

**Statnett**

Nettutviklingsplan  
**2019**





# Forord



Sikker strømforsyning er en forutsetning for et velfungerende samfunn og verdiskaping. Norge er i dag et av verdens mest elektrifiserte land, men fortsatt kommer rundt halvparten av energien fra fossile kilder. Elekrisitet er en av de mest effektive energibærerene, og omlegging av energiforbruket, sammen med økt fornybar kraftproduksjon, vil gi store reduksjoner i klimagassutslipp. Når stadig flere samfunnsoppgaver er avhengig av strøm øker kravene til kraftsystemet, både i Norge og landene vi er koblet opp mot i Norden og Europa.

Vi har i flere år sagt at "fremtiden er elektrisk", og har derfor allerede styrket hovedveiene i kraftforsyningen betydelig. Siden 2009 har vi bygget og oppgradert over 2000 km ledninger, og over 80 nye og ombygde stasjoner. I tillegg bygger vi nye kabelforbindelser til både England og Tyskland. Fremtidsbildet, med en dreining mot mer klimavennlig energibruk og en stadig mer digital hverdag, har blitt enda tydeligere på få år. En sikker strømforsyning blir derfor stadig viktigere.

Myndighetene har gitt Statnett i oppgave å møte fremtidens kraftbehov ved å bidra til en koordinert og samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av kraftsystemet. Det innebærer å legge til rette for verdiskaping, elektrifisering og en sikker

strømforsyning, og at dette skal skje på en kostnadseffektiv måte. Utviklingen innen produksjon og forbruk går nå raskt, og forsterker behovet for langsiktige nettutviklingsplaner for å kunne være tilstrekkelig i forkant. Vi er derfor avhengig av kontinuerlig dialog og samarbeid med regionale nettselskap, kunder og interessenter. Slik oppnår vi en mest mulig effektiv, smart og sikker nettutvikling både lokalt, regionalt og nasjonalt. Vi ønsker at Nettutviklingsplanen, samt hørings- og dialogmøtene vi avholder i den forbindelse, skal gi et godt utgangspunkt for videre samarbeid om nettutviklingen. Et grep for å lykkes bedre med samhandlingen er at vi fremover ønsker å involvere næringsaktører, kommuner og interessenter tettere i de ulike regionene, og se nærings- og nettutvikling mest mulig samlet.

Samtidig med publisering av Nettutviklingsplan 2019 (NUP) publiserer vi også for første gang analyserapporten "Analyse av Transportkanaler" (ATK). De to rapportene gir til sammen den offentlige versjonen av kraftsystemutredning for transmissjonsnett, der krav til innhold og form er regulert gjennom energilovens forskrift for energiutredninger. ATK vil gi mer innsikt og dybde i vårt arbeid med å avdekke investeringsbehov på lengre sikt, og utforske flere scenarier for nettinvesteringer i de store transportkanalene som forbinder regionene. I Nettutviklingsplanen vil du fortsatt få oversikt over våre prosjekter og langsiktige planer fordelt på regioner.

Jeg ser frem til en fortsatt god dialog om utviklingen av fremtidens kraftsystem.

God lesning!

**Håkon Borgen**

Konserndirektør Teknologi og utvikling



# Sammendrag

Det å planlegge og bygge ut transmisjonsnett er en av Statnetts hovedoppgaver. I 2009 lanserte Statnett planen for neste generasjon sentralnett. Tiltakene i denne planen er i stor grad gjennomført, og danner ryggraden i det kraftsystemet som legger til rette for den elektriske fremtiden. I 2019 er det tydelig at fremtiden er elektrisk og at vi beveger oss mot den fremtiden i større tempo.

Kraftforsyningen er et viktig bidrag til konkurransekraften i det norske samfunnet. Vi har et tilnærmet hundre prosent fornybart kraftsystem som er effektivt og høyt utnyttet, og en krafttransport som er blant Europas rimeligste per megawatttime. For Statnett er oppdraget klart – vi skal sikre at konkurransekraften videreføres, samtidig som vi sørger for en fortsatt høy forsyningssikkerhet.

Dette oppdraget er utfordrende. Stadig større elektrifiseringsbehov, mer fornybar kraftproduksjon, nye industrier, endrede forbruksmønstre og byer i vekst øker presset på kraftsystemet. Samtidig skal nettkostnadene bæres av brukerne på en måte som sikrer bred støtte til den nødvendige utviklingen. Det kan også være tilfeller hvor aksepten for nødvendige løsninger utfordres.

Vi skal og må utvikle strømmettet i god dialog med samfunnet og brukerne. Det er en rekke aktører som utvikler prosjekter og har behov som må løses raskere enn Statnett realistisk kan utvikle prosjekter. Samtidig er det viktig at forbruk og produksjon i størst mulig grad kan utnytte allerede realiserte nettinvesteringer. Dette fordrer en balansert utvikling og god informasjon om behov og utvikling i samfunnet.

I Statnetts Nettutviklingsplan 2019 har vi fire hovedbudskap:

- Vi styrker forsyningen til flere regioner og inn mot de store byene
- Vi investerer for 4-6 milliarder kroner i året for å tilrettelegge for økt elektrifisering
- En sterk eksisterende nettstruktur muliggjør en balansert nettutvikling fremover
- For å løse samfunnsoppdraget i en verden i stor endring, må vi jobbe grønt og effektivt, og digitalisere kraftsystemet sammen med bransjen

Oppsummert gir planene og tiltakene i Nettutviklingsplanen 2019 en balansert og effektiv nettutvikling som legger til rette for omstilling og konkurransekraft i det helelektriske samfunnet.

## **Klima og data gir endringer i kraftsystemet – som vi er i posisjon til å håndtere**

Vi ser at omleggingen til et grønt energisystem har blitt tydeligere og skjer raskere enn vi forventet ved publisering av Nettutviklingsplanen 2017. Politiske mål og virkemidler for å håndtere klimautfordringen gjør oss også sikrere på at denne trenden vil vedvare. Sol- og vindkraft blir mer konkurransedyktig, og landbasert vindkraft er nå lønnsomt uten subsidier i Norge. Elektrifisering er en kostnadseffektiv måte å erstatte fossil energibruk, og dermed redusere utslipp av klimagasser. Digitalisering og teknologiutvikling åpner også for nye næringer med behov for strøm. Vi forventer derfor at både strømforbruk og -produksjon vil øke betydelig de kommende 20 årene.

Siden 2009 har Statnett gjennomført et stort nettløft, som har gitt gjennomgående bedre tilstand og kapasitet i transmisjonsnett i hele landet. Vi har ferdigstilt flere store prosjekter, inkludert mer enn 1300 km nybygget ledning og over 900 km oppgradert ledning. I 2018 passerte vi investeringstoppen, og er det nettselskapet som har investert mest i Norden de siste årene. Vi får bedre forsyningssikkerhet i sårbare områder som Nord-Norge, Stor-Oslo, Hordaland og

Stavanger-regionen, kapasitet til å ta inn nytt forbruk og ny produksjon samt to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og England. I sum skaper dette store verdier for samfunnet. Nettloftet vi har bak oss gjør oss bedre forberedt på å håndtere de store endringene i energisystemet fremover, gjennom en balansert videreutvikling av dagens transmisjonsnett.

I vår analyserapport "Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm" skisserer vi et scenario med høyere grad av elektrifisering enn det som inngår i våre scenarioer i langsiktig markedsanalyse (LMA 2018). Her viser vi at det er mulig med en økning i årlig kraftforbruk på 30- 50 TWh, med riktig lokalisering og gradvis utvikling av dagens kraftnett. For at omleggingen fra fossilt til elektrisitet skal gi ønsket reduksjon i klimagassutslipp, er det avgjørende med en balansert utvikling mellom forbruk og produksjon. Vindkraft på land er i dag konkurransedyktig uten subsidier, men ytterligere utbygging kan medføre konflikter med friluftslivs- og naturverdier. Samtidig vil det ta tid før kostnadene for havvind langs norskekysten faller til et konkurransedyktig nivå. I vårt underlag til Nasjonal ramme for vindkraft viste vi at det er kapasitet i de store transportkanalene til å håndtere store mengder ny produksjon, med riktig lokalisering i nettet. Nettkapasitet ble i flere tilfeller hensyntatt i NVEs forslag til nasjonal ramme, samtidig som miljøinteresser også er blitt vektet sterkt.

På kortere sikt ser vi tydelig at forsterkningene vi har gjennomført de siste årene gir potensial for stor verdiskaping. Siden januar 2018 og frem til sommeren 2019 har vi tildelt kapasitet til rundt 3000 MW forbruk og rundt 3000 MW produksjon innenfor dagens nettkapasitet. Vi har til sammen behandlet søknader om nytt forbruk på om lag 11 000 MW de siste to årene. Det er stor usikkerhet om hvor mye som blir realisert, og det vil være behov for nettinvesteringer for å tilknytte resten av volumet. Den store pågangen av nye tilknytningssaker er en endring siden forrige NUP, som påvirker nettutviklingen. Økte investeringer for å tilknytte mer forbruk gir en mindre virkning på tariffen enn fornyelser av anlegg og tilknytning av produksjon, dels fordi volumet øker, og dels fordi noe blir finansiert via anleggsbidrag.

### En balansert nettutvikling er nødvendig for å prioritere mellom flere ulike hensyn

Kraftsystemet er i endring og blir stadig mer komplekst. I dette bildet står Statnett som en nøytral samfunnsaktør med et ansvar for å vekte mange hensyn, som ofte trekker i motsatt retning. Selv om dagens transmisjonsnett kan håndtere en stor volumøkning, med riktig plassering, vil det fremover være nødvendig å opprettholde et jevnt investeringsnivå, basert på en gradvis forsterkning av eksisterende hovednett. Nettinvesteringene legger til rette for verdiskaping, sikker

strømforsyning og reduserte klimagassutslipp, men innebærer også høye kostnader. Vi gjør derfor nøye vurderinger av kostnader og nytte når vi foreslår løsninger på behovene vi ser, for å sikre at disse er samfunnsmessig rasjonelle.

Veksten vi ser fremover vil påvirke behovet for nettforsterkninger på flere måter:

- Overføringskapasitet over lange avstander
- Kapasitet til regionene og inn mot de større byene
- Vedlikehold og fornyelser for å opprettholde systemets funksjon
- Transformeringsskapasitet mellom transmisjonsnettet og regionalnettet

Allerede gjennomførte og pågående nettforsterkninger reduserer flaskehalsene i nettet. Det samme gjelder tiltak for bedre utnyttelse av eksisterende nettkapasitet i systemdriften, som innføringen av flytbasert markedskobling. Til tross for dette vil det trolig bli større flaskehals internt i Norge, drevet av blant annet mer uregulert fornybar kraftproduksjon. Dette gjelder særlig i retningen nord-sør. Den samfunnsøkonomiske nytten som oppstår i kraftmarkedet ved å dempe flaskehalsene vil likevel i mange tilfeller kun dekke en mindre del av investeringskostnadene for de nødvendige tiltakene. Det er derfor nå lite som tyder på at det vil være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut kraftnettet fundamentalt annerledes for å kunne transportere store overskudd over lange avstander. Det vil være rasjonelt å forsterke dagens hovedstruktur i nettet gradvis i forbindelse med fornyelse av eksisterende ledninger. Riktig plassering og balansering av produksjon og forbruk vil bidra til å spare kostnader ved å kunne utsette eller unngå nettinvesteringer. Gode prissignaler gjennom netttariff og kraftmarkedet, men også mer tilgjengelig informasjon om gunstig plassering i nettet, er derfor viktig for en rasjonell nettutvikling. Samtidig må vi ivareta vår nøytrale rolle i kraftsystemutviklingen.

Det største behovet for å styrke kapasiteten fremover er til regionene og inn mot de større byene. I tillegg til at nettkapasiteten flere steder snart er fullt utnyttet er det planer om stor forbruksvekst fra industri, petroleum og næringsliv både på Haugalandet, Bergensområdet, Nordvestlandet, i Trondheim, i Lofoten/Vesterålen og i Finnmark. Fornyelsesbehov, befolkningsvekst og generell elektrifisering, av blant annet transportsektoren, bidrar også til at vi gjennomfører eller planlegger økt kapasitet inn mot større byer som Oslo, Stavanger og Bergen. Vi gjennomfører for tiden flere analyser i disse områdene. For å sikre at vi er tilstrekkelig i forkant av utviklingen, og er i posisjon til å finne de beste helhetlige løsningene, legger vi økt innsats i en tett dialog med interessenter, næringsliv og beslutningstakere. I dette samarbeidet vil vi også legge vekt på en riktig fordeling av tiltak

i transmisjonsnettet og regionalnettet for å løse behovet effektivt på et riktig nivå.

For at dagens transmisjonsnett skal gi en sikker strømforsyning til både eksisterende og ny produksjon og forbruk, vil det være et kontinuerlig behov for vedlikehold, fornyelser og levetidsforlengende tiltak. Dette skyldes en aldrende anleggsmasse og at Statnett gjennom implementeringen av den såkalte 3. energimarkedspakke i norsk lovverk er pålagt å overta et større antall eldre stasjonsanlegg med stort fornyelsesbehov. Statnett planlegger derfor å gjennomføre et stort volum med fornyelser de kommende år, og det blir ekstra viktig å koordinere planer og gjennomføring for kapasitets- og fornyelsesprosjekter fremover. Her ligger også avveininger av kostnader ved levetidsforlengende tiltak opp mot større fornyelser.

Flere steder er det også nødvendig med mindre tiltak som utvidelse av eksisterende stasjoner for å øke transformeringskapasitet, temperaturoppgradering av ledninger eller mindre driftstiltak for å kunne knytte nye kunder til nettet, og samtidig ivareta forsyningsikkerheten.

Mange av investeringene våre har en miljøkostnad, der nytten av å redusere arealbeslag og fotavtrykk kan være høy. Samtidig kan avbøtende tiltak ha høye kostnader. Kabling i transmisjonsnettet er et eksempel på et avbøtende tiltak som vil innebære langt høyere kostnader enn luftledning. I Nettmeldingen (Meld. St. 14 2011-2012) vurderte regjeringen at det i de fleste tilfeller vil være mest samfunnsmessig rasjonelt med luftledning på de høyeste spenningsnivåene, men at kabling kan være aktuelt i unntakstilfeller.

### Det planlagte investeringsnivået legger til rette for den elektriske fremtiden

De neste fem årene, 2020-24, forventer vi å investere 4-6 milliarder kroner årlig. Sammenlignet med perioden 2019-2023 fra oppdatert investeringsplan 2018, er totalsummen for investeringsnivå betydelig lavere.

På lengre sikt, 2025-2030, øker usikkerheten, men vi forventer at investeringene i nye nettanlegg og større fornyelser vil fortsette å ligge på omtrent 4-6 milliarder årlig. Det vil si at vi i praksis viderefører det innenlandske investeringsnivået vi har hatt de siste årene. Dette er omtrent innenfor utfallsrommet vi skisserte i forrige Nettutviklingsplan for denne perioden, men samtidig i den øvre del av utfallsrommet vi beskrev i NUP 2017.

Behovet for å fornye en aldrende anleggsmasse angir en fast base for investeringene langt fram i tid. Fra begynnelsen av 2030-tallet kan nettinvesteringene derfor fortsatt ligge på rundt

4-6 milliarder årlig, men usikkerheten er stor. Mellom 2030 og 2040 vil flere av de sentrale ledningene i transmisjonsnettet nå forventet levetid. Vi har lite erfaring med faktisk levetid, og dette bidrar til økt utfallsrom etter 2030. Gevinster av effektiviserings- og utviklingsarbeidet vi har startet, og en balansert håndtering av tilknytningsplikt og fornyelsesbehov, vil kunne dra investeringene ned. Store enkeltprosjekter, som flere mellomlandsforbindelser eller storstilt nedbygging av flaskehals internt i Norge, vil bidra til å øke investeringsnivået.

Hensyn til tilknytningsplikt for nytt forbruk og ny produksjon, forsyningsikkerhet og rasjonell anleggsforvaltning gir i utgangspunktet Statnett lite fleksibilitet i en stor andel av investeringene fremover. En utflating og reduksjon av nettinvesteringene og tariffen vil kreve langvarig innsats. Vi legger opp til en utflating av tariffnivået fremover, med en tariffsats for forbruk rundt 400 kr/kWh, som korrigert for konsumprisindeksen medfører en realnedgang i tariffbelastning. Samtidig er det lagt til grunn en betydelig vekst i handelsinntekter over våre mellomlandsforbindelser, og svingninger i disse inntektene, samt i interne flaskehalsinntekter, utgjør den største usikkerheten for tariffnivået.

Med basis i de utbyggingstiltakene som er gjort siden 2010 og en jevn takt av fornyelses- og kapasitetsprosjekter fremover, legger Statnett til rette for både realisering av klimamål og styrket nasjonal konkurransekraft. Dette i forhold til andre land som ikke har våre fornybarressurser, og står foran en mer krevende energiomstilling. Denne fordelingen gir også det beste utgangspunktet for konkurransedyktige næringer i fremtiden.

Et høyt investeringsnivå gjør det ekstra viktig å tenke på hvordan vi kan redusere kostnader og utvikle transmisjonsnettet på en effektiv måte. Statnett jobber med økt kostnadsbevissthet og bedre effektivitet i hele verdikjeden; fra riktige løsningsvalg til økt systemutnyttelse og lavere enhetskostnader og byggherrekostnader.

### Nord:

#### Raskere fremdrift for å legge til rette for forbruksvekst

Vi er godt i gang med store nettinvesteringer som styrker forsyningsikkerheten og øker overføringskapasiteten til Troms og Finnmark. Den nye 420 kV-ledningen Ofoten – Balsfjord har vært på drift i to år, og vi er godt i gang med bygging av en ny 420 kV-ledning fra Balsfjord til Skaidi i Finnmark. Når disse står ferdig, vil det imidlertid fortsatt være lite ledig kapasitet i overføringsnettet, spesielt i Øst-Finnmark.

Gjennom prosjektet "Næring og nett i nord" har Statnett jobbet tettere enn vanlig med ulike industrielle aktører for å forstå deres

behov. I Hammerfestområdet forventer vi forbruksvekst som gir grunnlag for å forsterke nettet fra Skaidi til Hammerfest. Vi har nå inngått avtale med Equinor om å utrede tiltak for å kunne legge til rette for hel- eller delelektrifisering av Snøhvit, og har bedt OED gjenoppta sin klagebehandling av konsesjonssøknaden på Skaidi–Hammerfest. Forsterkning østover fra Skaidi til Adamselv vil gi økt forsyningssikkerhet og legge til rette for noe forbruksvekst, og vi planlegger å søke konsesjon på oppgradering fra 132 kV til 420 kV i 2020. Vi har også inngått avtale med Finnmark Kraft og Varanger Kraft om utredning av videre forsterkning mot Varangerbotn for å tilrettelegge for ny vindkraft. Arbeidet med konsesjonssøknaden for Adamselv–Varangerbotn vil starte opp i nær fremtid.

I Sørnettet, som forsyner Lofoten, Vesterålen og Harstadområdet, har vi søkt konsesjon på fornyelse av 132 kV-forbindelse Kvandal–Kanstadbotn. Denne fornyelsen er første steg i en felles langsiktig strategi for videre utvikling på 132 kV, utarbeidet i samarbeid med nettselskapene i Sørnettet.

Nordland, Troms og Finnmark er et overskuddsområde sett under ett. Mer vind- og vannkraft, ikke bare i Finnmark, men i hele Nord-Norge, gir derfor økt flyt mot Midt-Norge og Sverige. Nettbegrensninger ut av området gjør at økt mengde produksjon gir lavere priser i Nord-Norge enn i Sør-Norge. Det vil innebære store investeringer dersom vi skal fjerne disse flaskehalsene, blant annet fordi det også vil bli nødvendig å forsterke mot og i Sverige. Nytt forbruk påvirker nettbehovet i ulik grad avhengig av plassering, men vil i all hovedsak ha en gunstig effekt på overføringsbegrensninger ut av Nord-Norge.

### Midt:

#### Mer vindkraft og økt forbruk påvirker videre utvikling

De nye 420 kV-ledningene på nordsiden og sørsiden av Trondheimsfjorden ble satt i drift i løpet av sommeren 2019. Forbindelsene legger til rette for 880 MW ny vindkraft på Fosen og minst 250 MW vindkraft sør for Trondheimsfjorden. Volumene som er tilknyttet eller ønsker tilknytning er nå høyere enn dette. Trinn to av nettførsterkningen Namsos–Surna er å knytte disse sammen med en ny 420 kV forbindelse Åfjord–Snilldal, senest innen 2028. Mer produksjon både nord og sør for Trondheimsfjorden gjør at vi forventer økt flyt gjennom området, og dermed økt lønnsomhet også av å bygge denne forbindelsen. Forsterkning av Surna–Aura/Viklandet er også nødvendig for å redusere flaskehalsen og å kunne knytte til ny vindkraft. Ny vindkraft i Midt-Norge vil presse kraftprisene i området ned selv med disse tiltakene på plass. Vi vil gjenoppta prosjektutviklingen med mål om idriftsettelse innen 2028.

Det vil innen kort tid være for lite kapasitet i Trønderenergi Nett sitt 66 kV-nett til å håndtere forventet forbruksvekst. For å forstå forbruksutviklingen bedre og finne de beste samlede tiltakene for å legge til rette for forbruksveksten, planlegger Statnett, i samarbeid med Tensio (nytt fusjonert selskap av Trønderenergi Nett og NTE Nett), oppstart av analysearbeid for Trondheimsområdet høsten 2019.

Ut mot kysten på Nordmøre og i Romsdal er det planer om nytt industriforbruk og elektrifisering av eksisterende industri og petroleum i tillegg til generell forbruksvekst. Siden 2017 har uttaket fra gassprosesseringsanlegget på Nyhamna økt, og nettkapasiteten for forbruk i området er i praksis fullt utnyttet. Vi vil i løpet av høsten 2019 starte opp analyser av fremtidig nettutvikling i samarbeid med Istad Nett og Nordmøre Energiverk. Analysene vil bygge videre på kunnskap fra tidligere konseptvalgutredning for økt leveringspålitelighet på Nyhamna fra 2015.

### Vest: Forbruksvekst vil utløse nettinvesteringer i Bergen og på Haugalandet

Behov for å forsterke nettet for en sikker strømforsyning i byene, elektrifisering av petroleumssektoren og planlagte forbruksøkninger fra industrien påvirker nettutviklingen i hele regionen. I Bergensområdet ferdigstiller BKK Nett i løpet av 2019 en ny 300 kV-forbindelse fra Modalen til Kollsnes. Forbindelsen vil bedre forsyningssikkerheten til Bergensregionen ved å gi en sammenhengende forbindelse, Ytre Ring, rundt Bergen by. En krevende driftssituasjon, i kombinasjon med at Equinor planlegger å avvikle produksjonen ved Energiverk Mongstad, gjør det imidlertid nødvendig å se på ytterligere tiltak for å opprettholde en sikker strømforsyning. Samtidig som nettkapasiteten for forbruk i praksis er fullt utnyttet, er det planer om store forbruksøkninger fra petroleumssektoren offshore i tillegg til generell forbruksvekst rundt Bergen by. Statnett gjennomfører derfor nå en konseptvalgutredning for Bergen og omegn i samarbeid med aktørene. Tiltakene vi kommer fram til skal styrke forsyningssikkerheten og legge til rette for å knytte til økt forbruk.

På Haugalandet har vi gjennomført mindre tiltak og har tilstrekkelig kapasitet til å forsyne dagens industriforbruk. Statnett har det siste året jobbet tett med aktuelle forbruksaktører og Haugaland Kraft Nett for å få kartlagt alle forbruksplaner i området. Fremover forventes forbruksøkning både fra Utsira-høyden, mulige utvidelser på Hydros anlegg på Karmøy og Husnes, Gasscos anlegg på Kårstø samt en mulig samlet stor forbruksøkning fra flere kunder knyttet til Haugaland Næringspark. Med forbruksvekst blir det mer krevende å gjennomføre nødvendige utkoblinger i forbindelse



med fornyelser og vedlikehold og samtidig opprettholde en akseptabel forsyningssikkerhet. En ny ledning til Haugalandet er neste trinn i den planlagte nettutviklingen i området. Vi jobber videre med å inngå utredningsavtaler med forbruksaktørene for å ha grunnlag for å videreføre ledningsprosjektet.

Planer om produksjonsvekst nord for Sognefjorden og to nye mellomlandsforbindelser vil gi økt flyt og dermed økt flaskehals på forbindelsen Sogndal–Aurland. Våren 2019 søkte vi derfor konsesjon på forsterkning av denne forbindelsen. Forventet forbruksvekst i Bergensområdet øker flaskehalsen på den andre forbindelsen fra Sogndal og sørover, retning Samnanger, og forsterker behovet for økt kapasitet også her. Samtidig ser vi begrenset samfunnsøkonomisk nytte ved å oppgradere til 420 kV på denne forbindelsen nå. Den forventede forbruksveksten i Bergensområdet vil gi mindre flyt lenger sør, og reduserer flaskehalsen mellom Samnanger og Sauda.

## Sør og Øst:

### Planer om store forbruksøkninger

I løpet av 2018 og 2019 har vi satt i drift flere delstrekninger og stasjoner innenfor det store prosjektet Vestre korridor. Det er nå gjennomgående 420 kV hele veien fra Kristiansand, via Feda og opp til Sauda. Vestre korridor skal legge til rette for høy utnyttelse av eksisterende og nye mellomlandsforbindelser, gi høyere forsyningssikkerhet og mulighet til å knytte til ny produksjon.

Forsyningssikkerheten til Nord-Jæren er ikke tilfredsstillende. Vi har derfor søkt konsesjon på en ny forbindelse Lyse – Fagrafjell, som vil gi en tredje transmisijsnettforbindelse inn til området. Vi fikk konsesjon på denne forbindelsen fra OED i september 2019, og starter bygging om kort tid. I samarbeid med Lyse Elnett er vi også i ferd med å avklare konsept for trinnvis videreutvikling av kraftsystemet nord for dagens Stokkeland stasjon (som erstattes av nye Fagrafjell stasjon). Dette vil legges frem i løpet av høsten 2019. Videre prosjektutvikling og løsningsvalg vil skje i samråd med lokale interessenter og myndigheter i takt med behovsutviklingen.

Vi er i gang med å fornye sentrale deler av transmisijsnettet som forsyner Oslo by. Fornyelsesprosjektene Smestad – Sogn, med ny kabel i tunnel, og transformatorstasjonene Smestad og Sogn er under bygging. Vi har fått konsesjon og tatt investeringsbeslutning på nye Hamang stasjon, til erstatning for den gamle. Videre har vi søkt konsesjon på nye Liåsen stasjon, fornyelse av kabelforbindelse mellom Sogn og Ulven

og fornyelse av forbindelsen mellom Hamang og Smestad. Sistnevnte vil øke kapasiteten inn mot hovedstaden og bedre forsyningssikkerheten. Tiltakene er del av Nettplan Stor-Oslo der vi i takt med behovsutviklingen fornyer nettet og oppgraderer til drift på 420 kV.

Mellom Fåberg og Oslo forventer vi økt kraftflyt fra nord til sør som følge av nye mellomlandsforbindelser og utbygging av vindkraft i Midt-Norge. Dette kan gi flere timer med begrensninger i nettet enn det vi ser i dag. I tillegg har den eldste ledningen mellom Ulven og Fåberg dårlig tilstand. I planen for utviklingen av transmisijsnettet i Stor-Oslo ble det skissert at en ny 420 kV-ledning kan erstatte de to eksisterende ledningene vest for Mjøsa. Dette vil gi en betydelig kapasitetsøkning sammenlignet med dagens nett. Høsten 2019 vil vi vurdere om den opprinnelig anbefalte nettstrukturen fortsatt er riktig ut fra forventet utvikling i området.

Det er flere planer om etablering av store datasentre både i sør og øst. Foreløpige analyser viser at det er mulig med store punktuttak uten å forsterke ledninger i de store transportkanalene inn mot Sør- og Østlandet. Det vil imidlertid bli nødvendig med til dels store investeringer i transformeringsskapasitet lokalt og noen mindre ledningstiltak hvis noen av de større planene blir realisert. Statnett utredet før sommeren 2019 nødvendige tiltak i transmisijsnettet for å gi tilknytning til to planlagte datasentre i Vestfold og Telemark. Vi er i dialog med flere aktører som utvikler datasenterprosjekter, og forventer at det blir aktuelt med flere tilsvarende utredninger de neste årene.

### Mellomlandsforbindelser

Statnett er i rute med utbyggingen av forbindelsene NordLink til Tyskland og North Sea Link til Storbritannia. Begge har en kapasitet på 1400 MW og er planlagt satt i drift i henholdsvis 2020 og 2021. Forbindelsene gir større verdi av norsk kraftproduksjon, økte flaskehalsinntekter og perioder med billigere import og samlet sett bedre energisikkerhet.

