

Statnett

Nettutviklingsplan 2017



Statnett drifter ca.
11 000 km kraftledninger
og kabler og ca.
150 stasjoner over
hele landet

Forord



Strøm er en forutsetning for velfungerende samfunn og verdiskaping. Betydningen av en pålitelig strømforsyning blir enda større i en hverdag som blir mer digital og hvor krav til mer klimavennlig energibruk vil innebære at vi bruker elektrisitet i flere deler av samfunnet. Det er Statnetts oppgave å møte fremtidens kraftbehov ved å bidra til en koordinert utvikling av kraftsystemet samt å gjøre riktige investeringer til rett tid. Vi er også ansvarlig for den løpende driften av kraftsystemet. Myndighetene krever at både utvikling- og drift skal foregå på en samfunnsøkonomisk lønnsom måte.

Utviklingen i forbruk og kraftproduksjon har gjort at vi øker overføringskapasiteten i mange deler av landet. Vi har derfor mange pågående prosjekter, og det vil være en høy utbyggingsaktivitet også i årene som kommer. Det høye aktivitetsnivået innebærer også risiko for ulykker. Vi har derfor fokus på å sikre at aktivitetene foregår på en måte som ivaretar sikkerheten og helsen til alle som er involvert i arbeidet. Vi jobber også systematisk for å minimere virkningen av våre aktiviteter på det ytre miljøet. Forbedring på disse områdene er vårt store satsningsområde. I tillegg jobber vi kontinuerlig med å holde kostnadene for våre prosjekter nede. Dette gjør vi ved grundig arbeid i tidligfase for å sikre oss at vi gjennomfører

riktige tiltak, ta i bruk ny og kostnadseffektiv teknologi samt ha en målrettet anskaffelsesstrategi som når ut til et bredt leverandørmarked.

Samtidig med publisering av Nettutviklingsplan 2017 legger vi også ut en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av forventede investeringer og et dokument der vi besvarer høringsuttalelsene som vi fikk inn under høringen av denne planen.

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

God lesning!

Håkon Borgen
Konserndirektør Teknologi og utvikling

Statnett står inne i et historisk høyt investeringsnivå. Nettutviklingen etter kommende 5-årsperiode er drevet av en rekke faktorer som kan gi oss både lav og høy utbyggingstakt.

Sammendrag

Transmisjonsnettet er en sentral del av samfunnets infrastruktur. Det å planlegge og bygge ut nettet i takt med behov og samfunnsøkonomisk lønnsomhet er en av Statnetts hovedoppgaver. Gjennom en effektiv utvikling av nettet er målet å bidra til økt verdiskaping, legge til rette for reduserte klimagassutslipp og bevare en trygg strømforsyning.

Forskrift om energitredninger utpeker Statnett som utredningsansvarlig for transmisjonsnettet i Norge. I Nettutviklingsplan 2017 (NUP 2017) beskriver vi utviklingstrekk, usikkerhetsmomenter og forventede nettinvesteringer de neste 20 årene. NUP er vår offentlige hovedrapport og et sammendrag av Kraftsystemutredningen (KSU). Krav til planenes innhold og form er regulert gjennom energilovens forskrift for energitredninger. Statnett legger i tillegg frem Systemdrifts- og markedsutviklingsplan 2017-21 (SMUP). Samlet beskriver NUP og SMUP hvordan Statnett søker å løse sitt samfunnsoppdrag på en mest mulig helhetlig og kostnadseffektiv måte.

Høy utbyggingsaktivitet de nærmeste årene – mer usikker utvikling videre

Statnett er nå godt i gang med det planlagte nettløftet. Siden vi for første gang varslet dette behovet i 2009 har vi ferdigstilt flere store prosjekter. Dette har blant annet gitt mer enn 800 km nybygget og oppgradert ledning. Vi har nå en historisk høy utbyggingsaktivitet og er det nettselskapet som investerer mest i Norden. I 2016 investerte vi i nettanlegg for 5,4 milliarder kroner, bygde 157 kilometer ny ledning og satte i drift 14 nye eller ombygde stasjoner. Kombinert med prosjekter under planlegging og gjennomføring gir dette et betydelig løft i nettkapasiteten over hele landet frem mot første halvdel av 2020 tallet. Vi får bedre forsyningssikkerhet i sårbare områder som Nord-Norge, Stor-Oslo 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.

De neste fem årene forventer vi å investere for 35-45 milliarder kroner, hvorav tre fjerdedeler allerede er investeringsbesluttet. Usikkerheten for den kommende 5-årsperioden er dermed begrenset. Investeringsnivået er en del lavere enn hva vi kommuniserte i høringsversjonen av NUP 2017 og skyldes både at intervallet er forskjøvet

fra 2017-2021 til 2018-22, vedtak om senere gjennomføring av prosjekter og at vi forventer lavere kostnader i viktige prosjekter.

Etter de fem første årene går vi så inn i en ny fase der det samlede investeringsnivået mest sannsynlig går ned. Samtidig øker usikkerheten, både knyttet til behov og lønnsomhet for planlagte prosjekter, og ved at det kan komme nye prosjekter. Vi vet i dag at mange anlegg må fornyes for å forbedre og opprettholde forsyningssikkerheten frem mot 2035-40. Hvor høyt investeringsnivået blir utover dette avhenger av en rekke forhold:

- Utvikling i kraftpriser
- Mengde og plassering av ny fornybar produksjon
- Hvordan forbruket utvikler seg, herunder om og hvor det kommer nytt industriforbruk
- Økte prisforskjeller mellom land, som gjør mellomlandsforbindelser mer lønnsomt
- Teknologitvilling og digitalisering både i våre nettanlegg og hos sluttbruker

Det kan innen få år bli lønnsomt å bygge ut vind og noe vannkraft uten subsidier i Norge. Skjer dette kan flere fornybarprosjekter bli realisert, selv om sertifikatordningen blir avsluttet. Dette kan i sin tur utløse nye nettiltak.

Statnett utvikler planer som tar høyde for usikkerheten. Dette innebærer blant annet å tidlig identifisere behov og mulige tiltak gjennom analyser og dialog med produsenter, forbrukere og regionale nettselskaper. Vi avventer normalt endelig investeringsbeslutning til behov og lønnsomhet er rimelig sikkert. Der dette ikke utvikler seg slik vi tidligere forventet stopper eller utsetter vi prosjekter.

Strategi for å begrense veksten i kostnader og forbrukertariffer

Det å velge og utvikle kostnadseffektive tiltak er en vesentlig del av Statnetts samfunnsoppdrag. Dette er spesielt viktig i den fasen vi er i nå, der store utbyggingsprosjekter driver opp de samlede kostnadene og tariffgrunnlaget for transmisjonsnettet. Et sentralt mål i Statnetts nye konsernstrategi er å begrense veksten i

kostnader og stoppe tarifføkninger for alminnelig forsyning innen 2023. Med denne krevende ambisjonen forsterker vi vårt fokus på kostnadseffektivitet, der vi jobber med flere tiltak i parallell:

- Redusere enhetskostnadene for nye anlegg
- Utnytte eksisterende og planlagt nettkapasitet bedre
- Gi bedre informasjon og prissignaler om hvor det nettmessig er best å plassere nytt stort forbruk og ny produksjon.
- Forlenge levetiden på anlegg ved bedre å forutse og målrette behovet for utskiftninger og vedlikehold, blant annet gjennom økt digitalisering
- Sikre at enkeltaktører betaler for ekstra leveringskvalitet
- Bidra til reduserte forbrukstopper der dette kan spare nettinvesteringer

Statnett har over flere år jobbet planmessig for en mer kostnads-effektiv utbygging. Innen 2018 er målet en 15 % kostnadsreduksjon sammenlignet med 2013. For å få til dette har vi et omfattende program innen forskning og utvikling med mål om å oppnå 20% reduserte kostnader, økt sikkerhet og redusert gjennomføringstid. Vi tilpasser våre prosjektplaner for å kunne få inn ny teknologi. I tillegg bruker vi standardiserte løsninger og arbeider aktivt for å få tilgang til et leverandørmarked med god kvalitet og kapasitet. Til sammen gir dette lavere enhetskostnader, og her ser vi nå gode resultater. Sammenlignet med inngåtte kontrakter fra 2011-2013 er enhetskostnadene redusert med 9% i gjennomsnitt i perioden 2014-2017. Utviklingen har vært økende og i 2016 lå prisnivået 11,6% lavere enn i 2011-2013. Kombinert med stram prosjektstyring ser vi nå en positiv utvikling også på prosjektnivå der kostnadsrammen for de tre prosjektene Ofoten-Balsfjord, Indre Oslofjord kabelanlegg og Namsos-Surna er redusert med 1,4 milliarder kroner.

Bedre utnyttelse av eksisterende nettkapasitet reduserer utbyggingskostnadene våre, og er noe vi har jobbet med i mange år. Teknologi- og markedsutvikling kan både gjøre investeringer overflødige, og gjøre det mulig å vente. Ved fremtidige nettinvesteringer skal risiko for avbrudd i forsyningen i større grad veies opp mot investeringskostnadene. Bruk av sensorer og ny teknologi reduserer konsekvensene i driften ved en slik tilnærming.

Lokalisering av ny produksjon og nye store forbruksenheter til steder med god nettkapasitet kan gi store besparelser. Det er derfor viktig å sikre at ulike lokaliseringssignaler for ny produksjon samlet gir en riktig avveining mellom fordelene, gitt av eksempelvis gode vindforhold, på den ene siden, og potensielt betydelige nettkostnader og relativt høye overføringstap på den andre siden. Her spiller tariffmodellen en viktig rolle og Statnett skal i løpet av 2018 legge frem endringer i utformingen av tariffene. Formålet er en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Følgende premisser ligger til grunn for dette arbeidet:

- Prissignalene gjennom markedet og tariffen må til sammen sikre en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Markeds-signalene alene vil ikke gi tilstrekkelige prissignaler. Det er derfor behov for ytterligere prissignaler i tariffen. Anleggsbidrag vil være et viktig bidrag for å sikre en samfunnsøkonomisk utvikling.
- Alle brukerne må stå ovenfor de kostnadene som de påfører nettet på kort sikt (marginal tap) og bære kostnadene de påfører balanseringen av systemet.
- Alle brukerne bør være med å betale de økte kostnadene. Det betyr at både produsenter og store forbrukere bør betale en relativt sett større andel av kostnadene fremover.
- Private kabler vil dra nytte av investeringer som er gjort i transmisjonsnettet og redusere flaskehalsinntekter på eksisterende kabler betalt av fellesskapet. De økonomiske rammene for private kabler er foreløpig ikke på plass. Dagens tariffregelverk og tariffingspraksis er ikke utformet med sikte på slike forbindelser. Det er naturlig at Statnett ser på dette nå.

Vi utreder og utvikler tiltak som reduserer kortvarige forbrukstopper der dette er utløsende for fremtidige investeringer i økt nettkapasitet. Flere analyser indikerer et betydelig potensial for utjevning av forbruket uten vesentlig tap av komfort. Effekttariffer, som NVE planlegger å innføre, og frivillige avtaler er eksempler på virkemidler som kan sikre at tilstrekkelig mye forbruk reduseres eller flyttes ved behov. En mer generell reduksjon i vinterforbruket vil også bidra, for eksempel gjennom utbygging av fjernvarme eller tilskudd til etterisolering. I sum begrenser dette det fremtidige investeringsnivået.

Nord: Forbruk er viktig i Finnmark – produksjon kan gi utbygging mot Sverige og Midt-Norge

Vi gjør nå store nettinvesteringer for å styrke forsyningssikkerheten og øke overføringskapasiteten inn til og ut av Nord-Troms og Vest-Finnmark. Ledningene Ofoten-Balsfjord og Balsfjord-Skaidi – i første omgang frem til Skillemoen, er under bygging og er planlagt satt i drift i 2017 og 2021. Det vil imidlertid fortsatt være begrensninger og særlig i Øst-Finnmark. En større vekst i petroleumsrelatert forbruk kan utløse en utbygging av nytt 420 kV nett gjennom Finnmark og videre til Finland. Statnett har derfor klagt flere ulike forsterkningsalternativer, men usikkerhet knyttet til om, når og hvor det kommer en forbruksvekst stor nok til å utløse en slik utbygging gjør at vi avventer videre prosjektutvikling. Resultatene fra petroleumsaktørenes kartlegging av Barentshavet i 2018 vil være viktig for det videre arbeidet.

Det er et stort potensial for videre utbygging av både vind- og vannkraft i hele Nord-Norge. Forholdene er spesielt gode for vindkraft i Finnmark. Med økt kraftpris kan dette bli et av de første stedene det er lønnsomt å bygge vindkraft uten subsidier. Vi har likevel konkludert med at det per i dag ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut 420 kV-nett gjennom og ut av Finnmark for vindkraft alene. Til det er nettkostnadene for store og den relative fordelene av gode vindforhold for liten. Vi utreder imidlertid en ny ledning mellom Adamselv og Lakselv. Denne vil legge til rette for noe mer vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark.

Nord-Norge er et overskuddsområde samlet sett. Mer vind- og vannkraft, ikke bare i Finnmark, men i hele Nord-Norge, gir derfor økt flyt mot Midt-Norge og Sverige. Våre analyser viser at det skal relativt moderate volumer ny produksjon til før ulike nettbegrensninger slår inn og gir lavere områdepris i Nord-Norge. Økt regionalt forbruk, for eksempel elektrifisering av LNG-terminalen på Melkøya, vil ha en dempende effekt, men ikke forhindre større prisforskjeller. En storstilt utbygging av vind og vannkraft i Nord-Norge gir derfor behov for å forsterke og bygge nye ledninger både til Midt-Norge, Sverige og Finland. En utbygging mot Midt-Norge alene er ikke nok da mye av kraften fortsatt vil flyte mot Sverige og møte begrensninger på ledningene dit.

Vi har ingen konkrete planer om å bygge nye ledninger til Sverige. Dette må eventuelt skje i samråd med Svenska Kraftnät og gjennom det nordiske plansamarbeidet. Vi oppgraderer nå en av to ledninger mot Midt-Norge. På sikt er planen å erstatte den andre slik at det blir to ledninger på 420 kV.

Midt: Vindkraft og utviklingen i Nord-Norge er sentralt for videre utvikling

I desember 2016 satte vi i drift en ny 420 kV-forbindelse fra Sogndal til Ørskog. Dette tiltaket gir god energisikkerhet i Midt-Norge i overskuelig framtid. Underskuddet på den regionale energibalansen er dermed ikke lenger en relevant faktor for videre nettutvikling, selv ved en betydelig vekst i forbruket.

Mer industriforbruk kan likevel utløse tiltak mer lokalt. Gassprosesseringsanlegget på Nyhamna utvider kapasiteten og blir mer sårbart for avbrudd i kraftforsyningen. I sin uttalelse til vår konseptvalgutredning støtter Olje- og energidepartementet (OED) at Statnett kan gå videre med planleggingen av nettiltak med mål om å styrke leveringspåliteligheten. OED viser videre til Energiloven om at kunder som ønsker bedre leveringskvalitet enn det som følger av kravene i forskriften, kan inngå avtale med Statnett om å betale for denne tjenesten. Statnett vil nå videreutvikle prosjektet, samt komme til enighet med partene på Nyhamna om kostnadsfordeling for styrket leveringspålitelighet.

Beslutningen om å bygge 1000 MW vindkraft på Fosen, i Snillfjord og Hitra innebærer at vi bygger to nye 420 kV-ledninger, en på nordsiden og en på sørsiden av Trondheimsfjorden. Vi planlegger å knytte disse sammen med en kabel over Trondheimsfjorden. Kombinert med forsterkninger både nordover til Nordland og sørover til Sunndalsøra vil dette gi en sammenhengende 420 kV-ledning nummer to gjennom Trøndelag og Nordmøre. En slik utvidelse vil i hovedsak være drevet av en større utbygging av ny produksjon i Nord-Norge og kan dermed ligge lengre ut i tid. Vi har derfor fått utsatt konsesjonen om å koble sammen over Trondheimsfjorden til senest innen 2028.

Vest: Lokal forbruksvekst og potensial for høy fornybarutbygging

Når hele Ytre Ring fra Mongstad til Modalen blir ferdigstilt vil forsyningssikkerheten i transmisjonsnettet være god i Bergensområdet. BKK har allerede idriftsatt Mongstad-Kollsnes mens Modalen-Mongstad er under gjennomføring og er planlagt satt i drift i 2019.

Den nye ledningen mellom Ørskog og Sogndal gir kapasitet til å knytte til mye ny produksjon langs ledningen. Samtidig fører mer produksjon til at vi gradvis får større flaskehals mot sør på forbindelsen fra Sogndal til Aurland. Vi planla derfor å søke konsesjon i løpet av 2017 for å erstatte denne med en ny 420 kV-ledning. På bakgrunn av lave kraftpriser og usikkerhet om videre utbygging av ny produksjon har vi imidlertid utsatt beslutningen om å sende inn konsesjonssøknad til 2018.

Selskapet NorthConnect planlegger en ny 1400 MW kabelforbindelse fra Sima til Skottland. Forbindelsen gir økt flyt fra nord og forutsetter trolig en oppgradering av Aurland-Sogndal. NorthConnect kan også utløse andre tiltak. Høsten 2017 gjennomfører vi en utredning av alle nettførsterkninger utløst av NorthConnect.

På lengre sikt planlegger vi å oppgradere hele ledningen mellom Sogndal og Sauda til 420 kV. I første omgang er planen å forsterke deler av ledningen mellom Evanger og Samnanger. Videre har vi sendt melding om oppgradering av ledningen fra Samnanger til Mauranger. Det er imidlertid usikkert om og når dette blir samfunnsøkonomisk lønnsomt.

På Haugalandet og i Odda kan planer om vekst i industriforbruket gi nye nettiltak. På Haugalandet er første trinn å installere reaktiv kompensering og temperaturoppgraderte ledninger. Ved videre forbruksvekst vil det være behov for ytterligere nettførsterkninger og Statnett sendte en melding til NVE august 2017 om å bygge en ny ledning mot Karmøy fra to mulige utgangspunkt: Blåfall eller Sauda. Valg av spenningsnivå er til vurdering. I Odda har vi startet utredningsarbeidet for å vurdere behov og mulige tiltak, men dette er foreløpig på et tidlig stadium.

Sør og Øst: Økende forbruk, forsyningssikkerhet og transitt driver utviklingen

Statnett har trukket konsesjonssøknaden om Lysebotn – Stølaheia og søkt konsesjon om en ny forbindelse mellom Lysebotn og Fagrafell for å bedre forsynings-situasjonen i Stavanger og Sandnes området. I tillegg utreder Statnett og Lyse Elnett konsepter for videre nettutvikling inn mot Stavanger for å sikre en helhetlig utvikling av regional- og transmisjonsnettet. Vi forventer at en felles plan vil gi betydelige kostnadsbesparelser sammenlignet med separat planlegging av de to nettnivåene.

Nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia gir behov for større overføringskapasitet i Vestre korridor. Dette er en

av grunnene til at vi spenningsoppgraderer og bygger nye ledninger fra Sauda i nord til Fedå og Kristiansand i sør samt strekningen fra Solhom til Arendal.

I og rundt Oslo øker kraftforbruket som en følge av befolkningsvekst og elektrifisering av transport-sektoren. Samtidig er det behov for å fornye flere av anleggene. I Nettplan Stor-Oslo utreder vi hvordan vi skal sikre en helhetlig utvikling av nettet i Oslo og Akershus. Oppgradering av Smestad stasjon og kabel mellom Smestad og Sogn er investeringsbesluttet, og flere prosjekter vil trolig følge de nærmeste årene. Samtidig utreder vi hvordan blant annet mer aktiv bruk av forbruksfleksibilitet kan bidra til å utsette gjennomføringen av planlagte forsterkningstiltak.

Vi er i gang med å fornye de innerste kablene over Oslofjorden og første kabelanlegg ble satt i drift i september. Når hele anlegget er gjennomført vil leveringspåliteligheten og overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige styrkes. I tillegg øker vi kapasiteten i flere av transformatorstasjonene i regionen. Dette tiltaket sikrer forsyningen til alminnelig forbruk.

Det kan bli behov for å oppgradere ledningene fra Fåberg til Oslo, blant annet som følge av mer vannkraft i Gudbrandsdalen og ny vindkraft i Hedmark. På lengre sikt kan økte kraftpriser og ytterligere reduksjon i svensk kjernekraft gjøre det aktuelt å bygge ut kapasiteten mellom Østlandet og Sverige.

Vi bygger to mellomlandsforbindelser – videre utbygging kan bli lønnsomt på sikt

Statnett bygger nå to nye mellomlandsforbindelser, NordLink til Tyskland og NSL til Storbritannia. Begge forbindelsene vil ha en kapasitet på 1400 MW og er planlagt satt i drift i henholdsvis 2019 og 2021. Dette gir en samlet overføringskapasitet fra Norge på 5200 MW til Storbritannia, Danmark og kontinentet. Forbindelsene gir økte flaskehalsinntekter, større verdi av norsk kraftproduksjon, billigere import og bedret energisikkerhet. I tillegg blir det lettere å fase inn mer fornybar produksjon både i Norge og i mottakerland.

På bakgrunn av nedjusterte kraftprisforventninger og forsinkelser i utbyggingen av det tyske nettet, gjennomførte vi høsten 2016 en oppdatert vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved NordLink og NSL. De nye beregningene viser at både NordLink og NSL fortsatt har robust samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Lønnsomheten for Nordlink er lavere men fortsatt positiv med god margin. De største inntektene er skjøvet lengre ut i tid. For NSL er oppdatert lønnsomhet omtrent på samme nivå som ved investeringsbeslutning, men også her er de største inntektene skjøvet ut i tid. Reduserte flaskehalsinntekter for begge forbindelsene de første årene medfører en større økning i tariffen for forbrukerne enn hva prognosen var ved investeringsbeslutning. Samtidig forventer vi at forbindelsene, med den oppdaterte analysen, gir noe mindre prisøkning på norsk og nordisk side. Nettvirkningen for forbruk-

erne, ved dagens tariffmodell, er derfor mer moderat enn den isolerte tariffvirkningen.

Vi fokuserer nå på å øke verdiskapingen fra den voksende porteføljen av forbindelser. Dette gjør vi gjennom effektivt å gjennomføre pågående investeringer, sikre høy tilgjengelighet på forbindelsene, ha sikker drift og effektiv handel. Parallelt fortsetter vi å utrede potensialet for ytterligere samfunnsøkonomisk lønnsomme mellomlandsforbindelser.

Med økt overføringskapasitet blir kraftprisene i Norge mer lik prisene hos våre handelspartnere. Dette gir isolert sett lavere samfunnsøkonomisk nytte av å bygge ut ytterligere forbindelser. Samtidig viser våre beregninger at mer fornybar produksjon, både i Norge og ellers i Europa, trolig bidrar til økende prisforskjeller på lengre sikt, og dermed større nytte av økt overføringskapasitet. Dette indikerer at det kan bli samfunnsøkonomisk lønnsomt utover på 2020 tallet med en eller flere nye forbindelser enten til Storbritannia eller kontinentet. En kabel til Storbritannia kan være lønnsom tidligere på grunn av særegne forhold i det britiske markedet, med mer gass i produksjonsmiksen og en egen CO2-avgift. Våre beregninger viser at flaskehalsinntekter utgjør en mindre andel av totalnyttens ved en ny forbindelse, sammenlignet med NordLink og NSL. Samtidig er bidraget til norsk energisikkerhet lavere.

To av de eksisterende forbindelsene til Danmark, SK1 og 2, nærmer seg teknisk levealder det neste tiåret. Statnett vil se nærmere på lønnsomheten av å investere i ny kapasitet som erstatning for disse sammen med Energinet DK i forbindelse med utarbeidelsen av den nordiske nettplanen 2019. Uten samfunnsøkonomisk lønnsomhet vil ikke SK1 og SK2 bli erstattet.

Det er usikkert om og når det vil bli lønnsomt med en videre utbygging av nye mellomlandsforbindelser. For det første er det stor usikkerhet knyttet til markedsutviklingen og hvordan prisforskjellene mot kontinentet og Storbritannia utvikler seg. Videre er det en rekke usikre forhold som vil kunne ha stor betydning for utnyttelse og lønnsomhet av ytterligere forbindelser:

- Kostnader ved nødvendige nettførsterkninger på land i Norge
- Systemdriftskostnader
- Nettkapasiteten hos eventuelle handelspartnere
- Regulatoriske forhold

For at vi skal kunne ha full utnyttelse av forbindelsene vi nå bygger til Tyskland og Storbritannia iverksetter vi en rekke tiltak innen systemdrift og markedsdesign. Finere tidsoppløsning i markedene og økt automatisering i systemdriften er eksempler på tiltak som er nødvendige å ha på plass. Tiltakene er grundig beskrevet i Statnetts System og Markedsutviklingsplan 2017 (SMUP 2017). Det er imidlertid usikkerhet knyttet til i hvilken grad tiltakene samlet sett er tilstrekkelige. Dersom erfaringene viser at dette ikke er tilfelle, eller tiltakene ikke blir realisert som planlagt, vil det være nødven-

dig å utvikle andre virkemidler. Dette kan redusere utnyttelsen av eksisterende og nye forbindelser, og gi lavere nytte.

Den store usikkerheten knyttet til samfunnsøkonomisk lønnsomhet ved ytterligere mellomlandsforbindelser gjør at vi ikke setter i gang nye utbyggingsprosjekter nå. Dette kan imidlertid bli aktuelt utover på 2020 tallet. Statnett planlegger også å utføre en målrettet analyse for å avdekke omfanget av ytterligere nettførsterkninger som blir nødvendig ved eventuell bygging av flere mellomlandsforbindelser.

Kapasitet til mye ny produksjon, gitt gunstig plassering

Vi har gjort overordnede vurderinger av hvor mye ny kraftproduksjon det er kapasitet til i transmisjonsnettet, gitt pågående og planlagte nettførsterkninger. Vi kan dele begrensningene inn i følgende to hovedkategorier:

- Flaskehals på ledninger vi kan håndtere med prisområder, spesialregulering og andre tiltak
- Tekniske begrensninger der nettiltak er nødvendig for forsvarlig systemdrift

Når produksjonen øker i et område kan dette etter hvert forsterke eksisterende og skape nye flaskehals. Større flaskehals har økonomiske konsekvenser for samfunnet og den enkelte utbygger, og vil i praksis gi en begrensning på hvor mye som kan bygges ut. Våre beregninger viser at Norge kan øke produksjonen med anslagsvis 15 TWh utover det som per i dag er investeringsbesluttet, før vi får vesentlig større prisforskjeller eller kostnader til spesialregulering. Dette forutsetter en gunstig geografisk fordeling av produksjonen. I vårt estimat har vi ikke tatt hensyn til investeringer for å knytte nye kraftverk til nettet, eventuelle begrensninger i transformatorstasjoner eller regionalnettet. For å sikre forsvarlig drift kan det bli behov for nettinvesteringer her.

En optimal utnyttelse av nettet krever tydelige signaler om hvor ny produksjon bør etableres. Samtidig presiserer vi at det kan være tilfeller der det er mer lønnsomt for samfunnet å forsterke nettet for å utnytte gode vindforhold framfor å bygge ny produksjon bare på steder der nettkapasiteten allerede er god.

HMS er vår fremste prioritet

Et økt antall byggeprosjekter innebærer i utgangspunktet større risiko for personskader. Statnett har en ambisjon om å være ledende TSO innen arbeid med HMS og vi har en nullvisjon for ulykker. Vi bruker derfor mye tid og ressurser på å redusere risikoen til et absolutt minimum. Dette innebærer tydelige og sikre arbeidsprosedyrer, systematiske analyser for å avdekke farlige situasjoner før de oppstår, utstrakt rapportering av hendelser og tett oppfølging av alle leverandører i våre byggeprosjekter. I etterkant av de alvorlige ulykkene i 2016 hos to av våre leverandører har det blitt gjennomført et omfattende arbeid for å styrke helse, miljø og sikkerhet knyttet til Statnetts virksomhet. Fokuset har her vært både overfor egne ansatte og på klargjøring og oppfølging av

byggrollerollen. Hovedelementene i dette forbedringsarbeidet består av et Sikkerprogram og etablering og gjennomføring av en HMS-handlingsplan som har identifisert 12 konkrete forbedrings-tiltak som berører alle som jobber i og for Statnett. Arbeidet med implementeringen av tiltakene pågår nå. I dette arbeidet har Statnett dialog med leverandørene for å sikre forankring. Erfaringsdeling med kraftnæringen og bygg- og anleggsnæringen er et fokusområde for Statnett fremover.

Vår miljøpolicy er at vi skal veie miljøhensyn på lik linje med tekniske og økonomiske hensyn i våre beslutninger. For å finne de beste løsningene er vi avhengig av et godt kunnskapsgrunnlag. Dette får vi gjennom tidlig å identifisere sårbare naturområder og mye brukte friluftsområder. Gjennom konseptvalg og planprosess arbeider vi systematisk med å redusere miljøvirkningene. Før anleggsstart utarbeider vi en miljø-, transport- og anleggsplan som skal beskrive hvordan vi skal ta hensyn til natur og miljø gjennom både bygging og drift av anleggene. Vi har også startet et arbeid med å kartlegge klimagassutslipp fra vår anleggsvirksomhet. Vi vil på bakgrunn av resultatene iverksette ulike tiltak for å redusere utslippene.

Godt samarbeid både regionalt og på nordisk nivå er viktig

God koordinering mellom utviklingen av transmisjonsnettet og de ulike regionalnettene vil i mange tilfeller gi bedre og mer kostnadseffektive løsninger samlet sett for samfunnet. Statnett er derfor opptatt av å ha et godt samarbeid med regionale nettselskaper.

Sammen med de nordiske TSOene utvikler Statnett nordiske løsninger på nordiske utfordringer. Dette gjør vi for å sikre at det nordiske kraftsystemet er godt rustet til å møte de store endringene vi ser komme med en betydelig økt andel uregulert fornybar kraft, utfasing av kjernekraft og øvrig termisk produksjon, samt økt utvekslingskapasitet. Rapporten "Challenges for the Nordic power system" peker på de viktigste utfordringene vi står overfor. Den opprinnelige planen var å legge fram en ny rapport sommeren 2017 som identifiserer løsninger og videre innsats, men rapporten har blitt skjøvet i tid grunnet avklaringer om Nordisk balanseringssamarbeid som vil påvirke flere av løsningene. I august publiserte vi imidlertid en Nordisk "Generation adequacy report" med fokus på tiltak innen markedsdesign og systemdrift. I tillegg utvikler vi et tettere plan-samarbeid og før sommeren ble en felles Nordisk nettutviklingsplan publisert. Denne inneholder blant annet en oversikt over fem prioriterte nettkorridorer der vi i felleskap skal vurdere behovet for nettutvikling. De fem korridorene er Norge-Danmark, Norge-Sverige, Norge-Finland, Sverige-Finland og Sverige-Danmark. Innsatsen inn mot Entso-E samordnes på Nordisk nivå og det utarbeides felles posisjoner. Vi planlegger videre å styrke arbeidet med felles nordiske nettutviklingsplaner.

Nettutviklingsplanen 2017 beskriver utviklingen av kraftsystemet i dag og mot 2035-40. Planen legger også frem Statnett sine pågående prosjekter og mulige tiltak på sikt.

Innhold

Forord	3
Sammendrag	5
Innhold	11
<hr/>	
Kap. 1 Slik foregår nettutviklingen i Statnett	12
<hr/>	
Del I Utviklingstrekk og drivere for nettutvikling	18
Kap. 2 Markedsutvikling og kraftpris	20
Kap. 3 Overordnet flytmønster og flaskehals mot 2040	28
Kap. 4 Forsyningssikkerhet, fornyelser og alternativer til nett	34
<hr/>	
Del II Nettutvikling i Norge og mellomlandsforbindelser	40
Kap. 5 Prosjektportefølje og samlet investeringsnivå	42
Kap. 6 Nettutvikling i region Nord - Nord for Balsfjord	48
Kap. 7 Nettutvikling i region Nord - Sør for Balsfjord	54
Kap. 8 Nettutvikling i region Midt	62
Kap. 9 Nettutvikling i region Vest	70
Kap. 10 Nettutvikling i Region Sør	80
Kap. 11 Nettutvikling i Region Øst	86
Kap. 12 Mellomlandsforbindelser til kontinentet og Storbritannia	95
Kap. 13 Plassering av ny fornybar påvirker nettinvesteringer	100
<hr/>	
Del III Sikker, miljøvennlig og effektiv nettutbygging	104
Kap. 14 Sikkerhet er vår høyeste prioritet	106
Kap. 15 Kvalitet innebærer god miljøtilpasning	108
Kap. 16 Vi jobber kontinuerlig med å bli mer kostnadseffektive	112

1 Slik foregår nettutviklingen i Statnett

Statnett har ansvar for utvikling og drift av det norske kraftsystemet og vårt samfunnsoppdrag er å sikre at vi har et effektivt kraftsystem som legger til rette for trygg forsyning av strøm, verdiskaping og et fremtidig lavutslippssamfunn. Dette sikrer vi gjennom vår tredelte rolle som:

- **Utredningsansvarlig**
- **Netteier**
- **Systemansvarlig**

Vår tredelte rolle henger sammen og må ses i sammenheng i kraftsystemplanleggingen og i prosjektutviklingen.

1.1 Nettutviklingsplanen formidler den kunnskapen vi har om kraftsystemet

Utredningsansvaret innebærer at vi skal ha kunnskap om overføringsbehovet og kapasiteten internt i Norge og mellom Norge og andre land, både på kort og lang sikt. Det er denne kunnskapen Nettutviklingsplanen bygger på. I planen beskriver vi utviklingstrekk ved kraftsystemet de neste 20 årene med vekt på overføring, forbruk og produksjon av elektrisk kraft samt forsyningssikkerhet. Vi presenterer prosjekter og mulige tiltak som kan møte behovet for økt overføringskapasitet. Nettutviklingsplanen er vår offentlige hovedrapport og et sammendrag av Kraftsystemutredningen. Krav til planenes innhold og form er regulert gjennom energilovens forskrift for energitredninger.

Status for planene vi omtaler i Nettutviklingsplanen som ikke er investeringsbesluttet kan endres. Dette er fordi det kan ta lang tid

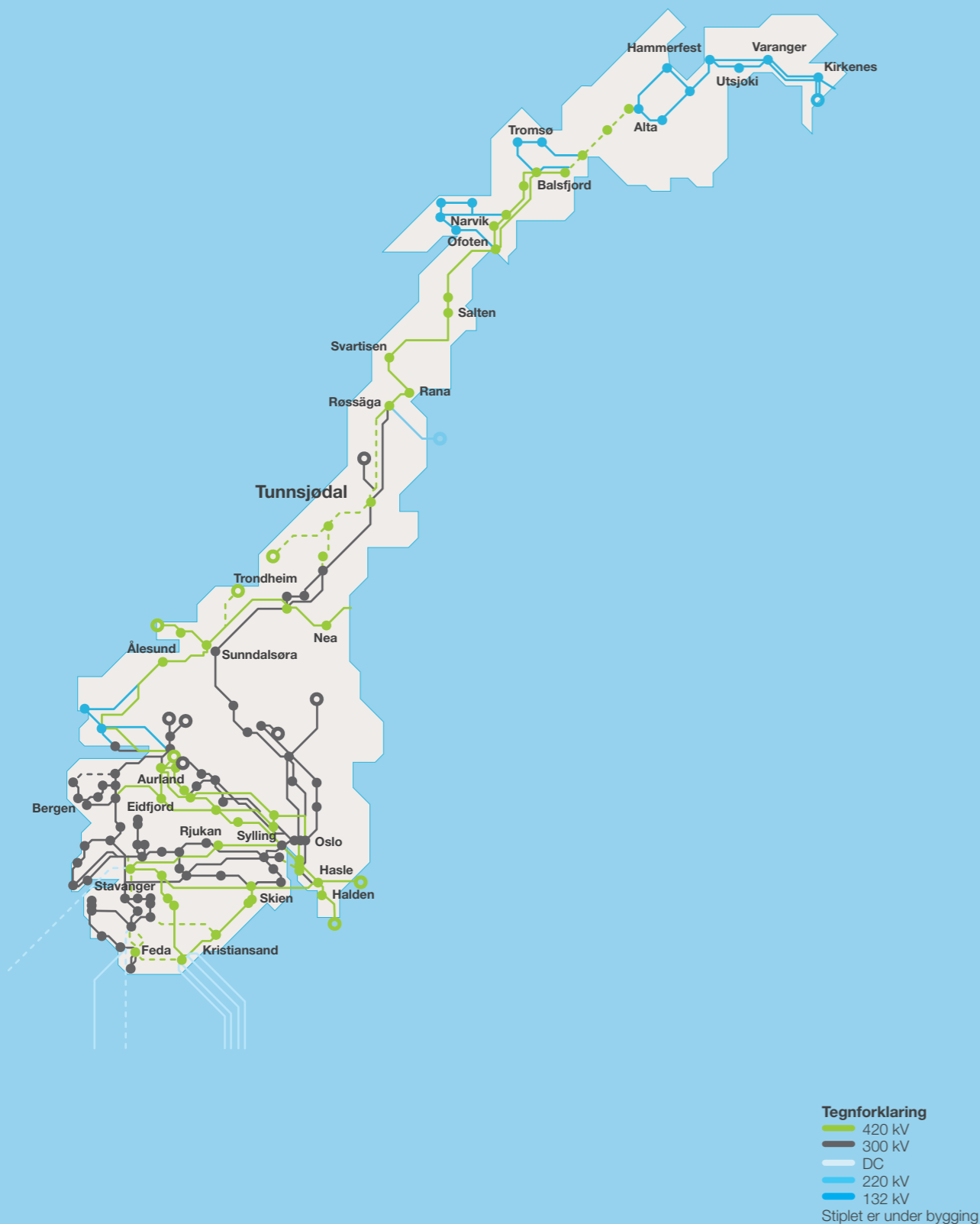
fra vi identifiserer et behov til vi tar en investeringsbeslutning. I løpet av denne tiden kan behovet for tiltaket endre seg fordi lønnsomheten og samfunnsnyttene ser annerledes ut enn da behovet først ble kjent. Vi sier derfor at vi planlegger prosjekter under usikkerhet, der usikkerheten er størst for prosjekter skissert opp langt frem i tid.

Det er mange kilder til usikkerhet. Dette er fordi kraftsystemet henger sammen og påvirkes av markedsforhold som kraftpris og teknologiutvikling, nye markedsløsninger som gir økt forbrukerfleksibilitet og mer effektive nett. I tillegg påvirkes systemet av politiske beslutninger om eksempelvis volum og plassering av ny fornybar og utfasing av fossile energibærere. Dette er alle faktorer som kan ha en direkte konsekvens på kraftsystemet og på vår nettplanlegging. I et kortere perspektiv er usikkerheten tett koblet opp mot planlagte investeringer i transmisjonsnettet der det prosjektutløsende behovet er ny fornybar kraftproduksjon eller nye store forbruksenheter. Realisering av nettanleggene som skal tilrettelegge for andre aktørers planer, avhenger av at selskapene fatter investeringsbeslutninger for sine prosjekter og at det er samfunnsøkonomisk å investere i nytt nett.

Nettutviklingsplanen omhandler kraftsystem og nettutvikling. I Statnetts Systemdrifts- og markedsutviklingsplan (SMUP) gis en oversikt over sentrale forhold i dagens drift og konsekvenser ved endringer i kraftsystemet. Planen publiseres i samme tidsrom som nettutviklingsplanen og kan leses på www.statnett.no/srup.

1.2 Våre prosjekter skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme

Utviklingen av strømmettet skal, i tråd med energiloven og Statnetts



vedtekter, være samfunnsmessig rasjonell. Det innebærer at når vi tar beslutninger, må vi både vurdere og sannsynliggjøre at den samfunnsmessige nytten er større enn den samfunnsmessige kostnaden. Dette gjelder både beslutninger som Statnett tar selv og beslutninger som myndighetene gjør for å gi nødvendige tillatelser til tiltak. I praksis benyttes samfunnsøkonomiske analyser for å vurdere om et prosjekt er samfunnsmessig rasjonelt.

Samfunnets og Statnetts ressurser er knappe, og mange gode tiltak konkurrerer om midler. Det er derfor viktig at tiltakene er velbegrunnede og gjennomtenkte. Samfunnsøkonomiske analyser bidrar til at beslutningstakere får solide, gjennomsiktige og sammenlignbare beslutningsunderlag når tiltak skal vurderes.

Hensikten med samfunnsøkonomisk analyse er å finne ut om et tiltak er samfunnsøkonomisk lønnsomt eller ikke, samt å kunne rangere og prioritere mellom ulike tiltak. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet forteller oss om samlet betalingsvillighet for nyttevirkningene er høyere enn samlede kostnads-virkninger. I tillegg til å beregne den samfunnsøkonomiske lønnsomheten av tiltakene i kroner vurderer

man i hvilken grad virkninger som ikke lar seg verdsette i kroner, bidrar til å gjøre tiltaket mer eller mindre lønnsomt for samfunnet.

Det grunnleggende prinsippet for nettutviklingen er at samfunnets fordeler ved hvert prosjekt skal være større enn ulempene. Sentralt i planleggingen er derfor nettopp å finne de gode løsningene til lavest mulig kostnad og med akseptable miljøvirkninger. Så langt det er mulig utreder og tallfester vi alle relevante virkninger, og veier disse mot hverandre etter samfunnsøkonomiske prinsipper.

Dette betyr at det ikke er tilstrekkelig å gjøre en investering på bakgrunn av et behov alene. De nytte-virkninger som følger av behovet og de problemer som oppstår i fravær av et tiltak, må overstige de kostnadene som er nødvendig for å realisere gevinstene. Vi gjør samfunnsøkonomiske analyser på flere tidspunkt etter hvert som tiltakene modnes. De mest omfattende analysene gjøres i tiltakenes tidlige fase. Det vil typisk si konseptvalgutredninger og i forkant av konsesjonssøknader. Etter vi har mottatt konsesjoner, gjør vi oppdateringer av den samfunnsøkonomiske analysen basert på tidligere kunnskap og eventuelle endringer i kostnader og nytte.

Prissatte virkninger

De prissatte virkningene kan ha positiv eller negativ innvirkning på samfunnet, og effektene kan komme på kort og lang sikt. Statnett benytter nåverdimetoden for å beregne samlet lønnsomhet av tiltak. Vanlige prissatte virkninger som vurderes i analysene er:

- **Investeringskostnad for Statnett**
- **Investeringskostnader for andre**
- **Forsyningssikkerhet**
- **Reinvesteringer**
- **Drift og vedlikehold**
- **Avbrudd**
- **Tvangsmessig utkobling av forbruk**
- **Ny produksjon og nytt forbruk**
- **Overføringstap**
- **Flaskehals**

Ikke-prissatte virkninger

Netttiltak har virkninger som ikke lar seg verdsette i kroner, dette gjelder miljøvirkninger og forsyningssikkerhet - i den grad sistnevnte ikke er dekket gjennom avbruddskostnader. Verdianslaget for disse virkningene illustrerer vi ved å bruke pluss-minusmetoden. Denne går fra meget stort negativt verdianslag (- - -), via 0, til meget stort positivt verdianslag (++++).

1.3 Vi har tilknytningsplikt

Statnett har tilknytningsplikt for ny produksjon og uttak av energi på lik linje med øvrige nettselskap. Dette betyr at vi har plikt til å utrede om en tilknytning i dagens nett er driftsmessig forsvarlig. Dersom vi finner at det ikke er driftsmessig forsvarlig, skal vi i henhold til tilknytningsplikten uten ugrunnet opphold utrede hvilke tiltak som kan muliggjøre en realisering av planene. Vi ønsker å finne det mest rasjonelle tiltaket og dersom dette er samfunnsøkonomisk lønnsomt skal vi konsesjonssøke og eventuelt investere i tiltaket. Vi har mulighet til å søke om fritak fra tilknytningsplikten for produksjon dersom vi ikke finner samfunnsøkonomisk lønnsomhet i nettinvesteringen.

Reglene i elsertifikatmarkedet tilsier at fornybarprosjekter må være ferdigstilt og levere strøm inn på nettet innen utgangen av 2021 for å være støtteberettiget. Vi vil videreføre de fornybarprosjektene som er igangsatt, med en fremdrift som er koordinert med aktørene. Vi har derfor styrket dialogen med regionalnettselskaper og deres kunder for å sikre at nødvendige tiltak i nettet kan bli gjennomført. Behov vi ikke allerede kjenner til og der realisering avhenger av tiltak i transmisjonsnettet, vil derfor ikke kunne tilknyttes innen 2021.

Vi gjør flere tiltak for å sikre positiv samfunnsøkonomi og redusere usikkerheten i prosjektene våre. God dialog med regionalnettselskaper og/eller aktørene som utløser et behov er viktig for en koordinert utvikling av nett, produksjon og forbruk. For tilknytning av ny produksjon har vi i flere tilfeller fastsatt krav om minstevolum. Det kan også i særskilte tilfeller være aktuelt å bruke midlertidige avtaler for tilknytning. En slik avtale innebærer at Statnett kan gi kapasitetsadgang i eksisterende anlegg under visse vilkår. Denne praksisen forutsetter at vi har planer om å gjennomføre tiltak i nettet, og kan derfor ikke være et varig alternativ til nettinvesteringer.

I noen områder med begrenset nettkapasitet er det flere aktører som planlegger ny produksjon. For å gi forutsigbarhet til disse aktørene, har Statnett etablert en ordning for å tildele ledig nettkapasitet i henhold til prinsippene om objektivitet og ikke-diskriminering, slik NVE legger til grunn. Denne ordningen er tatt i bruk i flere områder. Mer informasjon om tildelingsordningen kan leses her.

