

Områdeplan Nord **Nordre Nordland, Troms og Finnmark**

Områdeplan Nord beskriver en trinnvis utvikling av transmisjonsnettets i nordre Nordland, Troms og Finnmark, fra og med Ofoten og nordover.



Sammendrag

Statnett utvikler et fremtidsrettet kraftnett i Nord som legger til rette for et mer klimavennlig energisystem gjennom elektrifisering av petroleum og transport. Målnett 2040 vil gi betydelig økt overføringskapasitet i og inn til området og muliggjør næringsutvikling i vår nordligste landsdel.

Statnett utvikler og drifter kraftnettet slik at det skal ha kapasitet til å dekke forbruket og utnytte produksjonen på en god måte, og legge til rette for et effektivt kraftmarked. Nettet skal tilfredsstillende kvalitetskrav til spenning og frekvens, ha god driftssikkerhet og gi tilfredsstillende forsyningsikkerhet.

Det er planer om mye nytt forbruk i Nord, som sammen med vanlig forbruk inkludert elektrifisering av transport utgjør mer enn en tredobling av dagens forbruk. Statnett har mottatt søknader om tilknytning av ca. 3.000 MW forbruk, hvorav det er reservert kapasitet til ca. 1.150 MW. Reservert kapasitet til nytt forbruk utnytter all ledig kapasitet med planlagte nettførsterkninger de nærmeste fem årene. Omtrent halvparten av reservert forbruk i Finnmark er på vilkår. Målnett vil gi rom for ytterligere forbruk i størrelsesorden 1000 MW.

Stor forbruksøkning uten ny produksjon vil føre til en fundamental endring av kraftbalansen i området fra balanse til stort underskudd, og overføringskapasiteten inn til område Nord og inn til Finnmark blir begrensende. Målnett vil alene ikke bli tilstrekkelig for alle kjente planer om nytt forbruk. En rasjonell utvikling tilsier en balansert utvikling av forbruk og produksjon i området. Økt overføringskapasitet er nødvendig, men det er også behov for ny produksjon. Konesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark er avhengig av økt kapasitet i transmisjonsnettet. Det er stor usikkerhet rundt øvrig ny kraftproduksjon.

Vi har en stor og aldrende anleggsmasse på 132 kV, med omfattende fornyelsesbehov. Fornyelser ses i sammenheng med tiltak for økt kapasitet, gitt at det ikke er kritiske fornyelsesbehov som må forseres.

Målnett vil gi betydelig økt overføringskapasitet både i og inn til området. Nettet forsterkes internt i området med dubler 420 kV fra Ofoten til Skaidi og 420 kV i parallell med 132 kV til Hammerfest og østover fra Skaidi til Varangerbotn. Sørnettet og Kirkenesområdet videreutvikles med økt kapasitet på 132 kV. Nettet inn til området forsterkes over Ofoten og noe fra Finland.

Hovedbudskap i områdeplanen er:

- Det er reservert overføringskapasitet til nytt forbruk tilsvarende 80% økning av dagens forbruk. Det er ikke ledig kapasitet til ytterligere større forbruk før nettkapasitet inn til Nord økes eller det kommer ny kraftproduksjon.
- Målnett innebærer omfattende nettførsterkninger i og inn til området, men med de omfattende forbruksplanene er det også behov for ny kraftproduksjon.
- Viktige nettførsterkninger de nærmeste 5-6 årene er 420 kV til Hammerfest, 420 kV Skaidi-Lebesby-Seidafjellet (Varangerbotn) og effektstyring (Back-to-back) mot Finland. I Sørnettet gjør vi en trinnvis utvikling med fornyelser koordinert med kapasitetsøkning.
- Vi vil utrede en tredje 420 kV ledning for økt kapasitet inn til Ofoten fra sør i Norge eller fra Sverige. Vi vil videre utrede ny 420 kV ledning fra Balsfjord til Skaidi for økt forsyningsikkerhet og kapasitet til Finnmark. På grunn av lange ledetider vil tiltakene sannsynligvis først kunne være i drift om tidligst 10-12 år, gitt dagens saksbehandlingstid hos myndighetene.
- I 132 kV nettet Øst i Finnmark vil vi i forbindelse med fornyelsesbehov også vurdere restrukturering av nettet og kapasitetsbehov.
- God systemutnyttelse blir sentralt og vi vil utnytte fleksibilitet og tilknytning på vilkår. Felles verktøy for å dele informasjon og utvikling av automatiske løsninger vil gjøre dette mulig.

Innhold

1. Situasjonsbeskrivelse og behov	4
1.1 Dagens kraftsystem	4
1.2 Transmisjonsnettet	5
1.3 Behov for økt overføringskapasitet	7
2. Målnett	12
2.1 Kapasiteter i kraftsystemet	12
2.2 Samfunnsmessig rasjonalitet	13
2.3 Usikkerhet i målnett	15
3. Områdeplan – trinnvis utvikling	16
3.1 Trinn 1 – Omfattende nettutbygging i Finnmark og i Sørnettet	16
3.2 Trinn 2 – Fornyelser samt økt kapasitet i Sørnettet	17
3.3 Trinn 3 – Økt kapasitet inn til område Nord og bedret forsyningsikkerhet i Finnmark	20
3.4 Trinn 4 – Nettutvikling på lengre sikt (2033-2040)	20
4. Samlet framstilling av tiltakene i hvert trinn	21
4.1 Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030	21
4.2 Videre arbeid	21

1. Situasjonsbeskrivelse og behov

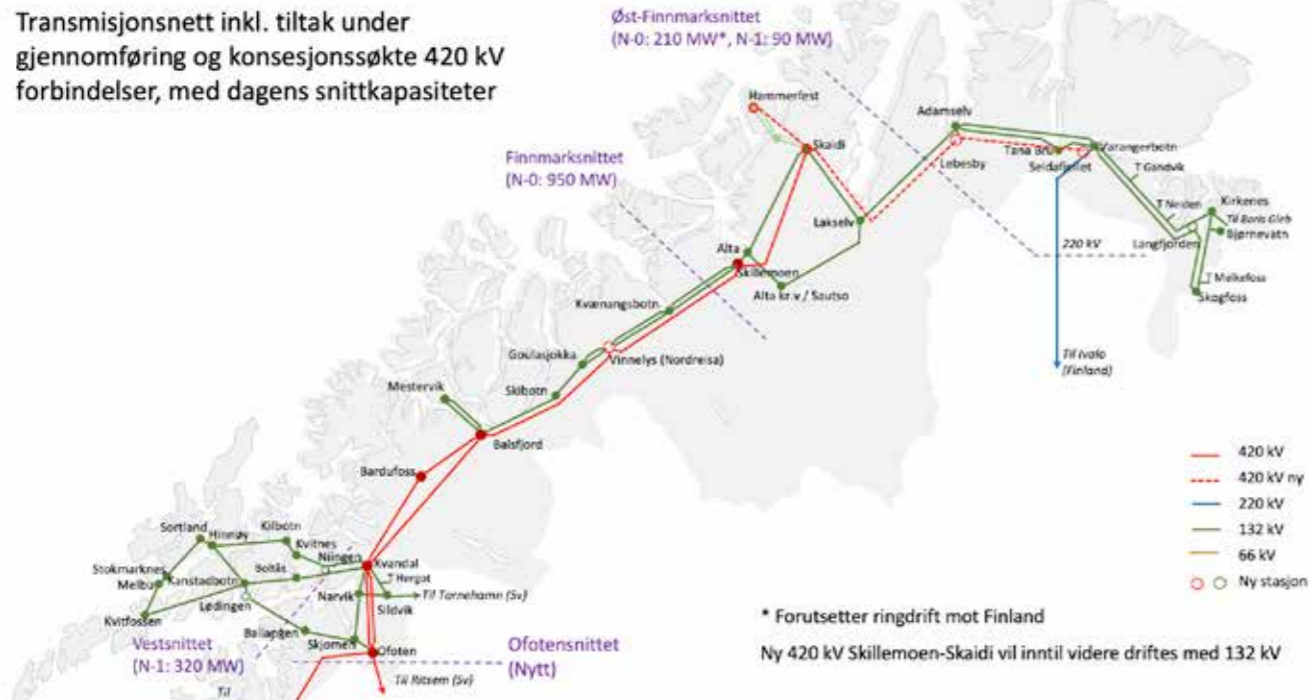
Områdeplan Nord dekker Finnmark, Troms og Nordre Nordland, fra Ofoten og nordover. Området avgrensnes i sør på 420 kV mot Kobbvatnet og Ritsem i Sverige samt 132 kV mot Tornehamn i Sverige. I nord avgrensnes området på 220 kV forbindelse fra Varangerbotn til Ivalo i Finland. Transmisjonsnett består hovedsakelig av 420 og 132 kV anlegg.

Regionalnettet inngår i de tre regionale kraftsystemutredningene (RKSU) for Finnmark, Troms og Nordre Nordland. Transmisjonsnett og regionalnett på 132 kV er galvanisk sammenkoblet innenfor de ulike delområder. Det har vært godt samarbeid med de regionale utredningsansvarlige.

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

1.1 Dagens kraftsystem

Transmisjonsnett inkl. tiltak under gjennomføring og konsesjonssøkte 420 kV forbindelser, med dagens snittkapasiteter



Figur 1: Dagens transmisjonsnett inklusive tiltak under gjennomføring og konsesjonssøkte forbindelser. Dagens snittkapasiteter er angitt.

Område Nord har i normalår omtrent energibalanse, med effektoverskudd på sommeren og underskudd på vinteren med behov for import. Overskudd på sommer overføres sørover til Midt-Norge og til Sverige. Det er i dag tre sentrale overføringssnitt som er begrensende og overvåkes; Øst-Finnmarksnittet, Finnmarksnittet og Vestsnittet.

Overføringskapasiteten inn til område Nord har frem til nå vært tilstrekkelig, men ved økende forbruk og vesentlig endring av kraftbalansen vil det bli kapasitetsbegrensninger inn mot Ofoten fra sør/øst. Kraftflyten over Ofoten siste tre år har variert mellom ca. 500 MW import og tilsvarende eksport.