Utover NordLink og North Sea Link har vi nå ingen konkrete planer for ytterligere utbygging av mellomlandsforbindelser til kontinentet og Storbritannia. Dette er i tråd med hva vi signaliserte i NUP 2017 og i vårt høringssvar til NVE på konsesjonssøknaden til NorthConnect<sup>1</sup> i juni 2018. Vi forventer en markedsutvikling der blant annet stadig mer sol og vindkraft gir økende prisforskjeller både internt og mot våre naboland, kombinert med et potensielt sterkt økende behov for kraft i Norge. I sum kan dette gi økt samfunnsøkonomisk nytte av

<sup>1</sup> NorthConnect er et selskap som ønsker å bygge en ny mellomlandsforbindelse mellom Sima og Skottland på 1400 MW.

eventuell ny overføringskapasitet, og dermed et potensial for ytterligere investeringer. Det er imidlertid usikkerhet knyttet til den fremtidige markedsutviklingen og dermed også nytten av mellomlandsforbindelser. I tillegg ser vi flere andre argumenter som i sum fører til at vi ikke initierer noe nytt prosjekt nå:

System og markedsløsninger for effektiv utnyttelse av mellomlandsforbindelser bør være på plass

- Vi må ha mer klarhet i omfanget av framtidige flaskehalsar i Tyskland, og håndteringen av disse
- Det er usikkerhet knyttet til de markedsmessige konsekvensene av Brexit
- Konesjonsbehandlingen av NorthConnect pågår, og det er rasjonelt å avvente denne

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 nordiske TSOene en rekke forbedringstiltak. Dette inkluderer blant annet innføring av en ny nordisk balanseringsmodell med finere tidsoppløsning, og at vi løser på dagens strenge rampingrestriksjoner gjennom etableringen av flytbasert markedskobling og mer automatisert regulering.

Statnett mener det er viktig å ha disse tiltakene på plass før vi eventuelt øker kapasiteten ut av synkronområdet ytterligere. I motsatt fall vil det kunne bli nødvendig å sette ned kapasiteten på både nye og eksisterende mellomlandsforbindelser. Det kan også bli mer utfordrende å etterkomme europeiske regler for utnyttelse av den tekniske kapasiteten i nettet. I lys av dette trenger vi driftserfaringer for å bedre vurdere hvordan vi kan utnytte forbindelsene bedre slik at vi kan realisere de samfunnsøkonomiske verdiene som markedsanalysen potensielt viser er til stede.

Omfanget av interne tyske flaskehalsar 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 det er pr. i dag uklart hvordan ytterligere overføringsbehov utover dagens planer vil bli møtt. I tillegg er det usikkert hvordan de interne flaskehalsene blir håndtert. I sum gir dette behov for å avvente eventuell videre utbygging av ny kapasitet, ikke bare til Tyskland men også til Jylland og andre deler av kontinentet.

Når det gjelder muligheten for å bygge en forbindelse til Storbritannia, mener vi det er rasjonelt å først få mer klarhet i hvordan Brexit påvirker regler og løsninger for energihandel. Videre er konsesjonssøknaden til NorthConnect til behandling.

I arbeidet med Nordisk Nettutviklingsplan 2019 har Statnett, i samarbeid med Energinet, Svenska Kraftnät (Svk) og Fingrid utforsket behov og muligheter for økt nettkapasitet over et utvalg landegrenser internt i Norden. På bakgrunn av dette er vi enige med Fingrid om å fortsette analyseprosessen for et mulig tiltak for å utnytte den eksisterende ledningen mellom Finnmark og Finland bedre. Mellom Sør-Norge og Sverige ser vi økende samfunnsøkonomisk nytte av økt kapasitet, mye drevet av planene om å fase ut alle svenske kjernekraftverk. I første omgang er det imidlertid lavere behov, og vi er derfor enige med Svk om å avvente videre investeringer i denne korridoren. På Skagerrak-forbindelsen indikerer de gjennomførte analysene at det vil være lønnsomt å opprettholde dagens kapasitet. Her ser vi imidlertid et klart behov for å se an forsinkelser i utbyggingen av det tyske nettet, håndteringen av interne flaskehalsar i Tyskland, utviklingen i Danmark og utnyttelsen av de eksisterende forbindelsene. Vi er her enige med Energinet om å avvente eventuelle investeringer.



# Innhold

<b>Forord</b>	<b>3</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>5</b>
<b>Innhold</b>	<b>12</b>
<b>1 Utviklingstrekk og langsiktig nettbehov</b>	<b>17</b>
1.1 Overordnet langsiktig markedsutvikling	17
1.2 Vi forventer økt flyt i de store transportkanalene – moderat nytte av økt kapasitet	21
1.3 Økt forbruk og produksjon gir behov for kapasitet lokalt og regionalt	24
1.4 Fornyelsesbehovet øker fremover	26
1.5 Sikker strømforsyning er en grunnleggende del av samfunnsoppdraget	28
<b>2 Samfunnsmessig rasjonell nettutvikling</b>	<b>31</b>
2.1 En balansert nettutvikling skaper verdier og sparer investeringer	31
2.2 Teknologi- og markedsutvikling øker utnyttelsen av eksisterende nett	32
2.3 Enhetskostnadene skal ytterligere ned i byggefasen	34
2.4 Vi skal ivareta hensynet til klima, miljø og samfunn	34
<b>3 Samlet plan og portefølje mot 2040</b>	<b>37</b>
3.1 De neste fem årene samlet investeringsnivå er på vei ned	37
3.2 Fornyelser og elektrifisering gjør at vi opprettholder investeringsnivået mot 2030	38
3.3 Samme drivere, men økt usikkerhet i perioden 2030-2040	38
3.4 Langsiktig tariffprognose viser flat utvikling	39
<b>4 Nettutvikling i region Nord</b>	<b>41</b>
4.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Nord	42
4.2 Drivere for videre nettutvikling i region Nord	43
4.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Nord	44
<b>5 Nettutvikling i region Midt</b>	<b>51</b>
5.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Midt	52
5.2 Drivere for videre nettutvikling i region Midt	52
5.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Midt	54

<b>6</b>	<b>Nettutvikling i region Vest</b>	<b>59</b>
6.1	Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Vest	60
6.2	Drivere for videre nettutvikling i region Vest	61
6.3	Planer for nettutvikling og videre tiltak på sikt i region Vest	61
<b>7</b>	<b>Nettutvikling i region Sør</b>	<b>67</b>
7.1	Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Sør	68
7.2	Drivere for videre nettutvikling i region Sør	69
7.3	Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Sør	70
<b>8</b>	<b>Nettutvikling i region Øst</b>	<b>75</b>
8.1	Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Øst	76
8.2	Drivere for videre nettutvikling i region Øst	77
8.3	Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Øst	77
<b>9</b>	<b>Mellomlandsforbindelser</b>	<b>85</b>
9.1	Vi er i rute med å bygge NordLink og North Sea Link	85
9.2	Statnett har ingen konkrete planer om nye prosjekter nå	85
9.3	Nordisk Plan 2019 bekrefter hovedbildet fra egne analyser	86

# Transmisjonsnett i Norge 2019



# Fremtidig transmisjonsnett i Norge







# 1 Utviklingstrekk og langsiktig nettbehov

Samfunnet er på vei til å bli grønnere, smartere og mer elektrisk. Kraftsektoren får en stadig mer sentral rolle i dette bildet, der overføringsnettet utgjør ryggraden i energisystemet. Klimapolitikk og teknologiutvikling gjør at vi står foran en fornybar revolusjon. Nye typer forbruk, og overgang fra fossile energibærere til strøm, gir vekst i forbruket. Både Norge og de andre europeiske landene øker overføringskapasiteten over landegrensene. Alt dette gir i sum økt overføringsbehov i det norske kraftsystemet, og behov for økt kapasitet i tilknytningspunkt og forsterkning av nettet mer regionalt. Samtidig har vi en aldrende anleggsmasse som trenger vedlikehold og fornyelser for å opprettholde dagens funksjon og forsyningssikkerhet.

## 1.1 Overordnet langsiktig markedsutvikling

Parisavtalens mål om å begrense den globale temperaturstigningen til 1,5-2 grader forutsetter raske og omfattende reduksjoner i de globale klimagassutslippene. Dette innebærer i praksis en fullstendig overgang til utslippsfri energibruk.

I Europa er denne omleggingen i full gang og i 2040 vil trolig sol- og vindkraft være den dominerende formen for kraftproduksjon. Samtidig øker bruken av elektrisitet til blant annet transport og varme. Denne overordnede trenden er enda mer tydelig nå enn da vi publiserte vår forrige Nettutviklingsplan i 2017. Vi presenterer her hovedpunkter fra vår siste langsiktige markedsanalyse.

## Mer teknologi- og markedsdrevet omlegging av det europeiske kraftsystemet

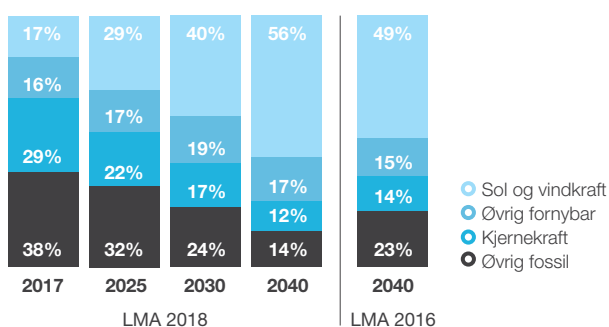
Kostnadene for solkraft, vindkraft og batterier har falt mye over mange år. Innen solkraft er hele verdikjeden blitt mer effektiv og vi forventer at LCOE blir halvert enda en gang innen 2040. For vindkraft er det særlig utviklingen med stadig høyere og større turbiner som bidrar til lavere kostnader. De fleste nye vindkraftprosjekter i Norge har nå en LCOE på 30-35 €/MWh, mens prosjekter med spesielt gode vindforhold kan komme under 30 €/MWh. Med fortsatt synkende kostnader forventer vi, i samsvar med eksterne prognoser, at det vil være mulig å bygge vindparker til 25 €/MWh innen ti år.

Lavere kostnader gjør utviklingen av et fornybart europeisk kraftsystem mer sannsynlig, og reduserer behovet for subsidier. Det er imidlertid bred enighet om at omstillingen må gå mye raskere enn nå om Europa skal ha mulighet til å oppfylle sin del av Parisavtalen. Her har politiske mål og virkemidler fortsatt en sentral rolle. Eksempelvis pågår det diskusjoner i EU-systemet som kan gi ytterligere innstramming av de vedtatte klimamålene allerede til 2030.

I vårt basisscenario har vi lagt til grunn at Europa når de allerede vedtatte klimamålene til 2030, og at omleggingstakten øker mot 2040.



Figur 3 - Fordeling av kraftproduksjon i våre simulerte områder frem til 2040, sammenlignet med LMA 2016



Andelen fornybar kraftproduksjon øker fra 35 % i dag til ca. 75 % i 2040 i området omfattet av våre markedsmodeller<sup>3</sup>. Andelen sol- og vindkraft er over 55 % i 2040. Parallelt faller bidraget fra kull, brunkull og kjernekraft dramatisk. Vi forventer forbruksvekst selv om samlet primær energibruk går ned på grunn av elektrifisering i transport- og varmesektoren.

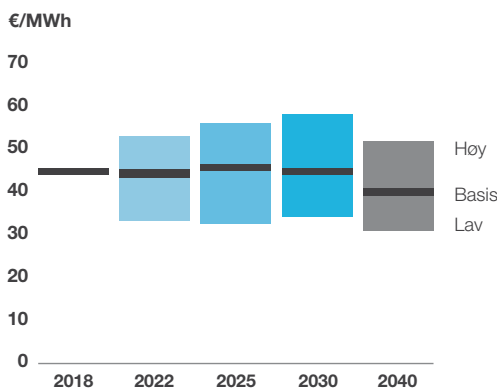
Overgangen til et energisystem der sol- og vindkraft dominerer er avhengig av at det kommer betydelig økt fleksibilitet fra lagring og forbruk av elektrisitet. Uten dette viser våre simuleringer at mye av den nye produksjonen fra sol- og vindkraft vil gå til spille. Ny fleksibilitet vil også være avgjørende for å kunne skape balanse i perioder med lite vind og sol.

Kvotemarkedet EU ETS er i utgangspunktet tenkt å være et sentralt virkemiddel i EUs klimapolitikk, og CO<sub>2</sub>-prisen betyr mye for kraftprisene både i Europa og i Norge. Etter mange år med priser rundt 5 €/t har prisen nå steget til omkring 25-30 €/t. Videre fremover forventer vi en mer moderat utvikling med en svak økning til 35 €/t i 2040. Her er det imidlertid mye usikkerhet og vi opererer derfor med et utfallsrom i våre to alternative prisscenarioer, Lav og Høy, på 15 og 50 €/t i 2040.

#### Sol- og vindkraft presser ned kontinentale og britiske snittpriser mot 2040 – betydelig utfallsrom

Vi legger til grunn at marginalkostnadene for termiske kraftverk holder seg omtrent på nivået slik det var i 2018 i hele perioden, da noe lavere gass- og kullpriser blir kompensert av noe høyere CO<sub>2</sub>-priser. Dette gjør at kraftprisene holder seg på nivået vi så i 2018 til 2030. Videre mot 2040 viser våre beregninger en nedadgående trend drevet av fortsatt høy vekst innen sol- og

Figur 4 - Tysk kraftpris med utfallsrom



vindkraft. Vi ser at priseffekten av fornybar blir sterkere når andelen blir større, da antall timer med lave kraftpriser øker.

Verdien av sol- og vindkraft faller langt raskere enn kraftprisene. I 2040 regner vi med at prisene disse teknologiene oppnår i markedet vil ligge 25-40 prosent under den gjennomsnittlige kraftprisen. Kombinert med stor usikkerhet rundt sentrale drivere for kraftprisene gjør dette at det fortsatt er et behov for støtte og garantiordninger de fleste steder.

Hvor fort andelen sol- og vindkraft øker er en viktig usikkerhetsfaktor for kraftprisene på lengre sikt. Prisene på gass og CO<sub>2</sub> er imidlertid fortsatt de mest sentrale faktorene. Selv om gasskraft kun står for 10 prosent av produksjonen over året, setter gasskraft kraftprisene i nesten 50 prosent av tiden i våre modellsimuleringer av 2040. I våre to alternative scenarier, Høy og Lav, er det derfor i hovedsak alternative estimater på gass- og CO<sub>2</sub>-priser som bidrar til å spenne ut utfallsrommet. Scenariene gir et utfallsrom for kontinentale priser på 30 til 55 €/MWh fra 2025 og utover.

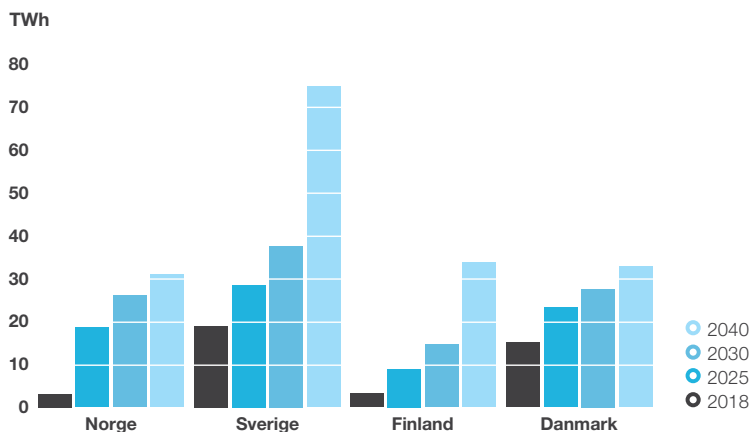
En trend vi ser uavhengig av scenario er at prisvolatiliteten øker mye. Det blir stadig flere timer med enten overkapasitet eller knapphet etter hvert som sol- og vindkraft øker sin markedsandel. Den økende prisvolatiliteten bidrar til større gjennomsnittlige prisforskjeller time for time mellom Norge og kontinentet og Storbritannia, og større prisforskjeller internt i Norge.

#### Vindkraft blir dominerende i Norden – elektrifisering og industri øker forbruket

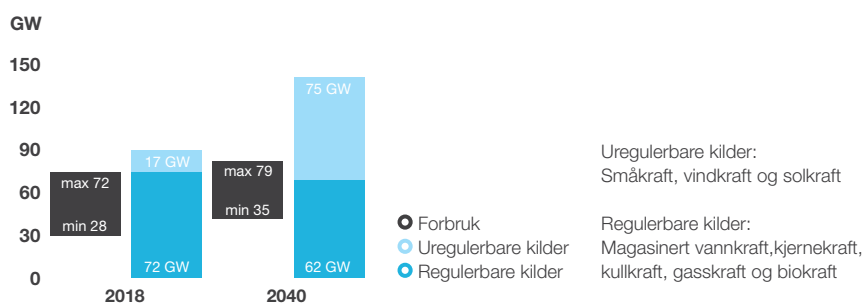
Lavere kostnader og høyere kraftpriser gjør at det nå er lønnsomt

<sup>3</sup> Norge, Sverige, Finland, Danmark, Baltikum, Storbritannia, Belgia, Nederland, Tyskland, Polen, Frankrike, Sveits, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike og Italia.

Figur 5 - Vindkraftproduksjon i nordiske land i Basis



Figur 6 - Maksimal effekt fra uregulerbare og regulerbare kilder og variasjon i nordisk forbruk.



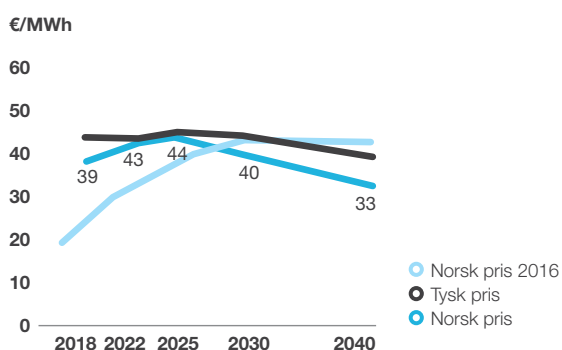
å bygge vindkraft i Norge uten støtte. Kombinert med mange investeringsbeslutninger de siste årene har vi derfor justert opp anslaget på vindkraft. I Norge legger vi til grunn over 30 TWh i 2040. Hensynet til naturvern vil trolig få stor betydning for hvor mye som blir bygget ut. Vi ser økt usikkerhet i lønnsomheten når vi nærmer oss 2040, etter hvert som vindkraft blir dominerende i Norden og Europa.

Også i resten av Norden forutsetter vi en sterk vekst i vindkraften, spesielt i Sverige hvor vindkraft dekker opp for utfasing av kjernekraft. I Danmark og Finland fortsetter vindkraften å vokse, blant annet for å erstatte termisk produksjon. Etter hvert får solkraft en større rolle også i det nordiske systemet. Dette bidrar til økt produksjon i sommerhalvåret når det allerede er et stort produksjonsoverskudd.

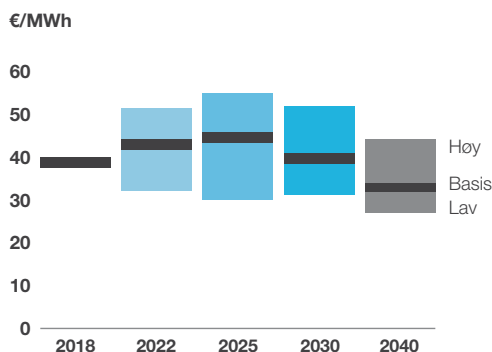
På nordisk nivå forventer vi en forbruksvekst på i underkant av 20 prosent til 2040. I energi utgjør dette 60 TWh, hvor 20 TWh er i Norge. Veksten er drevet av industrivekst og elektrifisering, mens vi forventer små endringer i alminnelig forbruk.

I Norge gir konkrete planer og bindende vedtak høy vekst i industriforbruket de neste ti årene. På sikt er den samlede forbruksveksten i større grad drevet av elektrifisering. Samtidig ser vi et potensial for større vekst enn hva vi har lagt til grunn i vårt forventningsscenario, blant annet knyttet til datasentre.

Figur 7 - Sør-norsk gjennomsnittlig kraftpris i Basis



Figur 8 - Sør-norsk snittpris i Basis, Høy og Lav



Norge har i dag en positiv energibalanse på ca. 10 TWh i et normalår. Slik det ser ut nå vil denne øke som følge av høyere vekst i produksjonen enn i forbruket. Vi forventer også en moderat positiv nordisk energibalanse helt til 2040. Med stadig mer uregulerbar kraftproduksjon blir imidlertid den løpende effektbalansen mer viktig enn energibalansen over året. Store svingninger i produksjonen i takt med været får konsekvenser både i kraftmarkedet, driften av systemet og behovet for nett.

**Norske kraftpriser blir lavere og mer preget av vindkraft**

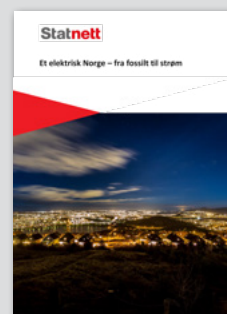
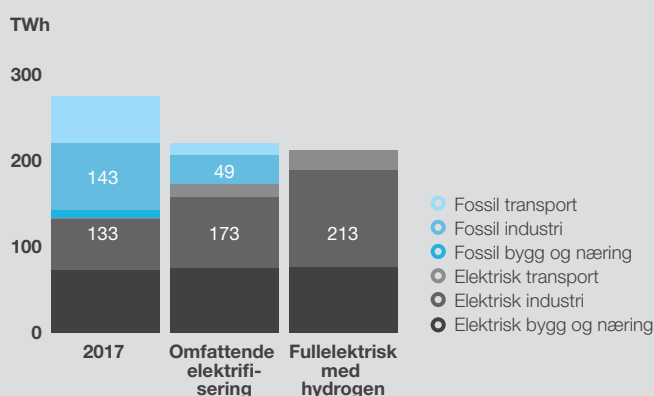
I vårt forventningsscenario er kraftprisene i Sør-Norge på rundt 40 €/MWh frem mot 2030. Dette er noe under gjennomsnittsnivået på kontinentet, på grunn av en positiv energibalanse. Til 2040 gir nedgangen i kontinentale og britiske priser en nedgang til under 35 €/MWh i Sør-Norge. Det er særlig lave priser om sommeren, blant annet på grunn av mer solkraft i hele Europa, som trekker ned gjennomsnittet. Våre to alternative scenarier gir et utfallsrom mellom 28 og 45 €/MWh. Grunnen til at kraftprisene er betydelig lavere enn i Europa i det høye scenarioet skyldes at lønnsom vindkraft i Norge i større grad begrenser oppsiden i kraftprisene.

**Et elektrisk Norge - fra fossilt til strøm**

Elektrifisering utgjør en viktig del av de totale endringene som må til for å oppnå betydelig reduksjon i norske klimagassutslipp. Vi har analysert effektene av å erstatte det meste av dagens fossile energibruk med elektrisitet,

og presentert det i rapporten "Et elektrisk Norge – fra fossilt til strøm". En slik omlægning vil gi en økning i årlig kraftforbruk på 30-50 TWh. Med en tilsvarende vekst i fornybar kraftproduksjon gir dette en halvering av klimagassutslippene.

**Utvikling i primær energibruk ved økende grad av elektrifisering**



## 1.2 Vi forventer økt flyt i de store transportkanalene – moderat nytte av økt kapasitet

Vi har i første halvår av 2019 gjennomført en analyse av flyt og flaskehals i de store transportkanalene i kraftsystemet fram mot 2040. I analysen skisserer vi den samfunnsøkonomiske nytten som oppstår i kraftmarkedet av å øke kapasiteten på sentrale snitt og ledninger. Analysen er ikke noe komplett beslutningsunderlag, men en viktig del av Statnetts kraftsystemutredning (KSU).

Den langsiktige markedsutviklingen vil gi økende flaskehals internt i Norge. Samtidig viser analysene at det er relativt moderat samfunnsøkonomisk nytte av å bygge disse ned.

Det er også lite som tyder på at det vil være lønnsomt å bygge ut et kraftnett for å transportere store overskudd over lange avstander, blant annet fordi dette vil kreve mer kapasitet enn det å oppgradere dagens nett gir. Det virker dermed fornuftig å samordne utviklingen av forbruk og produksjon.

Det vil trolig være rasjonelt å forsterke hovedstrukturen i det norske kraftnettet selv om nytten av å bygge ned markedsflaskehals er moderat. Her spiller fornyelser og andre ikke tallfestede nytteeffekter inn.

### Vi får generelt større flaskehals og prisforskjeller, særlig nord-sør

Vår siste Langsiktige markedsanalyse viser en markant økning i gjennomsnittlig prisforskjell time for time mellom norske prisområder internt i Norge mot 2025. Disse øker videre mot 2040.



Allerede gjennomførte og pågående nettforsterkninger reduserer i utgangspunktet flere av de interne flaskehalsene. Det samme gjelder tiltak for bedre utnyttelse av eksisterende nettkapasitet i systemdriften, eksempelvis gjennom den planlagte innføringen av flytbasert markedskobling. Våre modellsimuleringer indikerer imidlertid at faktorene som trekker i motsatt retning er sterkere.

I første omgang bidrar idriftsettelsen av NordLink og NSL fra Sør-Norge og allerede vedtatt utbygging av uregulert vind- og vannkraft over hele landet til større prisforskjeller. Denne utviklingen forsterkes av hva som skjer ellers i Norden og Europa. Både større kortsiktig prisvariasjon i disse markedene og økende prisforskjell nord-sør i Sverige smitter til en viss grad inn i Norge.

I fravær av lokal forbruksvekst blir den største flaskehalsen ut av Nord-Norge, men det blir også flaskehals fra Midt-Norge og mot dagens prisområder NO5/NO1. I vårt forventningsscenario ligger prisene i Nord-Norge på sikt 3-7 €/MWh under de i Midt-Norge. Prisene i Midt-Norge ligger igjen 3-6 €/MWh under de på Østlandet. På Vestlandet er utviklingen mer styrt av lokale forhold selv om makrobildet spiller inn her også. Dette innebærer trolig moderat økende prisforskjeller.

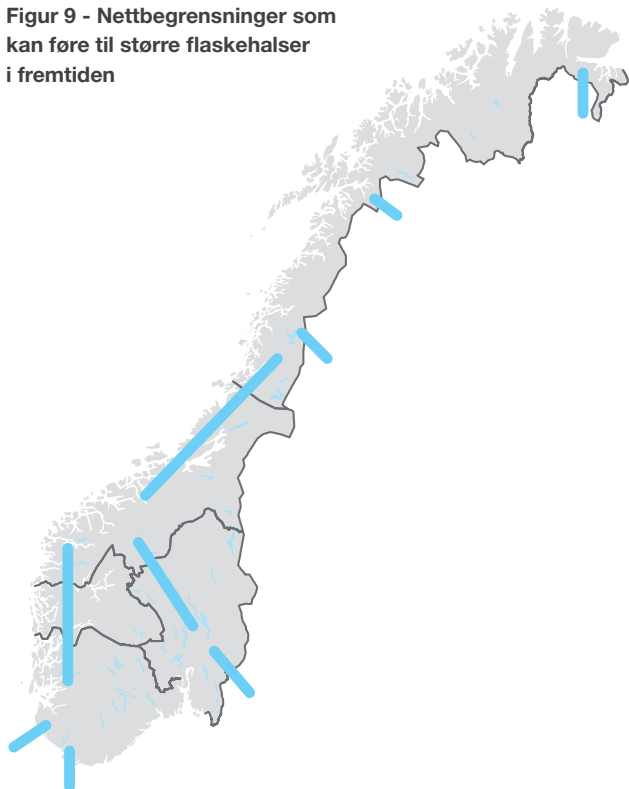
Det er naturlig nok knyttet usikkerhet til hvor mye prisforskjellene vil øke, og usikkerheten øker utover i tid. Sammenlignet med vårt basisscenario vil en ytterligere utbygging av kraft på Nordvestlandet, Midt- og Nord-Norge, uten tilsvarende vekst i forbruket, øke forskjellene. Større forbruksvekst i de nevnte regionene har motsatt effekt. Gjennomsnittlig prisnivå og kortsiktig prisvariasjon i det nordeuropeiske markedet er også viktig. Generelt vil prisforskjellene i Norge øke med prisnivået i landene rundt oss.

### Lav markedsnytte av å bygge bort flaskehals nord-sør

I ATK har vi sett på å bygge ned flaskehalsene i det norske nettet med utgangspunkt i våre fremtidsscenarioer fra LMA 2018 og varianter av disse. Vi har blant annet sett på å oppgradere den gjenværende 300 kV-ledningen fra Nedre-Røssåga og sørover til 420 kV, og dermed få to 420 kV-forbindelser her. Dette øker flyten i det norske nettet og demper prisforskjellene. Det vil likevel være gjenstående prisforskjeller både ut av Nord-Norge og mellom Midt-Norge og Sør-Norge. Grunnen er at det fortsatt vil være begrensninger i det norske nettet, mot Sverige og internt i Sverige. Markedsgevinsten av dette ligger først og fremst i å øke verdien av produksjonsoverskuddet i Nord-Norge.

Analysene indikerer videre at kostnadene med å ha til dels store prisforskjeller i det norske nettet i de fleste tilfeller vil være relativt små. Bakgrunnen for konklusjonen er simuleringer der

**Figur 9 - Nettbegrensninger som kan føre til større flaskehals i fremtiden**



**Illustrasjon** av hvor vi ser nettbegrensninger som kan føre til større flaskehals i fremtiden. Over flere av elspotgrensene er det lite kapasitet, og i tillegg ser vi potensial for store interne flaskehals ved utbygging av mer kraft nord i Nord-Norge uten nye nettførsterkninger.

vi har lagt inn så mye nett i Norge at prisforskjellene i stor grad bygges bort. Likevel er norsk markedsnytte av dette relativt lav. Det er to hovedgrunner til dette. Den første er at prisforskjellene reduseres forholdsvis raskt, som igjen betyr at marginalnyttene av mer kapasitet er avtakende. Den andre er at vi ser at mye av markedsnyttene tilfaller utlandet. Vi ser også at tiltak som øker kapasiteten mye i Norge ikke vil fjerne alle prisforskjeller. Grunnen er at prisforskjellene vi ser mellom prisområdene nord og sør i Sverige smitter inn i Norge. Her er det viktig å nevne at vi har lagt til grunn at det kommer vesentlige forsterkninger nord-sør i det svenske nettet.

