

Norges vassdrags- og energidirektorat

Postboks 5091 Majorstua
0301 OSLO

Saksbeh./tlf.nr.: Asgeir Vagnildhaug/99742503
Deres ref./Deres dato: 202016710-186/28.06.2022
Vår ref.: 19/00505-7
Vår dato: 28.10.2022

420 kV Skaidi-Lebesby: Tilleggsinformasjon til konsesjonssøknad

Statnett viser til brev fra NVE datert 28.6.2022 (NVE 202016710-186) med spørsmål om mer informasjon og tillegg fra Statnett i forbindelse med behandlingen av konsesjonssøknaden Ny 420kV-ledning Skaidi-Lebesby.

Utrede nettløsninger som ikke innebærer luftledning forbi dverggålokaliteten ved Stabbursneset

NVE spør Statnett om løsninger som ikke innebærer luftledning forbi Stabbursnes. Statnett har tidligere sett på flere ulike løsninger for kryssing av Stabbursdalen uten luftledning, og presentert følgende:

- Det er tidligere vurdert kryssing av Stabbursdalen med jordkabel. Dette ble presentert som en del av konsesjonssøknaden av desember 2020 og løsningen ble konsekvensutredet.
- Det er utredet to alternativer for kryssing av Porsangerfjorden med sjøkabel, samt beskrevet et alternativ ved å legge sjøkabel i nord-sør retning forbi Stabbursnes og Valdakmyra. Se brev til NVE av 5. desember 2021.

I søknad av desember 2020 og i svar til NVE på tilleggsutredninger i desember 2021 viser vi at de ovennevnte løsningene er betydelig kostnadsdrivende. I tillegg vil løsninger som innebærer kabel kreve ytterligere reaktive komponenter inn i nettet.

Ny vurdert løsning for 420 kV jordkabel i Stabbursdalen

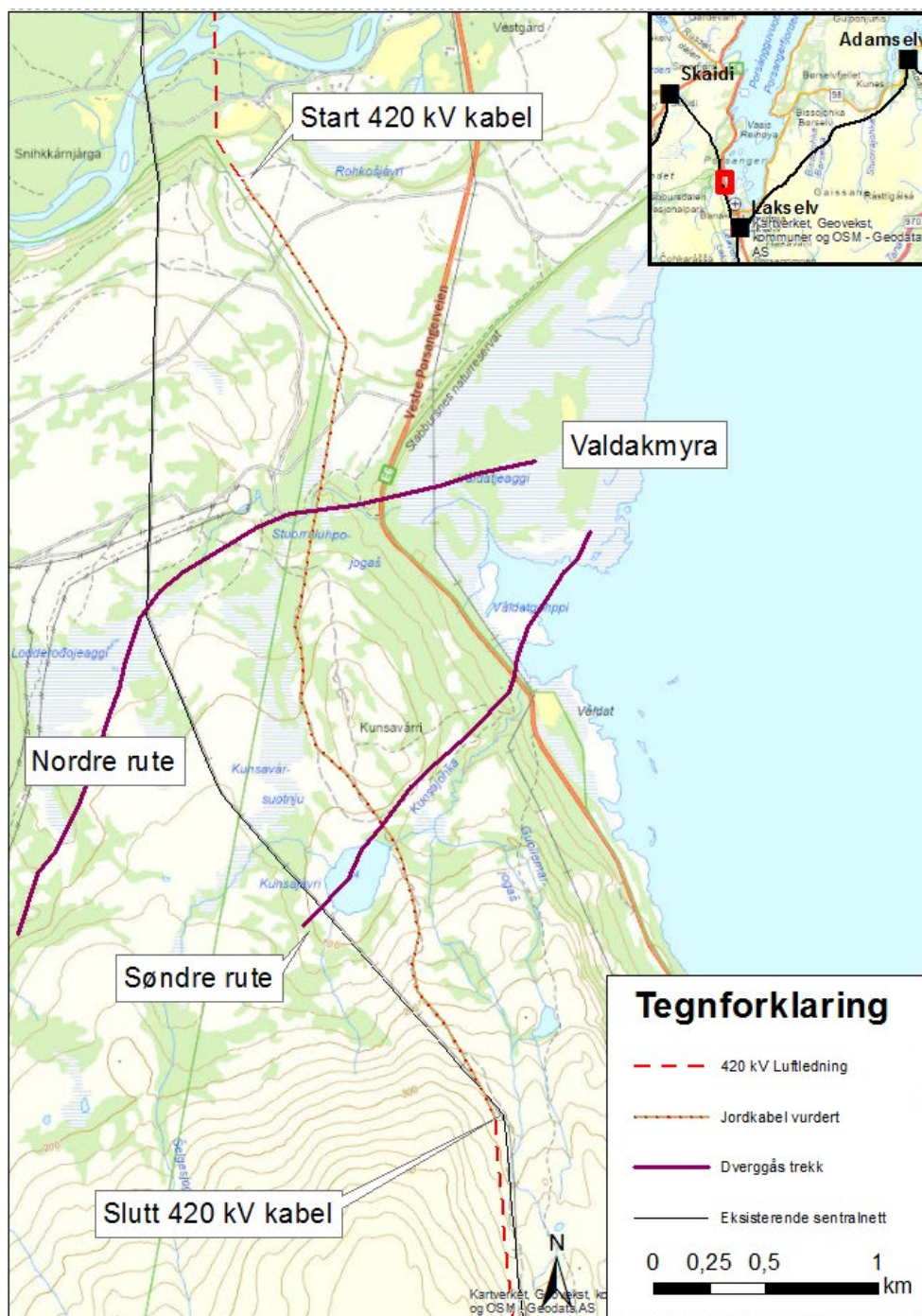
Statnett har vurdert et nytt alternativ som går nord-sør retning langs Porsangerfjorden og krysser Stabbursdalen uten luftledning. Her har vi sett nærmere på en jordkabeløsning som er noe kortere enn den løsningen som ble vurdert i konsesjonssøknaden, og det legges kun ett kabelsett. I opprinnelig konsesjonssøknad var det forutsatt at kabeltraseen krysset Stabburselva ved hjelp av boring av mikrotunneler. Kabel gir betydelige merkostnader sammenlignet med luftledning, og

Løsningen med mikrotunneler som er kompleks og omfattende er også kostnadsdrivende. Dette utgår i det nye alternativet..

Statnett vurderer at ett 420kV kabelsett på Skaidi-Lebesby vil være tilstrekkelig i overskuelig framtid, fordi kapasiteten på luftledningen ikke kan utnyttes fullt ut. Vi vet ikke når det vil være nødvendig å etablere ett sett nr 2. Det må derfor tas med i betraktning et sett nr. 2 og planlegges for det. I tidligere vurderinger har vi forutsatt to kabelsett, foruten i sjøkabelløsningene der det er overordnet belyst virkninger av ett sett. Produksjonskostnader for kabel utgjør en betydelig andel av kostnadene, så merkostnaden vil bli en del lavere ved å forutsette ett kabelsett.

Norsk institutt for naturforskning (NINA) ble våren 2022 engasjert av Statnett for å gjøre undersøkelser med radar for å kartlegge flyvehøyde og retning for fugler, da spesielt dverggåsa, i sommersesongen 2022. Vi har fått noen foreløpige resultater som viser at trekkrutene til og fra Valdakmyra, der hvor dverggåsa i hovedsak holder til, er i øst-vest retning ved Valdakmyra. Etter vår oppfatning kan det å bygge jordkabel på en kortere strekning enn tidligere beskrevet (hvor kabeltraseen startet nord for Stabburselva); fra sørsiden av Stabburselva til kryssingen av Kunsavarri, være en mulighet som reduserer eventuelle virkninger for dverggåsa. I det vurderte alternativet unngås en komplisert og fordyrende kryssing av Stabburselva og de inngrep som dette representerer med store behov for riggplasser. Kartet under er utarbeidet av Statnett og viser en aktuell jordkabeltrasé for 420 kV og viser også de oppgitte/observerte trekkrutene (2022) i øst-vest retning til Valdakmyra.

