger på norsk side til å gi enda lavere priser. En snittpris på under 10 €/MWh for hele 2020 var den laveste noensinne i reelle priser.

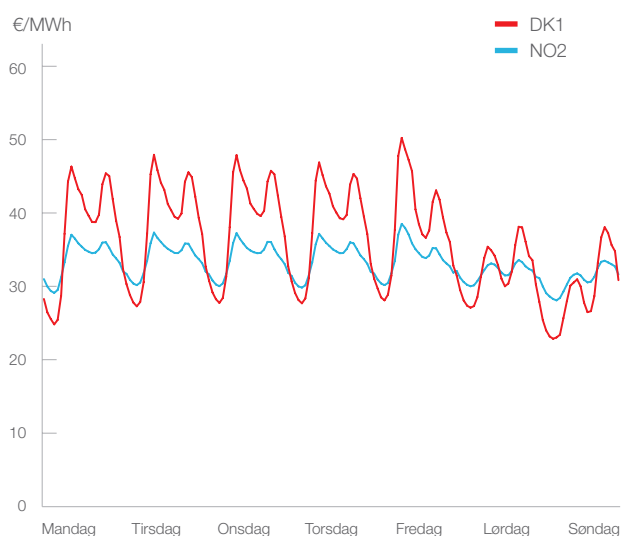
Mens 2020 ga ekstremt lave kraftpriser, har prisene etter årsskiftet steget gjennom hele året til et rekordhøyt nivå etter sommeren. Det er to hovedårsaker til dette. Først har en sterk vekst i prisene på CO₂, kull og gass gitt en meget stor prisoppgang i Europa, der gassprisen har vært den viktigste prisdriveren gjennom sommeren. I tillegg har tørt vær i Sør-Norge gjort at den hydrologiske situasjonen ble normalisert i første halvår av 2021, for så å nærme seg et historisk lavt nivå for året i september. På grunn av flaskehalsen både internt i Norge og Sverige og mellom landene har prisene i de to nordligste prisområdene NO3 og NO5 økt vesentlig mindre.

Lite variasjon i norske priser på kort sikt, men høy sesongvariasjon gir prisforskjeller mot utlandet

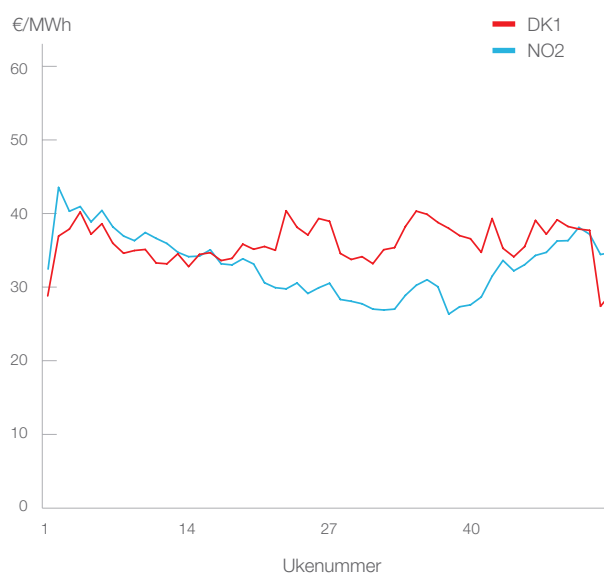
Den store andelen regulerbar vannkraft i Norge gjør at de norske kraftprisene er mer stabile innenfor døgnet og mellom dager enn prisene i andre europeiske land, vist i Figur 20 med norske og danske kraftpriser. Prisene i begge land følger forbruket, noe som gir høye priser om dagen på ukedagene og lave priser om natten og i helgene. Solkraftproduksjon gjør at prisene får en dipp midt på dagen, som er særlig tydelig i perioden fra mars til oktober. I stadig større grad ser vi også at de europeiske prisene varierer mellom ulike dager på grunn av variasjon i produksjon fra vindkraft, men dette fanges ikke opp i figuren.

Norske priser varierer mer enn de europeiske mellom sesongene, som vist i figur 21, og mellom årene. Dette kommer av at mye av tilsiget kommer i sommerhalvåret, kombinert med at en betydelig del av kraftforbruket går til oppvarming om vinteren. I tillegg varierer tilsiget og til dels temperaturene mye mellom år. I sum gir dette større sesongvariasjon og variasjon mellom år i Norge, enn i kraftsystemer basert på stor andel termiske kraftverk og mindre elektrisk oppvarming.

Figur 20



Figur 21



Figur 20

Gjennomsnittlige kraftpriser over uken i NO2 og Vest-Danmark (DK1) 2010–2021.

Figur 21

Gjennomsnittlige kraftpriser over året i NO2 og Vest-Danmark (DK1) 2010–2021.

1.8 Historisk utvikling innen flyt i transportkanalene og flaskehals

Kraftflyten i Norge har økt vesentlig de siste tjue årene, som følge av økt produksjon, forbruk og mer kapasitet mot utlandet. Fremover vil NordLink og North Sea Link, kombinert med at mer produksjon og forbruk kommer på nett, forsterke flyten ytterligere. På nordisk nivå får vindkraften stadig større innvirkning på flyt og flaskehals. I rapporten Analyse av Transportkanaler 2021–2040 ser vi nærmere på konsekvensene av en storstilt elektrifisering de neste 20 årene.

Fra Nord til Midt-Norge flyter det mye kraft i så å si alle timer, men flyten er klart høyest på dagen. Mellom Midt og Sør-Norge har det historisk vært lite kapasitet og dermed lite kraftutveksling. Siden Ørskog-Sogndal ble satt på drift har flyten mellom Midt og Sør-Norge økt noe, men den er fortsatt relativt liten, sammenlignet den store flyten i Sverige. De siste årene har vi sett en trend mot stadig mer flyt fra Midt-Norge til Sør-Norge og denne forventer vi vil forsterke seg fremover.

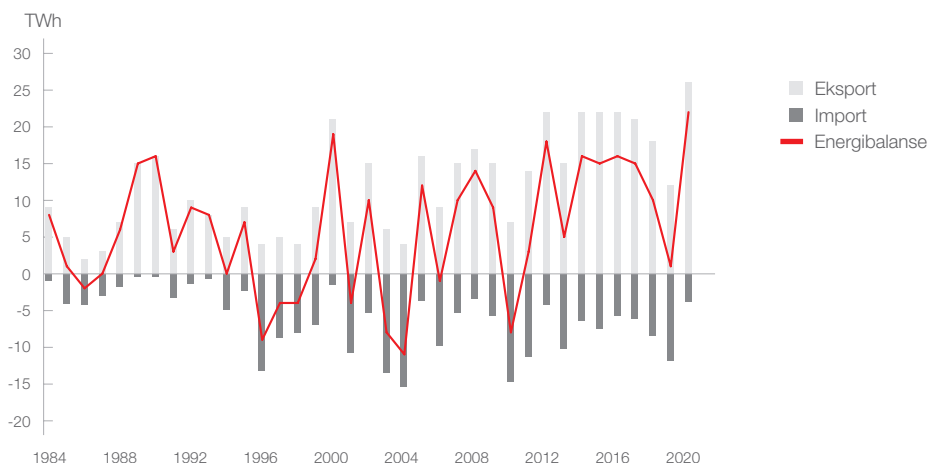
Internt i Sør-Norge går flyten på overordnet nivå mot sør og øst fra de store vannkraftverkene nord og sør for Hardangervidda. Dette gir blant annet mange timer med stor flyt inn til det sentrale Østlandet både fra Hallingdal og Telemark om vinteren. Mer regionalt går flyten ofte fra indre strøk og ut til tettbygde strøk og store industribedrifter langs kysten. Idriftsetelsene av NordLink og North Sea Link vil øke flyten inn til NO2 vesentlig ved eksport, samtidig som flyten ut av området øker ved import.

Den store transporten fra nord til sør på nordisk nivå går gjennom det langt sterkere svenske kraftnettet. Fordi det norske og svenske nettet er så tett integrert, påvirker den store overføringen

Figur 22

Historisk norsk brutto import og eksport, samt energibalanse årlig siden 1984.

Figur 22



av kraft fra nord til sør i Sverige både kraftoverføringen, flaskehals og priser i Norge. Det er primært tre kanaler for utveksling mellom Norge og Sverige. En går fra Ofoten i nord, en fra Nea i Midt-Norge og en fra Haldensområdet i Sør-Norge. Historisk har det vært mer eksport enn import på forbindelsene i nord og sør. Utvekslingen mellom Norge og Sverige blir i stadig større grad påvirket av den store vindkraftutbyggingen i Sverige. I nord og midt forventer vi ganske lik andel med eksport og import over tid, mens i sør forventer vi at den dominerende retningen på kraftflyten vil bli mot Norge.

Helt i sør går det forbindelser til Danmark, Nederland, Tyskland og Storbritannia. Begge de to sistnevnte vil være på drift i løpet av 2021. På grunn av kraftoverskuddet i Norge har det de siste 10 årene vært flere timer med eksport enn import på forbindelsene til Danmark og Nederland. Det er likevel mange perioder og timer med stor import. Utviklingen mot mer fornybar produksjon på kontinentet har forsterket dette. Utvekslingen mot Europa får stadig større påvirkning på flyten i det norske nettet, men effekten er klart sterkest i Sør-Norge.

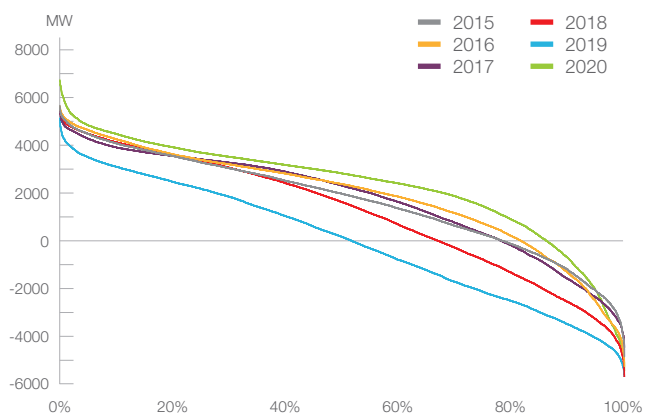
Figurene på side 31 viser varighetskurver over historisk, fysisk flyt⁵, time for time, over flere sentrale snitt, og historiske prisforskjeller internt i Norge og mot utlandet fra 2015. Flytkurvene viser at det er stor variasjon både innad i årene og mellom år. Historisk høyt tilsig i 2020 ga noe høyere nettoeksport ut av Norge, samt høyere flyt sør og østover i Sør-Norge.

Økende prisforskjeller internt i Norge og mot utlandet

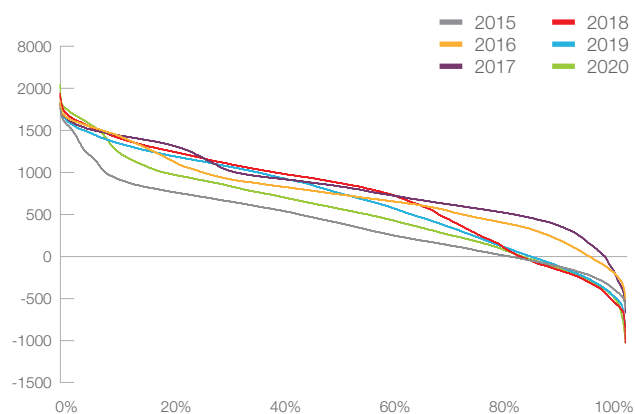
Prisforskjellene mellom prisområdene i Norge har historisk vært små på tross av begrenset overføringskapasitet mellom flere områder. Unntaket har vært i perioder der det har vært veldig vått i

⁵ I et masket AC-nett kan det være forskjeller mellom fysisk flyt som faktisk går gjennom ledningene og markedsflyten som er resultatet av klareringen i day-ahead-markedet

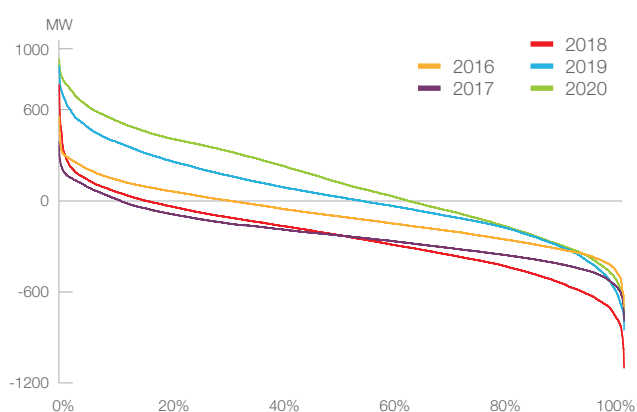
Figur 23



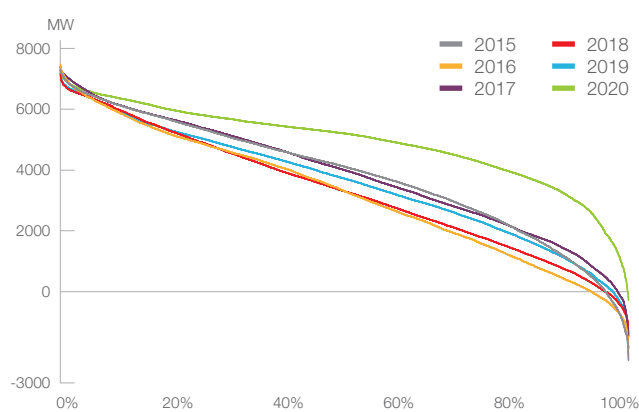
Figur 24



Figur 25



Figur 26



Figur 23

Varighetskurve for netto eksport ut av Norge hvert år 2015–2020.

Figur 24

Flyt ut av NO4 historisk 2015–2020.

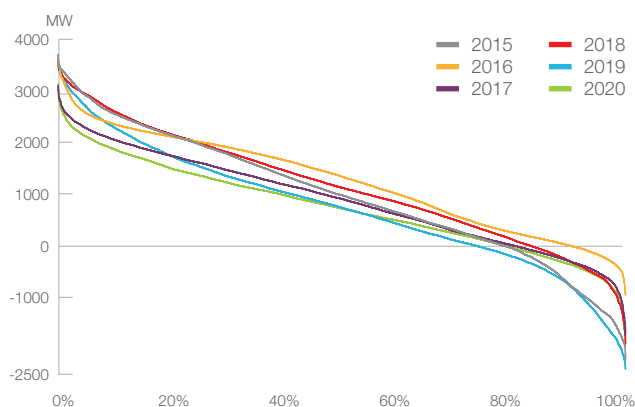
Figur 25

Flyt fra NO3 til NO5 og NO1 historisk 2016–2020.

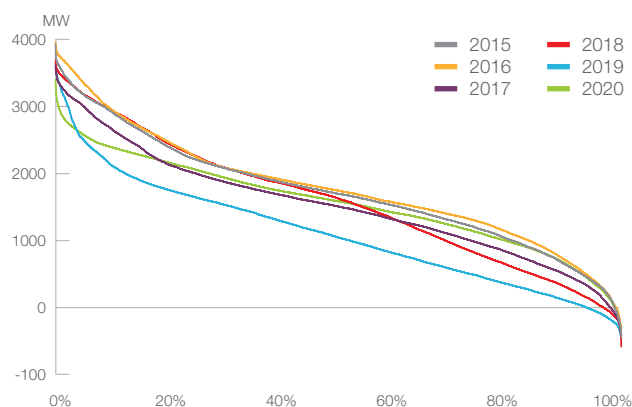
Figur 26

Flyt sørover i Sverige ved snitt 2 (SE2-SE3) historisk 2015–2020.

Figur 27



Figur 28



Figur 27

Flyt østover fra NO2 til NO1 historisk 2015–2020.

Figur 28

Flyt østover fra NO5 til NO1 historisk 2015–2020.

Sør-Norge og tørt i Nord-Norge eller motsatt. Mange av periodene med større prisforskjeller har også kommet som følge av redusert kapasitet i forbindelse med oppgradering av nettet, eksempelvis da Nord-Norge hadde lavere priser enn Midt-Norge i 2016 og 2017 i forbindelse med oppgradering av nettet.

Historisk har de største prisforskjellene mellom nord og sør i Norge oppstått når Sør-Norge har hatt lav pris. De siste årene har imidlertid dette endret seg mye på grunn av utviklingen i Sverige med stor vindkraftutbygging i nord og nedleggelse av kjernekraft i sør. Dette har ført til lavere priser i Nord-Sverige enn i Sør-Sverige. Fordi det norske og svenske kraftsystemet er tett integrert, har det bidratt til lavere priser i Nord- og Midt-Norge enn i Sør-Norge. Kraftutbygging i Nord- og Midt-Norge har forsterket dette ytterligere. I Sør-Norge har mer forbruk og i driftsettelse av Nord-Link og North Sea Link trukket prisene opp.

Vi forventer at prisene i nord nå blir varig lavere og jevnere, mens prisene i Sør-Norge varierer mer – fra høy til veldig lav. De store prisforskjellene mellom Nord- og Midt- og Sør-Norge i 2021 reflekterer utviklingen, men har blitt kraftig forsterket av flere forhold. En er at kapasiteten fra nord til sør i Sverige og fra Sør-Sverige til Sør-Norge har vært unormalt lav. Dessuten har det utover året vært relativt mye vann i magasinene i Nord-Norge, mens det i Sør-Norge har vært unormalt tørt. Til sist har de veldig høye prisene på kontinentet bidratt til at prisforskjellene i Norge har blitt veldig store.

I 2020 var prisforskjellene mellom Norge og utlandet unormalt høye, som vist i Figur 29 og Figur 30. Hovedgrunnen til dette var at det store energioverskuddet i Norge og en lavere overføringskapasitet til Sverige enn normalt ga svært lave kraftpriser her til lands. Fremover vil også flaskehalsene og prisforskjeller variere mellom ulike år og perioder. Vi forventer i snitt likevel at prisforskjellene vil øke vesentlig de neste 10 årene, både internt i Norge og mellom Norge og utlandet. Mer om dette i kapittel 2.3.



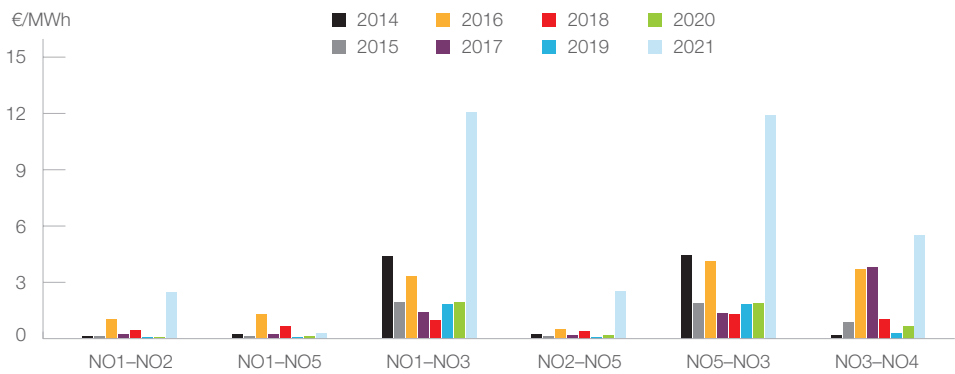
Figur 29

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom prisområder internt i Norge.

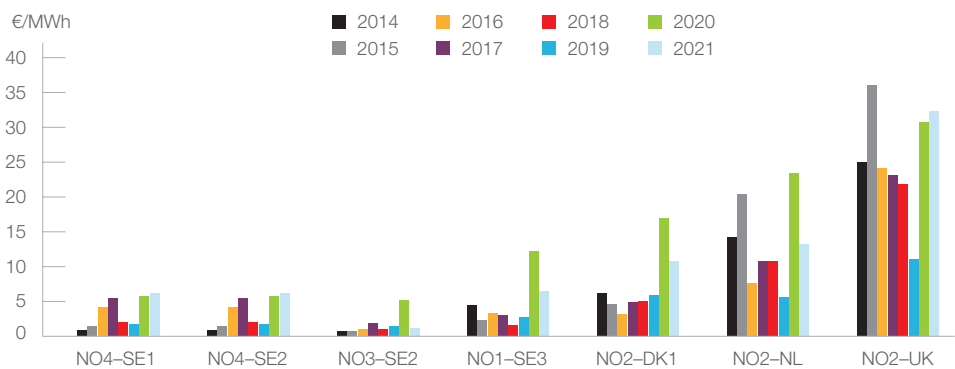
Figur 30

Gjennomsnittlig absolutt prisforskjell mellom norske og utenlandske prisområder. Merk at skalaen på y-aksen går til 40 €/MWh mens Figur 29 som viser norske prisforskjeller kun går til 15 €/MWh.

Figur 29



Figur 30





Fosen



2 Utviklingstrekk og drivere for nettutvikling

Europa, Norden og Norge står midt i en radikal endring av kraftsystemet med økt kraftforbruk, økt fornybar produksjon og utfasing av fossile kraftverk og kjernekraftverk. Havvind er en sentral del av det grønne skiftet i Europa, og en stor del av utbyggingen er ventet å komme i Nordsjøen. Norge har fornybar og fleksibel kraftproduksjon og konkurransedyktige kraftpriser. Vårt kraftsystem gir gode betingelser for videre elektrifisering og næringsutvikling. Statnett forventer at både strømforbruk og -produksjon i Norge vil øke betydelig de kommende tiårene. Samtidig har vi et omfattende fornyelsesbehov. Kombinasjonen av økte kvotepriser (CO₂) og mer variabel fornybar kraftproduksjon forsterker prisvolatiliteten i markedene og gir økt nytte av overføringskapasitet, både innenlands og mellom land. Lokal forbruksvekst øker i tillegg nytten av lokale forsterkninger og oppgraderinger.

2.1 Overordnet langsiktig markedsutvikling

I vår siste langsiktige markedsanalyse legger vi til grunn at hele det europeiske energisystemet blir utslippsfritt til 2050. Elektrifisering blir helt sentralt i omstillingen, noe som innebærer en betydelig økning i kraftforbruk og en langt større kraftsektor. I Norden forventer vi også en betydelig vekst i kraftforbruket, om enn i noe mindre skala enn i Europa.

Dobling av det europeiske kraftforbruket - sol og vind blir de viktigste energikildene

En utvikling mot nullutslipp i Europa innebærer i vårt basisscenario at det europeiske kraftforbruket blir omtrent dobbelt så stort som i dag, som følge av massiv elektrifisering. Doblingen skjer til tross for at eksisterende forbruk synker betydelig gjennom energieffektivisering. I tillegg må det komme store bidrag fra resirkulering og energisparing for å nå nullutslipp. Uten sistnevnte, vil det bli behov for enda mer fornybar kraftproduksjon enn vi har lagt til grunn i vårt basisscenario.

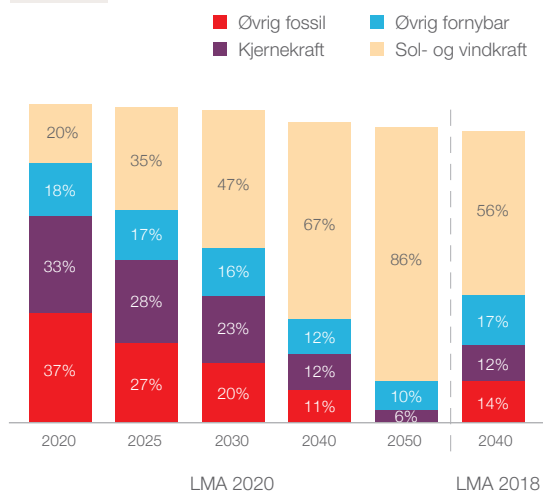
Vi forventer at forbruket i stor grad vil dekkes av sol- og vindkraft på kontinentet og i Storbritannia. I vårt basisscenario tidobles volumet vind- og solkraft mot 2050 og andelen fornybar i kraft-

Les mer

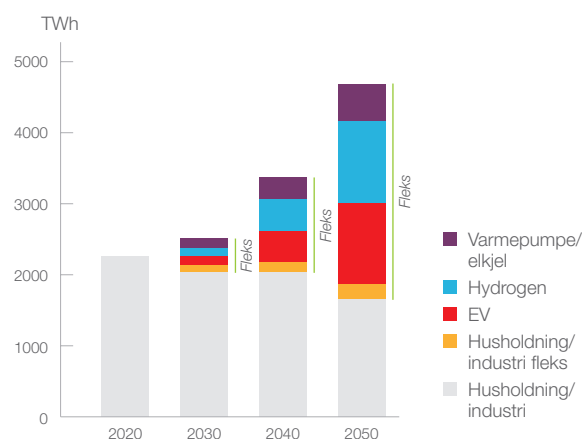
Se «Langsiktig markedsanalyse 2020–2050» og «Oppdatert LMA, våren 2021» for mer utfyllende beskrivelse.



Figur 31



Figur 32



Figur 31

Fordeling av kraftproduksjon i våre simulerte områder frem til 2050, og sammenlignet med LMA 2018.

Figur 32

Samlet forbruksvekst i EU11 per forbrukskategori.

sektoren øker fra 36 % i dag til 77 % i 2040, i delen av Europa som vi modellerer⁶. To tredjedeler av produksjonen kommer fra sol og vind. Tar vi med Norden, er andelen enda høyere. I 2050 er andelen fornybar kraftproduksjon i Europa 95 %, der kun noe gjenværende er ikke-fornybar. De fleste fossile kraftverk er faset ut allerede til 2040. Kullkraft er i stor grad borte før 2030.

I et kraftsystem der nesten all produksjon kommer fra sol- og vindkraft må forbruket i langt større grad tilpasse seg variasjoner i produksjonen enn i dag. Satt på spissen skal Europa gå fra et kraftsystem der produksjonen tilpasser seg forbruket til et system der forbruket tilpasser seg produksjonen. Fleksibel produksjon av hydrogen i perioder med høy fornybarproduksjon vil bli sentralt, i tillegg til samspill med varmesektoren, batterier og andre former for energilagring. Samtidig er det realistisk at mye av det øvrige nye forbruket som følger av elektrifiseringen, kobler ut i perioder med lav fornybarproduksjon og høye kraftpriser, og dermed demper forbruket. Gitt dette, virker det gjennomførbart at batterier, hydrogen- og biogasskraftverk kan dekke resten av forbruket når det ikke er vesentlig kraftproduksjon fra sol og vind.

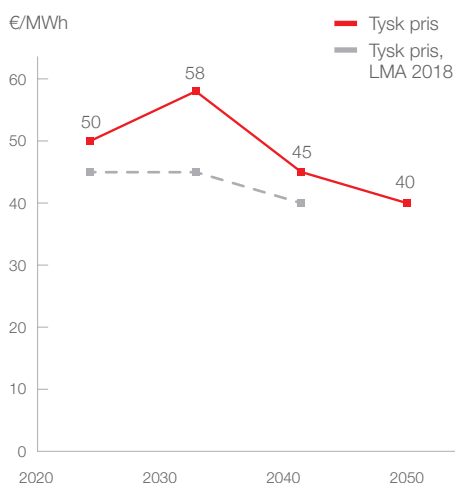
Økende snittpris og prisvolatilitet i Europa mot 2030 – moderat på sikt

Kraftprisene i de landene som har mest betydning for det norske markedet ligger i dag på ca. 60 €/MWh⁷. De høye prisene skyldes høye priser på CO₂, kull og gass. De kontinentale kraftprisene i vår Basis faller noe mot 2025 som følge av lavere gass- og kullpriser, før de igjen øker mot

⁶ EU11: Storbritannia, Tyskland, Nederland, Belgia, Frankrike, Østerrike, Sveits, Italia, Tsjekkia, Slovakia, Polen

⁷ Månedspris for august 2021. Dette er betydelig høyere enn det historiske snittet. I perioden 2010 til 2020 lå tyske priser på 39 €/MWh i snitt, nederlandske på 44 €/MWh og britiske på 54 €/MWh.

Figur 33



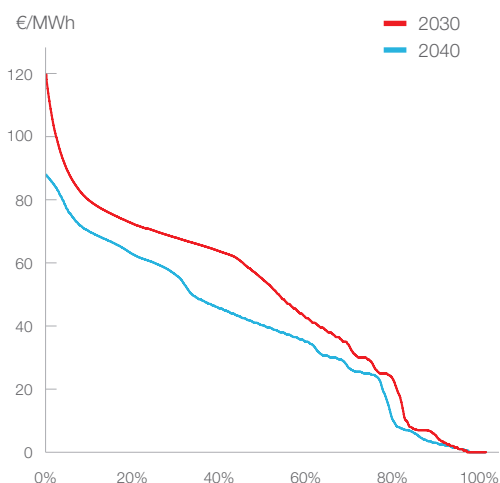
Figur 33

Tysk simulert kraftpris i vårt basisscenario fra Oppdatert LMA og LMA 2020, sammenlignet med LMA 2018.

Figur 34

Varighetskurve for tysk, simulert kraftpris i vårt basisscenario.