Sakene om tilknytningsplikt utgjør en stor del av utredningsarbeidet vårt og vi utreder langt mer enn vi bygger. Dette skyldes at behovet alene ikke nødvendigvis kan forsvare kostnadene ved en nettutbygging eller at planene om ny produksjon eller forbruk utsettes eller skrinlegges.

1.4 Vi skal sørge for en tilfredsstillende leveringspålidelighet av strøm

Myndighetene legger stor vekt på at vi skal ha tilstrekkelige sikkerhetsmarginer og en tilfredsstillende leveringspålidelighet av strøm i hele landet. Som hovedregel tar vi i kraftsystemplanleggingen utgangspunkt i at feil på en komponent normalt sett ikke skal gi avbrudd for sluttbrukerne (N-1-kriteriet). Både i Nettmeldingen fra 2012 og Energimeldingen fra 2016 peker myndighetene på at N-1-kriteriet er et godt egnet planleggingskriterium for å bidra til sikker strømforsyning. Meldingene stiller likevel ikke eksplisitte krav til leveringspålidelighet og slår fast at kriteriet for å investere i nettanlegg er at tiltaket skal være samfunnsøkonomisk lønnsomt.

Statnett forstår energiloven slik at vi skal dimensjonere nettet slik at ingen tvangsmessig mister strømforsyningen ved intakt nett. Dette danner derfor en absolutt nedre grense for grad av leveringspålidelighet når vi planlegger kraftsystemet.

Vi planlegger som hovedregel med reserve i kraftsystemet

N-1 er et viktig prinsipp i kraftsystemplanlegging for å bidra til sikker strømforsyning. Leveringspålideligheten vi har i dag er et resultat av at N-1 -prinsippet har blitt anvendt i planlegging og drift av nettet over lang tid. Prinsippet er lett å forstå og anvende i analyser og drift av kraftsystemet.

N-1 -prinsippet gir også ofte en god avveining av kostnad mot nytte. Årsaken er at kostnaden grovt sett doubles ved å bygge to forsyningsveier inn til et område, mens sannsynligheten for avbrudd vil reduseres dramatisk, ofte med en faktor 100.

N-1 blir stående som et utgangspunkt for planlegging for å kompensere for svakheter i analysemetodikken inntil vi har utviklet nye metoder og verktøy. Metoder og verktøy for slike probabilistiske analyser blir stadig i større grad tatt i bruk i analyser og beslutningsunderlag i Statnett og det er et aktivt forskningsfelt der Statnett er i front.

1.5 Kunnskap om system og utvikling er en forutsetning for prosjektutviklingen

Et relevant og helhetlig bilde av fremtidig overføringsbehov får vi gjennom kunnskap om kraftsystemet og om utviklingstrekk som kan ha betydning for fremtidige nettinvesteringer. For å være i stand til å gjøre de riktige prioriteringene er vi derfor avhengig av et godt kunnskapsunderlag. Dette får vi gjennom markedsanalyser, grunnleggende tekniske analyser, konseptvalgutredninger og dialog med aktørene. Dette er med på å legge føringer for prosjektutviklingen i Statnett. Dersom resultatene fra utredningsarbeidet tilsier det, vil vi beslutte å starte opp et prosjekt. Dette er første beslutningsport i beslutningsmodellen vår (se faktaboks).

Prosjektmodellen til Statnett

Beslutningsmodellen vår inneholder fem beslutningsporter, BP0-BP5. Usikkerheten knyttet til realisering av prosjektet blir markant redusert fra BP2 (investeringsbeslutning).

- BP0** Vi beslutter å starte opp et prosjekt på bakgrunn av et kjent behov
- BP1** Vi beslutter løsningsvalg og prosjektomfang
- BP2** Vi investeringsbeslutter prosjektet
- BP3** Vi beslutter å starte opp anleggsarbeidene
- BP4** Vi setter anlegget i drift
- BP5** Vi avslutter prosjektet

Vi sender som regel melding i fasen etter BP0-beslutning og konsesjonssøknad i fasen etter BP1-beslutning.

For å sikre sammenheng på tvers må beslutningsunderlaget for prosjekter bygge på en felles forståelse av den fremtidige markedsutviklingen på overordnet nivå. Derfor utarbeider vi annethvert år rapporten Langsiktig markedsanalyse. I rapporten har vi utarbeidet et forventningsscenario som vi mener representerer den mest sannsynlige utviklingsbanen for hoveddelen av det europeiske kraftsystemet frem mot 2040. Dette er utgangspunktet for alle de andre analysene våre.

Som nevnt tidligere er det imidlertid usikkerhet knyttet til den fremtidige utviklingen av kraftsystemet, i tillegg er det varierende faktorer som påvirker lønnsomheten av ulike tiltak. For å ta hensyn til dette analyserer vi alltid alternative scenarier som er tilpasset prosjektene og problemstillingene vi studerer.

1.6 Vi skal være åpne, transparente og etterprøvbare

Statnett forvalter store verdier på vegne av samfunnet og våre tiltak berører mange parter. Derfor er åpenhet og transparens i våre analyser og utredninger viktig både for å sikre forankring og aksept for beslutningene vi tar, men også for at vurderingene skal være etterprøvbare og danne grunnlag for diskusjon. Utredningene skal derfor som hovedregel være offentlig tilgjengelige.

For å legge til rette for økt involvering sendte vi Nettutviklingsplanen på høring for første gang i forrige planperiode 2015 og dette viderefører vi i arbeidet med Nettutviklingsplanen 2017. Med en slik høring legger vi til rette for diskusjon rundt våre vurderinger og

prioriteringer. I 2016 offentliggjorde vi Langsiktig Markedsanalyse for første gang. Vi legger også ut samfunnsøkonomiske analyser og metodikk på statnett.no og gjør estimerte investeringskostnader i prosjektenes ulike faser lettere tilgjengelige. På denne måten kan kostnadsutviklingen følges over tid. Vi vil publisere Prosjektporteføljen vår på statnett.no og oppdatere denne oftere. Formålet med dette er å synliggjøre aktivitetsnivået og styrke koordineringen mellom oss og regionale nettselskaper, produsenter og andre.

1.7 Styrket nordisk samarbeid påvirker måten vi planlegger på

Det norske kraftsystemet er fysisk knyttet sammen med det nordiske. Dette betyr at endringer i kraftsystemet i ett land kan påvirke de andre. De siste årene har vi derfor styrket samarbeidet mellom de nordiske TSOene. På sikt kan dette virke inn på måten vi planlegger og drifter nettet.

Vi har sammen med de nordiske TSOene utarbeidet rapporten "Challenges and opportunities for the Nordic power system" som peker på felles kraftsystemutfordringer frem mot 2025. Rapporten ble publisert i august 2016 og ble initiert på bakgrunn av endringer i kraftsystemet som påvirker hele det nordiske synkronområdet. Endringene dreier seg bl.a. om Sveriges plan om gradvis utfasing av kjernekraft, klimamålsetninger som fordrer utfasing av fossil kraftproduksjon, økende andel uregulerbar fornybar kraft i systemet og økt handelskapasitet mellom de nordiske landene og Nord-Europa. Den opprinnelige planen var å legge fram en ny rapport sommeren 2017 som identifiserer løsninger og videre innsats, men rapporten har blitt skjøvet i tid grunnet avklaringer om Nordisk balanserings-samarbeid som vil påvirke flere av løsningene. I august publiserte vi imidlertid en Nordisk "Generation adequacy report" med fokus på tiltak innen markedsdesign og systemdrift. I tillegg utvikler vi et tettere plansamarbeid og før sommeren ble en felles Nordisk nettutviklingsplan publisert. Denne inneholder blant annet en oversikt over fem prioriterte korridorer der vi skal vurdere behov for nettutvikling i fellesskap. De fem korridorene er Norge-Danmark, Norge-Sverige, Norge-Finland, Sverige-Finland og Sverige-Danmark.

Vi er også en aktiv bidragsyter i den europeiske kraftsystemplanleggingen¹. Det nordiske perspektivet i dette arbeidet er viktig og vi jobber for å sikre gode systemløsninger for vårt felles synkronsystem. Det nordiske og det europeiske planarbeidet kompletterer vår nasjonale planlegging og vi jobber aktivt for å sikre konsistens mellom nasjonale, nordiske og europeiske planer.



¹ Det europeiske planarbeidet oppsummeres og offentliggjøres gjennom den europeiske nettutviklingsplanen (TYNDP – Ten Years Network Development Plan).



Del I Utviklingstrekk og drivere for nettutvikling

Utviklingen i produksjon, forbruk og kraftpriser har stor betydning for behov og lønnsomhet ved nye tiltak i transmisjonsnettet.

2 Markedsutvikling og kraftpris

Utviklingen i produksjon, forbruk og kraftpriser har stor betydning for behov og lønnsomhet ved nye nettforsterkningstiltak. Statnett utarbeider derfor en langsiktig analyserapport for det europeiske kraftmarkedet hvert andre år², med fokus på forhold relevant for Statnett. Vi utarbeider analysen i forkant av arbeidet med Kraftsystemutredningen, Nettutviklingsplanen og Statnetts System- og Markedsutviklingsplan, og siste utgave ble offentliggjort høsten 2016. I dette kapitlet gir vi en kortfattet oppsummering av analysen og våre prognoser for markedsutviklingen mot 2040.

2.1 Storstilt omlegging av det europeiske kraftsystemet

Det er i løpet av de siste årene blitt mer sannsynlig at EU-landene når de vedtatte energi og klimamålene for 2030, og at utviklingen mot lavere utslipp og mer fornybar fortsetter mot 2040. I vårt forventningsscenario (Basis) forutsetter vi derfor store endringer i perioden fram til 2040³:

- Halvering av utslippene fra i dag – innebærer 62 % reduksjon målt mot 1990
- En økning i fornybarandelen til 65-70 %, i hovedsak ved utbygging av sol- og vindkraft
- Betydelig mindre termisk produksjonskapasitet og strammere kapasitetsmarginer

Med stadig lavere utbyggingskostnader og større effektivitet framstår sol- og vindkraft i dag som vinnerne av konkurransen innenfor utslippsfri kraftproduksjon. Vi forventer derfor at halvparten av Europas kraftproduksjon kommer fra sol- og vindkraft i 2040. Utbygging er størst i land med ambisiøse nasjonale mål, men alle land bidrar.

Høy alder, ulike reguleringer og politiske vedtak gjør at mange av Europas eksisterende kull-, gass- og kjernekraftverk blir lagt ned til 2040. I tillegg har termiske kraftverk i dag lav inntjening, mye på

Vinterpakken

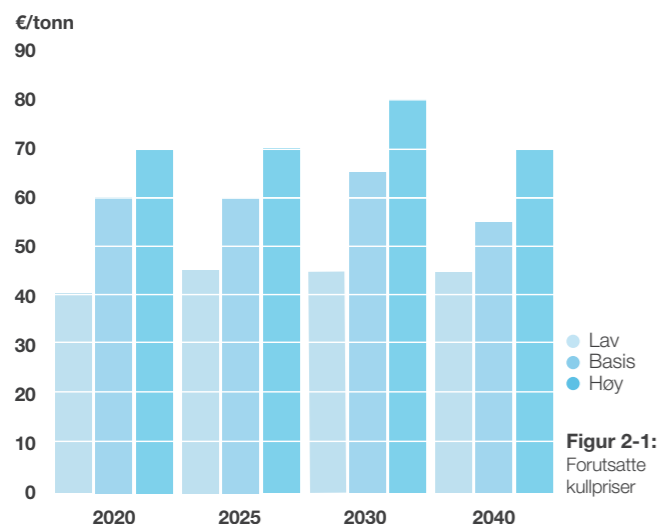
Som en del av EUs målsetning om en felles Energiunion, la EU kommisjonen frem den såkalte Vinterpakken (Clean Energy for all Europeans) 30. november 2016. Pakken er den mest omfattende fremleggelsen innenfor det europeiske kraftmarkedet noen gang, og inneholder forslag til åtte nye/reviderte rettsakter som griper inn i de fleste områder innenfor det europeiske kraftmarkedet. Forslagene behandles i Europaparlamentet og Rådet og skal etter planen vedtas i løpet av 2018 med ikrafttredelse i 2019. Gjennom EØS, og som en integrert del av det indre energimarkedet, vil endringene få konsekvenser for Norge, både for markedet, systemdriften og utviklingen av nettet.

Pakken inneholder forslag både om endringer i eksisterende markedsregelverk og helt nye markedsregler, blant annet innen områdene kapasitetsmarkedsdesign, handel med reserver, fordeling av flaskehalsinntekter og inndeling av budområder. Det er også forslått endringer for EUs 2030-mål for fornybar energi, energieffektivisering, samt TSO og regulatorsamarbeid i Europa.

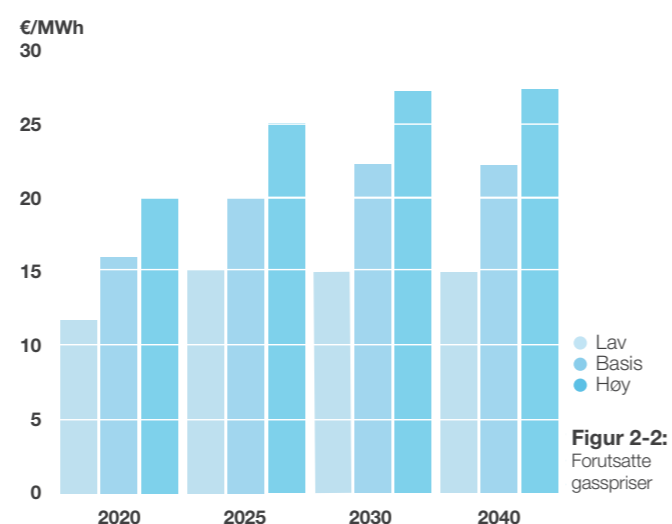
Statnett diskuterer de fremlagte forslagene med norske, nordiske og europeiske aktører. Konsekvensene av endringene tas inn i Statnetts nett-, drifts- og markedsutviklingsplaner.

² Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa 2016-2040 er offentlig og ligger på Statnett.no

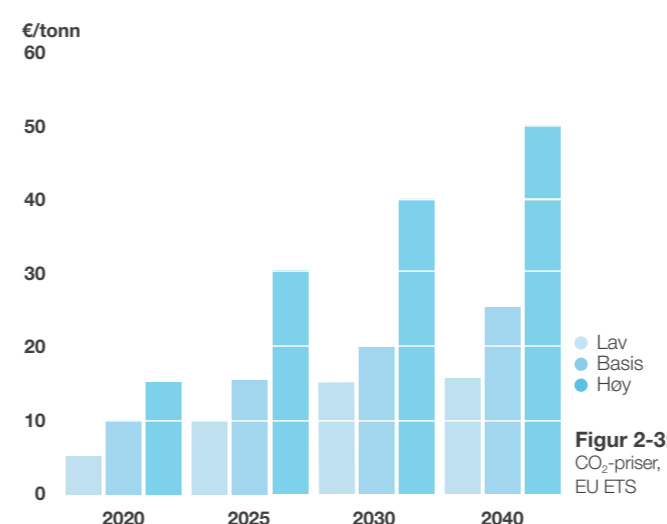
³ Tallene gjelder for landene som er detaljert beskrevet i vår markedsmodell, med unntak av Norden og Baltikum. Dvs. Tyskland, Polen, Tsjekkia, Slovakia, Østerrike, Sveits, Italia, Frankrike, Benelux og Storbritannia.



Figur 2-1:
Forutsatte
kullpriser



Figur 2-2:
Forutsatte
gasspriser



Figur 2-3:
CO₂-priser,
EU ETS

grunn av den økte andelen sol- og vindkraft. Dermed er det ikke lønnsomt å erstatte kraftverkene som blir lagt ned. En av de mest sentrale utfordringene for nasjonale myndigheter er dermed hvordan man skal sikre en akseptabel forsyningssikkerhet i perioder med lite sol og vind. Her er det i hovedsak to løsninger – å innføre kapasitetsmarkeder⁴ eller å opprette strategiske reserver utenfor markedet.

I forventningsscenarioet legger vi til grunn at Tyskland holder fast ved beslutningen om å innføre en strategisk reserve. Samtidig forutsetter vi at Frankrike og Storbritannia styrer etter en relativt lav kapasitetsmargin gjennom sine kapasitetsmarkeder, og at forbruks-siden deltar aktivt i disse. Dette gir betydelig reduksjon i den termiske produksjonskapasiteten mot 2040. Konsekvensen er strammere kapasitetsmargin⁵ og flere pristopper der blant annet kortvarige reduksjoner i industriforbruk setter prisen.

Vi forventer at det europeiske kraftforbruket vokser etter 2020. Hovedsaken er at elektrifisering av transport og varmesektoren øker forbruket mer enn det blir redusert som følge av energieffektivisering. I forventningsscenarioet gir dette en samlet forbruksvekst på 25 % fram mot 2040.

Mer sol- og vindkraft og mindre regulerbar termisk produksjonskapasitet gir større behov for alternativ fleksibilitet som kan bidra til å sikre den løpende balansen mellom forbruk og produksjon. Vi forventer derfor at det kommer ny forbruksfleksibilitet og ulike former for energilagring. Våre analyser viser at dette både er lønnsomt og nødvendig for å utnytte ny sol- og vindkraft.

⁴ En ordning der produksjon, forbruk og energilagring får betalt for å stille med kapasitet i kraftmarkedet.
⁵ Differansen mellom tilgjengelig produksjonskapasitet og forbruk i timer med lav fornybarproduksjon og høyt forbruk.

2.2 Scenarioskisse for fremtidig utvikling av kraftprisene

Til tross for en tydelig hovedretning er det usikkert hvordan produksjon, forbruk og kraftpriser utvikler seg frem mot 2030 og 2040. For å kvantifisere usikkerheten i kraftprisene har vi to alternative scenarier, Høy og Lav, som gir henholdsvis høyere og lavere gjennomsnittlig kraftpris i Norge og Europa frem mot 2040. Scenariene gir også et relevant utfallsrom for hvor mye kraftprisene varierer på kortere sikt. Når det gjelder utslippsreduksjoner og fornybarutbygging følger begge de alternative scenariene den samme hovedretningen som forventningsscenarioet.

Høyt scenario – utslippskutt og fornybar vekst er mer markedsdrevne

I Høy øker prisene på kull og gass tidligere til et høyere langsiktig likevektsnivå enn i Basis. I tillegg øker CO₂-prisen mer enn i basis, enten ved at EU landene blir enige om en tøffere innstramning av kvote-markedet for CO₂, eller ved at det innføres nasjonale prisgult i et tilstrekkelig antall land. Forbruket øker mer som følge av at kraftsektoren bidrar mer til utslippskutt i andre sektorer gjennom elektrifisering av transport og varme. Dette blir kompensert for med en enda mer omfattende utbygging av sol- og vindkraft. På nordisk side legger vi til grunn større vekst i fornybarutbyggingen, som følge av bedre bedriftsøkonomisk lønnsomhet for utbyggere.

Scenariet illustrerer en utvikling der omleggingen mot lavere utslipp av klimagasser i større grad går av seg selv, drevet av heldige markedsforhold og en bevisst politikk rundt kvotemarkedet og alternative virkemidler. I dette scenarioet er det generelt mer lønnsomt med ny nettkapasitet enn i Basis.

Lavt scenario – mer regulering og subsidier

I det lave scenarioet forutsetter vi at prisen på kull går ned og at gassprisen blir værende på et lavt nivå. Det samme gjelder prisen på CO₂ der andre virkemidler for utslippskutt vinner frem og gjør EU ETS⁶ mindre relevant. Forbruket øker noe, men i langt mindre grad enn i Høy og Basis. Fornybar-utbyggingen er også lavere, men på grunn av lavere forbruksvekst blir etter hvert fornybarandelen noe høyere enn i Basis. Dette bidrar til flere timer med priser ned mot null. I sum gir dette lavere gjennomsnittlige kraftpriser og mindre kortsiktig prisvariasjon. Sistnevnte gjør det mindre lønnsomt å bringe ny fleksibilitet til markedet, på tross av flere lave priser.

I dette scenarioet er det behov for mer regulering og subsidier for å sikre lavere utslipp og høyere fornybarandel. Scenarioet gir også lavere lønnsomhet av nye nettførsterkninger enn i Basis og Høy.

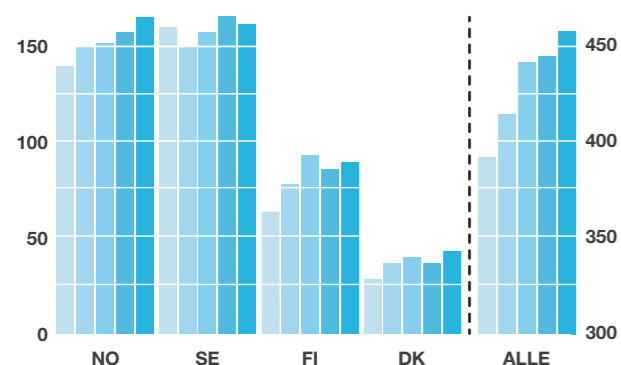
2.3 Stort utfallsrom for marginalkostnader i termiske kraftverk

Prisene på kull, gass og CO₂ er viktige drivere og usikkerhetsmomenter for kraftprisene, både i Europa og Norden. Selv om andelen sol og vindkraft øker mye viser våre analyser at kull og gasskraft fortsetter å være prissettende i en stor andel av tiden helt til 2040. Samtidig ser vi at gasskraft får en gradvis mer sentral rolle i prissettingen etter hvert som kullkraft blir lagt ned.

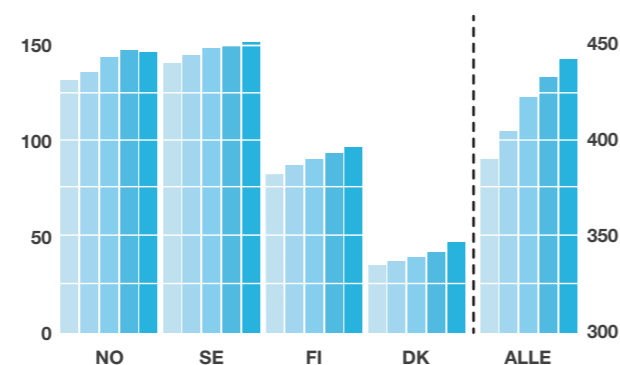
Figurene over viser våre forutsetninger for kull, gass og CO₂. I forventningsscenarioet har vi stabile kullpriser og en moderat økning både på gassprisen og prisen på CO₂. I sum gir dette økende marginal-kostnader for både kull- og gasskraft. I Høy og Lav har vi trukket opp og ned alle de tre faktorene i parallell. I sum gir dette et stort utfallsrom for marginalkostnadene ved kull og gasskraftverk.

⁶ EU ETS er EUs marked for CO₂ kvoter

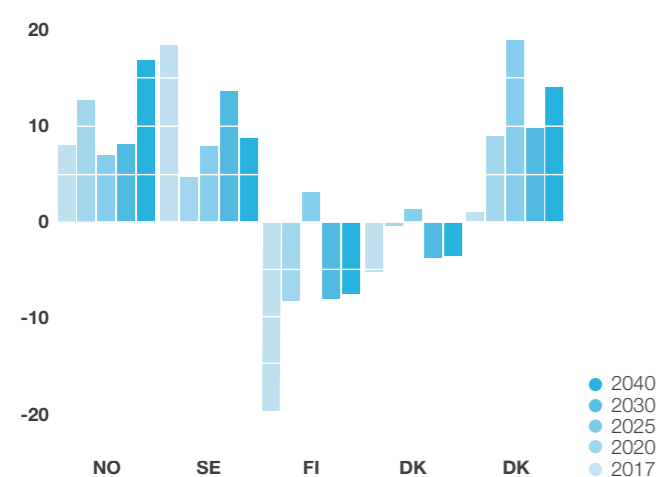
Normalproduksjon i Norden (TWh/år)



Normalårsforbruk i Norden (TWh/år)



Normalårsbalanse i Norden (TWh/år)



Figur 2-4: Årlig produksjon, forbruk og energibalanse for de nordiske landene i vårt forventningsscenario. Alle tall er et gjennomsnitt av modell-simuleringer over 25 historiske værår.

2.4 Økt forbruk, mindre kjernekraft og mer uregulerbar fornybar i Norden

Stabil nordisk energibalanse i forventning – vekst i Norge

Til tross for et stort bidrag fra energieffektivisering forventer vi en samlet nordisk forbruksvekst på 50 TWh fra i dag til 2040. Veksten kommer i hovedsak innen industri, petroleumsrelatert virksomhet og datalagring, og gjennom elektrifisering av transport og varmesektoren. Samtidig forventer vi en samlet reduksjon i produksjonen fra kjernekraft og øvrig termisk kraft på 30 TWh. Dette oppveies av en økning i den nordiske fornybarproduksjonen på i underkant av 100 TWh frem til 2040. Den nordiske energibalansen over året holder seg dermed rimelig stabil rundt 10-15 TWh fra 2020 til 2040.

I Norge forventer vi at forbruket øker med ca. 15 TWh, mot 2030. Økningen kommer hovedsakelig som følge av industrivekst. Alminnelig forsyning holder seg omtrent stabilt, da økt elbilforbruk blir kompensert av energieffektivisering i bygg. Mellom 2030

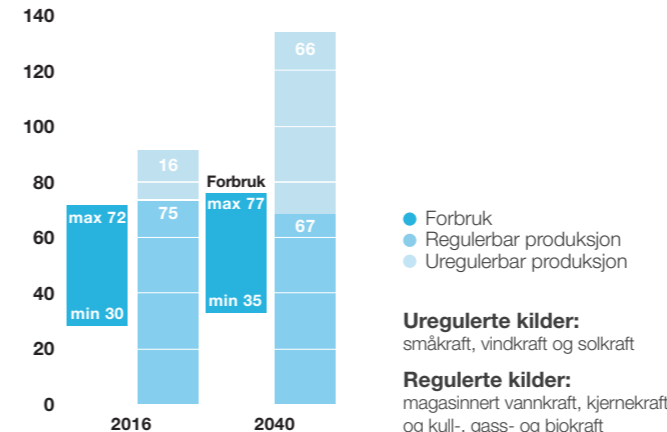
og 2040 har vi at forbruket holder seg rimelig stabilt. Dette skyldes blant annet at forbruksvekst fra datasentre og elbiler blir kompensert av lavere forbruk i petroleumssektoren.

Vi forventer noe utbygging av ny fornybar etter 2020, og rimelig stabil kraftbalanse i Norge mot 2030. Etter 2030 gir stabilt forbruk, kombinert med en moderat utbygging av ny fornybar at kraftoverskuddet øker til over 15 TWh. I vårt lave kraftprisscenario har vi på sikt et mindre kraftoverskudd, mens i vårt høyprisscenario gir lønnsom utbygging av vindkraft et større overskudd.

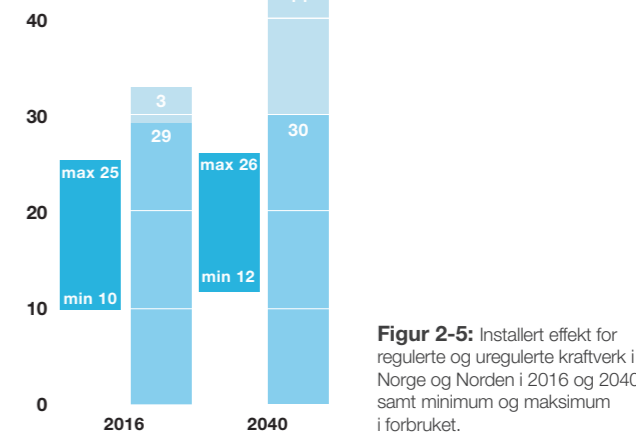
Utbygging av vind- og vannkraft kan bli lønnsomt i Norge og Sverige uten støtte

Utbyggingskostnadene for vindkraft har falt mye på få år. I tillegg har vindturbinene blitt mer effektive og denne utviklingen vil trolig fortsette. Samtidig har både Norge og Sverige generelt gode forhold for utbygging av vindkraft.

Innstallert effekt i Norden
GW



Innstallert effekt i Norge
GW



Figur 2-5: Installert effekt for regulerte og uregulerte kraftverk i Norge og Norden i 2016 og 2040, samt minimum og maksimum for forbruket.

- Høye og relativt jevne vindhastigheter gir lavere kostnader per produsert MWh sammenlignet med de fleste andre steder i Europa.
- Den store andelen regulert vannkraft gjør det mulig å oppnå høyere kraftpris for vindkraft enn på kontinentet der kraftprisene ofte blir lave når det blåser mye.
- Begge land har store arealer tilgjengelig og dermed et veldig stort ressurspotensial.

Med noe økte kraftpriser kan dermed Norge og Sverige innen få år bli blant de første stedene i Europa det er lønnsomt å bygge ut vindkraft uten subsidier. Dette kan gi en større utbygging enn hva vi legger til grunn i vårt forventningsscenario. Ved økte kraftpriser er det også sannsynlig at vi får en viss utbygging av vannkraft uten subsidier. Samtidig er fremtidige kraftpriser og utbyggingskostnader usikre. Det kan derfor gå flere år før vi får de første utbyggingene uten subsidier.

Solkraft og distribuert kraftproduksjon vokser

Kostnadene for solkraft har falt mye. Danmark og etter hvert Sverige har installert betydelige volumer de siste årene. Norge har hatt stor vekst det siste året, men fra et veldig lavt nivå. Vi har lagt til grunn vesentlig vekst i solkraft også i Norden, spesielt etter 2020. I 2030 har vi 8500 MW til sammen i Norge, Sverige, Danmark og Finland i vårt forventningsscenario. I underkant av 1000 MW av dette er i Norge. Til 2040 øker dette til over 20000 MW, og ca. 3000 MW av dette er i Norge. Vi understreker at utviklingen fremover er forbundet med stor usikkerhet. Sentrale faktorer er hvordan støtteordninger og tariffert utformes, kostnads- og teknologit utvikling på sol og utviklingen av kraftpriser.

Med de mengdene solkraft vi forventer til 2040 ser vi at dette påvirker kraftprisene betydelig i sommerhalvåret. Vi får en tilsvarende prisreduksjon midt på dagen som det man ser i Tyskland. Denne er mer markant i Danmark og Sverige enn i Norge. Det at mesteparten av energiproduksjonen er konsentrert til sommerhalvåret, bidrar til lavere sommerpriser og større prisvariasjon mellom sommer og vinter.

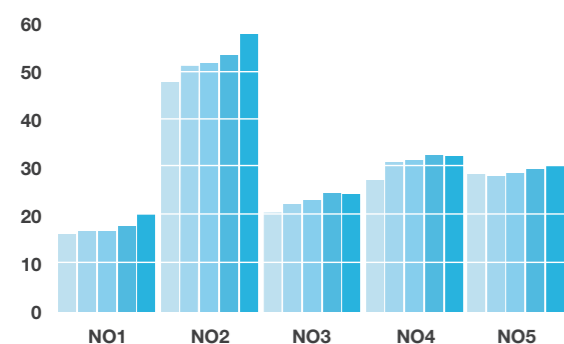
Mer uregulert produksjon gir større kortsiktige svingninger i effektbalansen

Den løpende effektsituasjonen blir mer viktig i Norden når andelen uregulerbar produksjon vokser. Figur 2-5 over sammenligner samlet installert effekt fra uregulert og regulert produksjon med maksimum og minimum forbruk for Norden i 2016 og 2040 i vårt forventningsscenario. Vi forventer at installert effekt fra sol-, vind- og småkraft mer enn tredobles fra i dag til 2040. Kombinert med mindre regulert produksjonskapasitet og større forbruk gir dette flere utfordringer. Blant annet forventer vi gradvis flere timer med knapphet vintertid når det er lite bidrag fra fornybar. I sommerhalvåret vil uregulert vannkraft, vind- og solkraft stadig oftere dekke hele eller nesten hele forbruket. Variasjonene over kortere perioder som må balanseres blir også mye større. Dette gir generelt mer flyt i nettet og behov for større nettkapasitet, både internt i Norge og til våre naboland.

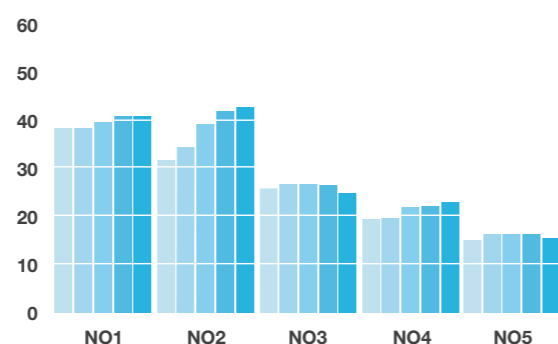
2.5 Usikker regional fordeling av produksjons- og forbruksvekst i Norge

Hvordan fremtidig vekst i forbruk og produksjon fordeler seg geografisk i Norge har betydning både for flyt og flaskehals. Her gir konkrete utbyggingsplaner, ressurspotensial, befolknings- og framskrivinger og nettbegrensninger en viss pekepinn på hva vi kan forvente.

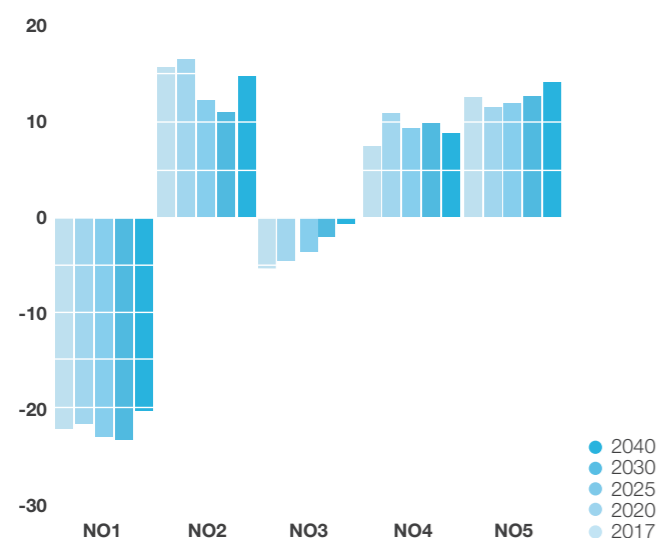
Simulert normalårsproduksjon i Norge 2017-2040



Simulert normalårsforbruk i Norge 2017-2040 (TWh/år)



Simulert normalårsbalanse i Norge 2017-2040 (TWh/år)



Figur 2-6 Regional fordeling av produksjon, forbruk og årlig energibalanse. Alle tall er et gjennomsnitt av modellsimuleringer over 25 historiske værår.

Det er imidlertid enda større usikkerhet knyttet til den geografiske fordelingen enn utviklingen i samlet produksjon og forbruk per land og for Norden samlet sett. I Kraftsystemutredningen (KSU), områdestudier og investeringsanalyser utarbeider vi derfor alternative sensitiviteter og scenarier med en annen fordeling enn i vårt forventningsscenario, for å kvantifisere utfallsrommet for det fremtidige flytmønsteret.

Figur 2-6 viser utviklingen for forbruk, produksjon og årlig energibalanse, på regionalt nivå i Norge, i vårt forventningsscenario frem til 2040. Vi forventer en relativt jevn fordeling av ny produksjon frem til 2030. Videre til 2040 legger vi til grunn at videre vekst i hovedsak kommer i Sør-Norge, som følge av flaskehals ut av Nord-Norge. På forbrukssiden forventer vi at mye av veksten kommer i Sør-Norge. Vi forutsetter imidlertid også en viss vekst i Nord-Norge gjennom økt forbruk innen petroleumsrelatert virksomhet. Når det

gjelder de årlige energibalansene forventer vi redusert underskudd i Midt-Norge og økt overskudd på Vestlandet.

2.6 Høyere og mer varierende kraftpriser i forventningsscenarioet, stort utfallsrom

I vårt forventningsscenario stiger kraftprisene på kontinentet til 45-50 €/MWh mot 2025-30. De viktigste årsakene er økte gasspriser, høyere CO2-pris og at gasskraft i flere timer blir den prissettende teknologien. I Storbritannia holder prisene seg omtrent på dagens nivå, og konvergerer dermed mot nivået i resten av Europa. Videre mot 2040 er snittprisene stabile som følge av uendrede gasspriser og at flere timer med priser ned mot null i stor grad blir utlignet av flere pristopper.

Kraftprisene i Norge og Norden er i dag tett koblet mot prisene på kontinentet og særlig Tyskland. Stigende tyske snittpriser mot 2025-

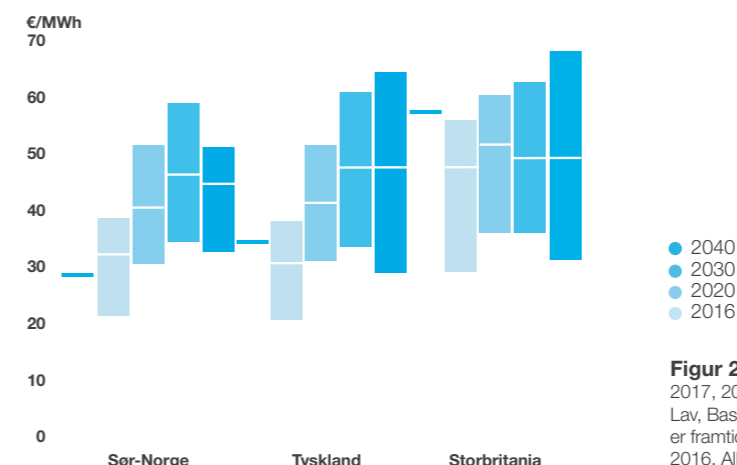
30 gir dermed en økning også her. Prisene i Norge og Sverige ligger imidlertid noe under nivået i Tyskland som følge av kraftoverskudd og lavere sommerpriser. Mot 2040 får vi i Norge og Norden en vesentlig nedgang i prisene på sommeren drevet av mer uregulert produksjon, og dermed noe lavere snittpriser.

Våre to alternative scenarier, Høy og Lav, gir et utfallsrom for kontinentale priser på 30 til 60 €/MWh fra 2025 og utover. Utfallsrommet er noe mindre i Norge med et spenn fra 30 til 55 €/MWh. Årsaken til at prisene i Høy ikke øker like mye som på kontinentet er at vi har lagt inn en større fornybarutbygging på nordisk side, og at prisene i Norge faller relativt til kontinentet når prisene øker.

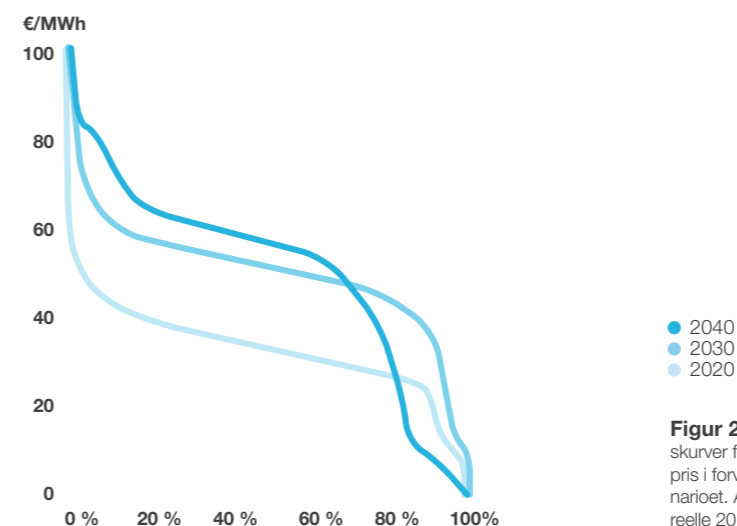
Vi forventer økt kortsiktig prisvariasjon på kontinentet og i Storbritannia etter 2020. Dette er drevet av en stadig økende andel fornybar kraftproduksjon, nedleggelse av termiske verk og økende brensels-

og CO2-priser. Dette gir flere pristopper der prisen er satt av kraftverk med høye marginal-kostnader, nødstrømaggregater og forbruk med høy betalingsvillighet. Samtidig får vi flere timer der fornybar, kjernekraft eller fleksibelt forbruk med lav betalingsvillighet setter prisen og driver denne ned mot null. Mer tilgjengelig energilagring og fleksibelt forbruk demper prisvariasjonen, men vil etter vår vurdering sannsynligvis ikke forhindre at vi får økt kortsiktig prisvariasjon.

Vi venter også større kortsiktige svingninger i prisene i Norge og Norden. Årsaken er økt prissmitte fra kontinentet gjennom økt overføringskapasitet, lavere nordisk kapasitetsmargin og flere timer der kjernekraft og uregulert fornybar produksjon dekker hele forbruket. Våre analyser viser også at vi kan forvente oss større sesongvariasjoner, mye drevet av økt prispres i sommerhalvåret ved høy uregulert fornybarproduksjon.



Figur 2-7: Gjennomsnittspriser for 2017, 2020, 2025, 2030 og 2040 i Lav, Basis og Høy, 2017 er framtidspriser per september 2016. Alle priser reelle 2016-tall.



Figur 2-8: Varighetsskurver for tysk kraftpris i forventningsscenarioet. Alle priser reelle 2016-tall.

Statnett forventer store endringer i flytmønsteret i transmisjonsnettet mot 2025 som en følge av nye mellomlandsforbindelser, mer uregulerbar kraftproduksjon, forbruksvekst og nedtrapping av svensk kjernekraft.

3 Overordnet flytemønster og flaskehals mot 2040

I dette kapitlet skisserer vi forventede endringer og usikkerhet i kraftflyten mellom regioner og land i Norden over de neste 20 årene. I tillegg drøfter vi hvor det kan oppstå større flaskehals og hva som er de viktigste årsakene til dette.

Flaskehals i nettet oppstår når ønsket om overføring er større enn kapasiteten. Vi ser flaskehals som prisforskjeller mellom elspotområder eller kostnader til spesialregulering. Dette gir et samfunnsøkonomisk effektivitetstap, mest på grunn av mindre effektiv bruk av kraftverkene. Når vi utvider kapasiteten i nettet blir det samfunnsøkonomiske tapet redusert og kraftprisen går litt ned i gjennomsnitt. Denne gevinsten er ofte mye av grunnlaget for nye forsterkingstiltak.

Størrelse og varighet på en flaskehals er en funksjon av både kraftflyt og nettkapasitet. I tillegg påvirker kraftprisene hvor store prisforskjeller som oppstår som følge av flaskehalsen, og dermed den samfunnsøkonomiske kostnaden. Et lavere nivå på kraftprisene gjør prisforskjellene mindre. Det reduserer det samfunnsøkonomiske tapet som flaskehalsen forårsaker.

3.1 Flyt og flaskehals mot 2025

Flere mellomlandsforbindelser, mer fornybar og mindre kjernekraft gir store flytendringer

I løpet av den kommende tiårsperioden forventer vi store endringer i flytemønsteret i det norske transmisjonsnettet. Det er flere årsaker til dette.

- Nye mellomlandsforbindelser fra Norge og Sverige blir satt i drift
- Vi får mer vindkraft og uregulert vannkraft, både i Norge og Sverige
- Kjernekraft i Sverige blir lagt ned
- Forbruket øker

De nye mellomlandsforbindelsene til Tyskland og Storbritannia, NordLink og NSL, vil ha stor påvirkning på kraftflyten. Belastningen på nettet er størst i eksportsituasjoner, og da særlig mellom de store regulerte vannkraftverkene på Sør-Vestlandet og tilknytningspunktene i Kvilldal og Ertsmyra. Våre simuleringer viser store endringer også

ellers i Sør-Norge. Det vil blant annet bli flere timer med høy flyt fra Sverige over Haslesnittet og videre sørover i Norge. Forbindelsene gir også flytendringer lenger nord mot Midt-Norge og Nord-Norge. Effekten avtar imidlertid med avstanden til tilknytningspunktene. Dette skyldes både at mye av den regulerte produksjonen er i Sør-Norge, men også til en viss grad at flaskehals demper prissignalene til vannkraftprodusentene lenger nord.

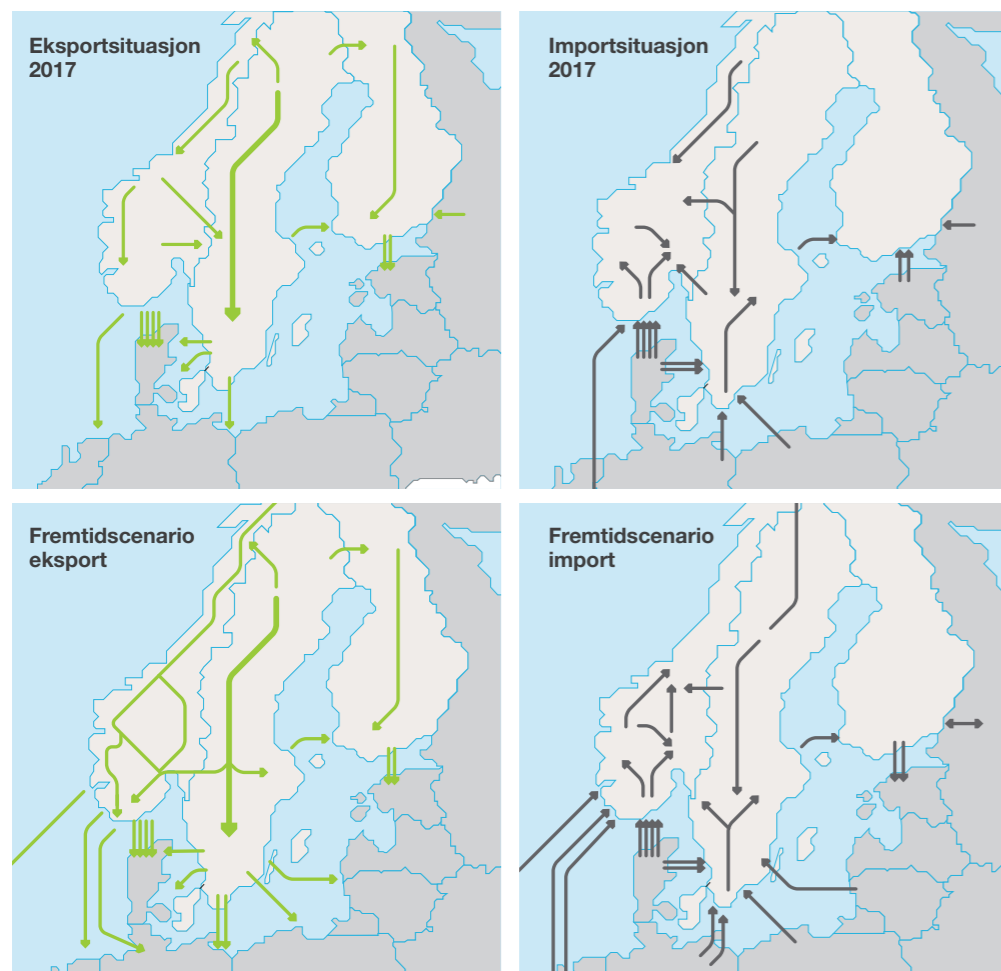
Den pågående utbyggingen av ny vindkraft og uregulert vannkraft påvirker kraftflyten i hele Norge. De største endringene kommer naturligvis i den umiddelbare nærheten til de nye kraftverkene. Vi ser imidlertid også at vi får endringer i de store transportkanalene mellom de ulike delene av landet. I denne sammenhengen spiller også økt vindkraftproduksjon i Sverige inn.