De registrerte trekkrutene er basert på observasjoner som er gjort i forbindelse med radarprosjektet i 2022. Observasjonene viser at gjessene følger noen daldrag opp fra Valdamyra, både langs den nordlige ruta og den sørlige. Den sørlige ruta følger bekken som renner fra vannet Kunsajavri. Det er pr i dag ikke gjennomført noen nærmere analyse av dataene fra prosjektet, så dataene må regnes som foreløpige. Statnett avventer en rapport fra NINA senere i høst som i større grad beskriver og viser resultater fra sommerens undersøkelser.



Figur 1: Kart som viser dagens 132 kV ledning og det vurderte alternativet med 420 kV jordkabel

Det er vurdert en jordkabeltrasé som vist i kartet over er ca. 4,5 km lang. Ved at reaktoraneleggene som kreves som følge av kabelanlegget legges i stasjonene Skaidi og Lakselv vil muffeanleggene i hver ende av kabelen kreve et areal på rundt 2-2,5 dekar. Det må også etableres adkomstveg til muffeanleggene.

På de mer terrasserte partiene i Stabbursdalen vil det være få utfordringer ved å bygge et kabelanlegg, hvor det i hovedsak er fluviale løsmasser. Derimot kan det bli mer krevende opp mot Kunsavarri og videre opp mot fjellet Njeiddan, hvor det er lite løsmasser og trolig stor grad av sprengning. Et kabelanlegg med en-lederkabler krever bred grøft, og en må regne med at bredde på et anleggsområde inklusive anleggsvei og masselagring vil være rundt 30-40 meter.

Når en unngår kryssing av Stabburselva med jordkabel/mikrotunneler reduseres miljøkonsekvensene i stor grad, men de midlertidige (og varige) terrenginngrepene ved jordkabelanlegget vurderes allikevel som betydelige, særlig i søndre del av kabeltraseen.

En innskutt kabel på 420 kV ledningen er lite ønskelig fordi det påvirker driftskapasitansen og innfører behov for ytterligere reaktiv kompensering. I tillegg vil det ved eventuelle feil på et 420 kV kabelanlegg ta lang tid å reparere. Det er muligheter for å legge et dobbelt kabelsett, eller en stk reservekabel (for eksempel 4 enledere) for å redusere konsekvensene ved ev. feil på et slikt anlegg, men det kan tenkes at hele kabelanlegget er utsatt for feil når dette først inntreffer, f.eks. ved ytre påvirkning.

Statnett har estimert at et 420 kV kabelanlegg på 4,5 km i Stabbursdalen (uten kryssing av Stabburselva) vil gi en merkostnad på 4-500 MNOK sammenlignet med luftledning gjennom dalen. I dette estimatet er 420 kV reaktoranlegg i Skaidi og Lakselv tatt med.

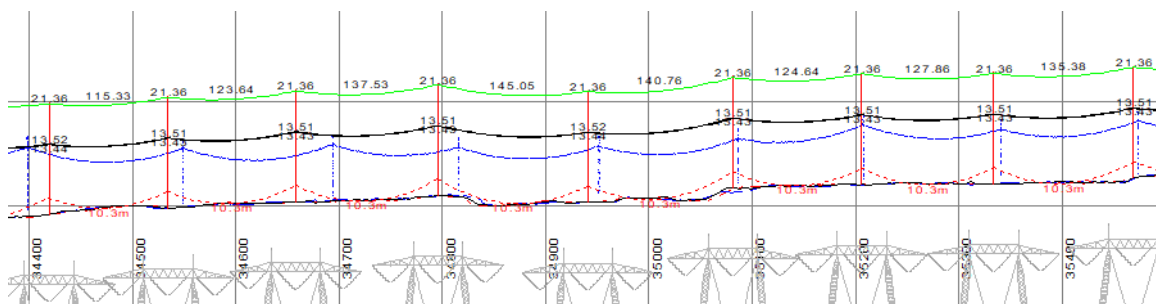
Statnett er innforstått med at kabel på 420 kV kan vurderes som alternativ til luftledning i tilfeller med særdeles sterke miljøhensyn. Med utgangspunkt i at det ikke er noen kjente tilfeller av fuglekollisjoner for noen av de eksisterende kraftledningene i Stabbursdalen samt den betydelige merkostnaden for et 420 kV kabelanlegg, vurderer Statnett at dette ikke er et alternativ som vi ønsker å søke om konsesjon for.

Alternativ løsning: Lav 420 kV luftledning og 132 kV kabel

Statnett har som nevnt over ingen informasjon om at dverggås eller andre fugler har kollidert med dagens 132 kV ledning som krysser Stabbursdalen. NettiNord som eier dagens 66 kV ledning som krysser Stabbursdalen parallelt med vår 132 kV ledning, har heller ingen observasjoner eller informasjon om at det har vært fuglekollisjoner gjennom driftstiden av ledningen (bygd i 1970). Observasjoner gjort av NINA's personell i forbindelse med radarundersøkelsene har vist at dverggåsa flyr over dagens ledninger.

Statnett introduserer her en mulighet som innebærer at vi kabler 132kV-ledningen og gjenbraker dagens 132 kV ledningstrasé. Det bygges en 420 kV ledning i eksisterende trasé, og 132kV-ledningen legges som jordkabel langs denne. Ved at vi reduserer høyden på 420 kV mastene ved å plassere mastepunktene likt som for dagens 132 kV ledning, kan vi tilnærmet gjenskape en situasjon som vi har i dag.

Ny 420 kV ledning er planlagt med to toppliner, dvs. en for jording og en for fiber som begge kan legges som kabel langs traseen for ytterligere å redusere høyden på anlegget (reduserer høyden med ca. 8 meter).



Figur 2: Snitt som viser fasinjer for dagens 132 kV ledning i blått, fasinjer for ny 420 kV i svart og topliner for 420 kV ledning i grønt.

Skissen i figur 2 viser høydeforskjellen på en 420 kV ledning og dagens 132 kV ledning gitt at man gjenbruker trase og mastepunkter til dagens 132 kV. I skissen er det også vist spennlengder mellom mastene, og på en aktuell strekning i Stabburisdalen er spennlengdene mellom 100 – 150 meter. Som følge av større krav til avstand mellom bakken og strømførende ledninger må mastene for 420 kV bli noe høyere enn dagens master for 132 kV. I gjennomsnitt vil 420 kV mastene og fasinene bli ca. 4 meter høyere enn dagens 132 kV anlegg.



Figur 3: Foto som viser dagens situasjon med 132 kV ledning og 66 kV ledning. Foto er tatt langs vegen inn til nasjonalparken.



Figur 4: Fotomontasje som viser 420 kV master i samme mastepunkt som dagens 132 kV ledning. I fotomontasjen er ikke 66 kV ledningen med da denne er forutsatt revet.

I tillegg til at man med denne løsningen til en viss grad gjenskaper dagens situasjon, kan man gjøre ledningen mer synlig ved å montere fugleavvisere på linene. Faselinene for 420 kV ledningen er tykkere enn faselinene for 132 kV og Statnett har omsøkt en 420 kV med duplex, dvs. to strømførende liner per fase – hvilket gjør selve ledningene mer synlig for fugler enn dagens 132 kV ledning.

Det vil sannsynligvis være behov for å bygge triplex (3 liner per fase) på en slik "spesialstrekning" med korte avstander mellom mastene, fordi vertikallasten på mastene blir for lav uten. For lav vertikallast kan føre til høy slitasje og øker risikoen for feil. Med triplex øker vi vertikallasten og synligheten av selve ledningen øker ytterligere.

Statnett mener dette er en mulig løsning for 420kV-ledningen på strekningen fra like sør for Stabburselva til vinkelpunkt sør for Kunsajavri, en strekning på ca. 4,5 km, se kartet i figur 1. Ved at det blir bygd 3 ganger flere master pr. km enn normalt for 420 kV ledninger blir det en forholdsvis høy merkostnad på 60-80 MNOK.

Jordkabelanlegget på 132 kV ledningen, parallelt med 420 kV ledningen vil innebære en bredde på kabelgrøften på omtrent 2-3 meter. Kablene må graves ned til minimum 70 cm. Estimert kostnad for anlegget er ca. 40-55 MNOK. I hver ende av jordkabelen må det etableres en kabelendemast med kabelmuffer. Se eksempel på en kabelendemast i bildet under.