Videre er det også slik at prissignalene i kraftmarkedet over tid vil gi et bidrag til å lokalisere forbruk og produksjon slik at flaskehalsene dempes uten at Statnett bygger nytt nett. Vi kommer mer tilbake til dette i kapittel 2.

### **Det er trolig ikke lønnsomt å legge til rette for å kunne transportere store mengder vindkraft**

Mer nettkapasitet løfter kraftprisene i Nord- og Midt-Norge og øker potensialet for å bygge ut lønnsom vindkraft. Forutsatt at det blir gitt konsesjoner er det sannsynlig at dette vil skje. Samtidig viser våre beregninger en moderat samfunnsøkonomisk nytte av å bygge nett for å transportere ny vindkraft sørover. Å oppgradere dagens nett slik at vi får to 420 kV-forbindelser nord-sør er trolig den mest kostnadseffektive måten å få mer kapasitet på. Økningen i nettkapasitet er imidlertid relativt liten. Tiltaket gir derfor en moderat økning i potensialet for å bygge ut mer lønnsom vindkraft.

For å legge til rette for mye ny vindkraft som kan transporteres sørover må det bygges helt nye ledninger fra nord til sør i Norge. Vi ser liten lønnsomhet av dette av mange grunner. For det første vil selv store nettiltak, som for eksempel en helt ny 420 kV ledning fra der vindkraften bygges til det sterke nettet i Sør-Norge, kun legge til rette for en moderat utbygging av vindkraft i et nasjonalt perspektiv. For det andre ser vi at mye av nytten av en kombinert vindkraft- og nettutbygging tilfaller utlandet. Utover i tid ser vi også at den enorme utbyggingen av vindkraft og solkraft i Nord-Europa reduserer verdien av vindkraft også i Norge. Dessuten er det knyttet relativt store tap til overføring av kraft over store avstander. Når vi tar hensyn til de store kostnadene som er forbundet med å bygge nye ledninger fra nord til sør blir dette et lite sannsynlig scenario.

### **Oppgradering av delstrekninger kan være lønnsomt**

I ATK har vi også sett på effekten av å oppgradere delstrekninger av transmisjonsnettet nord-sør. De vi har sett mest på er å øke kapasiteten gjennom Midt-Norge, oppgradering av nettet mellom Fåberg og Oslo, og å oppgradere transmisjonsnettet på Vestlandet.

Vi ser begynnende flaskehals gjennom Midt-Norge. Statnett har konsesjon på å bygge sammen nettet sør og nord for Trondheimsfjorden, samt å spenningsoppgradere nettet mellom Surna og Viklandet. Beregningene indikerer at den samfunnsøkonomiske markedsgevinsten ved dette, gitt den vindkraften som kommer, dekker en betydelig del av investeringskostnadene, men ikke hele. Videre vil tiltakene gi mulighet for å knytte til ny produksjon rundt Trondheimsfjorden. Sammen med sparte fornyelseskostnader lokalt kan dette gi positiv samfunnsøkonomi. De aktuelle tiltakene øker derimot ikke i seg selv det markedsmessige potensialet for vindkraft i Midt-Norge da kapasiteten ut av området ikke øker.

Mellom Fåberg og Oslo går det i dag tre 300 kV-ledninger der særlig kapasiteten på den eldste ledningen er svært lav, spesielt om sommeren når overføringsbehovet er størst. Våre analyser indikerer at fra å være en moderat flaskehals ved intakt nett i dag blir det en betydelig flaskehals i 2025. Denne flaskehalsen var også grunnen til at vi i delrapporten til NVEs Nasjonal ramme for vindkraft skrev at det ikke er plass til ny vindkraft i Oppland og Hedmark i dagens nett. Tiltaket vi har sett på i denne analysen er å rive Fåberg–Røykås og bygge ny ledning Fåberg–Ulven, som går innom stasjonene på vestsiden av Mjøsa. Våre analyser indikerer at dette vil fjerne flaskehalsene. I tillegg kan det bygges ut flere TWh vindkraft nord i NO1 uten at det oppstår vesentlige nye flaskehalsler.

På Vestlandet forventer vi mer flyt nord-sør. Det er særlig to steder der det kan oppstå flaskehals, sørover over Sognefjorden og mellom Samnanger og Blåfelli. I delrapporten til Nasjonal ramme for vindkraft signaliserte vi at det isolert kan bygges ut opp mot 5 TWh ny produksjon nord for Sognefjorden, gitt at Sogndal–Aurland oppgraderes, før den gjenværende 300 kV fra Sogndal til Samnanger blir en betydelig flaskehals. Det har imidlertid kommet planer om betydelig økt forbruk i Bergensområdet, noe som øker flaskehalsene.

Når det gjelder flaskehalsen sørover fra Samnanger blir denne dempet av mer forbruksvekst i Bergensområdet. Dette legger til

rette for at det er mer plass til vindkraft enn det vi tidligere hadde forventet, uten at det blir nødvendig å se på større tiltak sørover mot Blåfelli. Analysene tyder på at markedsgevinsten av en gjennomgående 420 kV-ledning nord-sør gjennom Vestlandet er liten. Det kan imidlertid bli rasjonelt å oppgradere deler av strekningen for å knytte til nytt forbruk og ny produksjon eller i forbindelse med nødvendige fornyelser.

### Store datasentre på Sør- og Østlandet endrer flaskehalsene lite

Mange aktører som utvikler områder for nye datasentre ønsker nettkapasitet på Sør- og Østlandet. Våre modellsimuleringer indikerer også at det er rom for å knytte til flere store datasentre her, uten at det er nødvendig med nye store ledningsprosjekter. Kombinasjonen av sterkt nett, nærhet til kablene og mye regulerbar vannkraft gjør at det oppstår få flaskehalsler i transmisjonsnettet mellom Øst-, Sør- og Vestlandet. Unntaket er Fåberg–Oslo.

Likevel ser vi også noe økning i flaskehalsene i Sør-Norge. Den flaskehalsen som kan begrense mest er Flesakersnittet, mellom dagens NO1 og NO2. Blir vindkraften konsentrert til NO2 og forbruket i NO1 ser vi at NO1 i perioder om vinteren blir et høyprisområde sammen med SE3. Kommer det derimot mye nytt forbruk i NO2, og lite ny vindkraft, kan det oppstå flaskehals vestover i sommerhalvåret.

Underlag til nasjonal ramme for vindkraft:

#### Mer kapasitet i Sør-Norge enn i Nord-Norge

Statnett leverte underlag til NVE i forbindelse med deres arbeid med utkast til Nasjonal ramme for vindkraft, som ble publisert 1.april 2019, og har høringsfrist 1.oktober, samtidig med publisering av Nettutviklingsplanen. I vårt innspill ga vi en indikasjon på hvor det, i et nettperspektiv, vil være best med ny produksjon. Fokuset for vår analyse var hvor mye det er mulig å bygge ut i ulike deler av landet før lave lokale kraftpriser gjør videre utbygging ulønnsom. I tillegg vil det komme begrensninger i nettkapasitet mer lokalt, som for eksempel i transformeringskapasitet mellom transmisjons- og regionalnettet.

Våre simuleringer viste at Sør-Norge samlet sett fremstår som mest gunstig, og at Nord- og Midt-Norge har langt lavere kapasitet til ny vindkraft. Det er viktig å presisere at de nettmessige forholdene for ny produksjon kan endre seg,

spesielt ved etablering av nytt forbruk. Nettbegrensninger utgjør også bare en delmengde av faktorene som har påvirket hvilke områder som er utpekt som mer egnet.



### 1.3 Økt forbruk og produksjon gir behov for kapasitet lokalt og regionalt

Endringene vi ser i kraftsystemet påvirker behovet for nettforsterkninger på flere måter. Vi har i kapittel 1.2 forklart at vi forventer begrenset lønnsomhet av å forsterke lange overføringsforbindelser for å bygge ned økende flaskehals. Samtidig vil det bli nødvendig med forsterkninger mer lokalt og regionalt for å kunne knytte til ny produksjon og nytt forbruk, og samtidig opprettholde en sikker strømforsyning. Siden 1.januar 2018 har vi mottatt søknad om tilknytning for til sammen over 13500 MW nytt forbruk og ny produksjon. De regionale nettselskapene opplever den samme type økning i mer distribuert forbruk og produksjon, som eksempelvis i transportsektoren.

#### Det blir behov for regionale forsterkninger i hele landet, og spesielt rundt de store byene

Henvendelsene vi får fra nye kunder om nettilknytning er relativt jevnt fordelt over hele landet, slik kartet over tilknytningssaker viser. Datasentre står for det absolutt største volumet, og vi har totalt fått et omsøkt volum på 6700 MW fra denne bransjen. Usikkerheten og utfallsrommet i planene for datasentre er større enn for andre aktører. Eksempelvis opplever vi at enkelte utviklere søker om flere plasseringer, men kun ønsker å utvikle ett område. Mange av planene har falt i fra, mens andre er blitt mer konkretisert.

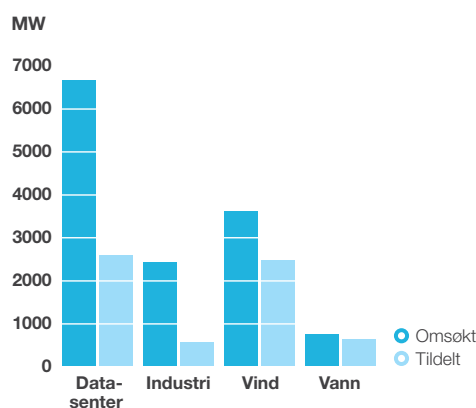
Fra forskjellige industriaktører har vi mottatt henvendelser om vurdering av tilknytning for et samlet volum på rundt 2500 MW, hvorav 1700 MW kommer fra petroleumssektoren. De fleste av disse aktørene ønsker tilknytning ut mot kysten, der transmisjonsnett er mindre masket enn lenger inn i landet.

Summen av flere store forbruksaktører og generell forbruksvekst i samme område kan føre til mer omfattende nettinvesteringer for å opprettholde forsyningssikkerheten.

Blant annet i Bergensområdet, Stavangerområdet, Haugalandet og i Finnmark er mulige konsepter for nettforsterkning nye forbindelser eller forsterkning av eksisterende forbindelser.

Når det gjelder produksjon har det vært en stor økning i henvendelser fra planlagte vindkraftverk over hele landet. Vi har fått søknad om tilknytning fra et samlet volum på 3600 MW siden 1.januar 2018, og nesten 1500 MW har fått tildelt kapasitet. Det vil si at det fortsatt er et stort volum der vi enda ikke har avklart om det er tilgjengelig kapasitet for å kunne knytte

Figur 10 - Omsøkt og tildelt nettkapasitet i perioden januar 2018 til juni 2019



til ny produksjon eller at det vil være nødvendig med tiltak. Økt transformeringsskapasitet er ofte tilstrekkelig for å kunne knytte til ny vindkraft, men det er også behov for forsterkninger i overføringsforbindelser i regionalnettet, og enkelte steder også i transmisjonsnett.

#### Vi skal styrke regionene i samarbeid med regionale nettselskap og næringsliv

Det er viktig for Statnett med et godt samarbeid med regionale nettselskap og næringsliv. Vi ønsker å legge til rette for utvikling gjennom en aktiv tilnærming og tett dialog med relevante aktører. På denne måten vil vi kartlegge både sikre og usikre planer, identifisere utviklingstrekk og se hvordan planene påvirker behov for videre nettvikling.

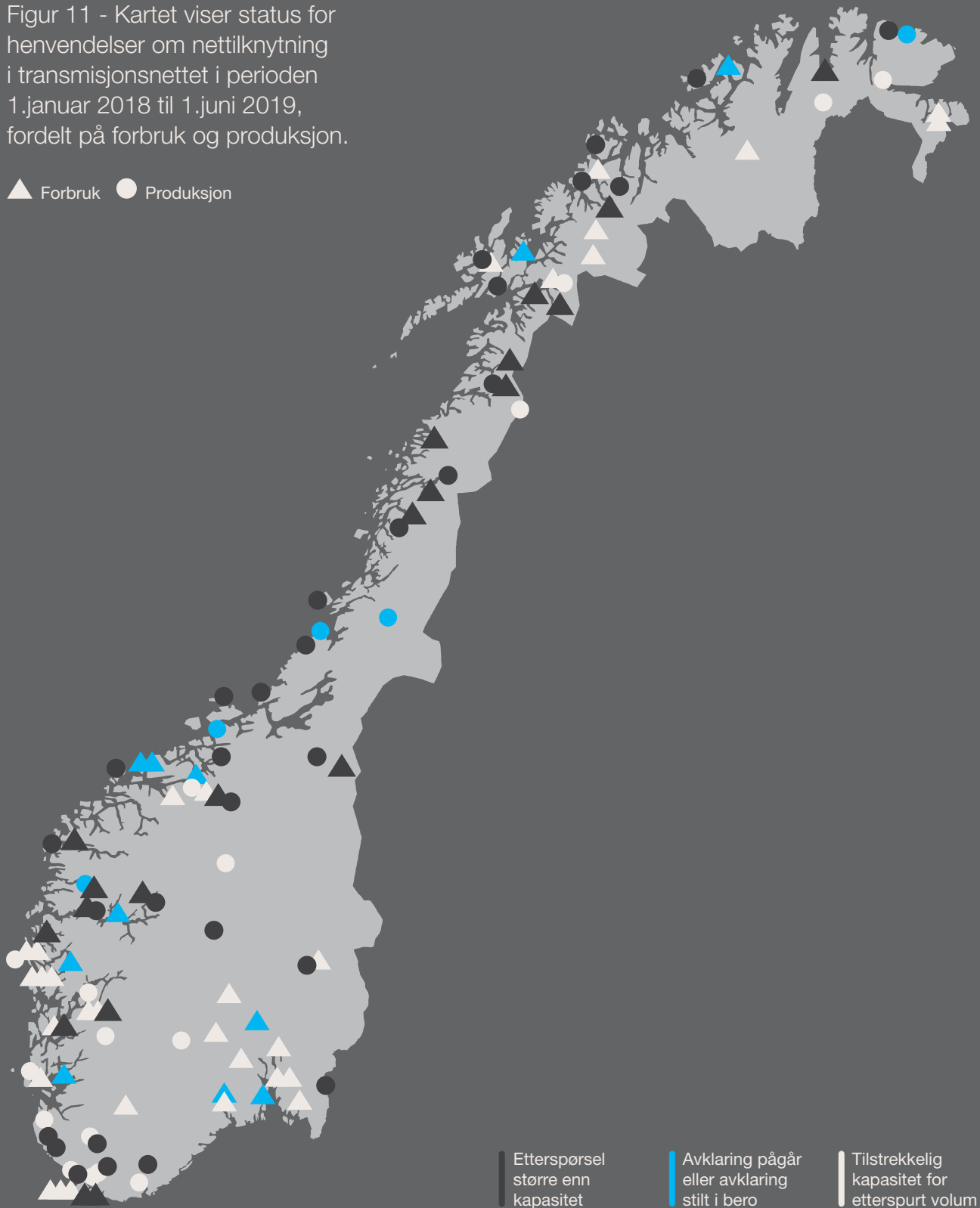
I Finnmark har Statnett, sammen med andre aktører, gjennomført et omfattende arbeid som har resultert i et veikart for videre nettvikling. I Rogaland har Statnett og Lyse Elnett utredet konsepter for videre nettvikling på Nord-Jæren. På Haugalandet jobber Statnett og Haugaland Kraft Nett sammen med forbruksaktører i området om nettforsterkning inn til området. I Trondheimsområdet samarbeider regionalnettselskapet Tensio og Statnett i et arbeid om langiktig nettvikling. Også andre steder i landet er det pågående eller planlagt mer formaliserte samarbeidsprosjekt om nettvikling, slik som i Bergensområdet og i Romsdal og på Nordmøre.

Fra 1. januar 2019 gjelder nytt regelverk for anleggsbidrag. Dette må hensyntas i de tilfellene hvor vi arbeider med nettforsterkninger med bakgrunn i ønske om økt kapasitet eller bedre forsyningssikkerhet. Det er viktig med god informasjon om hva dette innebærer til alle berørte aktører. Statnett ønsker å følge kunden tett, fra et tidlig tidspunkt, slik at informasjon og koordinert fremdrift ivaretas.



Figur 11 - Kartet viser status for henvendelser om nettilknytning i transmisjonsnettet i perioden 1.januar 2018 til 1.juni 2019, fordelt på forbruk og produksjon.

▲ Forbruk ● Produksjon



### Havvind kan påvirke nettbehovet regionalt

Kostnadene for vindkraft har falt kraftig de seneste årene, særlig for havvind. Vi skiller mellom to typer havvind: bunnfast og flytende. Flytende havvind har høyest kostnader, men gjør det mulig å produsere en større andel av tiden og med mindre visuell påvirkning. I Norge er havområdene langs kysten ofte for dype til å installere bunnfaste vindturbiner.

I begynnelsen av juli 2019 sendte OED ut høring om forslag til å åpne to havområder for fornybar energiproduksjon; Utsira Nord og Sandskallen-Sørøya Nord. I tillegg ønsker de innspill på området Sørige Nordsjø II. Områdene er aktuelle for tilknytning av både bunnfaste og flytende havvindmøller, for utvikling og modning av en ny norsk havnæring. Vindkraft kan både knyttes direkte til petroleumsinstallasjoner offshore, eller knytte seg til kraftnettet på land.

I et kraftsystemperspektiv vil innmating av havvind ha mange av de samme konsekvensene som vindkraft på land. Det betyr at eventuelt ny produksjon utenfor kysten

av Nord-Norge, Midt-Norge og Nordvestlandet vil forsterke flaskehalsene i transmisjonsnettet i fravær av tilsvarende forbruksvekst. Mer produksjon langs kysten lenger sør vil i mindre grad påvirke transmisjonsnettet.

I noen områder langs kysten med kraftunderskudd kan det isolert sett være gunstig med innmating av ny produksjon. Vi har allerede avklart at det er kapasitet for tilknytning av store volum med havvind langs kysten i vest, uten behov for ytterligere tiltak i transmisjonsnettet. Avhengig av tilknytningspunkt kan ny vindkraft likevel utløse behov for mer lokale nettførsterkninger for å kunne transportere kraft ut av et område.

Ny vindkraftproduksjon som knytter seg direkte til petroleumsinstallasjoner, for å redusere klimagassutslippene der, vil være et alternativ til elektrifisering av sokkelen via overføringsnettet på land. Equinors prosjekt med flytende havvindmøller, Hywind Tampen, fikk nylig 2,3 milliarder kroner i Enovastøtte. Planen for dette prosjektet er å forsyne plattformene Snorre og Gullfaks.

### 1.4 Fornyelsesbehovet øker fremover

Per januar 2019 bestod Statnetts anleggsmasse av totalt 158 stasjoner og 10824 kilometer ledning, og dette forventes å øke til 190 stasjoner og 11674 kilometer i 2023.

○ For å opprettholde anleggenes funksjon og sikre høy tilgjengelighet må vi vedlikeholde og fornye anleggene.

Vi forventer at behovet for fornyelser vil ligge på et jevnt grunnivå, men at dette vil øke utover på 2030-tallet. Våre planer for vedlikehold og fornyelser av anleggsmassen er beskrevet mer i detalj i Plan for Anleggsforvaltning 2019.

#### Fra 2025 forventes et stort behov for fornyelser ut fra teknisk levetid på anleggene

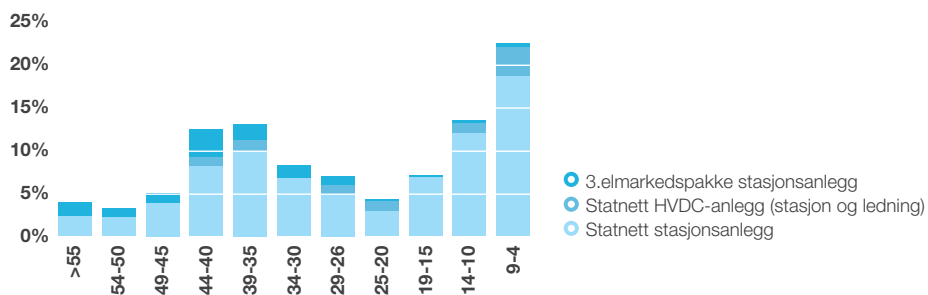
Anleggsmassen har lang levetid, med forventet teknisk levetid på henholdsvis 70 og 40 år for luftledning og kabel. Stasjoner består av komponenter med ulik levetid. Enkelte komponenter må vi skifte ut etter få år, mens andre komponenter har forventet teknisk levetid på 40 år eller mer.

En stor andel av anleggsmassen er gammel, og fra 2025 er det et stort behov for fornyelser. Statnett har valgt å forlenge levetiden på deler av de eksisterende stasjonsanleggene for å gi rom for den store utbyggingsaktiviteten de siste årene. I tillegg har vi overtatt og skal overta flere gamle anlegg i forbindelse med EUs tredje elmarkeds pakke der det også vil være behov for oppgradering. Statnetts fornyelser har til nå i hovedsak omfattet stasjons- og kabelanlegg, men også en rekke luftledninger nærmer seg etter hvert forventet teknisk levetid. Frem mot 2030 vil fortsatt den største andelen av fornyelsene være i stasjonsanlegg, men i neste tiårsperiode, etter 2030, forventer vi behov for å fornye flere gamle ledninger.

#### Tilstandskontroller vil gi mer informasjon om mulighetene for å forlenge levetid på ledninger

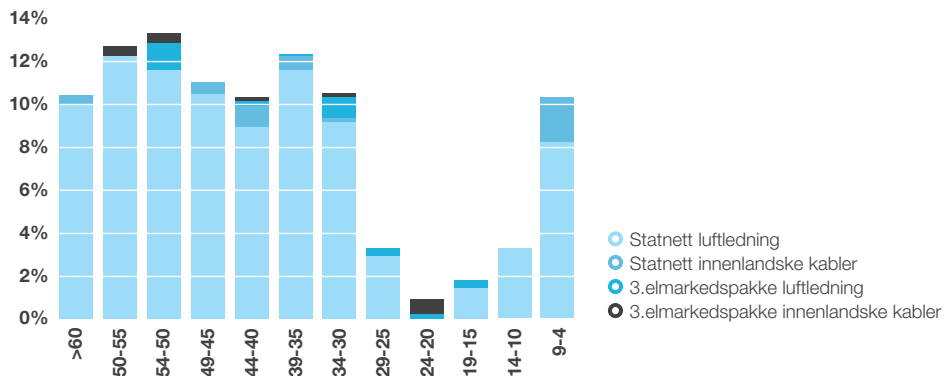
At anleggenes levetid forlenges gir en samfunnsmessig gevinst forutsatt at vi har kontroll med risiko for havarier, og at vedlikeholdskostnadene ikke øker uforholdsmessig mye. Nye ledningsanlegg utgjør store og tidkrevende investeringer, og levetidsforlengelse kan gi store gevinster. Kontroll på ledningenes tilstand og mulighetene for å forlenge levetiden er derfor et viktig satsingsområde. Vi planlegger derfor økt innsats på tilstandsvurderinger for de eldste ledningene fremover.

Figur 12 - Stasjons- og HVDC-anlegg (stasjon og ledning)



Aldersfordeling stasjonsanlegg og HVDC-anlegg prosentvis fordelt basert på anslått nyverdi. Stasjonsanlegg fra tredje elmarkedspakke er anlegg vi er pålagt å overta.

Figur 13 - Luftledning og innenlandske kabler



Aldersfordeling luftledning og AC-kabler prosentvis fordelt basert på anslått nyverdi. Anlegg fra 3. elmarkedspakke er anlegg vi er pålagt å overta.



For mer informasjon om våre planer for vedlikehold og fornyelser av anleggsmassen se "Plan for anleggsforvaltning 2019"

### 1.5 Sikker strømforsyning er en grunnleggende del av samfunnsoppdraget

Statnett har ansvaret for sikker strømforsyning gjennom transmisjonsnettet, og forsyningssikkerhet er ofte en viktig del av begrunnelsen for våre nettinvesteringer. Dette gjelder for eksempel forsterkninger og fornyelser inn mot de store byene eller nett som forsyner store industriaktører.

Vi har i dag et høyt nivå på forsyningssikkerheten i transmisjonsnettet, og det er sjelden store og langvarige strømavbrudd.

Med økende forbruk og aldrende anlegg blir det nødvendig å forsterke og fornye transmisjonsnettet for å opprettholde et høyt nivå på forsyningssikkerheten. Samtidig vil vi alltid veie kostnaden av et tiltak opp mot nytten av å unngå strømavbrudd når vi vurderer behovet for tiltak.

#### Leveringspåliteligheten er høy i dag – men vi trenger investeringer for å opprettholde nivået

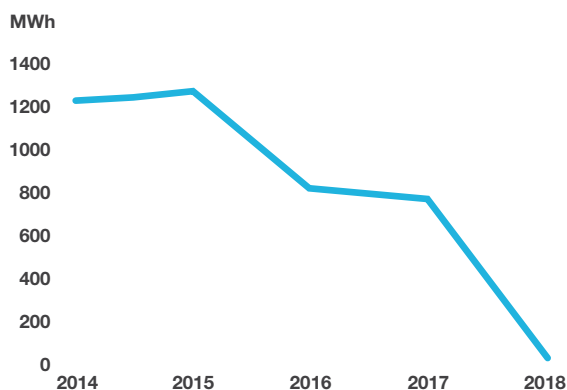
Når vi snakker om forsyningssikkerhet i nettplanleggingen er det oftest leveringspålitelighet vi mener. Leveringspålitelighet måles i mengden ikke-levert energi (ILE). Denne er lav i Statnetts anlegg, og har vært nedadgående de siste årene. I 2018 hadde vi en leveringspålitelighet i transmisjonsnettet på 99,99 prosent.

Flere av anleggene våre vil nå forventet levealder frem mot 2040, se kapittel 1.4. Hvis vi ikke opprettholder anleggenes tilstand, forventer vi at feilsannsynligheten stiger og dermed også risikoen for avbrudd. Vi forventer også en betydelig forbruksvekst i årene som kommer, se kapittel 1.1. Hvis denne forbruksveksten kommer på steder der vi har lav nettkapasitet vil sannsynligheten for avbrudd i forsyningen øke fordi vi får mindre reserver og omkoblingsmuligheter ved en feil. Økt mengde forbruk vil også øke konsekvensen ved et avbrudd ved at en større mengde forbruk mister forsyningen. I sum betyr dette at det vil bli nødvendig med tiltak for å opprettholde forsyningssikkerheten.

#### Vi planlegger for et akseptabelt nivå på forsyningssikkerhet

Myndighetene peker gjennom Nettmeldingen (2012) og Energimeldingen (2016) på at et veiledende kriterium for kraftsystemplanleggingen er N-1. Det betyr at feil på én komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd i strømforsyningen. Samtidig skal nettinvesteringer være samfunnsøkonomisk lønnsomme. Det betyr eksempelvis at det for noen punkter i transmisjonsnettet ikke vil være rasjonelt å ha full redundans i

Figur 14 - Leveringspåliteligheten i transmisjonsnettet målt ved mengden ikke-levert energi 2014-2018



forsyningen, samtidig som det andre steder vil være behov for mer sikkerhet fordi konsekvensen ved et avbrudd er større. For å finne ut om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å investere for å opprettholde eller å øke forsyningssikkerheten 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 forsyningssikkerhet så langt som praktisk mulig.
- Vi skal beskrive avbruddsrisiko for alle studerte alternativer.

### Statnetts samfunnsoppdrag

Verden endrer seg, men vårt samfunnsoppdrag og de grunnleggende rammene for nettutviklingen ligger fast. I tillegg til at vi legger til rette for verdiskaping gjennom å knytte til nytt forbruk og ny produksjon, skal vi sørge for sikker strømforsyning for et samfunn som blir stadig mer avhengig av elektrisitet. Dette oppdraget skal vi gjennomføre til det beste for samfunnet som helhet, og vektlegge hensynet til både klima og miljø.

Statnetts samfunnsoppdrag og roller er definert gjennom lovverk, konsesjoner og eierstyring. Dette gir faste rammer for våre vurderinger og retningsvalg. Statnetts hovedoppdrag er å være systemansvarlig nettselskap (TSO) i det norske kraftsystemet. I dette oppdraget er det integrert og samordnet tre hovedroller:

#### **Systemansvaret.**

Sikre momentan balanse mellom produksjon og forbruk til enhver tid.

#### **Kraftsystemplanlegging.**

Planlegge utvikling av transmisjonsnett i det norske kraftsystemet.

#### **Netteieransvaret.**

Eie det norske transmisjonsnett og forbindelser til andre lands kraftsystem.

Samfunnsøkonomisk effektivitet er det overordnede kriteriet for utøvelsen av disse oppgavene.



## 2 Samfunnsmessig rasjonell nettutvikling

Vårt samfunnsoppdrag innebærer å velge samfunnsmessig rasjonelle tiltak, som er kostnadseffektive og med minst mulig negativ klima- og miljøpåvirkning.

Et sentralt mål for Statnett er å begrense veksten i kostnader, og å få mest mulig nytte ut av hver krone.