Vedtaket om å legge ned tre av de svenske kjernekraftreaktorene innen 2020 reduserer den samlede årsproduksjonen i Sør-Sverige med inntil 15 TWh. Dette forverrer både energi og effektbalansen i regionen. Og selv om vi forventer at det kommer inn mer vindkraft vil reduksjonen i kjernekraft-produksjonen gi økt flyt inn mot Sør-Sverige, spesielt i perioder med lite svensk vindkraftproduksjon. Deler av det økte effektunderskuddet vil i perioder bli dekket av økt import fra Sør-Norge.

Vi forventer at forbruket øker både i Norge og Sverige mot 2025. I Norge er det nytt og økt industri-forbruk som gir vekst, og det kan føre til stor lokal økning i flyten, slik som på Haugalandet. De endringene i forbruket vi legger til grunn påvirker imidlertid i liten grad det overordnede flytemønsteret mellom regionene i Norge.

Planlagt kapasitetsøkning og bedre utnyttelse av nettet demper mange flaskehals – men ikke alle

Statnett er godt i gang med å forsterke nettet for å møte de forventede endringene i kraftflyten. Innen 2025 vil mange av prosjektene vi nå planlegger og bygger være i drift. Dette gir et løft i nettkapasiteten mange steder og fjerner eller demper en rekke begrensninger i nettet. Bedre utnyttelse av nettet gjennom forbedringer i systemdriften og markedsdesignet har også en gunstig effekt på flaskehals. Her pågår det et kontinuerlig forbedringsarbeid som over tid gir et viktig



Figur 3-1: Dagens eksport- og importsituasjon.

bidrag sammen med utbygging av større fysisk nettkapasitet. Et tiltak som vi ser vil ha betydning er innføringen av flytbasert markedskobling. Flytbasert markedskobling gir mer handelskapasitet til markedet uten at den fysiske kapasiteten øker. Det gjør den ved å ta hensyn til fysikken i nettet i markedskoblingen, sammen med fordelingen av produksjon og forbruk. Med flytbasert markedsklarering forventer vi mindre, men oftere, prisforskjell. I sum reduserer dette det økonomiske tapet knyttet til flaskehals. Flytbasert er omtalt mer i kapittel 4.4.

Selv om vi frem mot 2025 både får større fysisk nettkapasitet og en bedre utnyttelse av denne, vil det fortsatt være perioder med begrensninger ulike steder i nettet:

- Deler av nettet vil fortsatt være relativt svakt
- Vår investeringsplan for de kommende årene inneholder få forsterkningstiltak som øker kapasiteten mellom dagens prisområder
- I Norge varierer forbruket mye med utetemperaturen, og vi har en kraftproduksjon som i stor grad avhenger av været. Dette gir

store variasjoner i kraftflyten og kortvarige begrensninger.

- Utbygging, vedlikehold og uventede hendelser i både nett og produksjon gir redusert kapasitet og dermed økt sannsynlighet for flaskehals
- Flaskehals nord-sør i Sverige gir også prisforskjell nord-sør i Norge

I tillegg til dette forventer vi en utviklingen av kraftpriser og det fundamentale overføringsbehovet, som trekker i retning av økende flaskehals og prisforskjeller. Her er det mye usikkerhet, selv i et såpass kortsiktig tidsperspektiv, men i sum forventer vi at det blir noe større flaskehals på sentrale snitt allerede mot 2025. Dette til tross for at vi i samme periode bygger ut mye nytt nett og får en bedre utnyttelse av nettet gjennom blant annet flytbasert markedskobling.

3.2 Stort utfallsrom for flyt og flaskehals, særlig på lang sikt

Fremtidig utvikling i kraftflyt og flaskehals er avhengig av en rekke usikre faktorer. På lang sikt, mot 2035-40 gir dette et stort utfallsrom

for både flyt og begrensninger i nettet. På den ene siden kan vi få en situasjon det nettet vi nå bygger og planlegger i all hovedsak er tilstrekkelig for å unngå store og vedvarende flaskehals. Samtidig kan vi, over et såpass langt tidsrom, få endringer som gir betydelige flaskehals også etter at prosjektene vi nå planlegger og bygger er satt i drift. I tillegg vil særlig nivået på kraftprisene i Nord-Europa påvirke hvor store prisforskjeller en flaskehals gir opphav til.

Gjennom blant annet områdestudier og konseptvalgutredninger analyserer vi jevnlig konsekvensene av ulike langsiktige utviklingsbaner for forbruk, produksjon og kraftpriser. Ikke overraskende ser vi at det er størst sannsynlighet for å få flaskehals i de svakeste delene av nettet. På overordnet nivå gjelder dette særlig følgende snitt og strekninger:

- Ut av Nord-Norge mot både Sverige og Midt-Norge
- Sørøver gjennom Midt-Norge fra Tunnsjødal til Ørskog
- Fra Midt-Norge til Østlandet
- Fra nord til sør på Vestlandet, både Sogndal-Aurland og Sauda-Samnanger
- Mellom Sør-Norge og Sverige over Halsesnippet

Utover dette kan vi få mer lokale nettbegrensninger flere steder, blant annet i Finnmark, Oslo og Stavanger. På lengre sikt forventer også økende prisforskjeller mot Danmark, kontinentet og Storbritannia.

Ny produksjon og utviklingen i kraftprisene har mest å si

Utbygging av ny fornybar produksjon er trolig den enkeltfaktoren som kan gi de største flytendringene internt i Norge og mellom Norge og Sverige de kommende 20 årene. I hvilken grad ny produksjon forsterker eksisterende flaskehals, og skaper nye, er både avhengig av hvor mye som kommer og den geografiske plasseringen. Med det nettet vi nå bygger og planlegger vil det i utgangspunktet være kapasitet til mye ny produksjon i selve ledningsnettet, uten at dette fører til vesentlig større prisforskjeller internt i Norge og mellom Norge og Sverige. Forutsetningen er at ny produksjon bygges i områder med god nettkapasitet, og at utbyggingsvolumet i disse områdene blir tilpasset kapasiteten i nettet. Får vi derimot en utvikling med mye ny produksjon i områder med mindre kapasitet, kan dette gi betydelige flaskehals.

Utviklingen i kraftprisene har stor betydning for hvor store prisforskjeller eller reguleringskostnader vi får som følge av ulike begrensninger i nettet. Høyere kraftpriser i gjennomsnitt over året gir generelt større prisforskjeller der det er flaskehals. Motsatt gir lave priser som regel også lave prisforskjeller. Mer kortsiktig prisvariasjon som følge av mer uregulert produksjon, strammere nordisk kapasitetsmargin og prissmitte fra kontinentet er en annen faktor som kan gi større prisforskjeller.

Forbruksvekst gir i mange tilfeller lokale flytendringer, men er i mindre grad en driver for større endringer i det mer overordnede flytmønsteret. Dette skyldes for det første at potensialet for vekst i forbruket er mindre enn innen produksjon. For det andre er nytt forbruk ofte industriforbruk med jevn belastning, i motsetning til eksempelvis vindkraft som har mye effekt og store variasjoner.

Fornybarutbygging i nord kan gi flaskehals ut av Nord-Norge

Et område vi ser det kan oppstå større flaskehals er ut av Nord-Norge, på forbindelsene til Sverige og Midt-Norge. Nord-Norge er et betydelig overskuddsområde samlet sett og har allerede i dag lavere områdepris i perioder med høy lokal produksjon. Ved en videre utbygging av vind og vannkraft viser våre simuleringer at vi relativt raskt får større begrensninger og prisforskjeller både mot Sverige og Midt-Norge. Og med et stort potensial for vindkraft, samt betydelige muligheter for ny vannkraft, kan det bli en større utbygging i regionen de neste 20 årene. Dette forutsetter at vi får høyere kraftpriser og lavere utbyggingskostnader enn i dag. Lavere områdepris vil imidlertid legge en begrensning på hvor mye det er lønnsomt å bygge ut, uten at nettkapasiteten blir større enn den vi nå planlegger.

I tillegg til størrelsen på det samlede utbyggingsvolumet, har lokaliseringen av ny produksjon internt i Nord-Norge betydning for hvor omfattende begrensningene kan bli. Desto lengre nord en eventuell utbygging skjer, desto flere ledninger blir begrensende, blant annet mot Sverige. I tillegg til dette vil det bli større prisforskjeller hvis vi får et høyere gjennomsnittlig kraftprisinivå, og mer kortsiktig prisvariasjon i Norden. Får vi økt forbruk i regionen vil dette redusere flaskehalsen.

Mer produksjon i Midt- og Nord-Norge vil gi økt flyt gjennom Trøndelag og til Østlandet

Ved en høy produksjonsvekst i Nord-Norge, uten tilsvarende forbruksvekst, vil vi få økt flyt sørøver gjennom både det norske og svenske nettet. Sammen med en eventuell videre utbygging av vindkraft i Trøndelag, vil en slik utvikling etter hvert gi økte flaskehals gjennom Trøndelag og videre over Dovre til Østlandet. Det vil også øke belastningen i det svenske nettet. Den begrensede kapasiteten på ledningene ut av Nord-Norge legger imidlertid en klar begrensning på hvor mye som flyter videre gjennom Norge og Sverige. Virkelig høy flyt sørøver får vi ikke før vi eventuelt også forsterker nettet ut av Nord-Norge.

Mer produksjon, ny industri og mellomlandsforbindelser kan gi økte flaskehals på Vestlandet

Mye av transmisjonsnettet på Vestlandet består fortsatt av ledninger på 300 kV med relativt lav kapasitet. Her er det allerede i dag begrensninger flere steder og disse kan etterhvert bli vesentlig

større, blant annet mellom Aurland og Sogndal, og på streknin- gen fra Samnanger til Sauda. Sentrale drivere for dette vil være mer produksjon på nordsiden av de begrensede ledningene og mer forbruk og nye mellomlandsforbindelser på sørsiden. Hvordan kraftprisnivået i Norge og Norden utvikler seg har også mye å si for de økonomiske konsekvensene av disse begrensningene. Utover det faktum at vi nå bygger to nye mellomlandsforbindels- er til hhv Tyskland og Storbritannia, som begge gir økt belastning på disse ledningene, er det mye usikkerhet knyttet til både pro- duksjons- og forbruksutviklingen i regionen. I tillegg planlegger sel- skapet NorthConnect å bygge en ny mellomlandsforbindelse fra Sima til Skottland. Hvis denne blir etablert forsterkes flaskehalsen over Aurland-Sogndal. Samtidig blir belastningen på Samnanger – Sauda mindre. Kombinert med en usikker kraftprisutvikling gir dette et stort utfallsrom for størrelse og varighet av fremtidige flaskehals på Vestlandet.

Ytterligere nedleggelse av svensk kjernekraft vil gi økt flaskehals mellom Sør-Norge til Sverige

I dag har vi i perioder betydelige prisforskjeller mellom Sør-Norge og Sverige. Dette inntreffer som regel når det enten er redusert handelskapasitet over landegrensen, er høyt tilsig og mye uregulert produksjon i Sør-Norge, er effektknapphet og kortvarige pristop- per i Sverige eller ved en kombinasjon av disse. Utover på 2020 tallet forventer vi at de nye forbindelsene fra Sør-Norge til Tysk- land og Storbritannia demper prisforskjellene mellom Sør-Norge og Sverige. På lengre sikt kan likevel flaskehalsen bli mer omfattende, spesielt hvis vi får en ytterligere nedskalering av svensk kjernekraft utover de vedtakene om å legge ned fire reaktorer innen 2020. Mer sol og vindkraft i Sverige, og større kortsiktig prisvariasjon på kontinentet som så smitter over på Sverige, vil også kunne gi større prisforskjeller.

Vi forventer økende prisforskjeller mot kontinentet og Storbritannia – stort utfallsrom

I dag har vi i perioder betydelige prisforskjeller mellom Sør-Norge Det er i dag en betydelig gjennomsnittlig prisforskjell time for time mellom Norge og kontinentet og Norge og Storbritannia. Dette sky- ldes i hovedsak to forhold. For det første er det større kortsiktig prisvariasjon på kontinentet og i Storbritannia enn i Norge. For det andre gir store svingninger i tilsiget til norske og svenske vannkraft- verk periodevis store avvik i kraftprisene i både Norge og Norden, sammenlignet med prisnivået ellers i Europa. Spesielt i perioder med mye nedbør og snøsmelting i sommerhalvåret kan prisene i Norge bli betydelig lavere enn på kontinentet.

Forbindelsene under bygging til Tyskland og Storbritannia reduserer disse prisforskjellene, men fjerner dem ikke. Hvordan prisforskjel- lene mellom markedene utvikler seg på lang sikt vil være avgjøren-

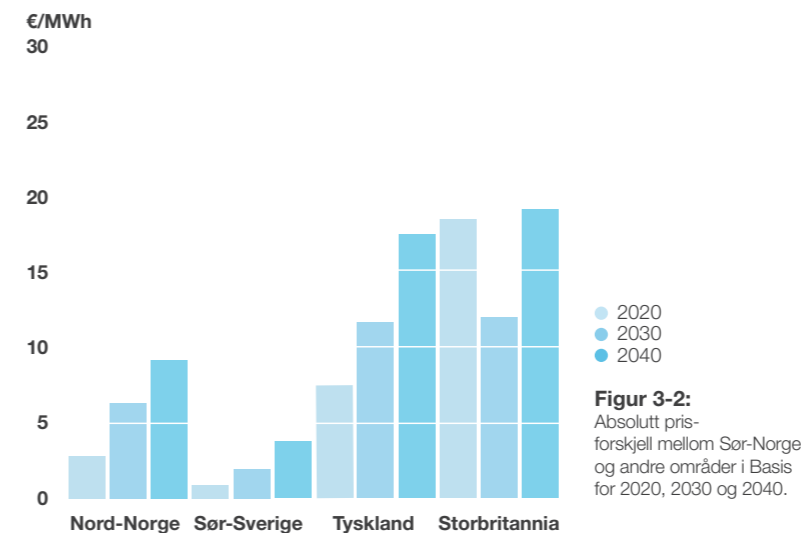
de for om det kan være lønnsomt med en ytterligere utvidelse av kapasitet mellom Norden og Europa.

I vår langsiktige markedsanalyse har vi sett på hvordan pris- forskjellene mellom Europa og Norden og Norden utvikler seg mot 2040. Vi ser at prisforskjellene på sikt igjen kan øke på tross av høyere kapasitet mellom markedene. Årsaken er hovedsakelig mer sol- og vindkraft i både i Norden og i Europa. I Europa vil en kombinasjon av mer vind, nedleggelse av termiske verk og høyere gass og kvotepriser øke prisvariasjonen om vinteren. I Norge vil mer vind-, vann- og solkraft presse ned prisene, spesielt i sommer- halvåret. Begge disse utviklingstrekkene bidrar til at prisforskjellene time for time øker vesentlig i vårt forventingsscenario, fremfor alt etter 2030.

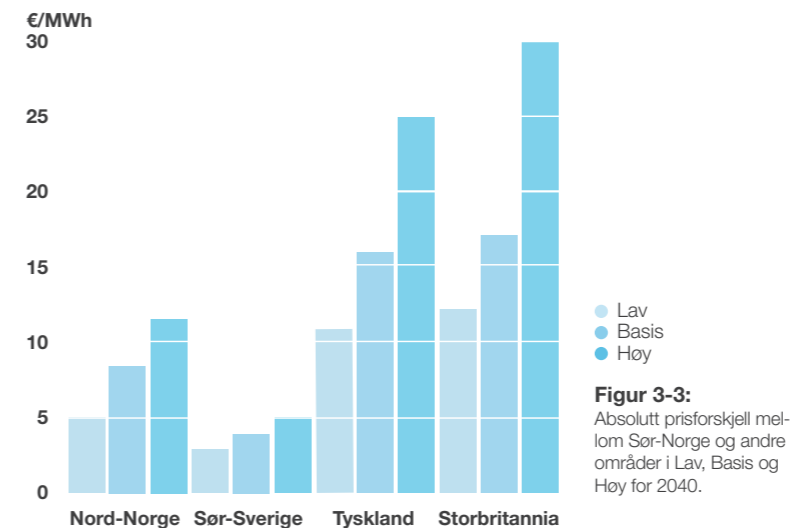
Selv om vi ser en trend mot økte prisforskjeller må vi presisere at det er betydelig usikkert rundt hvor store prisforskjellene faktisk blir. Våre scenarioer for høye og lave kraftpriser viser nettopp dette. I 2040 er for eksempel gjennomsnittlig prisforskjell time for time mot Tyskland under 10 €/MWh i det lave scenarioet, mens den i det høye scenarioet er over 20 €/MWh.

Den viktigste usikkerheten på sikt er prisene på gass og CO₂. Grun- nen er at prisene på kontinentet ofte settes av marginalkostnadene i gasskraftverk, selv om vind og sol dekker over 50 % av energibe- hovet over året. Ulike marginalkostnadene er derfor hovedårsak- en til den store forskjellen mellom våre scenarioer. Samtidig spiller en del andre forhold inn. To viktige forhold er mengden fornybar som bygges ut i Norge og Norden, og hvor raskt termiske kraftverk legges ned på Kontinentet. Vi ser at deltakelse fra fleksibelt forbruk og lagring blir mer viktig i kraftmarkedet etter 2030. Hvordan dette påvirker prisene vil også være med å avgjøre størrelsen på prisforskjellene.

Det kan også være individuelle forskjeller mellom land. I vårt forventingsscenario er det for eksempel vesentlig større prisfor- skjeller mot det britiske markedet tidlig. Dette skyldes i stor grad at Storbritannia har en egen CO₂ skatt som er høyere enn kvote- prisen, og mer gass i produksjonsmiksen.



Figur 3-2: Absolutt pris- forskjell mellom Sør-Norge og andre områder i Basis for 2020, 2030 og 2040.



Figur 3-3: Absolutt prisforskjell mel- lom Sør-Norge og andre områder i Lav, Basis og Høy for 2040.

Vi fornyer og moderniserer aldrende anlegg for å opprettholde drifts- og forsynings-sikkerheten i det eksisterende nettet.

4 Forsyningssikkerhet, fornyelser og alternativer til nett

I dette kapitlet beskriver vi drivere for nettutvikling utover behovet for økt overføringskapasitet; forsyningssikkerhet, fornyelsesbehov, utbyggingskostnader, klimatilpasning og teknologiutvikling.

4.1 Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet er kraftsystemets evne til å kontinuerlig levere elektrisk kraft av en gitt kvalitet til sluttbruker. Forsyningssikkerhet er et samlebegrep som omfatter energisikkerhet, effektsikkerhet og leveringskvalitet.

Å bedre forsyningssikkerheten er en viktig begrunnelse for mange av våre prosjekter. Forsyningssikkerheten er blant annet påvirket av tilstanden på anleggene våre og kapasiteten i nettet. Derfor henger ofte tiltak for å bedre forsyningssikkerheten sammen med fornyelsestiltak og tiltak for å øke overføringskapasiteten.

Når vi fornyer anlegg forbedrer vi forsyningssikkerheten

Mange av våre anlegg er gamle og begynner å nærme seg slutten av forventet teknisk levealder (se 4.2). For disse anleggene er det ofte hyppigere feilhendelser enn for nyere anlegg. Når vi gjennomfører fornyelsesprosjekter reduseres sannsynligheten for feilhendelser. Dette bedrer forsyningssikkerheten.

Som eksempel er Statnett i gang med å prosjektere en ny ledning fra Kvandal til Kanstadbotn i Vesterålen. Den eksisterende ledningen er gammel og har sprøtt stål, noe som reduserer mastestyrken. I tillegg viser beregninger at ledningen ikke er dimensjonert for å tåle de klimastene vi nå kan forvente i området. Resultatet av dette har vært en rekke mastehavari gjennom årenes løp. En ny forbindelse på strekningen vil derfor få bedre pålitelighet enn den gamle forbindelsen og øke forsyningssikkerheten for hele Lofoten og Vesterålen.

Når forbruket øker kan det bli behov for å øke kapasiteten og bedre forsyningssikkerheten

Når forbruket øker, kan det også bli behov for å øke kapasiteten i nettet for å opprettholde forsyningssikkerheten. Forbruksvekst kan enten skje sprangvis, som ved etablering av ny industri, eller gradvis, som vi ser ved alminnelig forbruksvekst. For all forbruksvekst

vurderer vi om eksisterende nett vil gi en akseptabel forsyningssikkerhet. Dersom det ikke er mulig, må vi øke kapasiteten.

Når vi skal øke kapasiteten må vi gjennomføre en samfunnsøkonomisk analyse. Der vil forsyningssikkerhet inngå som den primære nyttevirkning. Men ofte vil det også være andre virkninger som bidrar til den totale nytten av prosjektet. Den mest sentrale utfordringen er ofte å finne det nivået på forbruksveksten hvor det lønner seg å øke kapasiteten, samt ved hvilket tidspunkt dette inntreffer.

Enkeltfeil i anlegg fører som regel ikke til avbrudd for sluttbrukere ettersom vi i hovedsak planlegger og drifter nettet ut fra N-1-prinsippet (se kapittel 1.4). Feil kan imidlertid gi anstrengt drift i store nettområder med tilhørende kapasitetsbegrensninger. Videre kan flere samtidige feil føre til utfall av produksjon og forbruk, og potensielt store mørklegginger. Det er derfor viktig å følge forbruksutviklingen og øke kapasiteten i takt med denne, samt ha en plan for fornyelser av anlegg for å oppfylle Statnetts samfunnsoppdrag for en sikker og pålitelig strømforsyning.

Kvantifisering av forsyningssikkerhet

Når Statnett vurderer forsyningssikkerhet er det som oftest leveringspålitelighet vi snakker om. Det vil si at vi ser på sannsynligheten for feil og konsekvensen av feilene dersom de inntreffer. Dette gjør vi for ulike tilstander i kraftsystemet og for ulike alternative tiltak. Ved å sammenligne verdiene vi får kan vi komme frem til en endring i leveringspåliteligheten, som regel representert ved ikke levert energi (ILE), målt i MWh. Om dette tallet multipliseres med den økonomiske verdien av ulempen kundene og samfunnet opplever når de mister strømmen, kan vi få en verdi i kroner på leveringspåliteligheten. Denne kroneverdien, som regel omtalt som forventede avbruddskostnader, inngår så i våre samfunnsøkonomiske analyser.

Denne fremgangsmåten har vi for eksempel anvendt i konseptvalgutredningen for bedre leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna. Gassprosesseringsanlegget på Nyhamna er forsynt av en 420 kV-ledning fra Viklandet (Sunndalsøra). Ved utfall av 420 kV-ledningen stanser prosessanlegget og det oppstår kostnader på grunn av utsatt produksjon, tilbakekjøpskostnader for å opprettholde

leveringsforpliktelsene og slitasje og skade på utstyr. Dette er kostnader vi kan verdsette i en samfunnsøkonomisk analyse.

For å komme fram til avbruddskostnadene må vi i tillegg anslå fremtidig sannsynlighet for feil på ledningen. Feilsannsynligheten blir påvirket både av antallet feil vi har observert og av utbedringer som er gjennomført for å hindre nye feil i å inntreffe. Vi tar hensyn til begge deler når vi beregner feilsannsynligheten. Når vi multipliserer feilsannsynligheten på ledningen med konsekvensen for prosessanlegget finner vi de forventede avbruddskostnadene. Dersom vi bygger en ny forbindelse ut til Nyhamna reduseres avbruddskostnadene betraktelig, og denne reduksjonen representerer nytten ved å etablere en ny forbindelse.

Fornyelser skal skje på riktig tidspunkt

Statnett vurderer og prioriterer fornyelsesbehovet ut fra en kombinasjon av forventet teknisk levetid og kvalitative tilstandsvurderinger. Risikovurderinger er basert på erfaringer og kunnskap om de enkelte anlegg/komponent, hvor vi beskriver og kvantifiserer sannsynlighet og konsekvens i risikomatriser. Mer detaljerte tilstandsvurderinger blir gjort når vi deretter fremmer et prosjekt.

Vi ønsker å skifte ut anleggskomponenter så nært som mulig opp mot forventet levetid, men samtidig unngå havarier og påfølgende driftsproblemer for å minimere risiko ved slike hendelser. Statnett jobber med å videreutvikle tilstands- og levetidanalysene våre ved å ta i bruk sensorteknologi og overvåkingssystemer. Ved å bruke analysemodeller som både stiller krav til og henter erfaring fra ved-

Forsyningssikkerhet

Forsyningssikkerhet er et samlebegrep som omfatter energisikkerhet, effektsikkerhet og leveringskvalitet.

Energisikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke energiforbruket, altså systemets langsiktige evne til å levere elektrisk kraft til sluttbruker.

Effektsikkerhet er kraftsystemets evne til å dekke momentan belastning, altså systemets kortsiktige evne til å levere elektrisk kraft til sluttbruker.

Leveringskvalitet er en samlebetegnelse på leveringspålitelighet, spenningskvalitet og kunde-relasjoner. Leveringspålitelighet er en kvantitativ størrelse som beskriver tilgjengeligheten av elektrisk energi og er knyttet til hyppighet og varighet av avbrudd. Spenningskvalitet beskriver anvendeligheten av elektrisk energi og må være innenfor gitte kriterier. Kunde-relasjoner sier blant annet noe om servicegrad og tilgjengelighet under avbrudd.

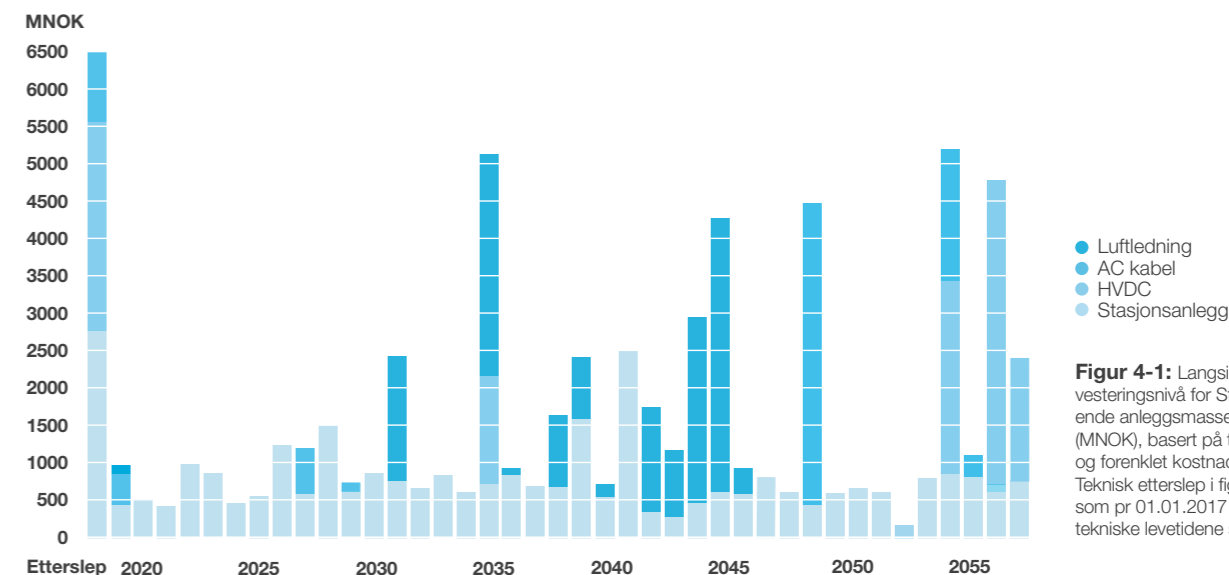
4.2 Fornyelsesbehov er økende

Økende avhengighet av sikker strømforsyning i samfunnet tilsier at betydningen av en god tilstand på anleggene våre er viktigere enn noen gang. Vi eier i dag 153 stasjoner og 10900 km ledning som i hovedsak er transmisjonsnettanlegg. Store deler av det norske kraftnettet ble bygget fra 1950-tallet og fram til 1990-tallet, og flere av nettanleggene nærmer seg forventet teknisk levetid. Aldrende anlegg må fornyes og moderniseres for å opprettholde drifts- og forsyningssikkerheten i det eksisterende nettet. I tillegg stiller nye sikkerhetsforskrifter krav som kan påvirke omfanget av når vi skal gjøre tiltak i eksisterende anlegg. I Statnetts Plan for anleggsforvaltning beskrives planer for vedlikehold og fornyelse av anlegg i kommende ti-årsperiode.

likeholdshistorikk, feilstatistikk og økonomiske data, får vi bedre tilrettelagt vedlikehold og gode indikatorer for riktig tidspunkt for fornyelse.

Risikovurderinger står også sentralt når vi prioriterer fornyelsesprosjektene, ettersom vi vurderer om vi burde fremskynde eller utsette tiltakene. Vi vurderer også om vi kan gjøre midlertidige tiltak og øke vedlikeholdet. Noen fornyelser kan det være samfunnsmessig rasjonelt å gjøre før teknisk levetid er nådd. Eksempler på dette er samordning av utskifting av flere komponenter i et anlegg eller når større utbedringsbehov eller kapasitetsutvidelser gjør det rasjonelt å skifte ut flere komponenter samtidig.

I Oslo og Akershus skal transmisjonsnettet oppgraderes over de neste tiårene. Prosjektene er samlet i en pakke som heter Nettplan



Figur 4-1: Langsiktig teoretisk reinvesteringnivå for Statnetts eksisterende anleggsmasse pr. 01.01.2017 (MNOK), basert på tekniske levetider og forenklet kostnadsestimering. Teknisk etterslep i figuren er anlegg som pr 01.01.2017 har passert de tekniske levetidene som gjelder.

Stor-Oslo. Her er både tilstanden på anleggene og forbruksveksten i regionen pådrivere for utskifting og oppgradering. Planen, som strekker seg over mange år, blir jevnlig revidert i tråd med ny kunnskap om forbruksutviklingen og tilstanden på anleggene: Dersom forbruksveksten går senere enn ventet kan vi utsette tiltak til tilstanden tilsier at de må gjennomføres. På den annen side kan nye tilstandsvurderinger tilsa at noen tiltak bør gjennomføres tidligere enn antatt

Jevn investeringstakt sikrer god kvalitet på anleggene og forutsigbarhet på investeringsnivå

Figur 4-1 gir en forenklet fremstilling av behovet for fornyelser i perioden 2017-2056, basert på forenklede og standardiserte forutsetninger. Utskiftingstidspunkt er satt til forutsatt teknisk levetid for de ulike anleggstypene og kostnadsnivået er estimert ut fra en forenklet versjon av gjeldende prinsipper for kostnadsestimering i Statnetts prosjekter. Gjennomsnittlig reinvesteringnivå for hele analyseperioden er om lag 1600 MNOK per år, inklusive teknisk etterslep. I perioden frem til 2030 utgjør stasjonsanlegg 70 % av reinvesteringssporteføljen.

Statnett forlenger levetiden på anleggene

Første soyle i figuren viser et teknisk etterslep, det vil si reinvesteringstiltak som ut fra Statnetts standardforutsetninger for teknisk levetid hadde reinvesteringstidspunkt før 2017. Reinvesteringens tekniske etterslep viser at vi holder anlegg i drift lenger enn forutsatt teknisk levetid. Den forenklede forutsetningen om aldersbasert utskifting blir i praksis supplert med tilstandsvurderinger og driftserfaringer, som gjør at anleggenes levetid strekkes. Beredskapsløsninger, vedlikehold og overvåkning gir muligheter for akseptabel drift av komponenter som har oppfylt sin tekniske levetid. Videre utvikling av tilstandsovervåking

og risikostyring er viktige satsingsområder i anleggsforvaltningen for å støtte opp om forlenget levetid på anleggene.

Aldrende luftledninger vil kreve økt innsats på 2030-tallet

Fra 2030 er det flere luftledninger som nærmer seg slutten av teknisk levetid. I perioden 2030-2045 (markert) øker derfor reinvesteringnivået. En del av disse reinvesteringene er aktuelle å planlegge samordnet med spenningsoppgradering og omstrukturering av nett. Det tar normalt 10-15 år fra vi starter planarbeidet for å etablere en ny ledning til den er i drift, og arbeidet krever stor analysekapasitet i tidligfase. En helhetlig og godt planlagt fornyelse av ledningsanleggene kan gi store samfunnsmessige gevinster.

Kjøp av nettanlegg vil øke behovet for fornyelser

Statnett skal overta flere stasjons- og ledningsanlegg i transmisjonsnettet som følge av EUs tredje elmarkedsdirektiv. Det er fortsatt usikkerhet om fremtidig definisjon av transmisjonsnettet, og dermed omfanget på hva vi overtar. Tilstanden på disse anleggene er usikker, men i sum vil det totale reinvesteringsbehovet øke.

4.3 Utbyggingskostnader

Utbyggingskostnadene står sentralt i enhver lønnsomhetsberegning av tiltak i nettet. Tiltak skal som hovedregel ikke realiseres dersom kostnadene overstiger nytteverdiene. Kostnadsutviklingen vil derfor spille en vesentlig rolle for hva vi kommer til å bygge fremover. Det er mange faktorer som spiller inn på kostnadsutviklingen, og Statnett har i varierende grad mulighet til å påvirke enkeltfaktorene. Vi skiller gjerne mellom eksterne og interne faktorer.

Endringer i eksterne faktorer som valutakurser, renter og råvarepris-

er kan gjøre store utslag i utbyggingskostnadene, men er faktorer Statnett i liten grad kan påvirke. På kort sikt vil ikke endringer på disse områdene medføre justeringer av prosjektporteføljen. Dersom nye trender vedvarer kan det imidlertid få konsekvenser for nettutviklingen.

Vi må tilpasse anleggene våre etter klimaendringene

Vær og klima har alltid vært en utfordring når vi planlegger, bygger og drifter Statnetts anlegg, og det er nødvendig at vi har god forståelse av hvilken risiko klimaendringer har på våre anlegg. Derfor jobber vi kontinuerlig med å øke kunnskapen om klima og forventede klimaendringer. Samarbeid med fagmiljø innen meteorologi er i denne sammenheng viktig.

De viktigste klimaendringene som utgjør en risiko for våre anlegg er økt nedbør, som fører til mer løsmasseskred og flom, økt forekomst av is og snø på kraftledningene våre og flere forekomster av ekstremvær med høy vindstyrke. Dette utgjør både en høyere risiko i allerede utsatte anlegg, men også i områder som ikke tidligere har vært utsatt. De viktigste konsekvensene er:

- Skred og flom øker faren for langvarige utfall.
- Islaster kan føre til flere utfall av ledninger i nye områder.
- Sterk vind under ekstremvær øker faren for at flere ledninger faller ut samtidig.

Vi har alltid plassert og dimensjonert anleggene våre etter kriterier som tar hensyn til alle typer naturfare, men ny forskning og kunnskap gir oss et bedre grunnlag for å gjøre risikoanalyser. Denne kunnskapen bruker vi når vi planlegger og prosjekterer våre fremtidige anlegg. Tiltak for å redusere risikoen av klimaendringer kan påvirke både plassering og dimensjonering av anleggene. For eksempel kan mer flom føre til at vi må plassere stasjoner høyere i terrenget, og at vi på grunn av vind og is må velge andre traséer enn vi ellers ville gjort. I tillegg kartlegger vi om det er nødvendig å gjennomføre tiltak i eksisterende anlegg som ligger utsatt til.

Ettersom anleggene våre står i mange år, er det nødvendig at det vi bygger nå er robust for fremtidens klimaendringer. I noen tilfeller kan dette føre til økte utbyggingskostnader i dag for å sikre god forsyningssikkerhet i fremtiden. I forbindelse med dette løper vi også en risiko for at vi overdimensjonerer anleggene våre.

Teknologiutvikling og en målrettet anskaffelsesstrategi påvirker utbyggingskostnadene

Statnett har mulighet til å påvirke kostnadsutviklingen gjennom å sikre et godt leverandørmarked som leverer konkurransedyktige priser. Det har de senere årene vokst frem et større mangfold av leverandører og underleverandører, og vi fortsetter arbeidet med å utvikle leverandør-

markedet med flere konkurransedyktige entreprenører. Vi skal være en byggherre som utlyser attraktive kontrakter og som sikrer god konkurranse om de ulike oppdragene vi lyser ut.

Innovasjon og teknologiutvikling vil også ha følger for kostnadsutviklingen. Statnett jobber kontinuerlig med å skape mer kostnadseffektive løsninger, og noen resultater fra dette arbeidet er nærmere omtalt i kapittel 15. God konkurranse i leverandørmarkedet sikrer at også leverandørene er nyskapende og etablerer nye og kostnadseffektive løsninger.

4.4 Alternativer til nett og smartere drift

Ofte er nettforsterkninger den billigste og beste løsningen for å møte et behov for økt overføringskapasitet. Slik vil det også være i fremtiden, fordi kraftledninger er veldig effektive når vi skal transportere store mengder kraft. Noen ganger kan imidlertid andre tiltak være bedre og mer kostnadseffektive. Dette gjelder når overføringsbehovet bare overstiger dagens nettkapasitet i noen få timer gjennom året, og andre alternativer kan håndtere situasjonen. Målet er å finne frem til de løsningene som er best for samfunnet.

Statnett bruker allerede virkemidler som reduserer overføringsbehovet

Statnett bruker allerede mange virkemidler som påvirker overføringsbehovet. Bruk av prisområder gjør at produsenter og forbrukere får incentiver til å tilpasse seg overføringskapasiteten i nettet på en bedre måte. Når forbrukerne eller produsentene har fleksibilitet, skal det kun små endringer i pris til for de endrer etterspørsel og tilbud. Videre bruker vi systemvern aktivt i transmisjonsnettet i dag. Systemvern kobler automatisk ut produksjon eller forbruk ved feil i nettet, slik at vi kan utnytte nettet bedre enn det ellers hadde vært mulig. Avanserte systemvern og manuelle operasjoner gjør imidlertid driften mer kompleks og bruk av dette må derfor vurderes nøye i hvert enkelt tilfelle.

Flytbasert markedskobling er et fremtidig virkemiddel for et mer effektivt og fleksibelt nett

Flytbasert markedskobling vil gjøre flere handelsmuligheter tilgjengelig for markedet, og den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en mer fleksibel og effektiv måte. Det gjør også at handelen med kraft ligner mer på fysisk flyt, og bidrar til bedret driftssikkerhet.

Flytbasert markedskobling er med andre ord en ny måte å bestemme handelskapasitet og beregne kraftpriser på. Metoden bruker mer informasjon om de fysiske nettet og justerer prisene i hvert område etter hvor mye de belaster ledninger som andre områder også bruker. Det europeiske regelverket (CACM) stiller krav om at det implementeres dersom det ikke kan vises at en bedre organisering av dagens markedsdesign gir like stor verdi.

Tyskland, Frankrike, Belgia og Nederland innførte flytbasert markedskobling i mai 2015. Erfaringene har så langt vært gode, og har gitt større handelskapasitet og mindre prisforskjell mellom områdene, og samfunnsøkonomiske gevinster for de involverte landene.

Det er foreløpig ikke besluttet å innføre flytbasert markedskobling i Norden. De nordiske TSO-ene vil legge fram et forslag for reguleratorene senest 17. september 2017. Før forslaget fremmes fra TSO-ene, vil det bli gjennomført en konsultasjon med bransjen, som vil skje omkring mai 2017. Implementering vil skje etter en testperiode, men i henhold til CACM skal implementering av flytbasert markedskobling skje innen 2020.

Samfunns- og teknologiutviklingen gjør det aktuelt å utvikle nye alternativer til nett

Samfunnets krav til sikker strømforsyning øker. Vi tar i bruk strøm på stadig nye områder, ved økt bruk av IKT og ved elektrifisering av blant annet transportsektoren. Høyere krav til sikker forsyning er en driver for å utvikle lokale løsninger som back-up til nett. Lokale løsninger vil i første omgang ha størst påvirkning i regionalnettet, men på sikt kan det ha innvirkning på overføringsbehovet fra transmisjonsnettet. Teknologiutviklingen innenfor spesielt to områder gjør det gradvis lettere å utvikle lokale løsninger:

- Digitalisering gjør energisystemet smartere.
- Distribuert kraftproduksjon og lagringsteknologier blir billigere og bedre.

Digitaliseringen og informasjonsbehandlingen i energisektoren gir nye muligheter til å utnytte kraftsystemet bedre ved blant annet å styre forbruket. Dette kan utnyttes i anstrengte driftssituasjoner der fleksibelt forbruk kan kobles ut for å opprettholde forsyningen til resten av forbrukerne innenfor et område. Det er allerede kommet kommersielt tilgjengelig teknologi der enkeltlaster hos forbrukerne kan reguleres fra en sentral eller av forbrukeren selv. Gjennom prosjektet Storskala laststyring ønsker Statnett å utvikle forbrukerfleksibilitet til et nyttig verktøy i systemdriften. Avanserte målesystemer (AMS) skal være på plass hos alle strømkunder fra 2019. Dette vil gi kundene bedre informasjon om strømforbruket og et sterkere incentiv til å tilpasse forbruket til prisene. Statnett utvikler nå en datahub (Elhub) som skal samle data fra alle AMS-målerne. Digitalisering gjør det også enklere å drifte komplekse systemer, gjennom bedre tilgang til informasjon og enklere styringssystemer.

Statnett utvikler nå en datahub (Elhub) som skal samle data fra AMS-målerne. Vi har også et prosjekt som heter Storskala laststyring. Der ser vi på hvordan større forbrukere kan bidra til å endre forbruksmønstret hvis det oppstår feil i nettet eller hvis overføringssystemet av andre grunner er presset.

Eksempelvis kan det maksimale forbruket i de store byene reduseres ved å styre oppvarmingen av varmtvann. Styring av lademønstret til elbiler på de kaldeste dagene kan bidra på samme måte. Langs kysten kan vindkraft ofte avlaste nettet i slike perioder, da oppvarmingsbehovet øker når det blåser mye. I kombinasjon kan slike virkemidler avlaste overføringsbehovet mye – til en lav kostnad - slik at nye transformatorer og ledninger ikke lenger er nødvendige eller kan utsettes.

Teknologier som solkraft (PV) og vindkraft har blitt mer konkurransedyktige og kostnadene forventes å falle ytterligere i årene som kommer. Også andre teknologier kan bli billigere og bedre, f.eks. nye konsept for bølgekraft. Nye lagringsmuligheter for kraft kan gi økt leveringspålidelighet og bidra til bedre utnyttelse av lokal kraftproduksjon. Batterier er fortsatt forholdsvis dyre, men kostnadene er på vei ned. Også løsninger basert på hydrogen kan bli mye billigere enn de er i dag. I noen områder kan en kombinasjon av økt lokal kraftproduksjon, bedre energilagring og smart styring av forbruket, være bedre enn en nettinvestering.

I tillegg kan elektrifisering av transportsektoren bidra til fleksibilitet i kraftsystemet. Smarte ladesystemer kan gjøre at elbiler kan levere strøm til nettet, hvis behovet er stort.

Det skjer ikke nødvendigvis av seg selv

En del av alternativene til nett utløses av seg selv gjennom at forbrukere og produsenter tilpasser seg rammevilkårene de står overfor. Videre har Statnett og andre nettselskaper mulighet til å innføre en rekke virkemidler som påvirker overføringsbehovet. Men alle samfunnsøkonomisk lønnsomme alternativer til nett utløses ikke av markedet.

Alternativer til nett kan kreve mer koordinering enn en nettinvestering. Dette fordi den beste løsningen kan være en portefølje av tiltak som involverer mange markedsaktører.

Statnett driver flere FoU-prosjekter for å utvikle disse mulighetene. Sammen med Enova har vi prosjektet Alternativene til nett. Her ser vi på hele bredden av tiltak som kan gi oss bedre og billigere løsninger i fremtiden. Dette prosjektet stiller to hovedspørsmål: (1) Hvor og når kan det være mulig å dekke kundenes behov bedre ved andre tiltak enn å bygge nett? (2) Hva må gjøres for å sikre at de beste løsningene blir valgt? Det siste handler blant annet om hvilke støtteordninger eller lover og reguleringer som må til for å sikre at de beste løsningene faktisk blir valgt. Andre nettselskaper har liknende aktiviteter.

Utviklingen gir mange spennende muligheter for å tenke nytt. Samtidig er det viktig å huske at nettet fortsatt vil være svært viktig og ofte er den beste og billigste løsningen. I den elektriske fremtiden trenger vi både et sterkt nett og en rekke andre smarte løsninger slik at vi kan utnytte det effektivt.