Figur 34



2030 drevet av en stadig økende CO₂-pris. Mot 2040 synker trolig kraftprisene, som følge av at en økende andel fornybarkraftproduksjon presser ned prisene.

Variasjonen i kraftprisene vil øke betydelig den kommende tiårsperioden. Mot 2040 reduseres prisvariasjonen noe, som følge av at CO₂-prisen får mindre å si for kraftprisen, samtidig som hydrogenmarkedet blir viktigere for kraftprisen. I timer med mye fornybar kraftproduksjon, er hydrogenproduksjon gjennom elektrolyse prissettende i mange timer, mens i timer med knapphet overtar hydrogenkraftverk sammen med utkobling av forbruk rollen til gasskraftverk.

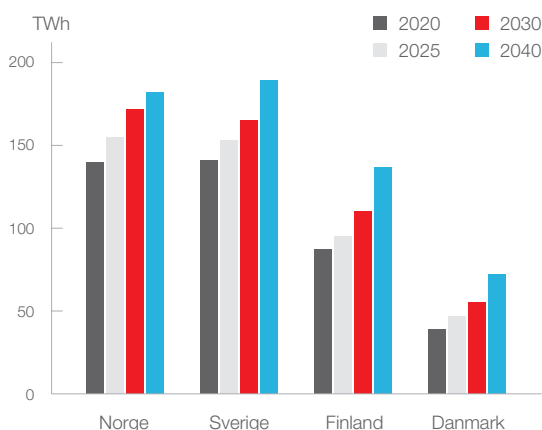
Mellom 2040 og 2050 kommer det inn enorme mengder ny vind- og solkraft. I vår Basis holder imidlertid prisene seg ganske like som i 2040, som følge av at vi forventer stor andel fleksibelt forbruk. På sikt gir også teknologisk utvikling lavere kostnader på sol- og vindkraft, batterier og elektrolyseanlegg, som kan gi lavere kraftpriser.

Norden - høy vekst i forbruk og produksjon

Utviklingen i de nordiske landene følger samme hovedtrend mot elektrifisering som ellers i Europa. I vårt oppdaterte basisscenario for Norden øker forbruket med 40 % til 2040. Samtidig forventer vi økende fornybarproduksjon i alle de nordiske landene, i hovedsak i form av vindkraft. Vi forventer at samlet energibalanse over året i Norden fortsatt vil være svakt positiv.

I Norge har vi en økning i forbruket i vårt basisscenario fra dagens nivå på 140 TWh til 180 TWh i 2040 og rundt 190 TWh i 2050. Veksten er større enn i LMA 2019 og skyldes i stor grad flere planer om ny industri og mer omfattende elektrifisering. Hvor fort og mye forbruket vil øke er usikkert. Det gjelder særlig utviklingen etter 2030. Vi opererer derfor med et stort utfallsrom, på mellom 160 og 220 TWh i 2050, se også tekstboks. En sentral usikkerhetsfaktor er i hvilken grad det vil bygges ut mer kraftproduksjon, da det vil påvirke veksten i prissensitive næringer. Mer kapasitet i nettet er en forutsetning for å knytte til både produksjon og forbruk. En tredje usikker-

Figur 35



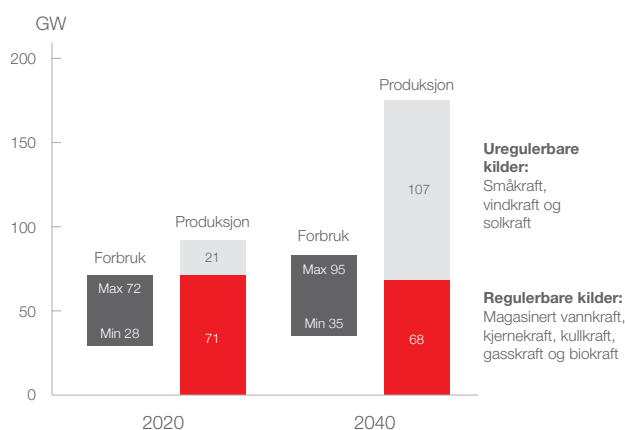
Figur 35

Nordisk kraftforbruk fordelt på land.

Figur 36

Maksimal effekt fra uregulerbare og regulerbare kilder og variasjon i nordisk forbruk.

Figur 36



hetsfaktor er hvor mye petroleumssektoren blir elektrifisert og hvor fort petroleumsforbruket går ned som følge av avtagende aktivitet i denne sektoren. I tillegg er det usikkerhet knyttet til graden av energieffektivisering i samfunnet og hvor raskt forbruket fra husholdninger og næringsbygg vil kunne avta som følge av dette. Mer energieffektivisering vil kunne gi rom for mer kraftforbruk fra industri.

Norge har i dag en positiv energibalanse på rundt 15 TWh. En del vindkraft er fremdeles under bygging, men med en forbruksvekst som i Basis vil imidlertid dette overskuddet forsvinne. I det lange bilde anser vi det som mest realistisk, både av økonomiske og politiske grunner, at produksjonen vil utvikle seg omtrent i samme takt som forbruket. Vi legger derfor til grunn en svakt positiv kraftbalanse på rundt 5–10 TWh.

Norske priser i Basis – på nivå med historiske priser, men mer volatile

I vårt basisscenario er kraftprisene i Sør-Norge mellom 40–50 €/MWh i perioden 2030 til 2040 i år der tilsiget er rundt normalt. Trenden er synkende fra 2030 til 2040, mest fordi kraftprisene på kontinentet synker en god del fra 2030 til 2040. Sørnorske priser ligger 5–10 €/MWh lavere enn på kontinentet. Prisene i Nord og Midt-Norge ligger lavere enn prisene i Sør-Norge i 2030, men nærmer seg nivået i Sør-Norge mot 2040. Et større lokalt overskudd i Nord-Norge enn det vi har lagt til grunn i Basis, kan gi lavere kraftpriser enn vist her. Det er selvfølgelig stor usikkerhet knyttet til prisutviklingen på sikt. Vi har derfor et høy- og lavprisscenario som i stor grad er knyttet til utviklingen av europeiske priser. I høyprisscenarioet blir prisene i Norge liggende over 50 €/MWh, mens det i lavprisscenarioet synker ned mot 30 €/MWh.

I likhet med utviklingen på kontinentet vil prisbildet i Norge og Norden gå mot større prisvariasjon enn det vi har sett historisk. Det blir innslag av flere lave og høye priser, og langt større variasjoner spesielt innenfor uker og måneder. Mot 2030 vil også prisene bli vesentlig høyere om vinteren enn om sommeren. Solkraft, både i Norden og Europa, vil presse ned prisene i hele perioden fra mars til oktober, mens prisene om vinteren vil variere mest avhengig av mengden vindkraft.

Større prisforskjeller mellom nord og sør i Norden – og mellom Norge og kontinentet

Internt i Norge forventer vi større prisforskjeller enn det vi har sett historisk. Prisforskjellene er

Figur 37

Sør-norsk gjennomsnittlig årlig kraftpris i Basis.

Figur 38

Utfallsrom for gjennomsnittlig årlig kraftpris i Basis 2040.

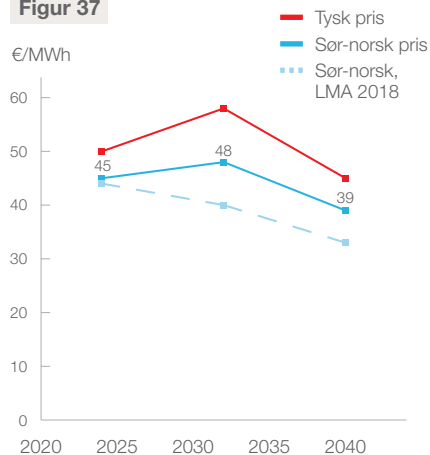
Figur 39

Gjennomsnittlig årlig kraftpris i Basis.

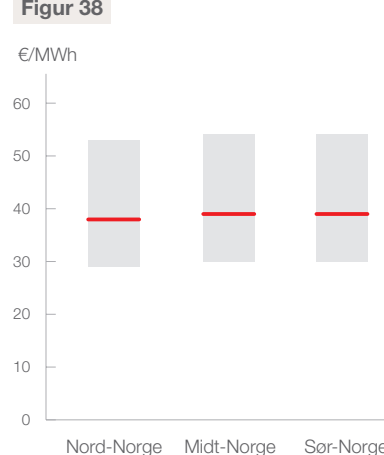
Figur 40

Gjennomsnittlig prisforskjell time for time i Basis.

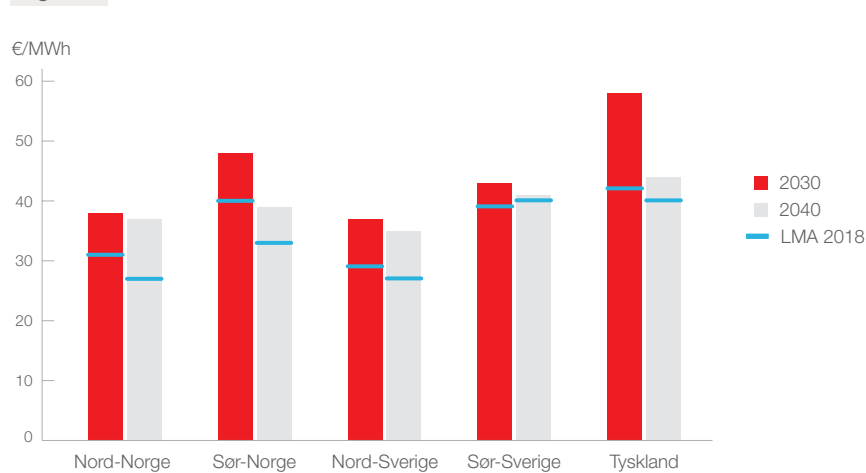
Figur 37



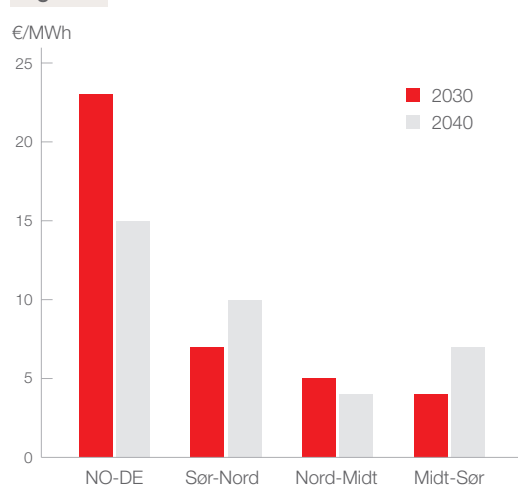
Figur 38



Figur 39



Figur 40



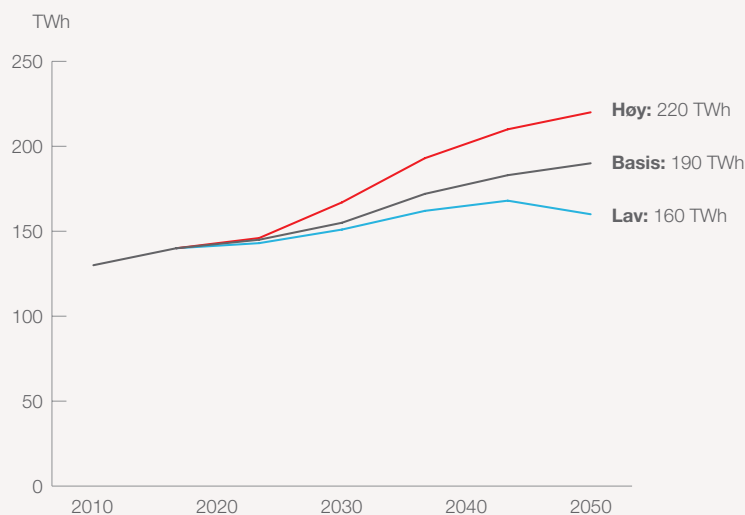
Våre scenarier for norsk forbruksutvikling – Høy og Lav

Selv om vi er sikre på at det vil bli en betydelig økning i forbruket, er tempo og volum usikkert. Vi har derfor laget to alternative forbruksscenarioer for å illustrere utfallsrommet.

På lang sikt ser vi at det er betydelig muligheter for forbruk knyttet til grønn industri, i tillegg til datasentre og næringsparker, m.m. Dette er kraftforbruk som i større grad er sensitivt for kraftprisen og som vil avhenge av tilgangen på ny kraftproduksjon. I tillegg utgjør elektrifisering av petroleumsinstallasjoner en betydelig oppside i kraftforbruket.

I «Lav» vil forbruket i samtlige forbrukskategorier vokse saktere, samtidig som forbruket til petroleumsaktivitet faller raskere utover i tid. Videre gir mer energieffektivisering et fall i forbruket på lang sikt.

Dagens begrensninger på vindkraft på land og lengre ledetider for utbygging av havvind, gjør at vi anser vårt høye scenario for forbruksutvikling som noe mindre sannsynlig mot 2030. En tydelig åpning for ny kraftproduksjon, enten gjennom vind på land eller havvind, vil gi mulighet for en forbruksutvikling som i «Høy», men trolig noe forskjøvet ut i tid. Mot 2050, er det høye scenarioet for norsk forbruksutvikling fullt mulig, men det vil stadig avhenge av utbyggingen av ny kraftproduksjon.



drevet av forhold i Norge og Norden, men er også knyttet til prisutviklingen i det nordeuropeiske markedet. Frem mot 2030 er prisforskjellene først og fremst drevet av at lavere gjennomsnittprisene i Nord-Norge og til dels Midt-Norge enn i Sør-Norge. Etter 2030 blir snittprisene i Basis likere, men prisforskjellene time for time øker som følge av større overføringsbehov som gir flere timer med flaskehals. Dette gjelder også internt i Sør-Norge.

Høye og varierende priser i markedene rundt oss gir store prisforskjeller time for time mot kontinentet og Storbritannia rundt 2030. Mot 2040 dempes prisforskjellene mot Europa noe, mest fordi prisene synker. Vi forventer også økte prisforskjeller mot Sverige og Danmark.

2.2 Vi har et høyt og vedvarende fornyelsesbehov

For å opprettholde anleggenes funksjon og sikre høy tilgjengelighet må vi vedlikeholde og fornye anleggene. Statnetts anleggsmasse har lang forventet teknisk levetid, henholdsvis 70 og 40 år for luftledning og kabel. Stasjoner består av komponenter med ulik levetid. Enkelte komponenter må vi skifte ut etter få år, mens andre har forventet teknisk levetid på 40 år eller mer. Størrelsen og alderen på anleggsmassen gjør at Statnett har et betydelig fornyelsesbehov på kort og lang sikt. I første omgang er dette fornyelse av stasjonsanlegg, mens det utover på 2030-tallet blir behov for ledningsfornyelser. Til nå har Statnetts fornyelser i hovedsak omfattet stasjons- og kabelanlegg.

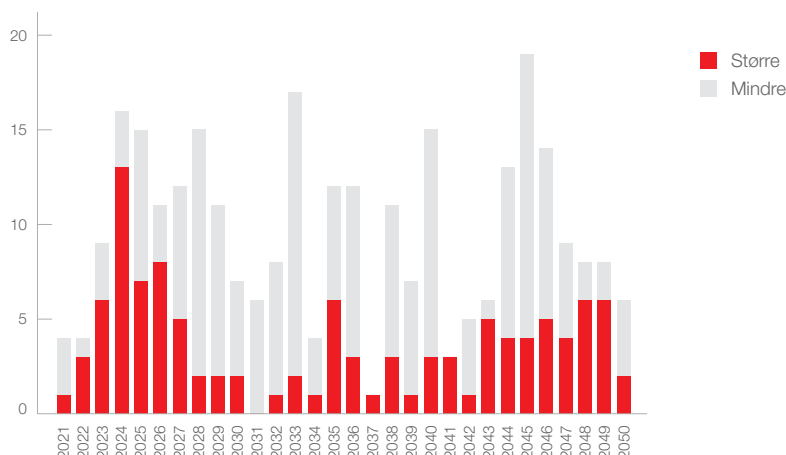
Omfattende fornyelsesbehov i stasjonsanlegg allerede nå

Statnett har et omfattende fornyelsesbehov i stasjonsanleggene allerede i dag. De siste årene ser vi at sårbarheten i anleggsdriften har økt, og feilstatistikk viser en økende trend. Utviklingen underbygger at anleggsmassen begynner å bli gammel. I tillegg har vi overtatt anlegg i forbindelse med tredje elmarkedspakke som har dårlig tilstand og ikke oppfyller dagens krav til funksjonalitet og utforming. De nærmeste årene vil vi øke innsatsen på å fornye kontrollanlegg, som har vesentlig kortere teknisk levetid i forhold til andre komponenter. Det er også behov for å gjøre mange større stasjonsfornyelser som, i tillegg til kontrollanlegg, omfatter transformatorer, koblings- og eventu-

Figur 41

Planlagte større og mindre stasjonsfornyelser frem til 2050.

Figur 41 Planlagte stasjonsfornyelser



Plan for **anleggsforvaltning**

Som eier og driver av elektriske anlegg, plikter Statnett å sørge for at anleggene er i forskriftsmessig stand, og ivareta elsikkerheten iht el-tilsynsloven med forskrift (FEF-2006). Energilovforskriften §3–5 stiller krav til at Statnett skal holde anleggene i tilfredsstillende driftssikker stand, og skal minimum hvert annet år utarbeide planer for systematisk vedlikehold og modernisering. Statnett oppsummerer arbeidet i den interne grunnlagsrapporten Plan for anleggsforvaltning. Planarbeidet gir innspill til en stor del av prosjektene som ligger i Nettutviklingsplanen.

elt kompenseringsanlegg. Med økt takt på stasjonsfornyelsene reduserer vi sårbarheten for feil i anleggene. Fornyelsesomfanget for stasjoner vil derfor ha et jevnt og høyere nivå enn tidligere, og vedvare langt frem i tid. Et nivå på omtrent 10 stasjonsfornyelser per år helt frem til 2050 er nødvendig for å håndtere det totale omfanget.

Behov for å fornye ledninger fra 2030

I 2030 vil 55 % av dagens kilometer luftledning være eldre enn 50 år, der det meste er 300 kV-ledninger på Østlandet. Med en forventet teknisk levetid på 70 år, vil behovet for å fornye ledningene våre øke i tiden fremover. For ledningsanlegg kan levetidsforlengende tiltak være mulig og tilstrekkelig for å opprettholde anleggenes funksjon. Levetidsforlengende tiltak på ledninger vil ofte kreve betydelige utkoblinger og ressurser for å gjennomføre tiltak med begrenset varighet. Det er derfor viktig å koble det langsiktige behovet for fornyelser med kjente eller mulige kapasitetsbehov, slik at vi kan vurdere om fornyelse og større utbedringer likevel kan være mer rasjonelt.

2.3 Store forbruksplaner i hele landet – få planer om produksjon i dag

Det grønne skiftet konkretiseres i et stort antall tilknytningssaker over hele landet. Siden 2018 har vi behandlet omtrent 26 000 MW omsøkt volum, der det aller meste er forbruk. Datasenter, elektrifisering av olje- og gassindustri og ny grønn industri utgjør det meste av planene. Aktiviteten fordeler seg over hele landet, men den aller største aktiviteten ser vi langs kysten av Vest- og Sørlandet, samt indre deler av Nordland og Vestfold og Telemark.

Omsøkt volum viser en tydelig trend med høy forbruksvekst

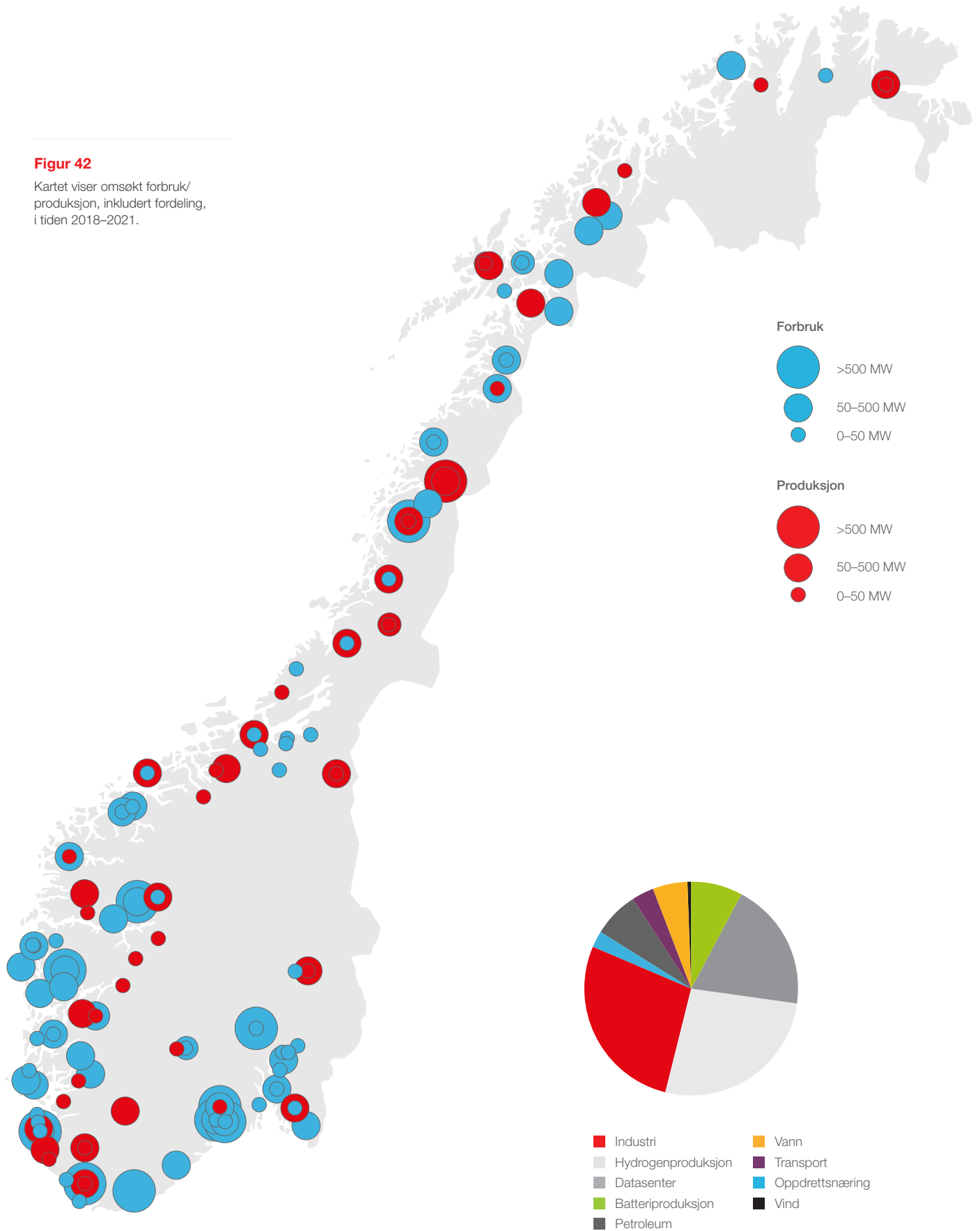
Statnett har siden 2018 behandlet saker med totalt 26 000 MW forbruk og produksjon. I 2018 og 2019 var 30 % av volumet knyttet til produksjon, der det meste var vindkraft. I 2020 og 2021 er hele 95 % omsøkt volum forbruk.

Størrelsen på forbruksplanene varierer fra under 5 MW til over 500 MW, der de fleste er i størrelsesorden 50–500 MW. Til sammenligning er Norges største forbrukspunkt i dag en industri-kunde med last på 700 MW. Mange planer er lokalisert i de samme områdene, nært eksisterende industri og langt unna produksjon. Konsekvensen for nettet avhenger av størrelsen på uttaket, og hvor langt unna produksjonen det kommer. Statnett er pålagt å svare ut alle henvendelser om tilknytning og vurderer hver sak nøye for å sikre at tilknytningene er driftsmessig forsvarlig.

Aktører står fritt til å søke om tilknytning, og Statnett er pålagt å svare ut henvendelser. Omfanget med omsøkt volum indikerer et høyt aktivitetsnivå og er ikke en prognose på hvor mye forbruk

Figur 42

Kartet viser omsøkt forbruk/
produksjon, inkludert fordeling,
i tiden 2018–2021.





Vi har tre krav til en driftsmessig forsvarlig tilknytning

En driftsmessig forsvarlig tilknytning:

1. forutsetter at vi ikke bryter forskriftsmessige krav til strøm- og spenningsgrenser.
2. forutsetter at eksisterende kunder fortsatt har en akseptabel leveringspålitelighet.
3. skal normalt ikke bryte med Statnett sin driftspolicy.

som blir realisert. Som tidligere nevnt, henger forbruksutviklingen tett sammen med utviklingen innen produksjon. Lokaliseringen er sentralt for nettutviklingen, og store avstander gir behov for omfattende nettiltak. Vi forventer at det kommer flere henvendelser om produksjon fra havvind fremover – også i områder som ikke er åpnet enda. Nettet vi planlegger for vil håndtere store mengder av både forbruk og produksjon, gitt at de kommer på gunstige lokaliseringer. Statnett vil fremover ta en aktiv planrolle for å veilede aktører for å sikre en rasjonell utvikling av kraftsystemet.

Det er stor aktivitet i hele landet – vi planlegger omfattende tiltak flere steder

I Nord-Norge er mesteparten av tilknytningssakene knyttet til elektrifisering av olje- og gassnæring, datasenter, batteri- og ammoniakfabrikker. De største forbruksplanene er i Finnmark og Mo i Rana. Det er i dag begrenset kapasitet for tilknytning av mer forbruk i Finnmark, Lofoten, Harstad og Vesterålen, samt Mo i Rana. Statnett planlegger omfattende tiltak i alle områder med begrenset kapasitet. Selv med planlagte tiltak, vil det være lite tilgjengelig kapasitet for tilknytning av mer forbruk i Finnmark uten nye, større tiltak eller mer lokal produksjon.

De største tilknytningssakene i Midt-Norge er knyttet til elektrifisering av Haltenbanken, etablering av datasenter, og oppdrettsanlegg på land. I tillegg er det mange små tilknytningsforespørsler innen særlig elektrifisering av transport. Selv om vi har forsterket nettet i Midt-Norge de siste årene, er det liten kapasitet til ytterligere tilknytning av både produksjon og forbruk i mange av våre stasjoner. Vi er også her i gang med å planlegge flere tiltak for å tilrettelegge for mer forbruk og produksjon.

På Vestlandet er mesteparten av de kjente planene knyttet til elektrifisering av olje- og gassnæring og etablering av ny industri langs kysten utenfor Bergen og Haugalandet. Det er i dag lite tilgjengelig kapasitet for tilknytning av mer forbruk i områdene, og Statnett er i gang med å planlegge omfattende tiltak for å møte behovene. Gamle Sogn og Fjordane skiller seg ut, ved at de fleste sakene gjelder tilknytning av småkraftverk. Transformeringsskapasitet begrenser muligheten for mer tilknytning i flere områder, og Statnett planlegger å øke kapasiteten flere steder. I Indre Sogn er det ikke kapasitet for tilknytning av mer produksjon enn de som har fått tildelt kapasitet, uten ytterligere tiltak.

Det er store forbruksplaner på Sørlandet, særlig langs kysten fra Rogaland til Vestfold og Telemark. Største del av tilknytningssakene er knyttet til etablering av ny industri som datasenter, batterifabrikker og hydrogenproduksjon. Vi ser også planer om økt forbruk hos allerede etablerte industriaktører og elektrifisering av olje- og gassnæringen utenfor kysten sørvest i regionen. Statnett vurderer kapasitet til fremtidig forbruksøkning i sammenheng med mellomlandsforbindelsen inn til området og planene om havvind utenfor kysten. Vi har allerede satt i gang planlegging av lokale tiltak for å øke kapasiteten i eksisterende stasjoner, men også avklare om det blir behov for ledningstiltak. Det er i dag tilgjengelig kapasitet for tilknytning av noe produksjon i stasjonene rundt de store byene langs kysten. Flere steder vil stasjonstiltak, som er utløst av forbruksplaner, også legge til rette for mer produksjon.

Østlandet følger de øvrige områdene med mange forbruksplaner, og nesten ingen ny produksjon. Regionen er attraktiv for etablering av datasentre, batterifabrikker og annen større industri, med blant annet nærhet til store byer og kompetansemiljø samt Gardemoen flyplass. Nytt stort punktforbruk vil i hovedsak utløse investeringer for å øke transformeringsskapasiteten og/eller bygge nye stasjoner, men summen av planene kan gi behov for større ledningstiltak både internt i og inn til området. Statnett planlegger økt transformering flere steder for å legge til rette for tilknytning av nytt forbruk. Når det gjelder produksjon, har vi tildelt en del kapasitet de årene, i hovedsak i Innlandet. Nå er det begrenset med transformeringsskapasitet til ytterligere produksjon. Økt produksjon i dette området bidrar også til overføringsbegrensninger inn mot Oslo. Statnett planlegger tiltak for å øke kapasiteten.