Vi kan spare store nettinvesteringer ved riktig lokalisering av produksjon og forbruk. Teknologi- og markedsutvikling vil også bidra til å skape verdier ved å utnytte transmisjonsnettet bedre, og å unngå eller utsette store nettinvesteringer. Det er likevel nødvendig å investere i nytt nett for å skape verdier for samfunnet fremover. Vi jobber derfor kontinuerlig med å finne mer kostnadseffektive løsninger og å redusere enhetskostnadene og negativ miljøpåvirkning når vi bygger.

### 2.1 En balansert nettutvikling skaper verdier og sparer investeringer

Det norske kraftsystemet er relativt balansert med stor grad av samlokalisering av forbruk og produksjon, og lite langtransport av kraft. En fortsatt balansert utvikling av forbruk, produksjon og nett vil spare samfunnet for store investeringer. Lokalisering av forbruk og produksjon til steder med tilgjengelig lokal nettkapasitet er også gunstig. God veiledning, prissignaler og lett tilgjengelig informasjon vil bidra til å få mer verdi ut av hver krone vi investerer i nett.

#### Riktig lokalisering gir bedre utnyttelse av transmisjonsnettet

I Norge har industrien i stor grad lokalisert seg rett i nærheten av de store kraftverkene. Dette har gjort at vi ikke har hatt store ubalanser i kraftsystemet. Vi ser imidlertid at ubalansene mellom nord og sør i Norge forsterkes.

Kommer det mye ny produksjon i nord, uten en tilsvarende vekst i forbruket, kan det utløse store investeringer. Det er dermed en fordel med riktig lokalisering av nytt forbruk og produksjon for å kunne spare investeringer i de store transportkanalene.

Nye tilknytninger vil ofte gi behov for økt transformeringskapasitet. Her kan det være penger å spare ved å veilede forbruk og produksjon til stasjoner hvor det er tilgjengelig kapasitet. Fra 1. januar 2018 og frem til sommeren 2019 har vi tildelt kapasitet til 3160 MW forbruk og 3130 MW produksjon innenfor dagens nettkapasitet. Samtidig ser vi potensial for å utnytte kapasiteten i dagens nett enda bedre ved å knytte til forbruk og produksjon med en lavere leveringspålitelighet, dersom kunden ønsker dette. Innenfor dagens regelverk er det ikke anledning til å tilby en slik type tilknytning. OED har nå foreslått endring av regelverket slik at det skal være mulig å gi tilknytning av produksjon med avtale om produksjonsbegrensning i enkelte perioder. Statnett er positive til

regelendringen, og mener at departementet også bør vurdere å tillate tilsvarende avtaler for forbruk.

### **Det finnes flere måter å veilede forbruk og produksjon til gunstige plasser i nettet**

Både kraftmarkedet og nettariffen er designet for å gi prissignaler om hvor i nettet det vil være gunstig med nytt forbruk og ny produksjon. Ved å utvikle og formidle kunnskap ønsker vi å gjøre prissignaler mer synlige med informasjon og analyser.

Vi forventer nå for eksempel et stort overskudd på kraftbalansen drevet av markeds- og teknologiutvikling for produksjon. Samtidig vil markedet bremse utviklingen ved at lokal kraftpris går ned i områder med stort overskudd, som i Nord- og Midt-Norge. Dermed får vi redusert lønnsomhet av ny produksjon, samtidig som det blir mer gunstig å etablere nytt forbruk i disse områdene. Flere prisområder kan bidra til å løse flere flaskehalsar og gi mer nyanserte prissignaler.

Regelverk og andre virkemidler fra myndighetene bidrar til en mer effektiv nettutvikling. Nasjonal ramme for vindkraft er eksempel på et gunstig virkemiddel for å formidle informasjon om steder i nettet som er mer egnet. Planen reduserer usikkerhet og gir mer forutsigbarhet for nettplanleggingen ved å ekskludere områder som ikke er egnet grunnet blant annet friluftslivs- og naturverdier. På stasjonsnivå ønsker vi i større grad å kunne gi informasjon om hvor det er tilgjengelig transformeringskapasitet. Vi må imidlertid balansere hensynet til kraftsensitiv informasjon med hensynet til åpenhet og transparens for en mer effektiv nettutvikling.

Godt og tett samarbeid med regionale aktører og nettselskap er viktig for en mest mulig effektiv nettutvikling. Dette gjelder både når det gjelder å få oversikt og kontroll på det faktiske behovet og usikkerheten i dette, men også for å kunne jobbe frem løsninger med en best mulig fordeling av tiltak i regionalnettet og transmisjonsnettet.

Nytt regelverk for anleggsbidrag i transmisjonsnettet, gjeldende fra 1.januar 2019, pålegger nettselskapene å ta betalt for en forholdsmessig andel av kostnadene som utløses ved en tilknytning. Samfunnets kostnader vil i større grad enn tidligere bli en del av kundens regnestykke. Kundene får da sterkere insentiver til å unngå lokasjoner hvor nettet allerede er høyt belastet, og søke seg til lokasjoner med lavere belastning.

### **Trinnvis utvikling gjør at vi kan ligge i forkant uten å overinvestere**

Å skyve på tidspunktet vi investerer kan spare samfunnet for kostnader. I forbindelse med viktige beslutningspunkt i prosjektutviklingen oppdaterer vi behov, kostnader og samlet lønnsomhet. Ved endringer i behov kan vi framskynde eller utsette investeringstidspunktet, eller stoppe prosjektet helt. Samtidig har nettinvesteringer lange ledetider, og det er viktig at vi legger til rette for økt verdiskaping.

Fordi både forbruks- og produksjonsutviklingen er usikker må vi ligge i forkant med nettutviklingen, og utvikle planer som er fleksible med tanke på å håndtere usikkerheten.

Eksempler på trinnvise planer er konseptvalget for nettførsterkning på Haugalandet og veikart for videre nettutvikling i Finnmark (Næring og nett i nord). Trinnvis utvikling med samordnede planer for fornyelses- og kapasitetsbehov er viktig for å sikre effektive investeringer.

### **2.2 Teknologi- og markedsutvikling øker utnyttelsen av eksisterende nett**

Teknologi- og markedsutvikling kan redusere behovet for investeringer ved bedre utnyttelse av eksisterende nettkapasitet. I hele selskapet jobber vi kontinuerlig med å utvikle og å ta i bruk smarte løsninger for å spare kostnader og å skape verdier. Et solid digitalt fundament blir stadig viktigere for å kunne hente ut gevinster av dette forbedringsarbeidet.

### **Vi utvikler og tar i bruk ny teknologi og digitale verktøy der dette er kostnadseffektivt**

Statnett har gjennom mange år lagt vekt på å ta i bruk og utvikle ny og mer kostnadseffektiv teknologi. I 2019 opprettet vi et nytt senter for FoU og teknologiutvikling med mål om å øke innovasjonstakten. Statnett har flere initiativ for å utnytte mulighetene som ligger i digitalisering, der dette kan skape gevinster – blant annet gjennom mer effektiv bruk av store datamengder.



○ 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.

Gjennom digitaliseringsprogrammet FRIDA jobber vi for bedre datakvalitet og enklere tilgang til data – så vi kan ta bedre beslutninger, og jobbe mer effektivt.

Bedre tilgang på data om anleggene gjør at vi kan ta bedre beslutninger om vedlikehold, fornyelser og kapasitetsutnyttelse i et livssyklusperspektiv. Mindre vedlikehold og delutskiftninger kan optimaliseres for å gi en lavest mulig kostnad over anleggenes levetid, innenfor kravene til pålitelighet og tilgjengelighet. I vårt arbeid for en smartere anleggsforvaltning er målsettingen i mye større grad å kunne overvåke både tilstand og kritikalitet på anlegg og komponenter, slik at vi har bedre støtte både til å prioritere, og til å velge mest riktig tiltak av vedlikehold, levetidsforlengelser og fornyelser.

Nye kommunikasjons- og styringsmuligheter gir muligheter for å øke utnyttelsen av eksisterende nettkapasitet ved bedre overvåkning. Et eksempel er piloten på Dynamic Line Rating, der overføringsgrenser kan settes automatisk basert på omgivelsestemperaturer, solinnstråling og vind.

#### **Systemdrifts- og markedsutvikling gir en mer effektiv nettutvikling**

Endringene i kraftsystemet vi ser fremover på europeisk, nordisk og nasjonalt nivå gir store konsekvenser for systemdriften, med raskere svingninger i produksjon og forbruk, og større kompleksitet. Det er derfor nødvendig med økt bruk av digitale

verktøy for å håndtere dette. Noen satsingsområder er utvikling av nordisk balanseringsmodell, bedre driftskoordinering mellom ulike nettnivå og mer automatisert systemdrift. I tillegg til direkte kostnadsbesparelser og verdiskaping, vil mer effektiv drift på sikt også gi lavere nettinvesteringer. To eksempler på dette er flytbasert markedskobling og utvikling av markeder og verktøy for bedre utnyttelse av forbrukerfleksibilitet.

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 et mulighetsrom (domene) for handelskapasiteten. Endelig kapasitetsutnyttelse fastsettes samtidig med markedsklareringen. Dette gir en samfunnsøkonomisk gevinst fordi både overføringsnettet og produksjonsressursene utnyttes bedre. Vi er nå i gang med markeds simuleringer, og planlegger oppstart av metodikken medio 2021.

○ I forbruksområder vil sjeldne kuldeperioder være dimensjonerende for nettet. En reduksjon av forbruks-toppene kan spare og utsette investeringer, og i våre forbruksprognoser vurderer vi alltid forbrukets fleksibilitet.

Ny teknologi gjør at vi kan utnytte fleksibilitet i forbruket bedre fremover, men det gjenstår arbeid og utvikling for å realisere dette. Piloten eFleks skal stimulere til at flere teknologier og en større bredde med aktører tilbyr fleksibilitet gjennom regulerkraftmarkedet i NO1. I løpet av vinteren 2019/2020 tester vi ut budkvantum ned mot 1 MW (5 MW er nedre grense i dag). Vi planlegger også et FoU-forsøk på prispølsomhet hos husholdninger og næringsbygg, kalt iFleks.



Se "Tiltaksplan for systemdrifts- og markedsutvikling 2019-2023" for mer informasjon.

### 2.3 Enhetskostnadene skal ytterligere ned i byggefasen

I løpet av den siste tiårsperioden har Statnett trappet opp nettutbyggingen betydelig. Økning i aktivitetsnivået har gjort det mer nødvendig å ha fokus på effektivitet. I 2013 startet vi et omfattende effektiviseringsprogram med mål om å redusere Statnetts totale påvirkbare driftskostnader per VVO (vektede vedlikeholdsobjekter) med 15 prosent innen 2018. Samlet er programmet beregnet til å gi omtrent 5 milliarder kroner lavere tariffgrunnlag i perioden 2016-2025.

Gjennom vår oppdaterte prosjektmodell ønsker vi å oppnå enklere og mer effektive prosesser, blant annet ved å tilpasse prosjektmodellen mer etter prosjektenes kompleksitet og størrelse. Vi legger også opp til å ta mer risiko ved å styre denne mer metodisk, og bygge videre på arbeidet med tydelige roller og ansvar mellom byggherre og entreprenør. Å ta i bruk ny teknologi så fort som mulig, der dette er kostnadseffektivt, er også et viktig premiss for å få ned enhetskostnadene fremover.

#### Alle skal komme trygt hjem fra jobb

Et premiss for en effektiv nettutvikling er at vi skal ivareta personsikkerhet både i prosjekt-planlegging, utbygging og drift. Vi har i flere år arbeidet systematisk for å skape skadefrie arbeids-plasser. 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. HMS er et arbeid som gjelder alle i bedriften, og er en viktig del av det kontinuerlige forbedringsarbeidet.

### 2.4 Vi skal ivareta hensynet til klima, miljø og samfunn

Å legge til rette for bedre klimaløsninger er ett av Statnetts strategiske hovedmål.

Utviklingen av transmisjonsnettene bidrar til at Norge kan nå sine klimamål fordi tilknytning av fornybar kraft er en forutsetning for et fremtidig lavutslippssamfunn. Samtidig ønsker vi å begrense de negative klima- og miljøvirkningene av våre nettanlegg.

Når behov for ny overføringskapasitet ikke kan løses på annen måte enn ved bygging av anlegg, starter vi en planprosess. Både kartlegging av miljøhensyn og medvirkning fra berørte interessenter står sentralt. Allerede tidlig i nettutviklingen, før vi starter meldings- og konsesjonsprosess, tar vi valg som kan ha stor betydning for miljø og samfunn. Miljøkostnader, i form av ikke-prissatte virkninger, inngår i den samfunnsøkonomiske vurderingen av eventuelle nye nettinvesteringer.

For store nettutbyggingsprosjekter gjør vi en konseptvalg-utredning (KVU), som sendes på høring av Olje- og energidepartementet (OED). Slik kan alle komme med innspill, også når det gjelder miljøpåvirkning. Etter at konseptvalget er tatt av OED, søker vi konsesjon på én eller flere løsninger; for eksempel en konkret kraftledningstrasé eller stasjonslokalisering. En kraftledning må være teknisk mulig å bygge til en akseptabel kostnad for samfunnet, noe som innebærer at hensyn til blant annet naturmiljø, klimalaster, lokale interesser og sikkerhet skal veies sammen med tekniske og økonomiske vurderinger. Konsesjonssøknaden sendes på høring av konsesjonsmyndighetene (NVE).

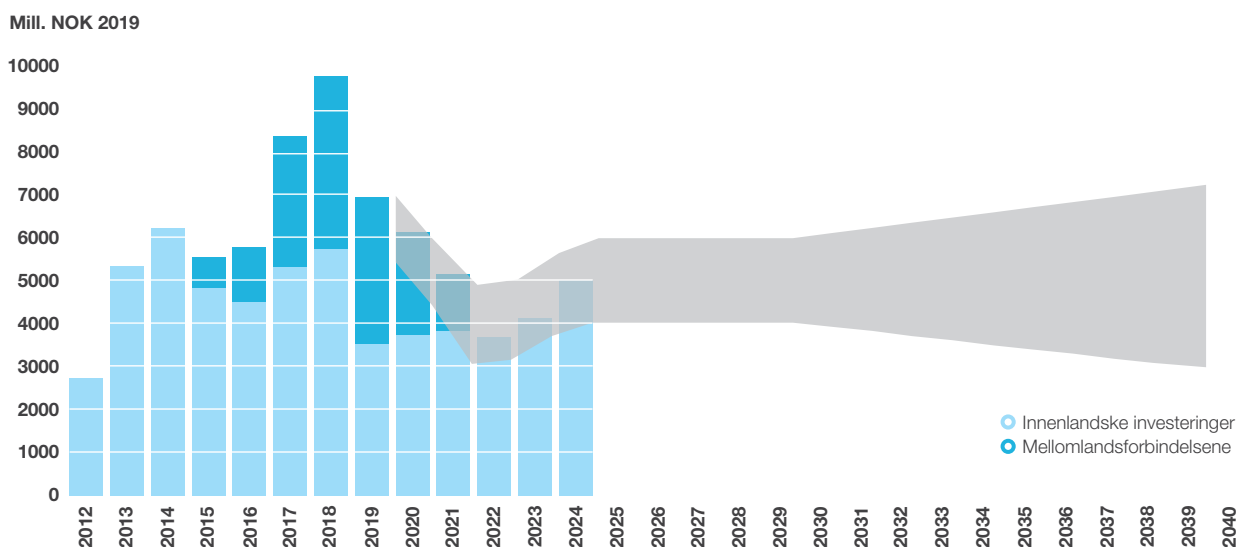
Statnetts ambisjon er å være ledende på miljø- og klimaarbeid i vår sektor. Vi oppdaterte i 2018 vår miljø- og klimastrategi. Prioriterte områder er å opprettholde arbeidet vi allerede gjør med å bevare naturmangfold og landskapsverdier samt redusere klimagassutslipp fra utbygging og drift.





# 3 Samlet plan og portefølje mot 2040

Figur 15 - Historisk investeringsnivå og prognose for nettinvesteringer frem til 2040



Med pågående og allerede gjennomført nettutvikling er Statnett på god vei mot å legge til rette for den elektriske fremtiden. Investeringsnivået i 2018 var historisk høyt med 9,8 milliarder kroner, mye drevet av investeringer i to nye mellomlandsforbindelser til England og Tyskland. I 2021 er begge disse utbyggingsprosjektene fullført, og investeringsnivået er på vei ned.

Behov for å legge til rette for en økt mengde nytt forbruk og ny produksjon, samt et økt omfang av stasjonsfornyelser gjør at vi forventer at nettinvesteringene vil ligge mellom 4-6 milliarder årlig i perioden frem mot 2030. Mot 2040 blir usikkerheten større.

Med en balansert utvikling av kraftsystemet vil vår prognose for nettinvesteringer være tilstrekkelig til å håndtere den elektriske fremtiden ved å skape verdier, redusere klimagassutslipp og opprettholde en sikker strømforsyning.

### 3.1 De neste fem årene er samlet investeringsnivå på vei ned

De neste fem årene, 2020-2024, forventer vi et årlig gjennomsnitt på 4-6 milliarder kroner. Sammenlignet med perioden 2019-2023 fra oppdatert investeringsplan 2018 er totalsummen for investeringsnivå lavere. Dette skyldes i all hovedsak at vi i 2021 har avsluttet store investeringer i to nye mellomlandsforbindelser. Disse stod for 30 prosent av totalsummen i første femårsperiode i NUP 2017, og er nå redusert til under 15 prosent av totalsummen i kommende femårsperiode. I tillegg avslutter vi det store prosjektet Vestre korridor i løpet av de neste to årene.

Etter mellomlandsforbindelsene utgjør prosjekter innenfor prosjektpakken Nettplan Stor-Oslo størst andel av investeringskostnadene i neste femårsperiode. Deretter følger nettforsterkninger under gjennomføring og under planlegging i Finnmark. I første del av femårsperioden bidrar Vestre korridor fortsatt til en stor del av investeringene i porteføljen, og vi forventer også at Lyse – Fagrafjell og nettforsterkning mot Haugalandet etter hvert vil bli blant de største prosjektene.

Noen prosjekter har endret fremdrift i forhold til Nettutviklingsplanen 2017. Forventet utsatt idriftsettelse av prosjekter i gjennomføringsfasen skyldes utfordringer hos enkeltleverandører som også har gitt konsekvenser for tilgrensende arbeider. For prosjekter i planleggingsfasen har dette ofte sammenheng med endringer i behov.

### 3.2 Fornyelser og elektrifisering gjør at vi opprettholder investeringsnivået mot 2030

Vi er på vei mot den elektriske fremtiden. Styrking av regionene og nettet inn mot de store byene for å legge til rette for økt forbruk, og stasjonsfornyelser utgjør den største andelen av forventet portefølje mellom 2025 og 2030. Stasjonsfornyelser kombineres også med økt kapasitet for å legge til rette for tilknytning av nytt forbruk og produksjon. Vi forventer at nettinvesteringene vil ligge på mellom 4 og 6 milliarder kroner årlig, men at usikkerheten øker.

#### Vi forventer flere investeringer for å kunne håndtere økt forbruk og produksjon

En del av forespørselene om nettilknytning Statnett har mottatt de to siste årene er i områder med begrenset nettkapasitet. Dette gjelder spesielt langt kysten og i områdene rundt de store byene, der generell elektrifisering og forbruksvekst også gir behov for større nettforsterkninger. I vår plan ligger det derfor inne betydelige nettforsterkninger inn mot Bergen, Oslo, Stavanger, Haugalandet, på Nordvestlandet og i Midt-Norge og Nord-Norge. Stor nytte ved nettforsterkninger som reduserer flaskehalsen gjennom Midt-Norge og mellom Fåberg og Oslo gjør også at vi forventer nettforsterkninger her.

#### Fornyelser i stasjon utgjør en stor andel av kommende investeringer den neste tiårsperioden

Vi har i noen år skjovet på en del stasjonsfornyelser for å legge til rette for mange kapasitetsprosjekter i porteføljen. I tiden fremover vil mange av stasjonsanleggene nå forventet levetid, og vi overtar en rekke gamle anlegg i forbindelse med innføring av tredje elmarkeds pakke. Vi forventer også økt omfang i de stasjonsfornyelsene vi vil gjennomføre fremover.

Kombinasjonen av disse faktorene gjør at vi forventer et årlig nivå på rene fornyelsesprosjekter i stasjon på rundt 3,5 milliarder kroner mellom 2025 og 2030. En del av fornyelsene som er nødvendig vil gjennomføres i forbindelse med kapasitetsutvidelser i stasjoner, som må til for å knytte til nytt forbruk og ny produksjon.

### 3.3 Samme drivere, men økt usikkerhet i perioden 2030-2040

I årets Nettutviklingsplan konkretiserer vi et utfallsrom for nettinvesteringene frem mot 2040. Prognosen baserer seg på Langsiktig Markedsanalyse 2018, Plan for Anleggsforvaltning 2019, Analyse av Transportkanaler 2019, utførte nettanalyser og tilknytningssaker. Behovet for å fornye en aldrende anleggsmasse angir en fast base for nettinvesteringene langt fram i tid. Fra begynnelsen av 2030-tallet kan nettinvesteringene derfor fortsatt ligge på rundt 4-6 milliarder årlig, men usikkerheten er stor.

#### Økende flaskehals og fornyelsesbehov gjør trinnsvis oppgradering av dagens nettstruktur rasjonelt

Vi forventer at mange av investeringene og forsterkningene mot 2040 vil utløses av fornyelsesbehov. Flere ledninger vil nå forventet teknisk levetid utover på 2030-tallet enn før 2030. Eksempler på dette er ledningene øst-vest i Hallingdal og Telemark, samt Gudbrandsdalen. Fornyelser både i stasjon og ledning ses i sammenheng med behov for å bygge ned flaskehalsen eller øke kapasitet mer lokalt. I tillegg forventer vi at det vil bli behov for regionale forsterkninger som følge av forbruksvekst internt i og inn til enkelte områder, som eksempelvis Trondheim og Indre Sogn.

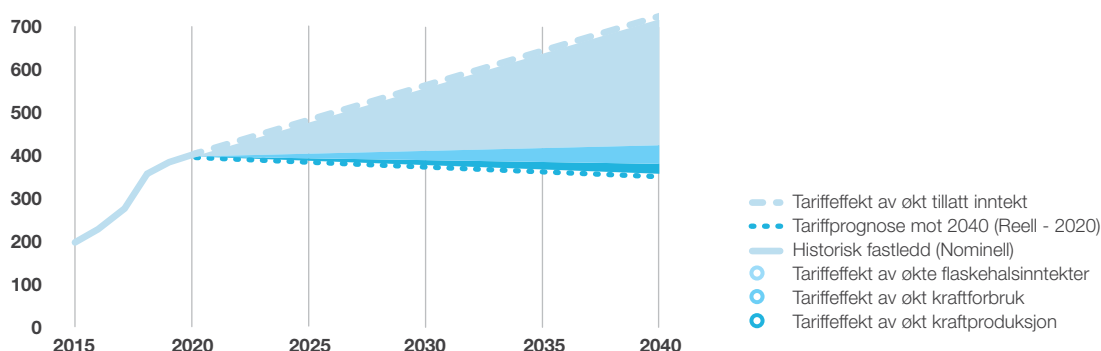
#### Utfallsrommet mot 2040 påvirkes av mange faktorer

Med et stort fornyelsesbehov vil antall prosjekter være mye gitt av forventet levetid på anleggene. Tidspunkt, omfang og sammenfall med kapasitetsprosjekter utgjør imidlertid en stor usikkerhet for investeringsnivået.

○ For de lengre ledningene har vi lite erfaring med hva faktisk levetid vil være. Flere tilstandskontroller de kommende ti årene vil gi mer informasjon om fornyelses- og investeringsbehov.

**Figur 16 - Forventet utvikling i tillatt inntekt og tariffsats for forbruk gitt dagens tariffmodell. Tallene er i faste 2019-kroner**

**Fastledd (Reell 2020 - kr/kW)**



Som beskrevet i kapittel 2, legger vi nå inn en betydelig innsats i å utvikle kunnskap og metoder for et mer effektivt Statnett, og en kostnadseffektiv og rasjonell nettutvikling. Vi forventer at denne innsatsen og innfasing av ny teknologi og digitale verktøy vil gi kostnadsbesparelser.

Lokalisering av nytt forbruk og ny produksjon vil ha mest å si for nettinvesteringene. Nytt forbruk i områder med stort produksjonsoverskudd kan eksempelvis redusere behovet for overføring ut av området. På samme måte kan lokalisering av stort punktforbruk i områder langs kysten, der transmisjonsnettet er mindre masket, gi behov for relativt store nettinvesteringer.

Politiske valg og ønsker om en annen fundamental nettstruktur, eksempelvis store nettutbygginger nord-sør for å legge til rette for langtransport av kraft, vil gi en stor økning i investeringsnivå. Eventuelle nye mellomlandsforbindelser vil også øke øvre grense i intervallet på 4-6 milliarder årlig.

### 3.4 Langsiktig tariffprognose viser flat utvikling

Statnett dekker sine kostnader gjennom nettariffen. Investeringsnivået påvirker tariffnivået, og økte investeringer fører isolert sett til økt nettariff. Som en følge av at anleggsmassens bokførte verdi øker, med flere nye anlegg, vil også inntektsrammen øke. Økning i inntektsrammen som følge av økte investeringer i nett 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. En utflating og reduksjon av nettinvesteringene og tariffen vil dermed kreve langvarig innsats. Vi jobber for en relativt flat utvikling i forbrukstariffen fra 2020 og framover.

Prognosen viser at satsen vil variere rundt 400 kr/kWh for forbruk, der den største usikkerheten er utvikling i flaskehalsinntekter.

Utvikling i markedsrenter vil også utgjøre en betydelig usikkerhet. Flaskehalsinntekter reduserer tariffen som må dekkes av forbrukere og produsenter. Fremover forventer vi stor økning i flaskehalsinntektene. Dette kommer både av at vi de to neste årene vil sette i drift to nye mellomlandsforbindelser, og av at vi forventer økende flaskehals og prisforskjeller mellom nord og sør internt i Norge. Vi vil også fremover få et større volum med forbruk og produksjon å fordele de resterende kostnadene på. En del av nye investeringer for å knytte til nytt forbruk og produksjon vil også dekkes direkte av kunden som utløser investeringen gjennom nytt regelverk for anleggsbidrag.

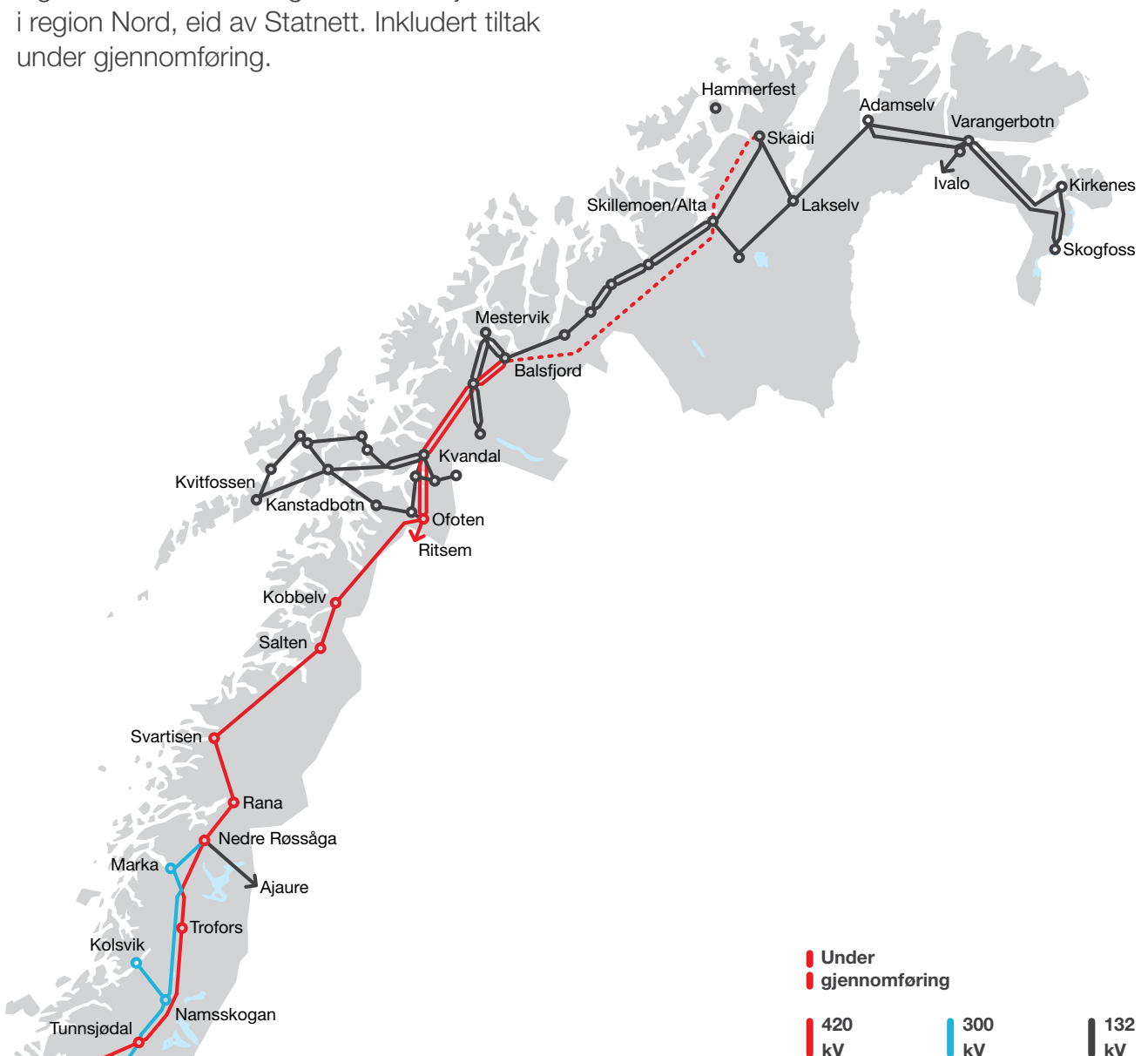
Prognosen er bygget på dagens tariffmodell, og tar ikke med eventuelle endringer i tariffmodellen som kan påvirke nivået på forbrukstariffen. Typen investeringer, og hvordan disse påvirker flaskehalsinntektene, vil også ha mye å si for tariffnivået.