Statnett gir et løft i overkapasiteten i flere deler av landet. Vi planlegger for flere utfallsrom i den videre nettutviklingen.

Del II Nettutvikling i Norge og mellomlandsforbindelser

I nettplanleggingen ser vi på overføringsbehovet for landet som helhet. Endringer i produksjon, forbruk og overføringskapasitet i en del av landet vil få større eller mindre virkninger for resten av kraftsystemet i Norge.

I denne delen av Nettutviklingsplanen presenterer vi først Statnetts totale investeringsnivå i den kommende 5-års perioden og våre prognoser for fremtidige investeringer utover denne perioden. I dette kapittelet beskriver vi også hvilke faktorer som virker inn på vår porteføljestrategi, utover scenarier for behovsutvikling som drøftet i del I.

Deretter beskriver vi nettutviklingen på kort og lang sikt regionvis. Regionene er delt inn i følgende seks utredningsområder i tillegg til forbindelser mellom Norge og utlandet:

- Region Nord – Nord for Balsfjord
- Region Nord – Sør for Balsfjord
- Region Midt
- Region Vest
- Region Sør
- Region Øst
- Mellomlandsforbindelser

Regionkapitlene følger en struktur som først beskriver dagens kraftsystem, der prosjekter som er under bygging eller er investeringsbesluttet inngår i beskrivelsen.

I tabelloversikten under dagens kraftsystem fremgår følgende prosjektoversikt:

- Prosjekter som er idriftsatt siden NUP 2015
- Prosjekter under gjennomføring
- Investeringsbesluttete prosjekter

I tabellene oppgis tidspunkt/forventet tidspunkt for idriftsettelse, forventet investeringskostnad og begrunnelse for prosjektet. Kostnadene oppgis i løpende (nominelle) kroner og inkluderer byggelånsrenter. For idriftsatte prosjekter, men som ikke er lukket oppgis et kostnadsintervall i likhet med prosjekter som er under gjennomføring.

Deretter presenterer vi drivere for nettutvikling; herunder forbruk, produksjon og/eller demografiske endringer og forbrukstrender. Vi beskriver hvilke nettutviklingstiltak som er under planlegging og mulige tiltak på sikt.

I tabelloversikten fremgår følgende prosjektoversikt:

- Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet
- Under planlegging - løsningsvalg og omfang ikke besluttet
- Mulig tiltak på sikt

For disse prosjektene oppgis forventet kostnadsintervall, fremdrift og begrunnelse for tiltaket. For prosjekter under planlegging oppgis tidspunkt for forventet konsesjon og forventet idriftsettelsesår. For prosjekter der omfang og konsept ikke er besluttet oppgis tidspunkt for planlagt sendt konsesjonssøknad. Prosjektkostnadene oppgis i faste (reelle) 2017-kroner og inkluderer ikke byggelånsrenter. For mulige tiltak på sikt angis anleggstype og behovsutløsende. Vi har angitt et grovt kostnadsintervall for hver anleggstype som vist under.

En forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av forventede investeringer er vedlagt Nettutviklingsplanen.

Type prosjekt	Typisk intervall (mill. kr.)
Mindre stasjonsprosjekt	50 - 300
Stort stasjonsprosjekt	300 - 600
Ledningsprosjekt	300 - 1000
Stort ledningsprosjekt	1000 - 3000

5 Strategi og investeringsnivå

Statnett er nå godt i gang med det planlagte nettløftet. Flere store prosjekter som Ørskog-Sogndal, Ofoten-Kvandal og Ofoten-Balsfjord har blitt ferdigstilt bare det siste året. Vi har en historisk høy utbyggingssaktivitet og er det nettselskapet som investerer klart mest i Norden. I 2016 investerte vi i nettanlegg for 5,4 milliarder kroner, bygde 157 kilometer ny ledning og satte i drift 14 nye eller ombygde stasjoner.

Frem mot 2021 vil vi doble investeringsnivået sammenlignet med foregående 5-årsperiode. Planen for denne perioden er i all hovedsak fastlagt og de fleste prosjektene er investeringsbesluttet eller igangsatt. Dette betyr at frem mot første del av 2020-tallet vil nettkapasiteten få et løft i mange deler av landet og forsyningssikkerheten styrkes i sårbare områder som Nord-Norge, Stor-Oslo og Stavanger regionen. Vi får kapasitet til å ta inn nytt forbruk og ny produksjon samt to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og England. Med dette på plass går vi nå inn i en ny fase der vi fokuserer mer på å utnytte nettet vi bygger ut, fornye gamle nettanlegg og holde kostnader og tariff nede. Samtidig skal Statnett møte et behov i samfunnet som kan utvikle seg på en annen måte enn det vi kjenner til i dag. Vi utvikler derfor planer som tar høyde for usikkerhet.

5.1 Prosjektporteføljen støtter opp om Statnetts samfunnsoppdrag

Statnett har veletablerte prosesser for styring av prosjektporteføljen. Formålet med porteføljestyringen er å sikre at sammensetningen av prosjektporteføljen støtter opp om Statnetts samfunnsoppdrag, prioritere mellom prosjektene og sikre at ressurser allokeres til prosjektene i henhold til prioritet. Porteføljestyringen skal identifisere ressursbegrensninger internt og eksternt for gjennomføring av porteføljen, og foreslå tiltak for å løse disse, enten ved å justere porteføljen eller ved å øke kapasiteten.

Vi oppdaterer prosjektporteføljen i en årlig prosess, som resulterer i en ny porteføljeplan med alle prosjektene til Statnett i prioritert rekkefølge og med investeringsnivå. Behov for ny kapasitet identifiserer vi gjennom arbeidet med kraftsystemplanlegging, mens behovet for reinvesteringer blir klargjort gjennom prosesser i Statnetts anleggsforvaltning. I den årlige porteføljestyringsprosessen vurderer vi de nye behovene opp mot resten av porteføljen, og gir disse en prioritet.

Prosjektportefølgeplanen er grunnlaget for tildeling av ressurser til prosjektene.

Prosjektportefølgeplanen skal ivareta helheten, men de enkelte prosjektene i planen besluttes hver for seg, og i henhold til Statnetts prosjektmodell, som beskrevet i kapittel 1.3. Tiltakene Statnett gjennomfører skal være samfunnsøkonomisk lønnsomme og dette ligger til grunn for alle beslutningene. Statnett må også gjøre avveininger med tanke på effektiv prosjektgjennomføring, HMS og det samlede aktivitetsnivået.

Prosjektporteføljen ligger til enhver tid på statnett.no og kommuniseres i tillegg gjennom Oppdatert investeringsplan og Nettutviklingsplanen.

5.2 Frem til 2021 er planen lagt

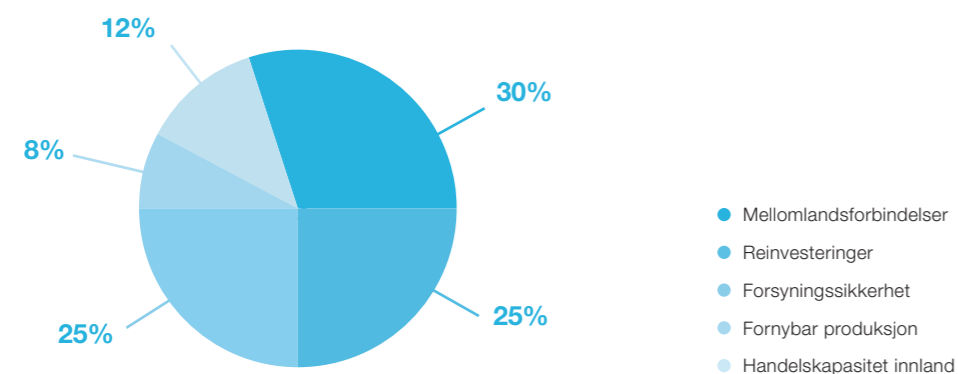
De neste fem årene forventer vi å investere for 35-45 milliarder kroner, hvorav tre fjerdedeler allerede er investeringsbesluttet. Usikkerheten for den kommende 5-årsperioden er dermed begrenset. Investeringsnivået er en del lavere enn hva vi kommuniserte i høringsversjonen av NUP 2017 og skyldes både at intervallet er forskjøvet fra 2017-2021 til 2018-22, vedtak om senere gjennomføring av prosjekter og at vi forventer lavere kostnader i viktige prosjekter.

Investeringsnivået er likevel nesten dobbelt så mye som i forrige femårsperiode. I takt med dette har også gjennomføringskapasiteten økt både internt og gjennom et større leverandørmarked. Figur 5-1 viser planlagte nettinvesteringer de neste fem årene grovt fordelt etter utløsende behov. Enkeltprosjekter vil ofte være drevet frem av flere behov.

Mellomlandsforbindelsene til Tyskland og England utgjør de største enkeltbidragene med omtrent en tredjedel av det samlede investeringsnivået i neste femårsperiode. De største innenlandske prosjektene er Vestre Korridor, Balsfjord-Skaidi, Nettplan Stor-Oslo (NSO) og tilrettelegging for vindkraft i Midt-Norge. I denne perioden planlegger vi å bygge i underkant av 1000 kilometer med ny kraftledning og rundt 20 transformatorstasjoner.

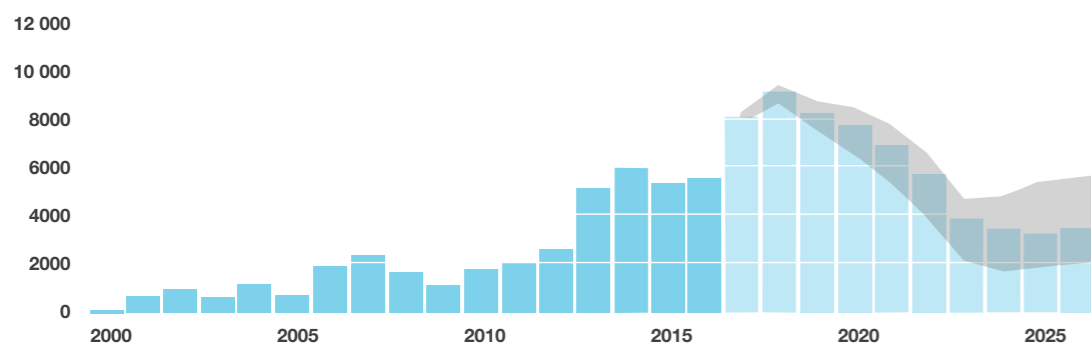
Statnett skal tilknytte nytt forbruk og ny produksjon i tråd med tilknytningsplikten. Samtidig er det nå for sent å sette i gang nye

I 2016 investerte vi i nettanlegg for 5,4 milliarder kroner, det ble bygget 157 km ny ledning og idriftsatt 14 nye eller ombygde stasjoner.



Figur 5-1
Planlagte nettinvesteringer de neste fem årene grovt fordelt etter utløsende behov.

Historisk investeringsnivå og prognose for nyinvesteringer i nett og større reinvesteringer
Millioner NOK2017



Figur 5-2
Viser historisk investeringsnivå og prognose for nyinvesteringer. Det grå feltet i figuren viser et mulig utfallsrom pga. usikre behov, endret kostnadsnivå og ulike strategiske veivalg for porteføljen fremover, for eksempel at prosjekter utsettes for få fasen inn ny teknologi.

nettanleggsprosjekter i transmisjonsnettet for å rekke fristen for å få elsertifikater (2021). Vi vil videreføre de fornybarprosjektene som er igangsatt, med en fremdrift som er koordinert med kraftutbyggere.

- Vi begrenser hvor mange nye prosjekter vi setter i gang samtidig, for å sikre at vi har godt sammensatte prosjektteam med riktig kompetanse.

5.3 Vi skal bygge sikkert og dette påvirker prosjektporteføljen noe

Statnett har over flere år vektlagt HMS høyt og jobbet systematisk med forbedringsarbeid i både prosjektplanlegging og gjennomføring. Arbeidet har gitt gode resultater, men for å oppnå ytterligere forbedringer har vi det siste året etablert en omfattende handlingsplan for HMS. Et økt antall byggeprosjekter innebærer i utgangspunktet større risiko for personskader. Derfor er justering av porteføljen ett av flere tiltak i handlingsplanen som er gjennomført for å redusere HMS-risiko:

- En del prosjekter i tidlig-fase har fått justerte tidsplaner dels for å begrense aktivitetsnivået.
- Vi vil ta oss noe bedre tid til å planlegge selve utbyggingsfasen i prosjektene, noe som har ført til justerte fremdriftsplaner for enkelte prosjekter.

I sum innebærer dette moderate justeringer av porteføljen, og moderate konsekvenser for de behovene som prosjektene skal dekke. Øvrige tiltak for å redusere HMS-risiko er omtalt i Del III.

5.4 Etter 2021: Reinvesteringer utgjør en base og behovet for økt kapasitet er usikkert

For å sikre en kostnadseffektiv gjennomføring av prosjektporteføljen innenfor målene for HMS og kvalitet, kommuniserte vi i Nettutviklingsplan 2015 at vi vil jevne aktivitetsnivået noe. Dette ble først og fremst gjort ved å utsette oppstart av en rekke planlagte reinvesteringer, og har ført til at vi har akseptert en litt høyere risiko for feil i våre anlegg. Fra 2022 og utover vil vi legge opp til en planmessig gjennomføring av ordinære reinvesteringer basert på de behovene som er identifisert. Kritiske reinvesteringer vil som før ha en høy prioritet. Vi planlegger for at reinvesteringer utgjør en fast og forutsigbar base i prosjektporteføljen. Beslutning

om videreføring av enkeltprosjekter vil som før være basert på samfunnsøkonomiske vurderinger.

Mange stasjonsanlegg vil nå sin forventede levealder på 2020-tallet. Derfor antar vi at reinvestering av stasjoner vil utgjøre en økende del av porteføljen etter 2020. For ledninger gjelder det samme fra 2030-tallet og utover, men her er usikkerheten i levetiden større og det er sannsynlig at mange ledningsanlegg kan bli stående lengre når det er gjennomført tilstandsvurderinger.

For nye investeringer er utfallsrommet større enn for reinvesteringer. Det kan komme nye prosjekter inn i porteføljen og prosjekter kan få endret omfang eller bli skjøvet på. Naturlig nok øker usikkerheten utover i perioden. Hvor høyt investeringsnivået vil bli avhenger av en rekke forhold:

- Utvikling i kraftpriser
- Mengde og lokalisering av fornybar produksjon
- Utvikling i forbruksvekst, herunder om det kommer nytt industriforbruk
- Økte prisforskjeller mellom land, som gjør mellomlandsforbindelser mer lønnsomt
- Teknologit utvikling både i våre nettanlegg og hos sluttbruker

Spesielt relevant er det at det innen få år kan bli lønnsomt å bygge ut vind- og noe vannkraft uten subsidier i Norge. Skjer dette kan flere fornybarprosjekter bli realisert, selv om sertifikatordningen blir avsluttet. Dette kan utløse nye nettiltak, særlig om det ikke blir sterkere lokaliseringssignaler som styrer ny produksjon inn mot områder som allerede har god nettkapasitet. For at en slik utbygging skal bli rasjonell er det viktig å ta hensyn til både kapasiteten i nettet og ressursgrunnlaget (for eksempel vindforholdene).

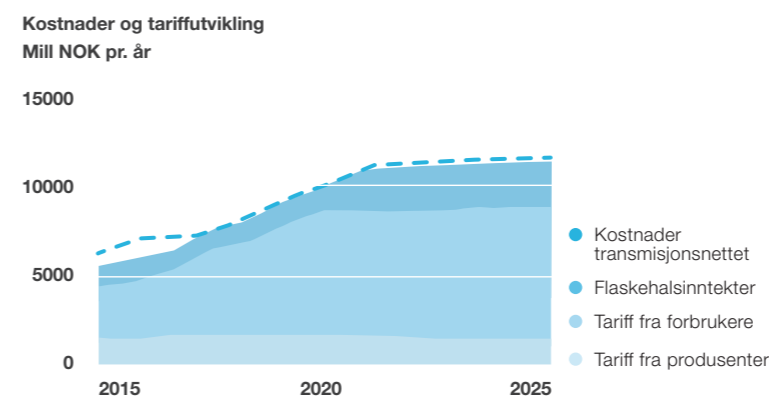
I tillegg fører EUs tredje elmarkeds pakke til at Statnett overtar transmisjonsnett i Norge eid av andre. Med det øker anleggsmassen til Statnett med rundt 15 prosent, og det er sannsynlig at det vil komme inn nye prosjekter i porteføljen som følge av dette.

5.5 Prognose for tariffutvikling

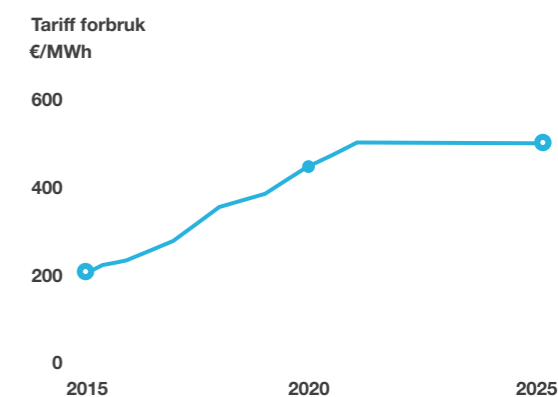
Prosjektene som nå gjennomføres har en direkte konsekvens for tariffutviklingen. Investeringsnivået i transmisjonsnettet samt Statnetts drifts- og vedlikeholdskostnader er de områdene som påvirker tariffnivået mest. Andre forhold som også virker inn på tariffen er eksempelvis prisforskjeller og kraftflyt mellom markeder (påvirker nivået på flaskehalsinntekter) og rentenivået i Norge. Dette er forhold Statnett i mindre grad kan påvirke, men som vi må ta i betraktning når vi vurderer tariffkonsekvenser av tiltak.

På grunnlag av Nettutviklingsplanen (NUP), System- og markedsutviklingsplan (SMUP), Langsiktig markedsanalyse (LMA) og kostnadsutviklingsrapport 2017-2023 har Statnett utarbeidet prognose for tariffutvikling fremover.

Figur 5-3 viser kostnadsutviklingen og hvordan kostnadene fordeles i transmisjonsnettet, mens figur 5-4 viser utvikling i tariffsats for forbruk gitt dagens tariffmodell. Dette er en prognose og usikkerheten er spesielt knyttet til at det kan komme nye eller endrede behov som kan gjøre det samfunnsøkonomisk rasjonelt å sette i gang nye prosjekter. Tallene etter kommende 5-årsperiode er ikke prognostisert, men bygger på tall fra rapporten Langsiktig markedsanalyse. Det er viktig å presisere at utviklingen i tariff også påvirkes av rentenivå og fremtidige flaskehalsinntekter. Endringer i disse nivåene og inntektene kan gi utslag på prognosen.



Figur 5-3
Forventet kostnadsutvikling i transmisjonsnettet og forventet inndekning gjennom flaskehalsinntekter og tariff fra produsenter og forbrukere.



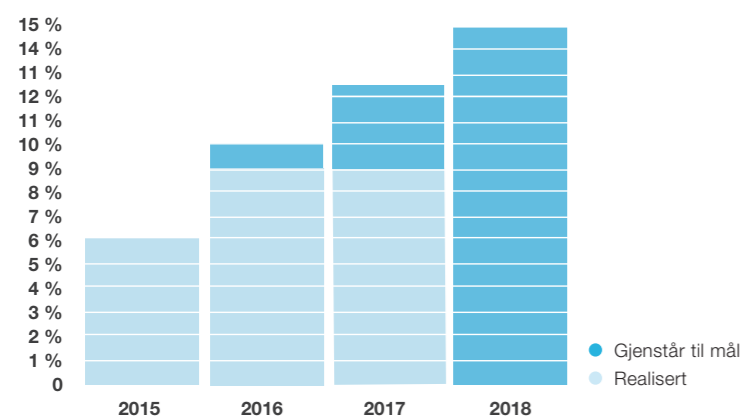
Figur 5-4
Forventet utvikling i tariffsats for forbruk gitt dagens tariffmodell. Tallene er i faste 2017-kroner.

5.6 Strategi for å begrense veksten i kostnader og forbrukertariffer

Vårt samfunnsoppdrag innebærer også at de tiltakene vi velger skal være kostnadseffektive. Dette er spesielt viktig i den fasen vi er i nå, der store utbyggingsprosjekter driver opp de samlede kostnadene og tariffgrunnlaget for transmisjonsnettet. Et sentralt mål i Statnetts nye konsernstrategi er å begrense veksten i kostnader og stoppe tarifføkninger for alminnelig forsyning innen 2023. Med dette forsterker vi vårt fokus på kostnadseffektivitet. For å nå målet jobber vi systematisk med flere tiltak i parallell:

- Redusere enhetskostnadene for nye anlegg
- Utnytte eksisterende og planlagt nettkapasitet bedre
- Gi bedre informasjon og prissignaler om hvor det nettmessig er best å plassere nytt stort forbruk og ny produksjon.
- Forlenge levetiden på anlegg ved bedre å forutse og målrette behovet for utskiftninger og vedlikehold
- Sikre at enkeltaktører betaler for ekstra leveringskvalitet
- Bidra til reduserte forbrukstopper der dette kan spare nettinvesteringer

Statnett har over flere år jobbet planmessig for å oppnå en kostnads-effektiv utbygging. Vi har et omfattende program innen forskning og utvikling, og tar i bruk nye og mer kostnadseffektive teknologier og metoder. Vi tilpasser aktivt våre prosjektplaner for å kunne få inn ny teknologi. I tillegg bruker vi standardiserte løsninger og arbeider for å få tilgang til et leverandørmarked med god kvalitet og kapasitet. Til sammen gir dette lavere enhetskostnader, og her ser vi nå gode resultater som illustrert i figur 5-5. Sammenlignet med inngåtte kontrakter fra 2011-2013 er enhetskostnadene redusert med 9% i gjennomsnitt i perioden 2014-2017. Utviklingen har vært økende år for år og vi er på god vei til å nå målet om å bli 15 % mer effektive innen utgangen av 2018 sammenliknet med nivået i 2013. Kombinert med mer presise kostnadsestimater og en strammere prosjektstyring



Figur 5-5
Årlig besparelse i enhetskostnader fra 2015 til 2017. Størst besparelser har vi når det gjelder innkjøp av mastestål, ledningsentrepriser og administrative kostnader. Tallene for 2017 er basert på måling per Q2. Gjenstår til mål viser til Statnetts program om å bli 15 % mer effektive innen utgangen av 2018 sammenliknet med 2013.

ser vi nå en positiv utvikling også på prosjektnivå der eksempelvis kostnadsrammen for prosjektene Ofoten-Balsfjord, Indre Oslofjord kabelanlegg og Namsos-Surna alene er redusert med 1,4 milliarder kroner.

Bedre utnyttelse av eksisterende nettkapasitet reduserer utbyggingskostnadene våre, og er noe vi har jobbet med i mange år. Teknologi- og markedsutvikling kan både gjøre investeringer overflødige, og gjøre det mulig å vente. Ved fremtidige nettinvesteringer skal risiko for avbrudd i forsyningen i større grad veies opp mot investeringskostnadene. Bruk av sensorer og ny teknologi reduserer konsekvensene i driften ved en slik tilnærming.

Lokalisering av ny produksjon og nye store forbruksenheter til steder med god nettkapasitet kan gi store besparelser. Det er derfor viktig å sikre at ulike lokaliseringssignaler for ny produksjon samlet gir en riktig avveining mellom fordelen, gitt av eksempelvis gode vindforhold, på den ene siden, og potensielt betydelige nettkostnader og relativt høye overføringstap på den andre siden. Her spiller tariffmodellen en viktig rolle og Statnett skal i løpet av 2018 legge frem endringer i utformingen av tariffene. Formålet er en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Følgende premisser ligger til grunn for dette arbeidet:

- Prissignalene gjennom markedet og tariffen må til sammen sikre en effektiv utnyttelse og utvikling av nettet. Markedssignalene alene vil ikke gi tilstrekkelige prissignaler. Det er derfor behov for ytterligere prissignaler i tariffen. Anleggsbidrag vil være et viktig bidrag for å sikre en samfunnsøkonomisk utvikling.
- Alle brukerne må stå ovenfor de kostnadene som de påfører nettet på kort sikt (marginal tap) og bære kostnadene de påfører balanseringen av systemet.
- Alle brukerne bør være med å betale de økte kostnadene. Det betyr at både produsenter og store forbrukere bør betale en relativt sett større andel av kostnadene fremover.

- Kabler til utlandet vil dra nytte av investeringer som er gjort i transmisjonsnettet og redusere flaskehalsinntekter på eksisterende kabler betalt av felleskapet. De økonomiske rammene for private kabler er foreløpig ikke på plass. Tydelige rammer må etableres med mål om å gjenspeile de direkte og indirekte kostnadene kablene vil påføre transmisjonsnettet.

Vi utreder og utvikler tiltak som reduserer kortvarige forbrukstopper

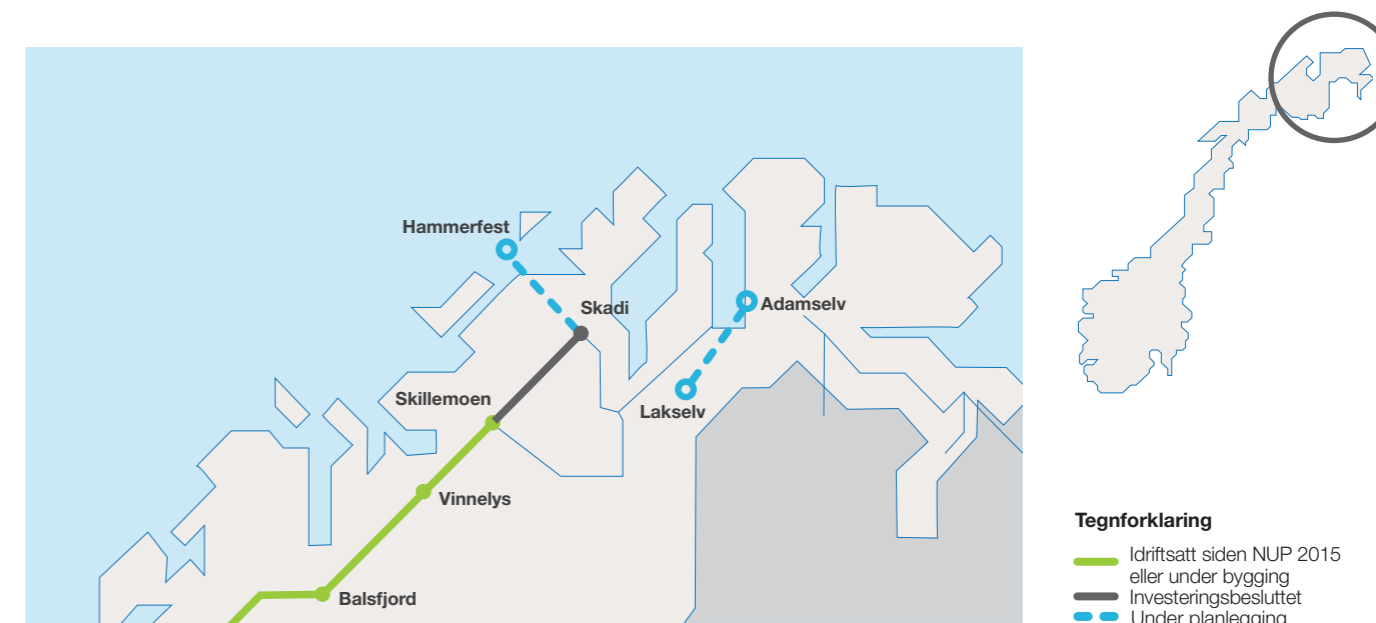
der dette er utløsende for fremtidige investeringer i økt nettkapasitet. Flere analyser indikerer et betydelig potensial for utjevning av forbruket uten vesentlig tap av komfort. Effekttariffer, som NVE planlegger å innføre, og frivillige avtaler er eksempler på virkemidler som kan sikre at tilstrekkelig mye forbruk reduseres eller flyttes ved behov. En mer generell reduksjon i vinterforbruket vil også bidra, for eksempel gjennom utbygging av fjernvarme eller tilskudd til etterisolering. I sum begrenser dette det fremtidige investeringsnivået.

En målrettet anskaffelsesprosess har gitt resultater

Statnett har de siste årene lagt stor vekt på forbedre og effektivisere våre anskaffelsesprosesser. Dette har gitt resultater både når det gjelder kvalitet og kostnadsreduksjoner. Vi har lagt stor vekt på å utvikle leverandørmarkedet for å sikre konkurranse innen ulike typer leveranser og organisere anskaffelsene i større pakker, slik at det er attraktivt for leverandørene å bygge opp egen kapasitet. Det er opprettet flere kategoriteam som jobber med å identifisere og realisere tekniske og kommersielle muligheter innenfor områdene stasjon, ledning, kabel og indirekte innkjøp. Kategoriteamene har det overordnede ansvaret for anskaffelser innen sin produkt- og tjenestegruppe. Det innebærer at de beskriver beste praksis for anskaffelser innen sitt område, og legger føringer for hvordan dette skal følges i Statnett.

Forbruk er viktig i Finnmark - produksjon kan gi utbygging mot Sverige og Midt-Norge.

6 Nettutvikling i region Nord - Nord for Balsfjord



I tidligere utgaver av NUP har vi hatt ett kapittel for Nord-Norge. I denne utgaven har vi valgt å dele regionkapittelet i to ved Balsfjord i Troms. Dette er fordi det er ulike egenskaper og problemstillinger ved kraftsystemet i regionen, både når det gjelder produksjon, forbruk og overføringskapasitet.

Region Nord for Balsfjord omfatter Finnmark fylke og den nordlige delen av Troms. Nettet består av en 420 kV-forbindelse mellom Balsfjord og Skillemoen som er under bygging. Øvrig spenningsnivå i transmissjonsnettet er på 132 kV, med unntak av i øst der nettet er knyttet til det finske kraftsystemet gjennom en 220 kV forbindelse fra Varangerbotn.

Når 420 kV-forbindelsen Balsfjord-Skillemoen er bygget vil det være god overføringskapasitet inn til og ut av Vest-Finnmark, men fortsatt begrensninger i nettet internt i Finnmark. Det er et stort ressurspotensial og en rekke planer om både nytt forbruk og ny produksjon, som kan gi behov for nye investeringer i nettet.

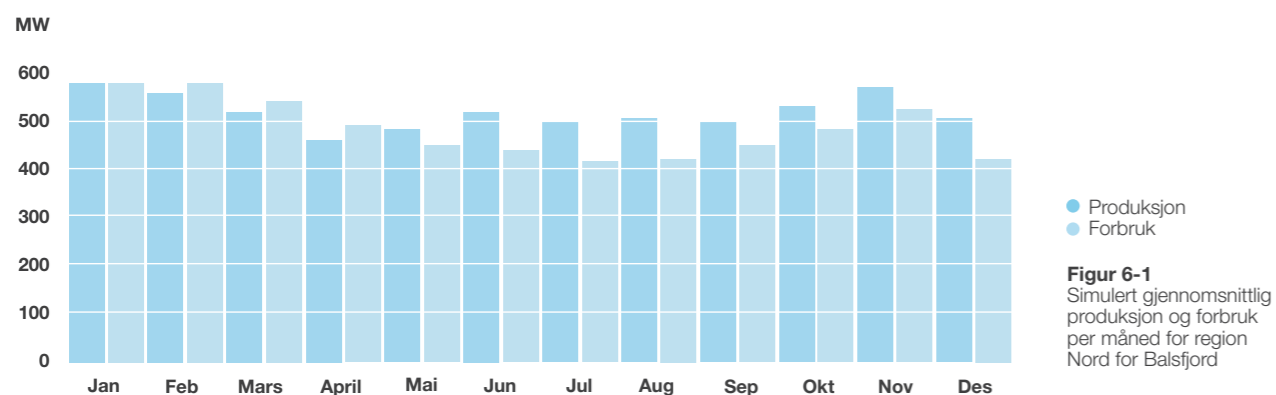
Vi fullførte i 2016 analysen "Kraftsystemet i Finnmark – behov og

tiltak etter 2020". Hovedkonklusjonen i analysen er at nye store kraftledningsprosjekter i Finnmark i hovedsak er drevet av forbruksvekst, særlig fra petroleumssektoren. På sikt kan det derfor bli aktuelt å forsterke nettet både gjennom og ut av Finnmark. Hvilke tiltak som er riktig avhenger både av geografisk plassering og hvor mye forbruket øker. Ettersom det er stor usikkerhet til dette kan vi ikke beslutte videre nettinvesteringer nå. Vi jobber derfor sammen med sentrale aktører for å sikre en koordinert utvikling.

6.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring nord for Balsfjord

Mye av produksjonen i området er uregulert vind- og vannkraft, og området har kraftoverskudd om sommeren. I kalde perioder om vinteren er området avhengig av import. Figur 6-1 viser simulert gjennomsnittlig produksjon og forbruk per måned i region Nord for Balsfjord.

I 2016 startet ENI opp produksjonen på Goliat-feltet utenfor Hammerfest. Plattformen er delelektrifisert og skal ved normal drift trekke mellom 20 og 40 MW. Sydvaranger gruve ble i november 2015 slått



konkurs, men er nå delvis igangsatt igjen. Når det gjelder produksjon, har Finnmark Kraft satt i drift Hamnefjell vindkraftverk trinn 1 på 50 MW i Båtsfjord kommune.

Ofoten-Balsfjord-Skillemoen vil bedre situasjonen i hele Finnmark

I september 2017 ble den nye 420 kV-forbindelsen fra Ofoten til Balsfjord satt i drift. Dette er et viktig tiltak for å bedre forsyningssikkerheten i hele området nord for Ofoten. Statnett har også startet byggingen av en ny 420 kV-ledning fra Balsfjord og inn til Finnmark, og bygger i første omgang til Skillemoen utenfor Alta. Ledningen styrker nettet i Nord-Troms og bedrer leveringspålideligheten i både Troms og Finnmark og gir økt kapasitet. Dette gjelder også øst i Finnmark, fordi flaskehalsen ut av Nord-Troms forsvinner. Vi vil vurdere når vi skal bygge videre fra Skillemoen til Skaidi stasjon innen våren 2018.

Med Balsfjord-Skillemoen på drift kan vi fjerne syv av elleve systemvern som er installert mellom Balsfjord og Skaidi. Dette bedrer leveringspålideligheten til industriforbruk i Finnmark fordi det er betydelig færre kilometer ledning som ved utfall kan føre til utkobling – fra over 500 km ledning til omtrent 200 km ledning, og derfor blir sannsynligheten for utkoblinger mindre. I perioder med stort underskudd i Finnmark, vil utfall av de gjenstående 200 km ledning føre til at forbruk fra Goliat eller Melkøya må kobles ut. Eventuelt nytt industriforbruk må også knyttes til med systemvern mellom for å sikre strømforsyningen til befolkningen i Finnmark i perioder med høyt kraftforbruk.

Videre legger forsterkningen til Skillemoen til rette for at vi kan knytte til ytterligere 50 MW vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark. Denne kapasiteten er reservert til bygging av trinn 2 på Raggovidda vindkraftverk.

Se faktaboks for mer informasjon om prosjektet Balsfjord-Skaidi.

Interne begrensninger avgjør hvor stor vekst som er mulig uten nye tiltak

Når Balsfjord-Skillemoen er bygget vil det være god overføring-

skapasitet inn til og ut av Vest-Finnmark. Det kan imidlertid raskt oppstå nye begrensninger i ulike deler av Finnmark, og utviklingen i forbruk og produksjon av kraft vil avgjøre hvor raskt det blir behov for å gjøre nye tiltak:

- Alt nytt industriforbruk i Hammerfest-området må knyttes til systemvern. Det er også begrenset hvor mye forbruksvekst det er kapasitet til å dekke ved intakt nett.
- Det er begrenset kapasitet inn til og ut av Øst-Finnmark (øst for Lakselv).
- Etter ferdigstillelse av Balsfjord -Skillemoen er det mulig å knytte til ca. 50 MW mer produksjon i Øst-Finnmark uten større netttiltak, forutsatt bruk av systemvern. Det er mer enn 50 MW vindkraft som har konsesjon, og den tilgjengelige kapasiteten har blitt tildelt Raggovidda kraftverk gjennom ordning for tildeling av ledig nettkapasitet.
- Transmisjonsnettet inn til Kirkenes er svakt, men det er kapasitet til noe forbruksvekst.

Vi forventer få avbrudd i Øst-Finnmark i fremtiden

Vi må dele nettet mellom Finland og Finnmark når feil i det norske nettet kan medføre overbelastning eller følgeutfall i Finland. Dette gjelder både når det er overskudd og underskudd i Øst-Finnmark. Øst-Finnmark er da ensidig forsynt enten via Adamselv-Lakselv eller forbindelsen til Finland, og området er i N-0 drift. Med Ofoten-Balsfjord-Skillemoen i drift vil det kun være nødvendig å dele nettet når det er stort overskudd i regionen. Dette gjør oss mindre utsatt for avbrudd ved feil i situasjoner med delt nett. Økt volum vindkraft i Øst-Finnmark kan føre til at vi må dele nettet hyppigere.

6.2 Drivere for videre nettutvikling nord for Balsfjord

Det er mange planer og et stort potensial for nytt kraftforbruk i området, særlig knyttet til eventuell elektrifisering av nye petroleumsinstallasjoner i Barentshavet. I tillegg er det svært gode vindressurser, særlig i Finnmark.

Prosjektoversikt

Prosjekter under gjennomføring

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	
Balsfjord-Skaidi ny ledning og stasjoner*	4000 - 6000	2021	4000 - 6000	2021	Forsyningssikkerhet/fornybar

*Forventet kostnad gjelder hele prosjekter Balsfjord-Skaidi, mens tidspunkt for forventet idriftsettelse gjelder Balsfjord-Skillemoen og Skaidi transformatorstasjon.

Balsfjord-Skaidi

Statnett fikk konsesjon på 420 kV-forbindelsen Balsfjord-Skaidi i april 2015, og Statnett besluttet i juni 2016 å starte utbyggingen. Av hensyn til helse, miljø og sikkerhet (HMS), vil utbyggingen frem til Skillemoen skje trinnvis, og utbyggingsperioden vil derfor strekkes noe ut i tid. Dette vil bidra til en kontrollert og sikker utbygging.

En oppdatert behovsanalyse våren 2016 viste at forventet forbruksvekst kommer senere enn planlagt, og vi har dermed bedre tid på å bygge den nordligste delen fra Skillemoen til Skaidi. Ny vurdering om oppstart av Skillemoen-Skaidi skal behandles senest våren 2018.

Ny 132 kV stasjon i Skaidi er planlagt spenningssett i 2018, mens ny 420/132 kV stasjon på Skillemoen er planlagt spenningssett i 2021 samtidig med spenningssetting av 420 kV-ledningen Balsfjord-Skillemoen.

Fakta

- Investeringsbeslutten med trinnvis utbygging
- 300 kilometer ny 420 kV-ledning
- Omfatter nybygging av stasjonene Skillemoen og Skaidi
- Berører kommunene Balsfjord, Storfjord, Kåfjord, Nordreisa, Kvænangen, Alta og Kvalsund.

Forbruket kan øke mye – særlig fra petroleumssektoren

Vi forventer økt kraftforbruk i området nord for Balsfjord. Dette er blant annet knyttet til vekst i alminnelig forsyning i byene, med Tromsø og Alta som de største, og etter hvert økt behov fra eksisterende industri i Hammerfest og Kirkenesområdet. Det har også vært planer om datasentre i regionen. I tillegg er det en rekke planlagte industriprosjekter, særlig innen petroleums- og mineralsektoren i Finnmark. Det er imidlertid ikke fattet investeringsbeslutning for noen av industriprosjektene, og det er derfor usikkert hva som blir realisert.

I tillegg til de kjente industriplanene kan det komme stor vekst i kraftforbruket ved eventuell utbygging av nye petroleumsinstallasjoner i Barentshavet med elektrifisering fra land. Det er forventninger til nye funn både i Barentshavet sør og Barentshavet sørøst, som ble åpnet for leting i 2016. En analyse utført av ECON viser at en etablering av

inntil to nye landbaserte gassprosessanlegg i perioden 2025-35 kan være realistisk. I tillegg er det potensial for flere installasjoner til havs. Vi forventer at vi i løpet av de neste årene får bedre informasjon om mulig utvikling i kraftbehovet knyttet til ressursene i Barentshavet.

Stort ressurspotensial for ny vindkraft

I Finnmark er det høye og jevne vindhastigheter. Dette gjør fylket til et av de mest attraktive områdene for vindkraftproduksjon i Norge. Med økt kraftpris kan dette bli et av de første stedene det er bedriftsøkonomisk lønnsomt å bygge vindkraft uten subsidier.

I Øst-Finnmark er det til sammen 175 MW vindkraftproduksjon som har konsesjon, men foreløpig ikke kan knytte seg til nettet grunnet manglende overføringskapasitet. Dette er fordelt på de to vindkraftprosjekter Hamnefjell og Raggovidda. Også i Troms er det planer

om ny vindkraftproduksjon. 300 MW har fått konsesjon (Kvitfjell og Raudfjell). I tillegg er det vindkraftprosjekter på til sammen over 2500 MW som er til konsesjonsbehandling. Av dette ligger mesteparten sør eller øst for Lakselv.

Økt kraftproduksjon nord for Balsfjord vil bedre kraftbalansen i under-skuddssituasjoner. Samtidig vil mer vindkraft i området 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. Det må også være nok nettkapasitet internt i området til å overføre kraften fra kraftverk til forbruksområdene, for eksempel mellom øst og vest i Finnmark.

Nytt forbruk i kombinasjon med økt produksjon kan redusere nettbehovet

Uregulerbar vindkraftproduksjon vil ikke balansere ut forbruk med høy brukstid, men vi forventer likevel lavere avbruddskostnader ved økt vindkraftproduksjon. Dette er fordi det er sannsynlig med bidrag fra vindkraft ved feilhendelser, noe som reduserer nettbehovet. Samtidig vil nytt forbruk med høy brukstid redusere kraftoverskuddet sommerstid, og gjør det mulig å øke produksjonen uten tilsvarende vekst i eksportbehovet ut av området.

For at forbruk og produksjon i kombinasjon skal redusere nettbehovet må de lokaliseres i nærheten av hverandre, og ha en balansert utvikling i volum.

Reinvesteringsbehov nord for Balsfjord

Mesteparten av transmisjonsnett nord for Balsfjord ble bygget ut mellom 1960 og 1990. Flere transformatorstasjoner har et reinvesteringsbehov som en følge av teknisk levealder, og tidspunktet for fornyelser avgjøres på bakgrunn av tilstandsvurderinger. En del av reinvesteringsbehovet i området blir dekket av byggeprosjektet Balsfjord-Skaidi. Alle stasjonene som ledningene skal innom må bygges om eller utvides, og byggeprosjektene er koordinert med reinvesteringstiltakene.

6.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt nord for Balsfjord

I dette kapittelet beskriver vi både prosjekter som er under planlegging og hvilket behov de møter, og mulige tiltak som kan bli aktuelle på sikt.

Som en følge av resultatene av analysen "Kraftsystemet i Finnmark – behov og tiltak etter 2020" arbeider Statnett med et langsiktig løp med petroleumsektorer, med mål om å sikre riktig nett til riktig tid. Vi er avhengig av godt koordinerte beslutninger og samtidig ivareta hensynet til ulike ledetider for industrien og nettutbygging. Statnett har god samhandling med sentrale aktører, og inngår samarbeidsavtaler for å sikre nødvendig koordinering. I tillegg har vi en intensjonsavtale med den finske systemoperatøren Fingrid om fortsatt samarbeid om en eventuell ny forbindelse fra Finland til Finnmark.

Vi planlegger Adamselv-Lakselv for å utløse konsesjons-gitt vind i Øst-Finnmark

Vindkraftprosjektene i Øst-Finnmark som har konsesjon venter på kapasitet i transmisjonsnett. Den første begrensingen er mellom Adamselv og Lakselv, og vi jobber derfor med en konsesjonssøknad for en ledning nummer to i parallell med dagens forbindelse. Den nye ledningen vil også bedre leveringspåliteligheten i Øst-Finnmark, spesielt i situasjoner når nettet er delt.

Vi utreder både 132 kV og 420 kV spenningsnivå. Uavhengig av spenningsnivå vil ledningen, sammen med andre mindre tiltak, legge til rette for å knytte til mer vindkraft i Øst-Finnmark. De foreløpige samfunnsøkonomiske analysene viser at en ny ledning mellom Adamselv og Lakselv trolig er samfunnsøkonomisk lønnsomt, dersom det samordnes med utbygging av vindkraft. Statnett er i dialog med aktører som har konsesjon for vindkraftverk for å avklare videre fremdrift. Endelig beslutning om spenningsnivå vil bli tatt høsten 2017. Dersom vi velger å bygge ledningen på 132 kV kan vi utsette beslutningen om å bygge et 420 kV nett nærmere det forventede reinvesteringstidspunktet i 2029 for dagens forbindelse på strekningen. Årsaken til at dette er gunstig er todelt:

- Adamselv-Lakselv på 420 kV legger ikke alene til rette for stor-skala vindkraftproduksjon i Finnmark og må sees i sammenheng med behovet for en større 420 kV løsning i Finnmark
- Behovet for 420 kV er per i dag usikkert, og det kan være at det er samfunnsmessig rasjonelt å starte med forbindelsen mot Finland, fremfor forbindelsen gjennom Finnmark, slik vi diskuterer i rapporten "Kraftsystemet i Finnmark – behov og tiltak etter 2020"

Det kan også bli aktuelt å bygge ledningen til 420 kV på et tidligere tidspunkt, men dette vil i så fall skyldes at behovet for en 420 kV løsning i Finnmark oppstår før 2029. For en ytterligere økning i vindkraftproduksjonen enn det Adamselv-Lakselv legger til rette for må vi gjennomføre flere nettforsterkninger. I analysen "Kraftsystemet i Finnmark – behov og tiltak etter 2020" konkluderte vi imidlertid med at nytten av vindkraft ikke er stor nok til å forsvare store nettinvesteringer alene.