Nore



3 Samfunnsmessig rasjonell nettutvikling

Statnett som TSO skal sørge for en sikker drift og effektiv kraftforsyning ved å utvikle fremtidens nett-, markeds- og driftsløsninger på en samfunnsmessig rasjonell måte. Vi må realisere den tiltakspakken som best balanserer hensynet til forsyningssikkerhet, økt kapasitet og kostnader. Bærekraft og sikkerhet er sentralt i alt vi gjør. Vi skal levere effektivt, på en måte som skaper verdi over tid. Dette gjør vi i tett dialog og samarbeid med andre netteiere, myndigheter og aktører. Digitalisering og innovasjon er nødvendig for å lykkes og innebærer blant annet fundamentale endringer i system- og markedsløsningene.

En rasjonell utvikling av kraftsystemet krever at vi ser system- og anleggsutviklingen i sammenheng og på tvers av nettnivå. Statnett vil samle og koordinere behovene for økt kapasitet, fornyelse og vedlikehold samt markeds- og driftstiltak i områdeplaner. Planene vil bli utarbeidet i samarbeid med regionale nettselskap og andre berørte aktører. Vi planlegger for et transmisjonsnett på 420 kV som grenser til et regionalnett på 132 kV, og vi planlegger for havnett både som systemansvarlig og planlegger.

Økt tempo krever at myndighetsprosesser legger bedre til rette for det grønne taktskiftet. Statnett vil være tydelige på hvilke tiltak som må til og hvordan vi skal forbedre egne prosesser for å sikre en rasjonell utvikling. I tillegg vil vi være en tydelig premissgiver ved å lede kunder mot sterke punkter i nettet og kommunisere hvilke muligheter våre planer legger til rette for.

3.1 Bærekraft og sikkerhet i alt vi gjør

Gjennom vårt samfunnsoppdrag er Statnett en premissgiver i det grønne skiftet og en tilrettelegger for et bærekraftig samfunn. En del av dette er å integrere bærekraft og sikkerhet i alt vi gjør også internt. Personersikkerhet, mangfold på arbeidsplassen og anstendige arbeidsforhold i hele verdikjeden, hvordan vi kan minimere ressursbruk, miljøbelastninger og egne utslipp av klimagasser, blant flere hensyn vi må ta. I tillegg må vi ta et helhetlig miljøansvar og bevare naturmangfold.

I planprosessene for nye nettanlegg er både kartlegging av miljø- og klimahensyn og medvirkning fra berørte interessenter sentralt. Konsekvenser for miljø, klima, arealbruk og samfunn inngår i våre samfunnsøkonomiske vurderinger og vektlegges ved valg av løsninger. Som en stor utbygger av nettanlegg i en mangfoldig norsk natur har vi et særlig ansvar for å vektlegge kostnadene på naturen med nok tyngde. Vi etterstreber å utvikle, bygge og drifte nettanlegg til en akseptabel kostnad for samfunnet, slik at hensyn til naturmiljø, klimalaster, lokale interesser og sikkerhet veies sammen med tekniske og økonomiske vurderinger.

Alle skal komme trygt hjem fra jobb

Et sentralt premiss for Statnetts nettutvikling er at vi skal ivareta personsikkerhet både i prosjektplanlegging, utbygging og drift. Vi har i flere år arbeidet systematisk for å skape skadefrie arbeidsplasser. Statnett har som mål å være blant de ledende nettselskapene innen HMS i Europa, og har en nullvisjon for ulykker. Det betyr at vi skal hindre enhver skade på personer, eiendom og andre materielle verdier, og all unødig miljøbelastning i vår virksomhet. Sikkerhet og bærekraft er et arbeid som gjelder alle, og er en viktig del av det kontinuerlige forbedringsarbeidet. Statnett skal videreutvikle seg som en profesjonell byggherre og skal stille høye krav til alle som tar oppdrag for oss. Vi forbedrer kontinuerlig våre arbeidsprosesser basert på kunnskap om sikre

FNs bærekraftsmål gir oss en ramme for vårt arbeid

FNs bærekraftsmål gir oss en ramme for vårt arbeid. I 2020 formaliserte Statnett vår forpliktelse til å jobbe for oppnåelse av målene ved å bli medlem av FNs initiativ for bærekraftig næringsliv, UN Global Compact.

Syv av bærekraftsmålene er særlig relevante for oss. Vi bidrar til disse gjennom samfunnsoppdraget vårt og våre definerte bærekraftsområder, som omfatter måten vi løser oppgavene på. De syv bærekraftsmålene og Statnetts bidrag til disse målene er beskrevet til høyre:



Syv bærekraftsmål som Statnett har valgt å fokusere på.

arbeidsmetoder, løpende risikovurderinger, samt målrettet opplæring. Eksempelvis tilrettelegger vi for nullutslipp gjennom å velge risikoreduserende løsninger når vi planlegger og prosjekterer våre utbyggingsprosjekter.

3.2 Helhetlig og langsiktig utvikling med bruk av områdeplaner

Tempoet i utviklingen av kraftsystemet må øke for å møte den økende etterspørselen etter nettilknytning og for å gi raskere tildeling av kapasitet. Samtidig må store deler av det eksisterende nettet oppgraderes som følge av fornyelsesbehov. Behovene må koordineres med hele bransjen, og ulike virkemidler må sees i en helhetlig og langsiktig sammenheng. Hele verdikjeden fra produksjon, både på land og til havs, via nett og forbruk må henge sammen, og samspillet mellom aktørene må fungere godt.

Områdeplaner vil vise trinnvis utvikling mot et målnett

Som et nytt tiltak for å sikre en kostnadseffektiv og rasjonell utvikling av kraftsystemet vil Statnett fremover lansere områdeplaner over hele landet. Områdeplanene vil vise en trinnvis utvikling mot et fremtidig målnett som vil legge til rette for nullutslipp i 2050. I en periode med stor omstilling og mange behov vil vi benytte områdeplanene til å skape forutsigbarhet om våre planer og bedre koordinere utviklingen av kraftsystemet. Sammen med andre aktører vil vi bruke områdeplanene til å se system- og anleggstiltak i sammenheng, og igangsette pakker med tiltak som møter behovene for markedsutvikling, fornyelse, nettkapasitet og vedlikehold. Planene vil også danne grunnlag for koordinering av tiltak på ulike nettnivåer og videre prosjektutvikling.

Ledetiden for våre nettanleggsprosjekter er ofte lengre enn det kundene våre har for å etablere sine virksomheter. Derfor kommer vi fremover – i større grad enn før – til å velge konsepter

og ta investeringsbeslutninger i større steg og samle flere tiltak i større prosjekter. Omfattende fornyelsesbehov og den store etterspørselen etter tilknytning gir lav risiko for å investere for mye eller feil. I tillegg vil denne tilnærmingen gi oss nødvendig handlingsrom til å vedlikeholde og håndtere utkoblinger parallelt med utbygginger. Nettmeldingen bekrefter verdien av et robust og moderne nett med nødvendig sikkerhetsmargin og at konsekvensene for samfunnet av å investere for lite eller for sent vil være større enn konsekvensen ved å investere for mye (ref St.Meld. 14, 2011–2012). Ved å øke kapasiteten planmessig der behovene er størst, og de negative konsekvensene er minst, vil Statnett legge til rette for en rasjonell utvikling av kraftsystemet.

Vi fremskynder omlegging til 420 kV som standard spenningsnivå

Ved å øke spenningsnivået i transmisjonsnettet fra 300 kV til 420 kV økes overføringsevnen betraktelig. Statnett vil derfor forsere omleggingen til 420 kV over hele landet slik at all reinvestering normalt sett vil føre til en utfasing av 300 kV-nettet. Samtidig standardiserer vi nedtransformeringen til 132 kV i dialog med regionale netteiere. Standardiseringen vil gi kostnadsfordeler for drift, vedlikehold og beredskap.

Vi ser fornyelser og økt kapasitet i sammenheng

Statnett har en anleggsmasse med bokført verdi på om lag 60 milliarder kroner og en gjenanskaffelsesverdi på mer enn 250 milliarder kroner. En stor del av kommende nettinvesteringer vil være utløst av behov for reinvestering i eksisterende anlegg. Ved å samordne reinvesteringer i et område og samtidig øke kapasiteten, vil vi oppnå en betydelig kapasitetsøkning i nettet. Tilsvarende vil vi gjennomføre en koordinert reinvestering av nettanlegg i de tilfeller investeringene er utløst av økt kapasitetsbehov.

Tilstrekkelig transformeringskapasitet mellom transmisjonsnett og regionalnett er sentralt for å legge til rette for alminnelig forbruksvekst og tilknytning av større forbruk. For å ligge mer i forkant med utviklingen av transformeringskapasitet, gjennomfører Statnett jevnlig kartlegging av kapasiteten, for å avdekke behov tidlig og kunne realisere økt kapasitet raskt. Økt transformeringskapasitet koordineres med behov for fornyelser i stasjoner der det er aktuelt.

Med økt tilstandskontroll og digitalisering av anleggene vil vi samtidig få mer kontroll på risikoen for feil i anleggsdriften og mulighetene for å forlenge levetiden der det er hensiktsmessig. For ledningsanlegg er det et stort potensial for å ta i bruk levetidsforlengende tiltak, men dette må sees i sammenheng med kapasitetsbehov.

3.3 Statnett skal være en tydelig premissgiver for elektrifisering og verdiskapning

Økt tempo for å legge til rette for bærekraftig verdiskapning er et av temaene i Stortingsmeldingen «Energi til arbeid» (Meld.St 36, 2020–2021). Meldingen løfter en satsing på nye grønne næringer som hydrogen og havvind og en styrking av strømmettet. For å øke tempo i nettviklingen vil det regjeringsoppnevnte Nakstad-utvalget foreslå forbedringer i konsesjonsprosessen, utvikling av strømmettet og systemet med tilknytningsplikt. Statnett vil bidra aktivt med innspill til utvalget.

For å spare investeringer og redusere arealinngrep fra nye linjetraseer er det avgjørende med gunstig lokalisering av nytt forbruk og ny produksjon. Statnett skal være en tydelig premissgiver ved å lede kunder mot sterke punkt i nettet og tilgjengeliggjøre kunnskap om hvilke muligheter våre planer legger til rette for. Riktig lokalisering vil også gi kundene bedre forsyningsikkerhet og raskere tilknytning til nettet, i tillegg til reduserte anleggsbidrag. Vi vil bruke anleggsbidrag som et viktig virkemiddel for å sikre riktig prioritet og lokalisering. Nye regulatoriske virkemidler bør også vurderes, for å bidra til å fremme raskere saksbehandling og hensiktsmessig lokalisering av større uttak og innmating.

3.4 Nye verktøy gir høyere systemutnyttelse

For å sikre god utnyttelse av transmisjonsnettet må system-, marked- og anleggstiltak sees i sammenheng. Økt samtidig utbygging av nettanlegg vil utfordre systemdriften. Dette kommer i tillegg til de pågående endringene i kraftsystemet på europeisk, nordisk og nasjonalt nivå som gir større og raskere variasjoner i produksjon, forbruk og utveksling.

Det er derfor nødvendig å utvikle nye prosesser og verktøy for å støtte systemdriften. En rekke prosjekter er igangsatt og planlagt innenfor videreutvikling av handelsløsninger, effektiv bruk av fleksibilitet, automatisering av systemdriften og bedre driftskoordinering. Særlig relevant i denne sammenheng er løsninger for økt bruk av fleksibilitet, automatisering av systemvern og verktøy for samhandling med bransjen. Til sammen vil dette bidra til å ivareta høy driftssikkerhet i det grønne skiftet, også når nettet er under utbygging.

Disse prosjektene kan også bidra til å dempe behovet for nettinvesteringer. Ett eksempel på dette er flytbasert markedskobling. I dag beregner operatørene på landssentralen daglig hvor mye kraft som kan handles mellom to budområder i hver time, basert på forventet geografisk produksjonsfordeling. Ved flytbasert markedskobling beregner systemansvarlig kun et mulighetsrom for handelskapasiteten, mens endelig kapasitetsutnyttelse fastsettes samtidig med markedsklareringen. Dette gir en samfunnsøkonomisk gevinst fordi både overføringsnettet og produksjonsressursene utnyttes bedre. Vi er i gang med simuleringer av flytbasert markedsløsning og skal etter planen gjøre resultatene tilgjengelig for eksterne aktører fra november 2021. Eksisterende metode for fastsettelse av handelskapasitet skal videreføres parallelt med simuleringene av den nye løsningen i ett år. Flytbasert markedskobling skal etter planen erstatte dagens løsning når kvalitetskriteriene er oppfylt.

Statnett sine tiltak for å møte system- og markedsutviklingen blir næyere gjennomgått i vår System- og markedsutviklingsplan (SMUP), som blir publisert i siste halvdel av 2021.

3.5 Utviklingen til havs og på land må sees i sammenheng

Havbasert vindkraft blir sentralt i omleggingen av det europeiske energisystemet, og mye av utbyggingen vil skje i Nordsjøen. I planlegging og drift må kraftsystemet på land og offshore sees på som ett kraftsystem. Kraften som vil bli produsert til havs skal fraktes helt til forbrukere som ofte vil være plassert på land. Utbygging av et havnett vil derfor også øke behovet for forsterkning av nettet på og mellom land. Videre er det behov for å koordinere utbyggingen av havnett med våre naboland for å sikre en mest mulig optimal utvikling. Transmisjonsnettet – til lands og til havs – må utvikles i rett sekvens for å sikre norsk verdiskaping og høy forsyningsikkerhet.

Rammeverket for regulering av offshore nett, hybrider og tilhørende handel utvikles nå, både i Europa og i Norge. Parallelt må det også utvikles ny teknologi både på system- og anleggs-siden for å muliggjøre en kostnadseffektiv utvikling av havnett. Statnett deltar aktivt i europeiske utrednings- og innovasjonsprosesser og gjennomfører utredninger knyttet til norske forhold og rammebetingelser. Begge deler skal sikre et godt grunnlag for fremtidig norsk verdiskaping og sikker systemdrift.

Statnett deltar aktivt i utforming av posisjoner i ENTSO-E. Fellesnevneren i våre posisjoner er at TSOens oppgaver og ansvar prinsipielt skal være det samme på land og til havs. I planlegging og drift må kraftsystemet på land og til havs sees på som ett kraftsystem, og reguleringer og markeddesign må i størst mulig grad være samordnet for å sikre likebehandling.

Som på land, vil Statnett også følge opp kunder og interessenter til havs og være en tydelig premissgiver for utviklingen, blant annet ved å legge til rette for en rasjonell systemutvikling til havs og ved å identifisere og utvikle gunstig ilandføring av havnettet.

3.6 Digitalisering og innovasjon gir raskere utvikling, bedre løsninger og økt gjennomføringskraft

For å legge til rette for grønn verdiskapning må transmisjonsnettene oppgraderes raskt, men også på en sikker, kostnadseffektiv og bærekraftig måte. Statnett er derfor en pådriver for systematisk satsning på digitalisering, teknologiutvikling og innovasjon for å oppnå økt utnyttelse av kraftsystemet, økt tempo i nettvikling, bedre løsninger, mer presise analyser, og mer effektiv samhandling med aktører i Norge, Norden og Europa.

Effektiv utnyttelse og utvikling av kraftsystemet forutsetter informasjonsutveksling og datadrevne beslutninger gjennom hele verdikjeden og på tvers av aktører og kunder. Digitalisering er sentralt i arbeidet med bedre samarbeidsformer mellom aktørene i kraftbransjen. Eksempelvis er Statnett med i bransjeinitiativet DIGIN, som skal utvikle en felles informasjonsmodell for bedre dataflyt. Vi bygger også et digitalt fundament internt i Statnett som tilrettelegger for deling av data og interoperabilitet mellom aktører.

Forskning og utvikling av miljøvennlige alternativer til materialer og komponenter vi benytter i våre anlegg er avgjørende for å kutte klimautslipp. Utslipp av SF6 fra våre gassisolerte anlegg utgjør 62 % av Statnetts direkte klimautslipp. I 2020 prekvalifiserte Statnett teknologi for å erstatte SF6-gass i passive komponenter på 420 kV, og vi vil benytte denne teknologien første gang i Hamang transformatorstasjon. Dette er første gang en SF6-fri gass brukes på dette spenningsnivået i Skandinavia.

Bergensregionen er et av stedene der mange aktører ønsker tilknytning raskt, samtidig som det vil ta tid å heve kapasiteten inn til området. Her har Statnett fått støtte fra Enova til å gjennomføre en pilot sammen med BKK Nett for å forsøke å tilby tilknytning av 50 MW ekstra kapasitet til kundene før planlagte netttiltak er satt i drift. Vi vil sammen med aktører og bransjen se på hvordan vi kan benytte alternativer til nett for å realisere dette. Automatisering av bruken av systemvern er et annet tiltak som også vil legge til rette for raskere tilknytning av kunder og mer effektiv systemutnyttelse.

Forbedringer av dagens gjennomføringsmodell kan gi store gevinster fra planlegging til idriftsettelse. Vi vil tilpasse anbuds-, kontrakts- og entreprisformene til de aktuelle prosjektene og legge til rette for god konkurranse i markedet samtidig som vi vil utnytte den samlede kapasiteten hos regionale nettselskaper best mulig gjennom byggherresamarbeid. Dette betyr også at vi vil sette ut flere oppdrag både til prosjektering og utbygging.

Ved å utnytte innovasjoner i leverandørmarkedet skal vi effektivisere prosjektgjennomføring og gi merverdi i anleggenes levetid. Standardiserte tekniske løsninger og arbeidsprosesser vil redusere gjennomføringstiden og muliggjøre enkeltstående utskiftninger i anleggene. Blant annet vil effektivisering og bruk av digital informasjonsmodell (BIM) gi reduserte gjennomføringstider i prosjektene, lavere kostnader og økt kvalitet.

Statnett arbeider systematisk for å redusere anleggenes levetidskostnader og for å utnytte kapasiteten. En stor del av forbedringsarbeidet er rettet inn mot mer målrettet vedlikehold, samt å tilgjengeliggjøre og i større grad bruke tilstandsinformasjon inn i arbeidsprosessene. Gjennom en risikobasert, helhetlig og pålitelighetsstyrt tilnærming skal vi utvikle riktige tiltak til riktig tid og øke kapasitetsutnyttelsen.

De beslutningene som tas gjennom hele livssyklusen til anleggene, bør i større grad enn i dag være basert på levetidskostnaden til anleggene. Dette forutsetter at vi utvikler felles modeller og datagrunnlag for å vurdere levetidskostnadene.



4 Samlet plan og portefølje mot 2050

Med den pågående og allerede gjennomførte utbyggingen av transmisjonsnettet har Statnett et godt grunnlag for å kunne legge til rette for det grønne taktskiftet, men vi må øke tempoet i videre nettutvikling. Vi forventer nettinvesteringer på mellom 60–100 milliarder kroner i tiden 2021–2030. I dette anslaget har vi lagt inn 10 milliarder kroner i nettinvesteringer for havnett. Til sammenligning investerte vi for 60 milliarder kroner i tiden 2011–2020. Vi anslår et høyere gjennomsnittlig investeringsnivå frem mot 2050, men usikkerheten er stor.

4.1 De neste fem årene vil investeringsnivået være som tidligere kommunisert

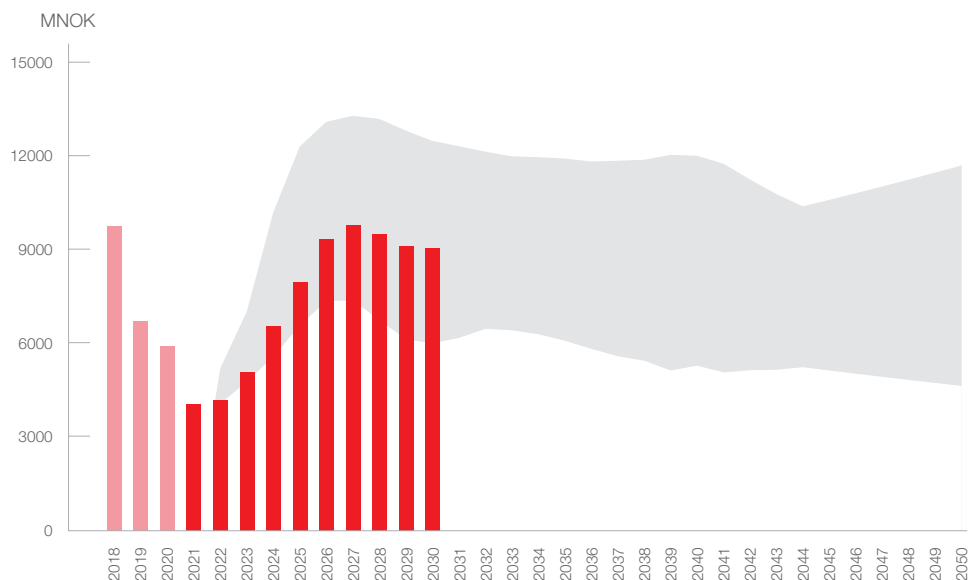
Kommende fem år, 2021–2025, forventer vi å investere for opp mot 30 milliarder kroner. Omtrent 30 % av investeringsnivået er investeringsbesluttet, og perioden preges av at flere store prosjekter er i tidligfase. Med idriftsettelse av både NordLink og North Sea Link er ikke mellomlandsforbindelser lenger de største investeringene i vår portefølje. Frem til 2025 utgjør Skaidi-Lebesby (Adamselv), Skaidi-Hammerfest, Lebesby (Adamselv)-Seidafjellet (Varangerbotn), Åfjord-Snilldal, Blåfalli-Gismarvik (Haugalandet nettforsterkning), Stølaheia, Hamang-Bærum-Smestad og Ulven de største planlagte prosjektene vi har. Sammen med de investeringsbesluttede prosjektene Aurland-Sogndal, Lyse-Fagrafjell og Sogn-Ulven, utgjør prosjektene halvparten av investeringsnivået vårt.

Noen prosjekter har endret fremdrift og kostnader siden Nettutviklingsplanen 2019. Endringer for prosjekter under gjennomføring kommer i stor grad av høyere priser i markedet samt svakere

Figur 43

Investeringsnivå i større nettanlegg frem til 2050. I tillegg til disse tallene forventer vi årlig 1,5–2 milliarder kroner i mindre reinvesteringer og IT-prosjekter.

Figur 43 Prognose for nettinvesteringer frem til 2050 (mnok)



norsk krone. For prosjekter under planlegging er endringene også knyttet til endret omfang. Koronapandemien medfører gradvis strammere fremdriftsplan og økonomi i flere av prosjektene på grunn av lavere effektivitet i arbeidsoperasjonene. Mye av dette kommer av innreiserestriksjonene for utenlandsk arbeidskraft.

4.2 Vi forventer høyere investeringsnivå i tiden 2025–2030

Den store tidligfaseaktiviteten før 2025 gir et høyere investeringsnivå i tiden 2025–2030 enn før. Vi forventer at investeringsnivået øker fra rett over 4 milliarder kroner i 2021 til et nivå på gjennomsnittlig 8–10 milliarder kroner per år i tiden 2025–2030. I enkeltår kan nivået gå utenfor det gjennomsnittlige. Investeringsnivået er høyere enn tidligere kommunisert, og kommer av økt tempo i nettutviklingen og investeringer i havnett. Investeringene er fordelt over hele landet, og vil styrke forsynings sikkerheten og legge til rette for mer forbruk og produksjon. Økt tempo gjør oss i stand til å møte det grønne taktskiftet og sikre en jevn og forutsigbar oppgradering av transmisjonsnettet.

Fornyelsesbehovet utgjør en fast base av investeringsnivået

Statnett har et omfattende og vedvarende fornyelsesbehov. I første omgang handler det om fornyelse av stasjonsanlegg, mens det utover på 2030-tallet også innebærer ledninger. Vi forventer også økt omfang i de stasjonsfornyelsene vi vil gjennomføre fremover. En del av fornyelsene vil gjennomføres i forbindelse med kapasitetsutvidelser, som må til for å øke kapasiteten til nytt forbruk og ny produksjon.

Vi må begynne oppgradering av transportkanalene for å håndtere fornyelsesbehovet

Store deler av ledningene og stasjonene i de store transportkanalene å nærme seg teknisk levetid. Kanalene henger tett sammen, og oppgradering av én kanal vil påvirke overføringsbehovet i en annen. I tillegg vil prosjektene være store i omfang. Vi må derfor planlegge oppgradering av transportkanalene nøye og plassere de jevnt utover i tid for å klare oppgraderingen av disse.

Lokal forbruksvekst gjør at vi planlegger oppgradering av regioner og byer

Vi ser stor aktivitet knyttet til elektrifisering og grønn næringsutvikling over hele landet. Aktiviteten skjer i hovedsak langt ute i nettet uten produksjon i nærheten. Lokaliseringen, i kombinasjon med størrelsen, gjør at vi må gjennomføre omfattende tiltak i enkelte området. Tempoet i forbruksutviklingen gjør også at vi må fremskynde fornyelsesprosjekter for å realisere verdiskapningen. Frem mot 2030 ligger det inne tiltak i Finnmark, Nordland, Trondheim, Nordmøre og Romsdal, Bergen og omland, Haugalandet, Sør-Rogaland og Stor-Oslo. De fleste tiltakene vil være en kombinasjon av fornyelses- og kapasitetsprosjekter.

4.3 Vi forbereder oss på høyt investeringsnivå frem til 2050

Forbruksvekst og fornyelsesbehov er fremdeles drivende for nettutviklingen etter 2030. Vi fortsetter derfor den trinnvise utviklingen av transportkanalene og regionene hele veien frem til 2050. Fra 2030 anslår vi at investeringsnivået vil holde seg på samme gjennomsnittlige nivå, men usikkerheten er stor.

Vi fortsetter trinnvis oppgradering av transportkanaler og inn mot regioner og byer

Etter 2030 fortsetter vi trinnvis oppgradering av transmisjonsnettet fra 300 til 420 kV. Økende flaskehals og fornyelsesbehov gjør det fremdeles rasjonelt å oppgradere transportkanalene. I vår plan ligger alle transportkanalene planlagt oppgradert innen 2040.

Vi forventer at forbruksutviklingen vil fortsette i de områdene hvor vi allerede ser stor aktivitet. Det vil derfor være nødvendig å fortsette oppgradering av nettet inn til de store regionene og byene. Tiltakene vil være nødvendig for å sikre forsynings sikkerheten og øke forbruket ute i nettet. Vi forventer videre investeringer i eksempelvis Trondheim, Bergen og omland, Haugalandet, Sør-Rogaland, Sørlandet, Grenland og Stor-Oslo også etter 2030.

Fornyelsesbehovet fortsetter frem til 2050 og vedvarer

Stasjonsfornyelsene fortsetter også etter 2030. I tillegg vil en større del av ledningsmassen nå teknisk levetid i tiden frem mot 2050. Utover transportkanalene, gjelder ledningsfornyelsene store deler av 300 kV-nettet i regioner og byer. Det er også noen 420 kV-ledninger som når teknisk levetid i samme tidsrom. Fornyelsesbehovene vil vi se i sammenheng med kapasitetsbehov, slik at riktige tiltak blir gjennomført til rett tid. Eksempel på områder er Indre Sogn og Odda.

4.4 Det er størst usikkerhet for øvre del av investeringsnivået

Behovet for å fornye en aldrende anleggsmasse danner en fast nedre del av utfallsrommet for kommende investeringer. I både transportkanaler og regioner er det nødvendig å legge oppgraderingene utover i tid ut fra et fornyelsesbehov og gjennomføringshensyn. Lokalisering av forbruk og produksjon, samt utbygging av havvind, utgjør størst usikkerhet for øvre del av investeringsnivået, og gjør at investeringsnivået kan bli høyere enn hva vi forventer nå. Samtidig er det usikkerhet knyttet til tempoet i gjennomføringen, herunder hvor fort det er mulig å komme i gang med prosjektene.

Havvindutbygging vil kreve investeringer på land og til havs – ukjent totalt omfang

Per i dag foreligger det flest konkrete planer om forbruk. Omfanget er så stort at det vil kreve en stor mengde produksjon for å møte det. Foreløpig er Sørlege Nordsjø og Utsira Nord åpnet for havvindkonsesjoner. Radielle og hybride⁸ tilknytninger vil kreve nettinvesteringer på land, og størrelsen på disse avhenger av hvor mye havvind som kommer hvor. De hybride løsningene og innenlandske nettforsterkningene vil være store investeringer. Investeringene utgjør derfor en stor øvre del av investeringsnivået vårt allerede frem mot 2030, og usikkerheten øker mot 2050. Statnett vil, sammen med andre TSOer og aktører, modne alternative konsepter kommende år.