I Finnmark er det store avstander og lav befolkningstetthet. Forbruket har økt de senere årene med Hammerfest og Alta som forbrukstygdepunkt. Produksjonen i Kvænangen og Adamselv kraftverk har noe magasinkapasitet, mens øvrige er elvekraftverk og vindkraft med lav tilgjengelig vinter effekt. Finnmark har effektunderskudd og er avhengig av import på vinter. Transmisjonsnett inn til Finnmark har nå etter ny 420 kV Balsfjord-Skillemoen tilstrekkelig overføringskapasitet til å dekke dagens behov. I Øst-Finnmark er det lengre perioder med N-0 drift. Det er her ikke kapasitet i dagens nett til hverken forespurt økt forbruk eller konsesjonsgitt økt kraftproduksjon.

samt Finnfjord smelteverk. Vannkraftproduksjonen er hovedsakelig lokalisert i indre deler. De siste årene er det installert vindkraftverk som har endret driftsbildet noe. Kapasiteten i transmisjonsnett dekker dagens behov, men transformering er begrensende i enkelte stasjoner.

I Lofoten-Vesterålen (vestsnittet) har økt forbruk senere år medført at vestsnittet er blitt begrensende. Det er ingen regulerbar produksjon bak vestsnittet og sammen med begrenset fleksibilitet har det gitt oftere behov for oppdeling av nettet i tunglast med radielle drifter og svekket forsyningsikkerhet.

1.2 Transmisjonsnett

Fra Ofoten til Balsfjord er det et sterkt dublert 420 kV nett. Videre nordover til Alta/Skillemoen er det en 420 kV ledning (i drift 2020) med et svakere 132 kV nett i parallell. I Q4 2022 settes i drift 420 kV ledning Skillemoen-Skaidi som inntil videre vil driftes på 132 kV.

Fra Skaidi og videre østover til Kirkenes er det dublert 132 kV nett, med unntak mellom Adamselv og Lakselv. Det sammenhengende 132 kV nett fra Bardufoss til Kirkenes betegnes som Nordnettet. Nettet i Finnmark er spinkelt med begrenset kapasitet, og øst i Finnmark er det liten eller ingen fleksibilitet til å tilknytte ny produksjon eller forbruk. I Varangerbotn er det en 220 kV ledning til Finland. Det tilstrebes ringdrift (samlet drift) med Finland og Sverige for å øke forsyningsikkerheten, men nettet må ofte deles i Øst-Finnmark (N-0 drift).

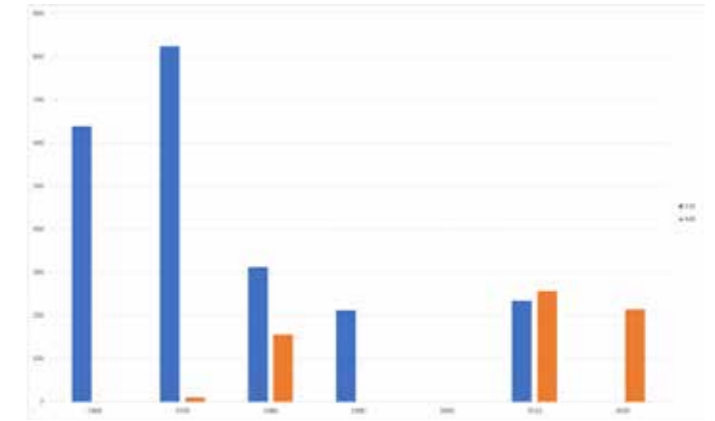
I Sørnettet (Lofoten, Vesterålen, Ofoten og Harstadområdet) er det et omfattende 132 kV transmisjonsnett sammenkoblet med 132 kV regionalnett.

Aldrende anlegg med stort fornyelsesbehov

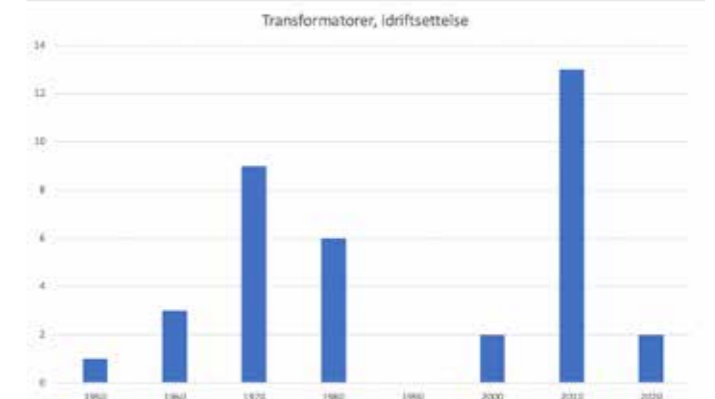
Første 420 kV anlegg i nord var Ofoten-Ritsem fra 1979, mens mye av 132 kV anleggene er fra 60- og 70-tallet. Fornyelsesbehovet er således størst for 132 kV anlegg, der mange lednings- og stasjonsanlegg vil ha behov for fornyelse innen 2040. 132 kV anlegg som Statnett har overtatt i henhold til tredje energimarkedspakke har ofte en standard som ikke er forenlig med transmisjonsnettanlegg. For en del av disse anleggene er det behov for snarlig oppgradering.

Anlegg som nærmer seg slutten av levetiden har mindre kapasitet og er gjerne bygget med enklere standard enn det som gjelder for nye anlegg. Eldre anlegg har ofte økt sannsynlighet for feil. Vi erfarer at det kan være utfordrende med kompetanse og reservedeler til eldre anlegg, typisk

kontrollanlegg, SF6-anlegg og effektbrytere. Videre er eldre anlegg ofte bygget med mindre funksjonalitet og mindre redundans enn dagens standard, noe som vil gi større konsekvenser mht. gjenoppsettstider og utfordringer med utkoblinger. Det fører også til at større deler av anlegget må legges spenningsløst for å gjennomføre nødvendig vedlikehold på en sikker måte.



Figur 2a: viser aldersfordeling på henholdsvis ledninger og transformatorer som er i drift.



Figur 2b: Byggeår ledninger og transformatorer for hver 10 års periode (f.eks. er 1960 bygd på 1960-tallet).

De fleste 420 kV stasjoner er nyere og i god stand, men utfordringene er de gassisolerte (GIS) 420 kV anleggene med SF6-gass fra tidlig 80-tallet. Dette gjelder stasjonene Balsfjord og Kvandal.

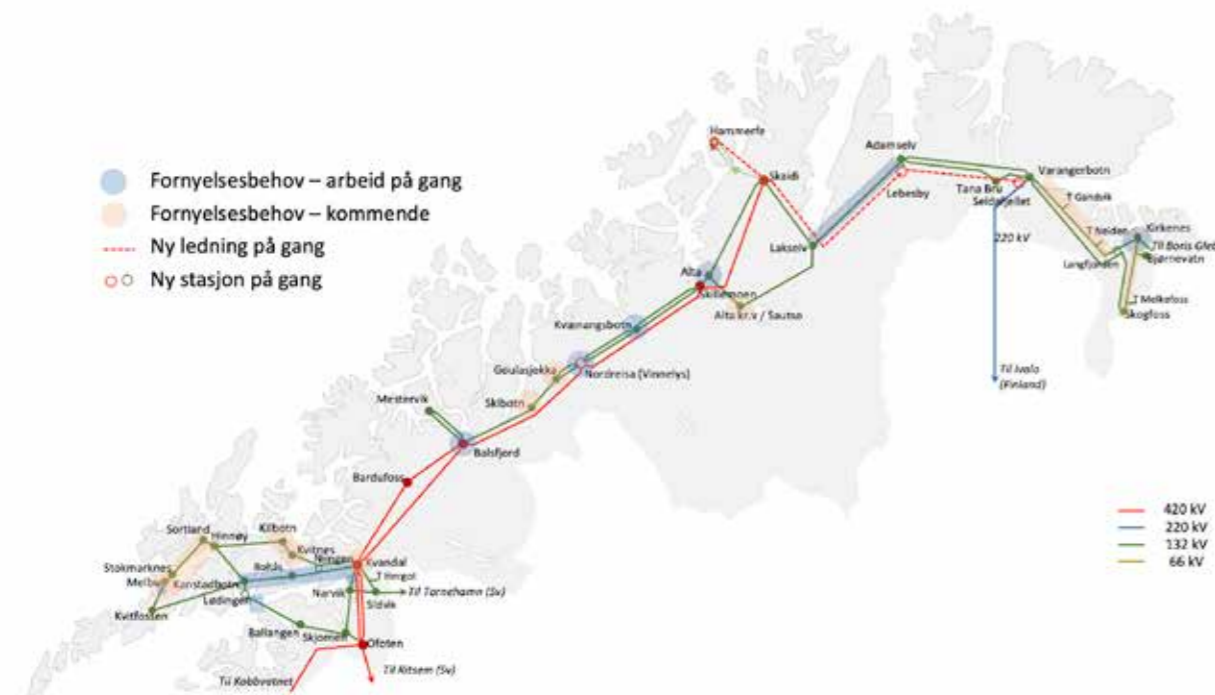
I tillegg kommer mindre fornyelser og periodisk vedlikehold. Det er også et stort fornyelsesbehov for kontrollanlegg i tiden fremover, der vi følger nye krav og standarder for digitale kontrollanlegg.

Figur 3 viser ledninger og stasjoner med behov for fornyelse eller ombygging fram mot 2040. Det skilles mellom tiltak der det er prosjekt igangsatt (passert BPO) og kommende fornyelsesbehov. For nærmere informasjon om tiltakene

vises til kapittel 3 og egen oversikt over tiltak. De fleste av anleggene vil bli berørt i perioden. Vurderingene er bygd på til dels konkrete tilstandsvurderinger og til dels på alderskriterier. Det pågår arbeid med å utarbeide totalplaner for flere sentrale stasjoner, f.eks. Kvandal, Bardufoss og Balsfjord, der fornyelsesbehov og behov for økt kapasitet ses i sammenheng. Nye stasjonsprosjekter som igangsettes skal være helhetlige og ivareta alle behov i en stasjon, både fornyelser og økt kapasitet, noe som en totalplan for en stasjon skal bidra til å ivareta.