Reaktiv kompensering i Øst-Finnmark ved moderat forbruksvekst

Det er begrenset hvor stor forbruksvekst vi kan ha i Øst-Finnmark, selv med en ny ledning mellom Adamselv-Lakselv. Ved å installere reaktiv kompensering i Øst-Finnmark vil vi øke N-1 grensen på Øst-Finnmarksnittet fra 90 til 150 MW, og dette er noe vi vil vurdere ved økt forbruk i øst.

Tiltak som øker kapasiteten inn til Kirkenes

Ved forbruksøkning i Kirkenes kan det oppstå behov for tiltak for å øke kapasiteten mellom Kirkenes og Varangerbotn. Dette kan vi gjøre på flere måter:

- Øke tverrsnittet på Varangerbotn-Kirkenes i forbindelse med reinvestering. Dette reduserer spenningsfallet.
- Legge Varangerbotn-Skogfoss innom en eventuell ny Kirkenes stasjon. Dette må veies opp mot behovet som oppstår for nytt nett på lavere spenningsnivå
- Fjerne begrensende endepunktskomponenter og oppgradere eksisterende ledninger mellom Melkefoss-Bjørnevattn-Kirkenes

Tiltakene løser ulike begrensninger, og vi må se dem i sammenheng for å øke kapasiteten inn til Kirkenes dersom forbruket øker.

420 kV Skaidi-Hammerfest dersom det kommer større forbruksenheter i Hammerfest

Kapasiteten inn til Hammerfest er høyt utnyttet allerede i dag. Ved økt forbruk blir det behov for å forsterke nettet fra Skaidi. Hvorvidt det er samfunnsmessig rasjonelt med 132 kV eller 420 kV er avhengig av hvor stor forbruksvekst som kommer.

I forbindelse med tog 2 på Melkøya søkte Statnett konsesjon på en 420 kV-ledning mellom Skaidi og Hammerfest, og denne ligger til klagebehandling hos OED. Tog 2 er utsatt, og vi vil etterhvert ta stilling til hva vi skal gjøre med konsesjonssøknaden.

Nytt 420 kV nett fra Skaidi til Finland ved stort petroleumforbruk i Øst-Finnmark

I rapporten "Kraftsystemet i Finnmark – behov og tiltak etter 2020" peker vi på at det vil være rasjonelt med en trinnsvis utvikling av et

konsept som innebærer nytt nett fra Finland og gjennom Finnmark. Stor vekst i forbruket i Øst-Finnmark vil utløse en ny ledning fra Finland eller Skaidi-Varangerbotn. Ved stor forbruksvekst i både Vest- og Øst-Finnmark kan det bli behov for begge disse forbindelsene (tidligere kjent som Arctic Circle).

Nytt 420 kV nett mellom Skaidi og Finland for vindkraft må sees i en større sammenheng

Nytt 420 kV nett vil legge til rette for mer utbygging av vindkraft i Finnmark. I dag fremstår imidlertid ikke nytten av vindkraftproduksjonen som stor nok til å forsvare store nettinvesteringer alene. Derimot kan vindkraft utgjøre en samfunnsøkonomisk tilleggevinst av nytt 420 kV nett i Finnmark.

Muligheten for en større vindkraftproduksjon er avhengig av utviklingen i forbruket både regionalt og lenger sør i Nord-Norge, og hvilke nettforsterkingstiltak som utløses av forbruksutviklingen. I tillegg må en større vekst i produksjonen nord for Balsfjord sees i sammenheng med utvikling i fornybarutbygging lenger sør i Nord-Norge. Mer vind- og vannkraft i Finnmark og Troms gir mer flyt mot Midt-Norge og Sverige, og kan føre til en større flaskehals ut av Nord-Norge. Dette diskuterer vi både i kapittel 7 og kapittel 13.

Utviklingen i Troms nord for Balsfjord utløser primært tiltak i regionalnettet

Ved stor økning i forbruk og/eller produksjon kan det bli behov for økt transformatorkapasitet mellom regional- og transmisjonsnett. Vi kjenner ikke til planer som utløser andre tiltak i transmisjonsnett i området.

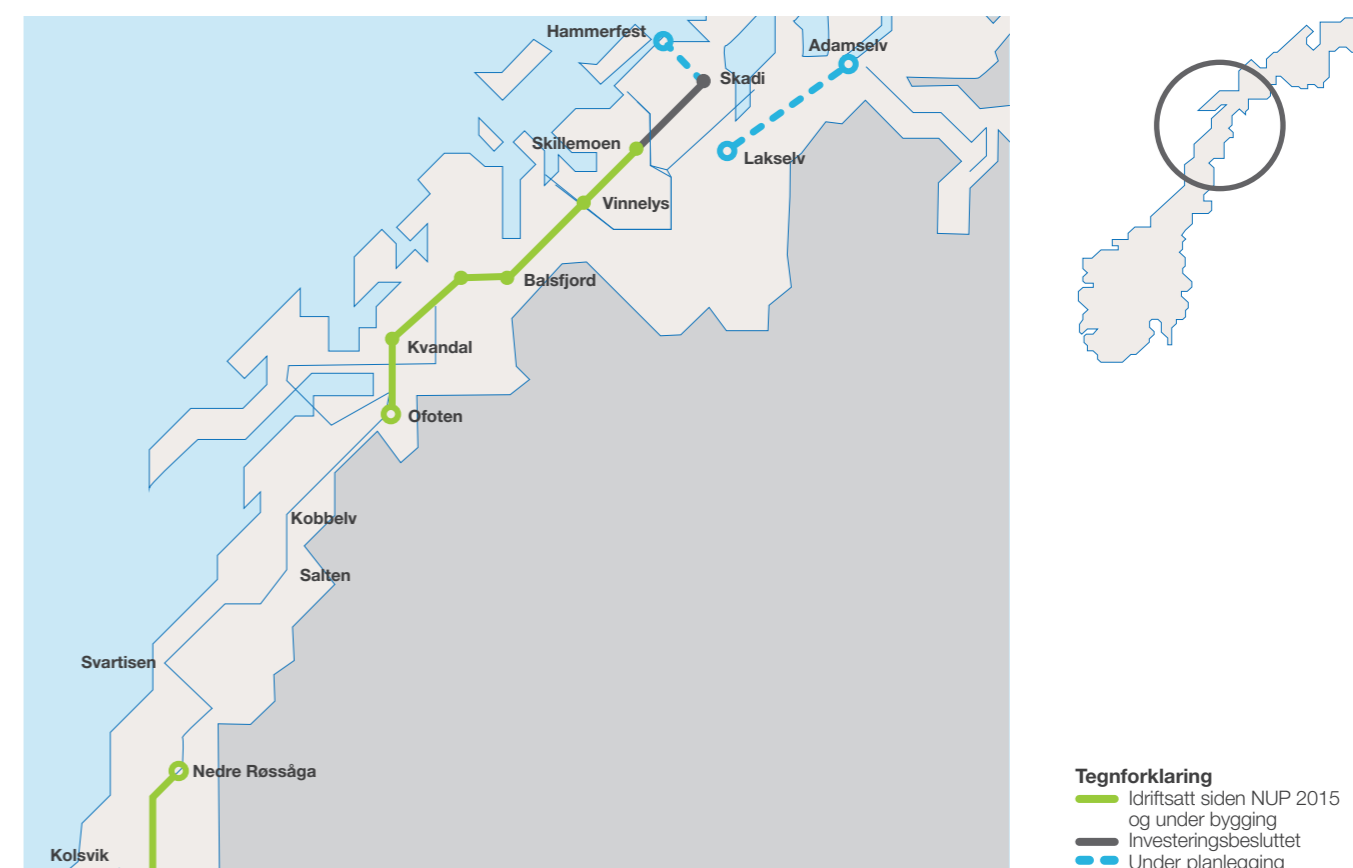
Prosjektoversikt

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omgang ikke besluttet	NUP 2017		Investeringsplan 2016	Behov
	Type prosjekt	Planlagt sendt konsesjonssøknad	Planlagt sendt konsesjonssøknad	
Adamselv-Lakselv Ny ledning	Ledningsprosjekt	2017	2017	Forsynings sikkerhet, fornybar

Mulig plan på sikt	Type prosjekt
Reaktiv kompensering Øst-Finnmark	Mindre stasjonsprosjekt
Øke kapasiteten inn til Kirkenes	Ledningsprosjekt
Skaidi-Hammerfest	Ledningsprosjekt
Skaidi-Varangerbotn	Stort ledningsprosjekt
Forsterke nettet mot Finland	Stort ledningsprosjekt (sum på begge sider)
Økt transformering i stasjoner	Mindre stasjonsprosjekter

Ofoten-Balsfjord gir økt kapasitet og styrket forsynings-sikkerhet i Troms og Finnmark.

7 Nettutvikling i region Nord Sør for Balsfjord



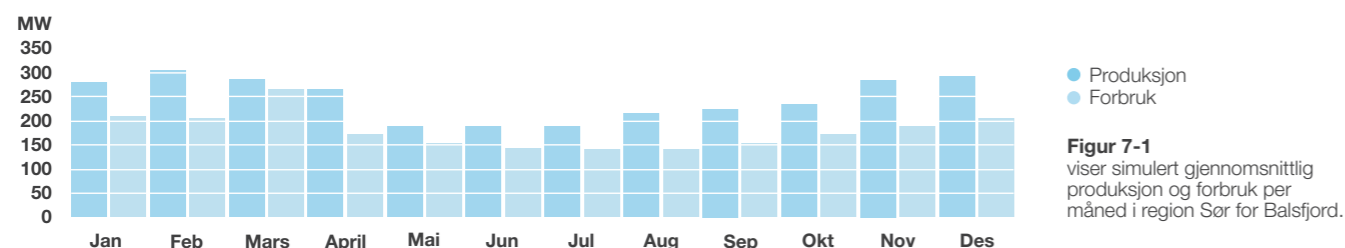
I tidligere utgaver av NUP har vi hatt ett kapittel for region nord, som har omfattet Norge nord for Tunnsjødal. I denne utgaven har vi valgt å dele regionkapittelet i to ved Balsfjord i Troms. Dette er fordi det er ulike egenskaper og problemstillinger ved kraftsystemet i regionen, både når det gjelder produksjon, forbruk og overføringskapasitet.

Region Sør for Balsfjord omfatter fylkene Nord-Trøndelag nord for Tunnsjødal, Nordland og den sørlige delen av Troms. I september 2017 ble den nye 420 kV-forbindelsen fra Ofoten til Balsfjord satt i drift og Nedre Røssåga- Namsos er i ferd med å bli spenningsop-

pgradert til 420 kV. Dette er viktige tiltak for å øke overføringskapasiteten i regionen. På sikt vil større netttiltak trolig være knyttet til økt fornybarutbygging.

7.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring sør for Balsfjord

I området sør for Balsfjord er det et stort kraftoverskudd. Det er flere store kraftverk med flerårsmagasin og gode reguleringsmuligheter, blant annet Kobbelv, Svartisen, Rana og Røssåga. Mer enn 10 prosent av den installerte effekten og rundt 20 prosent av vannmagasinkapa-



siteten i Norge ligger her. I 2016 åpnet Statkraft et nytt aggregat i Nedre Røssåga kraftverk etter en omfattende rehabilitering og utvidelse, noe som innebærer en økning fra 250 MW til 350 MW installert effekt. I tillegg er nesten 150 MW vannkraft under bygging regionen. Dette bidrar til å øke effektoverskuddet i regionen. Det er også mye industri i regionen, blant annet bergverk- og elektrokjemisk industri. Industriforbruket står for om lag 70 prosent av det totale forbruket.

Siden NUP 2015 har Sørkjøl vindkraftverk fått endelig konsesjon til å bygge ut inntil 100 MW vindkraft. Fortum forbereder nå bygging av både Ånstadblåheia (50 MW) og Sørkjøl vindkraftverk, med forventet ferdigstillelse i 2018 og 2019. Ny produksjon vil være gunstig i perioder med høyt forbruk.

Kraftoverskuddet i regionen går 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. Mot Sverige går det tre ledninger, en 420 kV fra Ofoten, en 132 kV fra Sildvik og en 220 kV fra Nedre Røssåga.

Med Ofoten-Balsfjord i drift er det nå to 420 kV-ledninger og god kapasitet i nettet mellom Ofoten og Balsfjord. Den nye ledningen bedrer forsynings sikkerheten i både Troms og Finnmark. Se egen faktaboks for mer informasjon om prosjektet. I løpet av 2017 skal den sterkeste av de to forbindelsene mellom Nedre Røssåga og Namsos oppgraderes fra 300 kV til 420 kV. Dette legger til rette for noe ny fornybar kraftproduksjon i Nordland, og bidrar til økt kapasitet mellom region Nord og region Midt.

Prosjektoversikt

Prosjekter idriftsatt siden NUP 2015	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	
Lofoten/Vesterålen, Reaktiv komp. (Melbu, Kilbotn, Sortland)	120 - 150	2016	130 - 150	2016	Forsynings-sikkerhet
Svartisen ny transformering	80 - 110	2017	80 - 110	2016	Fornybar

I Sørnettet har forsynings sikkerheten vært svak, men dette er i ferd med å bedres

Sørnettet, som forsyner Lofoten, Ofoten, Vesterålen og Harstad-området, er på 132 kV spenningsnivå og knyttet til resten av transmisjonsnettet i Ofoten og Kvandal. Skjomen kraftverk (310 MW) i Narvik kommune lengst øst i området står for brorparten av kraftproduksjonen. Det er lite kraftkrevende industri, og kraftforbruket er i hovedsak knyttet til byene, med Harstad, Narvik, Svolvær og Sortland som de største. Det er ofte utfordrende å drifte nettet fordi det er mye produksjon i de østlige områdene og lite i de sør-vestlige områdene.

Sørnettet driftes spolejordet og har spesielle tekniske utfordringer som gjør driften sårbar, sammenlignet med andre 132 kV-nett. For å bedre driftssituasjonen har vi installert reaktiv kompensering ved hjelp av kondensatorbatterier i Melbu og Kilbotn stasjoner og et SVC-anlegg i Sortland. Dette bedrer spenningsforholdene og bidrar til økt overføringskapasitet i området. I tillegg har vi installert nye kabler over Tjeldsundet og anskaffet reservekabel, noe som også fører til bedret forsynings sikkerhet.

Høsten 2016 ble i tillegg en ny 132 kV-ledning fra Kvitfossen til Kanstadbotn satt i drift, og Statnett overtok eierskapet for ledningen fra Lofotkraft. Dermed er hele Lofotringen, som tidligere har vært en del av distribusjonsnettet til Trollfjord Kraft og Lofotkraft, innlemmet i transmisjonsnettet.

Siden NUP 2015 har Sørkjøl fjellet Vindpark fått endelig konsesjon til å bygge ut inntil 90 MW vindkraft. Fortum forbereder nå bygging av både Ånstadblåheia (50 MW) og Sørkjøl fjellet vindpark, med forventet ferdigstillelse i 2018 og 2019. Ny produksjon vil være gunstig i perioder med mye forbruk, særlig ved Sortland.

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	
Kvitfossen rehabilitering stasjon	50 - 55	2017	51 - 56	2017	Forsynings-sikkerhet
Namsos-Nedre Røssåga spenningsoppgradering av stasjoner og ledning	900 - 1000	2017-2018	800 - 1000	2017-2018	Fornybar/handelskapasitet
Ofoten-Balsfjord ny ledning og utvidelse stasjoner	2980 - 3020	2017	3200 - 3700	2017	Forsynings-sikkerhet
Sildvik rehabilitering stasjon	150 - 170	2018	130 - 160		Forsynings-sikkerhet
Skjomen rehabilitering stasjon	190 - 220	2018	190 - 220		Forsynings-sikkerhet

Prosjekter som er investeringsbesluttet	NUP 2017			Investeringsplan 2016			Behov	Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon		
Marka, reinvestering 300 kV					2017		Forsynings-sikkerhet	Ny fremdriftsplan vil bli utarbeidet grunnet nye forutsetninger.

Ofoten-Balsfjord

Statnett fikk konsesjon på 420 kV-forbindelsen Ofoten-Balsfjord i august 2013, og arbeidet ble startet opp i mai 2014. Strekningene Ofoten- Kvandal og Bardufoss-Balsfjord ble spenningsatt i 2016, og den siste strekningen, Kvandal-Bardufoss, ble spenningsatt i 2017.

Prosjektet har inkludert ombygging og utvidelser i de fire stasjonene Ofoten, Kvandal, Bardufoss og Balsfjord, samt nye reaktorer i Ofoten og Bardufoss stasjoner.

Ledningen har gitt økt kapasitet og bedre forsynings sikkerhet både i Troms og i Finnmark, sistnevnte fordi det er færre kilometer ledning som ved utfall eller revisjon gjør at vi må dele nettet mot Finland.

Fakta

- 150 kilometer ny 420 kV-ledning
- Riving av 100 kilometer 132 kV-ledning mellom Kvandal og Straumsmo
- Omfatter utvidelse av stasjonene i Ofoten, Kvandal, Bardufoss og Balsfjord.
- Prosjektet berører kommunene Narvik, Gratangen, Lavangen, Salangen, Bardu, Målselv og Balsfjord.

7.2 Drivere for videre nettutvikling sør for Balsfjord

Det er planer om ny fornybar kraftproduksjon i området sør for Balsfjord, samt potensial for utvidelse av eksisterende industrivirk-somhet og ny industri. Ettersom området allerede i dag er et over-skuddsområde vil mer produksjon føre til økt press på forbindelsene ut av området, mens vekst i forbruk vil ha en dempende effekt.

Det er stort potensial og mange planer om ny fornybar kraftproduksjon i området

I regionen er det er stort ressurspotensial og mange planer om ny fornybar kraftproduksjon. Det er i overkant av 300 MW vannkraft, hovedsakelig småkraft, som har fått endelig konsesjon. 1000 MW vannkraft, inkludert Lappland kraftverk på 600 MW, er til behandling. I tillegg har over 700 MW vindkraft fått endelig konsesjon (Øyfjellet, Ytre Vikna trinn 2, Andmyran og Nygårdsfjellet trinn 2) og 350 MW vindkraft (Nord-Trøndelag) er til behandling.

Overskuddet i hele Nord-Norge er førende for nettutbyggingen ut av regionen

Overskuddet i Nord-Norge blir transportert ut av området mot Sverige og sørover i Norge mot Midt-Norge. Det betyr at utbygging av mer fornybar nord for Balsfjord påvirker behovet for å forsterke ledningene ut av Nord-Norge. Spesielt vil produksjon i Troms og Finnmark bidra til større flaskehals på ledningen som går mot Sverige fra Ofoten, fordi denne ledningen ligger lengst nord.

Hvor mye ny produksjon som kan knyttes til før vi får vesentlig større flaskehals ut av området blir påvirket av flere forhold:

- Utbygging av Fosen. Den nye vindkraftproduksjonen på Fosen fører til at flaskehalsen nord-sør flyttes, og områdegrensen for NO4 vil flyttes til sør for Namsos.
- Geografisk plassering av ny produksjon internt, da dette påvirker hvilke forbindelser som blir høyest utnyttet og dermed hvor raskt vi møter på flaskehals ut av Nord-Norge.
- Innføring av flytbasert markedskopling. Vår analyse indikerer at overgangen til flytbasert markedskopling vil ha særlig stor gevinst på flaskehalsen ut av Nord-Norge.
- Utvikling i forbruk, både nord og sør for Balsfjord. Ved økt forbruk med høy brukstid vil det være rom for å knytte til mer produksjon for vi får økte flaskehalsen.
- Større andel uregulert kraftproduksjon gir flere perioder med høyt effektoverskudd.

Våre analyser viser at det skal relativt moderate volumer ny produksjon til før ulike nettbegrensninger slår inn og gir lavere områdepris i Nord-Norge. Det generelle kraftprisnivået i Norden vil være viktig for om det blir lønnsomt å forsterke nettet ut av Nord-Norge. Høyere kraft-priser vil både gjøre det mer sannsynlig at det blir bygget ut fornybar i området og øke verdien av å bygge bort flaskehalsen som oppstår.

Stor usikkerhet knyttet til fremtidig forbruksvekst

Det er også muligheter for regional forbruksvekst. Forbruket kan øke ved utvidelse av den eksisterende kraftintensive industrien, eller ved etablering av ny kraftintensiv industri. Det kan også komme nytt forbruk knyttet til elektrifisering av oljeinstallasjoner i Norskehavet. Det er blant annet gjort flere funn utenfor kysten av Helgeland. Det er også planer om datasentre i regionen.

Befolkningsvekst i årene fremover kan føre til en økning i energi- og effektbehovet i Sørnettet, særlig i bynære strøk. Utviklingen av kraftbehovet i Sørnettet på lenger sikt avhenger i stor grad av om det åpnes for petroleumsutvinning utenfor Lofoten og Vesterålen. Vi tror at slik petroleumsvirksomhet vil ha behov for kraft fra land, men utviklingen er svært usikker.

Fornyelsesbehov

En del av reinvesteringsbehovet mellom Ofoten og Balsfjord har blitt dekket av byggeprosjektet Ofoten-Balsfjord. Alle stasjonene som ledningene går innom må bygges om eller utvides. Det gjenstår imidlertid flere gamle ledninger og stasjoner som etter hvert trenger fornyelse også her. Nesten alle stasjoner nord for Tunnsjødal inngår i reinvesteringsplanene fram til 2030. Omfanget varierer stort, fra utskifting av enkelte komponenter til full ombygging av stasjoner og ledninger. Reinvesteringene i 420 kV stasjonene sør for Ofoten utløses stort sett av behov for å få ut eksisterende og ny kraftproduksjon.

I Sørnettet planlegger vi reinvesteringer mellom Ballangen-Kanstadbotn og Kvandal-Kanstadbotn. Flere stasjoner skal bygges om og/eller utvides, bl.a. Skjomen, Sildvik, Kvitnes og Kilbotn.

7.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt sør for Balsfjord

I dette kapittelet beskriver vi både prosjekter som er under planlegging og hvilket behov de møter, og mulige tiltak som kan bli aktuelle på sikt.

Kvandal-Kanstadbotn – bedrer kraftforsyningen til Lofoten/Vesterålen

Det går tre ledninger inn til Sørnettet, hvorav Kvandal-Kanstadbotn som ble idriftsatt i 1960 er den eldste og svakeste. Statnett planlegger derfor å reinvestere 132 kV-ledningen Kvandal-Kanstadbotn ved å bygge en ny ledning på samme spenningsnivå og rive den gamle. Deler av strekningen, sjøkabelen over Tjeldsundet, er allerede reinvestert og ble idriftsatt i 2016. Det har vært flere mastehavari-er på 132 kV-ledningen fordi deler av traséen har vært eksponert for høye klimalaster. Vind- og snøforhold er derfor viktig i vurderingen av ny trasé og masteplasseringer. Eventuelle tiltak i Kanstadbotn stasjon ses i sammenheng med reinvesteringen av ledningen.

Kobbvatnet og Salten stasjoner – for å bedre forsynings-sikkerhet og legge til rette for ny fornybar

Statnett har søkt konsesjon på ny Kobbvatnet stasjon til erstatning for transmisjonsnettdelen av Kobbelv stasjon. I den nye stasjonen planlegger Statnett å inkludere transformering. Dette vil bedre forsynings-sikkerheten i regionen og legge til rette for tilknytning av ny forny-bar kraftproduksjon i nettet til Nord-Salten Kraft AS.

Vi har konsesjonssøkt ny stasjonsløsning i Salten for å bedre forsynings-sikkerheten i området og legge til rette for tilknytning av mer fornybar kraftproduksjon. Dagens stasjonsløsning er forenklet, noe som gir lite fleksibilitet og redusert forsynings-sikkerhet. Stasjonen har også begrenset kapasitet, noe som gir behov for spesialregulering. Den opprinnelige konsesjonssøkte løsningen fra 2009 har vist seg å bli svært kostbar, og prosjektet er trolig ikke samfunnsøkonomisk lønnsomt. Vi vurderer derfor andre alternativer til den opprinnelige konsesjonssøkte løsningen. Det kan bli aktuelt å vente med å bygge ny stasjon til stasjonen må reinvesteres rundt 2030. I så fall vil vi vur-dere mindre tiltak for å bedre forsynings-sikkerheten fram til det. Stat-nett vil ta beslutning om videre plan for Salten stasjon løpet av 2017.

Ny Vartresk transformatorstasjon for å legge til rette for småkraft

Krutåga kraftverk er et nytt utbyggingsprosjekt som etter planen skal knyttes til transmisjonsnettet gjennom en ny Vartresk transformator-stasjon. Dersom Krutåga Kraft AS går videre med det konsesjons-gitte prosjektet innebærer nettløsningen for prosjektet en ca. 20 km lang 132-kV ledning fra stasjonen til kraftverket. Planlagt idriftsettelse er i 2020. Tiltaket vil også legge til rette for 10-20 MW småkraft som det er gitt konsesjon for i dette området.

I Sørnettet vurderer vi endret prinsipp for jording

Utfall, spesielt fasebrudd, kan føre til høyere spenninger i nettet enn det anleggene er dimensjonert for. Feilsituasjoner kan ta lang tid å rette og bli mer omfattende enn normalt, på grunn av spolejordingen i Sør-nettet. Statnett har sammen med de andre anleggskonsesjonærene i området satt i gang et arbeid for å vurdere endringer i jordingsform. Dette vil fjerne utfordringen med høye overspenninger og redusere antall avbrudd i Sørnettet. Vi forventer en konseptbeslutning i løpet av 2017.

Det kan bli behov for å forsterke ledningsnettet både mot Midt-Norge og Sverige

Vi forventer økende flaskehals ut av Nord-Norge fremover. I frem-tiden vil landsdelen derfor trolig få noe lavere priser enn resten av landet. Tiltakene som skal til for å redusere eller fjerne flaskehalsen, er omfattende og kostbare, ettersom det er flere linjer som begren-ser kapasiteten ut av området. Derfor må det være betydelige pris-forskjeller mellom områder for at det skal være lønnsomt å bygge nytt nett.

Vi er i ferd med å oppgradere en av de to 300 kV-ledningene fra Nedre-Røssåga mot Midt-Norge. Dette gir imidlertid kun en liten økning i overføringskapasiteten fordi den gjenværende ledningen fortsatt vil være begrensende. Da dette er en gammel simplex ledning betyr det i praksis å bygge en helt ny 420 kV-ledning fra Nedre Røssåga til Namsos. Kostnadene ved dette er betydelige, og kan ikke sammenlignes med spenningsoppgraderingen vi er i ferd med å gjøre. Ny 420 kV-ledning mot Midt-Norge vil gi størst gevinst dersom det bygges ut mye ny fornybar i Helgeland.

Videre vil ikke to 420 kV-ledninger mot Midt-Norge i seg selv være nok til å fjerne hele flaskehalsen ut av området ved en større utbygging av fornybar. Årsaken er at mye kraft fortsatt vil flyte på ledningene til Sverige. Dette betyr at vi også må forsterke nettet mot Sverige for å fjerne hele prisforskjellen. I dag går det tre ledninger til Sverige, to fra området rundt Narvik og en fra Nedre Røssåga. Hvor det vil være mest lønnsomt å forsterke avhenger blant annet av hvor det bygges ny fornybar. Mer utbygging i Troms og Finnmark vil øke nytten av å forsterke fra Ofoten. Dette alternativet vil imidlertid berøre en svensk nasjonalpark. I tillegg gir det økt belastning nord-sør i det svenske nettet.

Statnett har per i dag ingen konkrete planer om nye nettfoster-kinger ut av Nord-Norge, hverken mot Midt-Norge, Sverige eller Finland.

Muligheten til å bygge bort eventuelle flaskehalsen i nord må vurderes i samarbeid med Svenska kraftnät og Fingrid, og inngår derfor blant annet i det nordiske plansamarbeidet. Høy fornybarutbygging i Nord-Norge med tilhørende økt kapasitet mot Finland og/eller Sverige vil føre til økt flyt i våre naboland. Det er også planer om økt produksjon både nord i Finland og Sverige, og et økt norsk kraftoverskudd vil konkurrere om den samme kapasiteten på vei mot forbrukssentrene og mellomlandsforbindelsen i sør.

Vi presiserer at det ikke er noen automatisk sammenheng mellom økende prisforskjeller og utbygging av større nettkapasitet, verken i Nord eller Sør-Norge. For det første kan det være nødvendig å ha relativt store prisforskjeller før vi får samfunnsøkonomisk lønnsomhet i å forsterke nettet. Dette vil blant annet avhenge av kostnaden av å fjerne eller redusere flaskehalsen. For det andre er det ikke gitt at det blir utbygging selv om det er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Statnett må som selvstendig foretak til enhver tid ha en forsvarlig forretning-smessig drift. I en periode med økende tariffnivå er det videre viktig med kostnadseffektivitet og prioriteringer mellom ulike tiltak. Det kan gi grunnlag for utsettelse av tiltak som i utgangspunktet kan fremstå som samfunnsøkonomisk lønnsomme. I tillegg ønsker Statnett å ut-vikle bruken av prissignaler, både gjennom markedet og tariffene, for å bidra til en utflating av tariffene for husholdningene.

Tabelloversikt over planer

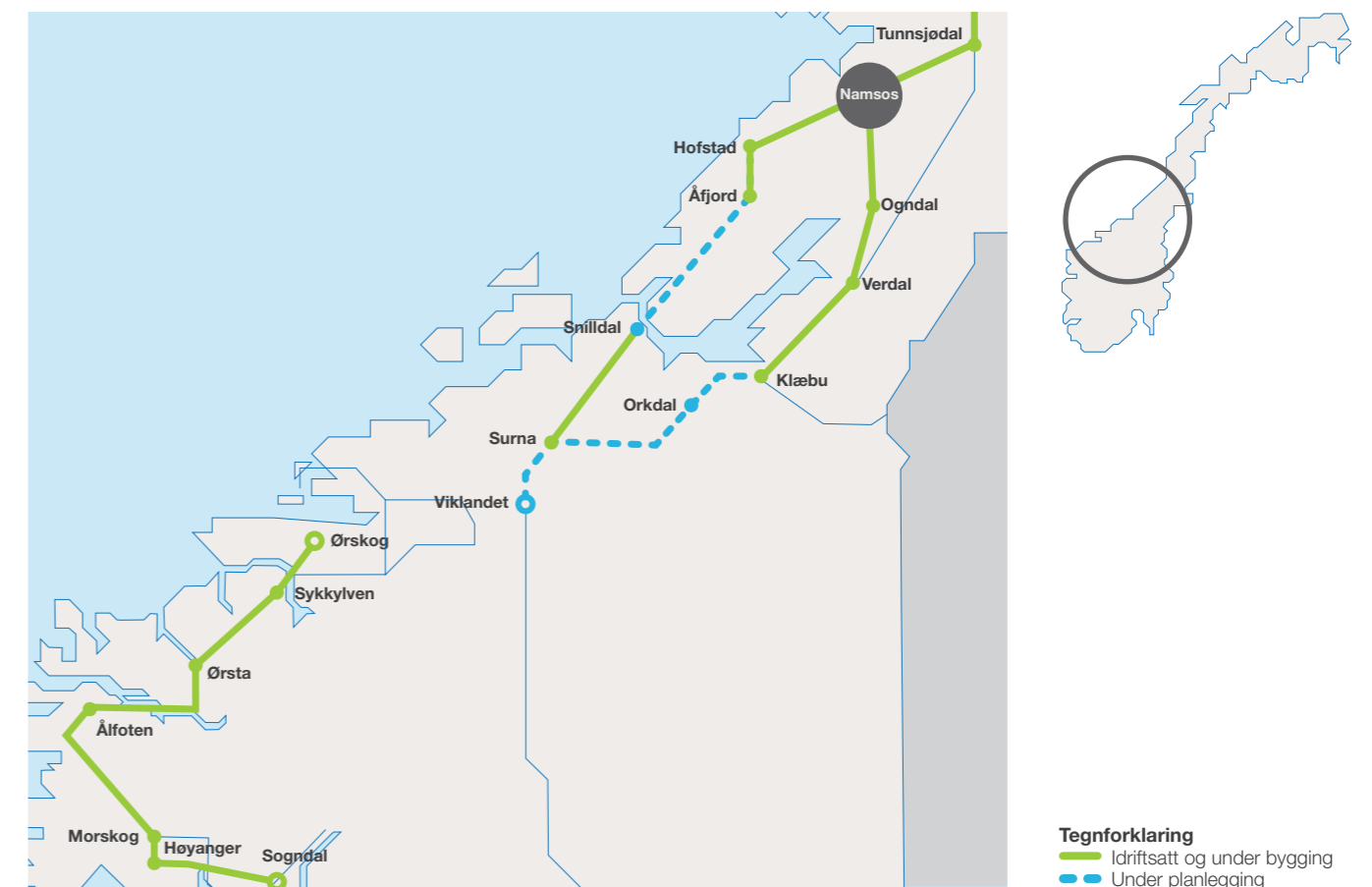
Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet	NUP 2017			Investeringsplan 2016			Behov	Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon		
Kobbvatnet Ny transformatorstasjon	260 - 300	2017/18	3 år	260 - 300	2013	Avhenger av løsningsvalg	Forsyningsikkerhet/fornybar	
Kolsvik Fornyelse kontroll- og apparatanlegg	90 - 125	2017/18	4 år			Avhenger av løsningsvalg	Forsyningsikkerhet	
Salten Ny stasjonsløsning				400 - 500	2017	Avhenger av løsningsvalg	Forsyningsikkerhet/fornybar	Løsningsvalget er under revurdering

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	NUP 2017		Investeringsplan 2016	Behov	Kommentar
	Type prosjekt	Planlagt sendt konsesjons-søknad			
Kanstadbotn, nytt 132 kV koblingsanlegg	Mindre stasjonsprosjekt	2019		Forsyningsikkerhet	
Kvandal-Kanstadbotn Fornyelse ledning	Ledningsprosjekt	2018	2018	Forsyningsikkerhet	Inkluderte tidligere (før endelig NUP 2017) Kanstadbotn stasjon
Lavohmig jording Sørnett	Mindre stasjonsprosjekt			Forsyningsikkerhet	
Vartresk, ny 220/132 kV transformering	Mindre stasjonsprosjekt	2018		Fornybar	

Mulig plan på sikt	Type prosjekt
Forsterke nettet mot Midt-Norge	Stort ledningsprosjekt
Forsterke nettet mot Sverige	Stort ledningsprosjekt



8 Nettutvikling i region Midt



Ny fornybar kraftproduksjon og utviklingen i Nord-Norge er viktige faktorer for nettutviklingen i Midt-Norge.

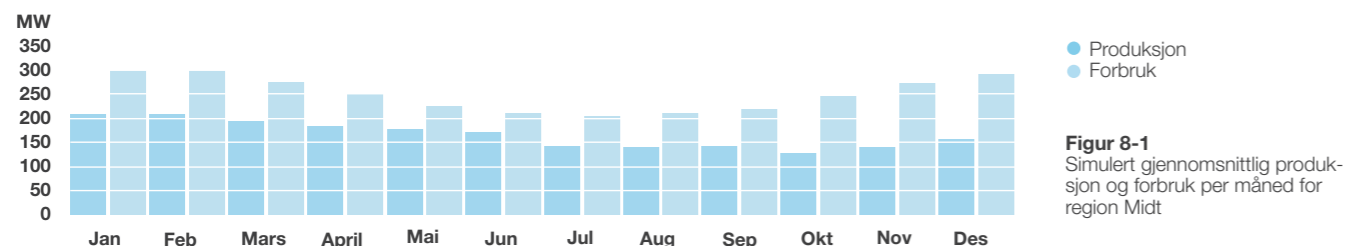
Region Midt omfatter fylkene Møre og Romsdal, Sør-Trøndelag og Nord-Trøndelag sør for Tunnsjødal. Gjennom området går det en 420 kV-ledning i parallell med en 300 kV-ledning. Inn til regionen går det to 300 kV-forbindelser fra nord, en 420 kV-ledning fra Sogndal og en 420 kV-forbindelse fra Sverige, samt en 300 kV-ledning fra Vågå. Statnett er i ferd med å spenningsoppgradere den ene ledningen til Nord-Norge fra 300 til 420 kV. Dette vil øke overføringskapasiteten fra Nord-Norge til Midt-Norge med 100-200 MW. For å legge til rette for vindkraftutbygging på Fosen og i Snilldal har vi startet utbyg-

gingen av to radialer, en fra Namsos og en fra Surma. Videre nettutvikling blir påvirket både av industri og overføringsbehovet gjennom området.

8.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Midt

Midt-Norge har et stort importbehov, Ørskog-Sogndal gir god forsyningsikkerhet

Regionen har i dag et energiunderskudd i et normalår på om lag 7 TWh. Det er en stor andel industriforbruk i regionen, og dette står



Figur 8-1
Simulert gjennomsnittlig produksjon og forbruk per måned for region Midt

for ca. 50 prosent av forbruket. De største forbrukerne er Hydro Aluminium på Sunndalsøra, gassprosesseringsanlegget på Nyhamna og Norske Skog på Skogn. Produksjonen kommer for det meste fra vannkraft i Møre og Romsdal, men det er også en del vannkraft i indre deler av Trøndelag.

Den nye 420 kV-forbindelsen Ørskog-Sogndal ble ferdigstilt i desember 2016. Dette tiltaket gir god energisikkerhet i Midt-Norge i overskuelig framtid, selv ved en betydelig vekst i forbruket. Videre gir forbindelsen tosidig forsyning til Sunnmøre og bedrer leveringssjåliteligheten inn til dette området. Ørskog-Sogndal er også en forutsetning for at gassprosesseringsanlegget på Nyhamna kan øke forbruket, men vil ikke bedre leveringssjåliteligheten til selve anlegget.

Statnett bygger 420 kV nett for å kunne ta imot vindkraft på Fosen og i Snillfjord

Fosen Vind DA besluttet vinteren 2016 å investere i 1000 MW vindkraft på Fosen, Hitra og i Snillfjord-området. Vindkraftverkene er under bygging og planlagt satt i drift i perioden 2019-2020. Nye 420 kV-ledninger er en forutsetning for at vindkraften realiseres. Vi er derfor i gang med å bygge radiale fra Namsos til Åfjord på Fosen og fra Surna til Snillfjord sør for Trondheimsfjorden (se faktaboks).

Statnett har tidligere varslet at utbygging av vindkraft på Fosen vil medføre at markeds grensen mellom elspotområdene NO3 og NO4 flyttes fra nord til sør for Namsos. Dette betyr at vindkraftproduksjonen på Fosenhalvøya vil kunne bli inkludert i prisområde NO4. Årsaken er at ledningene sør for Namsos blir mer begrensende når vindkraften mates inn i transmisjonsnettet i Namsos.

Prosjektoversikt

Prosjekter idriftsatt siden NUP 2015	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	
Ørskog-Sogndal 420kV ledning	4600 - 5500	2016	4600 - 5500	2016	Forsynings-sikkerhet/fornybar

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	
Klæbu-Namsos spenningsoppgradering av stasjoner og ledning	700 - 800	2017	700 - 800	2017	Fornybar/handelskapasitet
Namsos-Åfjord og Snilldal-Surna	2950 - 3090	2019	3400 - 3700	2019	Fornybar

420 kV-forbindelse Namsos-Surna

Namsos-Surna er et prosjekt som bygges i to trinn:

- Namsos-Åfjord (trinn 1 - under bygging)
- Snilldal-Surna (trinn 1 - under bygging)
- Åfjord-Snilldal (trinn 2 - under planlegging, ikke investeringsbesluttet)

Første byggetrinn er en forutsetning for å realisere vindkraftprosjektene på Fosen og i Snillfjord. Prosjektet vil bedre forsyningsikkerheten i hele regionen og bidra til å øke overføringskapasiteten mellom nord og sør i Norge.

Namsos-Åfjord

- Lengde: ca. 120 km
- Stasjoner: Hofstad, Åfjord
- Berørte kommuner: Overhalla, Namsos, Namdalseid, Osen, Roan og Åfjord

Snilldal-Surna

- Lengde: ca. 65 kilometer
- Stasjoner: Snilldal, Surna
- Berørte kommuner: Snillfjord, Hemne, Rindal og Surnadal

Åfjord-Snilldal (ikke investeringsbesluttet)

- Lengde: 70 kilometer, inkludert syv kilometer sjøkabel over Trondheimsfjorden

8.2 Drivere for videre nettutvikling i region Midt

Vi forventer økt overføring av kraft gjennom transmisjonsnettet 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, sterkere nett fra Midt-Norge og sørover, og til en viss grad nye forbindelser fra Sør-Norge til kontinentet og Storbritannia.

Økt kraftforbruk fra industrien

I region Midt er det planer om både utvidelser av eksisterende industri og etablering av ny industri, noe som øker energiunderskuddet i regionen. Etter at Ørskog-Sogndal ble idriftsatt har vi imidlertid importkapasitet til forbruksvekst, og den regionale energibalansen er ikke lenger en driver for nettutvikling i region Midt.

I Sør-Trøndelag og på Nordmøre kan utvidelse av eksisterende og etablering av ny industri gi behov for tiltak i regional- og/eller transmisjonsnettet lokalt. Det viktigste for nettutviklingen på kort sikt er knyttet til utvidelse av anlegget på Nyhamna. Videre er det blant annet planer om økning i forbruket ved smelteverket til Wacker Chemicals i Holla, og en mindre økning ved Hydros aluminiumsverk på Sunndalsøra. I tillegg er det planer om utvidelser av datasenteret i Eide kommune. Eventuell elektrifisering av feltene Njord og Pil og Bue kan medføre opptil 100 MW effektuttak i Nordmøre Energi- verk sitt regionalnett på Nordmøre. Utenfor Sør-Trøndelag kan det i

tilllegg være aktuelt å elektrifisere feltene Draugen og Kristin.

Det finnes mange planer om ny fornybar kraftproduksjon også i Midt-Norge

Det er et stort potensial for, og flere planer om ny fornybar kraftproduksjon i regionen. Sarepta Energi planlegger å realisere Sørmarkfjellet vindkraftverk (130 MW) på Fosen. I tillegg er det i overkant av 1000 MW ny fornybar som var konsesjonsgitt (ekskludert kraftverk under bygging) og 1400 MW til konsesjonsbehandling. De fleste av planene er vindkraft i innlandet og fjellområdene i Trøndelag og vannkraftprosjekter på Nordmøre og i Nord-Trøndelag.

Mange gamle nettanlegg gir fornyelsesbehov

Flere transformatorstasjoner har i løpet av de neste 20 årene et re-investeringsbehov som følge av de når sin tekniske levealder. Dette gjelder stasjonsanlegg i hele regionen, men i noe større omfang i Sør-Trøndelag og Møre og Romsdal. Reinvesteringsbehovet omfatter både mindre tiltak som utskifting av kontrollanlegg eller større ombygginger. Tidspunktet for fornyelser avgjøres på bakgrunn av tilstandsvurderinger, og vi forventer å gjennomføre fornyelsestiltak i flere stasjoner utover på 2020-tallet. Reinvesteringsbehovet for flere av 300 kV-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 tidlig 2030-tallet.

8.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Midt

I dette kapittelet beskriver vi både prosjekter som er under planlegging og hvilket behov de møter, og mulige tiltak som kan bli aktuelle på sikt.

Trinnvis gjennomføring av en ny 420 kV-forbindelse bedrer leveringspåliteligheten til Nyhamna

Nyhamna er et av Norges største gassprosesseringsanlegg. Anlegget er i dag ensidig forsynt gjennom en 420 kV-ledning fra Viklandet, men med mulighet for noe reserveforsyning gjennom 132 kV-nettet. Ved feil på 420 kV-ledningen vil gassprosesseringsanlegget stanse, men etter noe tid kan anlegget delvis starte opp igjen med reserveforsyning fra 132 kV-nettet. Gassprosesseringsanlegget utvides i løpet av 2017-2018 for å ta imot gass fra Polarled og Åsta Hansteen. Dette vil medføre at effektuttaket øker og føre til potensielt større konsekvenser ved avbrudd i kraftforsyningen, fordi reserven i 132 kV-anlegget blir for svak etter utvidelsen. Ettersom et større gassvolum rammes av en eventuell feil, øker avbruddskostnadene, særlig ved feilhendelser med lang reparasjonstid.

Statnett sendte høsten 2015 konseptvalgutredningen (KVU) for bedret leveringspålitelighet i kraftforsyningen til Nyhamna til Olje- og energidepartementet (OED). I denne anbefaler Statnett et trinnvis konsept, som beskrevet i faktaboks under. Dette konseptet gir etter vår vurdering best mulighet for en behovstilpasset utbygging. KVUen er nå ferdigbehandlet og vi har fått klarsignal om å gå videre med de anbefalte konseptene. OED viser videre til Energiloven om

Isfjorden-Fræna

Trinn 1: y 420/132 kV transformatorstasjon i Isfjorden
Trinn 2: Ny 420 kV-ledning mellom Isfjorden og Fræna

Ved høy gasstilgang og kraftig vekst i øvrig forbruk i regionen kan det være samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge en ny ledning frem til Fræna.

Gassaktørene kan dublere dagens industriradial mellom Fræna og Nyhamna. Sammen med trinn 1 og trinn 2 vil dette gi N-1 forsyning helt fram til gassprosesseringsanlegget.

at kunder som ønsker bedre leveringskvalitet enn det som følger av kravene i forskriften, kan inngå avtale med Statnett om å betale for denne tjenesten. Statnett vil nå videreutvikle prosjektet, samt komme til enighet med partene på Nyhamna om kostnadsfordeling for styrket leveringspålitelighet.