# 4 Nettutvikling i region Nord

Figur 17 - Kart over dagens transmisjonsnett i region Nord, eid av Statnett. Inkludert tiltak under gjennomføring.



Ofoten – Balsfjord, som ble idriftsatt i 2017, og Balsfjord – Skaidi, som vi nå er i gang med, gir et sammenhengende 420 kV-nett helt til Skaidi. Dette gir god overføringskapasitet og bedre forsyningssikkerhet nord for Ofoten. Fra Skaidi og ut til Hammerfest har Statnett søkt konsesjon på en ny 420 kV-forbindelse, for å kunne legge til rette for økt forbruk i petroleumsvirksomheten i Hammerfestområdet. Vi bygger denne forbindelsen hvis Equinor beslutter hel- eller delelektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Melkøya.

I Øst-Finnmark er det begrenset kapasitet for økt forbruk og produksjon. Videre planer er en trinnvis forsterkning internt i regionen. I første omgang er planen å forsterke nettet fra Skaidi til Adamselv med en ny 420 kV-ledning, for å legge til rette for nytt forbruk. Neste trinn vil være en 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn. Et effektivt tiltak for å øke kapasiteten mot Finland er installering av komponenter som kan styre kraftflyten. Dette vil vi vurdere sammen med den finske systemoperatøren Fingrid.

I Sørnettet, som forsyner Lofoten, Ofoten, Vesterålen og Harstad, er det behov for både fornyelser og økt kapasitet. Statnett og nettselskapene i Sørnettet har i fellesskap utarbeidet en langsiktig strategi for nettutviklingen i regionen i tre steg. Vi har i første omgang søkt konsesjon om fornyelse av forbindelsen Kvandal – Kanstadbotn.

#### 4.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Nord

Region Nord omfatter hele området nord for Tunnsjødal i Nord-Trøndelag og opp til Finnmark 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 Balsfjord er kraftoverskuddet stort gjennom hele året. Denne 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.

#### Nettforsterkning fra Ofoten til Skaidi bedrer forsyningssikkerheten og øker kapasiteten

Ofoten – Balsfjord har vært i drift med 420 kV-ledninger i to år. Forbindelsen gir god kapasitet i nettet mellom Ofoten og Balsfjord, og har bedret forsyningssikkerheten i Troms og Finnmark. I 2017 ble også den sterkeste av de to forbindelsene mellom Nedre Røssåga og Namsos oppgradert fra 300 kV til 420 kV. Oppgraderingen legger til rette for noe ny fornybar kraftproduksjon i Nordland, og bidrar til noe økt kapasitet mellom regionene Nord og Midt.

Vi er også godt i gang med trinnvis utbygging av en ny 420 kV-forbindelse fra Balsfjord til Skaidi stasjon i Finnmark (se faktaboks). Denne ledningen bedrer leveringspåliteligheten i Troms og Finnmark, og gir økt nettkapasitet.

#### Begrenset kapasitet for økt forbruk og ny produksjon i Øst-Finnmark

Det er begrenset kapasitet inn til og ut av Øst-Finnmark (øst for Lakselv). Ferdigstilling av Balsfjord – Skillemoen gjør det mulig å knytte til noe mer produksjon i Øst-Finnmark, forutsatt at det installeres systemvern på produksjonen. Både Varanger Kraft Vind (Raggovidda vindkraftverk) og Finnmark Kraft (Hamnefjell vindkraftverk) har fått konsesjon på et større volum vindkraft enn det det er plass til i dagens nett. Raggovidda har konsesjon på totalt 200 MW, har 45 MW på drift, og fått tildelt nettkapasitet til 50 MW i tillegg til dette. Hamnefjell har konsesjon på 120 MW, har 50 MW på drift, og ikke fått tildelt kapasitet utover det som er idriftsatt. Syd-Varanger gruve starter opp igjen våren 2020, og det betyr økt forbruk i størrelsesorden 20-25 MW. Utover dette er det begrenset med nettkapasitet til nytt stort forbruk.

#### Trinnvis gjennomføring av Balsfjord-Skaidi

Statnett fikk konsesjon på den 300 kilometer lange 420 kV-forbindelsen mellom Balsfjord og Skaidi i april 2015. Prosjektet omfatter nybygging av stasjonene Skillemoen og Skaidi. Av hensyn til HMS og kostnader skjer utbyggingen trinnvis over flere år.

Første delstrekning, fra Balsfjord til Reisadalen, ble påbegynt høsten 2016 og ferdigstilles i 2020. Neste delstrekning, fra

Reisadalen til Skillemoen, startet opp sommeren 2017 og ferdigstilles i 2021. Da vil også ny stasjon på Skillemoen ferdigstilles, og hele ledningen fra Balsfjord til Skillemoen idriftsettes.

Siste strekk, fra Skillemoen til Skaidi, påbegynnes høsten 2019. Dette strekket bygges for 420 kV, men driftes på 132 kV inntil behovet øker. Siste strekk ferdigstilles og idriftsettes i 2023. Ny 132 kV stasjon i Skaidi ferdigstilles høsten 2019.

**Egenskaper i Sørnettet gjør at feilsituasjoner kan bli langvarige**

Sørnettet er et 132 kV-nett som forsyner Lofoten, Ofoten, Vesterålen og Harstad. Sørnettet er spolejordet med stor utstrekning og har høy ladeytelse. På grunn av Sørnettets særegenhet, med mange og lange innskutte sjøkabler, kan spesielt fasebrudd medføre høyere overspenninger i nettet enn det anleggene er dimensjonert for. Overspenningene kan gi følgefeil slik at det tar lengre tid å gjenopprette forsyningen enn normalt. Det pågår et større arbeid med å vurdere fremtidig jordingsløsning for Sørnettet, der både DSB, Sintef og involverte netteiere deltar.

**Vi fornyer og utvider flere stasjoner i Nordland**

I Sildvik stasjon i Sørnettet ferdigstilte vi en større fornyelse i 2018. Ellers gjennomfører vi nå flere fornyelsesprosjekter i Nordland, der alle planlegges ferdigstilt i 2020. I Skjomen stasjon vil fornyelsesprosjektet bidra til å opprettholde forsyningssikkerheten til Ofoten, Lofoten og Vesterålen. I Marka stasjon vil fornyelsesprosjektet bidra til å opprettholde forsyningssikkerheten til Mosjøen og området rundt. Nye Kobbvatnet stasjon erstatter transmisjonsnettdelen til gamle Kobbelv stasjon. Med ny stasjon får vi også økt transformeringskapasitet, som legger til rette for ny produksjon og nytt forbruk.

**4.2 Drivere for videre nettutvikling i region Nord**

Det er svært gode vindressurser i regionen, særlig i Finnmark, og også planer om ny vindkraft sør for Balsfjord. Økt produksjon vil gi økt press på forbindelsene ut av området. Samtidig er det mange planer og et stort potensial for nytt kraftforbruk i hele regionen. Dette inkluderer ny industri og industriutvidelser, elektrifisering av petroleumsinstallasjoner i Barentshavet og flere datasenter.

**Nytt forbruk påvirker nettbehovet i ulik grad avhengig av plassering, men vil i all hovedsak ha en gunstig effekt på overføringsbegrensninger ut av Nord-Norge.**

**Det er store planer om forbruksvekst innen industrien, petroleumssektoren og datasenternæringen**

Vi forventer økt kraftforbruk i region Nord fremover, med størst vekst innen elektrifisering av petroleumssektoren. Forbruksvekst er isolert sett gunstig for effekt- og energibalansen i regionen. Hver enkelt tilknytning kan likevel utløse lokale nettinvesteringer, og det er i dag svært begrenset med kapasitet til nytt forbruk i Øst-Finnmark.

Det er flere olje- og gassfelt i Barents- og Norskehavet. Statnett har fått forespørsler om økning i uttaket til LNG-anlegget til Equinor på Melkøya, og til Goliatfeltet, eid av Vår Energi. Vi ser det som sannsynlig at det kan komme flere forespørsler om nytt og økt uttak fra samme sektor fremover. Usikkerheten er imidlertid stor både når det gjelder fremtidige olje- og gassfunn, lokalisering av disse og hvorvidt de vil ønske tilknytning til strømmettet på land.

Det er også forbruksplaner knyttet til ny og eksisterende industri. Statnett er kjent med industriplaner i Mosjøen, Mo, Hammerfest og Kirkenes, og vekst innen mineralsektoren i Finnmark. Blant annet har kobbergruven Nussir (25 MW) fått driftskonseksjon denne våren.

Vi har siden 2017 fått henvendelser fra datasenteraktører i hele regionen. Hovedtyngden av henvendelser har kommet i Nordland og Troms med henholdsvis 2-3000 MW og 700 MW, men planene er nå kraftig redusert. Generell elektrifisering, som kommer mer gradvis og distribuert, grunnet blant annet elektrifisering av transportsektoren, gjør seg også gjeldende spesielt rundt de største byene og tettstedene.

**Det er stort ressurspotensial for ny vindkraft, men begrenset med nett- og markedskapasitet**

Regionen er et attraktivt område for vindkraftproduksjon, når det gjelder vindforhold, og det er flere planer i hele regionen. De største planene finner vi i Finnmark, men det er også planer om relativt store vindkraftverk i Nordland. Siden 2018 har vi tildelt nettkapasitet til omtrent 1000 MW vindkraft i regionen. Øyfeltet (400 MW), på Helgeland, og Raggovidda trinn to (50 MW), i Finnmark, er to eksempler på prosjekter som har fått tilknytning i dagens nett. I Nordland er det også mye vannkraft under bygging, der mesteparten er småkraft. OED har også foreslått å åpne havområdet Sandskallen – Sørøya Nord i Barentshavet utenfor Hammerfest for ny fornybar energiproduksjon.

Økt kraftproduksjon nord for Balsfjord vil bedre kraftbalansen i underskuddssituasjoner. Det må imidlertid være nok nettkapasitet internt i området til å overføre kraften til forbruksområdene, for eksempel mellom øst og vest i Finnmark. Mer uregulert produksjon i området vil gi perioder med høyt effektoverskudd og dermed økt flyt sørover både i Norge, Sverige og Finland. Muligheten for økt produksjon i nord må derfor sees i sammenheng med utviklingen sør for Ofoten.

Våre analyser viser at det skal relativt moderate volumer ny produksjon til før ulike nettbegrensninger slår inn og gir lavere områdepris i Nord-Norge. Samtidig vil nytten av å forsterke nettet nord-sør ikke kunne forsvare kostnaden ved å bygge nytt

nett her (les mer i Analyse av Transportkanaler og vårt innspill til Nasjonal Ramme for vindkraft).

### 4.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Nord

I Finnmark er det begrenset med kapasitet for nytt forbruk og ny produksjon. Våren 2019 presenterte vi veikart for videre nettutvikling i Finnmark, der første tiltak er en ny forbindelse mellom Skaidi og Adamselv. I Sørnettet er det nødvendig med flere fornyelser og økt kapasitet for å møte forbruksutviklingen i årene som kommer. Første aktuelle tiltak er fornyelse av Kvandal – Kanstadbotn, med planlagt byggestart i 2022. I hele regionen vil nytt forbruk og ny produksjon, i kombinasjon med stort fornyelsesbehov, kunne utløse tiltak i stasjoner. Ut av regionen har vi i dag ingen planer om å forsterke nettet for å bygge ned flaskehalsen fordi dette ikke fremstår som samfunnsmessig rasjonelt, gitt de høye utbyggingskostnadene.

#### Veikart for videre nettutvikling i Finnmark skal legge til rette for nytt forbruk og ny produksjon

For å realisere store forbruksplaner og produksjonsplaner i Finnmark vil det være nødvendig å styrke kraftnettet i området. Statnett etablerte våren 2018 prosjektet "Næring og Nett i Nord" for å bygge mer kunnskap om framtidig behov for nett.

I samarbeid med flere lokale aktører presenterte vi et veikart for fremtidig nettutvikling i regionen våren 2019. Siden forbruks- og produksjonsplanene er usikre har vi definert fire tiltak som trinnvis møter forskjellige behov:

- A: Ny ledning Skaidi-Adamselv med tiltak i Kirkenes
- B: Ny ledning Skaidi-Hammerfest, inkludert nye stasjoner
- C: Ny ledning Adamselv-Varangerbotn
- D: Økt kapasitet mot Finland



For mer informasjon se sluttrapport fra "Næring og nett i nord"

Tiltak A, en ny ledning mellom Skaidi og Adamselv, bygget med 420 kV standard, vil gi noe økt kapasitet for nytt forbruk i Øst-Finnmark. Prosjektet inkluderer også fornyelser i Adamselv. Vi planlegger å søke konsesjon for denne forbindelsen i løpet av 2020. Tiltak A inkluderer også justeringer i nettet rundt Kirkenes for å redusere sårbarheten og øke kapasiteten, men dette ligger noe lenger frem i tid.

Tiltak B vil tilrettelegge for elektrifisering av petroleumsindustrien i Hammerfestområdet, inkludert blant annet Melkøya. Equinor har skissert tre alternativer for økt forbruk; økt trykkstøtte, delelektrifisering eller helelektrifisering av gassprosesseringsanlegget på Melkøya. Førstnevnte alternativ gir behov for endringer i regionalnettet. De to sistnevnte alternativene gir behov for ny 420 kV-ledning Skaidi-Hammerfest. Equinor har nå inngått avtale med Statnett om å utrede tiltak for å kunne håndtere hel- eller delelektrifisering av Snøhvit. Konsesjonssøknaden på 420 kV Skaidi-Hammerfest ble sendt i 2009 og er påklaget. Statnett ber nå OED gjenoppta konsesjonsbehandlingen for å sikre at tiltaket kan være på plass i tide til å møte behovet.

Tiltak C vil legge til rette for 500 MW ny vindkraft i Øst-Finnmark, forutsatt at den store forbruksveksten i Vest-Finnmark kommer som forventet. I 2018 søkte Statnett dispensasjon fra tilknytningsplikten for tilknytning av vindkraft på Varangerhalvøya. Med oppdaterte vurderinger fra prosjektet "Næring og nett i Nord" trakk vi dispensasjonssøknaden i mars 2019. Endringene siden dispensasjonssøknaden er at forventet forbruksøkning i Hammerfest gjør det mulig å mate inn mer vindkraft i Øst-Finnmark, og at nettkostnadene er lavere enn tidligere antatt. Statnett har inngått utredningsavtale med Finnmark Kraft og Varanger Kraft, og arbeidet med konsesjons-søknaden vil starte opp i nær fremtid. Nytt industrielt forbruk i Øst-Finnmark kan også gi behov for tiltak C, uavhengig av vindkraftplanene.

Tiltak D, med egen markedsridor til Finland, vil bidra til et mer velfungerende kraftmarked, samtidig som det legger til rette for mer vindkraft og styrket forsyningssikkerhet i regionen. En HVDC back-to-back, der kraftflyten kan styres, gir økt utnyttelse av de eksisterende ledningene. Foreløpig ser løsningen ut til å være et lønnsomt, da den gir økte handelsinntekter, positiv effekt på forsyningssikkerheten og systemdriften, samt bedre spenningsstabilitet i nettet. Tiltaket innebærer heller ingen nye ledninger med tilhørende naturinngrep, og har en begrenset kostnad. I tiltak D er det også planlagt å vurdere eget prisområde nord i dagens NO4. Statnett og Fingrid vil samarbeide om videre analyser for å se nærmere på lønnsomhet og eventuell prosjektgjennomføring.

Figur 18 - Kart over transmisjonsnett  
i region Nord, inkludert planlagte  
nye forbindelser.



### Flere fornyelser og ombygginger i Sørnettet vil bedre forsyningsikkerheten

Sørnettet har i dag begrenset kapasitet. Forbruksvekst kan gjøre det nødvendig med tiltak. I tillegg er det mange eldre anlegg med behov for fornyelser. Boltås, Niingen og Stokmarknes er stasjoner under planlegging, hvor Statnett skal eie transmisjonsnettdelen når disse er ferdigstilt. Hålogaland Kraft Nett har søkt konsesjon for å bygge stasjonene Boltås og Niingen. Statnett og Trollfjord Nett har fått konsesjon for å bygge nye Stokmarknes stasjon, og planlegger byggestart i 2019/2020.

Statnett planlegger å fornye kabelforbindelsen over Hadsselfjorden, med planlagt byggestart i 2021. På sikt blir det nødvendig å fornye kabelforbindelsene over Ofotfjorden og mellom Hinnøy og Sortland.

Statnett og nettselskapene i Sørnettet har utarbeidet en felles langsiktig strategi for videre nettutvikling. Konklusjonen er at det mest rasjonelle er å utvikle nettet videre på 132 kV, gitt forventet forbruksvekst.

Første steg er fornyelse av Kvandal-Kanstadbotn, som Statnett har søkt konsesjon om. Neste steg er en ny 132 kV-ledning fra Kvandal til Kilbotn, og siste steg er en ny 132 kV-ledning Kilbotn-Kanstadbotn. Statnett vil i samarbeid med de regionale nettselskapene følge med på forbruksutviklingen, og planlegge neste steg i tråd med denne.

Statnett har, sammen med de andre anleggskonsesjonærene i Sørnettet, gjort en vurdering av hva som må til for å oppfylle krav i forskrift for elektrisk forsyning. Det er ikke enighet om hvilken løsning som anbefales. Høsten 2019 oversendes to alternative løsningsforslag til Direktoratet for Samfunnsikkerhet og Beredskap for vurdering i forhold til forskriftskravene. Det første forslaget, fra majoriteten av netteierne, er fortsatt spolejording med noen nettiltak. Det andre, fra Statnett og noen av de andre netteierne, er overgang til direktejording. Statnett anbefaler sistnevnte tiltak som den beste langsiktige løsningen for nettet i området.

### Økt forbruk, ny produksjon og fornyelser kan utløse behov for tiltak

I Salten har Statnett konsesjon på en ny stasjon til erstatning for dagens stasjon. Som følge av nye forbruks- og produksjonsplaner gjenopptar vi prosjektet, og planlegger byggestart i 2020. I Kolsvik planlegger vi å fornye stasjonen. Vi har også konsesjon på å oppgradere 300 kV-ledningen Namsskogan-Kolsvik til 420 kV. Oppgradering av ledning og eventuell utvidelse av fornyelsesprosjektet i Kolsvik avhenger av realisering av usikre vindkraftplaner.

Rana stasjon forsyner forbruk til blant annet Mo næringspark. Det er planer om forbruksøkning rundt stasjonen, samtidig som vi planlegger fornyelser i anlegget. På kort sikt jobber vi med tiltak for å løse flimmerproblematikk, og dette kan øke kapasiteten med 100-150 MW. Alt annet likt vil økt forbruk i Nordland være gunstig for kraftbalansen i området. Samtidig vil ytterligere forbruksvekst gi behov for økt transformeringskapasitet. Vi er i dialog med aktørene og Helgeland Kraft Nett om nettløsninger.

### Nye ledninger og kapasitet mot Midt-Norge er aktuelt først på lang sikt

Vi forventer lavere områdepris i Nord-Norge enn i Sør-Norge, blant annet på grunn av mer vindkraft og større overskudd i nord, og nye mellomlandsforbindelser i sør. Oppgradering av dagens nett nord-sør for å bygge ned flaskehals og prisforskjeller er imidlertid kostbart og gir begrenset prisseffekt.

For å få opp kapasiteten fra Nord- til Midt-Norge må vi oppgradere den siste 300 kV-forbindelsen fra Nedre Røssåga og sørover. For å få to 420 kV-ledninger i parallell må vi på deler av strekningen bygge en helt ny 420 kV, fordi den eksisterende ledningen er så gammel. Oppgraderingen vil også bety full ombygging i flere stasjoner og omlegging av eksisterende nettstruktur. Fornyelsesbehov, forsyningsikkerhet, tilknytning av forbruk og produksjon er faktorer som kan gjøre oppgraderingen samfunnsøkonomisk lønnsom på sikt. Vi har imidlertid ingen konkrete planer om dette nå.

### Et stort antall av stasjonene i regionen inngår i fornyelsesplanene frem til 2030

I løpet av de neste to årene planlegger vi oppstart av prosjektutvikling for stasjonene Nedre Røssåga, Rana, Kanstadbotn, Kirkenes, Alta, Kilbotn og Sortland grunnet større eller mindre fornyelsesbehov. Fornyelsesbehovet for flere av ledningene i regionen ligger lenger frem i tid, der de første tiltakene trolig vil skje mot slutten av 2020-tallet og deretter øke utover på 2030-tallet. I 2018 gjennomførte vi tilstandskontroll på Adamselv-Lakselv. Tilstandskontroller hjelper oss med å kartlegge tilstand og vurdere restlevetid på ledningene.

**Tabelloversikt prosjekter og planer**

Idriftsatte prosjekter siden 2017	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	
Kvitfossen stasjon Rehabilitering	50-55	2017	50-55	2017	Forsynings- sikkerhet
Sildvik stasjon Rehabilitering	140-150	2018	140-150	2018	Forsynings- sikkerhet
Ofofen – Balsfjord Ny ledning	2980-3020	2017	2980-3020	2017	Forsynings- sikkerhet

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	
Skjomen stasjon Rehabilitering	235-250	2020	235-250	2019	Forsynings- sikkerhet
Kobbvatnet stasjon Ny transformatorstasjon	315-330	2020	315-330	2020	Forsynings- sikkerhet
Marka stasjon Fornyelse	145-160	2020	160-200	2020	Forsynings- sikkerhet
Nedre Røssåga-Namsos Spenningsoppgradering	900-1000	2020	900-1000	2020	Handelskapasitet
Balsfjord-Skaidi Ny ledning og stasjoner	4000-4500	2023	4260-4440	2023	Forsynings- sikkerhet

Prosjekter som er investeringsbesluttet	NUP 2019/Investeringsplan 2018 (OIP)			Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	
Adamselv stasjon Reaktiv kompensering	10-20/ ikke oppgitt	2019	2020	Tilknytning fornybar
Salten stasjon Ny stasjonsløsning	520-620/ 400-500	2013	2023	Forsynings- sikkerhet og produksjon
Kvandal - Kanstadbotn Ny 132 kV-ledning	420-470/ 400-500	2019-2020/2019	2023/2024	Forsynings- sikkerhet

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet	NUP 2019/Investeringsplan 2018 (OIP)			Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	
Skaidi-Hammerfest Ny ledning og stasjoner	1000-1400 /ikke oppgitt	2020	5 år etter konsesjon	Tilknytning forbruk
Kolsvik stasjon Fornyelse	90-125	2021/2020	3 år etter konsesjon	Forsynings-sikkerhet
Hadsselfjorden Fornyelse kabelanlegg	260-300	2020	2 år etter konsesjon	Forsynings-sikkerhet

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	Planlagt sendt konsesjonssøknad			Behov
	NUP 2019	OIP 2018	Anleggs-kategori	
Skaidi-Adamselv Ny ledning	2020	Ikke oppgitt	Stort ledningsprosjekt	Forsynings-sikkerhet
Nordreisa stasjon Fornyelse	2020	2020	Mindre stasjonsprosjekt	Forsynings-sikkerhet
Adamselv- Varangerbotn Ny ledning	2021	Ikke oppgitt	Stort ledningsprosjekt	Forsynings-sikkerhet og tilknytning produksjon
Boltås stasjon Hålogoland Kraft Nett	Sendt	2018	Mindre stasjonsprosjekt	Forsynings-sikkerhet
Niingen stasjon Hålogoland Kraft Nett	Sendt	2018	Mindre stasjonsprosjekt	Forsynings-sikkerhet
Stokmarknes stasjon Trollfjord Nett AS	Fått	Ikke oppgitt	Mindre stasjonsprosjekt	Forsynings-sikkerhet

Mulig tiltak	Anleggskategori
Reaktiv kompensering Øst-Finnmark	Mindre stasjonsprosjekt
Økt transformering i stasjoner	Mindre stasjonsprosjekter
Forsterke nettet mot Midt-Norge	Stort ledningsprosjekt
Større og mindre fornyelser i ulike stasjoner	Store/mindre stasjonsprosjekter
Kvandal-Kilbotn ny 132 kV ledning	Ledningsprosjekt
Kilbotn-Kanstadbotn ny 132 KV ledning	Ledningsprosjekt







## 5 Nettutvikling i region Midt

Figur 19 - Kart over dagens transmisjonsnett i region Midt, eid av Statnett. Inkludert tiltak under gjennomføring.



420 kV      300 kV      132 kV

For å legge til rette for ny vindkraft rundt Trondheimsfjorden har Statnett i løpet av 2019 satt i drift første byggetrinn av Namsos -Surna, med de to ledningene Namsos –Åfjord og Snilldal - Surna. Vi har også konsesjon på andre byggetrinn, Åfjord-Snilldal, som vil gi en sammenhengende forbindelse over Trondheimsfjorden. Grunnet ytterligere planer om vindkraftproduksjon i området og forventning om større flaskehals gjennom Midt-Norge vil vi gjenoppta planlegging av dette prosjektet.

I kystområdene i Romsdal og Nordmøre har flere aktører planer om et stort samlet volum med nytt forbruk. Det er imidlertid ikke kapasitet i dagens nett. Vi starter derfor et analyseprosjekt i samarbeid med Istad Nett og Nordmøre Energiverk, for å se på mulighetene for nytt forbruk og økt forsyningssikkerhet.

### 5.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Midt

Region Midt omfatter fylkene Møre og Romsdal, og Trøndelag sør for Tunnsjødal. Industrien står for omtrent 50 prosent av forbruket i regionen. Produksjonen har i hovedsak kommet fra vannkraft i Møre og Romsdal og Indre Trøndelag. Vindkraften i Trøndelag som settes i drift nå, og i tiden fremover, vil etterhvert utgjøre en betydelig andel av total produksjon. Området er samlet sett et underskuddsområde. Den samlede overføringskapasiteten inn til området er imidlertid så stor at energisikkerheten, selv i tørre år, er god. Mesteparten av importen kommer nordfra.

#### Stor utbyggingsaktivitet for å øke kapasitet nord-sør og å legge til rette for ny vindkraft

Siden 2018 har vi ferdigstilt spenningsoppgraderingsprosjektet mellom Klæbu og opp til Nedre Røssåga. Det er dermed én 300 kV og én 420 kV-forbindelse mellom disse stasjonene, som gir

økt kapasitet nord-sør. Prosjektet inkluderer også oppgradering til 420 kV i Namsos, Ogdal og Verdal transformatorstasjoner.

Begge de to 420 kV-ledningene Namsos – Åfjord og Surna – Snilldal er nå satt i drift. Disse gjør det mulig å knytte til ny vindkraft på Fosen, Hitra, Frøya og Selbu. I Hofstad transformatorstasjon er vi i gang med å sette inn en ekstra transformator for å legge til rette for ytterligere vindkraftproduksjon.

#### Det er lite tilgjengelig kapasitet for økt forbruk i kystområdene i Romsdal og på Nordmøre

Møre og Romsdal er i hovedsak et underskuddsområde. Forbrukstygdepunktene er lokalisert ut mot kysten, der gassprosesseringsanlegget til Nyhamna er lokalisert, og Hydros smelteverket på Sunndalsøra. Det går én 420 kV ledning fra Viklandet ut mot Nyhamna. Ved utfall gjenopprettes deler av forsyningen ved hjelp av reserve i 132 kV-nettet. Med forbruksøkningene fra Nyhamna-anlegget de siste to årene, for å kunne ta imot gass fra Polarled og Aasta Hansteen, er konsekvensene ved et utfall blitt større. Økt forbruk både på Nyhamna og områdene rundt, uten nettførsterkninger, vil gå ytterligere utover forsyningssikkerheten.

### 5.2 Drivere for videre nettutvikling i region Midt

Vi forventer økt overføring av kraft gjennom transmisijsnettet i Midt-Norge. Det er flere grunner til det, der den viktigste er mye ny produksjon nord i området. Andre faktorer som bidrar er større overskudd i Nord-Norge kombinert med noe økt nettkapasitet nordover, og til en viss grad nye forbindelser fra Sør-Norge til kontinentet og Storbritannia. Både større økning i industriforbruk og mer generell forbruksvekst vil også ha betydning for nettbehovet.

#### Namsos – Surna legger trinnvis til rette for ny vindkraftproduksjon

Første trinn av Namsos – Surna er nå ferdigstilt:

- Namsos – Åfjord:  
120 km lang ledning inkludert stasjonene Hofstad og Åfjord  
– Namsos – Hofstad, ferdigstilt september 2018  
– Hofstad – Åfjord, ferdigstilt august 2019
- Surna – Snilldal:  
65 kilometer lang ledning inkludert stasjonene Snilldal og Surna – Ferdigstilt juni 2019

Andre trinn er forbindelsen Åfjord – Snilldal (ikke investeringsbesluttet), som knytter de to forbindelsene i første trinn sammen til én sammenhengende forbindelse over Trondheimsfjorden.