Finnmark fra Lakselv til Alta. Det er store variasjoner i vindkraftproduksjonen over døgnet, som gir behov for hyppige tiltak for å overholde snitt. Tiltak er oppdeling av nettet med redusert driftssikkerhet, gaffelkoblinger, impedanskoblinger som gir både redusert driftssikkerhet og økte tap, samt spesialreguleringer inklusive nedregulering av vindkraft.

I området Varangerbotn-Kirkenes er det driftsmessig utfordring med høye spenninger sommerstid, og det er behov for tiltak for å løse dette. I tillegg til reaktive komponenter er det behov for at kraftverkene i området bidrar med reaktiv



Figur 3: Ledninger og stasjoner med behov for fornyelse / ombygging frem mot 2040. Løpende og periodisk vedlikehold er ikke inkludert i figuren, f.eks. kontrollanlegg.

Utfordringer i driften i dag

Det er en utfordring at 420 kV forbindelsen fra Nedre Røssåga til Ofoten har avbrudd lange perioder i året, som følge av driftsstanser for vedlikehold og utbedringer. Værhardt terreng gjør at ledningen har stor slitasje og er sårbar for feil (vind, ising, salt lyn). Området nord for Ofoten er i lange perioder ensidig forsynt (N-0) fra den sentrale forbindelsen fra Sverige, 420 kV Ofoten-Vietas-Porjus.

I Finnmark er det tidvis utfordringer knyttet til overføring av kraftoverskudd ut av Øst-Finnmark, med flaskehals på ledningene 132 kV Adamselv-Lakselv + 220 kV Varangerbotn-Ivalo, samt begrensninger i overføringskapasiteten i Vest-

støtte jfr. retningslinjer for utøvelsen av systemansvaret (fos §15).

I Sørnettet er det eldre oljefylte sjøkabler som genererer høy ladeytelse og skeivspenninger. Disse er under fornyelse til PEX-kabler.

Nye ledninger og kabler lengst ut i regionalnettet i Lofoten har de senere årene gitt utfordringer med høye spenninger sommerstid. Dette er særlig utfordrende for koordinering når revisjoner skal gjennomføres og det dannes radiell drift utover mot Lofoten og Harstad. Dersom det blir et uønsket utfall av en av dagens reaktive komponenter i kombinasjon av utkoblinger og lav last, vil det bli spenninger over tillatt nivå for enkelte komponenter. Det er behov for flere reaktive komponenter i regionalnettet i Lofoten.

I Sørnettet er det utfordringer i enkelte situasjoner ved

kraftoverskudd, hvor man må dele driften på samleskinna i Skjomen for å unngå overlast på snitt.

Liten overføringskapasitet på 132 kV Sildvik-Tornehamn (Sverige) gjør at det er installert en "effektvippe" som kobler ut ledningen ved for stor overføring mot Sverige, noe det ofte gjør. Det gjøres derfor nettdelinger i Sildvik og spesialreguleringer for å unngå utfall mot Tornehamn.

132 kV nettene Sørnettet og Nordnettet er spolejordet for å kunne håndtere jordfeil i en fase uten å koble ut anleggene. Driftskoordinering og til enhver tid riktig innstilling av spolene i store spolejordede nett er ressurskrevende og utfordrende personsikkerhets- og driftsmessig ved jordfeil og/eller fasebrudd. Eksempelvis vil Sørnettet seksjoneres i tre deler ved en stående jordfeil, men utfordringer med lave spenninger begrenser muligheter for videre søk. Dette gir også begrensninger på videre nettvikling ved økende ladestrømmer. Statnett har derfor et mål om at alle 132 kV-nett i Norge skal være direktejordet for å få sikker og effektiv drift og en rasjonell utvikling av nettet. DSB har for Sørnettet vurdert at nettet fortsatt kan driftes spolejordet innenfor forskriftskravene forutsatt økt koordinering og bruk av moderne støtteverktøy. NVE hensyntar DSB sin vurdering og legger til grunn at Sørnettet kan drives spolejordet videre, men at alle fornyelser av anlegg og nye anlegg tilrettelegges for en fremtidig direktejording.

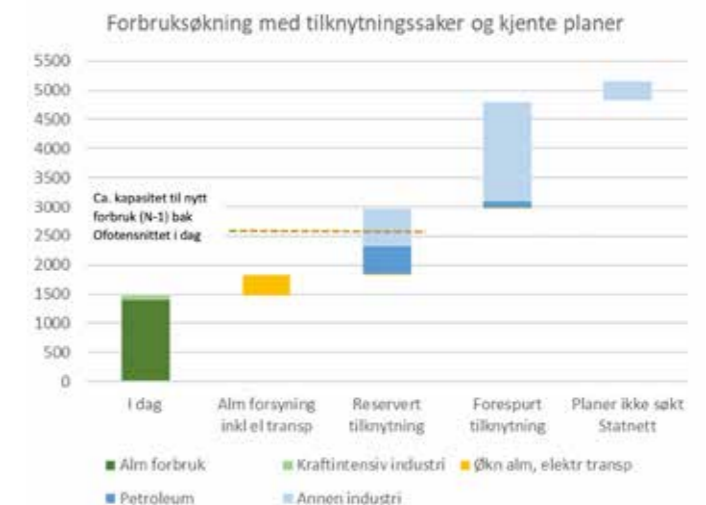
I Nordnettet gir ny stasjon Vinnelys mulighet for oppdeling av nettet i to galvanisk skilte drifter og bedre driftsforhold for videre spolejordet drift. Omfattende planer for utvidelse av nettet i Troms gjør at en direktejording av dette nettet bør vurderes på sikt.

1.3 Behov for økt overføringskapasitet

Planer om mye nytt forbruk er drivende for nettviklingen i Nord

Det er mange planer for nytt forbruk i området. Planene har ulik modenhet og utfallsrommet er stort.

Figur 4 viser omfanget av forbruksplaner i Nord, i tillegg til vekst i alminnelig forsyning inklusive elektrifisering av transport (10 år frem). Vekst i alminnelig forsyning og elektrifisering av transport er i tråd med regionale utredningsansvarliges forventninger, som for elektrifisering av transport har tatt utgangspunkt i underlag fra NVE. Oversikten viser brutto planer, og alt forbruk vil ikke pålaste transmisjonsnettet i makslast på grunn av forbruksprofil og samtidighet¹. Det er ikke tatt hensyn til begrensninger i nettkapasitet. Figuren må ikke leses som en forventningsrett prognose for forbruksutviklingen.



Figur 4: Forbruksøkning med foreliggende tilknytningssaker pr. medio mai 2022, kjente planer, alminnelig forbruk og elektrifisering transport. Må ikke forstås som en forbruksprognose. Det er ikke tatt hensyn til begrensninger i overføringskapasitet.

Samlet sett gir dette en økning fra dagens forbruk på 1470 MW til ca. 5000 MW. Statnett har (mai 2022) forespørsler om tilknytning av ca. 3000 MW forbruk i Nord. Rundt 2000 MW av det forespurte forbruket ønskes realisert de nærmeste fem årene og tilnærmet alt ønskes realisert i løpet av en tiårsperiode. Av dette er det reservert² overføringskapasitet til ca. 1150 MW, noe som utgjør en økning på nærmere 80 %

¹ Med samtidighet menes at ikke alt forbruk vil belaste nettet maksimalt samtidig.

² Reservert kapasitet innebærer at Statnett har vurdert søknad om tilknytning mht. ledig overføringskapasitet og driftsmessig forsvarlig, og ut fra dette holdt av kapasitet til tiltaket.



i forhold til dagens maksimale forbruk³ i området. Kapasitet som nå er reservert utnytter all ledig overføringskapasitet inn til område Nord. Det er da tatt høyde for nettførsterkninger som er i konsesjonsprosess og planlagt i drift i løpet av de nærmeste 5-6 årene.

De store kjente forbruksplanene er elektrifisering av olje- og gassnæring i Hammerfest, ny industri som batteriproduksjon, ammoniakk, hydrogen og grønt stål i området rundt Narvik, datasentre lokalisert flere steder, samt fiskeri og oppdrett. Petroleumsvirksomheten ved Hammerfest er blant Norges største punktutslipp på land, og elektrifisering er derfor viktig for å nå klimamålene. Øvrig større industri med utslipp er Finnfjord smelteverk, hvor det også planlegges tiltak for å redusere utslippene. Mens petroleum er stedbunden, har planer for ny industri alternative lokaliseringer som også kan være aktuelle. I tillegg kommer elektrifisering av transport på rundt 170 MW, noe økning i mindre lokalt punktforbruk, mens vi forventer marginal endring i øvrig alminnelig forbruk.