Planene om Åfjord-Snilldal og oppgradering av Aura/Viklandet-Surna er skjøvet ut i tid

Statnett fikk i 2013 konsesjon for å bygge Namsos-Surna, med vilkår om idriftsettelse i løpet av 10 år. I 2015 vurderte vi det som lite sannsynlig at behovet for forbindelsen over Trondheimsfjorden

(Åfjord-Snilldal), som kobler sammen radialene fra Namsos og Surna, ville oppstå i løpet av denne tidsperioden. Vi søkte derfor om å forlenge tidsfristen til 2028, noe som ble innvilget. Videre søkte Statnett i 2015 om konsesjon for å spenningsoppgradere strekningen Aura/Viklandet-Surna fra 300 kV til 420 kV. Strekingen bør være oppgradert før eventuelt Åfjord-Snilldal settes i drift. Fremdriftsplanen for Åfjord-Snilldal er derfor førende for Aura/Viklandet-Surna.

Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet må ses i sammenheng med overføringsbehovet gjennom regionen

Det er på sikt flere forhold som kan utløse behovet for Åfjord-Snilldal og oppgradering av Surna-Viklandet:

1. Mer vindkraft på Fosen og nord for Klæbu utover de planene vi er kjent med i dag
2. Økt overskudd i Nord-Norge og større flyt på ledningene fra Nordland
3. Behovet for reinvesteringer i 300 kV nettet gjennom Trøndelag

Når det gjelder punkt én er vi i dag ikke kjent med konkrete planer for vindkraftutbygging på Fosen som vil utløse investering i en forbindelse over Trondheimsfjorden. Mer vindkraft i de indre delene av Trøndelag vil øke nytten av forbindelsen over fjorden, men dette vil i større grad belaste forbindelsen til Sverige. Det er derfor mest sannsynlig at behovet for en sammenkobling over Trondheimsfjorden er knyttet til økt overføring nordfra og behovet for to gjennomgående 420 kV-forbindel-

ser fra Nedre-Røssåga til Viklandet. Dette ligger trolig lengre ut i tid fordi kapasiteten i nettet nord for Namsos setter begrensinger på hvor mye kraft som kan komme nordfra. Derfor må trolig overskuddet i Nord-Norge bli så stort at det utløser behov for ny 420 kV-ledning fra Nedre Røssåga og sørover før det gir utslag i behovet for kapasitetsøkning gjennom Midt-Norge. Det mest rasjonelle tiltaket ved en slik situasjon vil være en ny forbindelse over Trondheimsfjorden (Åfjord-Snilldal) og spenningsoppgradering fra Surna til Viklandet.

Den eldste av de to transmisijsnettforbindelsene gjennom Midt-Norge er en simplex ledning fra 1960-tallet. På grunn av muligheten for en

ytre forbindelse gjennom Midt-Norge over Fosen er det ikke aktuelt å reinvestere denne. Det er usikkert når reinvesteringsbehovet vil oppstå, men det er ved dette tidspunktet at vi senest bygger kabelen over Trondheimsfjorden.

Oppgradering av 300 kV ledningen i Gudbrandsdalen kan bli aktuelt på lang sikt

Forbindelsen over Dovre til Fåberg stasjon ved Lillehammer er en 300 kV ledning av typen simplex, og den er dermed et svakt ledd i nettet nord-sør i Sør-Norge. Vi ser imidlertid ikke at ledningen blir en flaskehals av betydning med vindkraften i Midt-Norge under bygging. Årsaken til dette er todelt:

- Ledningen har høy motstand, noe som gjør at kraftflyten fra Midt-Norge i mindre grad tar veien over Dovre, men heller ledes mot Vestlandet og Sverige
- Størrelsene på prisforskjellene mellom Midt- og Sør-Norge er sterkere knyttet til overføringsbehovet nord-sør i Norden. Dermed blir overføringsbehovet og kapasiteten internt i Sverige også viktigst for prisforskjellen mellom Midt- og Sør-Norge.

På sikt, i et scenario med enda mer utbygging av vind der vi bygger to gjennomgående 420 kV- forbindelser fra Røssåga til Viklandet, kan det bli aktuelt å oppgradere ledningen. Dette innebærer i så fall å rive og bygge ny ledning.

Områdeanalyse med fokus på Sør-Trøndelag og Nordmøre

Statnett har, i samarbeid med Trønder Energi Nett (TEN), Istad Nett og Nordmøre Energiverk Nett, nylig gjennomført en studie av transmisijs- og 132 kV regionalnettet i Sør-Trøndelag og Nordmøre i perioden ca. 2020-2030.

Analysen var avgrenset til området mellom Aura/Viklandet, Snilldal og Klæbu, og gjelder for perioden fra vindkraften på Fosen, Hitra og Snillfjord-området er på drift og frem til Åfjord-Snilldal er bygget. Hensikten var å se behov og tiltak i transmisijsnettet og 132 kV regionalnettet i sammenheng.

I studien har vi vurdert hva som skal til for å drifte 132 kV forbindelsen Trollheim-Hemne-Snillfjord-Snilldal og den nye 420 kV ledningen Surna-Snilldal sammenkoblet. Sammenkoblet drift vil være gunstig med tanke på overføringstap og forsyningssikkerhet i regionalnettet, men vil også kreve utvidet bruk av systemvern, både på industriforbruket i Holla, på (deler av) vindkraft-produksjonen i området, og i 132 kV nettet på Nordmøre. Vi arbeider videre med å vurdere om og hvordan disse system-vernene vil fungere, før vi i dialog med TEN vil beslutte hvordan nettet i området skal driftes etter at Surna-Snilldal er bygget.

Vi har i studien også sett at 132/420 kV transformering i Trollheim/Surna kan være rasjonelt, blant annet fordi vi da kan la være å reinvestere 132 kV Aura-Ranes ved endt levetid. Tiltaket gir i tillegg reduserte overførings-tap, og forenkler nettdriften i området.

Tabelloversikt over planer

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet	NUP 2017			Investeringsplan 2016			Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Forventet idriftsettelse	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	
Surna-Aura/Viklandet, ny linje, sp.oppgrad. 420kV	500 - 700	2015	8-13 år	500 - 700	2015	8-13 år	Fornybar/handelskapasitet
Brandhol Fornyelse stasjon	60 - 80	2018	3 år	60 - 80	2018	3 år	Forsynings-sikkerhet
Åfjord-Snildal 420 kV ledning og kabel Trondheimsfjorden	1900 - 2700	2013	10-15 år	1900 - 2700	2013	10-15 år	Fornybar/handelskapasitet

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	NUP 2017		Investeringsplan 2016	Behov
	Type prosjekt	Planlagt sendt konsesjons-søknad		
Eidum, utvidelse og reinvestering 132 kV	Mindre stasjonsprosjekt	2018		Forsynings-sikkerhet/økt forbruk
Isfjorden-Fræna Ny ledning	Stort ledningsprosjekt	2020		Nytt forbruk

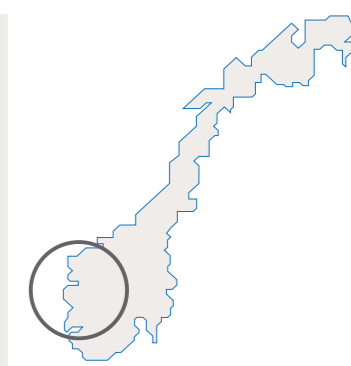
Mulig plan på sikt	Type prosjekt
Oppgradere i Gudbrandsdalen	Stort ledningsprosjekt
Tiltak for økt forbruk Sør-Trøndelag/Nordmøre	Mindre stasjonsprosjekt

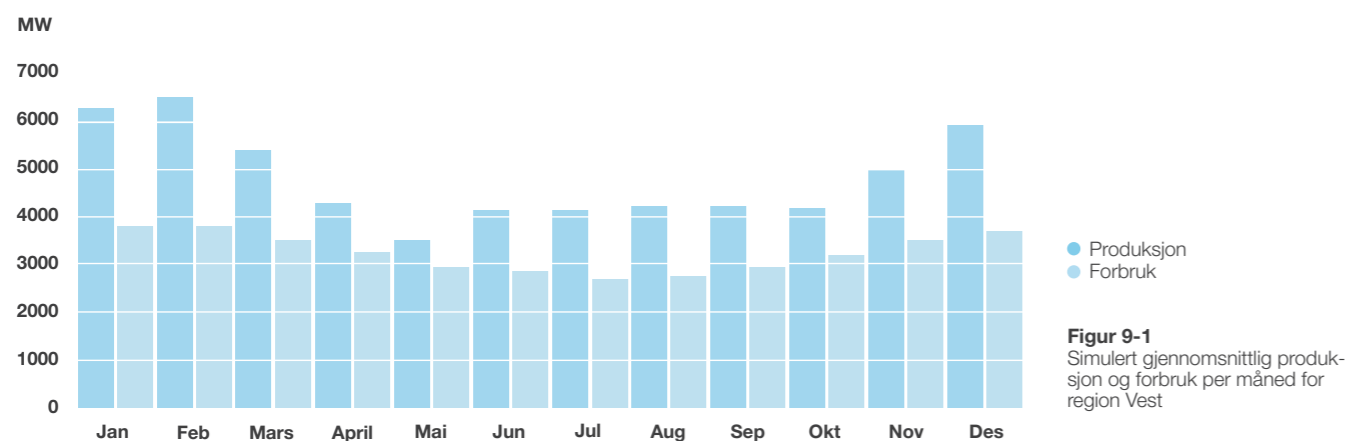




I region Vest er videre nettutvikling drevet av ny fornybar kraftproduksjon, flaskehalsar og eventuelle nye mellomlandsforbindelser

9 Nettutvikling i region Vest





Figur 9-1
Simulert gjennomsnittlig produksjon og forbruk per måned for region Vest

Region Vest omfatter fylkene Sogn og Fjordane, Hordaland og Rogaland nord for Boknafjorden. På grunn av begrensninger i transmisjonsnettet internt i regionen, deler vi området inn i tre:

- Nord for Sognefjorden – Sogn og Fjordane (SFE-området)
- Området mellom Sognefjorden og Hardangerfjorden (BKK-området)
- Sunnhordland mellom Hardangerfjorden og Boknafjorden (Haugalandet)

Vi er i gang med flere viktige prosjekter i regionen. I desember 2016 satte vi i drift en ny 420 kV-forbindelse mellom Ørskog og Sogndal. Forbindelsen bedrer forsyningsikkerheten i Midt-Norge og bidrar til realisering av ny fornybar kraftproduksjon på Sunnmøre og i Sogn og Fjordane. Mongstad-Kollsnes er nå idriftsatt og er første ledd i å bedre den anstrengte forsynings situasjonen inn til bergensområdet. På sikt vil både ny fornybar, industriutvikling og nye mellomlandsforbindelser påvirke behovet for nettinvesteringer i området.

9.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Vest

Det går 420 kV-forbindelser inn til alle tre områdene: fra Midt-Norge til SFE, fra Østlandet til BKK og fra Sør- og Østlandet til Haugalandet. Internt i regionen er områdene knyttet sammen av 300 kV-forbindelser som til tider kan være begrensende for kraftflyten. Særlig i perioder med kraftoverskudd vil snittet over Sognefjorden og Blåfalli-Mauranger være flaskehals. Dette er årsaken til at vi deler regionen i tre delområder.

Mye av forbruket i region Vest er lokalisert langs kysten og er knyttet til smelteverkene, petroleumsindustrien og Bergen by. Det meste av produksjonen kommer fra vannkraftverk som i hovedsak befinner seg i fjelltraktene øst i området.

Kraftnettet i region Vest skal håndtere store variasjoner i både produksjon og forbruk. Regionen har i et normalår energioverskudd, men moderat magasinkapasitet fører til at det kan være et betydelig importbehov i kalde og tørre perioder. Mye uregulert produksjon og moderat magasinkapasitet fører også til et stort eksportbehov i våte perioder om våren, sommeren og høsten.

SFE – Ørskog-Sogndal åpner for ny kraftproduksjon, men det er fremdeles begrensninger i Indre Sogn

I SFE-området er det normalt et stort overskudd av kraft med en samlet produksjonsytelse på ca. 4200 MW. Mye av produksjonen kommer fra store kraftverk med magasinkapasitet, men siden 2000-tallet har det blitt bygd ut mye uregulerbar vannkraftproduksjon, som nå utgjør ca. 10 prosent av produksjonen i SFE. Industrien i Høyanger, Årdal og i Svelgen står for om lag 75 prosent av forbruket, mens de resterende 25 prosent er alminnelig forsyning.

Siden 2009 har det vært tilknytningsstopp for ny produksjon på grunn av manglende kapasitet i transmisjonsnettet. Med den nye 420 kV-ledningen Ørskog-Sogndal, som ble satt i drift i desember 2016, ble denne begrensningen opphevet og nå er det i underkant av 150 MW vannkraft under bygging i området. Det er utfordrende å knytte til mer produksjon på grunn av begrenset transformorkapasitet mellom regionalnett og transmisjonsnettet. Statnett har i samarbeid med regionale netteiere innført ordning for tildeling av ledig nettkapasitet i dette området.

I tillegg til å tilrettelegge for fornybar kraftproduksjon i regionen, gir den Ørskog-Sogndal bedret leveringspålidelighet til Nordfjord, Sunnfjord og Ytre Sogn, hvor det i kalde og tørre år kan oppstå et effektunderskudd.

Indre Sogn er knyttet til transmisjonsnettet via en 300 kV-ledning.

Store deler av året er det et kraftoverskudd i området, og utfall av denne ledningen kan føre til innestengt produksjon. Ved utfall av 300 kV-ledningen i perioder med kraftunderskudd er vi avhengig av lokal produksjon for å opprettholde forsyningen. Dette løses ved å drifte nettet slik at det takler overgangen til øydrift. Det er i dag begrenset kapasitet på ledningen for ny kraftproduksjon, og sommeren 2015 tok vi i bruk ordning for tildeling av ledig nettkapasitet. Det ble åpnet for 100 MW ny kraftproduksjon, og per september 2017 er det søkt om og tildelt totalt 70 MW.

BKK – nye ledninger styrker leveringspålideligheten til Bergen

Tyngdepunktet for kraftforbruket ligger i bergensområdet og ved kysten. I tillegg har gassbehandlingsanlegget på Kollsnes og Mongstad samt de elektrifiserte offshorefeltene Troll A, Martin Linge og Gjøa et betydelig kraftbehov. Kraftproduksjonen er lokalisert nord og øst for Bergen, hvor ytterligere 100 MW vannkraft er under bygging. Dette gir høy flyt fra indre BKK til bergensområdet, noe som belaster 300 kV-ledningene Samnanger-Fana og Evanger-Dale-Arna, der den førstnevnte er høyest belastet.

I perioder med stort kraftoverskudd i BKK og SFE-området kan det inntreffe begrensninger på 300 kV nettet som går gjennom BKK-området. Ørskog-Sogndal avlaster dette snittet fordi mer av overskuddet vil flyte nordover mot Midt-Norge.

I dag er leveringspålideligheten inn til BKK-området tilfredsstillende, men ikke inn til bergensområdet. Deler av forbruket her og petroleumsindustrien på Kollsnes og Mongstad har ikke reserve dersom det skjer feil i nettet i perioder med høyt forbruk. Siden NUP 2015 har både Troll A og Martin Linge økt forbruket med 100 MW, og utfordret leveringspålideligheten ytterligere.

En ny 300 (420) kV-ledning fra Kollsnes via Mongstad til Modalen (Ytre ring) gir tosidig forsyning og styrker leveringspålideligheten til bergensområdet inklusive forsyningen til gassbehandlingsanlegget på Kollsnes og Troll A og Martin Linge plattformene. Første del av forbindelsen, Kollsnes-Mongstad er satt i drift av BKK Nett. Det vil i en normalsituasjon ikke lenger være nødvendig med systemvern for forbruksutkobling ettersom forsyningsikkerheten tilsvarende N-1 blir ivaretatt. Mongstad Energiverk skal fases ut og er planlagt avviklet i desember 2018. Det er av betydning for forsyningsikkerheten at Modalen-Mongstad er i drift før energiverket avvikles. Statnett vurderer derfor om det er behov for back up forsyning i tidsrommet fra Mongstad avvikles og til Ytre ring er idriftsatt.

⁷ Kortvarige pristopper der kraftverk med høyere kortsiktig marginalkostnad er prissettende. I anstrengte situasjoner kan prisen også være satt av forbruk som kobler ut på pris.

Perioder med flaskehals ut av prisområdet NO5

Prisområdet NO5 består i dag av BKK området, deler av SFE og Hallingdalen. Siden NO5 ble opprettet har det i all hovedsak vært lik pris eller små prisforskjeller mellom NO5 og de omkringliggende områdene NO1 og NO2. Gjennomsnittlig prisforskjell time for time mot NO1 og NO2 har siden oppstarten i 2010 vært ca. 0,5 EUR/MWh. I timene med prisforskjell er det i all hovedsak NO5 som har lavest pris. Dette oppstår i to typer situasjoner:

- Perioder på vinteren med kortvarige pristopper i NO1 og NO2 mens NO5 har normal pris satt av regulert vannkraft lik vannverdien – altså normal pris i NO5 og høy utenfor.
- Prisforskjeller som følge av høy uregulert produksjon i NO5 altså lav pris i NO5 og normal utenfor.

Den første typen har gitt kortvarige perioder med høye prisforskjeller, stort sett drevet av at vi har hatt effektprising⁷ i NO1 og til dels NO2 som ikke har slått inn i NO5 og dermed gitt lavere pris i NO5. Denne situasjonen oppstår på vinteren når det er kaldt og lav effektmargin i det nordiske markedet. Situasjon nummer to oppstår i sommerhalvåret ved høyt tilsig til vannkraftverkene i NO5.

Med Ørskog-Sogndal i drift er NO5 også fysisk koblet til prisområdet NO3 (Midt-Norge). Våre beregninger indikerer at dette bidrar til en viss reduksjon i prisforskjellene.

Haugalandet – lokalt underskuddsområde på Vestlandet med mye industri

Haugalandet er et lokalt underskuddsområde. Rundt 70 prosent av forbruket kommer fra industrien og uttaket er stabilt høyt over døgnet og året. Det er i dag tre 300 kV-ledninger inn til Haugalandet; to fra Sauda i sør og én fra Blåfalli i nord. Det er tilstrekkelig kapasitet i nettet til å forsyne området med N-1 sikkerhet, men feil som inntreffer samtidig med en utkobling kan føre til strømavbrudd. Dagens nett kan forsyne en forbruksøkning på ca. 400 MW innenfor N-1 kapasiteten, men jo høyere forbruket blir, desto mer krevende blir det å gjennomføre nødvendige utkoblinger og samtidig ivareta leveringspålideligheten.

Prosjektoversikt

Prosjekter idriftsatt siden NUP 2015	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov	Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse		
Evanger, økt transformator kapasitet	100*	2016	100	2016	Fornybar	BKK Nett/ Statnett
Mongstad-Kollnes, ny 300/420 kV-ledning	1275	2016	1275	2016	Forsynings sikkerhet/fornybar	BKK Nett

Tabelltekst
Forventet kostnad gjelder tiltak i transmisjonsnettet. Tiltak i regional- og distribusjonsnett er anslått til rundt 34 MNOK.

Mongstad-Kollsnes (trinn 1 av Ytre ring)

Den nye 300 (420) kV-ledningen Mongstad-Kollsnes er første trinn av prosjektet Ytre ring - en gjennomgående forbindelse fra Kollsnes til Modalen. Forbindelsen vil som følge av tredje energimarkedspakke bli overdratt fra BKK Nett til Statnett januar 2018. Mongstad-Kollsnes styrker leveringspåliteligheten til bergensområdet og til industrien på Kollsnes og offshorefeltene Troll A og Martin Linge. Forbindelsen gir også noe økt kapasitet til å tilknytte ny fornybar kraftproduksjon. En fullverdig N-1 forbindelse vil være på plass når hele Ytre ring er satt i drift.

Nøkkel tall

- cirka 40 kilometer (28 kilometer sjøkabel og 12 kilometer luftledning)
- spenningsnivå på 300 kV tilrettelagt for 420 kV
- ny 300 (420) kV-stasjon Lindås ved Mongstad
- Berører kommunene Lindås, Radøy og Øygarden

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov	Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse		
Hove reinvestering 300 kV	65-75	2018			Forsynings sikkerhet	
Modalen-Mongstad, ny 300/420 kV-ledning	1500	2019	1300 - 1500	2019	Forsynings sikkerhet/fornybar	BKK Nett
Nesflaten reinvestering 300 kV	80 - 90	2017	80 - 95	2017	Forsynings sikkerhet	
Røldal reinvest. stasjon*	165 - 182	2019	150 - 170	2020	Forsynings sikkerhet	
Spanne, økt transformator kapasitet	120	2017	120	2017	Forsynings sikkerhet	Haugaland Kraft Nett

Tabelltekst
*Statnett planlegger også å etablere transformering 300/22 kV i Røldal avhengig av ny vannkraft. Dette vil ikke inngå i transmisjonsnettet.

Prosjekter som er investeringsbesluttet	NUP 2017			Investeringsplan 2016			Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	
Håvik Nye kondensatorbatterier	60 - 70	2017	2018		7		Forsynings sikkerhet

Modalen-Mongstad (trinn 2 av Ytre ring)

Modalen-Mongstad ble investeringsbesluttet av BKK Nett høsten 2016. 300(420) kV-ledningen er siste trinn i å få en fullverdig N-1 forbindelse som skal sikre leveringspåliteligheten til Bergen og omegn, inkludert petroleumsindustri. Forbindelsen gir også økt kapasitet til å tilknytte ny fornybar kraftproduksjon.

- cirka 70 kilometer
- spenningsnivå på 300 kV tilrettelagt for 420 kV
- ny 420 kV-stasjon i Haugsværdalen
- berører kommunene Modalen, Masfjorden, Lindås og Gulen
- bygges av BKK Nett og overtas av Statnett som en del av 3. energimarkedspakke

9.2 Drivere for videre nettutvikling i region Vest

I region Vest er ny fornybar produksjon, økt industriforbruk, mellomlandsforbindelser og behovet for fornyelse av gamle anlegg viktige drivere for nettutviklingen. I tillegg har kraftprisene mye å si, både direkte i form av prisforskjeller og verdien av reduserte tap, og mer indirekte ved at det påvirker lønnsomheten av ny fornybar kraftproduksjon.

Omfattende planer om fornybar kraftproduksjon

Det er et stort potensial for ny fornybar kraftproduksjon i flere områder i region Vest. Det er fornybarprosjekter med en samlet produksjonskapasitet på 2500 MW under planlegging. Av dette volumet har 1200 MW fått konsesjon mens 1300 MW er til konsesjonsbehandling. Det er særlig i følgende tre områder fornybarprosjekter kan utløse nye forsterkningstiltak:

- Vindkraft og vannkraft mellom Sunnmøre og Sognefjorden (SFE-området)
- Mange små og middels store vannkraftprosjekter i Indre Sogn
- Vannkraftprosjekter i BKK-området, hovedsakelig rundt Samnanger-Evanger

Mange av planene er usikre både når det gjelder realisering og fremdrift fordi det avhenger av investeringskostnaden sett opp mot kraftpris, elsertifikater eller eventuelle andre fremtidige subsidier som kan gjøre utbygging lønnsomt. I et 20 års perspektiv er det imidlertid sannsynlig at det blir en betydelig utbygging i regionen.

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 flaskehalsene på Aurland-Sogndal og fra Samnanger og sørover mot tilknytningspunktene Ertsmyra og Kvittdal.

Selskapet NorthConnect planlegger å søke 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 mer flyt fra nord og øke belastningen på ledningene fra Sogndal til Aurland og videre til Sima.

Økt industriforbruk

På Haugalandet er det planer om en forbruksvekst i kraftintensiv industri på opp mot 1100 MW.

- Hydro bygger nå et pilotanlegg for ny produksjonsteknologi for aluminium. Anlegget vil stå ferdig i 2017 og vil ha et forbruk på om lag 125 MW. Dersom testperioden blir vellykket og markedsvilkårene tilfredsstillende, vil Hydro vurdere et fullskalaanlegg, noe som vil gi en samlet økning i forbruket på om lag 500 MW.
- Forsyning av Utsirahøyden med kraft fra land: Første fase er planlagt i 2019 med et forbruk på ca. 100 MW. Fase 2 og elektrifiseringen av de andre feltene (Edvard Grieg, Gina Krogh og Ivar Aasen) er planlagt i 2022, og vil øke forbruket opp mot 300 MW.
- Haugalandet Næringspark anslår en mulig forbruksøkning fra ulike kunder på opp mot 300 MW.

Dagens nett kan bare forsyne en økning på ca. 400 MW med N-1 forsyningssikkerhet. En vekst utover dette vil dermed kunne gi omfattende nettiltak.

Kraftintensiv industri i Odda Energis forsyningsområde planlegger å øke kraftforbruket. Dette gjelder selskapene Boliden og Tizir Titan & Iron (TTI) i Odda og Tysseidal. Økningen er planlagt i to trinn, første trinn i 2020 og andre trinn i 2025. Hvis planene gjennomføres, kan forbruksutviklingen i Odda mer enn doble seg - fra 200 MW i dag til 500 MW i 2025, og gi vesentlig økt kraftbehov inn til området.

Endringer i industriforbruket ellers på Vestlandet vil også påvirke flyten og dermed være en driver for nettutviklingen. Vi kjenner imidlertid ikke til konkrete planer der dette vil utløse nye tiltak nå. Det er også planer om å legge til rette for nye datasentre i denne regionen, og det kan bli aktuelt med utvidelser av eksisterende datasentre.

Mange gamle nettanlegg gir fornyelsesbehov

Flere transformatorstasjoner har et reinvesteringsbehov som en følge. Flere transformatorstasjoner har et reinvesteringsbehov som en følge av teknisk levealder. Dette gjelder stasjonsanlegg i hele regionen og omfatter både mindre tiltak som utskifting av kontrollanlegg eller større tiltak som omfatter større ombygginger av stasjoner. Tidspunktet for fornyelser avgjøres på bakgrunn av tilstandsvurderinger, og vi forventer å gjennomføre fornyelsestiltak i flere stasjoner utover på 2020-tallet. Reinvesteringsbehovet for flere av 300 kV-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. Vi vil foreta en tilstandskontroll på Nesflaten-Sauda, Sauda-Håvik og Sauda-Kårstø i 2019/2020. Resultatene fra disse vil være et viktig utgangspunkt i den videre planleggingen av behovet for de ulike reinvesteringene.

9.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Vest

I dette kapittelet beskriver vi både prosjekter som er under planlegging og hvilke behov de møter, og mulige tiltak som kan bli aktuelle på sikt.

Oppgradering til 420 kV mellom Aurland og Sogndal

Den nye ledningen mellom Ørskog og Sogndal gir kapasitet til å knytte til mye ny produksjon langs ledningen. Samtidig fører mer produksjon til at vi gradvis får en større flaskehals mot sør på 300 kV-ledningen fra Sogndal til Aurland. Ledningen har lav kapasitet og er allerede i dag begrensende i perioder. Med NordLink og NSL i drift, og 1000 MW ny vindkraft i Trøndelag, øker belastningen ytterligere. I sum kan dette gi en betydelig flaskehals. Etablering av NorthConnect fra Sima vil trolig også kreve at forbindelsen er oppgradert til 420 kV.

Vi planla opprinnelig å søke konsesjon for 420 kV Aurland-Sogndal i løpet av 2017. Lave kraftpriser og usikkerhet om videre utbygging av ny produksjon mellom Sognefjorden og Sunnmøre reduserer imidlertid nytten av prosjektet. Flytbasert markedskobling og andre tiltak for å kunne håndterere en større flaskehals i systemdriften bidrar også til lavere lønnsomhet av oppgraderingen. Vi har derfor utsatt beslutningen om å sende inn konsesjonssøknad til 2018.

Trinnvis oppgradering fra Evanger til Sauda

Mer uregulert produksjon i BKK og SFE området og økt forbruk på Haugalandet vil, i kombinasjon med etableringen av Nordlink og NSL, bidra til økte flaskehals ut av dagens NO5. Våre analyser viser at det å forsterke mellom Evanger og Sauda er det viktigste tiltaket for å dempe denne flaskehalsen. Vi planlegger derfor å oppgradere nettet på denne strekningen. Usikkerhet knyttet til behov og lønnsomhet gjør imidlertid at vi planlegger tiltakene trinnvis der vi starter med følgende:

- Temperaturoppgradere 300 kV-ledningen Blåfalli-Mauranger
- Øke kapasiteten på eksisterende 300 kV-ledning Evanger-Samnanger
- Ny 300 kV (420 kV) ledning Mauranger-Samnanger

Et moment som kan påvirke lønnsomheten av tiltakene er innføring av flytbasert markedskobling. Dette reduserer nytten fordi det gir en mer effektiv og fleksibel bruk av nettet. For mer informasjon om flytbasert, se kapittel 4.4 i del I.

På sikt er planen å oppgradere hele strekningen til 420 kV. Når dette blir lønnsomt er usikkert. Vi ser for eksempel at en eventuell etablering av NorthConnect fra Sima vil gi vesentlig mindre flyt og flaskehals på ledningen fra Samnanger til Sauda. Dette reduserer i stor grad

behovet for å oppgradere ledningen til 420 kV. Forsterkning av den siste strekningen fra Blåfalli og Sauda vil vi også se i sammenheng med videreutvikling av nettet inn til Håvik på Haugalandet (se omtale under).

Sauda og Blåfalli må derfor sees i sammenheng med forsterkningen inn til Håvik.

- Ny ledning fra en stasjon i Vestre korridor.

Fremdriftsplan for oppgradering av Evanger-Blåfalli

Vi planlegger en trinnvis oppgradering av ledningene Evanger-Samnanger, Blåfalli-Mauranger og Mauranger-Samnanger. Prosjektene har ulik status:

- Blåfalli-Mauranger er planlagt temperaturoppgradert først
- NVE har gitt konsesjon for ombygging av Evanger-Samnanger. Nyere analyser viser at investeringskostnadene er høyere enn anslått i konsesjonssøknaden. Vi foretar derfor nye vurderinger og bruker det som grunnlag for videreutviklingen av prosjektet inkl. løsningsvalg. Dette vil kunne kreve en ny konsesjonssøknad.
- Vi sendte melding på ny ledning Mauranger-Samnanger januar 2017, og planlegger å søke konsesjon i 2018. I forbindelse med dette vil vi foreta en ny samfunnsøkonomisk vurdering av prosjektet. Forventet idriftsettelse er usikkert, men inntil videre satt til 2024.

Langsiktig plan om oppgradering mellom Sogndal og Evanger

Vi har ingen konkrete planer om å oppgradere 300 kV ledningen mellom Sogndal og Evanger nå. På lengre sikt kan det imidlertid være behov for å oppgradere også denne til 420 kV. Faktorer som kan utløse dette, utover behovet for fornyelse, er ny produksjon nord for ledningen, endring av forbruket i og rundt Bergen og plassering av eventuelle nye mellomlandsforbindelser.

Fra Sogndal til Modalen er det ikke noen parallelle ledninger, mens videre sørover til Samnanger er nettet parallelt med blant annet Ytre ring. Om det er nødvendig å oppgradere hele strekningen, eller bare deler av den, avhenger av hva som utløser behovet.

Nettforsterkning til Haugalandet

Vi har gjennomført en konseptvalgutredning (KVU) for å undersøke hvordan Statnett kan møte behovsutviklingen på Haugalandet. Uansett hvordan forbruksveksten i regionen blir, planlegger Statnett å gjøre mindre tiltak for å bedre forsyningssikkerheten til eksisterende forbruk og den første forbruksøkningen. Tiltakene består av å installere reaktiv kompensering og å temperaturoppgradere ledningene ut til Haugalandet.

Ved en stor forbruksvekst vil det være behov for ytterligere nettforsterkninger og Statnett sendte i august 2017 en melding til NVE om å bygge en ny ledning mot Karmøy fra to ulike utgangspunkt:

- Ny ledning fra øst, enten fra Blåfalli eller fra en ny transmisijsstasjon mellom Blåfalli og Sauda. Forsterkning mellom

OED påpeker at usikkerheten knyttet til den forventede forbruksveksten forutsetter at vi inngår forpliktende avtaler med industriaktørene før vi søker konsesjon.

Økt transformeringskapasitet for tilknytning av ny fornybar kraftproduksjon

Flere av planene om ny fornybar kraftproduksjon krever tiltak på stasjonsnivå. Dersom planene vi i dag kjenner til realiseres vil det være nødvendig med økt transformeringskapasitet i flere stasjoner:

- Utvidelse av Ålfoten stasjon er nødvendig dersom flere av store, planlagte kraftverkene i området blir realisert (SFE-området)
- Økt transformeringskapasitet i Leirdøla stasjon for å knytte til ny vannkraftproduksjon i Indre Sogn (SFE-området)
- Økt transformeringskapasitet i Borgund stasjon for å knytte til vannkraftproduksjon i Lærdal (SFE-området)
- Økt transformeringskapasitet i Samnanger, Mauranger og Refsdal for å knytte til ny vannkraft (BKK-området)
- Økt transformeringskapasitet i Røldal stasjon for å knytte til vannkraftproduksjon i Valldalen (Haugalandet)

Det er usikkerhet knyttet til tidspunkt for investeringsbeslutninger og faktisk realisering av planene om ny produksjon. God koordinering med regionalnettseiere og kraftprodusenter er derfor viktig. Vi vil fortsette å bruke krav om minstevolum for å sikre lønnsomhet i våre planlagte nettinvesteringer.

Planer om økt kraftforbruk i Odda påvirker behov for tiltak i området

Odda er forsynt via en 300 kV-forbindelse fra Nesflaten. Det er normalt N-1 forsyning i området, men ved ledningsutfall avhenger forsyningen av forbruket av lokal produksjon. Vi utreder hvor mye nytt forbruk som kan forsynes gjennom eksisterende nett, og hvilke konsekvenser dette vil ha for forsyningssikkerheten i området.

En større økning av kraftforbruket i Odda kan medføre behov for å øke kapasiteten. Mulige løsninger kan være å bygge nye stasjoner i området eller nye kraftledninger inn til området. Statnett planlegger å starte opp arbeidet med konseptvalg for økt forbruk våren 2018.

Mellom Nesflaten og Sauda er det i dag en 300 kV-ledning som i perioder er høyt belastet. Vi forventer økt flyt på denne ved nye mellomlandsforbindelser og økt forbruk på Haugalandet. Samtidig vil økt forbruk i Odda avlaste flyten på Nesflaten-Sauda ettersom mer av produksjonen nord og øst for Nesflaten vil gå til det økte industriforbruket her. Vi vil se på behovet for utredninger av Sauda-Nesflaten i sammenheng med utredninger for økt forbruk i Odda.

Mer fornybar kan utløse tiltak for øke kapasiteten ut av Indre Sogn

I Indre Sogn er det mye vannkraftproduksjon og et betydelig kraftoverskudd. Området er tilknyttet transmisjonsnettregiona i Fortun og videre via 300 kV-ledningen Fortun–Leirdøla–Fardal/Sogndal. Det er normalt N-1-forsyning i Indre Sogn, men ved ledningsutfall er lokal produksjon nødvendig for å forsyne forbruket. Utfall eller revisjon av 300 kV-ledningen fører ofte til innestengt produksjon.

Det er begrenset kapasitet for ny kraftproduksjon på ledningen til Indre Sogn, og vi har tatt i bruk ordning for tildeling av ledig nettkapasitet i området. Foreløpig er det ikke søkt om og tildelt mer enn de 100 MW som det er kapasitet til. Dersom det blir aktuelt med større fornybarutbygging i området, vil Statnett starte opp arbeid med å vurdere hvilke tiltak som er aktuelle for å legge til rette for mer fornybar.

Flere mellomlandsforbindelser etter NSL og Nordlink kan gi behov for nettførsterkninger

En eventuell etablering av NorthConnect forutsetter trolig at Aurland-Sogndal er oppgradert til 420 kV. Forbindelsen kan i tillegg utløse andre tiltak. Høsten 2017 vil Statnett gjennomføre en grundig utredning av hvordan NorthConnect påvirker nettet på Vestlandet, og om det vil være nødvendig med ytterligere nettførsterkninger.

Prosjektoversikt

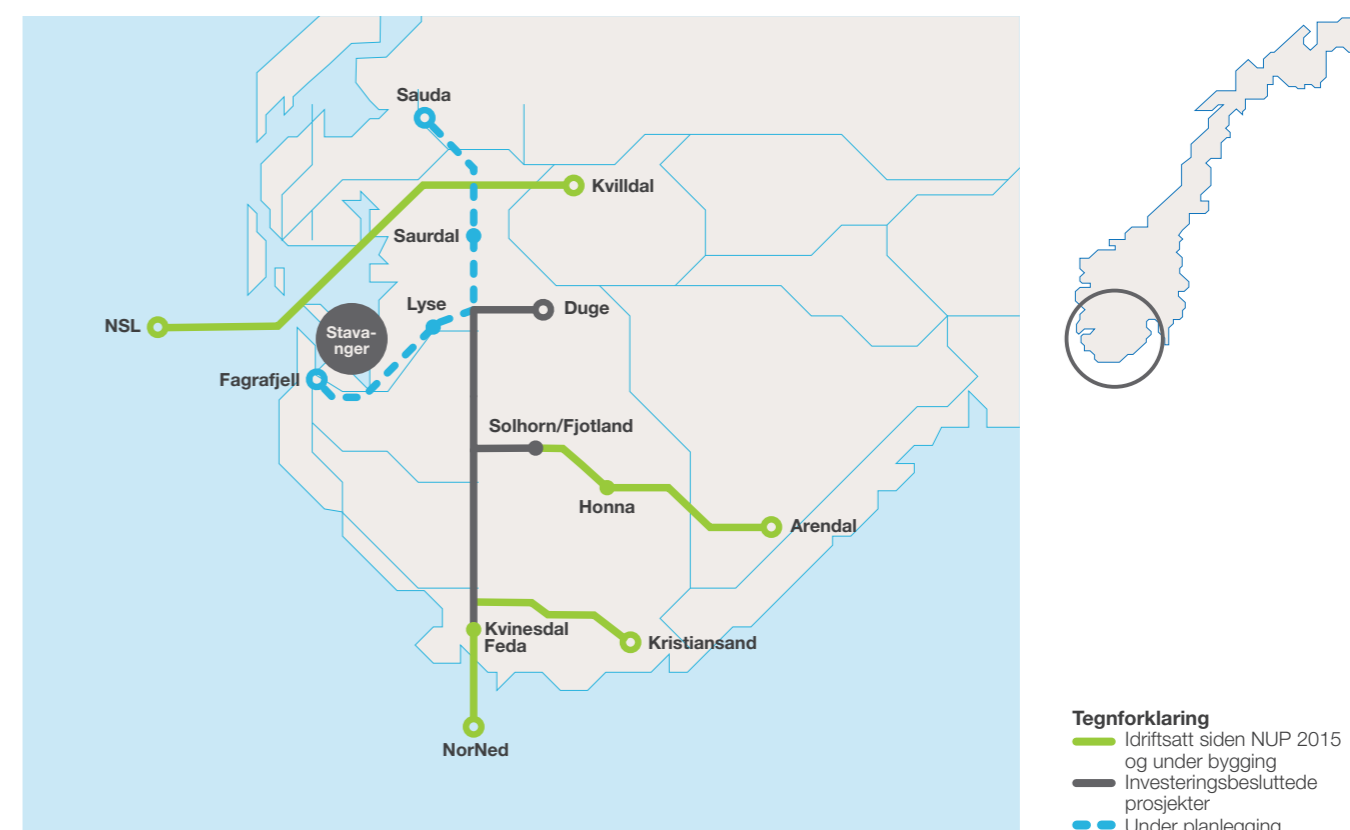
Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet	NUP 2017			Investeringsplan 2016			Behov	Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon		
Aurland - Sogndal Spenningsoppgradering til 420 kV	500 - 900	2019	3-4 år	500 - 900			Handelskapasitet/fornybar	
Borgund Økt transformering 300/66kV	85 - 100	2014	5-6 år	85 - 100	2014	5-6 år	Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning vannkraft
Evanger-Samnanger Oppgradering av ledning	Under utarbeidelse	2014	4-5 år	70 - 100	2014	4-5 år	Handelskapasitet/fornybar	
Mauranger-Samnanger Oppgradering	600 - 950	2019	5 år	600 - 950	2019	5 år	Handelskapasitet/fornybar	Tidligere Sauda-Samnanger trinn 1
Mauranger Økt transformering 300/66 og 66/22 kV	110 - 160	2014	6 år	110 - 160	2014	6 år	Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning vannkraft
Samnanger, økt transformeringkapasitet for fornybar	50 - 80	2017/2018	2-3 år	50 - 80	2017		Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning vannkraft
Ålfoten Økt transformering 420/132 kV	85 - 125	2014	5 år	85 - 125	2014		Fornybar	Avhengig av investeringsbeslutning vindkraft

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	NUP 2017		Investeringsplan 2016	Behov	Kommentar
	Type prosjekt	Planlagt sendt konsesjons-søknad	Planlagt sendt konsesjons-søknad		
Aurland I, II og III, oppgradering av stasjoner	Stort stasjonsprosjekt	2020			
Blåfalli-Samnanger trinn 2 (oppgradering til 420kV)	Ledningsprosjekt	2023	2023	Handelskapasitet/fornybar	
Dale, fornyelse	Mindre stasjonsprosjekt	2019		Forsynings-sikkerhet	
Haugalandet Nettførsterkning	Stort ledningsprosjekt	2018	2018	Økt forbruk	Avhengig av investering i økt forbruk
Haugalandet Reaktiv kompensering	Stort stasjonsprosjekt	2018	2017	Forsynings-sikkerhet	
Fortun, fornyelse	Mindre stasjonsprosjekt	2019		Forsynings-sikkerhet	
Leirdøla Fornyelse stasjon/ Økt transformering 300/66 kV	Mindre stasjonsprosjekt	2018	2017	Forsynings-sikkerhet/fornybar	Økt transformering er avhengig av investeringsbeslutning vannkraft.

Mulig plan på sikt	Type prosjekt
Oppgradere Sogndal-Evanger	Stort ledningsprosjekt
Tiltak for ny fornybar i Indre Sogn	
Tiltak for økt forbruk i Odda	Konsept avhenger av utviklingen
Sauda-Nesflaten	Ledningsprosjekt
Tiltak for nye mellomlandsforbindelser etter 2021	Stort ledningsprosjekt

Vestre korridor - flere prosjekter er under gjennomføring. Statnett har søkt konsesjon for Lyse-Fagrafjell med begrunnelse om å styrke forsyningssikkerheten i Sør-Rogaland.

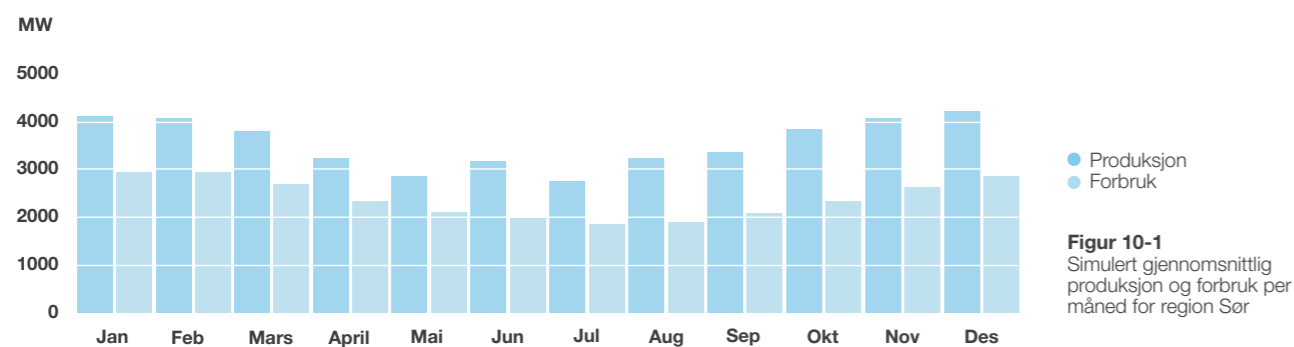
10 Nettutvikling i region Sør



Region Sør omfatter Agderfylkene og Rogaland sør for Boknafjorden. Statnett har store utbyggingsprosjekter i regionen. Vi er i ferd med å bygge to mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia. Disse forbindelsene vil gi betydelig økt flyt i nettet på Sørlandet. Statnett er derfor i gang med å oppgradere Vestre korridor som omfatter ledningene fra Sauda i nord til Feda og Kristiansand i sør, samt strekningen fra Solhorn til Arendal. Videre har stavangerområdet svak forsyningssikkerhet, og Statnett har søkt om konsesjon for en ny forbindelse fra Lysebotn til Fagrafjell.

10.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Sør

Region Sør har mange vannkraftverk med god reguleringsevne som følge av store magasiner og høy effekt. Området er tilknytningspunkt for fire mellomlandsforbindelser til Danmark og én til Nederland. Kapasiteten er til sammen 1700 MW mot Danmark, og 700 MW mot Nederland. Forbruket i regionen er konsentrert langs kysten. Kombinasjonen av utveksling mot utlandet, store vannkraftverk og plassering av forbruk fører til et stort overføringsbehov internt i regionen og høy utveksling både mot Østlandet og Vestlandet. Kraftsystemet må derfor tåle en høy flyt og store variasjoner over døgnet.



Figur 10-1
Simulert gjennomsnittlig produksjon og forbruk per måned for region Sør

Eksport



Import



Figur 10-2
Typisk kraftflytmønster i Sør-Norge i dag.