Det er begrenset hvor mye vi klarer å gjennomføre samtidig

Gjennomføringsfasen er den mest ressurskrevende for et prosjekt. I tillegg er gjennomføringsfasen mest krevende for systemdriften. Vi må derfor planlegge for å ha en balansert prosjektportefølje med prosjekter i ulike faser samtidig. Gjennomføringen vil også kunne bli begrenset av tilgangen på leverandører, da flere nettselskaper i Norge og utlandet planlegger for store prosjekter samtidig.

4.5 Høyere nettleie for å tilrettelegge for det grønne skiftet

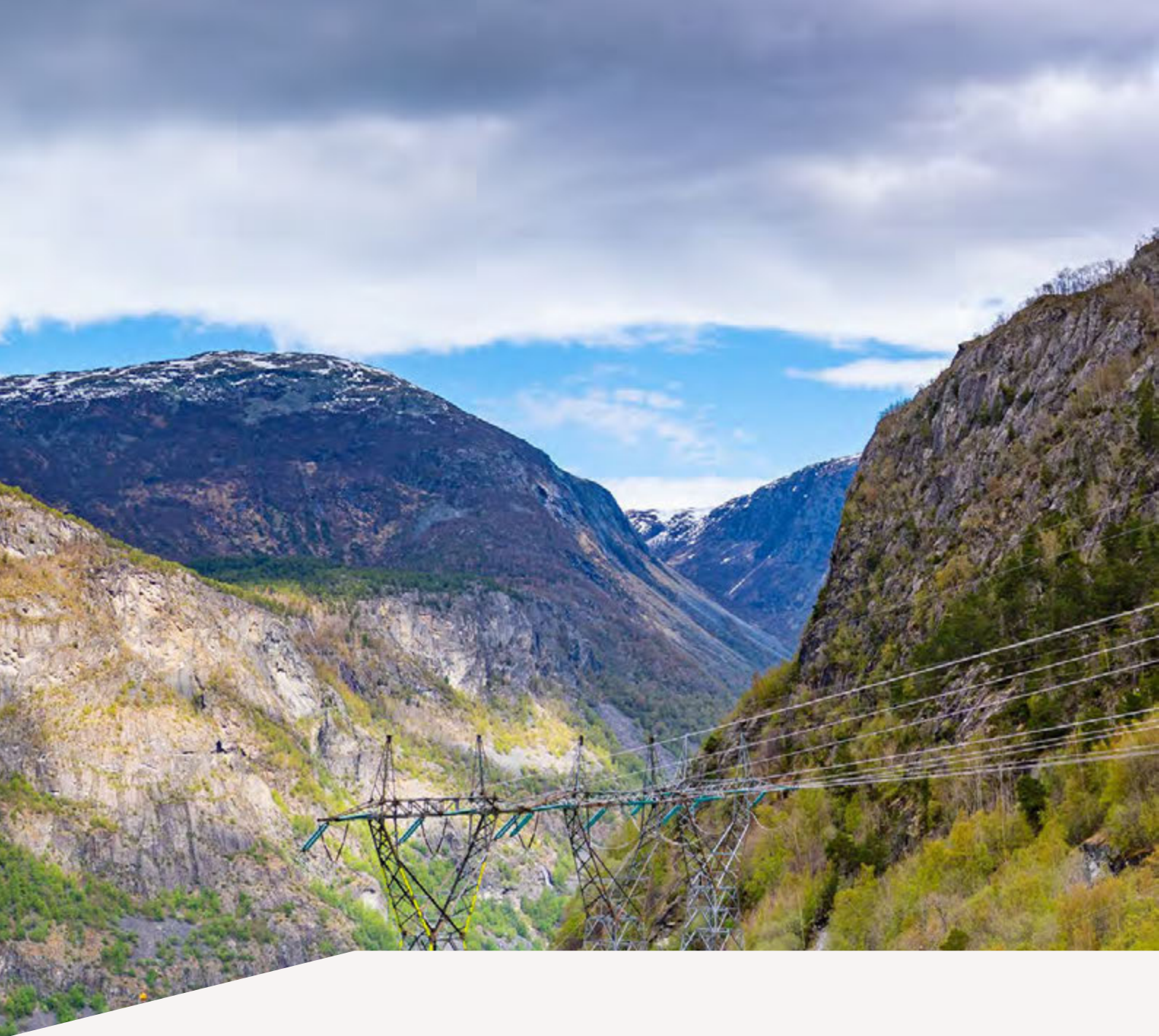
Statnett dekker i hovedsak sine kostnader gjennom nettleie fra nettkunder og flaskehalsinntekter. Økte investeringer fører til økt tillatt inntekt som igjen hentes inn gjennom nettleie. Konsekvensen for nettleien kan motvirkes av reduserte driftskostnader, reduserte tap og økte flaskehalsinntekter.

Hensyn til både tilknytningsplikt for nytt forbruk og ny produksjon, forsyningssikkerhet og rasjonell anleggsforvaltning gir i utgangspunktet Statnett lite fleksibilitet i en stor andel av investeringene fremover. Basert på forventet investeringsnivå, anslår vi at nettkostnadene for en alminnelig forbruker øker fra dagens nivå på 6,1 øre/kWh til 6,6 øre/kWh i 2030 (reelt). Økningen for alminnelige forbrukere vil øke mindre enn det totale kostnadsbildet fordi regningen fordeles på flere kunder og fordi vi forventer en økning i innen- og utenlandske flaskehalsinntekter. I tillegg vil en del av investeringene dekkes direkte av kunder gjennom anleggsbidrag. Økte kostnader i kraftsystemet må også ses i sammenheng med at elektrifiseringen vil bidra til økt energieffektivitet i samfunnet, bortfall av kostnader til fossilt drivstoff og klimagevinstene som oppnås. Forbrukernes totale energikostnad vil trolig synke selv om nettkostnaden øker noe.

⁸ En hybrid tilknytning innebærer at vi knytter havvind til to land.

Aurland





I årets Nettutviklingsplan har vi **seks hovedbudskap:**

- Vi planlegger for å møte en forbruksvekst opp mot 220 TWh i 2050
- Vi øker tempoet i nettutviklingen, og planlegger spenningsoppgradering til 420 kV i regioner med stor aktivitet og alle transportkanaler innen 2040
- Vi planlegger for havnett både som systemansvarlig og planlegger, og legger til rette for en første hybridforbindelse innen 2030
- Vi etablerer områdeplaner som viser målnett i regionene og koordinerer system- og anleggstiltak, reinvesteringer og ny kapasitet – i tett samarbeid med regionale nettselskaper
- Vi utøver en aktiv planrolle for å sikre rasjonell nettutvikling og tilknytning
- Vi samarbeider med bransjen innenlands og utenlands for å løse samfunnsoppdraget vårt

Sogndal



5 Nettutvikling i de store transportkanalene våre

Transportkanalene knytter elspotområdene og landsdelene sammen og er viktig for forsynings-sikkerhet lokalt. Den store veksten i forbruk, havvind og import fra kontinentet driver overførings-behovet i disse kanalene. Utviklingen fremover øker flaskehalsene, og prisforskjellene mellom områder bidrar til at det er lønnsomt å øke kapasiteten i flere transportkanaler før de når teknisk levetid. Dette kan gjøres ved spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV, eller ved nybygging. I enkelte områder er økt kapasitet også nødvendig for å knytte til mer forbruk og produksjon. Statnett analyserer fremtidige flaskehals og prisforskjeller systematisk, og analysene oppsum-meres i rapporten Analyse av transportkanaler (ATK) som publiseres sammen med NUP. Tre av flaskehalsene som ble pekt på i ATK 2019 har nå resultert i konkrete prosjekter, se kavn 5.1.

5.1 Vi er i gang med å planlegge oppgradering av tre transportkanaler

Statnett er i gang med å planlegge oppgraderinger på Vest- og Østlandet. Oppgraderingene vil redusere flaskehals og tapt produksjon, samt tilrettelegge for økt produksjon og forbruk lokalt.

420 kV i Midt-Norge reduserer flaskehals og gjør det mulig å knytte til mer produksjon og forbruk

Vindkraftutbyggingen i Trønderlag har resultert i to 420 kV-ledninger, Namsos-Åfjord og Snilldal-Surna. Statnett har konsesjon på å bygge ledningene sammen ved hjelp av en 420 kV-forbindel-sen over Trondheimsfjorden, mellom Åfjord og Snilldal. Ledningen vil gi tosidig forsyning til både Åfjord og Snilldal og tilrettelegger for økt forbruk og produksjon i området. Med 420 kV Åfjord-Snilldal vil det oppstå en flaskehals mellom Surna og Viklandet, og oppgradering av én av 300 kV-ledningene er nødvendig for å redusere flaskehalsen gjennom Midt-Norge ved høy vind-kraftproduksjon i området.

Vi øker kapasiteten mellom Fåberg og Oslo

Mellom Fåberg og Oslo går det tre 300 kV-ledninger. Dagens overføringskapasitet inn til Oslo er for lav, noe som gir flaskehalskostnader og tap av produksjon, særlig på sommeren. I tillegg har den ene ledningen dårlig tilstand. Statnett planlegger tiltak på ledningene vest for Mjøsa. Den ene planlegger vi å temperaturoppgradere, og den andre planlegger vi å erstatte med en ny ledning.

Oppgraderinger for å redusere flaskehals over Sognefjorden

Statnett er godt i gang med å planlegge ny 420 kV-ledning mellom Sogndal og Aurland til erstat-ning for dagens 300 kV. Ledningen vil bidra til å øke kapasiteten mot Østlandet og redusere flaskehalsen over Sognefjorden. I tillegg har vi, i forbindelse med konseptvalgutredningen for Bergen og omland, sett at forbruksveksten i Bergen gir betydelig flaskehals inn til bergensregion-en særlig fra nord. Vi planlegger derfor en ny 420 kV-ledning til erstatning for dagens 300 kV-ledning mellom Sogndal og Modalen. Selv med oppgraderingen vil det fremdeles være flaskehals inn til bergensregionen, se neste kapittel.

5.2 Summen av mange forhold tilsier at det er lønnsomt å oppgradere transportkanalene

Forsterkningstiltak under bygging og prosjektering vil bidra med større kapasitet og redusere flaskehalsene i transportkanalene. Samtidig gir markedsutviklingen mer flyt i nettet, større

flaskehals og prisforskjeller. Mer forbruk og mer uregulerbar kraftproduksjon øker behovet for transport og utveksling av kraft. Samtidig bidrar mer volatile kraftpriser til økte prisforskjeller. I lys av dette blir det i våre beregninger flaskehals på følgende strekninger:

- På Vestlandet fra Bergensområdet og ned til Sauda
- Internt på Sørlandet og i dagens prisområde NO2 – fra helt i sør mot øst til Grenlandsområdet
- Mellom prisområdene NO2 og NO1 over Flesakersnittet
- Over Dovre og gjennom Gudbrandsdalen mellom prisområdene NO3 og NO1
- Gjennom og ut av Nord-Norge

Ved forsterkning av disse strekningene viser våre modellsimuleringer en betydelig reduksjon i prisforskjeller og høy samfunnsøkonomisk markedsnytte gjennom bedre utnyttelse av den samlede kraftproduksjonen. Sterke transportkanaler er også nødvendig for å kunne knytte til store enheter industriforbruk. Med reinvesteringsbehovet tilsier dette at det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å oppgradere gjenværende kanaler mot 2030–40. Dette gjelder også ved vesentlig lavere forbruks- og produksjonsvekst enn det Statnetts strategi legger opp til. I første omgang planlegger vi videre forsterkninger på Sør-, Øst- og Vestlandet. Oppgradering av transportkanalene i Nord- og Midt-Norge ligger litt lenger ut i tid.

Oppgradering på Vestlandet legger til rette for forbruk og dempe prisforskjellene i hele Sør-Norge

Forbruksplanene i Bergensregionen er omfattende. Det første tiltaket Statnett gjør med tanke på å øke kapasiteten inn til regionen er å oppgradere 300 kV-ledningen inn til området nordfra, fra Sogndal til Modalen. Selv med denne oppgraderingen, vil det i perioder være flaskehals inn til området sørfra. Flaskehalsene vil være knyttet til lav kapasitet på 300 kV-ledningen fra Sauda til Modalen og vil oppstå om vinteren når forbruket er høyt. Flaskehalsene sørfra forsterkes over tid av at det bygges ut mye havvind i sør, samtidig med at forbruket lenger nord i Norge og Norden øker.

Ledningen fra Sauda til Modalen går via flere stasjoner. En ny 420 kV-ledning til erstatning for denne er en opplagt løsning for å øke kapasiteten til Bergensregionen ytterligere, og har lenge vært en del av Statnetts langsiktige nettutviklingsplaner. Oppgraderingen legger til rette for nytt forbruk og redusere prisforskjellene mellom NO5 (Vestlandet) og NO2 (Sør-Vestlandet). I tillegg viser våre simuleringer at mer kapasitet mellom NO2 og NO5 også reduserer prisforskjellene mellom NO5 og NO1 (Østlandet) og NO2 og NO1. Mer kapasitet mellom Sauda og Modalen er også en forutsetning for få høy utnyttelse av fremtidig økt kapasitet mellom NO2 og NO1. Mer forbruk og produksjon i og utenfor Bergensregionen øker nytten av oppgraderingen ytterligere. Strekningene er derfor høyt prioritert i NUP 2021.

Havvind og ny industri på Sør- og Østlandet krever ytterligere forsterkninger av nettet

I det som utgjør dagens prisområde NO2 er Statnett i ferd med å slutføre en betydelig utbygging av nettet. Disse forsterkningene gjør at kapasiteten i nettet blir høy nok til å unngå flaskehals internt i NO2 selv om flyten øker mye som følge av Nordlink og NSL.

Fremover ser vi imidlertid at overføringsbehovet kan øke mye drevet av havvind i Sørlege Nordsjø II og store planer om mer industri flere steder på Sør- og Østlandet. Mindre kjernekraft og mer industri i Sverige bidrar også til høy flyt østover i timer med mye vind i Nordsjøen og lite vind lenger øst. Denne utviklingen gir et høyt overføringsbehov hele veien fra Kristiansand opp til Oslofjorden. For å møte behovet trengs det både økt kapasitet på ledningene som går mellom NO2 og NO1 over det vi kaller Flesakersnittet, men også i det vi kaller Østre korridor mellom de sørlige delene av Sørlandet og opp til Grenlandsområdet. Flaskehalsen i Østre korridor blir spesielt stor hvis planene om økt industriforbruk i Telemarksregionen blir realisert. Dette gjelder både om havvind-

produksjonen er tilknyttet land med radial eller hybrid⁹. En hybrid tilkobling gir i tillegg stort overføringsbehov sørover.

Mer kapasitet på Flesakersnittet betyr primært å spenningsoppgradere til 420 kV og å omstrukturere dagens 300 kV-nett mellom NO1 og NO2, og videre vestover i NO2. For å få tilstrekkelig kapasitet i Østre korridor er det trolig nødvendig å bygge en ny ledning mellom Arendal og Grenland. Ved ytterligere vekst i forbruk og havvind kan det bli behov for enda mer.

Høy markedsnytte av økt kapasitet i Gudbrandsdalen før 2040

Transportkanalen gjennom Gudbrandsdalen består av kun én 300 kV-ledning. Økt forbruk, særlig i Midt- og Nord-Norge, og mer variabel kraftproduksjon gjør at flyten på denne ledningen vil øke, og dermed øker markedsnyttene av å oppgradere kanalen. Det er i tillegg et reinvesteringsbehov på ledningen. En spenningsoppgradering av kanalen innebærer å erstatte dagens ledninger og stasjoner mellom Aura og Vinstra, og etablere en ny 420 kV-ledning til erstatning for dagens to 300 kV-ledninger mellom Vinstra og Fåberg. Kombinert med den planlagte oppgraderingen til 420 kV fra Fåberg til Oslo, to 420 kV-ledninger over Sognefjorden og nettførsterkninger i Sverige reduserer dette prisforskjellene mellom nord og sør i Norden.

Samlokalisering av forbruk og produksjon er viktig i Nord-Norge

Transmisjonsnettet gjennom store deler av Nord-Norge består av én 420 kV-ledning. I dag er det produksjonsoverskudd store deler av året i Nord-Norge, og flyten er ofte rettet ut av området. Vi forventer at Nord-Norge sammen med de to nordligste områdene i Sverige får de laveste kraftprisene i Norden fremover. Området er dermed godt egnet for en begrenset vekst i forbruket, men etablering av nytt stort forbruk i Nord-Norge vil kunne føre til flaskehals fra Sverige. I tillegg kan stor forbruksvekst, spesielt i de delene av landsdelen med lav lokal produksjon, gi behov for tiltak for å ivareta forsyningssikkerheten. Se for øvrig regionkapittel om Nord-Norge.

I dag går det en simlex 300 kV-ledning fra Røssåga i NO4 og sørover til NO3 (Midt-Norge). En oppgradering her innebærer i praksis av vi erstatter denne med en ny 420 kV-ledning helt til Namsos slik at det blir to gjennomgående 420 kV-ledninger mellom NO4 og NO3. Våre simuleringer viser at dette gir moderat markedsnytte. Dette skyldes både at flaskehalsen fra Sverige reduserer muligheten til å utnytte økt kapasitet i kanalen mellom NO4 (Nord-Norge) og NO3 og at store forbruksplaner reduserer kraftoverskuddet i Nord-Norge. Oppgraderingen vil imidlertid være viktig for lokal forsyningssikkerhet ved høy forbruksvekst sør i Nordland og må uansett reinvesteres på sikt. Behov for reinvesteringer i Hallingdal for å opprettholde dagens kapasitet

Våre analyser viser ingen behov for økt kapasitet i Hallingdal fremover. Driveren for oppgradering i Hallingdal er reinvesteringsbehov, og dette er omfattende for både stasjoner og etter hvert ledninger. Målnettet innebærer én 420 kV-ledning fra Hemsil til Oslo til erstatning for de to 300 kV-ledningene.

⁹ Havvind fra Sørlege Nordsjø kan både tilknyttas land radielt eller via en hybrid der vindparken er tilknyttet både Norge og et annet land. I vårt basisscenario er havvinden i Sørlege Nordsjø tilknyttet Sørlandet radielt. Så analyserer vi effekten av en hybrid variant som sensitivitet.

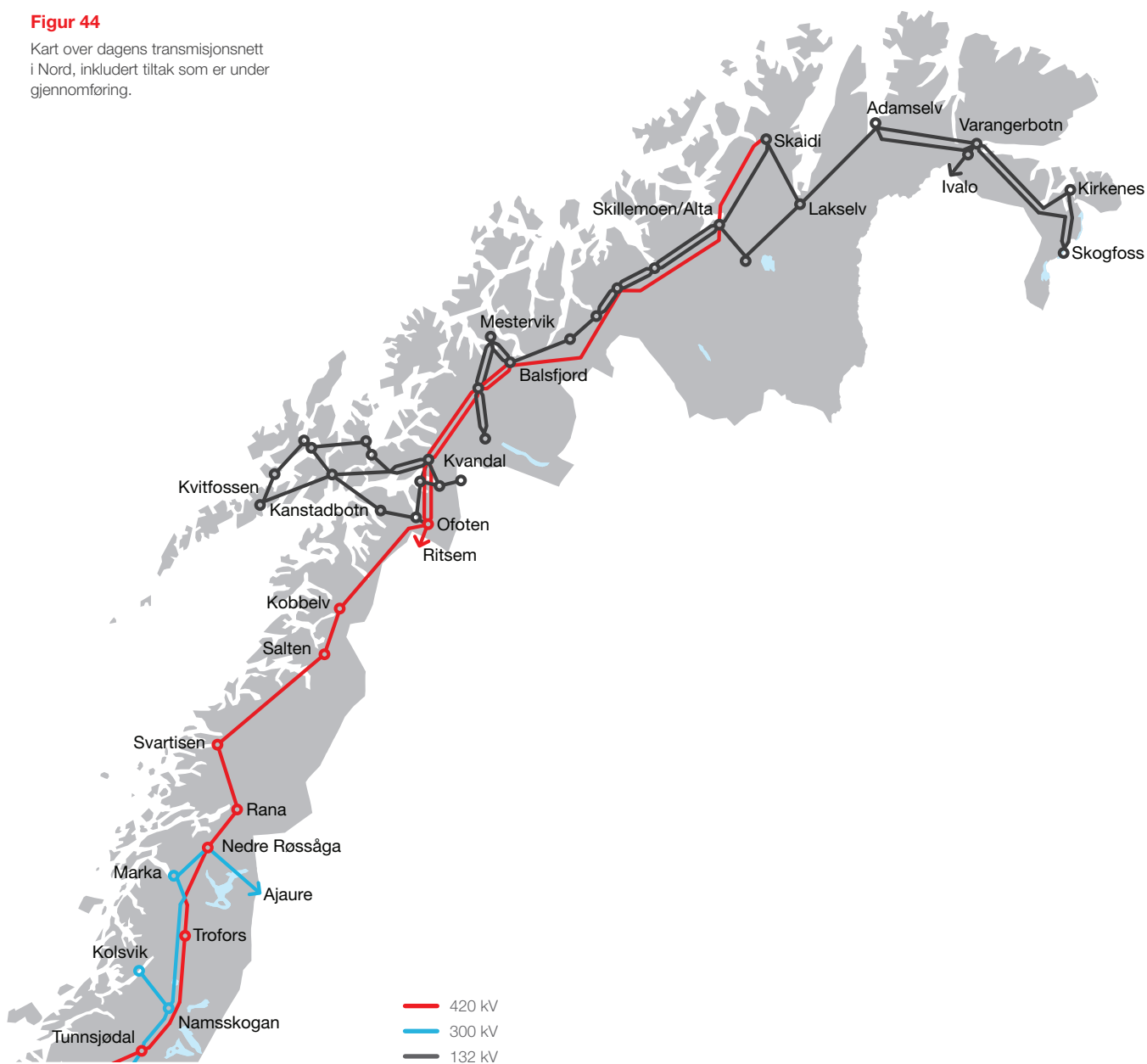
Narvik



6 Nettutvikling i region Nord

Figur 44

Kart over dagens transmisjonsnett i Nord, inkludert tiltak som er under gjennomføring.



Region Nord strekker seg fra Trøndelag til og med Finnmark. Det meste av kraftproduksjon og kraftintensiv industri finner vi i Nordland, og ellers er forbruk og produksjon relativt spredt. Regionen har over 3 000 km med ledning, hvorav en fjerdedel er bygget før 1969. Det eldste er 132 kV-nettene i Finnmark og mellom Balsfjord og Skaidi, samt 300 kV-ledningen mellom Nordland og Trøndelag. Siden 2019 er flere tiltak på drift; oppgraderte stasjoner i Marka og Skjomen, reaktiv kompensering i Adamselv og spenningsoppgraderingen mellom Nedre Røssåga og Namsos. Vi har også satt i drift 420 kV mellom Balsfjord og Skillemoen, ny 132 kV-stasjon i Skaidi og er i gang med videre bygging mot Skaidi.

Nettutviklingen drives av flere større og mindre industrietableringer, elektrifisering og vekst i alminnelig forsyning knyttet til de store byene. Utfallsrommet for forbruksutviklingen er stort, og det er usikkert hvor og hvor mye som blir realisert. Oppgradering av en aldrende anleggsmasse er også viktig for kommende nettutvikling.

Målnettet i området er 420 kV inn til Varangerbotn. Avhengig av lokalisering av forbruk, kan det også bli behov for ytterligere tiltak mellom Balsfjord og Skaidi eller Nedre Røssåga og Ofoten. I Lofoten, Harstad og Vesterålen fortsetter vi nettutviklingen på 132 kV. Ved fornyelse av ledninger og stasjoner vil omstruktureringer og kapasitetsøkninger gi enklere grensesnitt og styrket forsyningsikkerhet.

6.1 Dagens kraftsystem og investeringsbesluttete prosjekter i Nord

Området nord for Balsfjord har kraftoverskudd om sommeren, men i kalde perioder om vinteren har området underskudd og er avhengig av import. Sør for Ofoten er kraftoverskuddet stort gjennom hele året. Kraften transporteres hovedsakelig sørover gjennom Norge og mot Sverige, men ved underskudd nord for Balsfjord flyter deler av kraften nordover. Når det er kraftoverskudd nord for Balsfjord øker det ytterligere flyten på ledningene til Sverige og Midt-Norge.

Lite tilgjengelig nettkapasitet i Finnmark

Området Finnmark strekker seg fra Kvænangsbotn i vest til Kirkenes i øst. Vannkraftproduksjonen er lokalisert i områdene rundt Kvænangen, Adamselv, Alta og Kirkenes (Pasvik), der de to førstnevnte er eneste med magasinkapasitet. De senere årene er det også satt i drift en del vindkraft som mater inn i underliggende nett under stasjonene Skaidi, Adamselv og Varangerbotn. Forbruket i området domineres av alminnelig forsyning i og rundt Alta og Hammerfest, samt industri rundt Hammerfest. I dag er det lite tilgjengelig kapasitet for tilknytning av mer forbruk og produksjon i området.

Statnett er i gang med å styrke forsyningsikkerheten og øke kapasiteten til Finnmark, og har nylig satt i drift en 420 kV-ledning fra Balsfjord til Skillemoen ved Alta. Byggingen fortsetter videre mot Skaidi, og prosjektet skal være ferdig i 2023.

Ny vindkraftproduksjon bedrer energisikkerheten i Troms

Mellom stasjonene Ofoten og Kvænangsbotn finner vi transmisjonsnettet i Troms. Forbruket i området er lokalisert rundt Tromsø, Senja og Finnfjordbotn, og er en blanding av alminnelig forsyning og industri. Produksjonen finner vi i indre deler av området, i tillegg til vindkraftparker som mater inn mot Tromsø.

Statnett har de senere årene satt i drift ny 420 kV-ledning fra Ofoten til Balsfjord og videre mot Skillemoen. Nå har vi investeringsbesluttet nye Vinnelys stasjon, som skal erstatte dagens Nordreisa. Vinnelys stasjon blir bygd for 420 kV. Stasjonen vil styrke forsyningsikkerheten og øke kapasiteten lokalt.

Mange prosjekter for å videreutvikle 132 kV-nettet rundt Ofoten, Lofoten, Harstad og Vesterålen

Mellom stasjonene Ofoten og Kvandal finner vi Ofoten, Lofoten, Vesterålen og Harstad. Produksjonen er lokalisert i indre deler av området, mens det meste av forbruket ligger ute langs kysten. Lokaliseringen gir et overføringsbehov fra indre til ytre deler av området. De siste årene er det satt i drift en del vindkraft i området rundt Sortland, Ballangen og Ofoten.

Statnett er i gang med omfattende forsterkninger for å videreutvikle nettet på 132 kV. Ny 132 kV-ledning mellom Kvandal og Kanstadbotn vil erstatte dagens ledning, samt øke kapasiteten til ytre deler av området. Vi er også i gang med å fornye kabelen over Hadsselfjorden. Det er tett utbyggingssamarbeid med regionale nettselskap i området, og vi er nå i gang med å bygge nye stasjoner i Boltås og Stokmarknes. Statnett skal eie transmisjonsnettdelen av stasjonene når de står ferdige. Prosjektene vil styrke forsyningssikkerheten med å gi forsterkede innmatingspunkter til regionalnettet. Vi har også besluttet å flytte en reservetransformator fra Kvandal til Ofoten, som gjennomføres som et mindre fornyelses/vedlikeholdsprosjekt.

Vi er i gang med å fornye stasjoner i Midtre Nordland og på Helgeland

Midtre Nordland og Helgeland strekker seg fra Tunnsjødal til Kobbvatnet. Området har en del kraftintensiv industri rundt særlig Mo i Rana og Mosjøen. Det er også betydelig kraftproduksjon spredt under flere stasjoner.

Statnett er i gang med å fornye stasjonene i Kobbvatnet, Salten og Kolsvik. Kobbvatnet vil erstatte transmisjonsnettdelen av Kobbvatn stasjon. Selve stasjonen er satt i drift, og vi jobber med å ferdigstille ledningsarbeidet inn til stasjonen. I Salten er vi i gang med å fornye stasjonen på ny lokasjon etter myndighetspålegg, mens vi i Kolsvik fornyer deler av stasjonsanlegget. Prosjektene vil styrke forsyningssikkerheten lokalt i området.