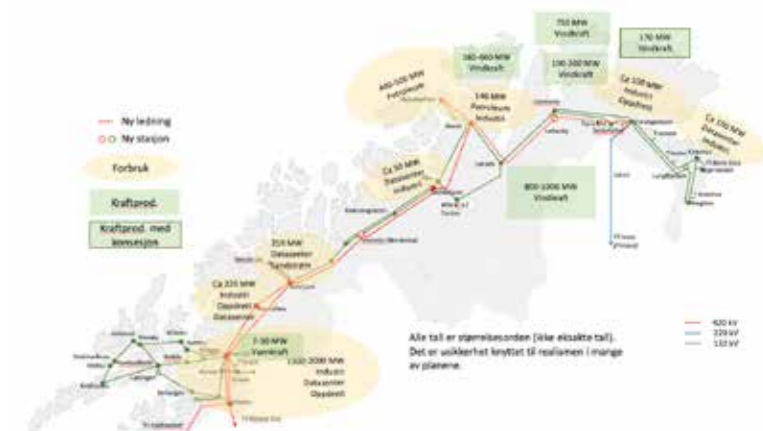
Mye tyder på en relativt rask forbruksvekst i området, innenfor kapasitetsgrensene i transmisjonsnettet. Vi forventer kapasitetsbegrensninger på flyt inn til området over Ofoten og videre inn til Finnmark og i Øst-Finnmark. Ytterligere forbruksøkning ut over det som har fått reservert kapasitet (1150 MW) er avhengig av at det etableres ny overføringskapasitet inn til område Nord og også inn til Finnmark. Statnett anser det som vårt oppdrag å sikre at vi har nettkapasitet for utvikling i vanlig forbruk. Dette betyr i praksis at forbruk fra kritisk infrastruktur som følger av befolkningsvekst og stedbunden infrastruktur som følger av elektrifisering av transport ikke skal måtte vente på nytt transmisjonsnett. En ny 420 kV ledning inn til Ofoten fra sør/øst vil gi rom for en god del mer forbruk, men vil ikke være tilstrekkelig for alt planlagt forbruk. For å legge til rette for den store forbruksøkningen vil det være behov for både et sterkere nett og økt produksjon i området. Det vil være rasjonelt med en balansert utvikling av forbruk og produksjon i området. Dersom alle kjente forbruksplaner skal kunne realiseres vil ny produksjon i området være helt nødvendig.

Videre vil det være gunstig med fleksibelt forbruk, da det er begrenset med regulerbar kraftproduksjon lengst i nord. Vi vurderer muligheter for å tilknytte fleksibelt forbruk på vilkår, der vi inngår spesifikke avtaler om utkobling ved feil eller ved høy belastning i nettet. Dette kan gjøre det mulig å knytte til

forbruk som ellers må vente på nye nettiltak.

Dersom en stor andel av planene om nytt forbruk blir realisert uten at det samtidig etableres vesentlig ny kraftproduksjon, vil dette medføre en fundamental endring av kraftsystemet i nord. Kraftoverskudd store deler av året og grei balanse vil endres til et betydelig kraftunderskudd, og overføringskapasiteten inn til område Nord blir en begrensning. De lave kraftprisene i Nord i dag vil ikke vedvare med en stor forbruksøkning i området, uten at det også parallelt kommer ny kraftproduksjon. For nærmere om markedsmessige betraktninger vises til Statnetts langsiktige og kortsiktige markedsanalyser⁴. Det vises også til Statnetts analyse av transportkanaler⁵.

Det er gitt konsesjon til ny vindkraftproduksjon på 170 MW i Øst-Finnmark. Flere vindkraftprosjekter med til sammen ca. 3000 MW er til behandling hos NVE. I hovedsak er disse lokalisert i Finnmark øst for Lakselv. Omtrent halvparten er gamle saker som har vært til behandling i NVE i mange år, og det er stor usikkerhet til realisering. I regional kraftsystemutredning 2022 (RKSU Finnmark) basisscenario forutsettes 170 MW (konsesjonsgitt) og i høyscenario ca. 1600 MW. NVE har formidlet at de nå vil behandle vindkraftverk i Lebesby kommune med tilknytning til Adamselv og/eller Lebesby, der kommunen er positive til planene.



Figur 5: viser forbruks- og produksjonsplaner* i Nord:

*: Kraftproduksjon vist i figuren er basert på saker i NVE (NVEs nettsider). Saker fra langt tilbake i tid som sannsynligvis ikke lenger er aktuelle er ikke med.

3 Forbruk er her satt som maksimal last i Transmisjonsnettet temperaturkorrigert med 10 års returtid.
 4 Langsiktig markedsanalyse og Kortsiktige Markedsanalyse 2021-2026
 5 Analyse av transportkanaler 2021-2040

Det er usikkert om det vil etableres særlig ny vindkraftproduksjon på land i området ut over det som har konsesjon. Det har vist seg svært krevende å få aksept for vindkraft på land. Regjeringen la 11. mai 2022 frem ambisjonsnivået for havvind, der målet er at det innen 2040 tildeles områder for 30 GW havvindproduksjon i Norge. Satsingen skal bidra til grønn kraft over hele landet. I rapporten Forslag til utredningsområder for havvind fra 2010 ble det skissert fem områder i Nord som kan være egnet for etablering av havbasert vindkraft; utenfor Sørøya i Finnmark, Vannøy og Auvær i Troms, samt Nordmæla og Gimsøy i ordre Nordland. Det er så langt ikke åpnet for noen av disse områdene.

Planer om omfattende økt forbruk og produksjon medfører sammen med fornyelser behov for videre nettutvikling både i og inn til området. Gjennomførte, pågående og planlagte nettinvesteringer forbedrer forsynings sikkerheten og gir økt kapasitet til nytt forbruk/produksjon. Nettforsterknings-tiltak må ses i sammenheng med ny kraftproduksjon. Det er i dag stort kraftoverskudd lenger sør i Nordland og nord i Sverige, men store planer om mye nytt forbruk også i disse områdene vil redusere og kanskje fjerne kraftoverskuddet. Det er derfor et spørsmål om kraftoverskuddet vil vedvare og hvor kraftproduksjonen da skal hentes fra.

Finnmark: Stor forbruksvekst i petroleumsindustrien

Kjente planer for forbruksvekst i området sammen med alminnelig forbruk og elektrifisering utgjør nesten en firedobling av dagens last på 430 MW. Totalt er det per medio mai forespurt Statnett om tilknytning av ca. 880 MW, hvorav det er reservert kapasitet til ca. 550 MW. Vekst i alminnelig forbruk inklusive mindre punktforbruk og elektrifisering av transport er for kommende 10 årsperiode grovt anslått til 150 MW. Forbruksveksten i Finnmark vil begrenses av tilgjengelig overføringskapasitet inn til Finnmark og Øst-Finnmark, samt også av kapasiteten inn til område Nord.

Forbruksutviklingen i Vest-Finnmark preges i stor grad av elektrifisering av petroleum i Hammerfest (Melkøya og Wisting), som har fått reservert kapasitet. Elektrifiseringen forutsetter ny 420 kV fra Skaidi til Hammerfest, der bygging vil starte så snart endelig konsesjon foreligger (påklaget). På grunn av kun en 420 kV ledning i parallell med 132 kV nord for Balsfjord, vil forbruket på Melkøya tilknyttes på vilkår om utkobling ved feil og revisjoner i nettet. Forbruket vil dermed ha noe lavere forsynings sikkerhet (N-0). Dette gjør det utfordrende å koble ut 420 kV ledningen og tilhørende stasjoner for vedlikehold. Ved revisjoner av 420 kV ledninger sør for Balsfjord vil det være behov for systemvern for å

unngå mørklegging av landsdelen ved feil på gjenværende ledning.

For Øst-Finnmark (øst for Lakselv) er drivere elektrifisering av transport og oppdrett, planer om hydrogen- og ammoniakkproduksjon kombinert med vindkraft, samt datasentre. Samspeillet mellom fleksibel hydrogenproduksjon og vindkraften er noe vi arbeider videre med i samarbeid med kundene og Barents Nett. Tidligere store planer for vindkraftutbygging har til dels stoppet opp. Nettet inn til og i Øst-Finnmark har i dag tilnærmet ingen ledig kapasitet for tilknytning av hverken ny produksjon eller mer forbruk, med mindre dette utvikles parallelt. Ny produksjon eller forbruk i Øst-Finnmark er derfor avhengig av økt nettkapasitet i transmisjonsnettet.

Troms: Forbruksvekst i ytre del av området Senja/ Finnfjord/Tromsø samt datasenter

Kjente planer for forbruksvekst i området sammen med elektrifisering utgjør nesten en fordobling av dagens last på 570 MW. Totalt er det per medio mai forespurt Statnett om tilknytning av ca. 430 MW, hvorav det er reservert kapasitet til 340 MW. Vekst i mindre punktforbruk og elektrifisering av transport er for kommende 10 årsperiode grovt anslått til rundt 70 MW. Forbruksøkningen vil begrenses av tilgjengelig overføringskapasitet i transmisjonsnettet inn til område Nord (over Ofoten).

Den største forbruksveksten er under Bardufoss og i Finnfjord med hydrogenproduksjon samt et alge- og fiskeforprosjekt. Forbruksveksten vil kreve økt transformator kapasitet i Bardufoss, samt økt kapasitet i regionalnettet mellom Bardufoss og Finnfjordbotn. På Senja, utenfor Finnfjordbotn, er det stor utvikling og forbruksvekst innen fiskeindustrien som også vil belaste Bardufoss.

I Tromsø er alminnelig forsyning inkludert elektrifisering av transport den største driveren, samt noen mindre industriprosjekter. Under Balsfjord er det planer om et større datasenter, og tilsvarende under Straumsmo med tilknytning til transmisjonsnettet i Bardufoss. På Vollan planlegges det en ny transformatorstasjon på ledningen Balsfjord-Skibotn som Statnett bygger og eier sammen med Arva.

Nordre Nordland og Sør-Troms: Stor industriell forbruksvekst i indre del av området

Kjente planer for forbruksvekst i området sammen med elektrifisering utgjør en femdobling fra dagens last på 470 MW. Totalt er det per medio mai forespurt tilknytning av hele 1700 MW, hvorav Statnett har reservert kapasitet til 250 MW. Vekst i mindre punktforbruk og elektrifisering av

transport er for kommende 10 årsperiode grovt anslått til 140 MW. Forbruksøkningen vil begrenses av tilgjengelig overføringskapasitet inn til område Nord (over Ofoten), og for ytre deler (Lofoten, Vesterålen, Harstad-området) av kapasiteten over Vestsnittet.