Løsningen vil videre trolig medføre behov for å installere en jordslutningsspole plassert i eksisterende Lakselv stasjon.



Figur 5: Eksempel på en kabelendemast. Foto er tatt ved Kvitfossen transformatorstasjon i Vågan kommune.

Totalt vil en løsning med kabling av 132 kV ledningen og bygging av 420 kV master i dagens trasé for 132 kV ledningen innebære en merkostnad på 100-135 MNOK, sammenlignet med den omsøkte løsningen.

Etter Statnetts vurdering vil konsekvensene for miljø og landskap være akseptable. Begge anleggene vil ligge innenfor Stabbursdalen landskapsvernområde, slik dagens 66 og 132 kV ledninger gjør. Det vil ta flere år før området langs kabelgrøften vil bli fullt ut revegetert, men det kan gjøres spesielle tiltak for å bedre ivareta dette. Det vil videre være behov for tilkomst til kabeltraseen i driftsfasen av beredskapshensyn dersom det oppstår feil på kabelen.

Løsningen med lav 420kV-ledning og kabling av eksisterende 132kV ledning vil etter vårt syn være såpass lik dagens løsning at det ikke gir noen ytterligere risikoer for fuglekollisjoner. At dagens tremaster erstattes av stålmaster som er noe høyere (og kraftigere) vil gi noe mer negative virkninger for landskap.

Statnett ønsker å utarbeide en tilleggsøknad for denne løsningen hvor vi tilnærmet gjenskaper dagens situasjon. Dette vil i så fall bli et alternativ til de omsøkte løsningene beskrevet i konsesjonssøknaden av desember 2020.

Alternative løsninger til 420 kV

NVE ber om at Statnett vurderer alternativer som:

- Temperaturoppgradering av eksisterende 132 kV ledninger
- Bygging av ny 132 kV ledning på hele eller deler av strekningen
- Oppgradering av transformatorstasjoner
- Back-to-back løsning mot Finland

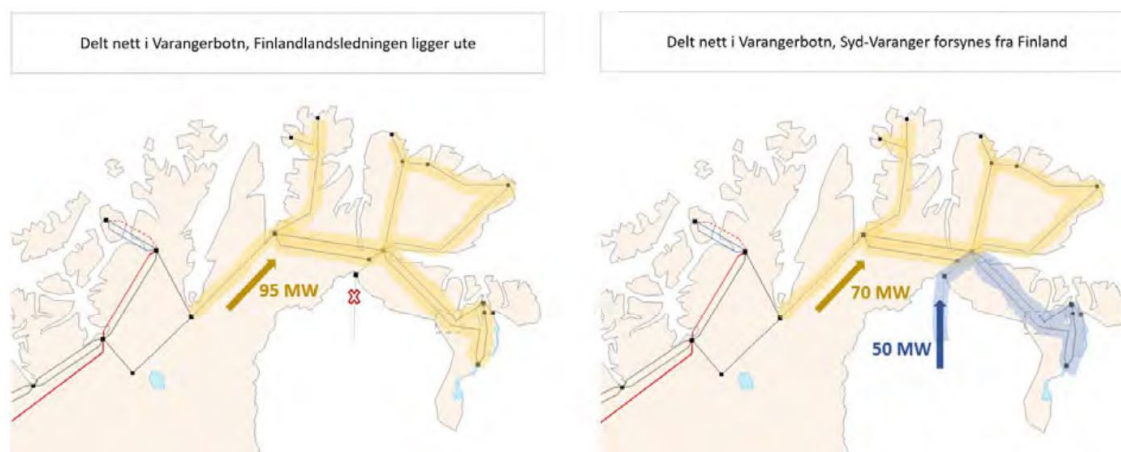
Benytte 132 kV som alternativ til 420 kV

Temperaturoppgradering av eksisterende 132 kV ledninger

Vi viser til konsesjonssøknaden for 420 kV Skaidi-Lebesby, vedlegg 5 Samfunnsøkonomisk analyse der det er redegjort for dette. De 132 kV ledninger med størst begrensning inn mot Finnmark er allerede temperaturoppgradert. Temperaturoppgradering alene vil ikke imøtekomme de kartlagte behov. Det kan allikevel være aktuelt med temperaturoppgradering av enkelte ledninger i tillegg til større tiltak. Hvis man for eksempel bygger 420 kV Skaidi-Lebesby og temperaturoppgraderer 132 kV ledningene mellom Adamselv og Varangerbotn, vil dette legge til rette for all konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya (170 MW), i tillegg til 320 MW vindkraft tilknyttet Lebesby/Adamselv..

Vurdering

Det er ikke et fullgodt alternativ å kun temperaturoppgradere eksisterende ledninger. Området har kun en ledning som forsyner fra norsk side (Lakselv-Adamselv) og uansett hvor sterk denne ledningen blir, vil en feil på denne, medføre at det ikke er mulig å forsyne fra norsk side (se figur 6 under som viser dette). Figurer 5 og 6 på side 4-5 i konsesjonssøknadens vedlegg 5, og spesielt andre avsnitt på side 5 forklarer dette.



Figur 6: Fra samfunnsøkonomisk analyse side 4 og 5, forsyning med og uten Finland. I tillegg finnes en tredje mulighet, hvor Adamselv-Lakselv er ute – da forsynes Øst-Finnmark med 90 MW fra Finland.

- Temperaturoppgradering alene vil ikke gjøre mye for å ytterligere sikre strømforsyningen til eksisterende forbruk. Det er heller ikke nødvendig, dersom det ikke gjøres i sammenheng med andre forsterkninger.

- Temperaturoppgradering alene vil ikke gjøre mye for fremtidig forbruk og tilknytning av ny produksjon i Øst-Finnmark.

Bygging av ny 132 kV ledning på hele eller deler av strekningen

En ny ledning på 132 kV mellom Skaidi og Lebesby/Adamselv vil ikke legge til rette for noe av den konsesjonsgitte vindkraften under Varangerbotn. Det er også en begrensning i samleskinnen i Varangerbotn som hindrer dette, og hvis denne begrensningen fjernes – eller om produksjonen tilknyttes andre steder (for eksempel under Lebesby/Adamselv) – vil ny 132 kV ledning Skaidi-Lebesby/Adamselv øke kapasiteten med 55 MW. I situasjoner med underskudd vil kapasiteten øke med rundt 90 MW (dersom man legger til grunn N-0 med omkoblingsmulighet).

Vurdering

Det er ikke vurdert å bygge kun 132 kV ledning, men det er vurdert å bygge 420 kV ledning som driftes på 132 kV for hele eller deler av strekningen. Resultatene er sammenlignbare med alternativet ved å bygge en 132 kV ledning.

- Ikke nødvendig for å sikre strømforsyningen til eksisterende forbruk, dersom det er akseptabelt at området forsynes fra Finland etter feil.
- Er et alternativ for å legge til rette for noe fremtidig forbruk og tilknytning av ny produksjon i Øst-Finnmark. Se detaljer i figurer 7 og figur 8 (som også finnes i den samfunnsøkonomiske analysen vedlagt konsesjonssøknaden.)

Mulighet	0	A	1	1a	2	2a	B	Ba	C	Ca	D	Da
Behov	0-alt.	BtB og 132 kV stasjon Var	132 kV drift Ska-Lak-Ada	+ BtB og 132 kV stasjon Var	420 kV drift Ska-Ada	+ BtB og 132 kV stasjon Var	+ temp. oppgr og 132 kV stasjon i Var	+ BtB	+ ny 420 kV Ada-Var (driftet på 132 kV)	+ BtB	420 kV drift Ska-Ada-Var	+ BtB
Konsesjonsgitt vindkraft (170 MW) under Varangerbotn	✗	✓ (150 MW)	✗ (0 MW)	✓	✗ (0 MW)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tilrettelegger for ytterligere volum, gitt Melkaya	0 MW	0 MW	55 MW*	35 MW	490 MW*	470 MW*	320 MW*	470 MW*	Noe høyere enn B	Noe høyere enn Ba	440 MW	590 MW
Forventet forbruksvekst (100 MW) innenfor Driftspolicy	✗ (25 MW)	✗ (55 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)	✓ (30-115 MW)	✓ (205 MW)
Forbruksøkning innenfor N-0, uten ringdrift	55 MW	205 MW	145 MW	285 MW	240 MW ^A	400 MW ^A	240 MW ^A	400 MW ^A	Noe høyere enn B	Noe høyere enn Ba	550 MW	700 MW
Kostnadsestimert (MNOK)	0	1 040	1 140	2 180	1 380	2 420	1 625	2 435	2 015	2 830	2 130	2 935
Oppsummering	Tas videre	Leser ikke behov	Tas videre	Oppfølg. investering	Tas videre	Oppfølg. investering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering	Oppfølgingsinvestering

* Gjelder for produksjon under Adamselv.