6.2 Drivere og langsiktige planer i region Nord

Statnett har utarbeidet tre større tiltakspakker i regionen. Veikart for nettutvikling i Finnmark (N3) er en videreføring av 420 kV-ledningen fra Skaidi til Hammerfest, Lebesby (Adamselv) og videre østover til Varangerbotn. I tillegg innebærer veikartet omstruktureringer rundt Kirkenes og en teknisk innretning (back-to-back) for å styre flyten mellom Øst-Finnmark og Finland. I samarbeid med regionale nettselskap har vi etablert en trinnvis strategi for videreutvikling på 132 kV-nettet i Lofoten, Harstad og Vesterålen (Sørnettet). Rundt Mo i Rana er det store planer om industri-etableringer. Etter at den eksisterende flimmerproblematikken blir løst, vil fornyelse og økt transformeringskapasitet i stasjonen tilrettelegge for mer forbruk. Hvis det kommer store forbruksmengder, må vi i tillegg bygge en ny 420 kV-ledning mellom Nedre Røssåga og Rana. Vi har i tillegg planlagt idriftsettelse av nærmere 20 større stasjonsfornyelser frem til 2050, samt opp mot 50 mindre stasjonsfornyelser (nye kontrollanlegg og/eller komponentutskiftinger).

Avhengig av lokaliseringen av nytt forbruk, kan det bli nødvendig med en større ledningsforsterkning internt i regionen. Det er lite tilgjengelig kapasitet for tilknytning av mer forbruk nord for Balsfjord, selv med den nye 420 kV-ledningen. Stor forbruksvekst i Troms og Finnmark kan gi behov for et større tiltak her. I tillegg kan summen av forbruksplaner nord for Ofoten gi et økende underskudd i hele regionen. Underskuddet kan gjøre det nødvendig med et større tiltak fra Ofoten og mot Rana/Nedre Røssåga for å sikre forsyningssikkerheten til Nord-Norge.

Store forbruksplaner og fornyelsesbehov i Finnmark – veikart for nettutvikling

Den største forbruksutviklingen vi kjenner til i Finnmark handler om elektrifisering av olje- og gasssektoren i området rundt Hammerfest. Vi kjenner også til flere forbruksplaner i Øst-Finnmark, herunder ammoniakfabrikk og datasenter. I tillegg vokser alminnelig forbruk rundt de største

byene, og det er stor aktivitet knyttet til elektrifisering av transportsektoren. Vi planlegger også mange større og mindre stasjonsfornyelser for å styrke forsyningssikkerheten, og ledningsmassen nærmer seg teknisk levetid. Hvilke fornyelser som blir nødvendig avhenger av tilstanden på anleggene og utviklingen i forbruk og produksjon.

Statnett er i gang med å planlegge en ny 420 kV-ledning fra Skaidi til Hammerfest, for å tilrettelegge for mer forbruk rundt Hammerfest. Videreføring av 420 kV-ledningen avhenger av elektrifiseringsplanene for Melkøya. Vi planlegger videre 420 kV til Seidafjellet/Varangerbotn, og har nylig søkt konsesjon om en ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Lebesby, der Lebesby stasjon vil erstatte dagens Adamselv. Ledningen vil styrke forsyningssikkerheten til Øst-Finnmark, og legge til rette for mer noe mer forbruk og produksjon. Vi planlegger videre forsterkning til Seidafjellet/Varangerbotn i dialog med vindkraftaktørene i området. I Seidafjellet/Varangerbotn planlegger vi en teknisk innretning (back-to-back) for å styre kraftflyten mellom Norge og Finland. Innretningen vil også styrke forsyningssikkerheten og gi noe økt kapasitet til Øst-Finnmark. I Alta og Kvæningangen er vi i gang med å planlegge fornyelser, og vurderer samtidig økt/ny transformering. På lenger sikt kan det også bli nødvendig med fornyelse av Varangerbotn stasjon, avhengig av løsning i nye Seidafjellet.

Behovet for videre nettutvikling i Finnmark må sees i sammenheng med totalt underskudd i området og lokaliseringen av forbruk internt. Det er i dag lite tilgjengelig kapasitet for tilknytning av forbruk i Finnmark, og enkelte aktører har fått tilbud om tilknytning på vilkår. Med planlagte tiltak vil kapasiteten øke noe, og det må komme til omfattende forbruksplaner før et større tiltak blir lønnsomt. Et større tiltak kan innebære en ny forbindelse sørfra, og må sees i sammenheng med forbruksutviklingen i Troms og fornyelsesbehov i 132 kV-nettet.

Summen av forbruksplaner kan gjøre det nødvendig med større tiltak i Troms

I Troms er det mange planer om større og mindre industrietableringer. I tillegg gjør tilflytting at det forventes forbruksvekst rundt Tromsø by. Summen av forbruksplaner kan gjøre det nødvendig med tiltak for å styrke forsyningen inn til området. Større tiltak må sees i sammenheng med forbruksutviklingen i Finnmark og fornyelser i 132 kV-nettet. Vi planlegger fornyelse av stasjonene Skibotn og Guolasjokka, for å styrke forsyningssikkerheten lokalt.

Vi planlegger fornyelser og økt kapasitet i Ofoten, Harstad, Vesterålen og Lofoten

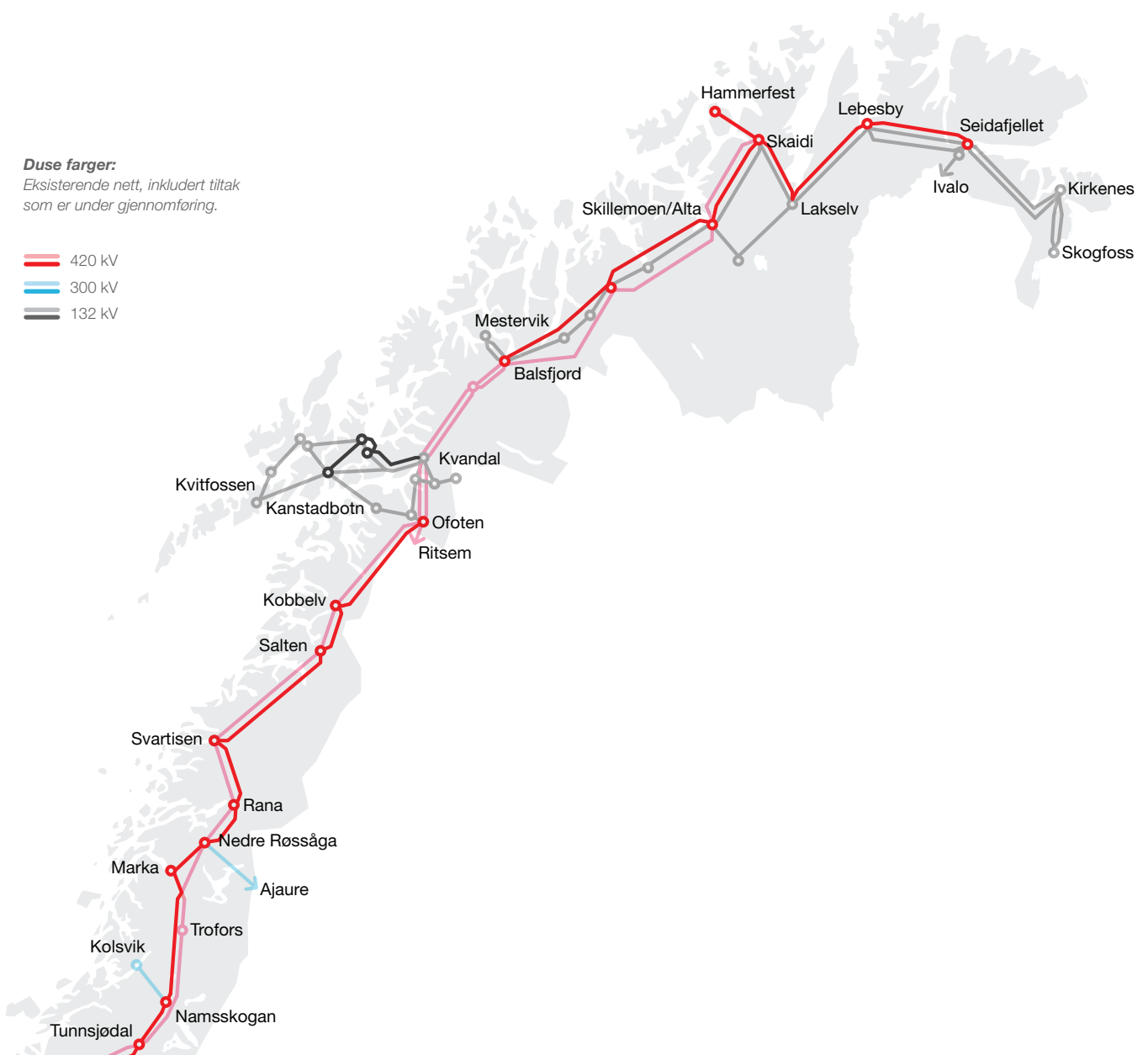
Fornyelser og elektrifisering driver nettutviklingen i Ofoten, Harstad, Vesterålen og Lofoten. Størst vekst forventer vi i de ytre delene av området, men det er også store planer i indre. Forbruket vi kjenner til er større og mindre industri, blant annet innen fiskeindustri og datasenter, samt flere planer om elektrifisering av transportsektoren.

I 2020 oppdaterte vi, sammen med de regionale nettselskapene i området, forbruksprognosene for Sørnettet. Elektrifisering av transportsektoren drar forbruket opp tidligere enn ventet. I tillegg skal ikke vindkraftverket Andmyran bygges, noe som øker det forventede underskuddet ytterligere. Vi har etablert en trinnvis strategi på 132 kV for å møte utviklingen i området. Første steg er omtalte 132 kV Kvandal-Kanstadbotn. De neste stegene vil innebære ny ledning til Kilbotn, samt ny ledning mellom Kilbotn og Kanstadbotn.

Vi planlegger mange fornyelser i området fremover. Nytt koblingsanlegg i Kanstadbotn og fornyelse av kablene over Ofot- og Rombaksfjorden planlegger vi å sende konsesjonssøknad på til neste år. Videre planlegger vi fornyelse av stasjonene Kilbotn, Kvitnes og Melbu innen 2030, der de to førstnevnte vil sees i sammenheng med ledningsforsterkning. Lenger ut i tid planlegger vi fornyelse av stasjonene Sortland og Hinnøy.

Figur 45

Kart over fremtidig målnett i region Nord.



Store forbruksplaner på Helgeland og i Midtre Nordland – lokalisering avgjørende for nettiltak

Det er forbruksplaner under alle stasjoner på Helgeland og i Midtre Nordland. Størst aktivitet finner vi under Rana, der det blant annet er planer om å etablere en batterifabrikk. Tilstand på stasjonen og forbruksveksten under Rana gjør det nødvendig med oppgradering og fornyelse av dagens stasjon. Kapasiteten vil først øke etter at dagens flimmerproblemer er løst. Neste steg avhenger av forbruksutviklingen, og kan bli en ny 420 kV-ledning mellom Nedre Røssåga og Rana. Lenger ut i tid planlegger vi fornyelse av stasjonene Nedre Røssåga, Marka, Trofors, Namsskogan og Svartisen, og fornyelsene vil sees i sammenheng med oppgradering av ledningen, se kapittel fem.

Tabelloversikt prosjekter og planer

Idriftssatte prosjekter siden Nettutviklingsplanen 2019

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	Behov
Skjømen stasjon <i>Rehabilitering</i>	235-250	2020	235-250	2020	Forsyningssikkerhet
Marka stasjon <i>Fornyelse</i>	145-160	2020	145-160	2020	Forsyningssikkerhet
420 kV Nedre Røssåga-Namsos <i>Spenningsoppgradering</i>	900-1000	2020	900-1000	2020	Handelskapasitet
Adamselv stasjon <i>Reaktiv kompensering</i>	24-29	2021	25-30	2021	Produksjon

Prosjekter under gjennomføring

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Behov
Kobbvatnet stasjon <i>Ny transformatorstasjon</i>	315-330	2021	305-315	2020	Forsyningssikkerhet
Salten stasjon <i>Ny stasjonsløsning</i>	545-575	2023	545-575	2023	Forsyningssikkerhet/produksjon
420 kV Balsfjord-Skaidi <i>Ny ledning og stasjoner</i>	4090-4230	2023	4090-4230	2023	Forsyningssikkerhet
Boltås stasjon <i>Hålogoland Kraft Nett</i>	75-80	2021	75-80	2021	Forsyningssikkerhet
Hadsselfjorden <i>Fornyelse kabelanlegg</i>	260-300	2022	260-300	2022	Forsyningssikkerhet
132 kV Kvandal-Kanstadbotn <i>Ny ledning</i>	620-650	2024	420-470	2023	Forsyningssikkerhet
Stokmarknes Stasjon <i>Trollfjord Nett AS</i>	80-86	2021	80-86	2021	Forsyningssikkerhet

Prosjekter som er investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Vinnelys stasjon <i>Fornyelse av Nordreisa</i>	500-555/170-310	Mottatt/2022	2024/2023	Forsyningssikkerhet
Kolsvik stasjon <i>Fornyelse</i>	80-95/90-125	Mottatt 2021	2023/2024	Forsyningssikkerhet

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
420 kV Skaidi-Hammerfest <i>Ny ledning og stasjoner</i>	1810-2080	2022/2021	5 år etter konsesjon/ 2025	Forbruk
420 kV Skaidi-Lebesby* <i>Ny ledning</i>	1550-1740/1200-1600	2023	2026	Forsyningssikkerhet
420 kV Lebesby-Seidafjellet** <i>Ny ledning</i>	700-900	2023/ikke oppgitt	4 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
Kanstadbotn stasjon <i>Nytt 132 kV koblingsanlegg</i>	50-300	2023/ikke oppgitt	2 år etter konsesjon/ Ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet

* Tidligere omtalt som 420 kV Skaidi-Adamselv.

** Tidligere omtalt som 420 kV Adamselv-Varangerbotn.

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet

Planlagt sendt konsesjonssøknad				
Prosjekt	NUP 2021	OIP 2020	Anleggskategori	Behov
Ofot- og Rombaksfjorden <i>Kabelprosjekt</i>	2022	2022	Kabel	Forsyningssikkerhet
Mo i Rana stasjon <i>Ombygging og økt transformering</i>	2023	Ikke oppgitt	Større stasjonsprosjekt	Produksjon/forbruk
Niingen stasjon* <i>Hålogaland Kraft Nett</i>	Sendt	2018	Mindre stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet
Kvænangsbotn stasjon <i>Fornyelse inkl. ny transformering</i>	2023	Ny	Mindre stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet

* Avventer videreføring hos Hålogaland Kraft Nett.

Mulige, større tiltak på sikt – endelig løsning vil bli modnet og kan endre seg

Tiltak	Type prosjekt	Kommentar	Planlagt idriftsatt
Alta stasjon, fornyelse	Stasjon	Inkl. økt transformering	Før 2030
Nedre Røssåga stasjon	Stasjon	Inkl. transformering og fjerning av 220 kV	Før 2030
Skibotn stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Kilbotn stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Guolasjokka stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Melbu stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Kvitnes stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Kirkenes stasjon, fornyelse	Stasjon	Inkl. omstrukturering av nett.	Før 2030
Lødingen stasjon, ny stasjon	Stasjon	Hålogaland Kraft Nett. Statnett skal eie transmisjonsnettdelen	Før 2030
Back-to-back til Finland	Stasjon		Før 2030
132 kV Hinnøy-Sortland, fornyelse	Kabel		Før 2030
132 kV Kvandal-Kvitnes-Kilbotn, ny ledning	Ledning		Før 2030
Ny 420 kV-ledning inn til Finnmark	Ledning		Før 2030
Varangerbotn stasjon, fornyelse	Stasjon	Avhenger av Seidafjellet	Før 2040
Trofors stasjon, fornyelse	Stasjon	Mulig forenkling	Før 2040
Nedre Røssåga stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Marka stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
132 kV Kilbotn-Kanstadbotn, ny ledning	Ledning		Før 2040
420 kV Nedre Røssåga-Tunnsjødal	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for dagens 300 kV	Før 2040
420 kV Rana/Nedre Røssåga-Ofoten	Ledning		Før 2040
Namsskogan stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Sortland stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Sautso stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Hinnøy stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Svartisen stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Ballangen stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050

Vi planlegger i tillegg mindre fornyelser (transformering/kontrollanlegg/SVC) i stasjonene Sautso, Kvandal, Adamselv, Sortland, Hinnøy og Svartisen før 2030. Før 2040 planlegger vi tilsvarende fornyelser i stasjonene Sortland, Skogfoss, Ballangen, Bjørnevatn, Mestervik, Lakselv, Balsfjord, Bardufoss, Kvandal, Ofoten, Kvitfossen, Sildvik, Skjomen, Tana bru, Skaidi, Kobbvatnet, Skillemoen. Nedre Røssåga og Kvandal, Boltås, Stokmarknes, Kolsvik, Salten, Nordreisa, Kirkenes, Alta, Kanstadbotn, Kvænangen, Kvitnes, Niingen, Adamselv, Kilbotn, Rana, Guolasjokka, Melbu, Skibotn er stasjoner hvor vi planlegger mindre fornyelser før 2050.



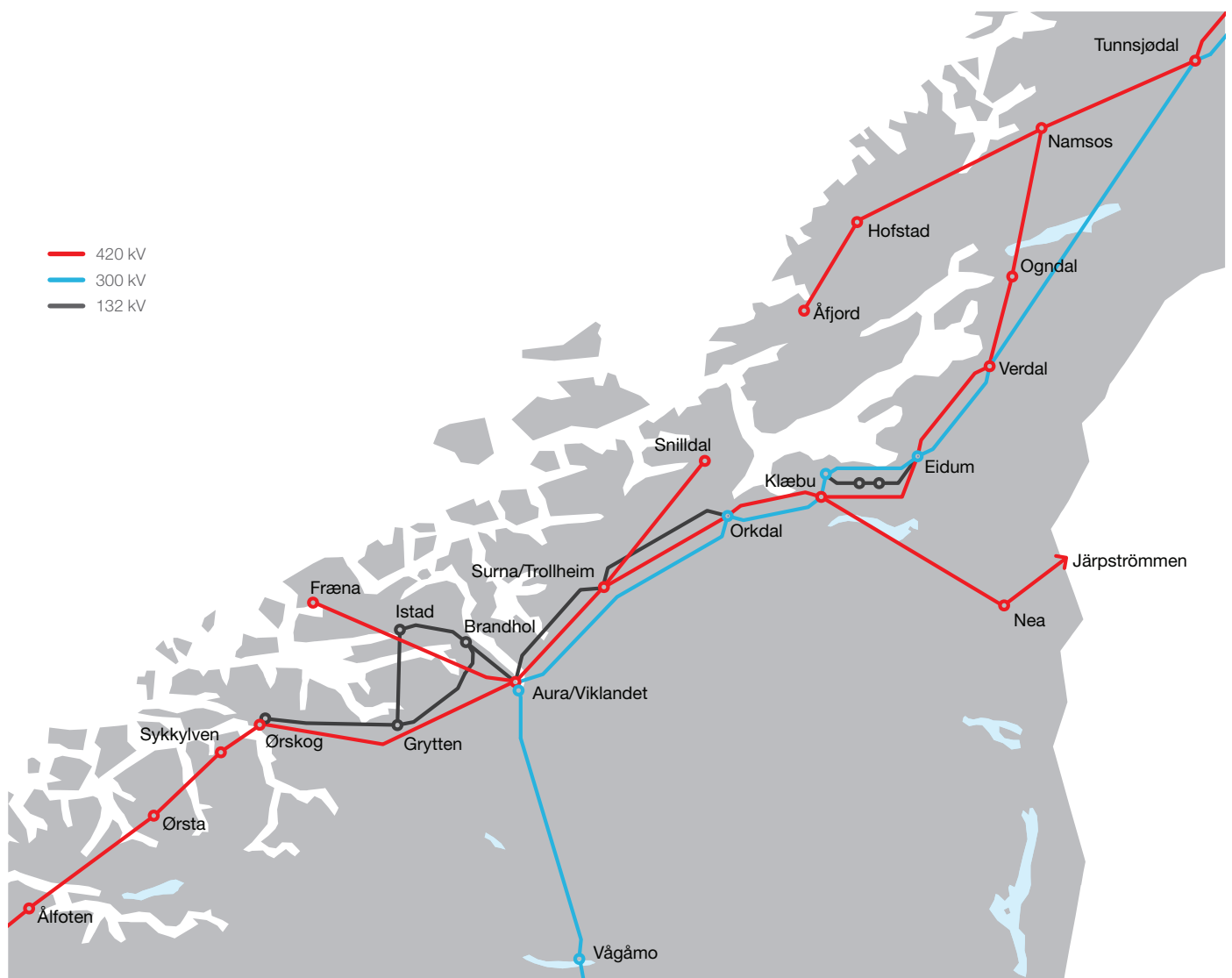
Trondheim



7 Nettutvikling i region Midt

Figur 46

Kart over dagens transmisjonsnett i Midt.



Region Midt dekker fylkene Møre og Romsdal og Trøndelag. Største forbrukspunkt er knyttet til industri rundt Sunndalsøra, på kysten av Sunnmøre og rundt Verdal, i tillegg til Trondheim by. Den regulerbare kraftproduksjonen er lokalisert i indre deler av regionen. I senere år er det etablert en del vindkraft langs kysten av Trøndelag. Ledningsmassen består av over 1 500 km ledning, der omtrent 40 % er oppgradert etter år 2000. Samtidig er det igjen en del gammelt nett på 132 kV i Møre og Romsdal og 300 kV-ledningen som går gjennom regionen. Siden 2019 har Statnett økt transformeringskapasiteten i Hofstad for å tilrettelegge for vindkraft.

Vi kjenner til en blanding av ulike forbruksplaner i området, herunder elektrifisering av transport og etablering av større og mindre industri. Fremover vil forsyningssikkerhet og utvikling i forbruk bli viktige drivere for nettutviklingen. Forsyningssikkerhet handler både om å fornye det aldrende 300 kV-nettet, men også om å sikre redundans i forsyningen.

Målnettet i området er et transmisjonsnett på 420 kV. I første omgang planlegger vi ny 420 kV-forbindelse over Trondheimsfjorden mellom Åfjord og Snilldal, samt videre spenningsoppgradering av dagens 300 kV-ledning mellom Surna og Viklandet. Videre forsterkninger vil innebære nye 420 kV-forbindelser og spenningsoppgraderinger i Nordmøre og Romsdal og Trondheim, der vi i størst mulig grad vil bruke eksisterende 132 kV- og 300 kV-traseer for nye ledninger.

7.1 Dagens kraftsystem og investeringsbesluttede prosjekter i region Midt

Midt har historisk hatt energiunderskudd. Vindkraftutbygging og store nettførsterkninger de senere årene har økt produksjonskapasiteten og bedret overføringskapasiteten inn til området. I perioder med lite vind og høyt forbruk er det fremdeles behov for å overføre kraft inn til regionen. Motsatt kan flyten ut av området mot Sverige og sørover i Norge bli stor i perioder med mye vind og flyt inn til området nordfra.

Spenningsoppgradering Midt-Norge

Statnett har gjennomført en rekke tiltak fra 2010 fram til 2019 for å styrke forsyningssikkerheten og legge til rette for ny fornybar kraftproduksjon i Midt-Norge.

- 420 kV-ledning mellom Nea og Järpstrømmen i Sverige ble satt i drift i 2010.
- 420 kV-ledning mellom Ørskog og Sogndal ble satt i drift i 2016.
- Oppgradering av 46 mil 300 kV-ledning til 420 kV mellom Nedre Røssåga via Namsos til Klæbu ble satt i drift i 2017.
- 420 kV-radialene mellom Namsos og Åfjord samt Snilldal og Surna ble satt i drift i 2019.

Statnett planlegger videre utvikling av 420 kV i Midt-Norge med 420 kV Åfjord-Snilldal og spenningsoppgradering av 300 kV-ledningen mellom Surna og Viklandet til 420 kV med planlagt idriftsettelse senest 2027.

Lite tilgjengelig kapasitet for tilknytning flere steder i Trøndelag

Transmisjonsnettet i Trøndelag strekker seg fra Snilldal i sørvest til Tunnsjødal i nord. Området er i stor grad et transittområde, der kraften flyter fra nord og sørover. Forbrukstyngdepunktene finner vi rundt Trondheim by og industri i Verdal. Ellers er forbruket spredt utover området. Produksjonen består av vann- og vindkraft. Vannkraften er lokalisert i indre deler av området, mens det meste av vindkraften er plassert langs kysten. Det er i dag ikke kapasitet til mer forbruk eller produksjon før 420 kV Åfjord-Snilldal er satt i drift, se neste delkapittel. Vi har besluttet å sette inn en ny transformator i Tunnsjødal initiert av ombyggingen av Nedre Fiskumfoss kraftverk.

Lite kapasitet for økt forbruk i ytre områder av Møre og Romsdal

Mellom Ørsta og Surna, inkludert 420 kV-ledningen fra Viklandet til Fræna, finner vi Møre og Romsdal. Området totalt har kraftunderskudd, med betydelig industri langs kysten og rundt Sunndalsøra. Forbruket ellers er spredt rundt byene Molde, Ålesund og Kristiansund. Kraftproduksjonen er lokalisert i indre deler rundt stasjonene Tussa, Tafjord, Grytten, Aura og Trollheim.

Statnett har tildelt tilgjengelig kapasitet for tilknytning av mer forbruk i området til regionale netteiere, som videre har tildelt denne til ulike forbruksaktører. Omfanget forbruksplaner gjør at Statnett planlegger flere tiltak i området, se neste delkapittel. Det er også lite tilgjengelig kapasitet for innføring av ny produksjon i området rundt Trollheim. Som første steg for å møte utviklingen i området, planlegger vi økt transformeringskapasitet i Ørskog.

7.2 Drivere og langsiktige planer i region Midt

Forbruksplanene i region Midt er spredt, og de fleste planene finner vi rundt Trondheim og Nordmøre og Romsdal. Det er også noen planer om produksjon i området. Generelt er det god ledningskapasitet for økt volum, men vi ser at større og mindre planer om økt forbruk kan gi behov for økt transformeringskapasitet. Det er også behov for å fornye 300 kV-anleggene, særlig rundt Trondheim. Vi planlegger idriftsettelse av opp mot 10 større stasjonsfornyelser frem til 2050 i regionen, samt over 20 mindre stasjonsfornyelser (nye kontrollanlegg og/eller komponentutskifting).

Statnett planlegger flere større tiltak i området. 420 kV-forbindelse mellom Åfjord og Snilldal, samt spenningsoppgradering mellom Surna og Viklandet, planlegges begge ferdigstilt innen 2027. Vi har også gjennomført konseptvalgutredninger i Stor-Trondheim og på Nordmøre og Romsdal i samarbeid med regionale nettselskap. I Stor-Trondheim planlegger vi i første omgang økt transformeringskapasitet og nye stasjoner i Trondheimsområdet. Dette vil øke kapasiteten og styrke forsynings sikkerheten lokalt. Spenningsoppgradering av deler av 300 kV-ledningen gjennom området vil også vurderes. På Nordmøre og i Romsdal er også økt transformeringskapasitet første, og kanskje også andre steg. Den endelige løsningen vil trolig også innebære nye 420 kV-ledning ut Fræna og Tjeldbergodden. I tillegg er vi også i gang med å vurdere fremtidig forsyning i området rundt Sunndalsøra.

Økt forbruk rundt Trondheim og aldrende 300 kV-anlegg – tiltak under planlegging

Mest forbruksutvikling i Trøndelag finner vi rundt Trondheim by, med vekst i alminnelig forbruk. Det er også flere planer om industrietableringer og elektrifisering spredt rundt i området. 300 kV-anleggene begynner også å nærme seg teknisk levetid, og vi planlegger flere stasjonsfornyelser og ledningsoppgraderinger i tiden fremover.

Statnett er i gang med å planlegge økt transformering og/eller fornyelse av stasjonene Orkdal, Snilldal og Surna. Transformeringen er nødvendig for å tilrettelegge for mer forbruk, produksjon og styrke forsynings sikkerheten lokalt. I Trondheimsområdet planlegger vi i første omgang økt transformering i Klæbu og nye stasjoner til erstatning for eksisterende i Eidum og Strinda. Tiltakene vil styrke forsynings sikkerheten og legge til rette for mer forbruk i Trondheim. Neste steg vil innebære

Figur 47

Kart over fremtidig målnett i region Midt.



ny 420 kV-ledning til erstatning for dagens 300 kV-ledning, samt forenkling av 300 kV-nettet lenger nord. I tillegg planlegger vi økt transformering og mindre fornyelse av Nea, samt fornyelse av Verdal stasjon. På lenger sikt, planlegger vi større fornyelse av Nea og Klæbu.

Det er nødvendig med tiltak for å knytte til nytt forbruk i Romsdal og på Nordmøre

Det foreligger store planer om forbruksvekst langs kysten av Nordmøre og Romsdal. Forbruksplanene omhandler elektrifisering av transportsektoren (inkludert ferger og landstrøm), oppdrettsanlegg på land, landstrømanlegg, offshore elektrifisering, elektrifisering av industri og etablering av datasentre. Det er imidlertid lite tilgjengelig kapasitet for tilknytning av forbruk i dagens nett.