Mye av forbruksøkningen er planlagt i den indre delen (Ofoten) under Kvandal, Narvik, Ballangen og Hergot, der det er planer om mye ny industri (grønt stål, hydrogen,

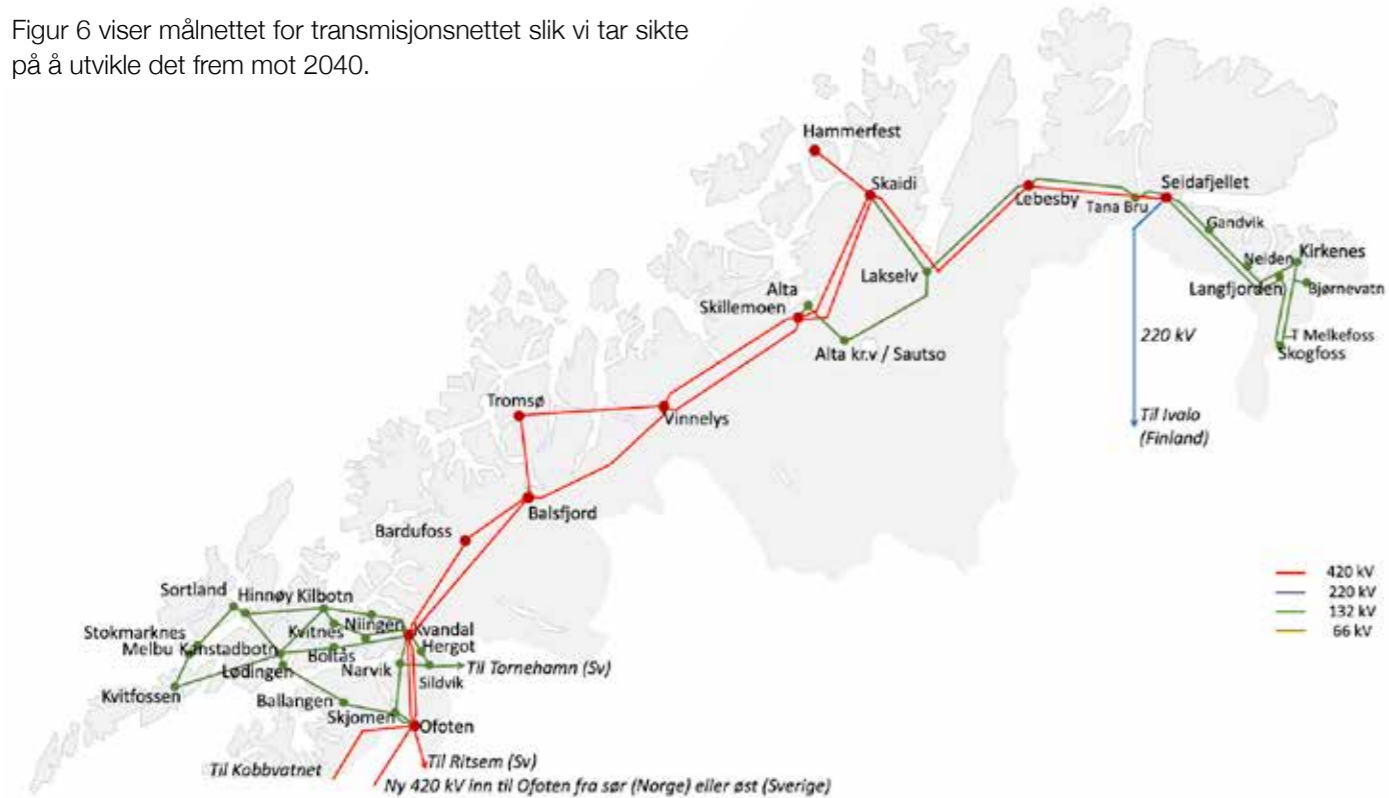
batteri, datasenter). Stort forbruk med tilknytning på 132 kV vil påvirke transformeringsbehovet fra 420 til 132 kV i Kvandal.

Forventet forbruksvekst i den ytre delen (vest for vestsnittet) gir behov for økt kapasitet over Vestsnittet. Det er lite produksjon bak snittet utover noen mindre vannkraftverk og Ånstadblåheia vindkraftverk (50 MW).



2. Målnettet

Figur 6 viser målnettet for transmisjonsnett slik vi tar sikte på å utvikle det frem mot 2040.



Figur 6: Målnett for transmisjonsnett i område Nord, stadium 2040.

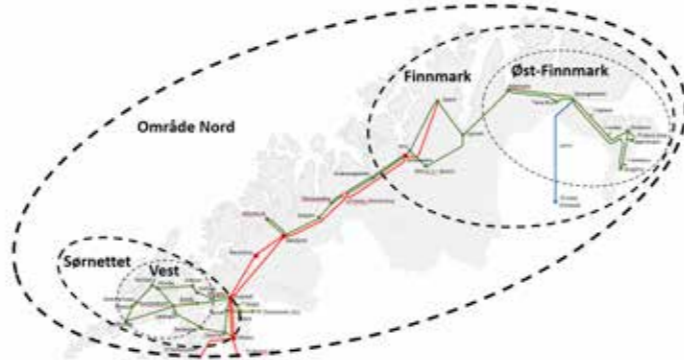
Målnettet har tresidig innmating til området via Ofoten, dubler 420 kV frem til Skaidi og enkel 420 kV videre fra Skaidi til Seidafjellet (Varangerbotn) og til Hyggevan (Hammerfest). Fra Skaidi og østover til Seidafjellet har transmisjonsnett en 420 kV ledning i parallell med 132 kV. I Seidafjellet vil det være effektstyring (back-to-back) til Finland. Det har tidligere vært vurdert en ny 420 kV forbindelse til Pirttikoski Finland, men lange avstander og begrenset systemmessig nytte gjør denne mindre aktuell.

Sørnettet (Ofoten, Lofoten, Vesterålen og Harstad-området) og nettet øst for Seidafjellet opprettholdes og videreutvikles på 132 kV. 132 kV ledninger i transmisjonsnett som i dag driftes på 40/50 grader vil i all hovedsak være temperaturoppgradert til 80 grader.

Utviklingen er primært drevet av forbruksøkning ved elektrifisering og ny industri kombinert med forsyningsikkerhet og fornyelse av en aldrende anleggsmasse.

2.1 Kapasiteter i kraftsystemet

For tilgjengelig nettkapasitet til nytt forbruk (eller produksjon) tas det hensyn til både kapasiteten inn til område Nord som helhet og for delområder innenfor området. Dette er illustrert i Figur 7 med delområde Finnmark og Øst-Finnmark, samt kapasitet til 132 kV Sørnettet (transformeringskapasitet i Ofoten og Kvandal) og Vest.



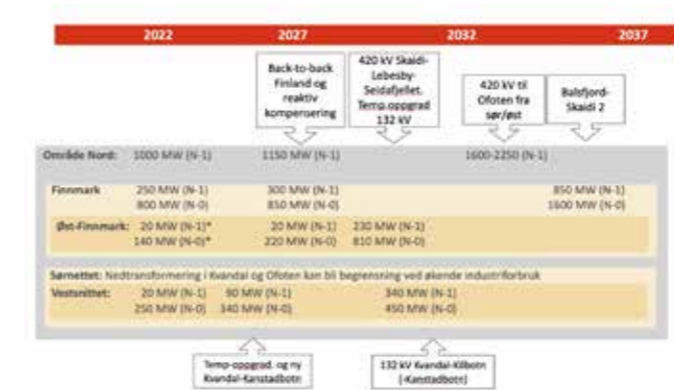
Figur 7: Illustrasjon av områder i Nord der overføringskapasitet inn til området kan bli begrensende.

Målnettet vil ha kapasitet til å håndtere 1600-2250 MW økt forbruk i område Nord samlet sett, avhengig av løsning. Dette er omtrent en fordobling fra eksisterende kapasitet til nytt forbruk (1000 MW), der all kapasitet allerede er reservert. Ny 420 kV inn til Ofoten og effektstyring (back-to-back) mot Finland er avgjørende tiltak for å oppnå dette. Ny forbindelse inn til Ofoten vil kunne være på plass tidligst om 10 år, mens effektstyring mot Finland vil gi noe økt kapasitet og bedre forsyningsikkerheten tidligere. Målnettet vil ikke være tilstrekkelig til alt planlagt nytt forbruk, uten at det også kommer vesentlig ny produksjon, forbruket er fleksibelt og det brukes andre virkemidler som f.eks. tilknytning på vilkår og omfattende nett- og systemvern.

Innenfor sumbegrensningen for område Nord vil målnettet gi rom for en forbruksøkning på inntil anslagsvis 900 MW i Finnmark isolert sett (nord for Finnmarksnittet) med N-1, og mer dersom en del forbruk fortsatt er tilknyttet på vilkår med redusert forsyningsikkerhet (N-0). Øst for Skaidi isolert sett vil målnettet gi rom for inntil anslagsvis 170 MW med N-1 og mer dersom en del forbruk tilknyttes på vilkår. Bak Vestsnittet isolert sett vil målnettet gi rom for en forbruksøkning på 340 MW (N-1) eller noe mer dersom noe forbruk tilknyttes på vilkår. Vi angir ikke N-0 kapasitet inn til område Nord som helhet, fordi det å gå ut over N-1 for en hel landsdel utgjør for stor risiko.

I de nevnte nivåene er det ikke tatt hensyn til mulig ny kraftproduksjon, som vil muliggjøre ytterligere økt forbruk i Nord.

Figur 8 viser utvikling av kapasiteter til nytt forbruk med tiltak frem til målnettet i 2040 i område Nord samlet, samt for delområdene isolert sett. Dette er foreløpige anslag som vil analyseres nærmere.



Figur 8: Kapasitet til nytt forbruk i dag og med planlagte tiltak (* Forutsetter ringdrift mot Finland. Ved delt nett mot Finland, som i dag er ca. 50% av tiden, er kapasiteten ved N-0 20 MW.)

Transmisjonsnett driftes som hovedprinsipp i henhold til N-1, slik at forsyningen skal kunne opprettholdes selv om en ledning faller ut. N-0 kapasitet angis i figuren for å gi et bilde av at det kan være mulig å tilknytte noe forbruk på vilkår ut over N-1 kapasiteten. Dette gitt at forbruket er fleksibelt og kan kobles ut ved utfall/revisjoner eller i perioder når nettet er høyt belastet. Dette krever automatiske løsninger for utkobling av last samt informasjonsutveksling. Mulighetene må vurderes i hvert enkelt tilfelle. Det er ikke aktuelt å utnytte all N-0 kapasitet, da det vil gi vesentlig svekket forsyningsikkerhet og store problemer med driften av nettet. Ved N-0 drift vil det ofte bli store konsekvenser av å koble ut nettanlegg for vedlikehold.