^A Gjelder for forbruk under Varangerbotn. Ytterligere oppside under Adamselv.

Figur 7: Figur 22 fra Statnetts samfunnsøkonomiske analyse for Skaidi-Lebesby



* Gjelder for produksjon under Adamselv.

[^] Gjelder for forbruk under Varangerbotn. Ytterligere oppside under Adamselv.

Figur 8: Figur 23 fra Statnetts samfunnsøkonomisk analyse for Skaidi-Lebesby

Oppgradering av transformatorstasjoner

Det er overføringskapasitet inn til (og ut av) området som begrenser muligheten til å tilknytte nytt forbruk og produksjon. Transformeringskapasiteten mellom spenningsnivåene må utbedres i takt med forsterkningen av nettet. Oppgraderinger av transformatorstasjoner alene vil ha liten til ingen effekt på overføringskapasiteten.

Vurdering

Oppgradering av transformatorstasjoner alene vil ikke gjøre mye for å sikre strømforsyningen til eksisterende og fremtidig forbruk og tilknytning av ny produksjon i Øst-Finnmark. Oppgradering av Varangerbotn stasjon i kombinasjon med ny 132 kV ledning inn til Varangerbotn kan legge til rette for noe ny produksjon og økt forbruk (se figur 6 og 7 over og beskrivelsen side 28, 30 og 60 i Statnetts samfunnsøkonomiske analyse). Det samme gjelder oppgradering av Varangerbotn stasjon i forbindelse med back-to-back-løsningen.

Back to back løsning mot Finland

Statnett har beskrevet dette i den samfunnsøkonomiske analysen side 28 og side 60:

En back-to-backløsning (BtB) vil ikke innebære noen ny ledning inn til Øst-Finnmark, og overføringskapasiteten vil slik sett være prisdelt dagens ledninger. BtB vil imidlertid gi noe spenningsstøtte til dagens nett. Dette gjør at muligheten legger til rette for om lag 55 MW forbruksvekst innenfor Statnetts driftspolicy. Dette er kun en økning på 30 MW fra dagens situasjon. Basert på dette konkluderer vi med at BtB ikke vil være tilstrekkelig alene for å imøtekomme forbruksvekst.

Samtidig med dette er det usikkert om en BtB alene kan tilknytte all konsesjonsgitt vindkraft. I utgangspunktet har en omformer med kapasitet på 150 MW blitt vurdert. Dette er en kapasitet som Fingrid mener at de kan ta imot i sitt nett fra Øst-Finnmark. Det er også en kapasitet vi kan ta imot i Norge.

En BtB endrer flyt på ledninger, drift av systemet og begrensende kapasiteter i Øst-Finnmark. Kort fortalt gir omformeren fordelene av å dele nettet, samtidig som utvekslingen med Finland er intakt. I situasjoner med overskudd i Øst-Finnmark vil det være mulig å eksportere 150 MW til Finland, og samtidig ha full eksport til Vest-Finnmark. Vi trenger altså ikke dele nettet slik vi gjør i dag for å hindre overlast på Finlandsledningen.

Med en BtB vil vi altså kunne eksportere opp mot 340 MW i overskuddssituasjoner, en økning på 150 MW fra i dag. Om denne kapasitetsøkningen er tilstrekkelig for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft vil avhenge av bruk av systemansvarliges og anleggseiers virkemidler, samt hvor mye nytt forbruk som faktisk blir realisert i Øst-Finnmark de kommende årene. Det vil også avhenge av hvordan de endelige avtalene med Fingrid vil se ut og hvilken flyt som tillates i ulike situasjoner.

Med den informasjonen vi besitter i dag er det imidlertid for usikkert å videreføre BtB som et selvstendig tiltak alene for å tilknytte konsesjonsgitt vindkraft. En BtB vil imidlertid likevel kunne være samfunnsøkonomisk rasjonell og er planlagt fremmet som eget tiltak gjennom en egen beslutningsprosess i parallell.

Back-to-back omformer mot Finland og ny 132 kV stasjon i Varangerbotn

Denne muligheten innebærer å bygge en back-to-back-omformer (BtB) i Varangerbotn stasjon. I tillegg må det gjøres tiltak i Varangerbotn stasjon for å øke kapasiteten på dagens samleskinne. Dette for å kunne ta imot konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Bytte av samleskinne i dagens Varangerbotn stasjon er svært krevende å gjennomføre, det er derfor lagt til grunn at det er nødvendig å etablere en ny 132 kV-stasjon (som kan være et første trinn i en Seidafjellet stasjon). BtB-omformeren er tenkt å plasseres i tilknytning til stasjonen.

En BtB-omformer vil gjøre det mulig å styre flyten på ledningen mellom Øst-Finnmark og Finland og den vil også gi indirekte kontroll på forbindelsen vestover ut av Øst-Finnmark. Dette vil gjøre det lettere å utnytte hele kapasiteten på dagens ledninger, men flyten mellom Norge og Finland vil fortsatt være bestemt av markedsforholdene som ikke nødvendigvis stemmer overens med lokale behov internt Finnmark til enhver tid.

I underskuddssituasjoner vil BtB-omformeren gi spenningsstøtte. Dette vil øke N-0 kapasitet med omkøblingsmulighet med 25 MW. Når det gjelder N-0 uten omkøblingsmulighet vil overføringskapasiteten inn til området øke markant. Med ringdrift har vi i dag en kapasitet på 140-180 MW. Med

BtB vil denne kapasiteten øke til opp mot 270 MW. Samtidig vil BtB-omformerer gjøre det mulig å opprettholde ringdrift tilnærmet hele tiden.

Vurdering

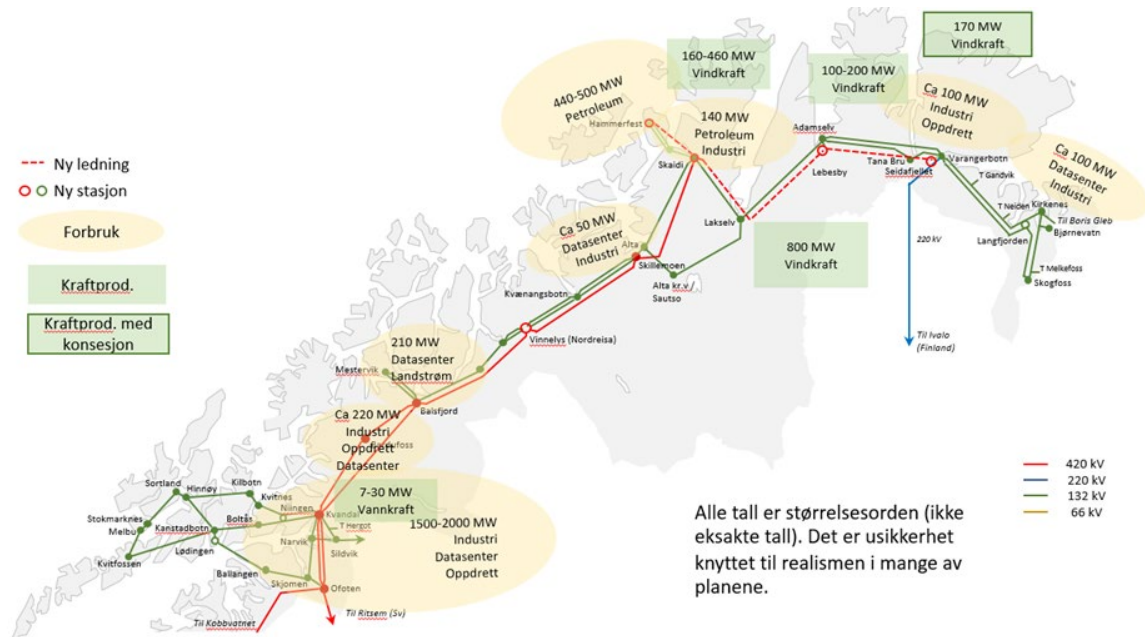
Back-to-back løsning mot Finland vil bidra til å sikre strømforsyningen til eksisterende forbruk, men er ikke tilstrekkelig for å legge til rette for (alt) fremtidig forbruk og tilknytning av ny produksjon i Øst-Finnmark.