Vi er i gang med å planlegge tiltak ut mot kysten av Nordmøre og Romsdal. I tillegg til økt transformeringskapasitet i Ørskog og Surna, planlegger vi økt transformering i Fræna. Vi planlegger også store forsterkninger i området. Målnettet for området innebærer en ny 420 kV-ledning fra Isfjorden via Istad til Fræna, og etablering av en 420 kV-ring på Nordmøre. I tillegg må regionalnettet forsterkes. Tiltakene vil styrke forsyningsikkerheten og legge til rette for næringsutvikling og grønn verdiskapning i hele området.

Tabelloversikt prosjekter og planer

Idriftssatte prosjekter siden Nettutviklingsplanen 2019

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad	Idriftsatt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Behov
Hofstad stasjon <i>Økt transformeringskapasitet</i>	87-93	2021	87-93	2021	Produksjon

Prosjekter under gjennomføring

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Behov
Tunnsjødal stasjon <i>tilkn. N Fiskumfoss</i>	40-48	2022	45-50	2022	Produksjon

Prosjekter som er investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Ørskog stasjon Økt transformeringsskapasitet	150-195/ikke oppgitt	2021-2022/ Ikke oppgitt	1-2 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forbruk

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
420 kV Åfjord-Snilldal Ny kraftledning og -kabelanlegg	1900-2700*	Mottatt 2013	2027	Produksjon, handelskapasitet
420 kV Aura/Viklandet-Surna Spenningsoppgradering	500-700*	Mottatt 2015	2027	Produksjon, handelskapasitet
Orkdal stasjon Fornyelse	450-560/50-300	2022/ikke oppgitt	2 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet

* Estimer fra 2017.

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet

Planlagt sendt konsesjonssøknad				
Prosjekt	NUP 2021	OIP 2020	Anleggskategori	Behov
Snilldal stasjon Transformering	Fått	Fått	Mindre stasjonsprosjekt	Produksjon, forbruk, forsyningssikkerhet

Mulige, større tiltak på sikt – endelig løsning vil bli modnet og kan endre seg

Tiltak	Type prosjekt	Kommentar	Planlagt idriftsatt
Kløebu stasjon, fornyelse og økt transformering	Stasjon		Før 2030
Ørsta stasjon, økt transformering	Transformator	Økt transformering i eksisterende stasjon	Før 2030
Eidum stasjon, ny stasjon	Stasjon	Ny stasjon med økt kapasitet	Før 2030
Strinda stasjon, ny stasjon	Stasjon	Ny stasjon med økt kapasitet	Før 2030
Surna stasjon, økt transformering	Transformator	Økt transformering for mer forbruk og produksjon	Før 2030
420 kV-ledning Isfjorden-Istad-Fræna	Ledning		Før 2030
Fræna stasjon, fornyelse og økt transformering	Stasjon	Kontrollanlegg og transformering	Før 2030
Nea stasjon, fornyelse og økt transformering	Stasjon	Kontrollanlegg og mulig økt transformering	Før 2030
Verdal stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
420 kV-ledning Kløebu-Strinda-Eidum	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for eksisterende 300 kV	Før 2040
420 kV-ring på Nordmøre	Ledning	420 kV-ledning ut mot kysten	Før 2040
Aura stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Viklandet stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Kløebu stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Nea stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Fræna stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050

Det er også større fornyelsesbehov i stasjonene Trollheim, Ranes og Istad, men her er det pågående omklassifiserings- og salgsprosess. Vi planlegger i tillegg mindre fornyelser (transformering/kontrollanlegg/SVC) i stasjonene Aura, Viklandet og Tunnsjødal før 2030. Før 2040 planlegger vi mindre fornyelser i stasjonene Verdal, Aura, Ørskog, Ørsta, Sykkylven, Tunnsjødal, Namsos, Ogndal, Hofstad, Åfjord, Snilldal og Surna. I Tunnsjødal, Viklandet, Orkdal og Eidum planlegger vi mindre stasjonsfornyelser før 2050.

Bergen

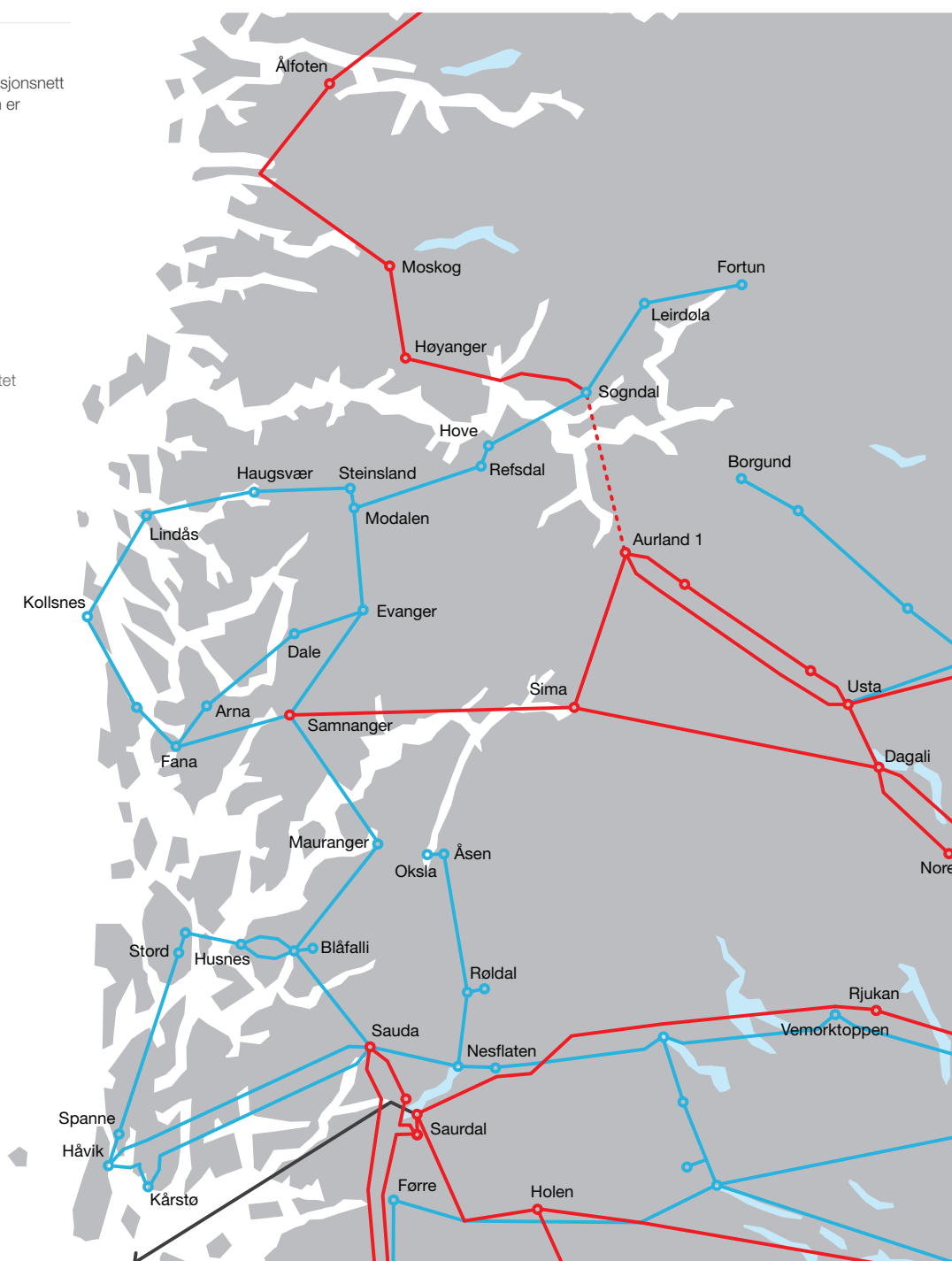


8 Nettutvikling i region Vest

Figur 48

Kart over dagens transmisjonsnett i Vest, inkludert tiltak som er investeringsbesluttet.

- Investeringsbesluttet
- 420 kV
- 300 kV
- 132 kV



Region Vest dekker Vestland fylke og Rogaland nord for Boknafjorden. Det meste av kraftproduksjonen er lokalisert i nordlige og indre deler av området, med store regulerbare kraftverk. I indre deler av gamle Sogn og Fjordane finner vi også mye kraftintensiv industri. Ellers er det mye industriforbruk langs kysten og i Odda, samt alminnelig forbruk rundt store byer som Bergen. Ledningsmassen i regionen består av omtrent 1 500 km med ledning, der 40 % er bygget før 1969. Det eldste nettet finner vi som 300 kV-nettet fra Sogndal til Sauda, på Haugalandet og i Odda.

Siden 2019 har BKK Nett satt i drift en ny ledning fra Modalen til Kollsnes, som ga en ytre ring i Bergen og omland. Statnett har siden 2019 satt i drift økt transformering i Mauranger, Borgund og Ålfoten, som tilrettelegger for mer kraftproduksjon.

Det er flere store planer om elektrifisering av olje- og gassektor, etablering av industri og vekst i alminnelig forbruk i regionen. De fleste planene er lokalisert langs kysten. I gamle Sogn og Fjordane fulke er det planer om kraftproduksjon, og Utsira Nord utenfor Haugalandet er åpnet for havvind. I tillegg nærmer 300 kV-anleggene i området å nærme seg teknisk levetid.

Målnettet er 420 kV i hele regionen. Vi er godt i gang med planleggingen både ut av Sogndal, i Bergen og omland og på Haugalandet. I Odda og Indre Sogn er fornyelsesbehovet drivende for en oppgradering til 420 kV, basert på kjente planer.

8.1 Dagens kraftsystem og investeringsbesluttede prosjekter i region Vest

Region Vest har overskudd i nordlige og indre deler, og underskudd langs kysten. Det meste av produksjonen kommer fra vannkraftverk i fjelltraktene øst i området. Regionen har i normalår energioverskudd, men moderat magasinkapasitet fører til at det kan være et betydelig importbehov i kalde og tørre perioder. Mye uregulert produksjon fører også til et stort eksportbehov i perioder med mye tilsig om våren, sommeren og høsten.

Høyt kraftoverskudd med kraftintensiv industri i gamle Sogn og Fjordane

Gamle Sogn og Fjordane fylke strekker seg fra Refsdal og Aurland til Ålfoten. Området er totalt sett et overskuddsområde. Kraftproduksjonen ligger spredt og består av både regulerbar og uregulerbar produksjon. De største forbrukspunktene finner vi som kraftintensiv industri i Høyanger og Øvre Årdal. I Indre Sogn er det tidvis behov for omfattende nedregulering av produksjon for å overholde kapasitetsgrensene ved intakt nett.

Statnett er i gang med å fornye Leirdøla stasjon. Prosjektet vil bedre forsyningsikkerheten lokalt og øke transformeringskapasiteten. I Moskog har vi besluttet å sette inn ekstra transformator. Begge stasjonsprosjektene vil tilrettelegge for mer kraftproduksjon. I tillegg har vi besluttet å spenningsoppgradere 300 kV-ledningen mellom Sogndal og Aurland for å redusere flaskehalsen over Sognefjorden.

Underskuddsområder langs i bergensregionen og på Haugalandet

300 kV-nettet i Bergen og omland og på Haugalandet består av to ringer langs kysten av Vestlandet. Bergen og omland består av en indre og ytre 300 kV-ring fra Modalen, Evanger og Samnanger. På Haugalandet er 300 kV-ringen mellom Blåfalli og Husnes, samt Sauda og Håvik. Begge områder domineres av industri langs kysten og alminnelig forbruk rundt de store byene. Produksjonen finner vi i indre deler rundt Mauranger, Sauda og Blåfalli, samt i nordlige deler av Bergen og omland. Lokaliseringen av forbruk og produksjon gir overføringsbehov fra indre til ytre deler av området.

Vi gjennomfører og har besluttet flere stasjonsprosjekter i området. I Arna og Dale gjennomfører vi fornyelsesprosjekter. Tiltakene i Arna er midlertidig, mens vi i Dale har besluttet en ny stasjon til erstatning for dagens inkludert økt transformering. I tillegg er vi i gang med å øke transformeringen i Samnanger og har besluttet økt transformering i Lindås. Vi har også besluttet ny kabel mellom Haugsvær og Lindås.

Vi har vurdert systemløsningen i Odda

Odda er forsynt via en 300 kV-ledning som strekker seg fra Nesflaten til Oksla. Området har både kraftproduksjon og kraftintensiv industri. Statnett har siden 2019 gjennomført en overordnet systemanalyse, som konkluderte med at eksisterende nettstruktur er rasjonell, basert på kjente behov. I dag er vi i gang med å øke transformeringsskapasiteten i Røldal, og vi har investeringsbesluttet ny stasjon i Åsen. Den nye stasjonen vil tilrettelegge for økt industriforbruk, og investeringen avhenger av fremdrift hos aktør.

8.2 Drivere og langsiktige planer i region Vest

Drivere for videre nettutvikling er knyttet til økende kraftoverskudd i nord og økende kraftunderskudd langs kysten. I nordlige deler er det flere planer om kraftproduksjon. Selv om det i samme område er planer om mer forbruk, forventer vi at overskuddet vil øke. Vi har planlagt idriftsettelse av rundt 20 større stasjonsfornyelser frem til 2050 i regionen, samt opp mot 30 mindre stasjonsfornyelser (nye kontrollanlegg og/eller komponentutskifting). Flere av de første fornyelsene er knyttet til anlegg i Bergen og omland og på Haugalandet.

Statnett har planlagt omfattende forsterkninger i området. Siden 2019 har vi sluttført en konseptvalgutredning for Bergen og omland som konkluderer med trinnvis spenningsoppgradering og nybygging for å møte forbruksplanene i området. Utover økt transformeringsskapasitet og forsterkede kabler, innebærer første trinn forsterkning fra Sogndal til Modalen, samt spenningsheving mellom Modalen og Kollsnes. På Haugalandet har vi søkt konsesjon for en ny 420 kV-ledning mellom Blåfalli og Gismarvik. Ledningen vil være første steg i en videre spenningsoppgradering. I tillegg planlegger vi flere stasjonstiltak.

Vi tilrettelegger for mer kraftproduksjon i Sogn og Fjordane

Sogn og Fjordane skiller seg fra andre områder i Vest, med et voksende overskudd. Lokalisering av forbruk i området er på generelt grunnlag positivt, og det finnes noen planer innen etablering og utvidelser av industri. Foreløpig er det fornyelsesbehovet som driver behovet for en oppgradering i området. Tilstanden på noen av 300 kV-stasjonene er dårlig. I tillegg nærmer 300 kV-ledningen i Indre Sogn og 420 kV-ledningene mot Hallingdal seg teknisk levetid.

I Fortun planlegger vi å fornye og øke kapasiteten i stasjonen. Tiltaket vil styrke forsyningssikkerheten i Indre Sogn og, kombinert med driftstiltak på ledningene, tilrettelegge for mer kraftproduksjon. Vi planlegger også å fornye stasjonen Aurland 1.

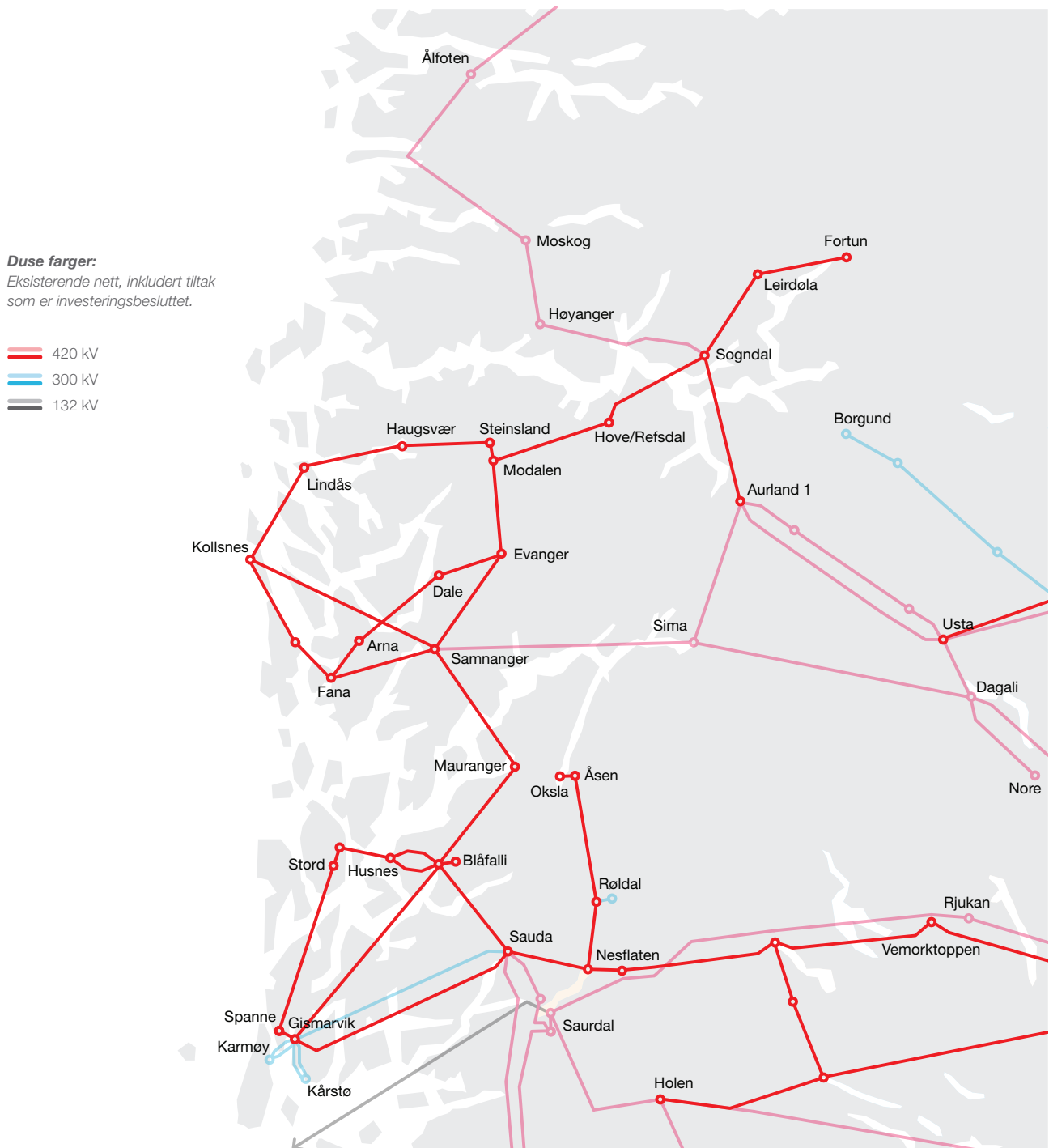
Omfattende nettinvesteringer planlagt i Bergen og omland og på Haugalandet

Det er omfattende forbruksplaner langs kysten av Vestlandet. Forbruksplanene knytter seg til elektrifisering av olje- og gassnæring, etablering av ny industri og vekst i alminnelig forsyning. I tillegg har OED åpnet Utsira Nord utenfor Haugalandet for havvind. Det er også behov for å fornye 300 kV-anleggene. I Bergen og omland er det i første omgang behov for å fornye stasjonene, mens det på Haugalandet også er behov for å fornye særlig de sørlige ledningene i området.

Statnett har gjennomført en konseptvalgutredning for Bergen og omland for å vurdere konsekvensen av de store forbruksplanene i området, som nå er til behandling hos OED. Første trinn

Figur 49

Kart over fremtidig målnett i region Vest.



innebærer økt transformerings- og kabelkapasitet, spenningsoppgradering mellom Sogndal og Modalen og spenningsheving mellom Modalen og Kollsnes. Vi vil øke transformeringskapasiteten i Litle Sotra og Fana, og kabelkapasiteten mellom Litle Sotra-Kollsnes. Vi planlegger også nye Trondalsvatn stasjon, samt tilknytning av petroleumsforbruk i Samnanger. Tiltakene vil tilrettelegge for betraktelig mer forbruk og styrke forsyningssikkerheten i hele området. Neste trinn innebærer sannsynligvis en ny 420 kV-forbindelse til Kollsnes fra Samnanger eller Modalen, før vi spenningsoppgraderer resterende nett. I tillegg planlegger vi spenningsoppgradering mellom Bergen og omland og Haugalandet, for å styrke forsyningssikkerheten og redusere flaskehals mellom områdene. Nye forsterkninger vil sees i sammenheng med behovet for å fornye stasjonene i Litle Sotra, Fana, Arna, Evanger, Hove og Mauranger. I Hardanger planlegger vi en mindre ombygging av 420 kV Sima-Samnanger. Langt frem i tid, planlegger vi fornyelse av Sima stasjon.

På Haugalandet er det både store forbruksplaner og stort fornyelsesbehov. Statnett er i gang med konsesjonsprosess for ny 420 kV-ledning mellom Blåfalli og Gismarvik (Haugalandet nett-forsterkning). Tiltaket vil tilrettelegge for mer forbruk langs kysten av Haugalandet. I tillegg planlegger vi nye stasjoner på Håvik og Husnes for å styrke forsyningssikkerheten, og fornyelser i Førre og Saudal. Neste steg vil sannsynligvis være ny 420 kV-ledning til erstatning for én av 300 kV-ledningene fra Sauda mot kysten. Ledningsoppgraderingene i området vil sees i sammenheng med behovet for å fornye stasjonene Stord, Børtveit, Blåfalli og Kårstø. Vi planlegger også fornyelse av stasjonene Kvilldal, Kvanndal og Førre, men disse ligger et stykke frem i tid.

Fornylsesbehov er drivende for nettutviklingen i Odda

I området rundt Odda planlegger vi fornyelse av stasjonene Nesflaten og Røldal, der begge ligger et stykke ut i tid. En ledningsoppgradering drives av tilstanden på ledningen, og vi kjenner per i dag ikke til andre behov som utløser en ledningsoppgradering.

Tabelloversikt prosjekter og planer

Idriftssatte prosjekter siden Nettutviklingsplanen 2019

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	Behov
Borgund stasjon Økt transformering	15-17	2019	15-17	2019	Produksjon
Ålfoten stasjon Økt transformering	90-100	2019	90-100	2019	Produksjon
300 (420) kV Modalen-Mongstad Ny 300 (420) kV-ledning	1500	2019	1500	2019	Forsyningssikkerhet/produksjon
Mauranger stasjon Økt transformeringskapasitet	163-164	2021	140-155	2020	Produksjon

Prosjekter under gjennomføring

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Behov
Arna stasjon <i>Fornyelse</i>	70-82	2022	64-78	2021	Forsyningssikkerhet
Leirdøla stasjon <i>Fornyelse og økt transformering</i>	375-385	2022	330-365	2022	Forsyningssikkerhet, produksjon
Samnanger stasjon <i>Økt transformering</i>	100-110	2021	98-112	2020/2021	Produksjon
Røldal stasjon <i>Økt transformering</i>	87-92	2021	70-80	2021	Forsyningssikkerhet
Moskog stasjon <i>Økt transformering</i>	110-135	2022	50-300	Ikke oppgitt	Produksjon

Prosjekter som er investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Dalekvam stasjon* <i>Ny transformatorstasjon</i>	407-477/230-275	2022/2021	3 år etter konsesjon	Forsyningssikkerhet
420 kV Aurland-Sogndal** <i>Spenningsoppgradering</i>	940-1050	Fått/2020	2027/2026	Handelskapasitet/produksjon
Lindås stasjon <i>Økt transformering</i>	260-370/50-300	2022/ikke oppgitt	2 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
300 kV Haugsvær-Lindås <i>Ny kabel</i>	230-300/300-1000	2021-2022/ikke oppgitt	2 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forbruk
Åsen stasjon*** <i>Ny transformatorstasjon</i>	395-460	Fått	2023/ikke oppgitt	Forbruk

* Ny stasjon til erstatning for eksisterende Dale

** Strekning over Sognefjorden mangler konsesjon

***Prosjektet startet opp igjen etter beslutning hos aktør

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Fana og Litle Sotra stasjoner* <i>Økt transformering</i>	300-600/100-600	2022/ikke oppgitt	2 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet, forbruk
300 kV Kollsnes-Litle Sotra <i>Dublert kabel</i>	610-990/300-1000	2022-2023/ikke oppgitt	3-4 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forbruk
Karmøy stasjon <i>Ny transformatorstasjon</i>	530-640/530-640	2023/2021	2026/2025	Forsyningssikkerhet
Fortun stasjon <i>Ny transformatorstasjon</i>	350-405/350-405	2022-2023/2021	2-3 år etter konsesjon/ 2 år etter konsesjon	Forsyningssikkerhet
420 kV Blåfalli-Gismarvik <i>Haugalandet nettforsterkning</i>	1150-1350	2022-2023	3-4 år etter konsesjon/ 3 år etter konsesjon	Forbruk
Onarheim stasjon <i>Ny transformatorstasjon</i>	425-480	2022	2024	Forsyningssikkerhet
Aurland I stasjon <i>Reinvestering</i>	380-470/ Under utarbeidelse	2022/2021-2022	2024	Forsyningssikkerhet
420 kV Sima-Samnanger <i>Mindre forsterkning</i>	under utarbeidelse/ 300-1000	2022/ikke oppgitt	2 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet

* Tidligere to prosjekter

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet

Planlagt sendt konsesjonssøknad				
Prosjekt	NUP 2021	OIP 2020	Anleggskategori	Behov
420 kV Sogndal-Modalen-Kollsnes <i>Inkl. ny Trondalsvatn stasjon</i>	2022	Ikke oppgitt	Ledningsprosjekt/ Større stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet, forbruk
Saurdal stasjon <i>Fornyelse av GIS-anlegg</i>	2022	Ny	Mindre stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet

Mulige, større tiltak på sikt – endelig løsning vil bli modnet og kan endre seg

Tiltak	Type prosjekt	Kommentar	Planlagt idriftsatt
Stord stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Little Sotra stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Førre stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Samnanger stasjon	Stasjon	Tilknytning petroleum	Før 2030
420 kV Modalen/Samnanger-Sauda	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for dagens	Før 2030
420 kV-forbindelse til Kollsnes*	Forbindelse	420 kV-forbindelse fra Samnanger eller Modalen	Før 2030
420 kV-ledning på Haugalandet	Ledning	420 kV-ledning fra Sauda til erstatning for én av eksisterende	Før 2030
Spenningsoppgraderinger Bergen og omland	Ledning	Spenningsoppgraderinger i Bergen og omland, jmf. KVU	Før 2035
Spenningsoppgraderinger Haugalandet	Ledning	Spenningsoppgraderinger på Haugalandet, jmf. KVU	Før 2035
Fana stasjon, fornyelse	Stasjon	Sees i sammenheng KVU Bergen og omland	Før 2040
Arna stasjon, fornyelse	Stasjon	Sees i sammenheng KVU Bergen og omland	Før 2040
Børtveit stasjon, fornyelse	Stasjon	Sees i sammenheng med spenningsoppgradering	Før 2040
Evanger stasjon, fornyelse	Stasjon	Sees i sammenheng KVU Bergen og omland	Før 2040
Nesflaten stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Hove stasjon, fornyelse	Stasjon	Sees i sammenheng KVU Bergen og omland	Før 2040
Kvilldal stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Kvanndal stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Kårstø stasjon, fornyelse	Stasjon	Sees i sammenheng med KVU Haugalandet	Før 2040
420 kV-ledning Odda	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for eksisterende 300 kV	Før 2040
420 kV-ledning Indre Sogn	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for eksisterende 300 kV	Før 2040
Blåfalli stasjon, fornyelse	Stasjon	Sees i sammenheng med KVU Haugalandet	Før 2050
Røldal stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Mauranger stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Sima stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Førre stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050

* Kan komme senere enn 2030 på grunn av myndighetsbehandling.