Målnettet vil alene ikke være tilstrekkelig for å legge til rette for alle forbruksplaner som foreligger i Nord uten at det også kommer ny kraftproduksjon, forbruket er fleksibelt, samt bruk av virkemidler i systemdriften. Ytterligere nettforsterkninger, ut over målnettet, vurderes ikke som rasjonelt, og det må være en mer balansert utvikling av produksjon og forbruk i området. En kombinasjon av ny overføringskapasitet, nytt forbruk og ny produksjon vil gi en rasjonell utvikling.

En ny metode for kapasitetsberegning med flytbasert markedskobling vil innføres i Norden i 2023. Med dette blir flere handelsmuligheter tilgjengelig for markedet, og den fysiske nettkapasiteten kan utnyttes på en mer fleksibel og samfunnsøkonomisk bedre måte. Kombinert med et eget prisområde for Nord vil flytbasert kunne gi bedret kapasitetsutnyttelse av kapasiteten mellom budområdene.

Det er i *analysene* lagt til grunn at dagens budområde N04 deles, der område Nord blir eget prisområde. Med stor økning i forbruket i Nord og med dette et stort kraftunderskudd vil vi få en strukturell flaskehals i Ofoten. Det er gjort innledende vurderinger som taler for et eget prisområde, men dette er ikke besluttet og vil analyseres nærmere. Det vil også vurderes nærmere hvor delet i så fall skal være.

2.2 Samfunnmessig rasjonalitet

Statnett utvikler et kraftnett i Nord som er fremtidsrettet og legger til rette for et mer klimavennlig energisystem gjennom elektrifisering av petroleum og transport, samt muliggjør næringsutvikling med verdiskapende nytt forbruk og fornybar kraftproduksjon. Målnettet tilrettelegger for det grønne skiftet og er i henhold til Statnetts strategi om å tilrettelegge for betydelig økt forbruk og produksjon.

Kraftnettet i Øst-Finnmark er svakt og har tilnærmet ingen fleksibilitet til nytt forbruk eller produksjon. Eksempelvis er



forbindelsen mellom Øst og Vest-Finnmark sårbar med kun en 132 kV ledning. Ved utfall av ledningen mellom Adamselv og Lakselv er Øst-Finnmark ofte ensidig forsynt fra i Finland. Det er utfordrende å koble ut ledningen for nødvendig vedlikehold og ha god beredskap. Dette utfordrer forsyningssikkerheten. Målnettet er nødvendig hvis det skal være mulig å realisere planene i området.

Vurdering av samfunnsøkonomi i Statnetts planlegging

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av transmisjonsnettet. Samfunnsøkonomi for tiltakene er blant annet beskrevet i konseptvalgutredninger og konsesjonssøknader.

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

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

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

Samfunnsøkonomisk rasjonalitet avhenger av kundenes verdiskaping. Det er krevende å vurdere samfunnsøkonomisk verdiskaping fra forbrukere som ønsker å etablere seg eller øke sitt uttak. Dette skyldes både asymmetrisk informasjon, samt at mange forbruksplaner er begrunnet i å kutte klimagassutslipp, der den samfunnsøkonomiske verdiskapingen er sterkt knyttet til måloppnåelse og Norges klimaforpliktelser.

Statnett har tilknytningsplikt for nytt forbruk og ny produksjon. Planlagte tiltak som Skaidi-Lebesby og Lebesby-Seidafjellet har isolert sett usikker samfunnsøkonomisk lønnsomhet, men er nødvendige tiltak for vekst i forbruket i Finnmark. Området er preget av store avstander og tiltak i kraftnettet innebærer store kostnader sett i forhold til forbruk og produksjon i området.

Det er så langt ikke gjort analyser av samfunnsøkonomi for ny kapasitet inn til Ofoten og inn til Finnmark (Balsfjord-Skaidi 2). Dette er omfattende nettforsterkingstiltak som omfattes av regimet for konseptvalgutredninger (KVU). Enkelte av nettforsterkingstiltakene i området er drevet av enkeltaktører og er derfor anleggsbidragspliktig, se også kapittel 3.

I område Nord er flere nye nettiltak nødvendig for å tilrettelegge for nytt forbruk. Siden det er flere nettbegrensninger som hindrer videre utvikling av forbruk må nytten av tiltakene sees samlet. Samfunnsøkonomisk lønnsomhet vil vurderes nærmere før investeringsbeslutning.

2.3 Usikkerhet i målnettet

Målnettet gjør oss i stand til å legge en langsiktig plan hvor de ulike trinnene inngår i en samlet plan. Samtidig må vi ta høyde for risiko og usikkerhet. Det vil være endringer og utvikling i behov som må hensyntas underveis. Basert på overvåkning og risikokartlegging av anleggene vil fornyelser og levetidsforlengelser vurderes.

Store deler av dagens nett i nord har begrenset kapasitet og fleksibilitet til å håndtere særlige endringer i forbruk eller produksjon. Målnettet vurderes derfor som robust dersom det skal legges til rette for videre næringsutvikling og elektrifisering lengst i nord. Fremdriften og rekkefølgen på tiltakene kan bli justert dersom omfanget av nytt forbruk reduseres vesentlig eller tempoet endres.

Forbruksøkning i Nord uten ny kraftproduksjon vil medføre økte kraftpriser, noe som kan bidra til å redusere omfanget av nytt forbruk mens det blir mer interessant å investere i ny produksjon. For 10-15 år siden var det i nord omfattende planer om ny produksjon uten særlig planer om nytt forbruk, mens situasjonen i dag er motsatt.

Det er stor usikkerhet knyttet til forbruksutviklingen i Nord. Planene for nytt forbruk har ulik modenhet, og det er usikkert om alle planene vil realiseres og hvor raskt dette vil skje. Det er også usikkert i hvilken grad og eventuelt når det kommer ny produksjon ut over det som har konsesjon. Tiltak som er gjenstand for anleggsbidrag, vil også være avhengig av forpliktelser fra kunder. Med større aksept for vindkraft kombinert med økte kraftpriser kan vindkraft bli mer aktuelt. Havvind er aktuelt, men trolig ikke de nærmeste 10-15 årene. Uten ny produksjon i området er det en sentral problemstilling hvor produksjonen til å dekke det økte forbruket skal hentes fra. Hva som skjer i omkringliggende områder, spesielt kraftbalansen og nettkapasitet i Nord Sverige og Nordland, vil påvirke konseptvalg i målnettet

(forsterkning over Ofoten-snittet) og dette må utredes nærmere.

Gjennomføring av tiltakene er avhengig av at det gis konsesjon. Forsterkningene fra Skaidi til Hammerfest og fra Skaidi og østover til Varangerbotn har enda ikke konsesjon. Strekingen fra Lebesby til Varangerbotn er vurdert å være anleggsbidragspliktig. Videre er effektstyring (BtB) mot Finland i tillegg avhengig av at vi kommer frem til hensiktsmessige avtaler med Fingrid. Kapasitetsøkning inn til Nord og inn til Finnmark er i tidlig fase og her vil det gjøres nærmere utredninger før konsept besluttes. For disse tiltakene er det derfor større usikkerhet rundt endelig systemløsning.

Fremdriften på nettforsterkingstiltakene i målnettet er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner. Statnett søker å redusere denne usikkerheten ved å legge til rette for effektiv konsesjonsbehandling gjennom åpne planprosesser, gode underlag og tidlig interessentinvolvering – slik som dialogmøtene vi har om områdeplanene. Fremdriften er også avhengig av prioritering mellom ulike regioner og av leverandørmarkedet. Innpassing i Statnetts totale portefølje kan påvirke fremdriften av gjennomføringen.

3. Områdeplan – trinnvis utvikling

Statnett planlegger omfattende tiltak og i dette kapitlet beskrives tiltakene i en trinnvis utvikling frem mot målnett. Dette er avhengig av nødvendige myndighetstillatelser. Tiltakene er beskrevet i fire geografiske delområder; Ofoten-Skaidi, Hammerfest-Varangerbotn, Sørnettet og Kirkenes-området. Analyser og vurderinger knyttet til de ulike tiltakene presenteres ikke nærmere i områdeplanen. Det vises til informasjon på Statnetts hjemmeside om analyser/vurderinger, meldinger og konsesjonssøknader. For Finnmark vises det spesielt til Næring og nett i nord⁶.

Figur 9 viser aktuelle tiltak for å realisere målnett, som en trinnvis utvikling i tre trinn.

kommende 5-6 år. I trinn 1 inngår først og fremst omfattende nettførsterkninger i Finnmark. Det gjøres også tiltak for kapasitetsøkning kombinert med fornyelser i Sørnettet.

Ofoten-Skaidi

420kV nettet mellom Ofoten og Skaidi er relativt nytt, med unntak av stasjonene Kvandal og Balsfjord med aldrende GIS anlegg. Disse utredes nå for enten fornyelse eller tiltak for å forlenge levetiden.

Skillemoen-Skaidi vil settes i drift i Q4 2022 og driftes på 132 kV frem til 420 kV blir bygd ut i forbindelse med Skaidi-Hammerfest. Ny stasjon Vinnelys, som vil dele opp 420 kV ledningen Balsfjord-Skillemoen, er i konsesjonsprosess, med antatt byggestart i 2023. Vinnelys erstatter Nordreisa



Figur 9: Tiltak i en trinnvis utvikling i tre trinn. Inkluderer fornyelser og kapasitetsøkning.

3.1 Trinn 1 – Omfattende nettutbygging i Finnmark og i Sørnettet

Trinn 1 omfatter tiltak der det pågår utbygging eller tiltak er konsesjonssøkt. Vi antar at tiltakene vil realiseres i løpet av

stasjon. For å øke nytten med Vinnelys utredes vi temperaturoppgradering av 132 kV ledningene Balsfjord-Skibotn-Goulasjokka innen 2025.