- Åfjord – Snilldal:  
70 kilometer lang forbindelse inkludert  
7 kilometer sjøkabel

Figur 20 - Kart over transmisjonsnettets i region Midt, inkludert planlagte nye forbindelser.



Stiplet linje: Mulige tiltak på sikt  
 Uthevet heltrukket linje: Investeringsbesluttet  
 Duse farger: Dagens kraftsystem, inkludert tiltak under gjennomføring.

420 kV      300 kV      132 kV

### Flere planer om ny fornybar produksjon gir press på nettkapasiteten

Det er et stort potensial for fornybar produksjon i region Midt. Tre av tretten områder som er pekt ut i nasjonal ramme for vindkraft er lokalisert i Møre og Romsdal og Trøndelag. Statnett har lagt til rette for over 1100 MW vindkraft ved å bygge ledningene til Åfjord og Snilldal. I tillegg kjenner vi til planer på til sammen rundt 700 MW vindkraft som ønsker å knytte seg til nettet i området (Innvordfjellet, Svarthammaren, Remmafjell og Skardsøya). Zephyr, som eier Innvordfjellet, har foreslått som vilkår for tilknytning at de kan redusere sin produksjon i de timene total produksjon i området overstiger kapasitetsgrensen som er satt inn til Namsos. Dagens regelverk tillater ikke tilknytning på slike vilkår. OED har nå foreslått endring i regelverket for å tillate produksjonstilpasning, men inntil videre kan vi ikke gi tilknytning på disse vilkårene.

Det er i tillegg noen planer om småkraft i Møre og Romsdal og Trøndelag. Vi har også avklart nettkapasitet på Fræna, til vindkraftprosjektet Havsul. De planlegger en 350 MW havvindpark med bunnfaste møller utenfor Sandøy og Aukra kommuner.

Det er lite flaskehals nord-sør gjennom transmisjonsnett Midt-Norge i dag, men utviklingen skissert over vil øke flyten vesentlig. Våre analyser indikerer at dette kan gi flaskehals i en del timer i fremtiden.

### Det er begrenset lokal kapasitet for tilknytning av stort nytt forbruk

De største forbruksplanene i region Midt er knyttet til ny industri og industriutvidelser langs kysten. Spesielt ut mot kysten i Romsdal og på Nordmøre er det i sum relativt store forbruksplaner. Disse er knyttet til blant annet nye oppdrettsanlegg på land, utvidelser i gassprosesseringsanlegget på Nyhamna og elektrifisering av flere nye fergeforbindelser.

Det er også planer om forbruksvekst i eksisterende industri, etablering av datasenter og generell forbruksvekst spredt over hele regionen. I Trondheim er befolkningsvekst og elektrifisering av transportsektoren de største driverne for økt forbruk, samtidig som kapasiteten i regionalnettet og mellom regional- og transmisjonsnett er begrenset.

### 5.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Midt

Langs kysten i Romsdal og på Nordmøre er det lite kapasitet til økt forbruk. Vi starter nå opp et samarbeid med de regionale nettselskapene for å finne de beste tiltakene for å legge til

rette for økt forbruk fra industri, lokal næringsutvikling og elektrifisering. For å knytte til mer vindkraftproduksjon og å øke overføringskapasiteten gjennom Midt-Norge, vil vi gjenoppta planleggingen av forbindelsene Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet.

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

Statnett sendte høsten 2015 konseptvalgutredning for bedret leveringspålitelighet i kraftforsyningen på Nyhamna til Olje- og energidepartementet. Statnett anbefalte et trinnvis konsept, med blant annet bygging av 420 kV-forbindelsen Isfjorden-(Istad)/Fræna. Aktørene på Nyhamna fant ikke økonomi i løsningene, og prosjektet stoppet opp. Siden 2017 har gassprosesseringsanlegget på Nyhamna økt sitt uttak. Samtidig har vi fått flere henvendelser fra industriaktører som ønsker nettilknytning i området. Planene overgår dagens nettkapasitet, og det er derfor nødvendig å utrede tiltak for å øke kapasiteten.

Vi vil i løpet av høsten 2019 starte opp analyse av fremtidig nettutvikling i samarbeid med Istad Nett og Nordmøre Energiverk. Behovet har endret seg, men analysen vil bygge videre på kunnskap fra konseptvalgutredningen fra 2015 og øvrige analyser i regionen. Ny ledning mellom Isfjorden og (Istad)/Fræna vil være et av alternativene til vurdering også denne gangen. Andre alternativ er tiltak i regionalnettet og økt transformeringskapasitet. Arbeidet vil inkludere vurderinger av Brandhol stasjon, og vi har derfor stilt vårt fornyelsesprosjekt i stasjonen i bero inntil analysen er ferdig.

### Økt lønnsomhet av ny 420 kV-forbindelse Åfjord-Snilldal og spenningsoppgradering Surna – Viklandet

I 2013 fikk Statnett konsesjon for å bygge ny 420 kV-forbindelse over Trondheimsfjorden, fra Namsos til Surna, for å knytte til planlagt vindkraft i området. I 2015 søkte vi om, og fikk forlenget, konsesjonen for delstrekningen Åfjord-Snilldal til 2028. Forlenget konsesjon ble begrunnet med lav lønnsomhet. Siden forrige NUP har det kommet til flere planer om vindkraft i hele regionen. Uten tiltak vil flaskehalsen gjennom Midt-Norge øke. Det er også begrenset kapasitet til å knytte til planlagte vindkraftverk rundt Trondheimsfjorden.

Vi vil derfor gjenoppta prosjektutvikling for Åfjord – Snilldal og oppgradering av Surna – Aura/Viklandet, med mål om idriftsettelse innen 2028.



I tillegg til flaskehalsreduksjon, vil en sammenhengende forbindelse gi nytte i form av sparte fornyelser. Den eldste av de to transmisjonsnettforbindelsene gjennom Midt-Norge, mellom Tunnsjødal og Aura, er en 300 kV-ledning fra 1960-tallet, med lav overføringskapasitet. Denne kan det være mulig å fjerne, i stedet for å fornye, hvis vi bygger Åfjord - Snilldal. Det kan også være mulig å spare fornyelser i regionalnettet til Tensio.

For å få vindkraften ut fra Surna, og legge til rette for vindkraften sør for Trondheimsfjorden, er det også nødvendig å oppgradere ledningen Surna-Aura/Viklandet. Planen er å bygge ny Surna-Aura/Viklandet der 300 kV Orkdal-Aura er, og legge den til Viklandet.

Tiltakene vi beskriver her vil gi lokal kapasitet til ny produksjon, men det vil fortsatt være markedsmessige begrensninger. Nord- og Midt-Norge har samlet sett kraftoverskudd. Mer produksjon i Midt-Norge vil øke flaskehalsen lenger sør og mot Sverige. Vi antar at prisene i Midt-Norge vil synke med rundt 1 øre/kWh per TWh ny produksjon. (Les mer om dette i Analyse av Transportkanaler).

#### Vi planlegger ny transformering i stasjonene Surna og Snilldal

I Surna, på Nordmøre, vil et nytt transformeringspunkt bidra til å løse lokale systemutfordringer, og gjøre det mulig å sanere 132 kV-nett som når forventet teknisk levetid på 2030-tallet. Vi vurderer også å forenkle dagens koblingsanlegg i Trollheim, og samlokalisere dette i Surna. Ved realisering av vindkraftplaner under Snilldal transformatorstasjon blir det behov for en ny transformator.

#### Vi vil vurdere fremtidig forsyning av Trondheim by og områdene rundt

Trondheim forsynes i dag via Strinda og Klæbu transformatorstasjoner, og resten av byen er knyttet til Tensio sitt 66 kV-nett. Forbruksprognosene for Trondheim indikerer at kapasiteten i 66 kV-nettet innen kort tid vil ha for liten kapasitet til å håndtere forbruksveksten. For å finne de beste tiltakene for å legge til rette for forbruksveksten planlegger Statnett, i samarbeid med Tensio, oppstart av analysearbeid for Trondheimsområdet høsten 2019.

#### Nytten av å oppgradere 300 kV-ledningen i Gudbrandsdalen er fremdeles lav

Forbindelsen fra Sunndalsøra til Fåberg er en svak 300 kV-ledning. Den er dermed et ledd med lav kapasitet i nettet nord-sør i Sør-Norge. Vi ser imidlertid lav nytte av å forsterke denne forbindelsen, ved å rive eksisterende ledning og bygge ny, fordi vi får liten økning i kapasitet og flyt. (Les mer om dette i Analyse av Transportkanaler). Avhengig av ledningens tilstand kan fornyelsesbehovet utover på 2030-tallet, sammen med andre forhold, gjøre tiltaket lønnsomt.

#### Vi planlegger flere tilstandskontroller og prosjektutvikling for fornyelser i regionen

Flere av stasjonene i regionen har et fornyelsesbehov. Frem mot 2022 planlegger vi oppstart for prosjektutvikling i stasjonene Orkdal, Trollheim, Aura, Strinda og Eidum grunnet fornyelsesbehov. Det forventes også fornyelsesbehov for flere av ledningene, der de første tiltakene trolig vil skje mot slutten av 2020-tallet.

#### Tabelloversikt prosjekter og planer

Idriftssatte prosjekter siden 2017	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	
Klæbu-Namsos Spenningsoppgradering	700-1000	2018	700-800	2018	Produksjon, handelskapasitet
Namsos-Åfjord og Snilldal-Surna Ny ledning og stasjoner	2700-2780	2019	2950-3090	2019	Tilknytning produksjon



Prosjekter som er investeringsbesluttet	NUP 2019/Investeringsplan 2018 (OIP)			
Prosjekt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Hofstad stasjon Økt transformeringskapasitet	93-98/80-100	Fått	2021/2020	Tilknytning produksjon

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet	NUP 2019/Investeringsplan 2018 (OIP)			
Prosjekt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	Behov
Åfjord-Snilldal Ny forbindelse	1900-2700*	Fått	2028	Produksjon, handelskapasitet
Surna-Aura/Viklandet Ny ledning til erstatning	500-700*	Fått	2028	Produksjon, handelskapasitet

\*Estimatene er ikke oppdatert siden NUP 2017.

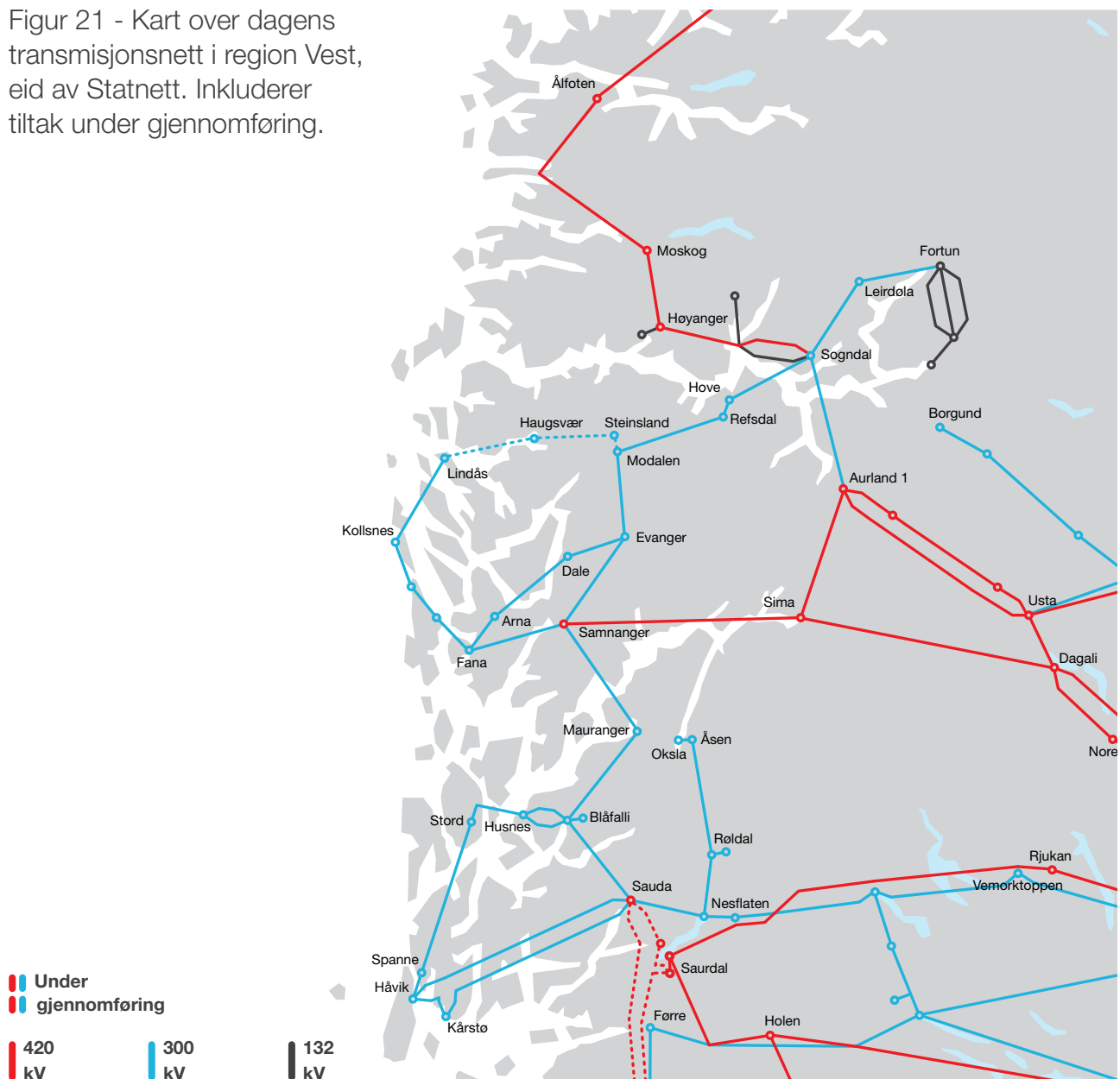
Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	Planlagt sendt konsesjonssøknad			
Prosjekt	NUP 2019	OIP 2018	Anleggs-kategori	Behov
Snilldal stasjon Transformering	Fått	Ikke oppgitt	Mindre stasjonsprosjekt	Produksjon
Surna stasjon Transformering	2021	Ikke oppgitt	Mindre stasjonsprosjekt	Produksjon

Mulig tiltak på sikt	Anleggskategori
Økt kapasitet til Nordmøre og Romsdal, inkludert vurderinger av Brandhol stasjon	Lednings- og stasjonsprosjekt
Spenningsoppgradering nord-sør	Stort lednings- og stasjonsprosjekt
Tiltak for økt forbruk i Trondheim	Lednings- og stasjonsprosjekt
Større og mindre fornyelser i stasjoner	Store og mindre stasjonsprosjekt



## 6 Nettutvikling i region Vest

Figur 21 - Kart over dagens transmisjonsnett i region Vest, eid av Statnett. Inkluderer tiltak under gjennomføring.



BKK Nett har snart ferdigstilt transmisjonsnettforbindelsen fra Modalen til Lindås (Mongstad), slik at det blir en sammenhengende 300 kV-ring rundt Bergensområdet. Våren 2019 sendte Statnett konsesjonssøknad på en ny 420 kV-forbindelse mellom Sogndal og Aurland, blant annet for å legge til rette for ny fornybar produksjon nord for Sognefjorden.

○ Det er planer om mye nytt stort punktforbruk, spesielt langs kysten, på Haugalandet og i Bergensområdet, i tillegg til generell forbruksvekst i Bergen by.

Det vil være nødvendig med relativt store nettforsterkninger for å kunne knytte til alle planene. Vi er nå i gang med en konseptvalgutredning for forsterkning av nettet som forsyner Bergensområdet. På Haugalandet vil vi gå videre med planlagte nettforsterkninger – ut fra tidligere konseptvalg.

Fra 2021 vil de to mellomlandsforbindelsene Statnett bygger fra Norge til Tyskland og England forsterke eksisterende flytmønster, og øke flaskehalsene på Sogndal-Aurland og fra Samnanger og sørover. Planer om store volum ny produksjon i området gir i første omgang behov for økt transformeringskapasitet, men kan også utløse større tiltak i Indre Sogn og Bergensområdet på sikt.

### 6.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Vest

Region Vest består av fylkene Sogn og Fjordane, Hordaland og Rogaland nord for Boknafjorden. Mye av forbruket i region Vest er lokalisert langs kysten og er knyttet til smelteverk, petroleumsindustri og Bergen by. I tillegg er det kraftkrevende industri i Høyanger, Øvre Årdal og Svelgen. 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 våte perioder om våren, sommeren og høsten. Mellom Sogndal og Sauda er kraftledningene i dag på 300 kV og den typiske nord-sørflyten gir til tider flaskehals over Sognefjorden og mellom Bergensområdet og Haugalandet.

#### Nord for Sognefjorden er det fremdeles begrenset kapasitet for mye ny produksjon i Indre Sogn

Nord for Sognefjorden er det normalt et stort overskudd av kraft med innslag av store magasinkraftverk. Det er bygget mye ny produksjon i området de siste årene, og for å kunne knytte til

ytterligere produksjon har Statnett nå tatt investeringsbeslutning på en ny transformator i Ålfoten.

Indre Sogn er knyttet til transmisjonsnettet via en 300 kV-ledning fra Sogndal via Leirdøla til Fortun. Vi planlegger å temperaturoppgradere denne ledningen for å knytte til småkraftproduksjon, som vi har avklart nettkapasitet for. Vi har også tatt investeringsbeslutning på en ny transformator i forbindelse med fornyelse av Leirdøla stasjon, som legger til rette for økt småkraftproduksjon i området rundt. Etter temperaturoppgraderingen er det fremdeles begrensninger i Indre Sogn for å kunne knytte til ytterligere kraftproduksjon i området.

#### Nye ledninger i Bergensområdet gir ikke N-1 for alt forbruk

Tyngdepunkt for kraftforbruket i området er knyttet til Bergen by og industriforbruk.

○ Når BKK ferdigstiller den nye forbindelsen fra Modalen til Lindås (Mongstad), høsten 2019, får vi samtidig forsyning til industriforbruket langs kysten og styrker leveringspåliteligheten ved å øke kapasiteten.

Økt forbruk, blant annet på Kollsnes, og nedleggelse av Energiverk Mongstad, fra årsskiftet 2019/2020, vil imidlertid øke overføringsbehovet inn til området og gi redusert forsyningsikkerhet.

For å legge til rette for ny fornybar produksjon har Statnett tatt investeringsbeslutning på en ny transformator i Samnanger, og en ny transformator i Mauranger stasjon er under bygging.

#### På Haugalandet gir spenningsstøtte og temperaturoppgradering bedre forsyningsikkerhet

Haugalandet, mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden, er et underskuddsområde med stor andel industri, og forsynes av tre 300 kV-ledninger. For å øke kapasiteten i eksisterende nett har vi de siste to årene installert reaktiv kompensering og temperaturoppgradert ledningene ut til Haugalandet. Ved utkoblinger er det fortsatt utfordringer med forsyningsikkerheten.

#### I Odda er det lite tilgjengelig transformeringskapasitet for økt industriforbruk

Området rundt Odda er et overskuddsområde og flyten går stort sett ut av området. Det er transformeringskapasiteten mellom transmisjons- og regionalnettet som begrenser tilknytning av

nytt industriforbruk. Det er kun én transmisjonsnettforbindelse inn til området, og industrien er avhengig av forsyning fra lokal produksjon ved et eventuelt utfall. Vi har avklart at det er mulig å knytte til 60 MW nytt forbruk under Åsen stasjon.

### 6.2 Drivere for videre nettutvikling i region Vest

Det er i hovedsak industri, elektrifisering av petroleum og ny vindkraftproduksjon som påvirker behovet for nettinvesteringer i regionen fremover. Spesielt i Bergensområdet og på Haugalandet vil det bli behov for relativt store nettinvesteringer for å kunne knytte til nytt forbruk og produksjon.

#### Det er omfattende planer om ny fornybar produksjon i hele regionen

Det er planer om mye ny fornybar produksjon i hele regionen, og det er særlig i Indre Sogn og i Bergensområdet at dette kan utløse behov for å forsterke transmisjonsnettet. I Indre Sogn kjenner vi til planer om ny vannkraftproduksjon på over 150 MW utover de som har fått tildelt nettkapasitet. I Bergen og omegn har vi kjennskap til vindkraftplaner på over 1800 MW, men planene er usikre og flere av prosjektene avventer klagebehandling hos OED.

Vi har også fått henvendelser om tilknytning av store volum med havvind langs kysten. Grunnet mye industriforbruk langs kysten i vest ser vi at innmating av produksjon vil være gunstig for energibalansen her. Det er også godt med transformeringskapasitet for innmating av produksjon i stasjonene der det kan være aktuelt å knytte til havvind.

#### Industrivekst og elektrifisering av petroleumssektoren står for den største forbruksveksten

De største planene om økt forbruk i regionen er i Bergensområdet og på Haugalandet. I Bergensområdet er det planer om forbruksøkning på omtrent 700 MW, der 400 MW er knyttet til elektrifisering av petroleumsvirksomheten. I tillegg forventer vi generell forbruksvekst rundt Bergensområdet. Forbruksveksten, i kombinasjon med nedlegging av Energiverk Mongstad, vil gjøre det krevende å gjennomføre utkoblinger for vedlikehold av nettet, samt øke risikoen for avbrudd ved feil i nettet.

På Haugalandet er det flere forbruksaktører med planer, slik som Hydro Aluminium, Gassco og Haugaland Næringspark. Statnett har gjennom tett samarbeid med Haugaland Kraft Nett og lokale aktører jobbet for å kartlegge forbruksplanene i området. I august la Haugaland Kraft Nett fram rapporten "Næringsutvikling og kraftbehov på Haugalandet" med en oppdatert oversikt. Planene er summert opp til i overkant av 1000 MW, men det er betydelig grad av usikkerhet rundt størrelsen på forbruksveksten. Det er kapasitet til om lag 150 MW økt forbruk på Haugalandet,

avhengig av hvor forbruksveksten kommer. Utover dette vil det være nødvendig å forsterke nettet for å knytte til nytt forbruk. Grunnet en høy andel industriforbruk, er det jevnt høy last over året. Dette gjør det krevende å ta ut anlegg for vedlikehold og fornyelse. Statnett vurderer derfor om kapasiteten til Haugalandet på lang sikt bør være høy nok til at vi har N-1 når anlegg er utkoblet for vedlikehold eller fornyelse (N-1-1).

Statnett kjenner til planer om 115 MW økt forbruk i området rundt Odda, hvor det kun er kapasitet til omtrent halvparten i dagens nett. Det vil derfor være nødvendig å øke transformeringskapasiteten for å kunne knytte til alle kjente planer.

#### Nye mellomlandsforbindelser påvirker flyten på hele Vestlandet

De to mellomlandsforbindelsene Statnett bygger fra Norge til Tyskland og England (NordLink og NSL) forsterker eksisterende flytmønster fra nord til sør på Vestlandet. Dette forsterker spesielt flaskehalsene på Aurland-Sogndal og fra Samnanger og sørover mot tilknytningspunktene Ertsmyra og Kvilldal.

Selskapet NorthConnect har søkt konsesjon for en ny HVDC mellomlandsforbindelse fra Sima til Skottland med en overføringskapasitet på 1400 MW. Hvis forbindelsen blir realisert vil den gi redusert flyt og belastning på Hallingdal-snittet og ledningen fra Samnanger til Sauda. Samtidig vil NorthConnect gi noe mer flyt fra nord og øke belastningen på ledningene som går over Sognefjorden og videre sørover.

### 6.3 Planer for nettutvikling og videre tiltak på sikt i region Vest

Videre planer for nettutvikling i regionen er i stor grad knyttet til forbruksvekst i Bergensområdet og på Haugalandet. I tillegg gjør ny produksjon at vi må utvide stasjoner eller bygge nye for å sørge for nok transformeringskapasitet. På lengre sikt kan det bli nødvendig å oppgradere ledningene i nord-sør retning gjennom regionen. Her avventer vi utvikling i flere faktorer som vil påvirke flytmønsteret fremover.

#### Vi har søkt konsesjon for oppgradering til 420 kV mellom Aurland og Sogndal

Mer produksjon nord for Sognefjorden fører til at vi gradvis får en større flaskehals mot sør på 300 kV- ledningen fra Sogndal til Aurland. Belastningen på ledningen øker ytterligere med NordLink og North Sea Link i drift, samt 1100 MW ny vindkraft i Trøndelag. Våren 2019 søkte vi konsesjon på å oppgradere Sogndal-Aurland til 420 kV.

### **Konseptvalg for styrket forsyningssikkerhet og økt kapasitet for Bergen og omegn**

For å øke leveringspålideligheten til eksisterende forbruk, legge til rette for forbruksvekst og muliggjøre vedlikehold uten å koble ut forbruk, er det nødvendig å forsterke nettet til Bergen og omegn. Statnett er i gang med en konseptvalgutredning for å vurdere mulige tiltak. Tiltak som foreløpig peker seg ut for videre utredning er å øke kapasiteten på 300 kV-kabelforbindelsen mellom Lille Sotra og Kollsnes, samt mellom Haugsvær og Lindås. Summen av forbruksplaner langs kysten, tilknytningssaker i regionalnettet og alminnelig forbruksvekst kan gi behov for større tiltak, som nye forbindelser inn til Bergensområdet. Vi planlegger å ferdigstille våre analyser i 2020. Videre prosess vil blant annet avhenge av hvilke konsept som peker seg ut som mest rasjonelle.

### **En ny ledning er neste trinn i en helhetlig nettutvikling på Haugalandet**

Som følge av Hydro sine industriplaner på Karmøy gjennomførte Statnett en konseptvalgutredning for området rundt Haugalandet i 2015. Resultatet ble en trinnvis plan for forsterkning av transmisjonsnettet, der sluttbildet er en full oppgradering til 420 kV av 300 kV-ledningene som danner en ring inn til området. Vi har gjennomført mindre tiltak for å øke kapasiteten inn til området de siste årene, men kjente forbruksplaner overstiger den tilgjengelige kapasiteten i dagens nett. Neste trinn er en ny ledning inn mot Karmøy.

I tillegg til Hydro er det kommet til flere nye forbruksplaner, blant annet Haugalandet Næringspark på Gismarvik og økt forbruk i Gasscos anlegg på Kårstø. Statnett følger opp aktørene i nært samarbeid med Haugaland Kraft Nett. Neste steg er å inngå individuelle utredningsavtaler med hver enkelt aktør, basert på innmeldt forbruksbehov, før videreføring av prosjektet med en ny ledning inn til Gismarvik. Når det blir aktuelt å sende konsesjonssøknad vil det bli anledning til å komme med konkrete innspill blant annet på trasévalg.

### **Mange planer om økt transformeringskapasitet og fornyelse av eksisterende stasjoner**

Ny fornybar kraftproduksjon, økt forbruk og fornyelse av anleggsmasse gir behov for tiltak i flere stasjoner. Vi planlegger økt transformeringskapasitet i Åsen stasjon, og fornyelse av Arna stasjon. For å knytte til ny fornybar produksjon ser vi på behovet for økt transformeringskapasitet i Moskog. I Borgund er vi i gang med Dale og Fortun har fornyelsesbehov, og vi vurderer nå behovet for økt transformeringskapasitet knyttet til forbruksvekst i Dale og ny produksjon i Fortun. I Borgund er vi i gang med å sette inn en ny transformator. Prosjektets omfang er redusert den senere tid, ved at vi har bestemt å flytte en transformator fra en stasjon til en annen.

### **Vi vil vurdere tiltak for økt leveringspålidelighet for industrien i Odda**

Med planlagt industrivekst i Odda vil leveringspålideligheten bli mer anstrengt. Statnett vil i løpet av første halvdel 2020 gjøre innledende nettanalyser for å se på mulige løsninger for å øke kapasiteten inn til Odda. Resultatene vil inngå som innspill til den regionale kraftsystemutredningen til Haugaland Kraft Nett.

### **Mer produksjon kan utløse større tiltak i Indre Sogn**

Det er begrenset kapasitet for ny kraftproduksjon på 300 kV-ledningen fra Fortun til Sogndal. Dersom det blir aktuelt med større utbygging av ny produksjon i området, vil Statnett starte opp arbeidet med å vurdere hvilke tiltak som er aktuelle for å legge til rette for dette.