Behov for nye ledninger, utbedring av flaskehals, nettførsterkninger lengre sør

NVE ber Statnett beskrive hvilke behov man vil ha for nye ledninger og utbedring av flaskehals for ulike scenarioer for forbruk og utbygging av kraftproduksjon i Finnmark. Redegjørelsen skal inkludere behov for eventuelle nettførsterkninger lengre sør i landet og eventuelt andre steder i Norden. De ulike scenarioene skal som minimum inkludere konsesjonsgitt (men ikke bygget) og omsøkt/meldt mengde vindkraftproduksjon i Finnmark.

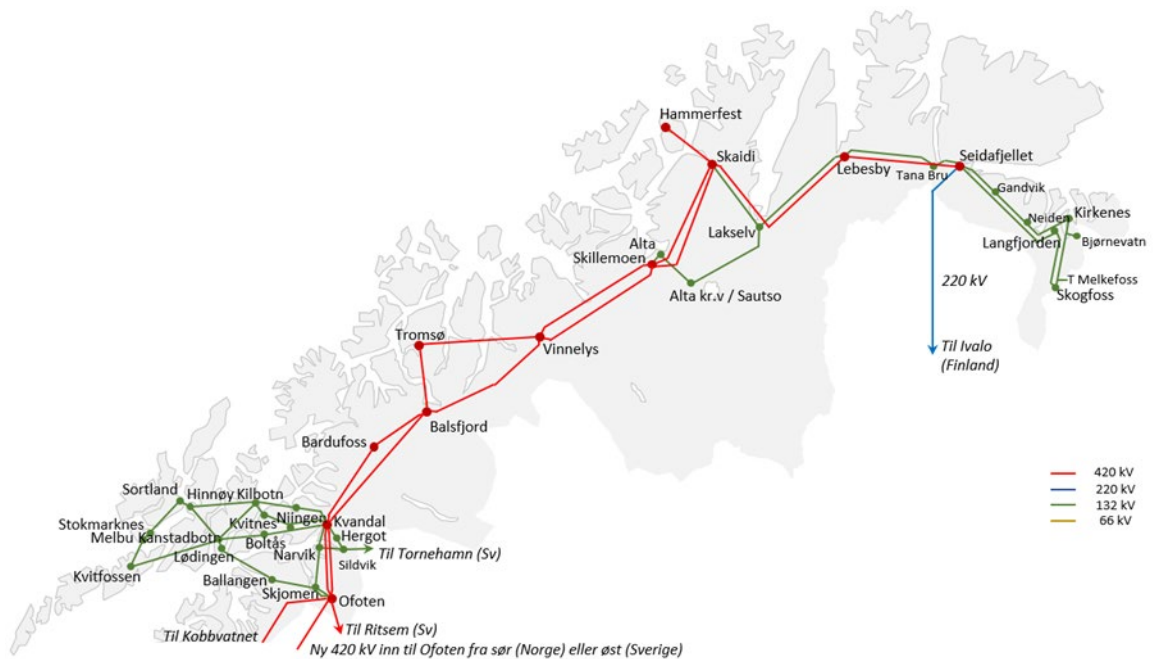
Fra Samfunnsøkonomisk analyse (søknadens vedlegg 5) har vi hentet figurene 6 og 7 som beskriver ulike scenarier og beskrevet om alternativene legger til rette for 1) konsesjonsgitt vindkraft, 2) ytterligere volum, 3) forventet forbruksvekst og 4) forbruksøkning innenfor N-0.

- Målnettene 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 Sørnettene 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 forsyningssikkerhet 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.



Figur 8: Fra Områdeplan Nord, figur 5 som viser forbruks og produksjonsplaner i Nord (Kraftproduksjon er basert på saker hentet fra NVEs nettsider. Saker fra langt tilbake i tid og som sannsynligvis ikke lenger er aktuelle er ikke tatt med).

Figuren over er hentet fra Områdeplan Nord og viser dagens situasjon med blant annet meldt/omsøkt og konsesjonsgitt vindkraft i sammenheng med planlagte kraftledninger.



Figur 9: Målnett i Nord stadium 2040 (figur hentet fra Områdeplan Nord)

Målnett har tresidig innmatning til området via Ofoten, dubler 420 kV frem til Skaidi og enkel 420 kV videre fra Skaidi til Seidafjellet (Varangerbotn) og til Hyggevatn (Hammerfest). Fra Skaidi og

østover til Seidafjellet har transmisjonsnettet 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.

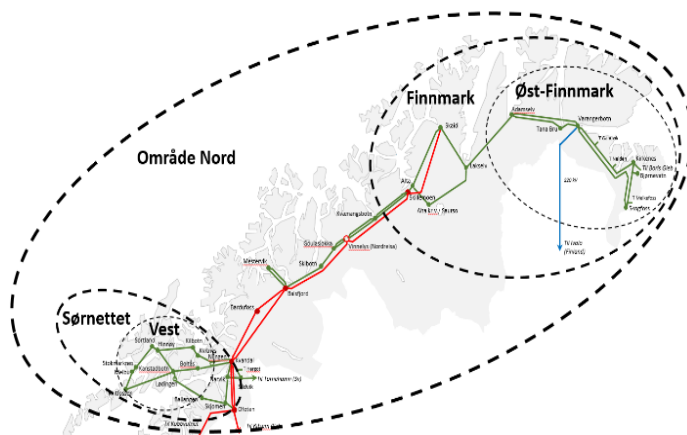
Sørnettet (Ofoten, Lofoten, Vesterålen og Harstad-området) og nettet øst for Seidafjellet opprettholdes og videreutvikles på 132 kV. 132 kV ledninger i transmisjonsnettet som i dag driftes på 40/50 grader vil i målnettet i all hovedsak være temperatur-opgradert til 80 grader.

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

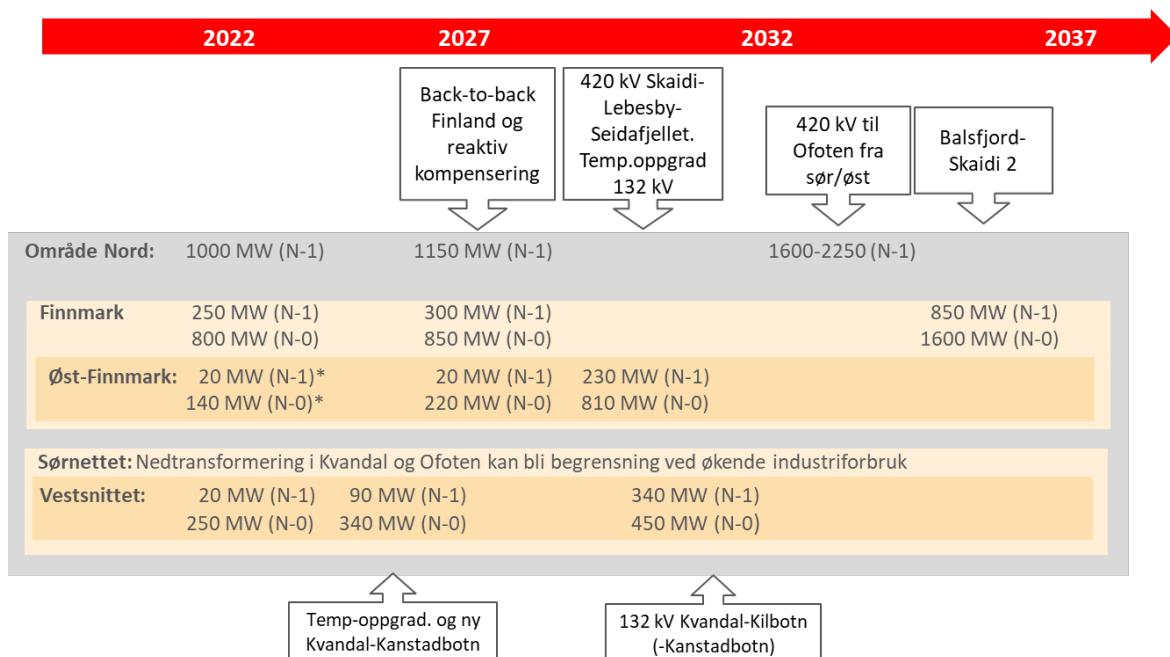
Utdrag fra kap 2.1 i områdeplanen:

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.