Fornyse av stasjonene Kvænangsbotn og Alta vil konsesjonssøkes i løpet av 2022. Planlagt byggestart er i 2023 forutsatt konsesjon. Vi vurderer reaktiv kompensering på 132 kV nivå i Alta alternativt i Skaidi.

Hammerfest-Varangerbotn

420kV videreføres fra Skaidi til Hammerfest⁷ for å legge til rette for elektrifisering av petroleum. Tiltaket er i konsesjonsprosess og antas i drift i 2027. Skaidi vil bygges med 420 kV, slik at Skillemoen-Skaidi som settes i drift på 132 kV i Q4 2022 vil gå over til 420 kV. Tiltaket er drevet av enkeltaktører og er anleggsbidragspliktig.

Statnett har konsesjonssøkt ny 420 kV forbindelse fra Skaidi og østover til Lebesby (Adamselv) og videre til Seidafjellet (Varangerbotn)⁸ for å tilrettelegge for økt forbruk og produksjon i Øst-Finnmark. Konsesjonsprosess for Skaidi-Lebesby er forsinket og antatt byggestart er i 2025. I Lebesby inngår SVS og reaktor for å ha kontroll på spenningen på 420 kV. Lebesby-Seidafjellet er også i konsesjonsprosess, og er prioritert etter Skaidi-Lebesby, med antatt byggestart i 2026. Lebesby stasjon vil erstatte Adamselv og Seidafjellet stasjon vil erstatte Varangerbotn i transmisjonsnettet. Selv om 420 kV Lebesby-Seidafjellet bedrer forsyningssikkerheten i Finnmark er tiltaket primært drevet av enkeltaktører og er vurdert som anleggsbidragspliktig. Skaidi-Lebesby bygges for forsyningssikkerhet til alminnelig forbruk, og er ikke anleggsbidragspliktig.

For å øke kapasiteten og bedre forsyningssikkerheten vil vi, som angitt i trinn 2, fremme en back-to-back (BtB) i Seidafjellet mot Finland. BtB samordnes med Lebesby-Seidafjellet og vi tar sikte på å sende en tilleggsøknad til denne. For å bedre kapasiteten ved utfall av 420 kV-ledningen planlegger vi å temperaturoppgradere ledningene Skaidi-Lakselv og Lebesby-Seidafjellet (Varangerbotn) innen 2028.

Nye lange ledninger gir høye spenninger og tiltak for å holde spenningen nede er derfor nødvendig.

Lakselv-Adamselv må fornyes, men er vanskelig å få ut selv i korte perioder. Det pågår tiltak for 10 års levetidsforlengelse i påvente av ny ledning. Forsinkelse på Skaidi-Lebesby øker risikoen for utfall.

Sørnettet

I Sørnettet gjøres det en trinnvis fornyelse som ses i sammenheng med tiltak for økt kapasitet. Det pågår bygging av ny 132 kV ledning Kvandal-Kanstadbotn til erstatning for eksisterende ledning, grunnet master med sprøtt stål kombinert med for liten kapasitet. Ledningen bygges i samme trase med større tverrsnitt og vil gi økt kapasitet over Vestsnittet. For å bedre effekten av dette tiltaket vil vi også

temperaturoppgradere ledningene Skjomen-Ballangen-Kanstadbotn og Kvandal-Kvitnes-Kilbotn som inngår i snittet. Tiltakene planlegges å være i drift innen 2025.

I Narvik (132/33 kV) og i Ofoten (420/132 kV) økes nå transformeringskapasiteten med nye transformatorer. Det skal bygges ny Lødingen stasjon og Kanstadbotn stasjon.

Det pågår fornyelse av oljefylte sjøkabler over Hadsselfjorden (ferdig 2022), Ofotfjorden og Rombaksfjorden.

På Kanstadbotn-Kvitfossen-Melbu vil vi montere gjennomgående jordline med fiber (OPGW). Tiltaket har konsesjon, men må vente til etter at ny Kvandal-Kanstadbotn er i drift for å få utkoblingsmulighet.

Kirkenes området

Vi gjennomfører fornyelse av Kirkenes stasjon, der konseptvalget inkluderer en ny koblingsstasjon i Langfjord i tillegg til ny Kirkenes stasjon. Langfjord stasjon vil gi økt forsyningssikkerhet og bedret fleksibilitet for revisjoner. Det vurderes også reaktor i Langfjord for bedret spenningskontroll.

3.2 Trinn 2 – Fornyelser samt økt kapasitet i Sørnettet

Trinn 2 omfatter tiltak der det er kjente behov for fornyelse og økt kapasitet. Tiltakene planlegges igangsatt i løpet av de nærmeste to årene. I trinn 2 inngår omfattende fornyelser av mange av våre 132 kV stasjoner, samt økt ledningskapasitet i Sørnettet. Vi faser videre ut gamle GIS anlegg på 420 kV.

Ofoten-Skaidi

Analyser indikerer at økt kapasitiv kompensering ikke gir tilstrekkelig nytte for økt overføringskapasitet inn til området, men dette vil vurderes videre. Det pågår vurdering av plassering av eksisterende induktiv kompensering i området Ofoten-Kvandal-Bardufoss-Balsfjord. Vi utarbeider totalplaner for de nevnte stasjonene for å tilrettelegge for best mulig arealutnyttning og legge til rette for videre utvikling.

I Balsfjord vil GIS anlegget fases ut når fasekompensatoren tas ut av drift (erstattes av ny reaktor i Vinnelys). Gjenværende transformator T1 kan da flyttes over på frigjort bryterfelt i AIS anlegget.

I Bardufoss planlegger vi økt transformeringskapasitet, og utredes tiltak for å frigjøre sjakt og bryterfelt ved å flytte reaktor til Kvandal. I Kvandal stasjon må det en

6 Næring og nett i nord

7 Informasjon og konsesjonssøknad Skaidi-Hammerfest

8 Informasjon og konsesjonssøknader Skaidi-Lebesby og Lebesby-Seidafjellet

større omlegging til for å kunne fase ut 420 kV GIS-anlegget som har tilkoblet to transformatorer og en SVC. Vi gjør nå tiltak for levetidsforlengelse av GIS anlegget i påvente av en samordnet totalfornyelse i stasjonen. Vi planlegger å sanere GIS-anlegget, utvide AIS-anlegget, øke transformator kapasiteten, og fornye SVC-anlegget.

GIS-anlegget i Alta kraftverk har behov for større revisjon, og vi vurderer muligheten for en ny stasjonsløsning sammen med Sautso slik at det blir kun en stasjon slik det var opprinnelig. I tillegg er Skibotn og Goulasjokka planlagt fornyet.

Hammerfest-Varangerbotn

Effektstyring (back-to-back) mot Finland er aktuelt som et første tiltak for å øke kapasiteten inn til området noe og bedre forsyningsikkerheten i Finnmark. Analyser viser at tiltaket gir markedsnytte og er samfunnsøkonomisk lønnsomt. Naturlig plassering vil være i ny planlagt stasjon Seidafjellet, som er konsesjonssøkt i forbindelse med Lebesby-Seidafjellet. Disse tiltakene vil ses i sammenheng og det planlegges en tilleggssøknad. Vi vil ha dialog med Fingrid for å utvikle avtaleverk og driftsløsning.

Sørnettet

Vi planlegger ny ledning 132 kV Kvandal-Kilbotn, inkludert fornyelse av Kilbotn stasjon med transformator. Fornyelse av Kvitnes stasjon vil inngå, hvis ikke Skoddeberg stasjon (alt. Djupvik stasjon) i samarbeid med Hålogaland Kraft nett realiseres. Det vil vurderes om Kvitnes bør utgå fra transmisjonsnettet. Vi planlegger å knytte sammen Kvandal-Kanstadbotn og Kvandal-Kilbotn ved å bygge ny ledning Kilbotn-Kanstadbotn. Ledningen Kanstadbotn-Hinnøy temperaturoppgraderes.

Vi vil bygge ny Niingen stasjon. Narvik stasjon planlegges utvidet med flere bryterfelt for å tilrettelegge for tilknytning. Vi vil fornye Melbu stasjon. Og vi vil fornye kabel mellom Hinnøy og Sortland.

Vi planlegger oppstart av fornyelse av ledningen Melbu-Stokmarknes-Sortland. Delstrekning Skagen-Sortland må master/stolper og traverser skiftes ut pga. råte/sprekker og generelt dårlig tilstand. Resterende ledning fornyes av på bakgrunn av tilstandskontroller.

Vestall planlegger en ny Hinnøy stasjon i samarbeid med Statnett med mål om å fjerne 66 kV sjøkabel mellom Sortlandsund og Sortland.



3.3 Trinn 3 – Økt kapasitet inn til område Nord og bedret forsyningssikkerhet i Finnmark

Trinn 3 omfatter tiltak der det er kjente behov for økt kapasitet samt fornyelse, men det er så langt ikke igangsatt arbeid. Omfattende nye nettførsterkninger, som ny 420 kV forbindelse sør-/østfra inn til Ofoten eller ny 420 kV mellom Balsfjord og Skaidi, vil først kunne være i drift i 2032-2035. Mindre omfattende tiltak vil kunne være i drift noe før 2030.

Ny nettkapasitet inn til område Nord

Vi vil starte arbeid med å vurdere løsninger for økt kapasitet inn til område Nord, der en tredje ledning inn til Ofoten, enten fra Nedre Røssåga eller fra Sverige, vil gi vesentlig kapasitetsøkning og legge til rette for mer forbruk. Innledende analyser viser at en ny ledning fra Sverige gir større kapasitetsøkning enn en ny ledning fra Nedre Røssåga, men videre dialog og analyser med Svenska kraftnät må avklare videre prosess. Ny 420 kV inn til Ofoten vil medføre behov for flere felt og utvidelse i Ofoten stasjon.