Vestre korridor håndterer økt flyt på grunn av mellomlandsforbindelsene

Forbindelsene til Danmark går fra Kristiansand. Den siste forbindelsen med en kapasitet på 700 MW ble satt i drift i 2014. Forbindelsen til Nederland (NorNed) går fra Feda. Statnett er i ferd med å bygge en ny forbindelse fra Ertsmyra til Tyskland (Nordlink) og en fra Kvilldal til England (NSL). Hver av forbindelsene har en kapasitet på 1400 MW. Forventet idriftsettelse er henholdsvis 2019 og 2021. Etter at disse er satt i drift vil samlet kapasitet på likestrømforsbindelsene til utlandet være på 5200 MW.

De siste 10 årene har Statnett bygget en ny 420-kV ledning mellom Skåreheia og Hølen og oppgradert nettet mellom Kristiansand og Rød, blant annet som følge av NorNed og den siste forbindelsen til Danmark. Nettet på Sørlandet er i dag høyt belastet, og for å kunne utnytte de nye forbindelsene til Tyskland og Storbritannia fullt ut, er vi nå i ferd med å forsterke nettet i det vi kaller Vestre korridor. Vestre korridor styrker også forsyningsikkerheten og legger til rette for ny fornybar kraftproduksjon. Prosjektpakken omfatter ledningene fra Sauda i nord til Feda og Kristiansand i sør samt strekningen fra

Solhom til Arendal. Til sammen vil disse tiltakene gi et sterkt nett med høy kapasitet.

Bjerkreim transformatorstasjon legger til rette for ny fornybar kraft i Rogaland

Norsk Vind Energi planlegger å bygge ut 260 MW vindkraft i Bjerkreim kommune og har bekreftet at de vil bygge ut minst 203 MW. Statnett vil derfor bygge en ny transformatorstasjon i Bjerkreim med planlagt idriftsettelse i 2019.

Lyse-Fagrafjell bedrer forsyningsikkerheten i Stavanger og Sandnes

Sør-Rogaland har i dag en relativt svak forsyningsikkerhet sammenlignet med andre byregioner i Norge. En betydelig befolkningsvekst har bidratt til en vedvarende forbruksvekst, uten at det har blitt bygget ut vesentlig overførings- eller produksjonskapasitet. Et stigende kraftunderskudd gir høyere sannsynlighet for at en feil i transmisjonsnettet fører til avbrudd i strømforsyningen.

Vi forventer fortsatt forbruksvekst i dette området og i desember

Vestre korridor – spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV

Prosjektpakken 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. Sentrale tiltak i Vestre korridor er:

Stasjoner

- Etablering av nye 420 kV-stasjoner: Ertsmyra, Kvinesdal og Fjotland.
- Oppgradering av eksisterende stasjoner: Saurdal, Lyse og Tjørhom.
- Kristiansand stasjon: Mindre utvidelser
- Sauda stasjon: Del 1 innebærer modifikasjoner i 300 kV-anlegget. Del 2 består av et nytt 420 kV-anlegg.
- Høylen stasjon: nytt 420 kV-koblingsanlegg.

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 inntil videre)
- Ny 420 kV-ledning mellom Ertsmyra stasjon og Fjotland
- Spenningsoppgradering av forbindelsene Sauda-Saurdal, Saurdal-Førre-Lyse, Feda-Tonstad 2, Kristiansand-Feda og Solhom-Arendal

Fremdrift

Arbeidet med å klargjøre eksisterende ledninger for 420 kV forventer vi ferdigstilt i 2017. Bygging av ny 420 kV-ledning mellom Kvinesdal og Ertsmyra, samt mellom Ertsmyra og Lyse, er i gang. I tillegg pågår arbeidene med nye stasjoner i Kvinesdal og på Ertsmyra samt eksisterende stasjoner Lyse, Fjotland, Saurdal og Sauda.

2016 søkte derfor Statnett om konsesjon for å bygge en ny 420 kV-ledning fra Lyse til nye Fagrafjell stasjon, på grensen mellom kommunene Time og Sandnes. Konsesjonssøknaden for ny 420 kV-ledning Lyse-Støleheia ble samtidig trukket. Bakgrunnen for dette er arbeidet med utredningen "Kraftsystemet i Sør-Rogaland, analyse av behov og tiltak", hvor vi utredet mulige tiltak for å bedre forsyningsikkerheten i området. Analysen viser at en ny 420 kV-ledning fra Lyse til området rundt Stokkeland har høyest samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Vi vurderte ulike stasjonsløsninger og konkluderte med at Fagrafjell er det beste endepunktet i området. Ledningen bedrer forsyningsikkerheten og gir fleksibilitet i den videre utviklingen av transmisjonsnettet på Nord-Jæren.

10.2 Drivere for videre nettutvikling i region Sør

Når Vestre korridor er satt i drift vil transmisjonsnettet på Sørlandet ha høy kapasitet. I Sør-Rogaland er imidlertid nettkapasiteten mye lavere, selv med Lyse-Fagrafjell i drift. Her er både hensynet til forsyningsikkerhet og fornyelser av gamle nettanlegg sentrale faktorer for videre nettutvikling.

Ny produksjon og effektutvidelser

I regionen er det potensial både for å bygge ut vind og vannkraft. Området har i dag 600 MW konsesjonsgitt vindkraft, i tillegg til det som er investeringsbesluttet og under bygging. I tillegg er i underkant av 400 MW til konsesjonsbehandling. Tilsvarende tall for vannkraft er henholdsvis 300 og 200 MW. Som ellers i landet er det usikkert hvordan den videre utbyggingen av ny produksjon utvikler seg. Hvis mye av det som i dag er planlagt blir realisert kan det i første rekke utløse mindre investeringer i regionalnettet og stasjoner. I Sør-Rogaland kan det også fremskynde tiltak for å fornye ledninger.

På lengre sikt kan høyere og mer varierende kraftpriser gjøre det lønnsomt å investere i pumpekraft og større effektutvidelser i flere av regionens mange regulerte vannkraftverk. Dette vil i så fall ha stor påvirkning på kraftflyten og kan bidra til nye nettinvesteringer, både i stasjoner og ledninger.

Forbruksvekst, forsyningsikkerhet og fornyelsesbehov

Videre forbruksvekst og forsyningsikkerhet er først og fremst en relevant faktor for nettutviklingen i området rundt Stavanger og

Prosjekteroversikt

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov	Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse		
Bjerkreim stasjon	500 - 540*	Tidligst 2019 (Avtalefestet)	530 - 620	Tidligst 2019 (Avtalefestet)	Fornybar	
Honna, ny transformatorstasjon	330 - 370	2018	330 - 370	2017	Forsynings-sikkerhet	Agder Energi Nett
Kristiansand reinvestering 300 kV	330 - 360	2021	300 - 350	2020	Forsynings-sikkerhet	
Vestre korridor	7100 - 8500	2021 - 2022	7100 - 8500	2021 - 2022	Handelskapasitet/fornybar	

Tabelltekst
*Forventet kostnad er totalt for prosjektet (Statnett og Lyse Elnett)

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet	NUP 2017			Investeringsplan 2016			Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	
Lyse-Fagrafjell ny ledning og stasjon	1700 - 2000	2018	4-5 år		2018	4-5 år	Forsynings-sikkerhet/fornybar

Sandnes. Økt forbruk, eksempelvis i form av ny industri og datasentre, kan imidlertid også utløse nye nettinvesteringer på Sørlandet. Vi understreker samtidig at det er en betydelig usikkerhet knyttet til den videre utviklingen av både alminnelig forbruk og forbruk fra industrien.

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.

Nye mellomlandsforbindelser

Verken Statnett eller andre aktører har per i dag konkrete planer om ytterligere mellomlandsforbindelser fra region Sør, utover de som er under gjennomføring. Det kan imidlertid bli aktuelt å bygge nye forbindelser på lengre sikt hvis prisforskjellene mot kontinentet og Danmark blir så store at det blir samfunnsøkonomisk lønnsomt (se kapittel 12). Ved en tilknytning til Sørlandet vil dette kunne gi behov for ytterligere forsterkninger i transmisjonsnettet, både internt og inn til regionen.

10.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Sør

Planene for nettutvikling i regionen, bortsett fra Lyse-Fagrafjell er i en utredningsfase. Mulige tiltak på sikt i regionen er beskrevet under.

Helhetlig nettplan på Nord-Jæren etter Lyse-Fagrafjell

Statnett og Lyse Elnett utreder ulike konsepter for nettutvikling nord for Stokkeland etter at Lyse-Fagrafjell er satt i drift. Målet er å komme frem til en helhetlig plan for utviklingen av regional- og transmisjonsnettet som både møter behovet for å fornye gamle anlegg, gir kapasitet til en videre forbruksvekst og bedrer forsynings-sikkerheten. Utredningsarbeidet er i en oppstartsfase. Det er derfor for tidlig å presentere konkrete tiltak og tidsplaner for videre prosess.

Mer fornybar sør for Stokkeland kan utløse tiltak

Det går to 300 kV-ledninger sørfra inn til Stokkeland; fra Tonstad og fra Feda. Disse forbindelsene ble bygget på 70-tallet og når forventet levealder etter 2040. Det er driftsmessig forsvarlig å koble til 700 MW fornybar energi på strekningen mellom Feda og Stokkeland, og denne kapasiteten er nå tildelt gjennom ordningen for tildeling av nettkapasitet. Ved planlegging av mer fornybar energi i området, må vi vurdere tiltak for å kunne knyttet til dette.

Vindkraft kan gi investeringer i økt transformatorkapasitet i Brokke og Ertsmyra stasjon

Det er søkt konsesjon om i alt rundt 200 MW vindkraft og 50 MW vannkraft i Aust-Agder. Dersom Hovatn Aust Vindpark (120 MW) blir realisert bør vi utvide Brokke stasjon med en ny transformator. Når det gjelder Oddeheia og Bjelkeberget Vindkraftverk (stilt i bero) kan disse etter vår vurdering tilknyttes nettet uten tiltak i transmisjonsnettet. Det kan imidlertid innebære forsterkninger i Agder sitt regionalnett.

Nye Ertsmyra stasjon har kapasitet til å ta imot hele det konsesjons-gitte volumet fra Tonstad vindkraftverk samt deler av det planlagte volumet til Buheii vindkraftverk. Sistnevnte har fått innvilget konsesjon av NVE, men avgjørelsen ligger til klagebehandling hos OED. Dersom hele det konsesjonssøkte volumet realiseres, vil det være behov for å øke transformeringskapasiteten i Ertsmyra stasjon.

Datasenter kan utløse tiltak i Kristiansand stasjon

Datasenteret som er under bygging i Kristiansand skal tilknyttes regionalnettet via Kristiansand transformatorstasjon. En eventuell utvidelse av parken kan gi behov for uttak på transmisjonsnettnivå med tilhørende stasjonstiltak.

Flere gjenstående fornyelsesprosjekter i Vestre Korridor

Alle stasjons- og ledningsprosjekter i Vestre Korridor bygges for 420 kV. Enkelte av anleggene skal inntil videre driftes på 300 kV og noen av de eksisterende 300 kV-anleggene skal bestå. I et langsiktig perspektiv kan ulike forhold gjøre det rasjonelt å utvikle 300 kV-anleggene. Statnett har imidlertid ingen konkrete planer for

ytterligere oppgraderinger i Vestre korridor etter at den pågående prosjektpakken er fullført.

På sikt (etter 2030), vil et reinvesteringsbehov for forbindelsen Tokke-Førre nærme seg. Det kan da være hensiktsmessig å vurdere en omlegging av denne øst-vest forbindelsen til et annet tilknytningspunkt i Vestre korridor enn Førre stasjon. I tråd med dette, kan avvikling av Førre stasjon og 300 kV-ledningen Førre-Lyse være aktuelt.

I Lysebotn bygges nye Lyse stasjon med 420 kV drift, men deler av 300 kV-anlegget vil fortsatt være i drift med forbindelser på 300 kV til Førre og Duge samt Tjodan kraftverk. Etter 2030 vil det være behov for å fornye 300 kV-anleggene, og i den sammenheng kan det være rasjonelt å vurdere overgang til 420 kV for hele Lyse stasjon. For å få til dette må vi koordinere spenningshevingen med reinvesteringer i kraftstasjonene langs Dugeringen og i Tjodan fordi spenningen ikke kan økes før alle stasjonene og forbindelsene er forberedt for dette. Også her finnes det alternative løsninger som kan være aktuelle.

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	NUP 2017		Investeringsplan 2016	Behov
	Type prosjekt	Planlagt sendt konsesjons-søknad	Planlagt sendt konsesjons-søknad	
Stolaheia økt transformering 300/50 kV	Mindre stasjonsprosjekt	2019		Forsynings-sikkerhet

Mulig plan på sikt	Type prosjekt
Tiltak nord for Stokkeland (nettplan Nord-Jæren)	Uavklart konsept
Økt transformering i stasjoner	Mindre stasjonsprosjekter
Fornyelse i Vestre korridor	Mindre stasjonsprosjekt/ledningsprosjekt

Statnett drifter ca.
11 000 km kraftledninger
og kabler og ca.
150 stasjoner over
hele landet



11 Nettutvikling i region Øst



Region Øst omfatter fylkene Hedmark, Oppland, Akershus, Oslo, Østfold, Vestfold, Buskerud og Telemark. Det store forbruket i regionen befinner seg først og fremst i og rundt Oslo, mens produksjonen er lokalisert lengre vest og i de nordlige delene av regionen.

Høy forbruksvekst i kombinasjon med gammelt nett, gjør det nødvendig å fornye transmisjonsnettet i Oslo og Akershus. Nettplan Stor-Oslo skal sikre en helhetlig utvikling av nettet. Når den overordnede planen er ferdigstilt vil nettet ha kapasitet til å transportere rundt 60 prosent mer kraft, samtidig som vi reduserer antall forbindelser. Andre tiltak på sikt er blant annet knyttet til oppgradering av gammelt nett, og overføringsbehovet mot Sverige.

11.1 Dagens kraftsystem og tiltak under gjennomføring i region Øst

Region Øst er samlet sett et underskuddsområde, spesielt i vinterhalvåret, men de regionale forskjellene er store. De indre delene av Telemark og Buskerud har et kraftoverskudd, mens Oslofjordom-

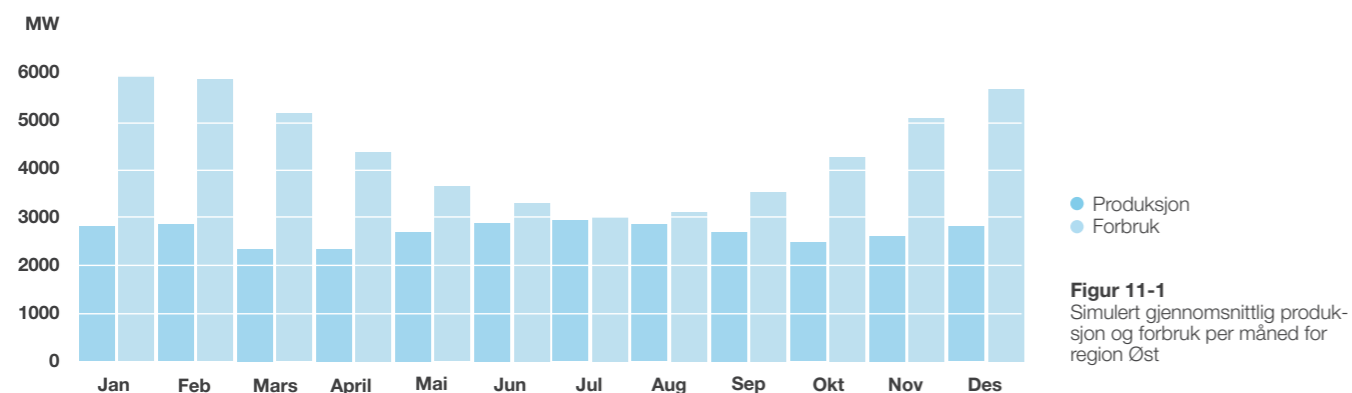
rådet (Stor-Oslo) primært er et forbruksområde. Alminnelig forsyning står for rundt 80 prosent av det samlede strømforbruket, der oppvarming er mest effektkrevende. Kraftunderskuddet er derfor størst i vinterhalvåret. I denne perioden dekkes mesteparten av kraftbehovet fra Hallingdal og over Flesakersnittet.

Nettet inn mot Stor-Oslo er høyt belastet i kalde perioder om vinteren

Strømforbruket i Stor Oslo har økt med over 30 prosent siden 1990. I denne perioden er det gjort få investeringer i transmisjonsnettet inn mot regionen. Dette gjør at nettet blir høyt utnyttet, og på kalde vinterdager er flere av forbindelsene inn til Oslo belastet opp mot sin kapasitetsgrense.

Region Øst er et transittområde ved utveksling av kraft mot Sverige

Det går to 420 kV-ledninger til Sverige over det vi kaller Haslesnittet. Kapasiteten er på over 2000 MW ved intakt nett. Muligheten til å



utveksle kraft mot Sverige påvirker kraftflyten i regionen. I perioder med høy eksport mot Sverige belastes de to store overføringskanalene fra vest, Flesakersnittet og Hallingdalsnittet, ytterligere. Når i tillegg underskuddet i Oslo og omegn er stort kan flyten på disse to snittene bli så høy at det oppstår flaskehals. Da stiger prisene i NO1 (Østlandet) til nivået i Sverige. I tørre og kalde år snur flyten, fordi import fra Sverige er med på å dekke opp energiunderskuddet som oppstår i Sør-Norge. Gjennom Gudbrandsdalen går det i dag en 300 kV forbindelse som forbinder Midt-Norge med Østlandet. Forbindelsen er imidlertid svak og det er lite utveksling mellom regionene.

Vi fornyer kablene i Indre Oslofjord

Vi er i gang med å reinvestere de to sjøkabelanleggene i Indre Oslofjord og det første kabelanlegget ble satt i drift i september. Når hele anlegget er satt i drift vil forsyningsikkerheten på Østlandet styrkes og vi får bedre pålitelighet i overføringskapasiteten mellom Norge og Sverige.

Økt transformator kapasitet bedrer forsyningsikkerheten

I løpet av de siste to årene har vi økt transformator kapasiteten i flere av stasjonene i region Øst. Tiltakene har bidratt til å sikre strømforsyningen til alminnelig forbruk på Østlandet.

Prosjekteroversikt

Prosjekter idriftsatt siden NUP 2015	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Idriftsatt	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	
Furuset reinvestering kontrollanlegg	75 - 85	2016	75 - 85	2016	Forsynings-sikkerhet
Østlandet økt transformeringkapasitet	860 - 890	2017	870 - 890	2017	Forsynings-sikkerhet

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov	Kommentar
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet idriftsettelse		
Furuset transformatorutskifting	90 - 100	2018	100 - 120	2018	Forsynings-sikkerhet	
Fåberg reinvestering 300 kV	140 - 160	2019	140 - 170	2019	Forsynings-sikkerhet	
Indre Oslofjord kabelanlegg	1050 - 1110	2017-2018	1050 - 1200	2017-2018	Forsynings-sikkerhet	
NSO Hamang stasjon midlertidig tiltak	150 - 165	2018	145 - 165	2018	Forsynings-sikkerhet	
Smestad-Sogn kabelforbindelse og Smestad transformatorstasjon	1250 - 1390	2021	1500 - 1800	2021	Forsynings-sikkerhet	Tidligere angitt separat som Smestad-Sogn kabelforbindelse og Smestad transformatorstasjon.
Vemorktoppen reinvestering stasjon	150 - 200	2018	150 - 200	2018	Forsynings-sikkerhet	

Investeringsbesluttede prosjekter	NUP 2017			Investeringsplan 2016			Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	
Nedre Vinstra reinvestering 300 kV	70 - 90	2018	1 år				Forsynings-sikkerhet
NSO Sogn Oppgradering av stasjon	490 - 550	2017	4 år				Forsynings-sikkerhet
Rød, Verdal og Sylling SVC	300 - 380	Ikke pliktig	2020	300 - 380	Ikke pliktig	2018/2019	
Sylling reinvestering stasjon	490 - 610	2016	5 år	490 - 590	2016	4 år	Forsynings-sikkerhet

11.2 Drivere for videre nettutvikling i region Øst

I region Øst er behovet for å fornye gamle anlegg og forbruksvekst de viktigste driverne for videre nettutvikling. På lengre sikt kan endrede flytmønstre som følge av mellomlandsforbindelser, ny fornybar kraftproduksjon og utfasing av svensk kjernekraft også utløse nettforsterkninger.

Gammelt nett gir behov for fornyelse

Kraftsystemet i region Øst er utviklet gjennom 100 år og mange av ledningene har behov for fornyelse de kommende 20 årene. Dette gjelder særlig i Oslo og Akershus. Her ble mesteparten av transmisjonsnettet bygget ut mellom 1950 og 1990. Vi har gjort få investeringer i transmisjonsnettet siden den gang og flere anlegg er i dårlig stand, og har nådd eller nærmer seg sin forventede levealder. Videre har det skjedd store endringer i teknisk standard og i behovene som lå til grunn da anleggene ble bygget. Over tid må vi derfor fornye store deler av nettet for å sikre en trygg strøm-forsyning til hovedstadsregionen.

Forventet forbruksvekst gir behov for økt overføringskapasitet

Vi forventer økt forbruk i region Øst, men det er knyttet usikkerhet til hvor mye og hvor fort forbruket vil vokse. Vi forventer en videre befolkningsvekst, spesielt i Oslo og Akershus. Kombinert med nye forbruksenheter og elektrifisering av transportsektoren gir dette et økt kraftforbruk. Samtidig bidrar energieffektivisering til å bremse veksten.

I tillegg til økning i alminnelig forbruk, kan det også etableres større forbruksenheter i region Øst. Dette ser vi blant annet i Bamble kommune, hvor Frier Vest er utpekt som et satsingsområde for industriutvikling. I tillegg er det flere planer om både utvidelser av eksisterende datasentre og om å tilrettelegge for nye datasentre i regionen.

Forhold utenfor Østlandet påvirker kraftflyt og belastning på nettet i regionen

Nye mellomlandsforbindelser, ny fornybar kraftproduksjon i Sør-Norge og Sverige, og utfasing av fire svenske kjernekraftreaktorer bidrar til endringer i kraftflyten de kommende årene. Dette påvirker spesielt flyten mellom Norge og Sverige, og flyten over Flesaker-snittet mellom dagens elspotområde NO1 og NO2. Disse endringene utløser ikke i seg selv nye nettforsterkninger. For det første er det i dag høy kapasitet både internt mellom øst og vest i Sør-Norge og mot Sverige. Det er heller ikke slik at alle utvekslingstrekk entydig trekker mot mer flaskehals og større prisforskjeller. For eksempel vil forbindelsene under bygging mot Tyskland og Storbritannia i første omgang redusere prisforskjellene som oppstår mot Sverige.

På lenger sikt forventer vi større prisforskjeller mot Sverige. Hoveddriveren for dette er hovedsakelig en større utfasing av kjernekraft og mer fornybar både i Sør-Norge og i Sverige. Det gjør at prisforskjellene mot Sverige øker, spesielt mellom 2030 og 2040 i vårt forventingsscenario.

Det andre sentrale snittet i området, Hallingdalsnittet, blir i mindre grad påvirket av endringene beskrevet over. Utfasing av kjernekraft i Sverige kan imidlertid gi større prisforskjeller internt i Norge i timer det er flaskehals på snittet. På den andre siden vil en eventuell ny mellomlandsforbindelse til Storbritannia fra Sima avlaste flyten i Hallingdal vesentlig.

Det er flere planer om ny fornybar kraftproduksjon i regionen

Det er flere planer om utbygging av ny fornybar produksjon på Østlandet. De største vannkraftprosjektene som er under bygging i området er Vamma 12 i Østfold på 128 MW og Rosten og Nedre Otta i Oppland på henholdsvis 80 og 86 MW. I tillegg til disse er det gitt konsesjon til i underkant av 300 MW vannkraft i regionen, og det er 300 MW til behandling.

I Hedmark er Raskiftet vindkraftverk på 110 MW under bygging med planlagt idriftsettelse 2018/2019. I tillegg har Songkjølen, Engerfjellet og Kjølberget vindkraftverk i samme fylke fått konsesjon på til sammen 200 MW, og Høgås og Joarknatten (75 MW) i Østfold har fått konsesjon. Alle vindkraftverkene vil knytte seg til regionalnettet. Det er ikke flere vindkraftverk til i region Øst til behandling.

11.3 Planer for nettutvikling og mulige tiltak på sikt i region Øst

I dette kapittelet beskriver vi både prosjekter som er under planlegging og hvilket behov de møter, og mulige tiltak som kan bli aktuelle på sikt.

Nettplan Stor-Oslo møter forbruksutviklingen og behov for fornyelse av gammelt nett

For å sikre en helhetlig planlegging av nettet på Østlandet har vi samlet arbeidet under prosjektpakken Nettplan Stor-Oslo. Dette er en overordnet plan for utviklingen av transmisjonsnettet i Oslo og Akershus frem mot 2050. I bynære strøk legger hensynet til byutvikling, øvrig infrastruktur og arealeffektivitet spesielle rammer for nettutviklingen. For å komme frem til de beste løsningene for samfunnet må vi derfor involvere et bredt utvalg av aktører i alle faser av nettutviklingen. På lang sikt, når den overordnede planen er gjennomført, vil nettet ha kapasitet til å transportere rundt 60 prosent mer kraft, samtidig som vi reduserer antall kraftledninger. Vi bedrer dermed forsyningsikkerheten, tilrettelegger for en elektrisk fremtid og frigjør areal.

Nettplan Stor-Oslo oppgraderer gammelt nett og tilrettelegger for økt forbruk

- Kan omfatte 35 kommuner i Oslo, Akershus, Buskerud og Oppland
- Innebærer fornyelse av nettet, med økt kapasitet og klargjøring for spenningsoppgradering av transmisjonsnettet fra 300 til 420 kV
- Olje- og energidepartementet ga tilslutning til behov og overordnet konsept i 2014
- Består av rundt 30 tiltak, der de mest sentrale på kortere sikt er:

Fornyelse av Smestad stasjon og kabelforbindelsen Smestad-Sogn

Fornyelse av Sogn transformatorstasjon og kabelforbindelsen Sogn-Ulven

Ny transformator i Ulven stasjon

Ny transformatorstasjon på Liåsen

Utredning for å avlaste eller forsterke forbindelsen Hamang-Bærum-Smestad

Dagens nett



Skisse av fremtidig nett



Tegnforklaring
— 420 kV nett
— 300 kV nett

Nettplan Stor-Oslo består i dag av rundt 30 tiltak som tilrettelegger for spenningsoppgradering av nettet fra 300 til 420 kV på sikt. For å sikre samfunnsøkonomisk rasjonelle investeringer tilpasser vi utbyggingstakten til tilstanden til anleggene og forbruksutviklingen. I utgangspunktet vil vi fortsatt drifte store deler av nettet på 300 kV selv om vi klargjør for 420 kV drift når vi bygger nytt. Det er først når vi har gjennomført de fleste tiltakene at vi planlegger å heve spenningen i hele Stor-Oslo.

De første tiltakene er å fornye transformatorstasjonene Smestad og Sogn og kabelforbindelsene mellom Smestad, Sogn og Ulven transformatorstasjoner. I tillegg planlegger vi midlertidige tiltak i dagens Hamang stasjon i påvente av nye Hamang stasjon. Statnett har konsesjon til å bygge en ny stasjon oppå Bjørnegårdtunnelen som er en del av Statens Vegvesens prosjekt nye E16 gjennom Bærum. De første investeringene utløses av dårlig tilstand på dagens anlegg, men tiltakene tilrettelegger også for økt kraftforbruk på sikt. For å øke overføringskapasiteten inn til Oslo og Akershus,

utredning i første omgang alternativer for å avlaste eller forsterke forbindelsen Hamang-Bærum-Smestad.

Vi følger også med på behovet for transformering mellom transmisjonsnettet og regionalnettet. Dette ser vi i sammenheng med mer lokal forbruksutvikling og planer i regionalnettet. Sydøst i Oslo planlegger vi en ny stasjon ved Liåsen for å kunne forsyne økt kraftbehov fra jernbanen og annen forventet forbruksøkning i området. I tillegg søker vi konsesjon for en ny transformator i Ulven stasjon. Videre vil vi vurdere transformeringsbehovet i Røykås stasjon øst i Oslo, og også det samlede transformeringsbehovet i Bærum.

Nordøst for Ulven skal vi i løpet av de nærmeste årene vurdere mer detaljerte løsninger for en ny nettstruktur etter hvert som vi oppgraderer dagens anlegg. Vi overvåker forbruksutviklingen og nettanleggenes tilstand for å vurdere når vi bør gjennomføre tiltak. Behovet for reinvesteringer eller kapasitetsøkning isolert i dette området er ennå ikke like stort som i øvrige deler av transmisjonsnettet

i Stor-Oslo. I dette området må vi spesielt ta i betraktning at Oslo kommune sitt største byutviklingsområde Hovinbyen vil påvirke våre planer fremover.

Vi må ha kapasitet i nettet til å forsyne forbruket på de kaldeste vinterdagene når behovet er høyest. I våre prognoser forventer vi en økning i det maksimale forbruket i Oslo og Akershus på rundt 15 prosent fra i dag og frem mot 2040. De dimensjonerende forbruks-toppene har imidlertid relativt kort varighet og inntreffer gjerne bare noen få timer i løpet av et år. Fordi vi potensielt både kan utsette og redusere nettinvesteringer ved å flytte forbruk i tid undersøker vi mulighetene for å utnytte fleksibilitet hos forbrukerne til å redusere toppene på lengre sikt.

Forbruket i regionen er høyere på dagen enn på natten – og nivået er i stor grad drevet av at elektrisitet brukes til oppvarming. Varme er relativt fleksibelt siden det er enkelt å lagre. Ved å se oppvarming av bygningsmassen i sammenheng er det derfor mulig å redusere det maksimale kraftforbruket. Med sensorer og styrings-systemer vil mulighetene for å tilpasse oppvarmingen av bygg bedre kunne tilpasses begrensningene i kraftsystemet. Mange forbrukere har også fleksibilitet til å redusere strømforbrukere i noe lengre perioder. Dette er typisk forbrukere som har reservekapasitet fra andre energikilder. Et eksempel kan elkjelene i fjernvarmesystemet kobles ut i perioder.

Økt flyt og reinvesteringsbehov kan utløse tiltak mellom Fåberg og Oslo

I transmisjonsnettet 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 er noen av ledningene i dette området gamle og nærmer seg forventet teknisk levetid. Den langsiktige planen er å erstatte de to 300 kV ledningene vest for Mjøsa med én ny og sterkere forbindelse. Vi planlegger å gjennomføre analyser for å vurdere behov for ulike forsterkningstiltak i området og tidspunkt for når vi eventuelt bør bygge ny ledning vest for Mjøsa. Dette må sees i sammenheng med reinvesteringsbehov i stasjonene i området.

Nytt industriforbruk kan utløse tiltak i transformatorstasjoner

Med tiltakene i Nettplan Stor-Oslo, samt andre tiltak vi har gjennomført på Østlandet i løpet av de siste årene, vil vi få et transmisjonsnett med kapasitet til å ta imot nytt forbruk. Det er i dag ikke konkrete industriplaner som vil utløse større ledningstiltak i region Øst, men i Bamble kommune er Frier Vest utpekt som et satsingsområde for industriutvikling. I tillegg er vi kjent med at aktører vurderer muligheten for å etablere datahaller i regionen.

Dersom planene realiseres, kan dette gi behov for økt transformeringskapasitet i enkelte stasjoner.

Økt kapasitet mellom Sverige og region Øst ligger trolig langt fram i tid

Vi forventer ikke at det blir lønnsomt å forsterke nettet mot Sverige de neste 10 årene. På sikt, spesielt når det kommer ytterligere nedleggelse av svensk kjernekraft, kan det imidlertid oppstå større prisforskjeller og dermed økt lønnsomhet av mer kapasitet. Tidligere hadde Statnett og Svenska Kräfteföretag konkrete planer om en likestrømsforbindelse mellom Tveiten i Østfold og Barkeryd i Sør-Sverige, men prosjektet ble stoppet på grunn av for liten lønnsomhet. Hvis det skulle bli aktuelt å forsterke nettet mot Sverige kan trolig en tilsvarende løsning bli aktuelt. Med en forbindelse som knyttes til vest for Flesakersnittet (slik som Tveiten) unngår vi større flaskehals internt i regionen ved høyt forbruk på Østlandet og økt overføring mot Sverige.

Vi ser ikke behov for oppgradering av 300 kV-nettet i Telemark før reinvesteringstidspunkt

Statnett har tidligere skissert oppgradering til 420 kV i områdene Tokke og Vinje som et tiltak på sikt. Vi har fortsatt som mål til 420 kV på sikt skal være det primære spenningsnivået for sentralnettet. Samtidig taler hensyn til kostnadseffektivitet for at vi skyver de oppgraderinger som ikke er tidskritisk ut i tid. Siden Kraftsystemutredningen 2015 har vi sett nærmere på overføringsbehovet mellom Øst- og Vestlandet, og ser ikke behov for å gjennomføre oppgradering til 420 kV på kort sikt. Slik vi ser det nå, vil vi oppgradere 300 kV-nettet i Telemark først når det er behov for å reinvestere i anleggene. Ledningene i området er bygget på 60-tallet og vil nå sin tekniske levealder på midten av 2030-tallet.

Prosjekter under planlegging – ikke investeringsbesluttet	NUP 2017			Investeringsplan 2016			Behov
	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	Forventet kostnad (mill. kr)	Forventet konsesjon	Forventet ferdigstillelse etter endelig konsesjon	
NSO Hamang Ny transformatorstasjon	480 - 700	2014	Tidligst 2023	480 - 700	2014	Tidligst 2023	Forsynings-sikkerhet
NSO Liåsen Ny stasjon	400 - 450	2018/19	3 år				Forsynings-sikkerhet
NSO Sogn-Ulven Ny kabelforbindelser	1050 - 1250	2019	4 år				Forsynings-sikkerhet
NSO Ulven Ny transformator 300/132 kV	90 - 95	2017	2018				Forsynings-sikkerhet

Prosjekter under planlegging – løsningsvalg og omfang ikke besluttet	NUP 2017		Investeringsplan 2016	Behov	Kommentar
	Type prosjekt	Planlagt sendt konsesjons-søknad			
NSO Hamang-Bærum-Smestad Fornytt 420 kV forbindelse og Bærum stasjon	Lednings- og stasjonsprosjekt	2018	2017	Forsynings-sikkerhet	
Nettplan Stor-Oslo deler av trinn 2 og 3	Flere større prosjekter			Forsynings-sikkerhet	
NSO Røykås ny transformator	Mindre stasjons-prosjekt	2017/2018		Forsynings-sikkerhet	Tidligere NSO Røykås Oppgradering av stasjon
NSO Sogn-Ulven kabelforbindelser	Større prosjekt	2017		Forsynings-sikkerhet	
NSO Ulven Oppgradering av stasjon	Stort stasjons-prosjekt	2019		Forsynings-sikkerhet	
Rød, fornyelse kontrollanlegg og apparatanlegg	Mindre stasjons-prosjekt	2019		Forsynings-sikkerhet	

Mulig plan på sikt	Type prosjekt
Ny forbindelse vest for Mjøsa	Stort ledningsprosjekt
Økt transformeringskapasitet i stasjoner	Mindre stasjonsprosjekter
Forsterkning til mellom region Øst og Sverige	Stort ledningsprosjekt

Vi får økt utvekslingskapasitet - Statnett bygger nå to nye mellomlandsforbindelser til Tyskland og Storbritannia.

12 Mellomlandsforbindelser til kontinentet og Storbritannia

Med NordLink og NSL i drift vil vi ha en samlet overføringskapasitet på 5200 MW til Storbritannia, Danmark og kontinentet. Vi fokuserer nå på utbygging av de to kabelprosjektene og å realisere gevinstene av disse. Dette gjør vi gjennom sikkert og effektivt å gjennomføre pågående investeringer og implementere nødvendige handelsløsninger. Parallelt fortsetter vi å utrede om det kan være et potensial for ytterligere samfunnsøkonomisk lønnsomme mellomlandsforbindelser. Våre foreløpige beregninger indikerer at det kan bli samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge minst en ny forbindelse, utover NordLink og NSL, enten til Storbritannia, Danmark eller kontinentet utover på 2020-tallet. Det er imidlertid mye usikkerhet knyttet til fremtidig markedsutvikling, i hvilken grad forbindelsene kan benyttes til salg av reserver, kostnader ved nødvendige nettførsterkninger på land i Norge, systemdriftskostnader og regulatoriske forhold.

Den store usikkerheten gjør at vi ikke setter i gang nye utbyggingsprosjekter nå. Dette kan imidlertid bli aktuelt senere. Videre planlegger selskapet NorthConnect en ny forbindelse på 1400 MW til Skottland. Statnett vil høsten 2017 utrede nødvendige nettførsterkninger i det norske transmisjonsnettet for å kunne knytte til forbindelsen, og bidra med innspill til selskapets planlagte søknad om utenlandskonsesjon i henhold til stortingsproposisjon 98 L⁸.

12.1 Vi bygger nye forbindelser til Tyskland og Storbritannia

Økt overføringskapasitet skaper verdier

Statnett bygger to nye mellomlandsforbindelser, hver på 1400 MW, til Tyskland (NordLink) til Storbritannia (North Sea Link). Dermed blir det norske og nordiske kraftsystemet- og markedet knyttet tettere til resten av Europa. Mellomlandsforbindelsene gir en direkte samfunnsøkonomisk gevinst i form av flaskehalsinntekter og økt produsent og konsumentoverskudd, gjør det lettere å fase inn mer fornybar produksjon og gir bedret energisikkerhet i Norge.

Det europeiske kraftsystemet er i endring. Hovedårsaken til dette er målene om å redusere utslippene av klimagasser og at stadig mer av energiforbruket skal komme fra fornybar energi. I tillegg har

flere land vedtatt å fase ut kjernekraft. Mer fornybar kraftproduksjon fra vind og sol, og mindre termisk kraftproduksjon i Europa øker behovet for fleksibilitet og utvekslingskapasitet i kraftsystemet.

Generelt bidrar handel med kraft over landegrensene til at både eksisterende og fremtidig kraftproduksjon i Europa kan utnyttes mer effektivt. Handel åpner for at hvert enkelt land vil kunne holde seg med lavere installert produksjonskapasitet og samtidig opprettholde forsyningssikkerheten.

Flere mellomlandsforbindelser gjør også at norsk fornybar kraftproduksjon blir mer verdt når det er overskudd av kraft i Norge. I tillegg blir det bedre tilgang på rimelig kraft fra andre markeder når det er energiunderskudd i Norge.

God fremdrift på begge prosjekter

NordLink er et samarbeidsprosjekt, hvor Statnett eier 50 prosent, og den tyske systemoperatøren TenneT, samt den statseide tyske finansinstitusjonen KfW, eier 25 prosent hver. Tilkoblingspunktene for kabelen vil være den nye stasjonen Ertsmyra i Sirdal på norsk side og Wilster i Schleswig-Holstein på tysk side. Planen er at denne forbindelsen ferdigstilles innen 2019, og etter en periode med prøvedrift settes i kommersiell drift i 2020.

Statnett og britiske National Grid eier 50 prosent hver av forbindelsen under bygging til Storbritannia. Tilkoblingspunktene for kabelen vil være Kvilldal i Suldal på norsk side, og Blyth i Northumberland på britisk side. Planen er at denne forbindelsen skal settes i drift i 2021.

Begge prosjektene har god fremdrift og forventes å bli gjennomført innenfor tidligere kommuniserte tids- og kostnadsrammer. I NordLink prosjektet er kabelproduksjonen godt i gang og første installasjon av sjøkabel er planlagt sommeren 2017. Videre er arbeidet med å etablere stasjonsanleggene i Ertsmyra og Wilster, og ledningen mellom Ertsmyra og Vollesfjord, godt i gang. I NSL prosjektet blir nå kabel og konverter prosjektert i henhold til

⁸ Stortinget vedtok i 2016 å endre energiloven slik at andre aktører enn Statnett kan få konsesjon til å bygge og eie nye mellomlandsforbindelser fra Norge.

Prosjekter under gjennomføring	NUP 2017		Investeringsplan 2016		Behov
	Forventet kostnad (mrd. Euro)	Forventet idriftsettelse	Forventet kostnad (mrd. Euro)	Forventet idriftsettelse	
NordLink: Kabel til Tyskland	1,5-2,0*	2019	1,5-2,0*	2019	Handelskapasitet
NSL: Kabel til Storbritannia	1,5-2,0 *	2021	1,5-2,0*	2021	Handelskapasitet

Tabelltekst
*Prosjektets totale kostnads-estimat. Statnetts andel utgjør 50 %. Kommersiell idriftsettelse 2020

planen. Typetesten er godkjent og kabelfabrikasjonen har startet opp. Videre planlegger vi å være ferdige med tunnel- og grunnarbeider for stasjonstomt i Kvilldal i år. På britisk side er det inngått kontrakt for utførelse av grunnarbeid på stasjonstomten i Blyth, som etter planen skal gjennomføres i løpet av året.

Robust lønnsomhet – selv ved betydelige lavere kraftpriser og interne nettbegrensninger i Tyskland

Etter at vi tok investeringsbeslutningene på NordLink og NSL er de eksterne prognosene vi benytter som underlag for våre forutsetninger om fremtidig prisutvikling for kull, gass og CO₂ betydelig nedjustert. Dette gir lavere kraftpriser i gjennomsnitt og mindre prisforskjeller mellom Norge og Tyskland/Storbritannia. I tillegg ligger det an til å bli til større og mer vedvarende interne flaskehals i det tyske nettet. Flere av prosjektene i den tyske nettutviklingsplanen er forsinket. Dette kan gi større handelsrestriksjoner på NordLink enn hva vi la til grunn ved investeringsbeslutningen. På bakgrunn av dette gjennomførte vi høsten 2016 en ny vurdering av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten ved både NordLink og NSL. Analysen er ikke fulldekkende, men tar inn de viktigste endringene gitt av blant annet Statnetts langsiktige markedsanalyse fra høsten 2016.

De oppdaterte beregningene viser at NordLink fortsatt har god samfunnsøkonomisk lønnsomhet. Dette til tross for en betydelig nedjustering av forventede kraftpriser og prisforskjeller mot 2030. Lønnsomheten er imidlertid redusert og nytten er skjøvet lengre ut i tid. Det nye estimatet på lønnsomhet er godt innenfor det skisserte utfallsrommet ved investeringsbeslutning, og nedside scenarioet er omtrent på samme nivå som sist. For NSL er oppdatert lønnsomhet i forventning omtrent på samme nivå som ved investeringsbeslutning, men også her er inntektene skjøvet ut i tid.

I hvilken grad interne tyske flaskehalsen reduserer lønnsomheten av NordLink er usikkert. Vår oppdaterte analyse viser imidlertid at prosjektet er lønnsomt selv om vi skulle få betydelige reduksjoner i handelskapasiteten helt frem til 2030. Dette forutsetter at markedet

for øvrig utvikler seg som i vårt forventningsscenario. Hvis det tyske markedet blir delt inn i to eller flere prisområder, hvilket er fullt mulig, viser våre simuleringer at nytten av NordLink blir opprettholdt på tilnærmet samme nivå som om det ikke var begrensninger i det tyske nettet.

Reduserte flaskehalsinntekter for begge forbindelsene de første årene etter idriftsettelse medfører en større økning i tariffen for forbrukerne enn hva prognosen var ved investeringsbeslutning. Samtidig gir forbindelsene nå en mer moderat prisøkning på norsk og nordisk side. Nettvirkningen for forbrukerne, ved dagens tariffmodell, er derfor mer moderat enn den isolerte tariffvirkningen.

Sikker systemdrift er vår førsteprioritet

For nye mellomlandsforbindelser settes i drift er det avgjørende for Statnett å ha god kontroll på konsekvensene for systemdriften. Flere forhold bidrar til en mer krevende systemdrift når vi bygger nye mellomlandsforbindelser:

- Det blir større skift i kraftflyten i hele kraftsystemet, og mer variasjon gjennom døgnet.
- De strukturelle ubalansene innenfor timen øker
- Reguleringsbehovet øker
- Flere perioder med redusert tilgang på reguleringsressurser og øvrig systemstøtte
- Det blir større konkurranse om norsk fleksibilitet og reguleringsressurser

For å oppnå full utnyttelse av NordLink og NSL planlegger og iverksetter vi en rekke tiltak innen systemdrift og markedsdesign. Finere tidsoppløsning i markedene og økt automatisering i systemdriften er eksempler på tiltak som er nødvendige å ha på plass. Tiltakene er grundig beskrevet i Statnetts System og Markedsutviklingsplan 2017 (SMUP 2017). Det er imidlertid en viss usikkerhet knyttet til i hvilken grad tiltakene samlet sett er tilstrekkelige. Dersom erfaringene viser at dette ikke er tilfelle, eller tiltakene ikke blir realisert som planlagt, vil det være nødvendig å utvikle andre virkemidler. Dette

kan redusere utnyttelsen av eksisterende og nye forbindelser, og dermed gi lavere nytte.

12.2 En ny forbindelse kan være lønnsom på sikt – stor usikkerhet

For Statnett er det sentralt å jevnlig undersøke om det kan være økonomisk potensial for nye forbindelser til våre naboland. Med utgangspunkt i våre tre scenarier for fremtidig markedsutvikling har vi derfor gjennomført en første forenklet kost-nytte analyse av en ny 1400 MW forbindelse etter at NSL er satt i drift. Vi har verken analysert kostnader ved nødvendige nettinvesteringer på land eller oppdatert våre estimater på systemdriftskostnader. Når det gjelder inntekter fra handel med system- og balansetjenester har vi brukt tallene vi la til grunn for NordLink og NSL. Våre oppdaterte beregninger av nytten ved energihandel gir derfor ikke et komplett bilde, men indikerer om nye forbindelser i fremtiden kan generere nytte på så høyt nivå at en investering blir aktuell.