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 forsyningssikkerheten 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.



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



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 markeds kobling 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.

Vurdere innspill fra reinbeitedistrikt 13 sitt forslag ny plassering av Lebesby stasjon

Reinbeitedistrikt 13 foreslår at Lebesby B transformatorstasjon flyttes og samlokaliseres med eksisterende stasjoner i Landersfjorden (Adamselv).

Samlokalisering med dagens Adamselv stasjon

Statnett har sett på muligheter for å etablere en 420kV luftisolert stasjon (AIS) tilstøtende eksisterende Adamselv stasjon, og omtalt dette i konsesjonssøknaden. I det aktuelle området har det gjennom grunnundersøkelser utført av Multiconsult, blitt påvist forekomst av kvikkleire og mektige løsmasser med leirholdige materialer. Mektigheten på løsmassene varierer, og i noen områder ble det utført boringer til en dybde på opptil 30 meter uten å påvise berg. I andre deler av

området er det derimot berg på under 5 meters dybde. Området har stor variasjon i geotekniske egenskaper, og en profil som øker usikkerheten knyttet til grunnforholdene. Dette gir et risikobilde som Statnett mener ikke er forenelig med hverken sikker utbygging og drift av en stasjon slik det ble beskrevet i søknaden.

Gassisolerte stasjoner (GIS) krever mindre stasjonsområder som gir flere muligheter mhp plasseringer. SF6 gass er en svært farlig klimagass som i dag benyttes i GIS anlegg, og GIS er en løsning som bare bør benyttes i særlige tilfeller. Mer miljøvennlig isolasjonsmedium uten SF6-gass på 420 kV er under utvikling, men er per i dag ikke kvalifisert for bruk. Om denne blir kvalifisert vil dette etter vår vurdering gi nye muligheter for utvikling av stasjonsløsninger. Statnett skal vurdere alternative plasseringer med GIS-løsning, men det må også undersøkes grunnforhold for å vite om de er mulig å gjennomføre. Eventuelle muligheter kan vi presentere etter å ha gjennomført grunnundersøkelser ved Adamselv/Landersfjord. Vi planlegger grunnundersøkelsene i løpet av første halvår 2023.

Vi håper dette er tilstrekkelig underlag for videre behandling av søknaden. Vi vil holde NVE orientert om våre vurderinger av tilleggssøknad. Dersom det er behov for ytterligere informasjon ber vi dere om å ta kontakt.

Med vennlig hilsen

Bente Rudberg

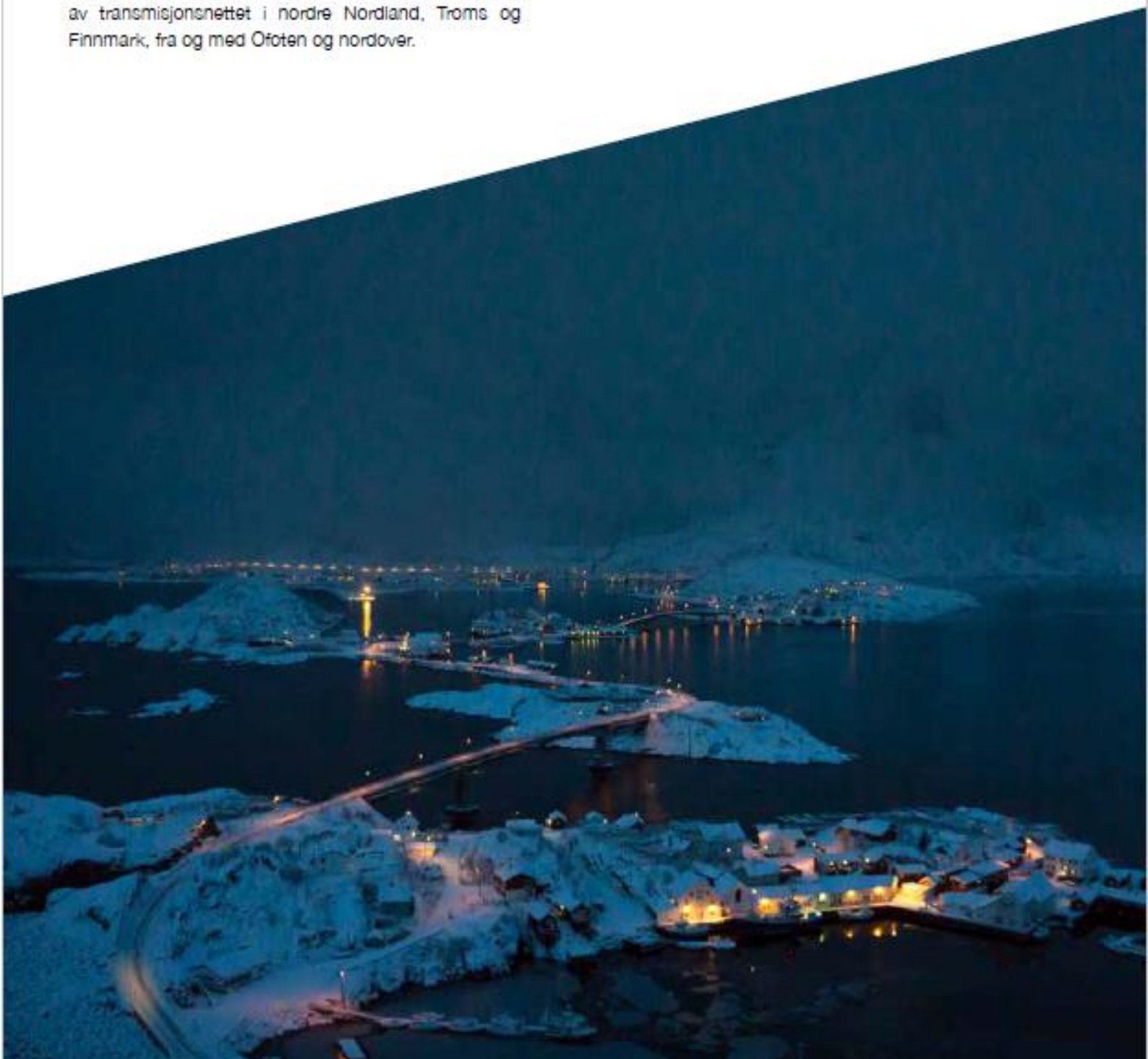
Prosjektleder

Vedlegg: Områdeplan Nord

Kopi: NettiNord AS

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

Områdeplan Nord beskriver en trinnvis utvikling av transmisjonsnett 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. Målnettets 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. Nettets 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. Målnettets 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. Målnettets 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.