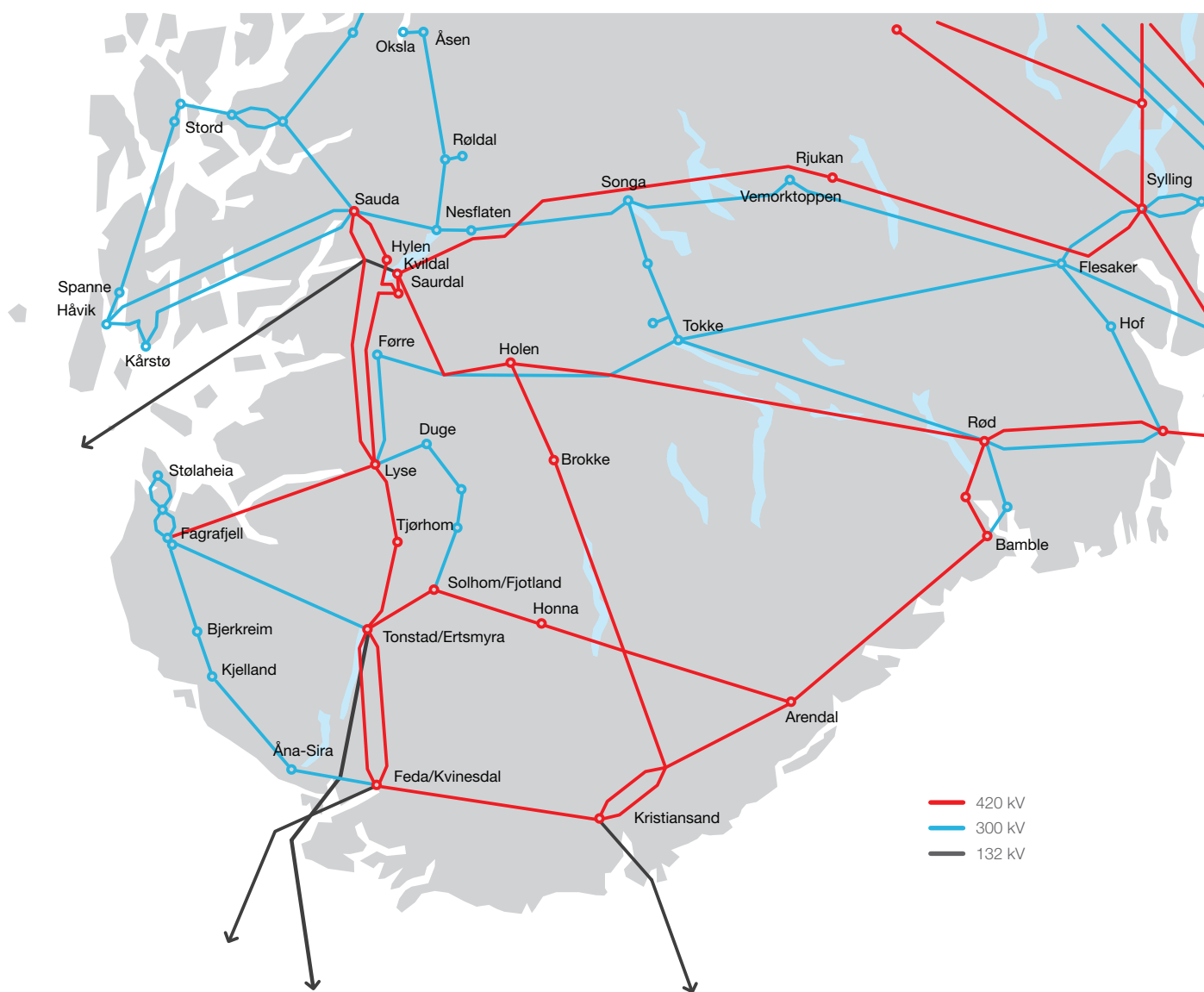
Vi planlegger i tillegg mindre fornyelser (transformering/kontrollanlegg/SVC) i stasjonene Kårstø, Sauda og Mauranger innen 2030. Før 2040 planlegger vi mindre fornyelser i stasjonene Sima, Refsdal, Samnanger, Moskog, Borgund, Sogndal, Ålfoten, Høyanger, Lindås, Saudal, Spanne, Steinsland, Haugsvær og Sauda. Høyen, Leirdøla, Aurland1, Karmøy, Dale, Modalen, Fortun, Onarheim, Stord, Åsen og Kollsnes har mindre fornyelsesbehov innen 2050.



Kristiansand



9 Nettutvikling i region Sør



Figur 50

Kart over dagens transmisjonsnett i Sør, inkludert tiltak som er under gjennomføring.

Region Sør omfatter fylkene Vestfold og Telemark, Agder og Rogaland sør for Boknafjorden. Vannkraftproduksjonen finner vi i indre deler av regionen, og det er noe vindkraftproduksjon langs kysten av Sør-Rogaland og indre deler av Agder. Forbrukstygndepunktene er lokalisert rundt de store byene langs kysten, samt kraftintensiv industri i Grenlandsområdet og Agder. Ledningsmassen i regionen består av over 2 000 km med ledning, hvorav en fjerdedel er bygget før 1969. Fire mellomlandsforbindelser er også tilknyttet området. Siden 2019 har vi ferdigstilt store deler av Vestre Korridor, og vi har fornyet 300 kV-anlegget i Kristiansand stasjon.

Det er store planer om industrietableringer langs kysten av hele Sørlandet og i Grenlandsområdet, samt vekst i alminnelig forbruk rundt de største byene. I tillegg er det åpnet for havvind i Sørlige Nordsjø II, der tilknytningspunkt mest sannsynlig blir i region Sør. Summen av forbruk og produksjon vil få store betydninger for flyt, flaskehals og nettutvikling i hele området. Det er flere gamle 300 kV-anlegg i området, der det tidligste og største fornyelsesbehovet er lokalisert i Vestfold og Telemark.

Målnettet i området er 420 kV i hele regionen. Innslag av havvind fra Sørlige Nordsjø II vil også øke belastningen på nettet i østlige deler av området. Avhengig av lokalisering av forbruk og størrelse på havvind, kan det også bli behov for ytterligere tiltak inn til enkelte stasjoner, samt nord-sør i regionen

9.1 Dagens kraftsystem og investeringsbesluttet prosjekter i region Sør

Region Sør har overskudd i indre deler av gamle Telemark, og underskudd langs kysten. Ledningsnettet i området knytter sammen Vest- og Østlandet med mellomlandsforbindelsene til England, Tyskland, Nederland og Danmark. Flyten i området er derfor i stor grad avhengig av flyten på mellomlandsforbindelsene.

Styrker forsyningsikkerheten til Sør-Rogaland med ny 420 kV-ledning fra Lyse til Fagrafjell

Sør-Rogaland er ringen ut fra Tonstad og Åna-Sira, samt nettet mellom Lyse og Tonstad. Forbrukstygndepunktet i området er lokalisert i og rundt Stavanger og Sandnes, mens vannkraftproduksjonen er lokalisert i indre deler rundt Tonstad og Lyse. I tillegg er det noe vindkraftproduksjon langs kysten under Bjerkreim, Kjelland og Åna-Sira. Lokaliseringen gir overføringsbehov fra indre til ytre deler av området. Overføringsbehovet blir imidlertid redusert i perioder med høy vindkraftproduksjon.

Høsten 2021 planlegger vi at prosjektet Vestre Korridor skal være ferdigstilt. Prosjektet legger til rette for full utnyttelse av mellomlandsforbindelser, ny fornybar kraftproduksjon og styrker forsyningsikkerheten. Vi er også i gang med å styrke forsyningsikkerheten til Sør-Rogaland med ny 420 kV-ledning mellom Lyse og Fagrafjell, der Fagrafjell skal overta funksjonen til dagens Stokkeland stasjon.

Store endringer i kraftsystemet i Agder som følge av nye mellomlandsforbindelser

Agder strekker seg fra stasjonene Hølen i nord til Lista i sør. Kraftproduksjonen er lokalisert i indre deler med produksjon fra vassdragene Sira, Kvina og Otra, i tillegg til flere store vindkraftverk. Forbruket domineres av alminnelig forsyning og kraftintensiv industri rundt Kristiansand og Lista. Flytmønsteret i området avhenger i stor grad av flyten på mellomlandsforbindelsene til Danmark, Nederland og Tyskland. Statnett er i gang med å sanere 300 kV-anlegget i Fedå.

Overskudd med behov for å overføre kraft internt i Vestfold og Telemark

Mellom Songa/Tokke i øst og Hof i vest finner vi Vestfold og Telemark. Det meste av produksjonen er lokalisert i Vest-Telemark (Tokkeverkene) og i Rjukan, mens vi finner forbruket langs kysten av

Vestre korridor – spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV

Prosjektpakken Vestre korridor omfatter transmisjonsnettet fra Kristiansand via Kvinesdal og nordover til Sauda. I tillegg inngår forbindelsen fra Ertsmyra (Tonstad) via Fjotland (Solhom) og Honna til Arendal. Prosjektet består av ombygging av eksisterende ledninger fra 300 til 420 kV, bygging av nye 420 kV-ledninger samt riving av eksisterende 300 kV-ledninger på deler av strekningen. I tillegg bygger vi nye og oppgraderer eksisterende stasjoner. Oppstart første byggetrinn var i 2016, og forventet ferdigstilling av hele prosjektet er i 2021. Sentrale tiltak er:

Stasjoner:

- Etablering av nye 420 kV-stasjoner: Kvinesdal, Ertsmyra, Tjørhom, Fjotland og Hylen
- Etablering av nye 420 kV-anlegg i eksisterende stasjoner Lyse, Saudal og Sauda
- Mindre tiltak for spenningsoppgradering av Honna stasjon

Ledning:

- Ny 420 kV-ledning mellom Lysebotn og Sauda
- Ny 420 kV-ledning fra Lysebotn via Tjørhom til Ertsmyra og derfra videre til Kvinesdal.
- Ny 300 (420) kV-ledning fra Lysebotn til Duge (driftes på 300 kV)
- Ny 420 kV-ledning mellom Ertsmyra stasjon og Fjotland
- Spenningsoppgradering av dupleksforbindelsene Sauda-Saurdal, Saurdal-Førre-Lyse, Feda-Tonstad 2, Kristiansand-Feda og Solhom (Fjotland)-Arendal

Fremdrift

I 2018 ble store deler av Vestre korridor satt i drift. Ved årsskiftet 2018–2019 var nettet fra Kristiansand til Ertsmyra og fra Sauda til Saudal ferdig oppgradert til 420 kV. På våren 2019 ble delstrekningen Ertsmyra - Saudal idriftsatt og med det var hele nord-sør forbindelsen fra Sauda til Kristiansand oppgradert til 420 kV. Våren og sommeren 2019 ble også strekningen Ertsmyra - Fjotland - Honna - Arendal satt i drift på 420 kV. I løpet av oktober 2019 ble nye stasjonene i Lyse og Tjørhom satt i drift. Resten av Vestre korridor som da omfatter ny 420 kV-ledning mellom Sauda og Lyse samt ny 420 kV-stasjon i Hylen er planlagt ferdigstilt og satt i drift i 2021.

gamle Vestfold fylke og i Skien/Porsgrunn. Det er også en del kraftintensiv industri i Grenlandsområdet. Området er totalt sett et overskuddsområde, men lokalisering av forbruk og produksjon gir behov for å overføre kraft fra øst til vest i området. Området har også en stor andel av Statnett sine eldste 300 kV-anlegg. Siden 2019 har vi oppgradert Vemorktoppen stasjon.

Statnett har besluttet å fornye stasjonene Tokke, Songa og Rød og bygge ny Tønsberg stasjon som skal erstatte dagens Tveiten. I Rød vil vi også øke kapasiteten for å tilrettelegge for mer forbruk. I Tveiten gjøres midlertidige tiltak i påvente av ny stasjon, se neste delkapittel. Tiltakene i Tokke og Rød er vi i gang med å gjennomføre.

9.2 Drivere og langsiktige planer i region Sør

Statnett har planlagt flere omfattende tiltak i området. På Nord-Jæren gjennomførte vi i 2019 en utredning som konkluderte med stasjons- og ledningstiltak på 420 kV for å styrke forsyningsikkerheten internt i området. Fremover vil det bli nødvendig å erstatte én av 300 kV-ledningene inn til området med en ny på 420 kV. I Agder og Vestfold og Telemark planlegger vi økt transformering i eksisterende og nye stasjoner for å tilrettelegge for mer forbruk. I tillegg har vi planlagt idriftsettelse av nærmere 20 større stasjonsfornyelser frem til 2050 i regionen, samt opp mot 20 mindre stasjonsfornyelser (nye kontrollanlegg og/eller komponentutskifting). De fleste av de store stasjonsfornyelsene kommer i tidsrommet 2040–2050. I tillegg vil store deler av 300 kV-nettet i Vestfold og Telemark nå teknisk levetid frem mot 2050.

Summen av forbruks- og produksjonsplaner på Sørlandet vil påvirke flyt og flaskehals på Vest-, Øst- og Sørlandet. I tillegg er det nødvendig å begynne planleggingen av å oppgradere 300 kV-nettet, og vi forventer at første steg er i østlige deler av området. Havvind fra Sørlige Nordsjø II vil i første omgang øke belastningen på nettet i østlige deler av området mellom Flesaker og Rød. Fornyelse av 300 kV-nettet i indre deler av Vestfold og Telemark ligger sannsynligvis lenger frem i tid.

Mange forbruksplaner og bedret forsyningsikkerhet i Sør-Rogaland

Forbruksvekst og forsyningsikkerhet er drivende for nettutviklingen i Sør-Rogaland. I området kjenner vi til flere planer om etablering av industri, i tillegg til elektrifisering av transportsektoren og vekst i alminnelig forsyning. Særlig de siste årene har vi fått informasjon om flere konkrete planer for etablering av datasenter i området rundt Fagrafjell, samt større og mindre industri i Ryfylke og rundt Egersund. I tillegg er ikke forsyningsikkerheten på Nord-Jæren tilfredsstillende.

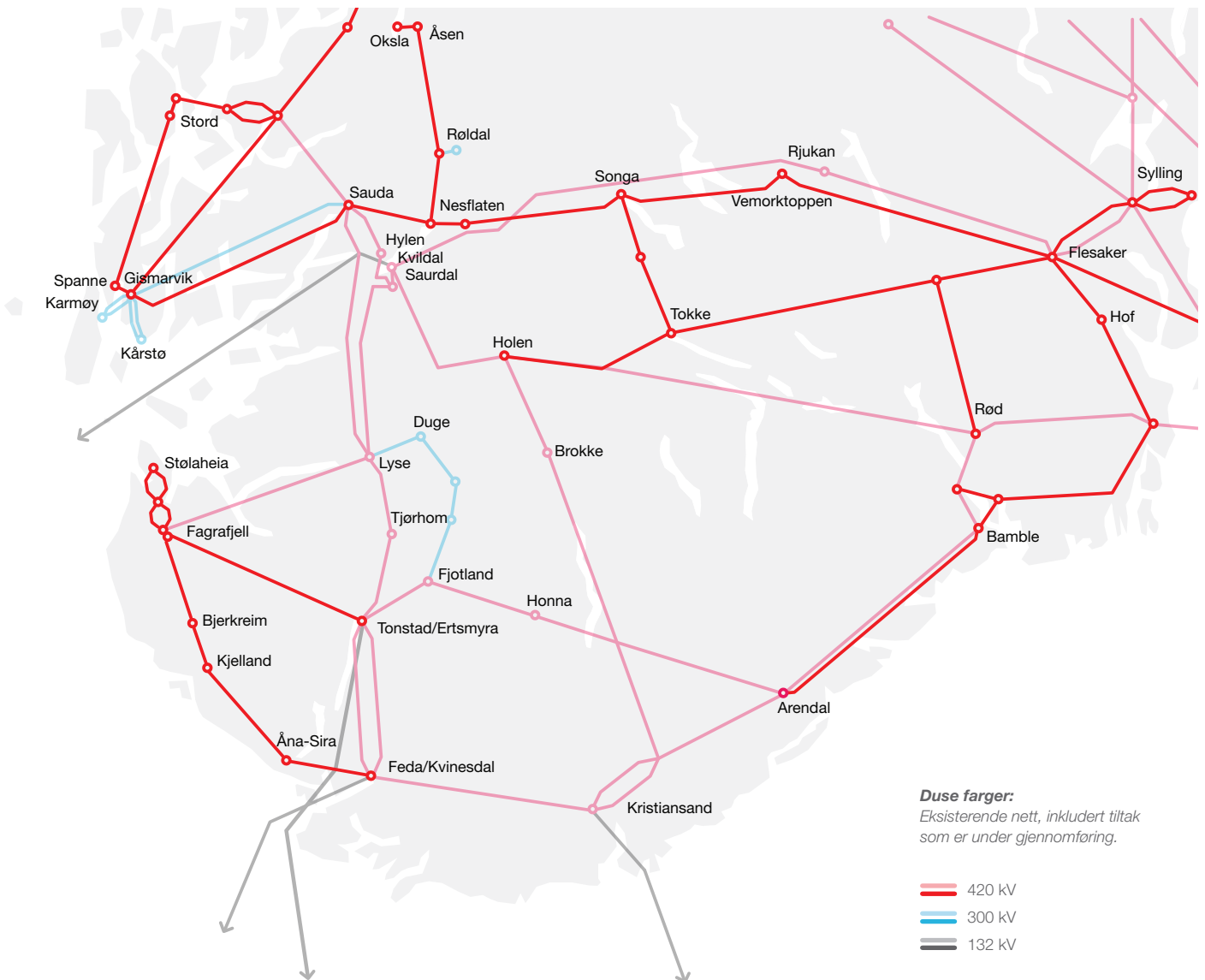
Statnett planlegger nye stasjoner i Bærheim og Stølaheia (Krossberg), for å styrke forsyningsikkerheten og øke kapasiteten på Nord-Jæren. Vi har også meldt en ny 420 kV-ledning fra Fagrafjell til Bærheim, og planlegger videre forsterkning ut mot Stølaheia (Krossberg). Kjente forbruksplaner overstiger N-1-kapasiteten i området, selv etter ny 420 kV-ledning mellom Lyse og Fagrafjell er på drift. Vi vurderer derfor en ny 420 kV-ledning inn til Sør-Rogaland til erstatning for én av dagens 300 kV-ledninger. I tillegg planlegger vi fornyelse av stasjonene Kjelland, Lyse og Duge. På lenger sikt, planlegger vi fornyelse av Åna-Sira.

Store forbruksplaner i hele Agder

Forbruksvekst er den største driveren for nettutviklingen i Agder. Det er flere planer om store industrietableringer som vil påvirke behovet for nettinvesteringer. Størst aktivitet ser vi rundt stasjonene Ertsmyra, Kvinesdal, Arendal og Kristiansand. Forbruksplanene utløser behov for økt transformeringskapasitet i de tre førstnevnte stasjonene, og ny stasjon i Kristiansand. Avhengig av størrelsen på forbruksplanene kan det også bli behov for en større ledningsforsterkning inn til stasjonene, i tillegg planlegger vi fornyelse av stasjonene Kjela og Kvinen. På lenger sikt, planlegger vi fornyelse av stasjonene Holen og Brokke.

Figur 51

Kart over fremtidig målnett i region Sør.



Forbruksplaner og fornyelsesbehov i Vestfold og Telemark

I vestlige deler av Vestfold og Telemark er tilstanden på anleggene drivende for nettutviklingen. I første omgang gjelder det stasjoner, men ledningene nærmer seg også teknisk levetid. På fornyelsestidspunktet vil det være mulig med forenklinger i nettstrukturen. I østlige deler er anleggene gamle og det er flere store forbruksplaner i hele området. I første omgang utløser planene stasjonstiltak og økt transformering. Statnett planlegger ny stasjon i Tønsberg til erstatning for Tveiten stasjon. I tillegg planlegger vi fornyelse av Porsgrunn. På lenger sikt, planlegger vi fornyelse av Rød, Tokke, Songa, Rjukan, Hof og Vinje.

For å redusere flaskehals mellom NO1 og NO2 vil det være viktig å oppgradere dagens 300 kV-ledninger til 420 kV. Oppgradering av nettet vil bli krevende å håndtere. Foreløpige analyser indikerer at første steg burde være en spenningsoppgradering av sørlige deler av nettet fra Grenlandsområdet, mot Flesaker og videre mot Østfold. Neste steg forventer vi vil være mot Tokke, og den nordlige delen til slutt. Tilstand på anlegg og eventuelle kapasitetsbehov vil kunne påvirke rekkefølge og tidspunkt for investeringene.

Tabelloversikt prosjekter og planer

Idriftsatte prosjekter siden Nettutviklingsplanen 2019

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	Behov
Kristiansand stasjon <i>Fornyelse 300 kV-anlegg</i>	330-360	2021	330-360	2021	Forsyningssikkerhet
Vemorktoppen stasjon <i>Reinvestering</i>	150-200	2019	150-200	2019	Forsyningssikkerhet

Prosjekter under gjennomføring

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Behov
Vestre korridor <i>Ledning og stasjoner</i>	6400-6500	2021-2022	6400-6600	2021-2022	Handelskapasitet, produksjon
420 kV Lyse-Fagrafjell <i>Ny ledning og stasjon</i>	2180-2260	2024	2020-2095	2024	Forsyningssikkerhet, produksjon
Feda stasjon <i>Sanering av 300 kV-anlegg</i>	38-46	2022	40-50	2022	Forsyningssikkerhet
Tokke stasjon <i>Fornyelse</i>	93-98	2023	120-130	2023	Forsyningssikkerhet
Rød stasjon <i>Fornyelse</i>	750-780	2023	665-690	2022	Forsyningssikkerhet

Prosjekter som er investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Songa stasjon <i>Fornyelse og oppgrad</i>	115-155/50-300	2022/ikke oppgitt	3 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Krossberg stasjon* <i>Ny stasjon</i>	630-815/300-600	2022/ikke oppgitt	2 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
Bærheim stasjon <i>Ny stasjon</i>	670-890/300-600	2024/ikke oppgitt	3 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet

* Tidligere Stolaheia stasjon.

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet

Planlagt sendt konsesjonssøknad				
Prosjekt	NUP 2021	OIP 2020	Anleggskategori	Behov
420 kV Fagrafjell-Bærheim <i>Ny ledning</i>	2022	2021	Ledningsprosjekt	Forsyningssikkerhet
Tønsberg stasjon <i>Ny stasjon</i>	2023	Ny	Stort stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet
Tveiten stasjon <i>Midlertidige tiltak</i>	2022	Ny	Mindre stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet

Mulige, større tiltak på sikt – endelig løsning vil bli modnet og kan endre seg

Tiltak	Type prosjekt	Kommentar	Planlagt idriftsatt
Kjelland stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Porsgrunn stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2030
Kristiansand stasjon, ny stasjon	Stasjon	Ny stasjon for å håndtere forbruksplaner	Før 2030
Kvinesdal stasjon, økt transformering	Transformator	Økt transformering	Før 2030
Ertsmyra stasjon, økt transformering	Transformator	Økt transformering	Før 2030
Arendal stasjon, økt transformering	Transformator	Økt transformering	Før 2030
420 kV-ledning inn til Stokkeland/Fagrafjell	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for én av dagens	Før 2030
420 kV-ledning Sørlandet-Østlandet	Ledning	420 kV-ledning for havvind og evt. forbruk	Før 2030
420 kV-ledning Flesakersnittet inkl. Grenland	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for én av dagens 300 kV	Før 2030
420 kV-ledning inn til Stokkeland/Fagrafjell	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for én av dagens 300 kV	Før 2035
Tonstad stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Kristiansand stasjon, fornyelse	Stasjon	Oppgradering av eksisterende	Før 2040
Lyse stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Duge stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Kjela stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Kvinen stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
420 kV Vestfold og Telemark og Viken vest	Ledning	420 kV-ledninger til erstatning for dagens 300 kV	Før 2040
Rød stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Tokke stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Songa stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Åna-Sira stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Rjukan stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Holen stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Brokke stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Hof stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Vinje stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050

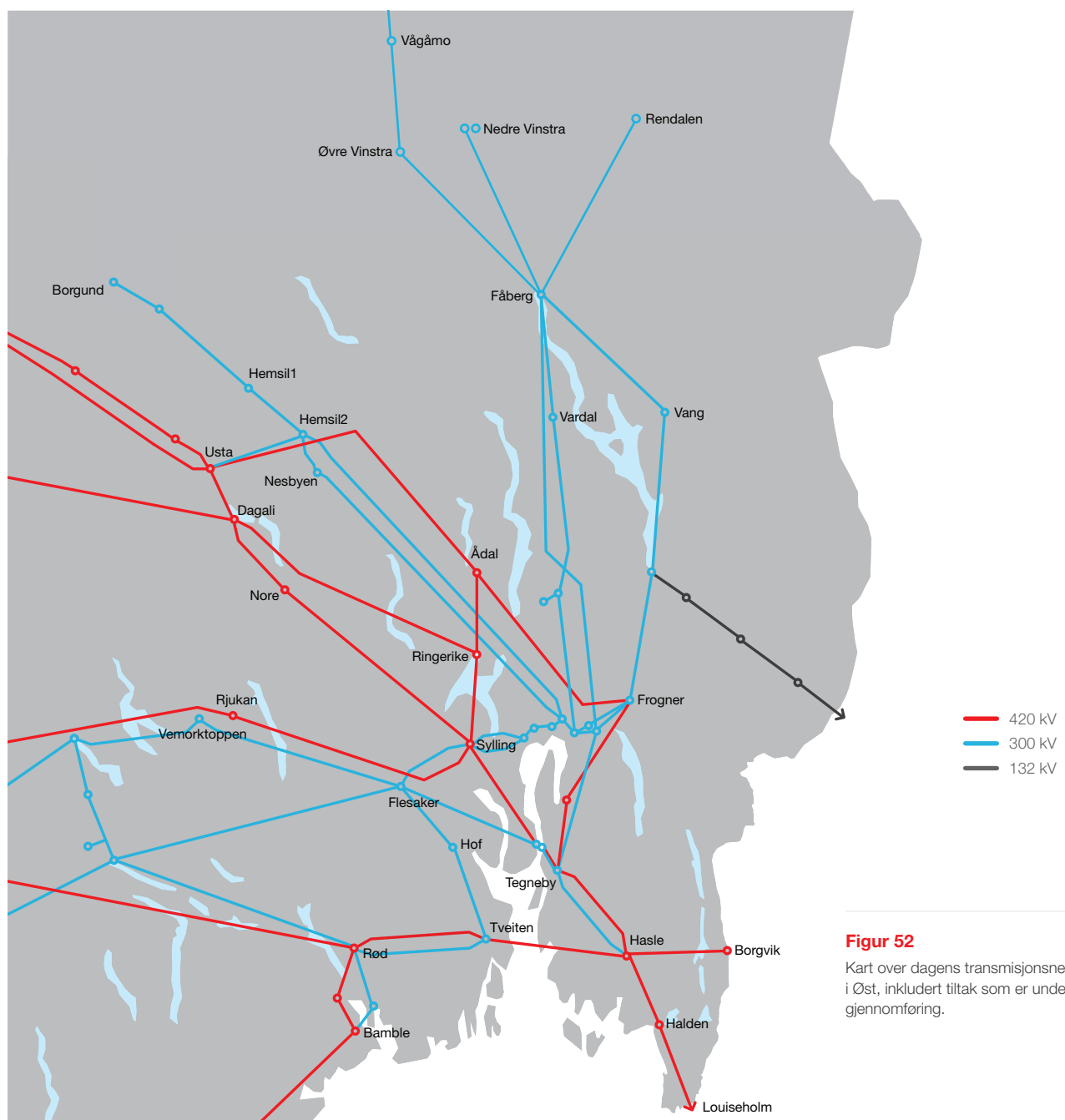
Vi planlegger i tillegg mindre fornyelser (transformering/kontrollanlegg/SVC) i stasjonene Åna-Sira, Kristiansand, Holen, Duge, Hof, Kvinen, NordNed, Rjukan og Vinje innen 2030. Før 2040 planlegger vi mindre fornyelser i Kristiansand, Rød, Brokke, Kristiansand, Grenland, Bamble, Arendal, Lio, Honna, Ertsmyra, Kvinesdal, Tjørhom, Vemorktoppen, Fjotland og Bjerkreim. Fagrafjell, Bærheim, Stølaheia, Kristiansand, Porsgrunn, Kjelland og Lista har mindre fornyelsesbehov innen 2050.



Gol



10 Nettutvikling i region Øst



Figur 52

Kart over dagens transmisjonsnett i Øst, inkludert tiltak som er under gjennomføring.

Region Øst omfatter fylkene Innlandet, Viken og Oslo. Kraftproduksjonen finner vi i vestlige deler av Viken, samt Innlandet, mens det rundt Oslofjorden primært er et forbruksområde. Ledningsmassen består av over 2 500 km med ledning, hvorav over halvparten er bygget før 1969. De eldste ledningsstrekningene finner vi i østlige deler av Viken, gamle Buskerud, og gjennom Gudbrandsdalen til Oslo. Regionen er et transittområde for kraftoverføring mot Sverige.

Hele området er attraktivt for etablering av datasentre og annen industri. I tillegg er det vekst i alminnelig forbruk rundt de store byene i Stor-Oslo. Regionen har også vår eldste anleggsmasse både med tanke på ledninger og stasjoner, og vi har i tillegg overtatt noe anlegg i forbindelse med tredje elmarkeds pakke med dårlig tilstand i Hallingdal.

Målnettet i regionen er 420 kV. I forbindelse med overgang til 420 kV kan det være mulig med forenklinger av nettstrukturen. Vi er allerede i gang med oppgraderinger i Stor-Oslo, og planlegger videre oppgraderinger vest- og nordover.

10.1 Dagens kraftsystem og investeringsbesluttede prosjekter i region Øst

Hele region Øst er samlet sett et underskuddsområde. De regionale forskjellene er imidlertid store. I Hallingdal er det kraftoverskudd hele året, mens det rundt Oslofjorden er underskudd. I Innlandet er det overskudd om sommeren og underskudd på vinteren. Importmulighetene til området kommer fra Sverige, Vestlandet, Sørlandet og nord gjennom Gudbrandsdalen.