### **Vi avventer videre oppgradering mellom Sogndal og Sauda**

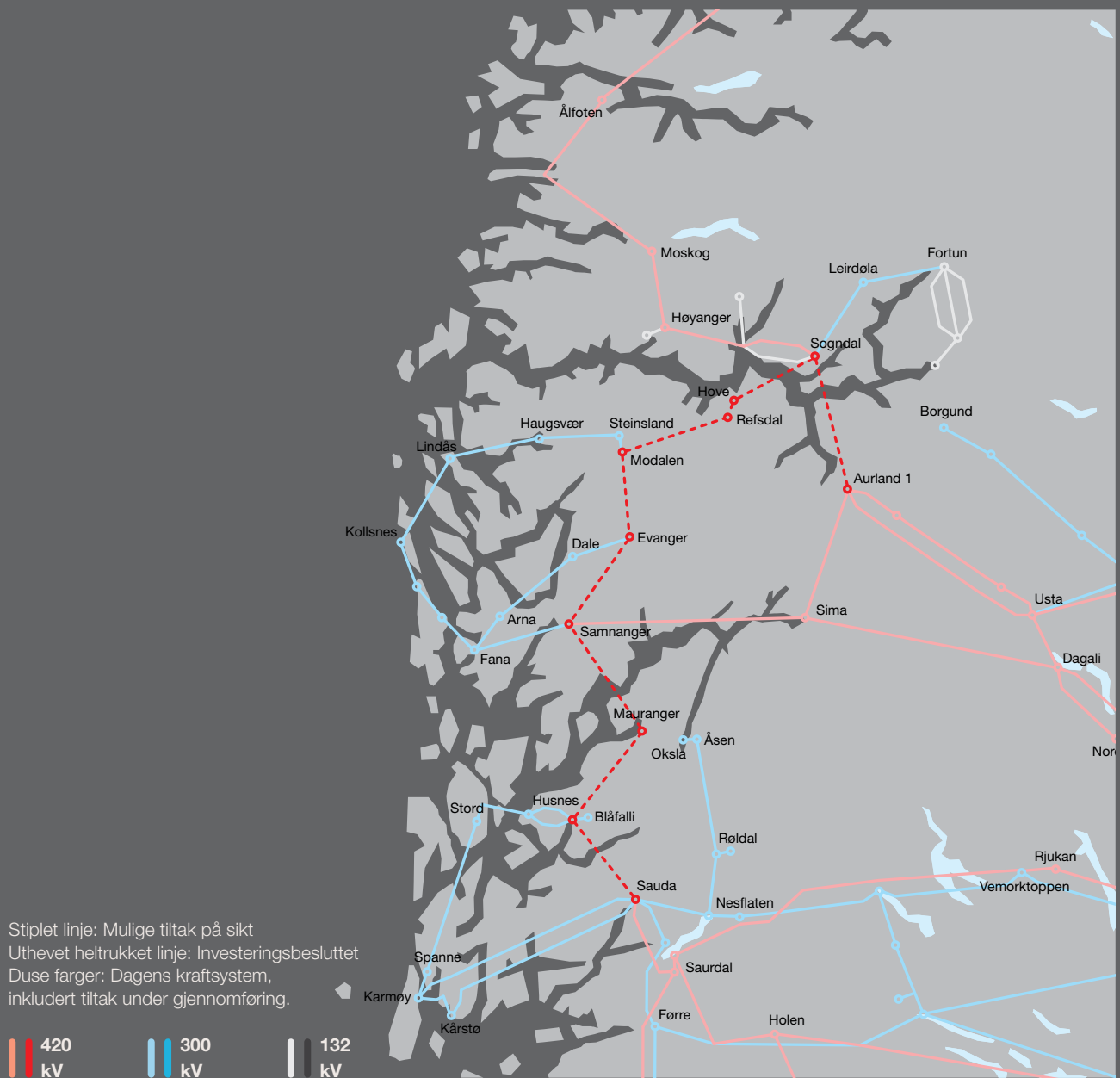
Ledningene som går nord-sør mellom Sogndal og Sauda er på 300 kV, og det er to flaskehalsen som kan oppstå her. Den ene er over Sognefjorden fra Sogndal og videre mot Modalen og Samnanger, og den andre er mellom Samnanger og Sauda. De to nye mellomlandsforbindelsene, som idriftsettes frem mot 2021, og økt produksjon nord for Sognefjorden vil raskt forsterke disse flaskehalsene. Som vist i Analyse av Transportkanaler er det imidlertid begrenset lønnsomhet i å forsterke forbindelsene ved å oppgradere disse til 420 kV i dag.

I tillegg er det flere faktorer som vil påvirke utvikling i overføringsbehovet, og mange av disse er usikre. Overskudd på Vestlandet nord for Sognefjorden og kraftbalansen i Bergensområdet er de største usikkerhetsfaktorene. Innføring av flytbasert markedskobling kan også påvirke lønnsomheten, fordi den gir en mer effektiv og fleksibel bruk av nettet. Stor forbruksvekst i Bergensområdet vil gjøre flaskehalsen over Sognefjorden større, men avlaste flaskehalsen sørover fra Samnanger. Ved en eventuell ny mellomlandsforbindelse fra Sima vil flaskehalsen sør for Samnanger bli helt borte. Grunnet usikkerhet i behov og lønnsomhet har vi stilt prosjektet Mauranger-Samnanger i bero, og avventer også utviklingen for resten av forbindelsen mellom Sogndal og Sauda. Temperaturoppgradering av Blåfalli-Mauranger har fortsatt høy prioritet, da dette er et billig tiltak med stor nytte.

### **Planer for kommende fornyelser**

Det er flere eldre nettanlegg i region Vest, og vi har flere fornyelsesprosjekter i ulike faser av prosjektutviklingen. Frem mot 2022 planlegger vi i tillegg oppstart av prosjektutvikling for fornyelse av stasjonene Høyanger og Modalen.

Figur 22 - Kart over transmisjonsnettet i region Vest inkludert planlagte nye forbindelser.



**Tabelloversikt prosjekter og planer**

Idriftsatte prosjekter	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	
Nesflaten stasjon Fornyelse 300 kV	80-90	2017	80-90	2017	Forsynings- sikkerhet
Spanne stasjon (Haugaland Kraft Nett) Økt transformeringsskapasitet	137	2017	145	2017	Forsynings- sikkerhet
Håvik stasjon Nye kondensatorbatterier og filter	68-72	2018	60-70	2018	Forsynings- sikkerhet
Hove stasjon Fornyelse	70-95	2019	65-75	2018	Forsynings- sikkerhet
Røldal stasjon Fornyelse	140-150	2019	140-150	2019	Forsynings- sikkerhet

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	
Borgund stasjon Økt transformering 300 /66 kV	15-17	2019	85-100	2021	Produksjon
Ålfoten stasjon Økt transformeringsskapasitet	90-100	2019	90-100	2019	Tilknytning produksjon
Modalen-Mongstad (BKK) Ny 300/420 kV-ledning	1500	2019	1600	2019	Forsynings- sikkerhet
Mauranger stasjon Økt transformeringsskapasitet	140-155	2020	160-180	2020	Tilknytning produksjon



Prosjekter under planlegging - investeringsbesluttet	NUP 2019/Investeringsplan 2018 (OIP)			Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	
Samnanger stasjon Økt transformeringskapasitet	98-112/50-80	2018	2020/2019	Tilknytning produksjon
Leirdøla stasjon Fornyelse og økt transformering	370-410/290-335	2019	2022	Forsyningssikkerhet, tilknytning produksjon

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet	NUP 2019/Investeringsplan 2018 (OIP)			Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	
Arna stasjon Fornyelse	50-65/ Ikke oppgitt	2019	4-5 år etter konsesjon	Forsyningssikkerhet
Åsen stasjon Økt transformeringskapasitet	Under utarbeidelse/ikke oppgitt	2020	4-5 år etter konsesjon	Forbruk
Karmøy stasjon Ny transformatorstasjon	530-640	2020/2019	4-5/4 år etter konsesjon	Forsyningssikkerhet
Aurland-Sogndal Spenningsoppgradering	900-1050/ 500-900	2020/2019	5-6/4 år etter konsesjon	Handelskapasitet, produksjon
Haugalandet Nettforsterkning	1150-1350	2023/2020	3 år etter konsesjon	Forbruk

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	Planlagt sendt konsesjonssøknad		Anleggs-kategori	Behov
	NUP 2019	OIP 2018		
Dale stasjon Ny transformatorstasjon	2019	2019	Større stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet
Fortun stasjon Fornyelse	2020	2020	Mindre stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet
Husnes stasjon Ny transformatorstasjon	2020	2020	Større stasjonsprosjekt	Forsyningssikkerhet

Mulig tiltak	Anleggskategori
Oppgradere Sogndal-Sauda	Stort ledningsprosjekt
Tiltak for ny fornybar i Indre Sogn	Lednings-/stasjonsprosjekt
Tiltak innad i og inn til Bergensområdet	Lednings-/stasjonsprosjekt
Økt transformeringskapasitet for å knytte til ny fornybar og/eller nytt forbruk	Store/mindre stasjonsprosjekt
Store og mindre fornyelser i stasjoner	Større og mindre stasjonsprosjekt



# 7 Nettutvikling i region Sør

Figur 23 - Kart over dagens transmisjonsnett i region Sør eid av Statnett\*. Inkluderer tiltak under gjennomføring.



\* Statnett eier enda ikke hele SKL-ringen

Statnett har flere store utbyggingsprosjekter i region Sør, og har de siste ti årene forsterket nettet i området betydelig. Vi er i ferd med å bygge to mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia, som gir økt flyt nord-sør gjennom området. Vi oppgraderer hele Vestre korridor for å gi høy utnyttelse av eksisterende og nye mellomlandsforbindelser, økt forsyningssikkerhet og å legge til rette for ny produksjon. Nord-Jæren har svak forsyningssikkerhet, og Statnett har fått konsesjon fra OED for en ny forbindelse fra Lyse til Fagrafjell.

På sikt er det et potensial for store forbruksøkninger i området, og store områder er utpekt som egnet for ny vindkraftproduksjon i NVEs forslag til Nasjonal ramme for vindkraft. Fordi vi gjennom mange år har gjennomført store forsterkninger av nettet i området forventer vi at nytt forbruk og ny produksjon i hovedsak vil utløse utvidelser i eksisterende stasjoner og mindre ledningsprosjekter.

### 7.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Sør

Region Sør omfatter Rogaland sør for Boknafjorden og Agderfylkene. Fire mellomlandsforbindelser til Danmark, med samlet kapasitet på 1700 MW, og én forbindelse til Nederland,

med kapasitet på 700 MW er knyttet til området. Kombinasjonen av utveksling mot utlandet, plassering av forbruk langs kysten og store vannkraftverk plassert lenger inn i landet, gir et stort overføringsbehov internt i regionen og høy utveksling mot Østlandet og Vestlandet.

#### Mer vindkraft og fremdeles utfordringer med forsyningssikkerhet i Rogaland

Sør-Rogaland er et underskuddsområde, og overføringsbehovet inn til Stavanger og Sandnes har økt mye de siste årene som følge av befolknings- og forbruksvekst. Transmisjonsnettledningene som forsyner området har begrenset kapasitet, og vil ikke håndtere ytterligere forbruksvekst. Vi har derfor søkt konsesjon om en ny ledning, Lyse – Fagrafjell, for å bedre forsyningssikkerheten inn til Sør-Rogaland. Den nye stasjonen Fagrafjell, vil løse fornyelsesbehovet i Stokkeland. I september 2019 fikk vi konsesjon på Lyse - Fagrafjell, og nye Fagrafjell stasjon, fra OED.

Nye Bjerkreim transformatorstasjon ble satt i drift i mai 2019. Stasjonen vil gjøre det mulig å avlaste og fungere som reserve for transformeringen i Stokkeland, men hovedfunksjonen er å

#### 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 Hylén
- Etablering av nye 420kV anlegg i eksisterende stasjoner Lyse, Saurdal 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 Saurdal ferdig oppgradert til 420 kV. 9 april 2019 ble delstrekningen Ertsmyra – Saurdal idriftsatt og med det var hele nord-sør forbindelsen fra Sauda til Kristiansand oppgradert til 420kV. Våren og sommeren 2019 ble også strekningen Ertsmyra – Fjotland – Honna – Arendal satt i drift på 420 kV. I løpet av oktober 2019 vil de nye stasjonene i Lyse og Tjørhom settes i drift. Resten av Vestre korridor som da omfatter ny 420kV ledning mellom Sauda og Lyse samt ny 420kV stasjon i Hylén er planlagt ferdigstilt og satt i drift i 2021.

knytte til ny vindkraft. I tillegg styrker den lokal strømforsyning. Siden 2017 har Statnett tildelt nettkapasitet til over 1000 MW ny produksjon i Rogaland der den største andelen er tildelt under Bjerkreim stasjon.

#### **Store endringer i kraftsystemet i Agder som følge av nye mellomlandsforbindelser**

Agder-områdetertilknytningspunktformellomlandsforbindelsene til Danmark (1700 MW) og Nederland (700 MW). Nord i området er det store magasinkraftverk. Statnett har de siste ti årene gjennomført betydelige nettforsterkninger i Agder. For blant annet å oppnå høy kapasitetsutnyttelse på de to nye forbindelsene fra Ertsmyra til Tyskland og fra Kvilldal til Storbritannia er vi i ferd med å forsterke nettet i det vi kaller Vestre korridor (se faktaboks).

I området har det vært mange henvendelser om nettilknytning de siste årene, særlig fra vindkraftproduksjon, industri og datasentre. Vi har avklart at det er kapasitet på til sammen 540 MW produksjon og 230 MW forbruk uten behov for nettforsterkninger.

#### **7.2 Drivere for videre nettutvikling i region Sør**

Når Vestre korridor er satt i drift vil transmisjonsnettet i regionen ha høy kapasitet. I Sør-Rogaland er imidlertid nettkapasiteten mye lavere. Her er både hensynet til forsynings-sikkerhet og fornyelser av gamle nettanlegg sentrale faktorer for videre nettutvikling. I Agder kan både produksjon og forbruk gi behov for økt transformeringsskapasitet, i eksisterende stasjoner eller ved å bygge nye stasjoner.

#### **Det er stor interesse for ny vindkraftproduksjon i hele regionen**

Regionen har i dag rundt 450 MW vindkraft i drift, samtidig som over 400 MW er investeringsbesluttet eller under bygging. I tillegg er det gitt konsesjon til ytterligere nesten 900 MW. Deler av regionen er pekt ut som egnet for videre utbygging i NVEs Nasjonal ramme for vindkraft. Vi erfarer også at flere aktører har

planer for vindkraftprosjekter som foreløpig ikke er konsesjonssøkt. Regionen har også potensiale for utbygging av vannkraft. Hvis mye av det som i dag er planlagt blir realisert kan det i første rekke utløse mindre investeringer i regionalnettet og i stasjoner.

#### **Det er forbruksvekst i Stavangerområdet og store industriplaner i Agder**

Videre forbruksvekst og forsyningssikkerhet er viktig for nettutviklingen i området rundt Stavanger og Sandnes. Historisk har befolkningsveksten vært den viktigste driveren for forbruksvekst i Sør-Rogaland. Effektforbruket per innbygger har holdt seg tilnærmet konstant de siste ti årene. Etter vår vurdering er elektrifisering av transportsektoren den største og viktigste usikkerheten knyttet til fremtidig effektforbruk. Omfanget kan utvikle seg raskt og er noe vi må planlegge for. På den annen side kan mer forbrukerfleksibilitet bidra til å redusere forbrukstopper.

Flere aktører har planer for etablering av nytt stort forbruk i regionen, og har tatt kontakt med Statnett i tidlig fase for veiledning om nettkapasitet. Eksempler på aktuelle prosjekter er etablering av datasentervirksomhet og elektrifisering av petroleumsinstallasjoner på sokkelen, men usikkerhet om videre utvikling er stor. Hvis ny industri med stort effektuttak blir realisert, kan det utløse behov for mindre nettinvesteringer som oppgradering av enkeltledninger og økt transformering mot regionalnett i løpet av fem til ti år.

#### **Store deler av nettet i regionen er oppgradert, men i Stavangerområdet er mye av nettet gammelt**

I et 20 års perspektiv er behovet for å fornye gamle nettanlegg drivende for nettutviklingen i region Sør. Dette gjelder særlig i Sør-Rogaland. På Sørlandet vil mye av nettet være oppgradert med prosjektene vi nå gjennomfører. Det gjenstår imidlertid flere gamle ledninger og stasjoner som etter hvert trenger fornyelse også i Agderfylkene.

### 7.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Sør

De mest konkrete planene for videre nettutvikling i regionen er i Rogaland, der vi har en trinnvis plan for å styrke forsyningssikkerheten. Vi har fått endelig konsesjon på Lyse – Fagrafjell og planlegger byggestart så snart miljø-, transport og anleggsplan blir godkjent av NVE. For videre nettutvikling nord for Fagrafjell har vi tatt konseptvalg i samarbeid med Lyse Elnett. Ellers i regionen kan tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon utløse større tiltak på sikt.

#### Vi har en trinnvis plan for å styrke forsyningssikkerheten i Sør-Rogaland

Statnett fikk i september 2019 konsesjon på den nye ledningen Lyse-Fagrafjell, som vil gi en tredje transmisionsnettforbindelse inn til Sør-Rogaland.

Statnett har besluttet å erstatte dagens transmisionsnettstasjon i Stokkeland med en ny stasjon på Fagrafjell. Den nye stasjonen vil få høyere transformeringsskapasitet sammenlignet med dagens Stokkeland stasjon.

I samarbeid med Lyse Elnett er vi i ferd med å avklare konsept for trinnvis videreutvikling av kraftsystemet nord for dagens Stokkeland stasjon (som erstattes av nye Fagrafjell stasjon). Konsepter vi jobber med er en kombinasjon av tiltak i transmisionsnettet og regionalnettet. Anbefalt konsept vil legges frem i løpet av høsten 2019. Videre prosjektutvikling og løsningsvalg vil skje i samråd med lokale interessenter og myndigheter i takt med behovsutviklingen fremover.

#### Ytterligere produksjon og forbruk kan gi behov for økt kapasitet

Transformeringsskapasiteten i flere av stasjonene i området er nært fullt utnyttet. Det betyr at det vil bli nødvendig med tiltak hvis det kommer mer forbruk eller produksjon. Stasjoner som peker seg ut grunnet press på transformeringsskapasitet ved tilknytning av mer produksjon er Kvinesdal, Brokke og Ertsmyra. I Brokke og Ertsmyra kjenner vi også til forbruksplaner, som ved realisering gir behov for økt transformeringsskapasitet. Økt forbruk kan utløse investeringer i Kristiansand og i Kvinesdal stasjon. Neste trinn vil eventuelt bli konseptvalgutredninger i samråd med aktørene.

#### Vi planlegger oppstart av prosjektutvikling for fornyelse i fire stasjoner frem mot 2022

Vi har gjennomført fornyelser i flere stasjoner, og oppgradert og sanert flere ledninger, i forbindelse med gjennomføring av prosjektet Vestre Korridor. Frem mot 2022 planlegger vi oppstart av prosjektutvikling i Stølaheia, Bærheim, Førre og Saurdal.

Figur 24 - Kart over transmisjonsnettet i region Sør inkludert planlagte nye forbindelser.



**Tabelloversikt prosjekter og planer**

Idriftssatte prosjekter siden 2017	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	
Honna stasjon Agder Energi Nett	255	2018	260-275	2018	Produksjon
Bjerkreim stasjon Statnett og Lyse Elnett	500-540	2019	500-540	2019	Produksjon

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	
Kristiansand stasjon Fornyelse 300 kV-anlegg	330-360	2021	330-360	2021	Forsynings-sikkerhet
Vestre korridor	6600-6800	2021/22	6600-6800	2021/22	Handelskapa-sitet, produksjon
Lyse-Fagrafjell Ny ledning og stasjon	1800-2100	2023-2024	1800-2100	2022/2023	Forsynings-sikkerhet, produksjon

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	Planlagt sendt konsesjonssøknad			Behov
	NUP 2019	OIP 2018	Anleggs-kategori	
Feda stasjon Sanering av 300 kV-anlegg	Fått*	2019	Mindre stasjonsprosjekt	Forsynings-sikkerhet

\*Konsesjon ble gitt likt som Kvinesdal stasjon.

Mulig tiltak på sikt	Anleggskategori
Økt transformeringskapasitet for tilknytning av forbruk og/eller produksjon	Mindre og/eller større stasjonsprosjekter
Økt nettkapasitet utløst av industriplaner	Ledningsprosjekt
Nettutvikling Nord-Jæren	Lednings- og stasjonsprosjekt
Store og mindre fornyelser i stasjoner	Større og mindre stasjonsprosjekter

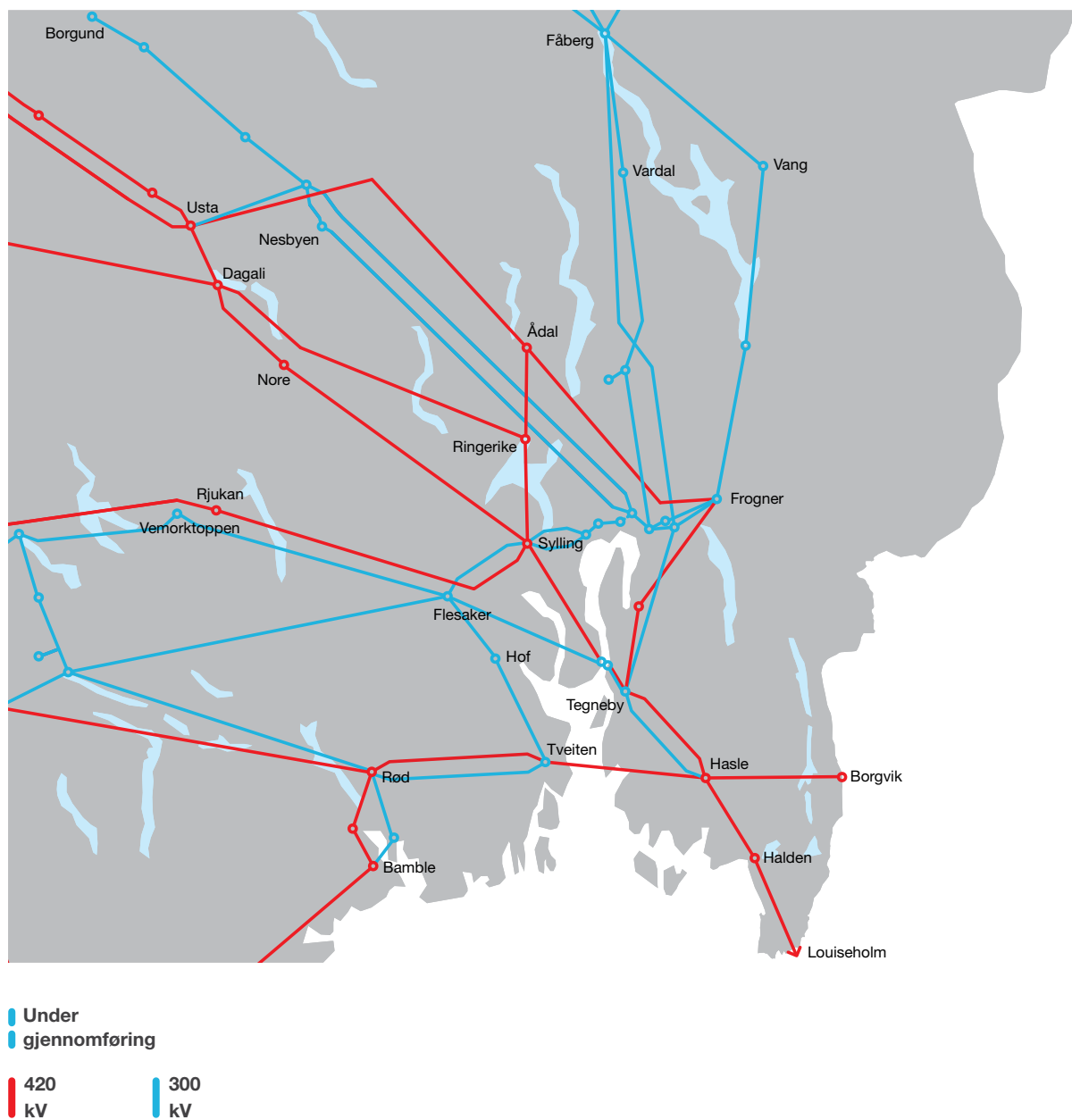






## 8 Nettutvikling i region Øst

Figur 25 - Kart over dagens transmisjonsnett i region Øst eid av Statnett. Inkluderer tiltak under gjennomføring.



Den største utbyggingsaktiviteten i regionen foregår i Oslo, der vi fornyer og forsterker transmisjonsnettet som forsyner hovedstaden og områdene rundt. Siden 2017 har vi satt i drift nye sjøkabelforbindelser i Indre Oslofjord, som styrker forsyningssikkerheten på Østlandet og gir bedre utnyttelse av overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige. I sentrale Oslo er vi i gang med å fornye Sogn og Smestad stasjoner og forbindelsen mellom disse stasjonene. Vi har også fått konsesjon på en ny forbindelse mellom Sogn og Ulven.

Vi planlegger videre forsterkning av nettet vestfra inn til hovedstaden, og søkte i august 2019 konsesjon på oppgradering og forsterkning av forbindelsen mellom Hamang i Bærum og Smestad i Oslo. I forbindelse med Nettplan Stor-Oslo (2012) skisserte vi en anbefalt fremtidig nettstruktur nord og nordøst for Oslo. Høsten 2019 vil vi se på om denne nettstrukturen fortsatt er riktig ut fra forventet utvikling i området.

Regionen er attraktiv for etablering av store datasentre med nærhet til store byer, kompetansemiljø og fiberinfrastruktur til kontinentet.

For å kunne knytte til to store datasentre i Vestfold har vi tatt konseptvalg på økt transformering i Rød og Tveiten for første trinn, og foreslått konsepter for videre utvidelser samordnet med fornyelser. Vi har også fått henvendelser om en rekke datasenterplaner i hele regionen. Nytt stort forbruk vil i hovedsak utløse investeringer for å øke transformeringskapasitet og i kortere ledninger.

### 8.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Øst

Region Øst omfatter fylkene Hedmark, Oppland, Akershus, Oslo, Østfold, Buskerud, Vestfold og Telemark. Regionen er samlet sett et underskuddsområde, spesielt i vinterhalvåret, men de regionale forskjellene er store. De indre delene av Telemark og Buskerud har kraftoverskudd, mens området rundt Oslofjorden primært er et forbruksområde. I Oppland og Hedmark er det overskudd om sommeren og underskudd på vinteren. I høylastperioder forsynes mesteparten av forbruket fra de store vannkraftområdene i Hallingdal, på Sør-Vestlandet og i Telemark. Regionen er også et transittområde for kraftoverføring mot Sverige. Importmulighetene kommer fra Sverige, Vestlandet og nord gjennom Gudbrandsdalen. Sistnevnte ledning har imidlertid lite kapasitet.

#### Vi er i gang med å fornye og forsterke det høyt belastede nettet som forsyner Oslo-området

Området i og rundt Oslo er et underskuddsområde, der alminnelig forsyning utgjør mesteparten av forbruket. Området forsynes for det meste av kraftproduksjon fra vest, via 300 kV-ledninger fra Hallingdal og Telemark. Ved eksport til Sverige er det transitt gjennom området.

Fornylsesbehov og forbruksvekst var drivere for oppstart av arbeidet med Nettplan Stor-Oslo i 2010. Resultatet ble en overordnet plan for langsiktig utvikling av transmisjonsnettet i Stor-Oslo (se faktaboks). De første tiltakene utløses i hovedsak av tilstand på anleggene, men tilrettelegger også for økt kraftforbruk på sikt.

Siden 2017 er det gjennomført midlertidige tiltak i Hamang stasjon, samt satt inn nye transformatorer i Ulven og i Furuset. Vi er i gang med å fornye stasjonene Smestad og Sogn, og kabelforbindelsen mellom disse stasjonene. Grunnet forsinkelser med fjellarbeidene på Smestad-Sogn er begge prosjekt noe forsinket, og det er foreløpig usikkert hvilke konsekvenser det får for kostnadene. Mellom Sogn og Ulven planlegger vi også en ny kabelforbindelse lagt i tunnel, og fikk konsesjon i september 2019. I Røykås stasjon er vi i gang med å sette inn en ny transformator. Tiltakene øker forsyningssikkerheten til området, og gjør systemet mindre sårbart for utfall av enkelttransformatorer.

#### Økt produksjon og fornyelse av gamle anlegg i Oppland og Hedmark

Vi har tildelt kapasitet til mye ny vind- og vannkraftproduksjon i områdene nord for Oslo de siste årene. Det er nå begrenset med transformeringskapasitet til å ta inn ytterligere produksjon. Samtidig er anleggene jevnt over gamle. Vi gjennomfører nå fornyelser i transformatorstasjonene Nedre Vinstra og Fåberg.

#### Begrenset transformeringskapasitet til nytt stort forbruk på Østlandet

Tilknytning av nytt forbruk, mye knyttet til datasentre, i Telemark, Vestfold, Buskerud og Østfold er i hovedsak begrenset av transformeringskapasiteten mellom transmisjons- og regionalnettet. Statnett har avklart nettkapasitet til 50 MW nytt forbruk tilknyttet regionalnettet under Rød stasjon i Telemark. Både i Rød og Tveiten er vi i gang med å øke transformeringskapasiteten.

I området rundt Ringerike har Statnett avklart at det er mulig å knytte til 90 MW til ny datasentervirksomhet. Høyere effektuttak enn dette vil imidlertid kreve tiltak i nettet. I Sylling stasjon er vi i gang med å gjennomføre et omfattende fornyelsesprosjekt.

Leverandør er forsinket med omtrent ett år og det er foreløpig usikkert hvilken konsekvens det får for kostnadene.

## 8.2 Drivere for videre nettutvikling i region Øst

I region Øst er forbruksvekst og behovet for å fornye anlegg de viktigste faktorene som påvirker nettutviklingen.

På lengre sikt kan endrede flytmønstre som følge av mellomlandsforbindelser, ny kraftproduksjon og utfasing av svensk kjernekraft gi økt overføringsbehov inn mot og ut av området.

### Generell forbruksvekst og nye store punktuttak fra datasentre påvirker nettutviklingen

Veksten i alminnelig forsyning i de store byene er faktoren som i størst grad har påvirket behovet for nettforsterkninger i regionen. I Oslo og Akershus forventer vi en vekst på omtrent 15 prosent fra i dag og frem til 2040, der transportsektoren og befolkningsvekst står for det meste av økningen.