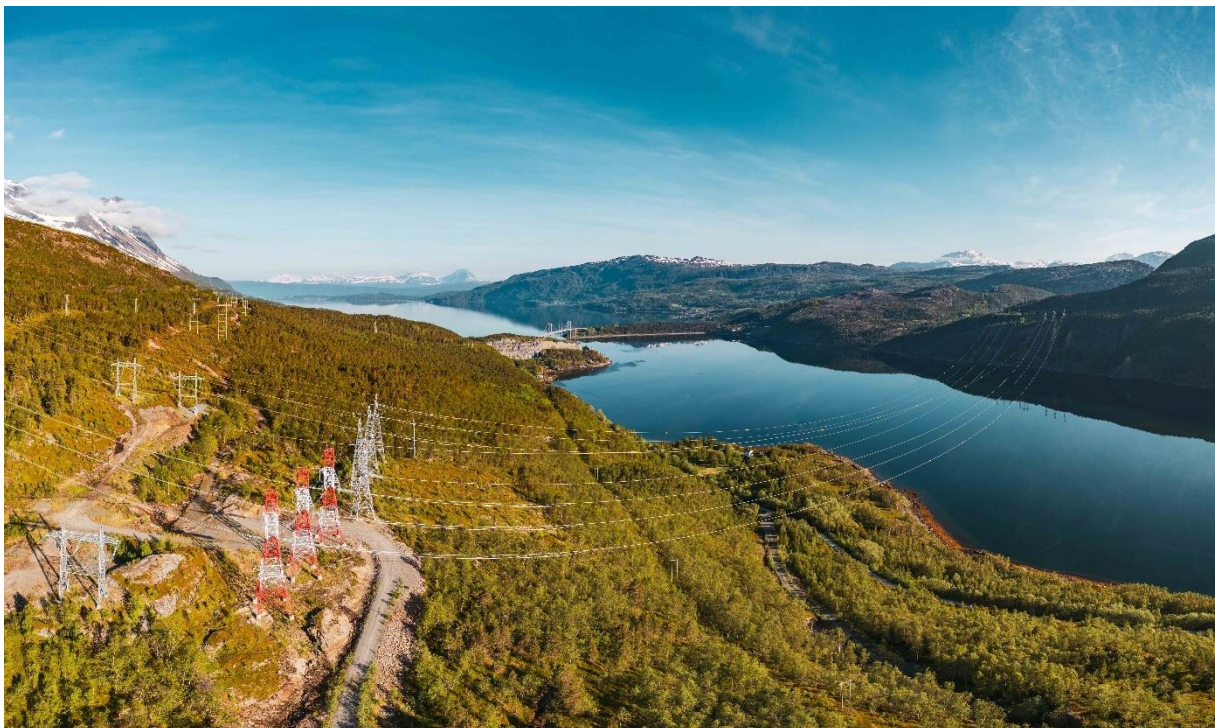
Målnettets vil gi betydelig økt overføringskapasitet både i og inn til området. Nettets forsterkes internt i området med dublert 420 kV fra Ofoten til Skaidi og 420 kV i parallell med 132 kV til Hammerfest og østover fra Skaidi til Varangerbotn. Sørnettet og Kirkenesområdet videreutvikles med økt kapasitet på 132 kV. Nettets 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.
- Målnettets innebærer omfattende nettførsterkninger i og inn til området, men med de omfattende forbruksplanene er det er 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

Sammendrag	1	
1	Situasjonsbeskrivelse og behov	3
1.1	Dagens kraftsystem	3
1.2	Transmisjonsnett	4
1.3	Behov for økt overføringskapasitet	7
2	Målnett	11
2.1	Kapasiteter i kraftsystemet	11
2.2	Samfunnmessig rasjonalitet	13
2.3	Usikkerhet i målnett	14
3	Områdeplan – trinnvis utvikling	15
3.1	Trinn 1 – Omfattende nettutbygging i Finnmark og i Sørnettet	15
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	18
3.4	Trinn 4 – Nettutvikling på lengre sikt (2033-2040)	18
4	Samlet framstilling av tiltakene i hvert trinn	19
4.1	Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030	19
4.2	Videre arbeid	19



1 Situasjonsbeskrivelse og behov

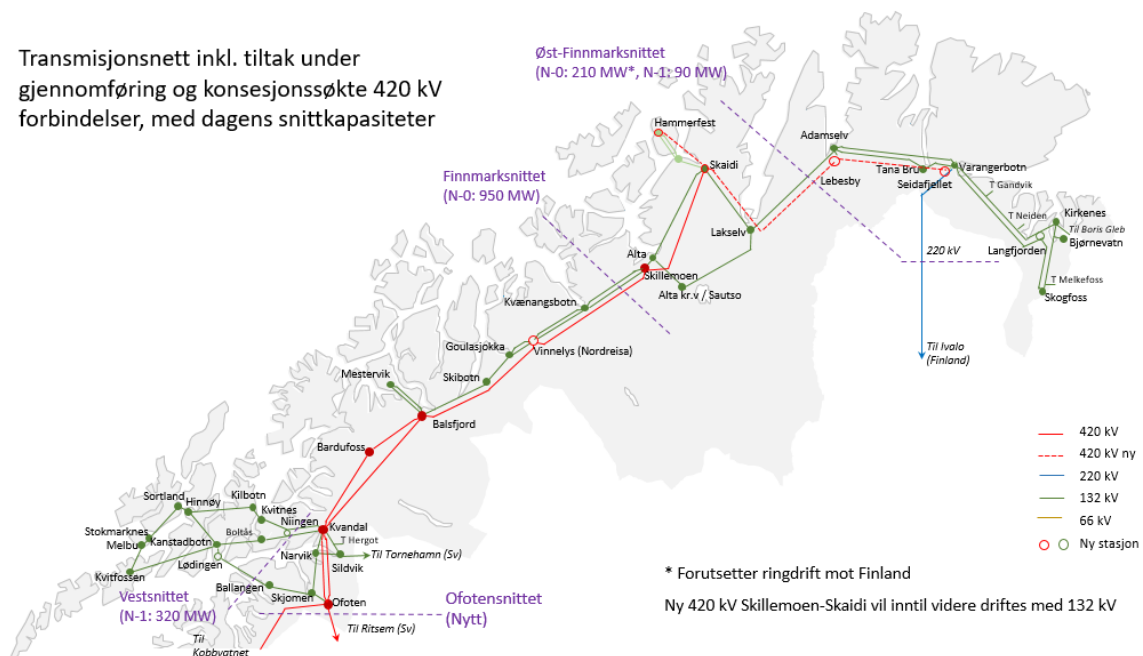
Områdeplan Nord dekker Finnmark, Troms og Nordre Nordland, fra Ofoten og nordover. Området avgrenses i sør på 420 kV mot Kobbvatnet og Ritsem i Sverige samt 132 kV mot Tornehamn i Sverige. I nord avgrenses området på 220 kV forbindelse fra Varangerbotn til Ivalo i Finland. Transmisjonsnettet består hovedsakelig 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 målbilde for utviklingen av transmisjonsnettet 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 overføringsnett 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 vintereffekt.

Finnmark har effektunderskudd og er avhengig av import på vinter. Transmisjonsnettet 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.

I Troms og Nordre Nordland ligger majoriteten av forbruket i de største byene (Tromsø, Narvik, Harstad), langs kysten, samt Finnfjord smelteverk. Vannkraftproduksjonen er hovedsakelig lokalisert i indre deler. De siste årene er det installert vindkraftverk som har endret driftsbildet noe. Kapasiteten i transmisjonsnettet 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 forsyningssikkerhet.

1.2 Transmisjonsnettet

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 forsyningssikkerheten, men nettet må ofte deles i Øst-Finnmark (N-0 drift).

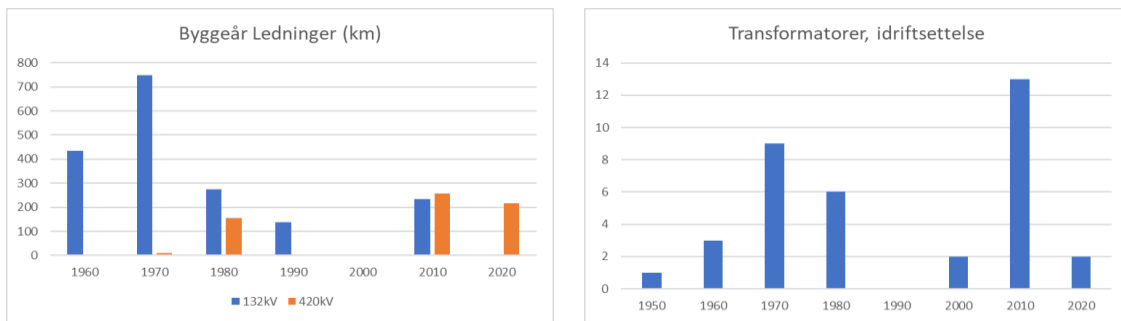
I Sørnettet (Lofoten, Vesterålen, Ofoten og Harstad-området) er det et omfattende 132 kV transmisjonsnett sammenkoblet med 132 kV regionalnett.