Vårt forventningsscenario indikerer at en ny forbindelse kan være lønnsom fra 2025

I første omgang vil NordLink og NSL redusere prisforskjellene mot kontinentet og Storbritannia, og dermed bidra til lavere nytte av ytterligere overføringskapasitet. På lengre sikt forventer vi likevel økende prisforskjeller. Hovedårsakene til dette er våre forutsetninger om mer sol- og vindkraft både i Norge og resten av Europa, høyere priser på CO₂ og gass, og at mange kull- og kjernekraftverk legges ned i Europa. Det er særlig to trender som gir økt nytte av handel mellom Norge og Europa på sikt:

- Verdien av at nordiske vannkraftverk bidrar med kortsiktig fleksibilitet øker når det blir større variasjon i prisene på kontinentet og i Storbritannia. Dette skjer i hovedsak i vintermånedene.
- Systemet i Norge og Norden mottar fleksibilitet fra kontinental og britisk side i form av å kunne eksportere et stort uregulert overskudd mer effektivt i sommerhalvåret

I vårt forventningsscenario viser foreløpige beregninger at det kan være samfunnsøkonomisk lønnsomt med en ny forbindelse til kontinentet fra midten av 2020 tallet. Dette forutsetter imidlertid at en ny forbindelse ikke utløser for store nettinvesteringer i det norske transmisjonsnettet på land, og at vi får på plass nødvendige tiltak innen systemdrift og markedsdesign som sikrer høy utnyttelse. Ved en ny forbindelse til Tyskland er det i tillegg viktig at det bygges ut nok kapasitet i det tyske nettet.

En forbindelse til Storbritannia kan gi høy nytte tidligere enn til kontinentet

En ytterligere forbindelse til Storbritannia, slik selskapet North-Connect planlegger, kan gi større gevinster på et tidligere stadium sammenlignet med en tilsvarende forbindelse til kontinentet. Hovedårsaken til dette er at Storbritannia har CO₂-skatt og mer gass i produksjonsmiksen. Siden 2011 har dette, i kombinasjon med høye priser på gass relativt til kull, bidratt til store forskjeller i prisnivået mellom Storbritannia og kontinentet, og derfor også til Norge. Vi forventer at denne situasjonen fortsetter utover på 2020-tallet, selv om lavere gasspriser og høyere kullpriser vil kunne redusere prisforskjellene.

Økt kapasitet til Danmark kan være lønnsomt – vil bli vurdert i Nordisk Plan 2019

Økt kapasitet til Jylland gir lavere samfunnsøkonomisk nytte for Norge, samtidig er kostnadene lavere, enn en tilsvarende forbindelse til Tyskland eller Nederland. Det danske kraftmarkedet er lite og har allerede mye kapasitet mot Norge og Sverige. Det gjør at danske priser i snitt er mer like norske, enn tyske og kontinentale priser. Lønnsomheten på sikt avhenger derfor i høy grad av hvor mye overføringskapasiteten øker fra Danmark og videre til kontinentet og Storbritannia. Mer kapasitet mot disse landene, slik det er planlagt, vil gjøre prisene mer like de på kontinentet. Dermed øker nytten av handel med Norge. I hvilken grad en ny forbindelse kan anvendes for salg av reserver har også betydning. Statnett og Energinet.dk ble derfor enige om å bruke deler av kapasiteten på SK4 til salg av reserver. Dette gjorde prosjektets lønnsomhet mer robust.

To av de eksisterende forbindelsene til Danmark, SK1 og 2, nærmer seg teknisk levealder det neste tiåret. Statnett vil se nærmere på lønnsomheten av å investere i ny kapasitet som erstatning for disse sammen med Energinet DK i forbindelse med utarbeidelsen av den nordiske nettplanen 2019. Uten samfunnsøkonomisk lønnsomhet vil ikke SK1 og SK2 bli erstattet.

Stor usikkerhet knyttet til fremtidig lønnsomhet

Våre alternative scenarier for høye og lave kraftpriser viser at det er mye usikkerhet knyttet til den fremtidige markedsutviklingen og markedsprisene på kraft time for time. Dette gir et stort utfallsrom for fremtidig nytte av nye mellomlandsforbindelser. De viktigste usikkerhetsmomentene er prisutviklingen på gass, kull og CO₂, i hvilken grad vi får en tilstrømming av kapasitetsmarginene på kontinentet og i Storbritannia, og hvor mye ny fornybar produksjon vi får i Norge og Norden. I tillegg vil det være usikkerhet knyttet til kostnadssiden.

Med vårt lavprisscenario vil nytten være lav lenge, men vi ser også her en trend mot økende nytte på sikt. I dette scenarioet viser våre beregninger at samlet nytte er på nivå med kostnadene for kabel og landanlegg. Med tanke på at en ny forbindelse trolig krever nettførsterkninger på land, og at det er risiko for økte systemdriftskostander sammenlignet med NSL og NordLink, er det usikkerhet rundt det økonomiske potensialet for nye forbindelser. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet i et slikt scenario krever trolig at inntektene fra system og balansetjenester er høyere enn vi forventer fra NordLink og NSL. En annen alternativ inntektskilde er fra kapasitetsmarkeder.

I vårt høyprisscenario ser vi at nytteverdiene relativt tidlig øker til et nivå der en ny forbindelse trolig er lønnsom. Både mer fornybar i Norden og høy betaling for fleksibilitet fra vannkraftsystemet bidrar til dette. På enda lengre sikt kan nytten i et slikt scenario være så høy at det kan gi grunnlag for en enda større utbygging. Dermed kan det også bli aktuelt med investeringer som øker regulerings- evnen i det norske vannkraftsystemet.

Vi ser at brorparten av nytten i våre scenarier kommer langt ut i tid. Dette øker usikkerheten i seg selv. På så lang sikt blir det både større usikkerhet rundt forutsetninger og på modellsiden. Når det gjelder forutsetninger er teknologiutviklingen innenfor produksjon, forbrukerfleksibilitet og energilagring en sentral usikkerhet. Det kan for eksempel komme nye teknologier som utnytter de samme prismønstrene som er gunstige for forbindelser ut av Norge. Videre blir modellsimuleringene vi bruker for å beregne nytten mindre presise. I sum gir dette større usikkerhet.

Mye av nytten kommer som produsentoverskudd

Norsk nytte fra energihandel over en ny mellomlandsforbindelse kommer som økt flaskehalsinntekt på selve kablet og ved at samlet produsent- og konsumentoverskudd i Norge øker. Samtidig vil en ny forbindelse gi reduserte flaskehalsinntekter på eksisterende forbindelser og økte tapskostnader i innenlands nett.

Våre simuleringer tyder på at samfunnsgevinsten ved en ytterligere utbygging i større grad kommer i form av økt produsentgevinst. Samlet nettoøkning i norske flaskehalsinntekter blir samtidig lavere. Dette skyldes både at en ytterligere forbindelse gir mindre flaskehalsinntekt og at den vil medføre en større reduksjonen i flaskehalsinntektene fra eksisterende forbindelser. Dette gir økt sannsynlighet for at forbrukerne må betale for en større andel av drifts- og investeringskostnadene gjennom tariffen. Virkningen på tariffen til forbrukerne av en kabel som bygges av andre enn Statnett, vil blant annet avhenge av hvilken regulering myndighetene gir en slik forbindelse.

En ny forbindelse innebærer, med våre forutsetninger om fremtidig markedsutvikling, at det blir noe høyere kraftpriser i Norge. Dette gir en omfordeling fra konsumenter til produsenter. Fordelingsvirkningen må imidlertid sees i et større perspektiv. I våre scenarier er mer uregulert fornybar produksjon i Norge og Norden en sentral driver for lønnsomheten ved en eventuell ny forbindelse etter NSL. På samme måte som for NordLink og NSL innebærer dette at det først blir en nedgang i prisene relativt til nivået på kontinentet, før en eventuell ny forbindelse bringer prisene opp igjen. Tilsvarende vil en prisøkning gi langsiktige markedstilpasninger. For det første kan nye forbindelser gi grunnlag for ytterligere utbygging av fornybar i Norge, som vil presse prisene ned igjen. På den andre siden, hvis det ikke kommer en ny forbindelse, kan det komme noe mer forbruk som øker prisene for eksisterende forbruk. Dette demper den reelle prisvirkningen på lengre sikt. Videre er det slik at den helt klart største prisøkningen skjer i sommerhalvåret når prisene er relativt lave og forbruket lite.

Nye forbindelser kan innebære nettkostnader på land i Norge

Erfaringene fra både NorNed, SK4, NordLink og NSL viser at nye mellomlandsforbindelser som regel medfører betydelige nettinvesteringer på land. Foreløpig har vi ikke gjennomført en målrettet analyse av behovet for forsterkninger i det norske transmisjonsnettet ved en eventuell utbygging av nye forbindelser etter NSL. Vi kan derfor ikke angi kostnader ved dette for nye forbindelser. Vi ser imidlertid at det vil være mer gunstig å knytte til ny forbindelse lengre nord på Vestlandet enn i nærheten av de eksisterende forbindelsene og de under bygging. En ny forbindelse i sør vil øke flyten i det allerede høyt belastede nettet internt på Sørlandet og Sørvestlandet. Dessuten øker flyten til og fra Østlandet og nordover på Vestlandet. Dette gir trolig behov for mer nettkapasitet. En forbindelse lenger nord vil derimot belaste nettet mindre og gi mindre økning i fysiske tap i det norske transmisjonsnettet. For eksempel vil en forbindelse fra Sima, slik NorthConnect planlegger, redusere flaskehalsene i nettet sørover på Vestlandet mellom Samnanger og Sauda, og i Hallingdal. Flyten nord for forbindelsen øker derimot, og flaskehalsen på Sogndal-Aurland blir større hvis denne ikke er oppgradert til 420 kV.



Volum og plassering av ny fornybar kraftproduksjon er drivende for utviklingen av transmisjonsnett.

13 Tilgjengelig kapasitet til ny kraftproduksjon

Norge har gode forutsetninger for videre utbygging av ny vind- og vannkraft. Samtidig setter kapasiteten i nettet begrensninger for hvor mye ny produksjon vi kan knytte til i ulike områder i Norge. Disse begrensningene kan vi dele inn i to hovedkategorier:

- Flaskehals på ledninger vi kan håndtere med prisområder, spesialregulering og andre tiltak
- Tekniske begrensninger der netttiltak er nødvendig for å kunne drifte systemet forsvarlig

Når vi øker produksjonen i et område kan dette forsterke eksisterende og skape nye flaskehals. I mange tilfeller kan vi håndtere disse ved hjelp av eksisterende prisområder, endre på inndelingen av prisområder, bruk av spesialregulering, installere systemvern eller andre tiltak. Denne typen flaskehals utgjør dermed vanligvis ikke en bindende begrensning på hvor mye det er teknisk mulig å knytte til i det aktuelle området.

Større flaskehals har likevel økonomiske konsekvenser for samfunnet og den enkelte utbygger, og vil i praksis gi en begrensning på hvor mye som kan bygges ut. Våre beregninger viser at vi kan øke produksjonen med inntil 15 TWh utover det som per i dag er investeringsbesluttet, før vi får vesentlig større prisforskjeller eller kostnader til spesialregulering. Dette forutsetter en gunstig geografisk fordeling av produksjonen.

- Nord-Norge: 1-3 TWh med dagens nett, gitt en gunstig intern plassering
- Midt-Norge: Rundt 4 TWh gitt at det meste kommer sør i regionen
- Vestlandet: 3-4 TWh gitt at det meste kommer sør for Sognefjorden
- Resten av Sør-Norge: God plass til ny produksjon med unntak av lokale områder

Disse estimatene tar ikke hensyn til begrensninger som oppstår i, eller nært selve tilknytningspunktet. Slike begrensninger krever som regel en del analyse å klargjøre. Kombinert med det store antallet mulige lokasjoner for ny produksjon har vi derfor ikke mulighet til å

gi noe presist estimat på ledig kapasitet for Norge som helhet. Vi vil imidlertid forvente at nye kraftverk vil føre til nettinvesteringer lokalt.

13.1 Vi har vurdert hvor mye ny produksjon vi kan knytte til i transmisjonsnett

Vi har gjort overordnede vurderinger av hvor mye ny fornybar kraftproduksjon det er plass til i transmisjonsnett med de nettinvesteringene som er investeringsbesluttet. Vi må presisere at vi ikke har sett på hvilke nivåer av fornybar i et område som gjør eventuelle forsterkningstiltak lønnsomme. Dette avhenger av flere andre forhold, og krever mye mer inngående analyser og samfunnsøkonomiske vurderinger. Analysen vi her presenterer er altså ikke uttømmende, og erstatter ikke saksbehandling av enkeltsaker.

Vi forventer at det vil bli noe høyere prisforskjeller mellom prisområdene i Norge fremover enn det har vært historisk. Årsaken til dette er både økt kapasitet mellom Norge og Europa/Storbritannia, utfasing av svensk kjernekraft og fornybarprosjekter under utbygging. Våre analyser indikerer imidlertid at det er mulig å øke produksjonen betydelig uten at det oppstår vesentlig større prisforskjeller utover det vi allerede forventer. Dette forutsetter imidlertid en gunstig geografisk plassering.

Det er en risiko for at vind- og vannkraftutbyggere, særlig i Nord-Norge og på Vestlandet, kan få lavere pris som følge av flaskehals. Selve lønnsomheten av utbyggingen vil imidlertid være avhengig av flere forhold enn selve flaskehalsen.

Vi må presisere at vurderingene våre er usikre. Blant annet er prisforskjellene som oppstår som følge av en flaskehals avhengig av flere faktorer enn kapasiteten i nettet og overføringsbehovet. For eksempel spiller kraftprisnivået i Norge inn. Dette er igjen knyttet til prisene i det nordeuropeiske kraftmarkedet. Et høyere kraftprisnivå i Europa vil dermed i seg selv føre til større prisforskjeller internt i Norge. Statnett har dessuten i sin operative drift flere virkemidler som kan redusere konsekvensene av en flaskehals som ikke er mulig å gjenskape i våre modeller. I tillegg er resultatene usikre som følge av forenklinger i analysen og modellusikkerhet. Vi har i våre vurderinger lagt til grunn at det blir innført flytbasert markeds-

kobling. Dette vil gi en mer effektiv utnyttelsen av nettet og bidra til mindre prisforskjeller.

Region Nord – gode vindforhold, begrenset nettkapasitet

Det er i dag perioder med flaskehals ut av Nord-Norge slik at området i snitt har noe lavere priser enn Midt-Norge. Vi forventer at denne flaskehalsen forsterker seg noe sammenlignet med hva som har vært tilfellet historisk. Årsakene er både økende overskudd i området og større flaskehals nord-sør i Norden. Det siste skyldes utfasing av svensk kjernekraft og flere forbindelser fra Sør-Norge i kombinasjonen med begrenset kapasitet nord-sør i det nordiske nettet. Flytbasert markedskobling vil dempe prisforskjellene, men vil ikke være tilstrekkelig for å hindre en økning.

Det er generelt gode vindforhold i nord. Det gjør at flere av de mest lønnsomme vindkraftprosjektene ligger her. En videre utbygging utover hva som i dag er investeringsbesluttet vil imidlertid forsterke flaskehalsen ut av området. Anslagsvis kan vi knytte til 1-3 TWh ny produksjon, avhengig av geografisk plassering. Våre modellsimuleringer indikerer at vi får raskere prisforskjell når vi legger til ny produksjon nord i regionen sammenlignet med lenger sør. Årsaken er at økt produksjon lenger nord gir en større flaskehals mot Sverige, mens mer produksjon lenger sør i større grad fører til økt flyt mot Midt-Norge, hvor det oftere er ledig kapasitet i nettet. I Øst-Finnmark er det imidlertid ikke mulig å knytte til ny produksjon uten tiltak, som beskrevet i kapittel 5.

Tiltakene som gir økt kapasitet ut av Nord-Norge er både kostbare og tidkrevende å gjennomføre. De mest effektive forsterkningsene for å legge til rette for økt produksjon lengst nord innebærer økt kapasitet mot Finland og/eller Sverige. Slike tiltak må vurderes sammen med Svenska kraftnät og Fingrid som del av den felles nordiske nettutviklingen. Ved økt kapasitet og flyt

Region Midt – kapasitet til økt produksjon sør i regionen

Nettet nord i Trøndelag er allerede høyt utnyttet på grunn av høy flyt fra Nordland og sørover. Vindkraften på Fosen vil komme inn i transmisjonsnettet ved Namsos og øke belastningen på nettet her ytterligere. Det vil derfor være begrenset kapasitet til mer produksjon nord i Trøndelag før eventuelt forbindelsen over Trondheimsfjorden som kobler sammen ledningene til Snillfjord og Storheia er på plass.

Sør i Midt-Norge er det mer ledig kapasitet til økt produksjon. Likevel oppstår det etter hvert større flaskehals både mot Sverige og Østlandet hvis det kommer inn over 2-4 TWh ny produksjon. Flaskehalsene ut av Midt-Norge må dessuten ses i sammenheng med utviklingen i områdene rundt. Mer produksjon i Nord-Norge og Vestlandet vil øke flyten både mot Sverige og Østlandet, og vil der-

for til en viss grad konkurrere om den samme nettkapasiteten som ny lokal produksjon. Dersom det kommer ny produksjon i Nord-Norge og på Vestlandet vil det derfor trolig være rom for mindre økning i Midt-Norge før vi ser større flaskehals.

Region Vest – kapasitet til økt produksjon, intern fordeling avgjør flaskehals nord-sør

Flaskehalsene i nettet på Vestlandet er størst på sommeren når det er mye produksjon fra vannkraft med liten eller ingen reguleringsevne. Vi ser derfor at ny vannkraftproduksjon med lav reguleringsevne gir raskere flaskehals enn tilsvarende mengde vindkraftproduksjon, som normalt har høyere produksjon på vinteren. Dessuten vil geografisk plassering spille en viktig rolle. I periodene med de største flaskehalsene er det høy flyt ut av flyt ut av området mot sør og øst. Ny produksjon nord i området vil øke belastningen på nettet mest i slike situasjoner.

Vi kan dele Vestlandet inn i tre hovedområder; SFE-området, BKK-området og Haugalandet. BKK og SFE utgjør sammen med Hallingdal prisområdet NO5, mens Haugalandet ligger i NO2. Økt produksjon i SFE-området gir mer flyt både sørover over Sognefjorden og mot Midt-Norge. Den største begrensingen ut av området vil være 300 kV ledningen mellom Sogndal og Aurland. Isolert sett kan vi knytte til 1-2 TWh i området før vi ser en betydelig flaskehals. Samtidig er dette tallet avhengig av utviklingen i overskuddet lenger nord og eventuell etablering av North Connect. Ved en oppgradering av dagens ledning er det mulig å øke produksjonen mer før vi får tilsvarende flaskehals.

Sør for Sognefjorden vil det i perioder oppstå begrensninger i 300 kV-nettet mellom Evanger og Sauda. Ny produksjon i BKK og SFE øker belastningen av dette nettet. Hvor mye det er plass til i BKK uten at vi får større flaskehals mellom BKK og Haugalandet avhenger dermed av hvor mye produksjon som kommer nord for Sognefjorden. Vi forventer likevel at det kan komme en del ny produksjon i BKK uten at dette øker flaskehalsene betydelig. North Connect vil på den andre siden avlaste flyten vesentlig i nettet sørover fra Samnanger.

Sett fra et nettperspektiv er det mest gunstig med ny produksjon på Haugalandet hvor vi også venter at forbruket øker. Her er det trolig plass til mye ny produksjon før det gir større nettførsterkninger.

Region Sør – god kapasitet, nærhet til mellomlandsforbindelser, men også lokale begrensninger

Transmisjonsnettet i område sør har de fleste steder høy kapasitet, og Statnett er i ferd må å forsterke nettet ytterligere. Det er derfor i utgangspunktet god kapasitet til økt produksjon i området sett under ett. Imidlertid finnes det lokale begrensninger, både i region-

alnett og i transformering mellom transmisjonsnett og regionalnett, for eksempel i Sør-Rogaland og deler av Aust-Agder.

Etablering av ny produksjon i området er gunstig med hensyn på nettap sammenlignet med andre steder i landet. I våre beregninger finner vi for eksempel at 3,5 TWh vindkraft i Troms fører til 300 GWh høyere tap i det norske og det svenske nettet enn tilsvarende produksjon i Vest-Agder.

Region Øst – kapasitet i transmisjonsnettet, men få planer om økt produksjon

I regionen er det god kapasitet til økt produksjon. Vi ser imidlertid at økt overskudd i Nord- og Midt-Norge kan føre til flaskehals i Gudbrandsdalen, og muligheten til å knytte til mer produksjon i dette området må sees i sammenheng med utviklingen lenger nord. Og i Østnettet i Hedmark og Oppland er det begrenset kapasitet i flere av transformatorstasjonene.

13.2 Vi jobber videre med flere analyser

Når det oppstår begrensninger vurderer vi tiltakene som må til for å redusere eller fjerne disse ut fra samfunnsøkonomiske kriterier. Selv om flaskehalsen gir opphav til relativt store prisforskjeller kan det fremstå samfunnsmessig rasjonelt å la være å gjennomføre nettinvesteringer siden kostnadene ved disse er store. Det kan imidlertid være hensiktsmessig med andre tiltak, som bruk av systemvern med produksjonsfrakopling, eller å opprette nye prisområder.

Det kan også være tilfeller der det er mer lønnsomt for samfunnet å forsterke nettet for å utnytte gode fornybar ressurser. Nettbegrensninger sier ikke nødvendigvis hvor det er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut produksjon, og vi må fortsatt vurdere enkeltsaker. I tillegg gjør vi områdestudier for å avdekke om summen av flere prosjekt kan gjøre et tiltak lønnsomt, selv om enkeltprosjekter ikke alene kan forsvare store investeringer, slik som på Fosen.

Ved sertifikatmarkedets utløp i 2021 vil ikke lenger norske fornybarprosjekter motta sertifikater. Vi har sett en vekst i antall tilknytningsaker den siste tiden, særlig fra vindkraftprosjekter. Vi har imidlertid begrenset handlingsrom frem til 2021, da nettutvikling tar lang tid. Vi vurderer hva som er driftsmessig forsvarlig i hver enkeltsak, samtidig som vi også ser de ulike tilknytningssakene i sammenheng.

Vi jobber videre med å vurdere muligheter og begrensninger for økt produksjon i Norge. Med stadig økende lønnsomhet for vindkraftutbygging har spørsmålet om hvor det er mest hensiktsmessig å legge til rette for ny produksjon blitt stadig mer aktuelt. Våren 2017 ga OED NVE et oppdrag med å lage en "Nasjonal ramme for vindkraft på land", der departementet blant annet peker på at det er et poeng å lokalisere vindkraft slik at det ikke er nødven-

dig å bygge mye nytt kraftnett. Vi vil samarbeide med NVE om de nettanalysene som skal gjennomføres. Videre vil vi frem mot Nordisk nettutviklingsplan for 2019 gjennomføre felles analyser med de nordiske TSOene, både av forbindelse mellom Nord-Norge og Finland, Sør-Norge og Sverige og mot Danmark.



Del III Sikker, miljøvennlig og effektiv nettutbygging

Statnett skal være den ledende europeiske TSO på HMS i løpet av 2017

14 Sikkerhet er vår høyeste prioritet

Statnett har en null-filosofi for ulykker; alle skal komme trygt hjem fra jobb. Vi vektlegger helse, miljø og sikkerhet høyt, og jobber systematisk med å bli bedre. Vi har en ambisjon om å være ledende TSO i Norden i HMS-arbeid. I 2016 etablerte vi en handlingsplan for HMS i tillegg til at vi introduserte Sikkerprogrammet. Begge tiltakene berører hele konsernet. Tiltakene i HMS-handlingsplanen er nå i ferd med å bli implementert.

Hvert år deler vi ut Sikkerprisen for å rette søkelyset mot gode HMS-prestasjoner. I 2016 gikk prisen til en av våre leverandører, RISA AS. I dette kapitlet forteller vi spesielt om vårt arbeid for å bedre helse og sikkerhet, mens vi beskriver tiltak for redusere miljøpåvirkning i kapittel 15.

14.1 Alle skal komme trygt hjem fra jobb

Statnett er inne i en periode med et historisk høyt investeringsnivå og har prosjekter under planlegging og bygging i hele landet. Vi har over flere år arbeidet systematisk for å skape skadefrie arbeidsplasser, med vekt på personsikkerhet både i prosjektplanlegging, utbygging og drift. HMS er et ansvar som gjelder alle i bedriften, og er en viktig del av det kontinuerlige forbedringsarbeidet. For å få et godt grunnlag for forbedringene, legger Statnett vekt på at uønskede HMS-hendelser, avvik og forbedringsforslag blir rapportert. Statnett har som mål å være blant de beste TSOene i Europa innen HMS.

Til tross for flere års HMS-satsing var det to tragiske dødsulykker i 2016 hos to av våre leverandører. Ulykkene skjedde under arbeid på ledningsprosjektene Spenningsoppgradering Midt-Norge og Vestre korridor. Vår første prioritet er å bidra til at slike ulykker unngås i fremtiden. Som følge av dette vedtok styret i juni 2016 en ny handlingsplan for HMS. Planen omfatter konkrete forbedringstiltak fordelt på fire tema:

- **Kontroll:** Vi skal sikre at vi som byggherre er tydelig og synlig med klare roller og ansvar både internt og ovenfor entreprenør.
- **Kultur:** Vi skal sørge for en sikker adferd og implementere livreddende regler.
- **Kontrakt:** Vi skal tydeliggjøre våre HMS-krav og elsikkerhetskrav i våre kontrakter gjennom forenkling og økt presisjonsnivå. I tillegg skal vi forbedre kvalifiserings- og oppfølgingsprosessen.

- **Konsolidere:** Prosjektporteføljen vår skal være robust i kapasitet og ressurser.

Vi går nå inn i en fase der tiltakene vil bli implementert i flere prosesser tilknyttet både tidlig fase planarbeid og i anleggsgjennomføringen. Som en del av dette arbeidet har Statnett dialog med leverandørene for å sikre forankring. Erfaringsdeling med kraftnæringen og bygg- og anleggsnæringen er et fokusområde for Statnett fremover.

14.2 Sikkerprogram for en styrket HMS-kultur

Vi rapporterer uønskede HMS-hendelser og avvik både i egen organisasjon og hos våre entreprenører og leverandører. Rapporteringen er viktig for å forstå årsakene til ulykker slik at vi kan forbedre våre arbeidsrutiner. Vi tror at for å lykkes med å forhindre alvorlig ulykker må vi også forsterke virksomhetens sikkerhetskultur. Et av de viktigste tiltakene er Sikkerprogrammet som ble introdusert i selskapet i mars 2016. Hensikten med programmet er å oppnå en felles kultur og forståelse av mål, ansvar og konsekvenser med vekt på egen adferd, bevisstgjøring og tydelig ledelse som skal gi en skadefri hverdag. Vi har også vedtatt et sett med Livreddende Regler. Dette er tydelige og konkrete regler basert på våre risikovurderinger og de hendelsene som blir rapportert inn.

14.3 Vinner av Sikkerprisen

Vi deler hvert år ut Sikkerprisen. Formålet med prisen er å rette søkelyset mot og anerkjenne gode prestasjoner innen helse, miljø og sikkerhet. I 2016 ble prisen tildelt RISA AS for kontinuerlig å ha jobbet målbevisst for å forbedre sine HMS-rutiner. RISA har opprettet et senter der lærlinger kan trene på arbeidsoppgaver, kvalitetssikring og bruk av maskiner i virkeligheten og i simulatorer. De har stor åpenhet internt i selskapet og har det styrende prinsippet at de skal gjøre hverandre gode. De har også fokusert på god kommunikasjon med de som blir berørt av deres byggearbeider.

15 Kvalitet innebærer god miljøtilpasning

Ett av Statnetts tre strategiske hovedmål er å legge til rette for bedre klimaløsninger. Utviklingen av transmisjonsnettet bidrar til at Norge kan nå sine klimamål fordi tilknytning av fornybar kraft fra er en forutsetning for et fremtidig lavutslippssamfunn. Samtidig er det viktig å ivareta hensynet til naturen i utvikling og gjennomføring av nettanlegg. Statnett har satt en rekke miljømål, der påvirkning på klima, landskap og naturmangfold er det mest sentrale.

15.1 Vi tenker på miljø fra start til slutt

Statnett arbeider systematisk med forebyggende miljøtiltak for å redusere miljøpåvirkningen fra våre anlegg og risikoen for alvorlige hendelser, fra tidlig planfase, gjennom bygging og drift av anlegget.

I tidligfase setter vi viktige premisser for miljøpåvirkning

Allerede tidlig i nettutviklingsprosessen, før vi starter meldings- og konsesjonsprosess, tar vi valg som kan ha stor betydning for påvirkning på miljø og samfunn. I tidlig fase velger vi hvilket konsept som skal møte et gitt behov. Vi velger konsept basert på en samfunnsøkonomisk analyse, hvor miljøkonsekvenser av konseptet inngår som en del av vurderingene.

For store nettutbyggingsprosjekter gjennomfører vi en konseptvalg-gutredning (KVU) som vi sender til OED, som igjen sender KVUen på høring. Slik kan alle komme med innspill til utredningen, også når det gjelder miljøpåvirkning.

Etter at vi har tatt konseptvalg tar vi løsningsvalg. Dette innebærer for eksempel valg av trasé eller stasjonslokalisering som er de viktigste valgene som påvirker miljø- og samfunnsinteresser. En god lednings-trasé 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. Mange av hensynene vi tar er ofte motstridende, og når vi søker konsesjon for et ledningsprosjekt beskriver vi ofte alternative traseer som har vært vurdert, hvordan alternativene påvirker bl.a. natur og miljø og hvorfor de eventuelt ikke blir omsøkt. Det er konsesjonsmyndighetene (NVE) som til slutt bestemmer løsningen som gis konsesjon og hvilke vilkår som er knyttet til konsesjonen.

Oppgradering av eksisterende nett er vår hovedstrategi

Statnett søker alltid å gjennomføre oppgradering og nybygging av kraftledninger på en måte som skal ta hensyn til naturmangfoldet og i størst mulig grad forhindre nye inngrep i naturen.

Nye ledninger og transformatorstasjoner gir en kapasitetsøkning som gjør det mulig å rive gammelt nett mange steder. Sanering av nett kan ses på som et positivt miljøbidrag fordi det medfører at areal og natur kan tilbakeføres til opprinnelig stand. Ved nye ledningsprosjekter legger vi derfor vekt på å benytte muligheten til å rydde opp i ledningsnettet gjennom sanering og omstrukturering av eksisterende nett.

Vi veier miljø likt med teknisk-økonomiske hensyn – men er avhengig av godt kunnskapsunderlag

I Statnett samarbeider miljørådgivere med teknisk prosjekterende for å finne de beste løsningene for alle parter. Vår miljøpolicy er at vi skal veie miljøhensyn på lik linje med tekniske og økonomiske hensyn i våre beslutninger. For å finne de beste løsningene er vi avhengig av et godt kunnskapsgrunnlag. Tilgang på data fra både lokale, regionale og nasjonale kartlegginger og nye utredninger som en del av konsekvens-utredningsprosessen, danner grunnlaget for å ta informerte valg tidlig. I større nettutviklingsprosjekter tilstreber vi en tett dialog med berørte interesser i forkant av søknadsprosessen. På denne måten kan vi identifisere konfliktfylte områder tidlig, øke kunnskapen om lokale forhold og få innspill til alternative løsninger, slik at det endelige beslutningsunderlaget blir best mulig.

Vi følger miljøkrav i anleggsfasen

Ved større oppgraderingsprosjekter og bygging av nye ledningsprosjekter setter NVE krav om at det utarbeides en miljø-, transport- og anleggsplan (MTA). Planen gjelder for bygging, drift og nedleggelse av anlegget, og skal godkjennes av NVE før arbeidet kan settes i gang. Denne planen beskriver blant annet hvordan vi skal ta hensyn til miljø og omgivelser i anleggsperioden. Eksempler på krav kan være at anleggsaktivitet skal unngås i hekkeperioder for fugl, eller at bruk av terrenggående kjøretøy skal unngås i og langs traseen av hensyn til sårbare dyre- og plantesamfunn. I områder hvor anleggsaktiviteten kan påvirke reindriften, utarbeider vi MTA i samråd med reindriften for å redusere forstyrrelsene for reinflokkene.

Vi har et mål om å minimere utslippene fra egen virksomhet

15.2 Statnett skal være en klimavennlig virksomhet

Gjennom å utvikle transmisjonsnett legger vi til rette for klimavennlige løsninger i kraftsystemet, både i Norge og i Europa. Vi har også et ansvar for at vår egen virksomhet er klimavennlig og har et mål om å minimere utslippene fra egen virksomhet.

Klima og energi

Vårt viktigste bidrag til reduserte klimagassutslipp er utvikling av transmisjonsnett og system-løsninger som legger til rette for ny fornybar kraft, både fra vann- og vindkraft i Norge og fra sol- og vindkraft i Europa. Utvikling av mellomlandsforbindelser til Tyskland og England bidrar til forsynings-sikkerhet og til å balansere variasjoner i tysk og engelsk fornybar kraftproduksjon gjennom døgnet.

Klimagassutslipp fra egen virksomhet

I 2016 transporterte Statnett totalt cirka 99 TWh strøm. Det totale klimagassutslippet fra Statnetts aktiviteter er omtrent 60 000 tonn CO₂-ekvivalenter. Dette tilsvarer en utslippsintensitet på 0,6 gram CO₂ per kilowatt time transportert i transmisjonsnett.

Av de kildene som er inkludert i utslippsregnskapet, er den største kilden til klimagassutslipp energitap fra transport i nettet. Nettap er uunngåelig i overføring av strøm, men generelt reduseres nettapet når spenningsnivået øker. Mange steder spenningsoppgraderer vi eksisterende ledninger og stasjoner, noe som bidrar til å redusere nettapet. Nettapet i transmisjonsnett utgjør om lag tre prosent av den samlede kraftoverføringen.

Av øvrige kilder til klimagassutslipp er utslipp av SF₆-gass den største kilden. SF₆-gass har svært gode isolerende egenskaper og vi bruker gassen i transformatorstasjoner der det er behov for å bygge kompakte, innendørs stasjoner enten på grunn av plassmangel eller for å unngå driftsforstyrrelser og korrosjon som følge av saltforurensning i kystnære strøk. SF₆ er den drivhusgassen med høyest GWP (global warming potential). Vi har foreløpig ingen gode alternativ for anlegg på de høyeste spenningsnivåene, men myndighetene stiller strenge krav til håndtering av gassen. Statnett jobber kontinuerlig med å bytte til anlegg og komponenter med lavere utslipp der dette er mulig.

Kategoriledelse er et klimatiltak

Statnett har høy utbyggingsaktivitet. Som følge av dette forbrukes det store mengder bygningsmaterieell som for eksempel betong og stål til stasjoner, kabler og ledninger.

I 2016 innførte Statnett kategoriledelse (se avsnitt 16.2) som et tiltak for å bli mer kostnadseffektive. I tillegg til å gi bedre kvalitet og priser, vil kategoriledelse gi en bedre oversikt over materialbruk

og dermed mulighet til å stille tydeligere miljøkrav i kontrakter og anskaffelser.

15.3 Vi jobber med klima og miljø i FoU-arbeidet

Flere av Statnetts FoU-prosjekter har fokus på klima- og miljøutfordringer. Statnett har i mange år bidratt til å finansiere forskning om kraftledninger og effekt på natur og biologisk mangfold. Gjennom FoU-programmet "Bærekraftig systemutvikling" vil Statnett øke kunnskapen om hvordan kraftledninger påvirker dyre- og planteliv. Det har over mange år vært gjennomført studier på rein og hvordan reindriftens arealbruk påvirkes av kraftledninger. Disse videreføres i årene som kommer. Studiene har vist at reinsdyrene trekker unna områder hvor det er anleggsaktivitet, men kommer tilbake til områdene noe tid etter at anleggsaktiviteten er avsluttet. I 2016 ble en lengre studie av biologisk mangfold i kraftgater avsluttet. Dette arbeidet har gitt Statnett økt kunnskap om kraftgatene som habitat for ulike insektarter, inkludert effekten av ulike typer skjøtsel. Vi bruker nå kunnskapen inn i vår skogryddingspraksis. Nye studier som ble satt i gang i 2016 inkluderer blant annet radarundersøkelser av fugler omkring kraftledninger og effekter av fugleavisere på linene.



16 Ny teknologi har gitt kostnadsbesparelser

Statnett har over flere år jobbet systematisk med å redusere enhetskostnadene i ulike deler av vår virksomhet. Kostnadene påvirkes av eksterne forhold som vi ikke rår over, men på flere områder har vi mulighet til å spille en aktiv rolle i kostnadsutviklingen. I det følgende trekker vi frem hvordan vi jobber med utvikling av ny teknologi som vi har tatt i bruk eller forventer å ta i bruk i våre prosjekter.

16.1 Teknologeutviklingen gjør oss mer kostnadseffektive

Valg av teknologi spiller en helt sentral rolle når Statnett skal bygge ut transmisjonsnettet. Statnett jobber aktivt med forskning og utvikling av en rekke teknologier. Når nye teknologier blir vurdert som modne kvalifiserer vi disse fortløpende for bruk i prosjekter. For at en teknologi skal kunne tas i bruk må den gi gevinster for samfunnet, for eksempel i form av reduserte kostnader, økt forsyningssikkerhet eller mindre miljøpåvirkning. Det er også viktig for Statnett at introduksjon av ny teknologi skjer med en akseptabel risiko. Vi skal være innovative og hente ut gevinstene som ny teknologi kan gi, men det må skje på en måte som er forsvarlig i den forstand at det ikke går utover forsyningssikkerheten eller sikkerheten til de som jobber på anleggene. Når en teknologi er kvalifisert, vil vi standardisere bruken slik at vi får et sett standarder som kan tas i bruk på en effektiv måte. I det følgende presenterer vi et utvalg av teknologier som nylig har blitt implementert eller er under utvikling.

Kortere anleggsperiode ved bruk av ny masteteknologi

Statnett jobber med å kvalifisere en utvendig bardunert mast (M-mast) for bruk på ledninger med 420 kV spenningsnivå. Dette er en mastetype som vil være raskere og billigere å bygge sammenlignet med våre tradisjonelle innvendige bardunerte master. Vi forventer at leveringskvaliteten er like god som på ledninger med våre tradisjonelle master.

Vi tror at løsningen kan gi en samlet økonomisk besparelse på kraftledningsbygging på 25-30 prosent sammenlignet med tradisjonelle master. Dette er fordi:

- Det er mindre stål i mastene
- Vi kan bruke pre-fabrikerte fundamenter
- Vi kan montere mastene uten bruk av helikopter.

M-masten veier omtrent 30 prosent mindre enn våre tradisjonelle master. Mastens design gjør også at vi ikke er avhengig av å bruke helikopter i byggefasen. Dette gir en betydelig HMS-gevinst. I tillegg får vi både redusert byggetid og en miljøgevinst fordi vi kan kjøre ut materiell og utstyr om vinteren. Masten egner seg i områder med flat topografi og der det er lite forekomster av ising. Eksempler på slike områder er Finnmarksvidda og østlandsområdet.

Kvalifisering av M-mast for 420 kV spenningsnivå, inkludert prøve-montasje og mekanisk testing, er planlagt i løpet av 2017.

Lette flymarkører bidrar til sikker og kostnadseffektiv merking av spenn

I 2014 innførte Luftfartstilsynet en ny forskrift for luftfartsmerking. Som en følge av dette må Statnett merke om lag 650 spenn som tidligere ikke har vært merkepliktige, med til sammen 4500–5900 markører. Samtidig som forskriften kom hadde Statnett allerede inngått et samarbeid med to produsenter om å utvikle nye og lettere markører. Vi har beregnet en kostnadsreduksjon på mer enn 30 prosent ved å gå over til de nye flymarkørene, som følge av raskere og enklere montering samt lavere innkjøpspris.

Vi kvalifiserte de nye flymarkørene i 2016 og begynte å ta dem i bruk på anleggene våre. Den nye typen flymarkører har en vekt på kun 13-14 kg, noe som gjør den vesentlig enklere å håndtere og montere enn de tradisjonelle markørene på opptil 45 kg.

De nye flymarkørene er også forberedt for automatisk montering ved hjelp av en spesialbygget robot. En robot kan montere flymarkøren i løpet av få minutter. Dette gir en betydelig reduksjon i HMS-risiko sammenlignet med tradisjonell montering. Vi har allerede gjennomført en vellykket demonstrasjon av robotmontering, og det pågår for tiden et FoU-prosjekt for å ferdigstille roboten for automatisert montering av flymarkører i løpet av 2017.

Høykapasitetslinjer øker overføringskapasiteten og reduserer nett-tap

Statnett gjennomførte i 2016 en teknologikvalifisering av linjetypen Athabaska. Dette er en type høykapasitetsline som mulig-

Ny masteteknologi kan gi en økonomisk besparelse på 25-30%

gjør overføring av mer strøm uten å øke tverrsnittet på linjen. Dette gjør at vi får høyere kapasitet til lavere kostnad sammenliknet med andre linetyper vi bruker. Linetyper har mindre motstand, noe som gir reduserte nettap og fører til lavere driftskostnader og mindre miljøpåvirkning.

Sammenliknet med den linetyper som er mest brukt i dag, Parrot, får vi hele 30 prosent lavere motstand. På strekninger hvor Parrot gir nok kapasitet, men vi forventer at linjen vil bli høyt belastet, kan reduserte tapsekostnader i seg selv gjøre det lønnsomt å heller velge Athabaska.

Når vi trenger høyere overføringskapasitet enn det vi kan få med en duplex Parrot, benytter vi vanligvis triplex Grackle. I mange tilfeller kan vi imidlertid i stedet benytte en duplex Athabaska, som kun har 15 prosent lavere kapasitet enn en triplex Grackle, men er en betydelig rimeligere og enklere løsning, både i investering og drift.

På ledninger som i dag er planlagt med triplex kan vi redusere utbyggingskostnaden med anslagsvis 0,5 – 1,0 MNOK per kilometer. I tillegg til dette kommer reduserte tapseutgifter som er avhengig av belastningen på ledningen.

Athabaska er i første omgang planlagt tatt i bruk på strekningen Lyse-Fagrafell i Sør-Rogaland.

Prefabrikerte stålfundamenter gir raskere ledningsbygging

For prosjektet Balsfjord-Skaidi er det utarbeidet en ny type fundamenter for bruk i løsmasser. Disse fundamentene gir større frihet til montering i vinterhalvåret.

Fundamentene består av en premontert stålkonstruksjon i stedet for betongfundamenter som blir støpt på stedet. Dette gir en vesentlig tids- og kostnadsbesparelse sammenliknet med konvensjonelle plassetøpte fundamenter, og muliggjør ett års redusert byggetid for prosjektet. Redusert byggetidsamt mindre transportbehov betyr vesentlig redusert miljøbelastning i anleggsperioden i tillegg til reduserte kostnader.

Samlet besparelse for Balsfjord-Skaidi er beregnet til i størrelsesorden 400 MNOK. Erfaringene fra dette prosjektet er avgjørende for om slike fundamenter skal innføres som standard for Statnetts ledningsbygging.

Digital stasjon kan gi flere gevinster

Statnett har etablert et FoU prosjekt med målsetning om å etablere en løsning for å fulldigitalisere Statnetts transformatorstasjoner. Dette innebærer at alt fra vern og kontrollanlegg helt ut til høyspenningsanleggene blir digitalt. Kommunikasjon mellom

kontrollanlegget og høyspennings-komponentene blir lagt over på en standardisert digital plattform (prosessbus).

Vi vil etablere et testanlegg for ett felt (pilot) i en av våre stasjoner som er planlagt idriftsatt høsten 2017. Vi arbeider for å inngå de første kontraktene på fulldigitale stasjoner omkring 2020.

Vi vil også jobbe for å finne løsninger for å digitalisere eksisterende stasjoner. Dette kan vi gjøre i forbindelse med reinvestering av kontrollanlegg, som har en mye kortere levetid enn høyspenningskomponentene i stasjonene.

Det er flere forventede gevinster ved digitalisering av stasjonene. Reduksjon av sekundære strøm-kretser gir redusert HMS-risiko i drift, vi får mer arealeffektive løsninger og kortere byggetid og frakoblings-tid ved ombygging. I tillegg får vi bedre mulighet til effektivt å ta i bruk nye typer komponenter og utvidet bruk av sensorteknologi. Sensorteknologi gir bedre kontroll på komponentenes tilstand, og gevinster ved optimalisert vedlikehold og reinvestering

Superledere kan endre nettstrukturen i byene

Superledende materialer nedkjølt i flytende nitrogen er en ny teknologi som kan gi strukturelle endringer i nettet. Teknologien er foreløpig umoden og vi kjenner i dag kun til én kabel i normal drift i verden. På lengre sikt kan superledere gjøre det mulig å operere med lavere spenningsnivå (f.eks. fra 420 kV til 132 kV) uten reduksjon i overføringskapasitet. Teknologien er særlig aktuell for urbane strøk ettersom transformeringen fra 420 kV til 132 kV kan skje utenfor byene og fjerne behovet for store transformatorstasjoner og luftledninger i byene. Vi forventer at dette vil gi enklere prosjekter pga. redusert konflikt med omgivelsene og mindre arealutfordringer. Vi har startet en studie for Nettplan Stor- Oslo der man vurderer kabelforbindelse mellom Djupdal og Røykås som mulig pilotinstallasjon. Superledere kan også være aktuell teknologi i den langsiktige utviklingen av nettet i Stavanger-området.

Statnett drifter ca.
11 000 km kraftledninger
og kabler og ca.
150 stasjoner over
hele landet

Statnett SF
Nydalen Allé 33
0484 Oslo

T 23 90 30 00
F 23 90 30 01

Statnett