De siste årene har Statnett også fått mange henvendelser fra aktører som ønsker å utvikle datasentre i regionen. Området vurderes som attraktivt grunnet nærhet til store byer, flyplasser og kompetansemiljøer, og fiberinfrastruktur mot kontinentet. Datasenterplanene er lokalisert i områder hvor uttaket fra nettet allerede er høyt, og det er lite ledig nettkapasitet. Det vil derfor være nødvendig med tiltak i nettet for å gjennomføre tilknytning, men stort nytt punktforbruk i regionen vil i mindre grad gi behov for økt overføringskapasitet i de store transportkanalene.

### Mindre produksjonsplaner, men transformeringskapasiteten er likevel begrenset

Planene for utbygging av ny fornybar produksjon i region Øst er langt mindre enn andre steder i landet. Vi har tildelt en del kapasitet til ny produksjon i Oppland og Hedmark de siste årene, og nå er det begrenset med transformeringskapasitet til ytterligere produksjon. Økt produksjon i dette området bidrar også til overføringsbegrensninger på forbindelsene fra Fåberg og sørover mot Oslo.

### Forhold utenfor regionen påvirker kraftflyt og nettbelastning

Nye mellomlandsforbindelser, ny fornybar kraftproduksjon i Sør-Norge nord for Oslo og i Sverige, og utfasing av svensk kjernekraft bidrar til endringer i kraftflyt de kommende årene. Dette påvirker spesielt flyten mellom Norge og Sverige, over Flesakersnittet og nordover mot Gudbrandsdalen. Hallingdalsnittet blir i mindre grad påvirket av endringene.

De tre 300 kV-forbindelsene som går mellom Fåberg og Oslo-området er i dag en begrensning, spesielt om sommeren. Den eldste ledningen, som går via stasjonene Vardal og Roa, har lavest kapasitet og er i perioder begrensende. Frem mot 2040 forventer vi en stor økning i flyt og overføringsbehov her.

Fordi det i dag er høy kapasitet mellom øst og vest i Sør-Norge og mot Sverige blir det ikke uten videre behov for nettforsterkninger i Flesakersnittet eller mot Sverige. Det er heller ikke slik at alle utvekslingstrekk entydig trekker mot mer overføringsbegrensninger og større prisforskjeller. For eksempel vil forbindelsene under bygging mot Tyskland og Storbritannia i første omgang redusere prisforskjellene som oppstår mot Sverige.

### Gammelt nett gir behov for fornyelse

I region Øst når store deler av transmisjonsnett for forventet levetid de kommende 20 årene. Flere av de lange ledningsforbindelsene som transporterer kraft inn til og gjennom regionen nærmer seg en alder der vi gjennomfører tilstandskontroller for å holde oversikt på behov for større fornyelser.

## 8.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Øst

Forsterkning av nettet inn til Oslo og Akershus vil i flere år utgjøre hovedtyngden av nettforsterkninger i regionen.

Etter fornyelser i sentrale Oslo vil forsterkning av forbindelsene Hamang – Bærum – Smestad vestfra, og Fåberg-Ulven nordfra, være neste trinn i forsterkningen av forsyningen til hovedstadsområdet. I tillegg ser vi behov for å øke transformeringskapasiteten mellom regional- og transmisjonsnett for å legge til rette for økt punktforbruk.

### Vi har søkt konsesjon på forsterkning av Hamang – Bærum – Smestad

Fornysene vi nå er i gang med i sentrale Oslo er første trinn i forsterkningen av nettet som forsyner hovedstadsområdet (se faktaboks). Neste trinn er å øke overføringskapasiteten inn til Oslo og Akershus vestfra ved å forsterke forbindelsen Hamang – Bærum – Smestad. Vi søkte konsesjon på to alternative løsninger i august 2019 med prioritet på luftledning. For å kunne legge til rette for byutvikling og arealeffektivitet har vi også søkt konsesjon for en alternativ løsning med kabel i bakken. Både ny luftledning og kabel gir nok kapasitet til å forsyne forventet forbruksvekst.

### Økt flyt og fornyelsesbehov kan utløse tiltak mellom Fåberg og Oslo

Mellom Fåberg og Oslo forventer vi økt kraftflyt fra nord til sør som følge av nye mellomlands-forbindelser og utbygging av vindkraft i Midt-Norge. Dette vil gi flere timer med nettbegrensninger enn i dag. I tillegg har den eldste ledningen mellom Ulven og Fåberg dårlig tilstand, og det er større fornyelsesbehov i Vardal transformatorstasjon. I Nettplan Stor-Oslo (se faktaboks) ble det skissert at én ny 420 kV-ledning kan erstatte de to eksisterende ledningene vest for Mjøsa. Dette vil gi en betydelig kapasitetsøkning. Høsten 2019 vil vi vurdere om den opprinnelig anbefalte nettstrukturen fortsatt er riktig ut fra forventet utvikling.

### Datasenterplaner utløser behov for økt transformering i Rød og Tveiten

Statkraft utvikler to områder for etablering av datasentre i Vestfold og Telemark, og har bedt Statnett om å utrede nødvendige tiltak i transmisjonsnettet. Vi har som første trinn etablert prosjekter for å øke transformeringskapasiteten i Rød og Tveiten, og koordinerer dette med nødvendige fornyelser i stasjonene. Disse tiltakene legger imidlertid ikke til rette for hele det etterspurte volumet. Vi har derfor foreslått to konsepter for videre økning i transformeringskapasitet. Det ene konseptet er å utvide Rød stasjon og det andre er å bygge en helt ny stasjon i nærheten av Rød stasjon. Løsningsvalg og fremdriftsplan vil utvikles nærmere i tett samarbeid med Statkraft, når behovet blir mer konkretisert.

### Økt transformeringskapasitet som følge av ny produksjon og forbruksvekst

Transformeringskapasitet utgjør den største nettbegrensningen for nye store forbruksenheter. Ringerike, Hasle, Tegneby og Flesaker er stasjoner med konkrete forbruksplaner som kan utløse behov for økt transformeringskapasitet. Generell forbruksvekst kan også utløse behov for å øke transformeringskapasiteten.

NVE har gitt Nedre Otta og Rosten vannkraftverk tillatelse til å etablere en ny 132 kV forbindelse for å knytte seg til Vågåmo stasjon, forutsatt at den eksisterende 66 kV-regionalnettforbindelsen Vågåmo-Tolstadåsen rives. Rivingen avbøter miljømessig ulempe fra den nye 132 kV-forbindelsen. Riving vil imidlertid svekke forsyningssikkerheten. Derfor har Eidefoss Nett, i dialog med Statnett, utredet tiltak som opprettholder eller styrker forsyningssikkerheten.

Å opprettholde dagens regionalnett, eller å øke transformeringskapasiteten i Vågåmo og Nedre Otta kraftverk, er de to mest aktuelle alternativene. Ved det første alternativet må Eidefoss Nett søke NVE om å beholde 66 kV Vågåmo-Tolstadåsen. Transformeringsalternativet innebærer omkobling av dagens 300/66 kV transformering til 132 kV, og etablering

av ny 132/66 kV transformering. Statnett planlegger, uavhengig av dette løsningsvalget, å ferdigstille påbegynte arbeider med å dublere 132 kV samsleskinnen i Vågåmo Stasjon. Dette vil øke fleksibiliteten i driften under revisjoner, vedlikehold og feilløsninger.

### Flere faktorer påvirker tidspunkt for oppgradering av 300 kV-nettet i region Øst

Flere av ledningene i Telemark, Hallingdal og Gudbrandsdalen når forventet teknisk levealder utover 2030-tallet. Når vi fornyer en 300 kV-ledning vil vi som regel også få større kapasitet med økt tverrsnitt og høyere spenningsnivå. Tidspunkt for oppgradering avhenger ikke bare av tidspunktet ledningene når forventet teknisk levetid, men er en kombinasjon av vurdert tilstand og behov for kapasitetsøkning. Dette ser vi også i sammenheng med behov for fornyelser i tilknyttede stasjoner.

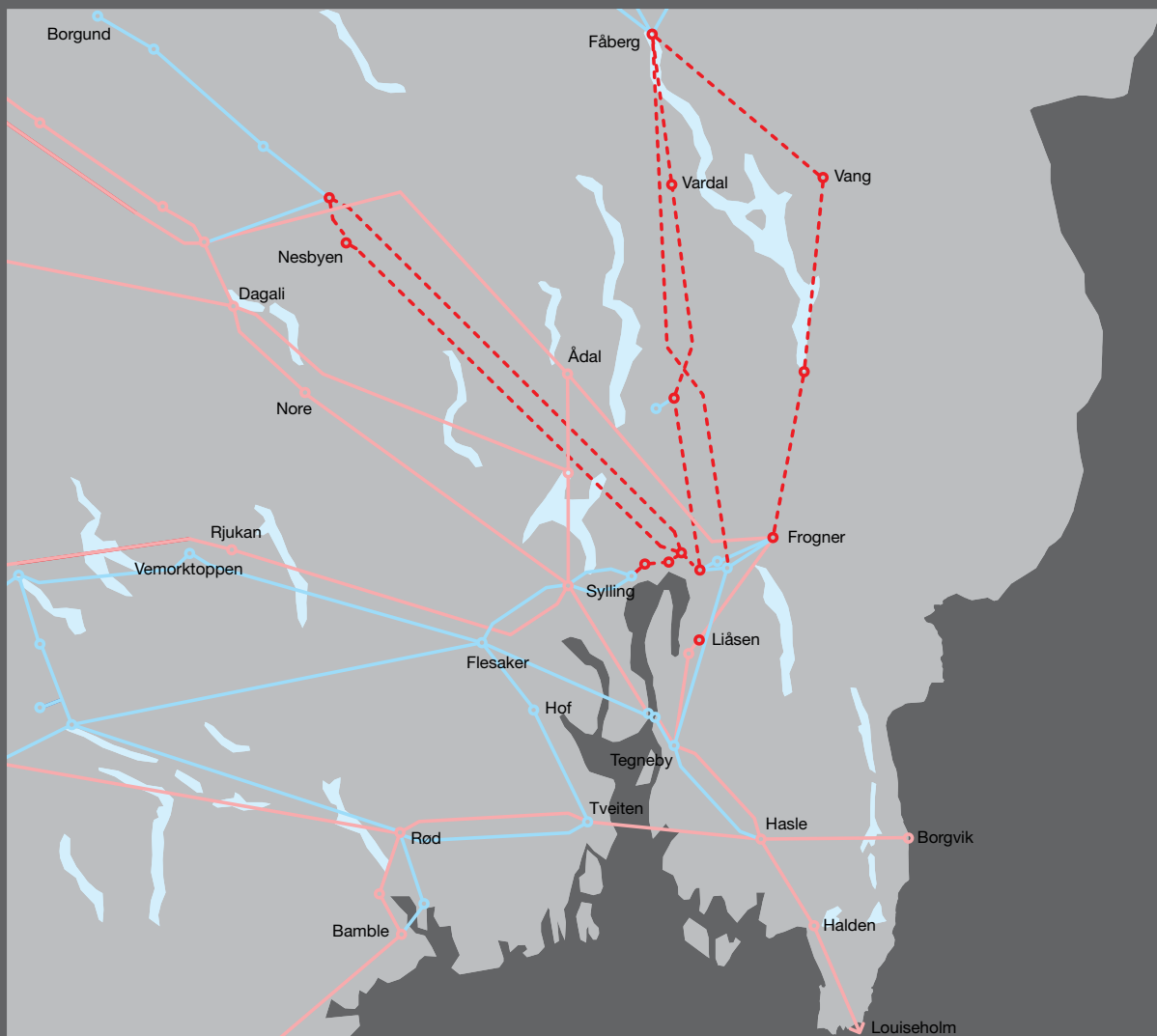
Økt overskudd i Midt-Norge og ønske om å dempe prisforskjeller internt i Norge er to faktorer som kan påvirke fornyestidspunktet i Gudbrandsdalen. I Telemark kan behovet for kapasitetsøkning komme som følge av forbruksvekst på Østlandet. I Hallingdal er Statnett i gang med å overta nettanlegg som følge av lovgivning gitt i tredje elmarkeds pakke. Anleggene i Hallingdal når forventet teknisk levetid på ulike tidspunkt. I tillegg er det behov for oppgradering i flere av nettanleggene i henhold til dagens forskriftskrav for anlegg i transmisjonsnettet.

### Store deler av nettanleggene i regionen har behov for fornyelser

 **Region Øst har flere eldre anlegg enn de andre regionene.**

Flere fornyelser inngår i Nettplan Stor-Oslo, (se faktaboks) men det er også et omfattende fornyelsesbehov ellers i regionen. Frem mot 2022 har vi planlagt oppstart av prosjektutvikling i stasjonene Frogner, Tokke, Vardal, Songa, Nore, Tegneby, Flesaker, Tveiten, Halden, Vang og Ådal. Flere av stasjonene har også behov for økt transformering, og vi ser behovene i sammenheng. På Ulven-Fåberg, Flesaker-Tegneby og Nedre Vinstra-Fåberg har vi gjennomført tilstandskontroll. Vi har planlagt tilstandskontroll av flere ledninger i området frem mot 2022. Tilstandskontrollene hjelper oss med å vurdere restlevetiden og mulighet for levetidsforlengelse.

Figur 26 - Kart over transmisjonsnettets i region Øst inkludert planlagte nye forbindelser.



Stiplet linje: Mulige tiltak på sikt  
 Uthevet heltrukket linje: Investeringsbesluttet  
 Duse farger: Dagens kraftsystem, inkludert tiltak under gjennomføring.

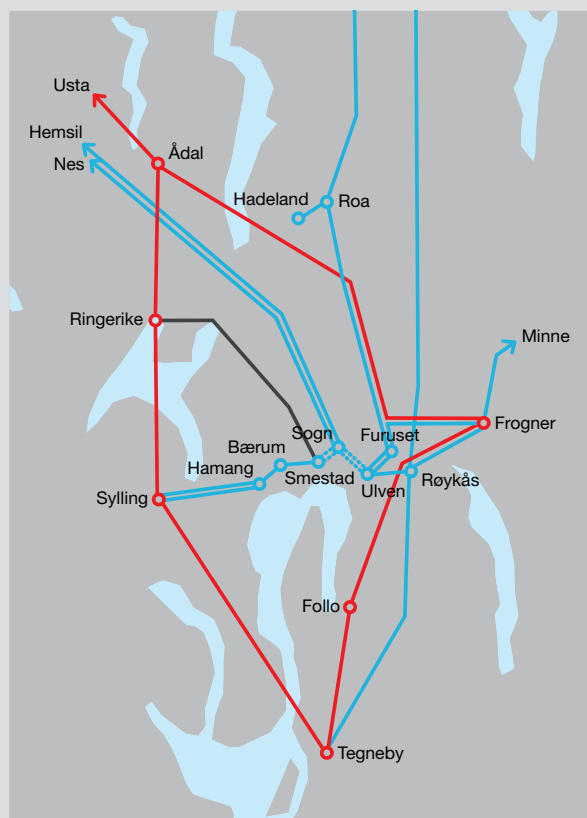
420 kV      300 kV

### 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 transmisjonsnettet 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:

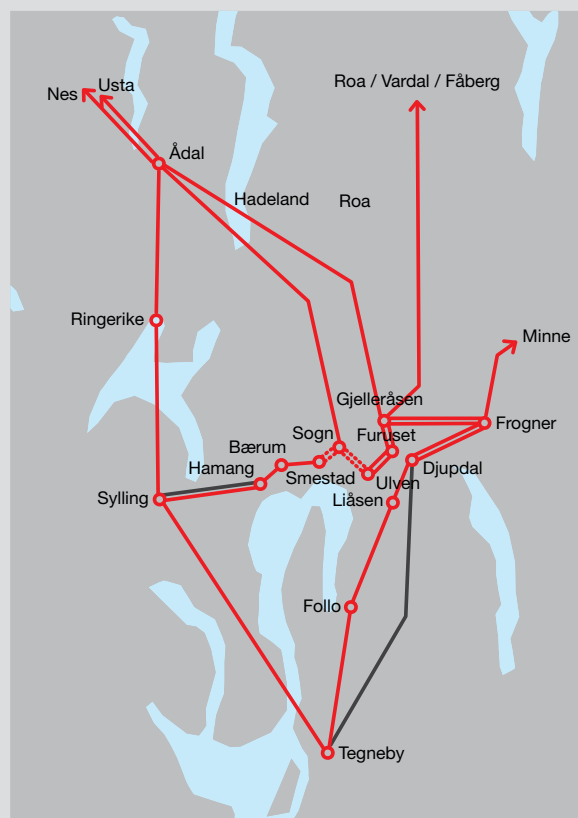
- Fornyelse av stasjonene Smestad og Sogn (under bygging)
- Fornyelse av kabelforbindelsen mellom Smestad og Sogn med nye kabler i tunnel (under bygging)
- Fornyelse av Hamang med ny stasjon på ny tomt (fått konsesjon)
- Ny transformatorstasjon på Liåsen (konsesjonssøkt)
- Fornyelse av kabelforbindelsen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

#### Dagens nett



420 kV    300 kV    132 kV

#### Skisse av fremtidig nett



420 kV    300 kV    132 kV



## Tabelloversikt prosjekter og planer

Driftssatte prosjekter siden 2017	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	
NSO Ulven stasjon Ny transformator	85-90	2018	85-90	2018	Forsynings- sikkerhet
Furuset stasjon Transformatorutskifting	90-100	2018	90-100	2018	Forsynings- sikkerhet
NSO Hamang stasjon Midlertidig tiltak	150-165	2018	150-165	2018	Forsynings- sikkerhet
Indre Oslofjord kabelanlegg	900-1000	2017-2018	1050-1100	2017-2018	Forsynings- sikkerhet

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet idriftsettelse	
Nedre Vinstra stasjon Fornyelse 300 kV	70-90	2019	70-78	2019	Forsynings- sikkerhet
Fåberg stasjon Fornyelse 300 kV-anlegg	140-160	2019	140-160	2019	Forsynings- sikkerhet
Vemorktoppen stasjon Fornyelse	150-200	2019	150-200	2018	Forsynings- sikkerhet
NSO Røykås stasjon Utskifting av transformator	70-90	2020	70-90	2020	Forsynings- sikkerhet
Syilling stasjon* Fornyelse	450-490	2022	450-490	2021	Forsynings- sikkerhet
NSO Sogn stasjon* Oppgradering av transformatorstasjon	545-580	2021	545-583	2021	Forsynings- sikkerhet
Rød, Verdal og Syilling SVC	290-310	2022	300-380	2022	Forsynings- sikkerhet
NSO Smestad-Sogn kabelforbindelse* Inkl. Smestad stasjon	1250-1390	2021	1250-1390	2021	Forsynings- sikkerhet

\* Prosjektene er forsinket og replanlegges vinteren 2019

Prosjekter under planlegging - investeringsbesluttet	NUP 2019/Investeringsplan 2018 (OIP)			Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	
Rød stasjon Fornyelse	590-680/*	2020	2023	Forsynings- sikkerhet
NSO Sogn-Ulven Ny kabelforbindelse	1240-1430/ 1050-1250	2019/2019-2020	2024-2025	Forsynings- sikkerhet
NSO Hamang stasjon Ny transformatorstasjon	760-850/ 420-550	2014	2024	Forsynings- sikkerhet

\*Prosjektet het tidligere "Rød fornyelse kontrollanlegg og apparatanlegg".

Prosjekter under planlegging - ikke investeringsbesluttet	NUP 2019/Investeringsplan 2018 (OIP)			Behov
	Forventet kostnad (mill kr)	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt	
NSO Liåsen stasjon Ny transformator	400-450	2019/ 2019-2020	2024/ 2022-2023	Forsynings- sikkerhet
Dagali stasjon Tilknytning Godfarfoss kraftverk	10-15	Ikke pliktig	2021	Tilknytning produksjon

Prosjekter under planlegging - løsningsvalg og omfang ikke besluttet	Planlagt sendt konsesjonssøknad			Behov
	NUP 2019	OIP 2018	Anleggskategori	
NSO Hamang-Bærum-Smestad inkl. Bærum stasjon* Fornyelse og kapasitetsøkning	2019	2019	Ledningsprosjekt/ -stasjonsprosjekt	Forsynings- sikkerhet
Tveiten stasjon Fornyelse og kapasitetsøkning	2019	2021	Stort stasjonsprosjekt	Forsynings- sikkerhet og tilknytning forbruk
NSO Reaktiv kompensering	2019	2019	Mindre stasjonsprosjekt	Forsynings- sikkerhet
NSO Ulven stasjon Oppgradering stasjon	2020	2020	Stort stasjonsprosjekt	Forsynings- sikkerhet

\*Konsesjonssøknad er sendt. Endelig løsningsvalg avgjøres gjennom konsesjonsprosessen.

Mulig tiltak på sikt	Anleggskategori
Ny forbindelse vest for Mjøsa	Stort ledningsprosjekt
Nye stasjoner/økt kapasitet i eksisterende stasjoner	Større/mindre stasjonsprosjekter
Økt kapasitet fra Hallingdal til Oslo	Større ledningsprosjekt
Store og mindre fornyelser i stasjoner	Større og mindre stasjonsprosjekter
Nødvendige oppgraderinger i forbindelse med Nettplan Stor-Oslo	Lednings- og stasjonsprosjekt



Foto: Øvind@Haug



# 9 Mellomlands- forbindelser

Statnett er i ferd med å ferdigstille to utenlandsforbindelser til henholdsvis Tyskland og Storbritannia. Disse vil øke den direkte kapasiteten mellom Norge og land utenfor Norden fra 700 MW i dag til 2800 MW. Statnett har i dag ingen planer om nye utenlandsforbindelser etter at Nordlink og NSL blir satt i drift tidlig på 2020-tallet. Konsesjon til NorthConnect er hos behandling hos myndighetene<sup>3</sup>. I forbindelse med nordisk nettutviklingsplan 2019 som ble lansert i august i år har vi gjort bilaterale analyser med de andre nordiske landene. I disse har vi gjort innledende lønnsomhetsberegninger av kapasitet mellom Finnmark og Finland, og mellom Sør-Norge og Sverige og Danmark.

## 9.1 Vi er i rute med å bygge NordLink og North Sea Link

Statnett er i rute med utbyggingen av forbindelsene NordLink til Tyskland og NorthSeaLink til Storbritannia. Begge har en kapasitet på 1400 MW og er planlagt satt i drift i henholdsvis 2020 og 2021.

○ **Forbindelsene gir økte flaskehalsinntekter, større verdi av norsk kraftproduksjon, perioder med billigere import og samlet sett bedre energisikkerhet.**

Leggingen av den delen av Nordlink som går under vann er forventet å bli ferdig i løpet av høsten 2019. I tillegg er arbeidet med den delen av kabelen som går på land i Tyskland i gang. Forbindelsen er ventet å være klar for prøvedrift sent i 2020.

Når det gjelder NSL-prosjektet, er den andre av totalt fire leggesesonger for selve kabelen i gang. Byggearbeidene for stasjonene både på norsk og britisk side pågår. Fremdriften er i henhold til planen. Forbindelsen skal settes i drift i løpet av 2021.

## 9.2 Statnett har ingen konkrete planer om nye prosjekter nå

Utover NordLink og North Sea Link har vi per nå ingen konkrete planer for ytterligere utbygging av mellomlandsforbindelser til kontinentet og Storbritannia. Dette er i tråd med hva vi signaliserte

<sup>3</sup> NorthConnect er et selskap som ønsker å bygge en ny mellomlandsforbindelse mellom Sima og Skottland på 1400 MW.

i NUP 2017 og i vårt hørings svar til NVE på konsesjonssøknaden til NorthConnect i juni 2018.

### Grunnleggende markedsutvikling tilsier økende nytte på sikt, men betydelig usikkerhet

Nye mellomlandsforbindelser er store investeringer som krever høye nyttestrømmer for å være lønnsomme. Det må dermed være betydelige prisforskjeller mellom markedene man vil knytte sammen i utgangspunktet. Vi ser at Nordlink og NSL i første omgang reduserer prisforskjellene mellom Norge og omkringliggende land. Samtidig viser beregningene i vår langsiktige analyse fra 2018 at markedsutvikling på lengre sikt trolig øker prisforskjellene igjen. Dette kan gjøre det samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut en eller flere nye forbindelser.

En viktig grunn til at prisforskjellene øker er at stadig mer vindkraft kombinert med mindre kull og kjernekraft øker den kortsiktige prisvolatiliteten i Europa. Dette skjer først og fremst i perioden fra oktober til februar. Det at prisene varierer mest om vinteren er noe vi allerede ser tydelig i dagens marked.

Det er imidlertid mye usikkerhet knyttet til den fremtidige markedsutviklingen og dermed også nytten av mellomlandsforbindelser. Den største usikkerheten er trolig knyttet til prisene på gass og CO<sup>2</sup>-kvoter. Årsaken er at gasskraft vil være den teknologien som oftest vil være på marginen i kraftmarkedet helt frem mot 2040.

### Vi ser flere argumenter for å avvente ytterligere investeringer

Utover usikkerheten i selve markedsutviklingen ser vi flere andre argumenter som i sum gjør at vi ikke initierer noe nytt prosjekt nå:

- System og markedstiltak for høy utnyttelse av mellomlandsforbindelser bør være på plass først
- Vi må ha mer klarhet i omfanget av framtidige flaskehals i Tyskland, og håndteringen av disse
- Det er usikkerhet knyttet til konsekvensene av Brexit
- Konsesjonsbehandlingen av NorthConnect pågår

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 nordiske TSOene en rekke forbedringstiltak. Dette inkluderer blant annet innføring av en ny nordisk balansemodell med finere tidsoppløsning, og at vi løser på dagens strenge rampingrestriksjoner gjennom etableringen av flytbasert markedskobling og mer automatisert regulering.

Statnett mener det er viktig å ha disse tiltakene på plass før vi eventuelt øker kapasiteten ut av synkronområdet ytterligere. Hvis ikke vil det kunne bli nødvendig å sette ned kapasiteten på både nye og gamle mellomlandsforbindelser. 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.

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 plan vil bli møtt. I tillegg er det usikkert hvordan de interne flaskehalsene blir håndtert. I sum gir dette behov for å avvente eventuell videre utbygging av ny kapasitet, ikke bare til Tyskland men også til Jylland.

○ Når det gjelder muligheten for å bygge enda en forbindelse til Storbritannia mener vi det er rasjonelt å først få mer klarhet i hvordan Brexit påvirker regler og løsninger for energihandel.

Videre er konsesjonssøknaden til NorthConnect til behandling. Utfallet av denne prosessen vil naturlig nok ha stor betydning for spørsmålet om videre utbygging.

#### Fordelingsvirkninger er en utfordring for videre utbygging

Med den markedsutviklingen vi forventer viser våre beregninger

at mye av den samfunnsøkonomiske nytten ved en ny forbindelse vil komme som økt produsentoverskudd. Konsumentene vil ha en fordel i perioder med billig import, men med overskudd på kraftbalansen vil konsumentene over tid få et tap i form av noe økte kraftpriser i gjennomsnitt. I tillegg viser våre beregninger at nettoøkningen i Statnetts flaskehalsinntekter ved etableringen av en ny forbindelse trolig ikke er tilstrekkelig til å dekke inn investeringskostnadene. Det er dermed sannsynlig at en ny forbindelse gir noe økt tariff. Dette forsterker fordelingsvirkningene i favør av norske produsenter da økt tariff i all hovedsak vil måtte betales av norske forbrukere.

Skatt og offentlig eierskap gjør at norske konsumenter indirekte tjener på økt inntjening for norske kraftprodusenter. Kombinert med langsiktige tilpasninger i markedet reduserer dette fordelingsvirkningene av en ny forbindelse. De direkte omfordelingseffektene gir imidlertid noen utfordringer som er sentrale i den offentlige diskusjonen om mellomlandsforbindelser. Dette er ikke noe Statnett skal legge til grunn, men er sentralt for konsesjon og offentlig aksept.

#### 9.3 Nordisk Plan 2019 bekrefter hovedbildet fra egne analyser

I arbeidet med Nordisk Nettutviklingsplan 2019 har Statnett, i samarbeid med Energinet, SvK og Fingrid utforsket behov og muligheter for økt nettkapasitet over et utvalg landegrenser internt i Norden. På bakgrunn av dette er vi enige med Fingrid om å fortsette analyseprosessen mot en mulig investering i en styrbar back to back for å bedre utnytte den eksisterende ledningen mellom Finnmark og Finland. Mellom Sør-Norge og Sverige ser vi økende samfunnsøkonomisk nytte av økt kapasitet, mye drevet av planene om å fase ut alle svenske kjernekraftverk. I første omgang er det imidlertid lavere behov og vi er derfor enige med SvK om å avvente videre investeringer i denne korridoren. På Skagerrak forbindelsen indikerer de gjennomførte analysene at det vil være lønnsomt å opprettholde dagens kapasitet. Her ser vi imidlertid et klart behov for å se an forsinkelser i utbyggingen av det tyske nettet, håndteringen av interne flaskehals i Tyskland og utnyttelsen av de eksisterende forbindelsene. Vi er her enige med Energinet om å avvente eventuelle investeringer.

Prosjekt	NUP 2019		Investeringsplan 2018		Behov
	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad	Forventet idriftsettelse	
Nordlink - kabel til Tyskland	1,5-2,0 mrd EUR*	2020	1,5-2,0 mrd EUR*	2019	Handelskapasitet
NSL - kabel til Storbritannia	1,5-2,0 mrd. EUR*	2021	1,5-2,0 mrd. EUR*	2021	Handelskapasitet

\* Prosjektets totale kostnad. Statnett sin andel utgjør 50 prosent.



**Statnett SF**

Nydalen Allé 33  
0484 Oslo

**T** 23 90 30 00

**F** 23 90 30 01

**Statnett**