Ofoten-Skaidi

Det er aktuelt med dubleret 420 kV inn til Finnmark (Balsfjord-Skaidi 2), som vil bedre forsyningssikkerheten i Finnmark. Tiltaket gir begrenset kapasitet til nytt forbruk før kapasiteten inn til område Nord (Ofoten) er økt. Vi ser det i utgangspunktet som rasjonelt at en ny 420 kV ledning mellom Balsfjord og Skaidi går via Tromsø for å tilrettelegge for økt forbruk der, noe som vil analyseres nærmere i samarbeid med Arva. Behov i transmisjons- og regionalnett må ses i sammenheng for å oppnå en effektiv nettstruktur og hente ut synergier. Det er aktuelt med en trinnvis utbygging. Tiltaket kan være anleggsbidragspliktig. Med Balsfjord-Skaidi 2 i drift kan 132 kV anleggene mellom Balsfjord og Skaidi omklassifiseres til regionalnett.

Vi vil også i samarbeid med Arva vurdere etablering av ny 132 kV stasjon Vollan, knyttet opp til vår 132kV ledning Skibotn-Balsfjord. Dette behovet avhenger av forbruksutviklingen i området.

Hammerfest-Varangerbotn

Eksisterende 132 kV ledning Lakselv-Adamselv vil fornyes i sin helhet grunnet slitasje og tilstand.

Sørnettet

En ny 132 kV ledning Ofoten-Skjomen (nr 2) er på sikt aktuell for å få et sterkere nett med mindre behov for delinger samt økt fleksibilitet til mer forbruk og produksjon. Tiltaket vil

vurderes nærmere.

Ny Hergot stasjon 132kV er aktuell som erstatning for dagens T-avgrensning. Dette forutsetter økt forbruk knyttet til planlagt batterifabrikk og endret/økt innmating fra Nygård kraftverk ved Narvik.

Ledningene Kvandal-Sildvik og Sildvik-Tornehamn er planlagt fornyet.

Kirkenes-området

Ledningen Varangerbotn-Kirkenes-Skogfoss vil fornyes. T-avgrensningene Neiden og Gandvik vil da bli vurdert flyttet over på den nyere ledningen Varangerbotn-Skogfoss. Det er også aktuelt å fornye Skogfoss-Melkefoss-Bjørnevatn. Frafall av konsesjon for forbindelse til Boris Gleb vil vurderes.

3.4 Trinn 4 – Nettutvikling på lengre sikt (2033-2040)

Dersom forbruksveksten blir større uten at det også kommer ny produksjon kan en fjerde ledning inn til området vurderes. Vi mener dog at en slik utvikling ikke er rasjonell og at det må være en mer balansert utvikling mellom forbruk og produksjon.

Planlagte fornyelser på lengre sikt er hovedsakelig fornyelse av kontrollanlegg og ledning basert på forventet teknisk levetid. Alle disse behovene vil vurderes nærmere etter hvert.



4. Samlet framstilling av tiltakene i hvert trinn

Lang ledetid for tiltak som inkluderer nye ledninger er en utfordring. Ledetid fra planlegging til realisering av nye ledningsprosjekter er minst 10 år, der konsesjonsbehandling hos myndighetene erfaringsvis tar flere år.

4.1 Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030

Pågående prosjekter

Prosjekt	Beskrivelse	Forventet konsesjon	Forventet idriftsatt
Kvandal - Kanstadbotn	Fornyelse ledning	Har fått konsesjon	2024-2026
Lødingen	Ny stasjon med HLKN	Søknad sendt av HLKN	2-3 år etter konsesjon
Kanstadbotn	Fornyelse stasjon	2022-2023	2-3 år etter konsesjon
Vinnelys	Ny stasjon	Har fått konsesjon (2022)	2-3 år etter konsesjon
Skaidi - Hammerfest	Økt kapasitet	2023	4-5 år etter konsesjon
Skaidi - Lebesby	Økt kapasitet	2024	4-7 år etter konsesjon
Kirkenes	Ny stasjon og omlegging ledning	Planlagt sendt 2023	2-3 år etter konsesjon
Alta	Fornyelse stasjon	Planlagt sendt 2022	2-3 år etter konsesjon
Kvæningen	Fornyelse stasjon	Sendt 2022	2-3 år etter konsesjon
Lebesby - Seidafjellet	Økt kapasitet	2026	3-6 år etter konsesjon
Ofotfjorden og Rombaksfjorden	Reinvestering kabel	Sendt i 2022, forventet 2023	2-4 år etter konsesjon
132kV temperaturoppgraderinger	Program for flere ledningsprosjekter, økt kapasitet	Løpende	Løpende

Prosjekter som er foreslått startet opp innen 2 år

Prosjekt	Beskrivelse	Planlagt oppstart	Forventet idriftsatt
Seidafjellet - Finland	Back-to-back	2022	Før 2030
Hinnøy - Sortland	Reinvestering kabel	2022	2-4 år etter konsesjon
Vollan	Ny stasjon med Arva	2022	2-3 år etter konsesjon
Sautso og Alta Kraftverk	GIS revisjon og ny stasjonsløsning	2023	2-3 år etter konsesjon
Skibotn	Fornyelse stasjon	2023	2-3 år etter konsesjon
Hinnøy	Ny stasjon med Vestall	2023	2-3 år etter konsesjon
Niingen	Ny stasjon med HLKN	Har startet	2026
Bardufoss	Ny trafo	2024	2-3 år etter konsesjon
Goulasjokka	Fornyelse Stasjon	2023	2-3 år etter konsesjon
Kvandal	Utfasing GIS, fornyelse kontrollanlegg, SVC og 132 kV	2024	2-3 år etter konsesjon
Kvandal - Kilbotn - (Kanstadbotn)	Ny ledning og stasjoner	2024	3-6 år etter konsesjon
Melbu - Stokmarknes - Sortland	Fornyelse ledning	2024	2-4 år etter konsesjon

Tiltak for vurdering

Prosjekt	Beskrivelse	Forventet idriftsatt
Hergot	Ny stasjon	Før 2030
Ofoten - Skjomen	Ny ledning	Før 2035
Ofoten - sør/øst	Ny ledning sørover i Nordland eller mot Sverige	Før 2035

Balsfjord - Skillemoen - Skaidi 2	Ny ledning	Før 2035
Melbu	Ny stasjon	Før 2035
Adamselv - Lakselv	Fornyelse ledning	Før 2040
Varangerbotn - Kirkenes - Skogfoss	Fornyelse ledning	Før 2040

Vi jobber med tiltak for å redusere ledetid fra oppstart til idriftsettelse

I tillegg kommer øvrige fornyelser og periodisk vedlikehold. Det er et stort fornyelsesbehov for kontrollanlegg i tiden fremover, der vi følger nye krav og standarder for digitale kontrollanlegg. Fornyelse av kontrollanlegg gjøres fortrinnsvis hvert 20 år basert på utløp av forventet levetid koordinert med andre tiltak. Frem mot 2040 er følgende kontrollanleggsfornyelser planlagt: Adamselv, Alta Kraftverk/Sautso (inngår sannsynligvis i ny stasjonsløsning), Sortland, Narvik, Ballangen, Ofoten, Kvandal, Kvitfossen, Hinnøy, Skogfoss, Bjørnevatn, Lakselv, Balsfjord, Bardufoss, Skaidi, Tana Bru, Skillemoen, Skjomen, Stokmarknes. Disse vil vurderes nærmere og sees i sammenheng med øvrige tiltak.

4.2 Videre arbeid

Pågående prosjekter videreføres og sikres fremdrift. Dette gjelder spesielt Skaidi-Hammerfest, Skaidi-Lebesby, Lebesby-Seidafjellet og Kirkenes. Vi vil påse at prosjektene inkluderer nødvendig reaktiv kompensering og tilrettelegger for videre nettutvikling. Oppfølging av samiske interesser blir viktig.

Effektstyring mot Finland bør fortrinnsvis være på plass før stor forbruksøkning i Finnmark og vi vil snarlig starte arbeidet med en Back-to-back i Seidafjellet stasjon. Dette for å håndtere økt forbruk og produksjon uten å måtte dele nettet mot Finland og redusere utvekslingskapasiteten.

Vi vil starte utredning på nye større nettforsterkninger, en tredje ledning inn til Ofoten (all dagens kapasitet er reservert) og Balsfjord-Skillemoen/Skaidi 2 (forsyningssikkerhet for Finnmark). Videre den fjerde ledningen inn i Sørnettet, Kvandal-Kilbotn (Kanstadbotn) og Ofoten-Skjomen 2, samt transformeringsbehov i Kvandal og Ofoten i relasjon til industriutviklingen.

Samarbeidet og dialog med kunder og viktige interessenter videreføres med oppfølging av realisme i planer for forbruk og produksjon med tilhørende fleksibilitet hos nytt forbruk og mulighet for avtaler med vilkår.

Vi vil tilrettelegge for utvikling av vindkraftproduksjon offshore også i nord, men dette antas lengre frem i tid.

God systemutnyttelse blir enda mer sentralt fremover, og tilknytning av forbruk og produksjon på vilkår blir mer aktuelt. Ved avtaler om hurtig utkobling med bruk av nett- og systemvern er det kritisk at det effektueres raskt for å sikre god kontroll i driften av kraftsystemet. Dette forutsetter gode og effektive verktøy. Det er betydelig risiko å tilknytte mye på vilkår når det mangler systemer og automatiserte verktøy for å håndtere dette. Det er en god del forbruk i Nord der det ønskes tilknytning på vilkår, men vi ser det som krevende å tilknytte mer forbruk på vilkår i Nord nå. Bedre systemer for deling av informasjon mellom netteiere er helt nødvendig, og det er kritisk å få på plass automatiserte løsninger for nett- og systemvern. Det pågår et arbeid i bransjen for systemer for informasjonsdeling og det er viktig at bransjen arbeider sammen om avtaleverk for tilknytning på vilkår samt automatiserte løsninger for dette.

Det vil gjøres en nærmere vurdering av utkoblingsbehov for planlagte tiltak og disse vil koordineres for å sikre gjennomførbarhet.

Ressurstilgang og leverandørmarkedet er ikke vurdert eller hensyntatt og vil være en viktig faktor fremover.

Statnett