Vi fornyer og forsterker det høyt belastede nettet som forsyner Oslo-området

Stor-Oslo er området mellom stasjonene Hamang i vest og Halden i øst. Området er et underskuddsområde, der Oslo by er forbrukstygdepunktet. Kraftproduksjonen er lokalisert rundt Glomma.

Statnett er i gang med å fornye og oppgradere nettet i Stor-Oslo til 420 kV i tråd med Nettplan Stor-Oslo. Nå er vi i gang med å gjennomføre fornyelser av kabelforbindelsene mellom Smestad-Sogn og Sogn-Ulven, samt oppgradere stasjonene Hamang og Sogn. I tillegg har vi satt inn en ny transformator i Røykås, og besluttet ny stasjon i Liåsen. Tiltakene vil øke kapasiteten i Stor-Oslo og styrke forsyningssikkerheten til Osloområdet.

Overskudd om sommeren og underskudd om vinteren i Innlandet

Innlandet strekker seg fra Vågåmo i nord til Oslo i sør. Området er et overskuddsområde om sommeren, med lavt forbruk og høy produksjon, i hovedsak uregulerbar vannkraft. Om vinteren er området et underskuddsområde. Siden 2019 har vi satt i drift reinvesterte 300 kV-anlegg i Nedre Vinstra og Fåberg.

Avtakende overskudd fra Hallingdal mot Oslo

Viken vest strekker seg fra Hallingdal via Hadeland og Drammen til Oslo. Området har mye kraftproduksjon og overskudd i nordvest, men overskuddet minker jo lenger øst vi kommer. Forbruket domineres av alminnelig forsyning rundt Drammen, Hønefoss og Oslo, med noe industriforbruk i enkeltområder. Statnett er i gang med et fornyelsesprosjekt i Sylling stasjon, som vil styrke forsyningssikkerheten i området rundt. Vi har også besluttet et prosjekt for å realisere tilknytning av Godfarfoss kraftverk i Dagali stasjon.

10.2 Drivere og langsiktige planer i region Øst

Stor-Oslo har de største planlagte tiltakene i region Øst. Etter pågående og investeringsbesluttede prosjekter, planlegger vi videre forsterkning av nettet vestover med ny 420 kV-forbindelse mellom Hamang, Bærum og Smestad, samt ny 420 kV-forbindelse til erstatning for én av 300 kV-ledningene nordover mot Fåberg. I tillegg planlegger vi nye stasjoner for å tilrettelegge for mer forbruk

og styrke forsyningssikkerheten. Videre nettutvikling avhenger av tilstand på anlegg og forbruksvekst. Foreløpig forventer vi at videre forsterkning vil være internt i Oslo og vestover mot Flesaker. I tillegg planlegger vi idriftsettelse av over 25 større og like mange mindre stasjonsfornyelser frem til 2050 i regionen. De tidligste store stasjonsfornyelsene er knyttet til anlegg i Innlandet, samt anlegg vi har tatt over i forbindelse med tredje elmarkedspakke i Hallingdal. Regionen har også de eldste ledningene vi eier.

Forbruksvekst og aldrende anleggsmasse driver nettutvikling i Stor-Oslo

Rundt Oslo by er det flere planer om større og mindre industrietableringer, herunder datasenter. I tillegg er det vekst i alminnelig forbruk knyttet til selve byen. Det er generelt god ledningskapasitet internt i området, og store punktuttak vil i stor grad utløse behov for å øke transformeringsskapasiteten og/eller bygge nye stasjoner. Summen av planer kan medføre behov for større og mindre tiltak for å øke kapasiteten internt i området. På sikt kan endrede flytmønstre som følge av mellomlandsforbindelser, ny kraftproduksjon og utfasing av svensk kjernekraft gi økt overføringsbehov inn mot og ut av området. Se kapittel fem for detaljer.

Vi er godt i gang med planlegging av videre forsterkning i området, i tråd med Nettplan Stor-Oslo. For Ulven og Hamang-Bærum-Smestad er vi i gang med konsesjonsprosess, og vi planlegger å sende konsesjonssøknad for Fåberg-Oslo i løpet av 2023. Vi er også i gang med å planlegge fornyelse av kontroll- og 420 kV apparatanlegg i Frogner stasjon, og ny stasjon i Tegneby (Langerud). Tiltakene vil styrke forsyningssikkerheten og legge til rette for mer forbruk i området. I tillegg planlegger vi fornyelse av stasjonene Tegneby (300 kV-delen), Furuset og Røykås (Djupdal), samt økt transformering i Hasle. Vi planlegger også fornyelse av Bærum stasjon, men denne avhenger av endelig løsningsvalg på 420 kV Hamang-Bærum-Smestad. På lenger sikt, planlegger vi fornyelse av stasjonene Halden og Hasle.

Vi planlegger oppgradering av 300 kV-ledningen mellom Fåberg og Oslo

Aldrende anleggsmasse og økt overføringsbehov fra nord til sør er de store driverne for nettutvikling i Innlandet. Økt produksjon og/eller tilknytning av nytt forbruk vil kunne utløse behov for økt transformeringsskapasitet og/eller nye stasjoner i området.

Statnett er i gang med å planlegge oppgradering av den ene ledningen mellom Fåberg og Oslo, i tråd med Nettplan Stor-Oslo. I tillegg er vi i gang med å planlegge fornyelse av Roa, Vardal og Rendalen stasjoner, der de to førstnevnte avhenger av ledningen mellom Fåberg og Oslo. I tillegg planlegger vi fornyelse av stasjonene Kongsvinger, Eidskog, Skarnes og Nedre Vinstra. På lenger sikt, planlegger vi fornyelse av stasjonene Minne, Vågåmo og Vang.

Vi har et omfattende fornyelsesbehov i Hallingdal – forbruksplaner rundt Ringerike og Sylling

I Hallingdal er aldrende anlegg drivende for nettutviklingen, i første omgang stasjonsanleggene. Ledningene nærmer seg også teknisk levetid. Lenger vestover, rundt Ringerike og Sylling, er det også planer mer forbruk. Summen av forbruksplaner kan gi behov for oppgradering av eksisterende 300 kV-ledninger til 420 kV. Ledningene fra Flesaker mot Oslo må sannsynligvis oppgraderes først, mens oppgradering i Hallingdal sannsynligvis ligger lenger ut i tid, se kapittel fem.

Vi er i gang med å planlegge nye stasjoner på Ringerike og Flesaker, inkludert økt transformering. I Nore planlegger vi ny transformeringsløsning hvor vi på sikt avvikler 300 kV. På Hadeland planlegger vi ny tilknytning på ledningen mellom Fåberg og Oslo. I tillegg planlegger vi fornyelse av stasjonene Hemsil 1 og 2. På lenger sikt, planlegger vi fornyelse av stasjonene Usta, Hol 1, Ådal og Nore.



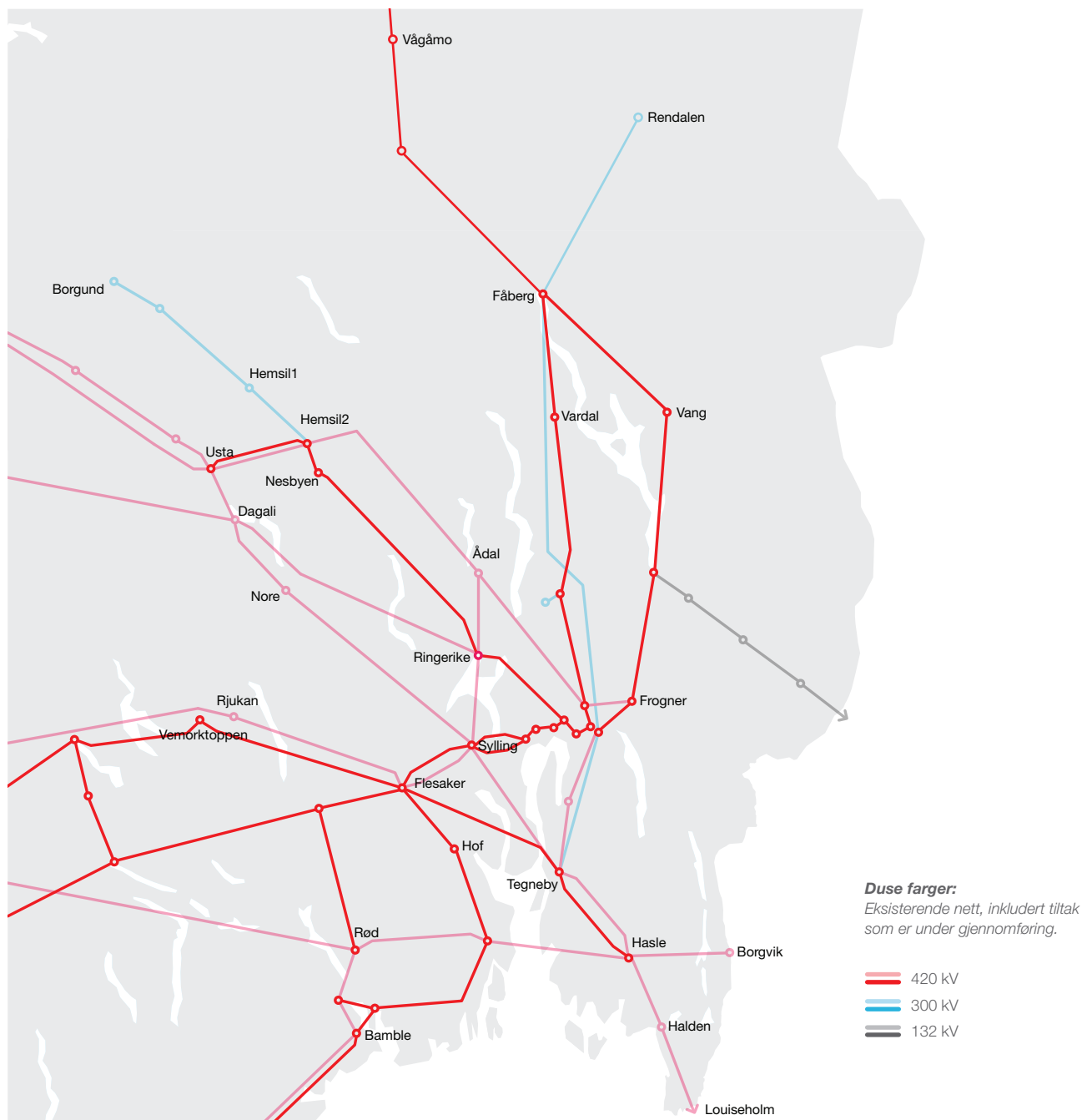
I Stor-Oslo forsterker vi nettet gradvis i takt med forbruksutviklingen og behov for fornyelser

Nettplan Stor-Oslo utgjør rundt 30 tiltak, og bygger på konseptvalget, som ble godkjent av OED i 2014. Dette innebærer fornyelse av transmisionsnettet med økt kapasitet og klargjøring for spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV. Tidspunkt for hvert deltiltak justeres i takt med utvikling i anleggenes tilstand og forbruksutvikling. For å vurdere anleggenes tilstand utfører vi tilstandskontroller og holder oversikt på komponentenes alder. For å vurdere forbruksutviklingen oppdaterer vi forbruksprognoser for området, herunder utvikling i forbrukerfleksibilitet. Hensynet til byutvikling, øvrig infrastruktur og arealeffektivitet er spesielt viktig, som for andre bynære nettutviklingsprosjekter. De mest sentrale tiltakene på kortere sikt er:

- Fornyelse av stasjonene Smestad og Sogn (under bygging)
- Fornyelse av kabelforbindelsen mellom Smestad og Sogn med nye kabler i tunnel (under bygging)
- Fornyelse av Hamang med ny stasjon på ny tomt (under bygging)
- Fornyelse av kabelforbindelsen mellom Sogn og Ulven med nye kabler i tunnel (fått konsesjon)
- Ny transformatorstasjon på Liåsen (konsesjonssøkt)
- Fornyelse og forsterkning av forbindelsen Hamang-Bærum-Smestad (konsesjonssøkt)
- Fornyelse av Ulven stasjon (konsesjonssøkt)

Figur 53

Kart over fremtidig målnett i region Øst.



Tabelloversikt prosjekter og planer

Idriftssatte prosjekter siden Nettutviklingsplanen 2019

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	Behov
Nedre Vinstra stasjon <i>Reinvestering 300 kV</i>	70-90	2019	70-90	2019	Forsyningssikkerhet
Fåberg stasjon <i>Reinvestering 300 kV</i>	140-160	2019	140-160	2019	Forsyningssikkerhet
NSO Røykås stasjon <i>Utskifting av transformator</i>	90-95	2021	70-90	2021	Forsyningssikkerhet

Prosjekter under gjennomføring

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Behov
NSO Sogn-Ulven <i>Ny kabelforbindelse</i>	2020-2520	2026	1340-1490	2025	Forsyningssikkerhet
NSO Hamang stasjon <i>Ny transformatorstasjon</i>	900-960	2024	900-960	2024	Forsyningssikkerhet
Sylling stasjon <i>Fornyelse</i>	545-565	2023	540-570	2023	Forsyningssikkerhet
NSO Sogn stasjon <i>Oppgradering av transformatorstasjon</i>	640-670	2023	560-570	2022	Forsyningssikkerhet
Rød, Verdal og Sylling <i>SVC</i>	290-310	2023	290-310	2022	Forsyningssikkerhet
NSO Smestad-Sogn <i>Ny kabelforbindelse, Inkl. Smestad stasjon</i>	1530-1570	2023	1344-1385	2022	Forsyningssikkerhet

Prosjekter som er investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
NSO Liåsen stasjon <i>Ny stasjon</i>	565-635/400-450	2022/2020	3 år etter konsesjon/ 4 år etter konsesjon	Forsyningssikkerhet
NSO Reaktiv <i>Kompensering</i>	160-210	Fått/2021	2022	Forsyningssikkerhet
NSO Ulven stasjon <i>Oppgradering stasjon</i>	785-1030/300-600	Sendt 2021/2020	4 år etter konsesjon/ Ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
Dagali stasjon <i>Tilknytning Godfarfoss kraftverk</i>	Under utarbeidelse	Ikke pliktig	2021	Produksjon

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet

NUP 2021/Investeringsplan 2020 (OIP)				
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Frogner stasjon <i>Fornyelse kontr- og app.anl</i>	300-600	2022 /ikke oppgitt	5 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet
Langerud stasjon <i>Fornyelse</i>	50-300	2023	2 år etter konsesjon/ ikke oppgitt	Forsyningssikkerhet

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet

Planlagt sendt konsesjonssøknad				
Prosjekt	NUP 2021	OIP 2020	Anleggskategori	Behov
NSO Hamang-Bærum-Smestad inkl. Bærum stasjon* <i>420 kV-forbindelse</i>	2019	2019	Ledningsprosjekt/- stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet
Flesaker stasjon <i>Ny stasjon</i>	2022	2021	Stort stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet
420 kV Fåberg-Oslo <i>Fornyelse og kapasitetsøkning</i>	2023	Ikke oppgitt	Lednings- og stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet
Vardal stasjon <i>Fornyelse og økt transformering</i>	2022	Ikke oppgitt	Mindre stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet

* Konsesjon gitt av NVE august 2021. Løsningsvalg er ikke konkludert og vil bli avgjort av OED.

Mulige, større tiltak på sikt – endelig løsning vil bli modnet og kan endre seg

Tiltak	Type prosjekt	Kommentar	Planlagt idriftsatt
Hemsil 1 stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2026
Hemsil 2 stasjon, fornyelse	Stasjon	Mulig ny stasjon på annen lokasjon	Før 2026
Nore stasjon, fornyelse*	Stasjon		Før 2026
Rendalen stasjon, fornyelse*	Transformator	Fornyelse av kontrollanlegg og ny transformator	Før 2026
Ringerike stasjon, ny stasjon	Stasjon	Ny stasjon til erstatning for dagens	Før 2030
Roa stasjon, ny stasjon	Stasjon	Ny tilkobling for Hadeland	Før 2030
Røykås stasjon, fornyelse	Stasjon	Ny stasjon (Djupdal) til erstatning for dagens	Før 2030
420 kV-forbindelse Oslo øst	Forbindelse	420 kV-forbindelse til erstatning for dagens	Før 2035
Tegneby stasjon, fornyelse	Stasjon	Fornyelse av 300 kV-delen og mulig økt transformering	Før 2040
Furuset stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Kongsvinger stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Eidskog stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Skarnes stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Nedre Vinstra stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Fåberg stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
Bærum stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2040
420 kV-ledning Hallingdal	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for dagens	Før 2040
420 kV-ledning Gudbrandsdalen	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for dagens	Før 2040
420 kV-ledning Flesaker-Østfold	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for dagens	Før 2040
420 kV-ledning Fåberg-Vang-Minne-Oslo	Ledning	420 kV-ledning til erstatning for dagens	Før 2040
Usta stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Hol 1 stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Halden stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Ådal stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Minne stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Vågåmo stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Vang stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050
Hasle stasjon, fornyelse	Stasjon		Før 2050

* Tidsplan foreligger ila. vinteren 2021–22.

Vi planlegger i tillegg mindre fornyelser (transformering/kontrollanlegg/SVC) i stasjonene Halden, Usta, Hol 3, Ådal, Vang, Hasle, Minne, Follo, Vågåmo, Hasle, Vang og Dagali innen 2030. Før 2040 planlegger vi mindre fornyelser Sylling, Hadeland, Øvre Vinstra, Follo og Nesbyen. Hasle, Sogn, Smestad, Sylling, Hamang, Tegneby, Hemsil 1, Rendalen, Ulven, Frogner, Hemsil 2, Vardal og Flesaker har mindre fornyelsesbehov innen 2050.



Kristiansand



11 Mellomlandsforbindelser og havnett

I 2021 ferdigstiller Statnett to mellomlandsforbindelser på totalt 2 800 MW til Tyskland og England. Totalt har utvekslingskapasiteten til land utenfor Norden økt fra 700 MW til 3 500 MW som følge av de nye kablene. Forbindelsene gir økte flaskehalsinntekter, større verdi av norsk kraftproduksjon, perioder med billigere import og bedre energisikkerhet. I tillegg muliggjør de utbygging av ny fornybar kraftproduksjon på begge sider av forbindelsen.

Økt overføringskapasitet mellom land er avgjørende for at Europa skal nå sine klimamål, men det er samtidig viktig for Statnett å få erfaring med hvordan den økte kapasiteten påvirker systemdriften før kapasiteten eventuelt økes ytterligere. Gjennom rapportene Nordic Grid Development Perspective 2021 og ENTSO-Es Europeiske Plan 2022 (TYNDP 2022) analyseres fremtidsbehovet for nye forbindelser. Analysene tar utgangspunkt i det grønne skiftet vi ser både på et nasjonalt, nordisk og europeisk nivå.

11.1 Grunnleggende markedsutvikling tilsier høy nytte av mellomlandsforbindelser

Nye mellomlandsforbindelser er kostbare investeringer som krever store nyttevirksomheter for å være lønnsomme. For at en ny handelsforbindelse skal gi mye nytte må det være betydelige prisforskjeller time for time mellom markedene som knyttes sammen. Våre analyser viser at prisforskjellene mellom Norge og kontinentet fortsatt vil være høye, drevet av økte CO₂-priser og EUs målsetting om nullutslipp til 2050. Det er fremfor alt stor variasjon i europeiske priser, der prisene følger det variable bidraget fra vind- og solkraft, som driver prisforskjellene time for time.

I tillegg til handelsnytte finnes det ikke-prissatte nyttevirksomheter av mellomlandsforbindelser. Dette kan for eksempel være økt forsyningssikkerhet, eller at mellomlandsforbindelser legger til rette for fornybarutbygging som er nødvendig for å nå vedtatte klimamål.

11.2 Statnett planlegger for at en hybridforbindelse skal realiseres innen 2030

Europa har store ambisjoner innen havvind, og volumene vil påvirke hele det europeiske kraftsystemet. EU har et mål om 300 GW havvind innen 2050, der 60 GW skal være på plass i 2030. I tillegg har Storbritannia en målsetting om 100 GW innen 2050, hvorav 40 GW i 2030. Norge har også et behov for økt kraftproduksjon, og havvind blir pekt på som et viktig bidrag for å legge til rette for videre industriutvikling og elektrifisering. Myndighetene har derfor åpnet to områder for utbygging av havvind; Utsira Nord og Sørlege Nordsjø II.

Fallende utbyggingskostnader og økende karbon- og kraftpriser gjør at havvind i Sørlege Nordsjø II kan bli lønnsomt allerede før 2030. Statnetts analyser viser at en hybrid nettløsning for å tilknytte produksjon i dette området er mer samfunnsøkonomisk lønnsom enn en radiell tilknytning. Den viktigste årsaken til dette er at det ofte er mindre enn full produksjon fra vindkraften. Det betyr at ved en hybrid tilkobling vil det i mange timer være ledig kapasitet som kan brukes til ordinær krafthandel. I timer det blåser mye kan kraften selges i markedet med de høyeste prisene. Ved tilknytning via radial vil også all vindkraften gå til spille hver gang radialen er ute av drift. Sørlege Nordsjø har en gunstig plassering med tanke på hybrid fordi det er kort vei til andre land rundt Nordsjøen. Det er også enighet blant aktørene i bransjen at hybridforbindelser er nødvendig for å få lønnsom havvindutbygging.

Statnett planlegger for at én hybridforbindelse (HVDC) – som knytter havvind fra Sørlige Nordsjø II til Norge og et annet land – skal være ferdig innen 2030. Det er ikke bestemt hvilket land og hvilket sentralnettpunkt en hybridforbindelse skal tilknyttes, og tidsplanen kan bli justert med tanke på fremdriften på selve vindkraftutbyggingen. Siden tiden det tar å etablere en kabelforbindelse er lenger enn byggetiden på havvind, vil Statnetts planlegging starte før det er bestemt hvem som får konsesjon på utbygging av havvind, og før det er bestemt hvem som skal bygge og eie en hybridforbindelse.

Statnett kommer til å bli utpekt som Systemansvarlig til havs, og mener denne rollen også må innebære et ansvar for å planlegge nettet til havs. I tillegg forbereder vi oss på å kunne ta andre roller, som å bygge og eie nett til havs.

11.3 Nordic Grid Development Perspective 2021 bekrefter hovedbildet fra egne analyser

I arbeidet med Nordisk Nettutviklingsplan 2021 har Statnett, i samarbeid med Energinet, SvK og Fingrid utforsket behov og muligheter for økt nettkapasitet over et utvalg landegrensener internt i Norden.

Statnett og Fingrid vurderer back-to-back på eksisterende ledning mot Finnmark

Statnett og Fingrid er enige om å fortsette analyseprosessen mot en mulig investering i en styrbar back-to-back for å utnytte den eksisterende ledningen mellom Finnmark og Finland bedre. Flyten på denne forbindelsen er liten i nasjonal sammenheng, men viktig lokalt i Finnmark. Forbindelsen har i dag lav kapasitet, og retningen på kraftflyten er i stor grad avhengig av lokale forhold og delingspunkt i nettet. Styrbarhet på kraftflyten vil øke utnyttelse av forbindelsen i perioder med store prisforskjeller, og vil sikre import når det er stort kraftunderskudd lokalt i Finnmark. Den vil også redusere behovet for å etablere delingspunkter i nettet for å styre flyten, og dette vil øke driftssikkerheten i området.

Liten nytte i å øke makskapasiteten mot Sverige

Mellom Sør-Norge og Sverige ser vi økende samfunnsøkonomisk nytte av økt kapasitet, mye drevet av planene om å fase ut alle svenske kjernekraftverk. De siste årene har imidlertid interne flaskehals medført at makskapasiteten i liten grad er utnyttet. De interne begrensningene må derfor utbedres før det gir nytte å øke makskapasiteten.

Vi ser en økende flyt og større flaskehals i Nord-Norge ved stor forbruksvekst, men det er ingen konkrete planer om nye mellomlandsforbindelser fra Nord- og Midt-Norge til Sverige.

Statnett og Energinet skal vurdere reinvestering av de eldste Skagerrak-forbindelsene

De to eldste kabelforbindelsene mellom Norge og Danmark, Skagerrak 1 og 2, nærmer seg sin tekniske levetid. Tekniske vurderinger viser at SK12 mest sannsynlig kan være i drift til 2026 med normalt vedlikehold. Etter dette øker risikoen for at reparasjon av feil ikke vil være lønnsomt. Det er ikke tatt en beslutning på om, eller når, kablene skal reinvesteres. De gjennomførte analysene viser at det vil være lønnsomt å opprettholde dagens kapasitet, men en eventuell reinvestering må ses i sammenheng med forbruksutviklingen på land på Sørlandet og utviklingen av havvind, og om denne kobles til land med hybridforbindelser eller radielle forbindelser. Statnett og Energinet skal vurdere om det er grunnlag for oppstart av et felles reinvesteringssjunkt.

11.4 Det er flere utfordringer som må løses før kapasiteten økes

Stadig mer uregulert produksjon og vesentlig større utvekslingskapasitet ut av det nordiske synkronområdet gir en mer utfordrende systemdrift. For å opprettholde en sikker systemdrift, og sikre høy utnyttelse av våre mellomlandsforbindelser, iverksetter derfor Statnett og de øvrige nor-



diske TSOene en rekke forbedringstiltak. Dette inkluderer blant annet innføring av en ny nordisk balansemodell med finere tidsoppløsning og mer automatisert regulering, samt etableringen av flytbasert markedskobling.

Statnett mener det er viktig å ha disse tiltakene på plass før kapasiteten ut av synkronområdet økes ytterligere for å forhindre at reduksjon av kapasiteten på både nye og gamle mellomlandsforbindelser blir nødvendig for å opprettholde sikker drift. I lys av dette trenger vi driftserfaringer for å bedre vurdere om vi klarer å utnytte forbindelsene godt nok til å realisere de samfunnsøkonomiske verdiene som markedsanalysen potensielt viser er til stede.

Nettet på Sørlandet er oppgradert kraftig siste årene for å klargjøre nettet for NordLink og North Sea Link. Evaluering av flaskehals og systemdriften med de nye mellomlandsforbindelsene på plass vil være svært viktig for å vurdere behovet for ytterligere nettførsterkninger.

Omfanget av interne tyske flaskehals, og håndteringen av disse, er en viktig usikkerhetsfaktor. Overføringsbehovet nord-sør i Tyskland øker og vil fortsette å øke mye de neste 20 årene. Samtidig er det forsinkelser av ukjent omfang i dagens nettutvikling, og per nå uklart hvordan ytterligere overføringsbehov utover dagens planlagte behov vil bli møtt. I tillegg er det usikkert hvordan de interne flaskehalsene blir håndtert.

Det er flere tekniske og regulatoriske spørsmål som må løses før en hybridforbindelse kan bygges. Dette er et fokusområde blant de europeiske TSO-ene, og Statnett deltar i dette arbeidet.

Tabelloversikt prosjekter og planer

Idriftssatte prosjekter siden Nettutviklingsplanen 2019

Idriftsettelsesår viser til når vi startet/ starter prøvedrift.

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad	Idriftsatt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Behov
NordLink Kabel til Tyskland	1,7-1,8 mrd EUR*	2020	1,5-2,0 mrd EUR*	2020	Handelskapasitet

* Prosjektets totale kostnad. Statnett sin andel utgjør 50 %. Endret kostnadsspenn kommer av redusert usikkerhet.

Prosjekter under gjennomføring

Idriftsettelsesår viser til når vi startet/ starter prøvedrift.

NUP 2021			Investeringsplan 2020		
Prosjekt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Behov
North Sea Link (NSL) Kabel til Storbritannia	1,5-1,7 mrd EUR*	2021	1,5-2,0 mrd EUR*	2021	Handelskapasitet

* Prosjektets totale kostnad. Statnett sin andel utgjør 50 %. Endret kostnadsspenn kommer av redusert usikkerhet.



I årets Nettutviklingsplan har vi **seks hovedbudskap:**

- Vi planlegger for å møte en forbruksvekst opp mot 220 TWh i 2050
- Vi øker tempoet i nettutviklingen, og planlegger spenningsoppgradering til 420 kV i regioner med stor aktivitet og alle transportkanaler innen 2040
- Vi planlegger for havnett både som systemansvarlig og planlegger, og legger til rette for en første hybridforbindelse innen 2030
- Vi etablerer områdeplaner som viser målnett i regionene og koordinerer system- og anleggstiltak, reinvesteringer og ny kapasitet – i tett samarbeid med regionale nettselskaper
- Vi utøver en aktiv planrolle for å sikre rasjonell nettutvikling og tilknytning
- Vi samarbeider med bransjen innenlands og utenlands for å løse samfunnsoppdraget vårt

Statnett

Statnett SF

Nydalen Allé 33
0484 Oslo

T 23 90 30 00

F 23 90 30 01