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. gjenoppsettingstider 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 2 viser aldersfordeling på henholdsvis ledninger og transformatorer som er i drift.

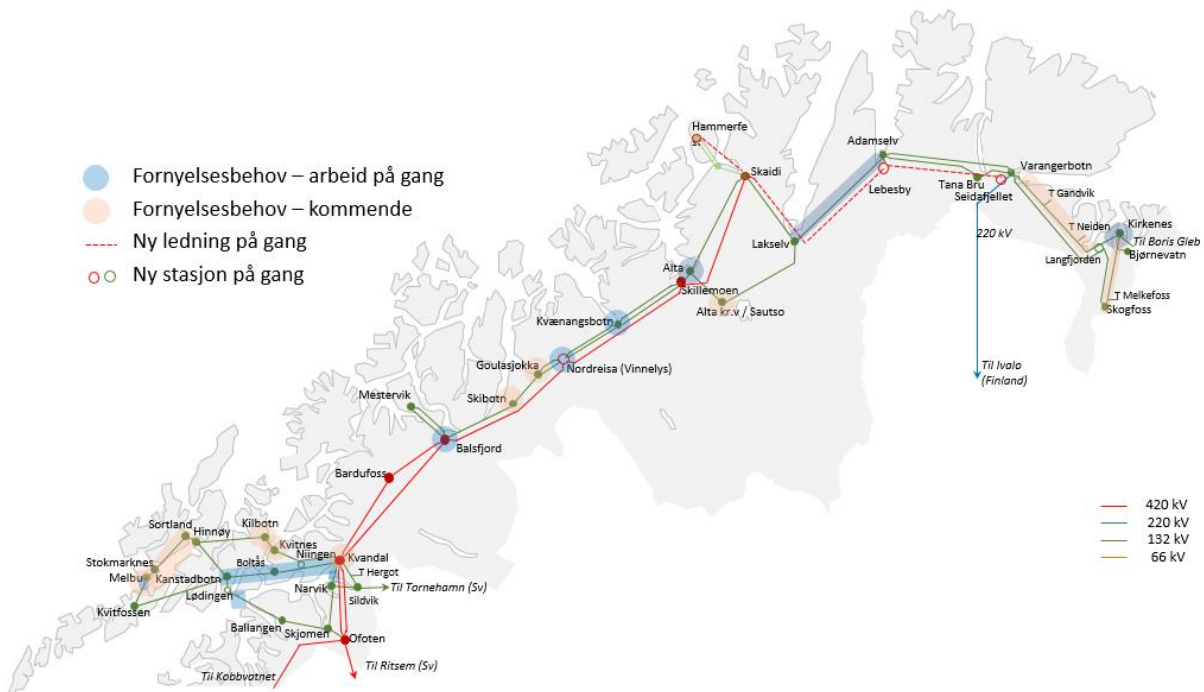


Figur 2: Byggeår ledninger og transformatorer for hver 10 års periode (f.eks. er 1960 bygd på 1960-tallet).

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 BP0) 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.



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-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 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 nettutvikling 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 nettutviklingen i Nord

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

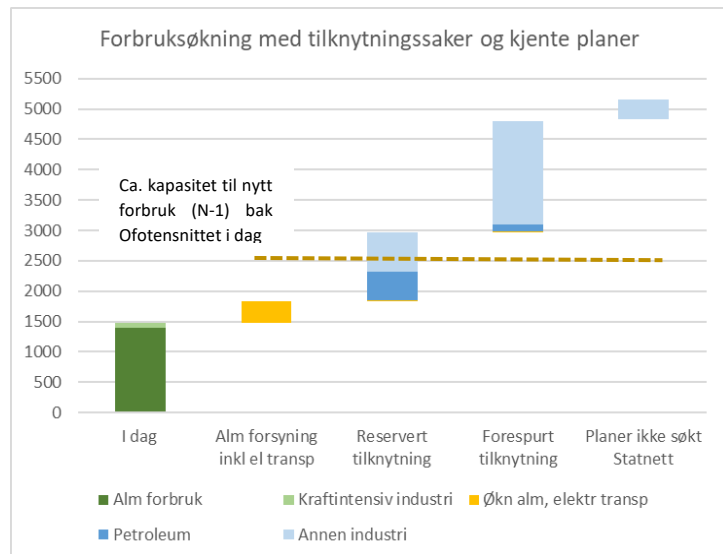
Figur 4 viser omfanget av forbruksplaner i Nord, i tillegg til vekst i alminnelig forsyning inklusive elektrifisering av transport (10 år frem). Vekst i alminnelig forsyning og elektrifisering av transport er i tråd med regionale utredningsansvarliges forventninger, som for elektrifisering av transport 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.

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 % 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



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.

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.

³ Forbruk er her satt som maksimal last i Transmisjonsnettet temperaturkorrigert med 10 års returtid.

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.

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 forsyningssikkerheten 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.

⁴ [Langsiktig markedsanalyse](#) og [Kortsiktige Markedsanalyse 2021-2026](#)

⁵ [Analyse av transportkanaler 2021-2040](#)

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 transformatorkapasitet 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 Bergneset 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.

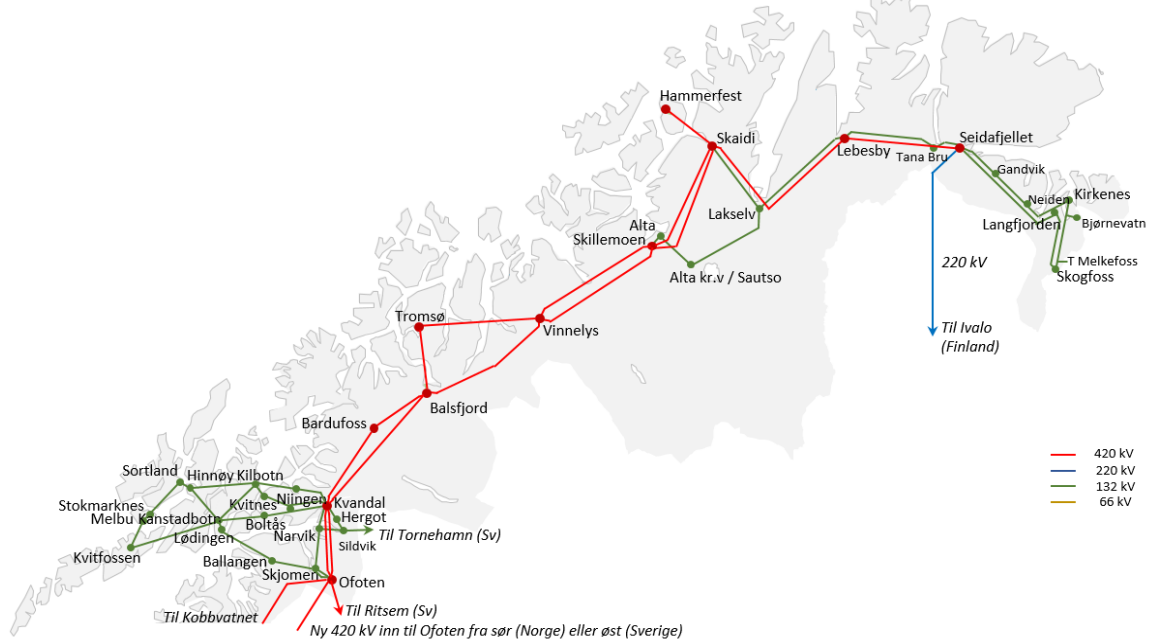
Mye av forbruksøkningen er planlagt i den indre delen (Ofoten) under Kvandal, Narvik, Ballangen og Hergot, der det er planer om mye ny industri (grønt stål, hydrogen, batteri, datasenter). Stort forbruk med tilknytning på 132 kV vil påvirke transformeringsbehovet fra 420 til 132 kV i Kvandal.

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 transmisjonsnettets slik vi tar sikte på å utvikle det frem mot 2040.



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

Målnettet har tresidig innmatning til området via Ofoten, dublert 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 transmisjonsnettets 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.

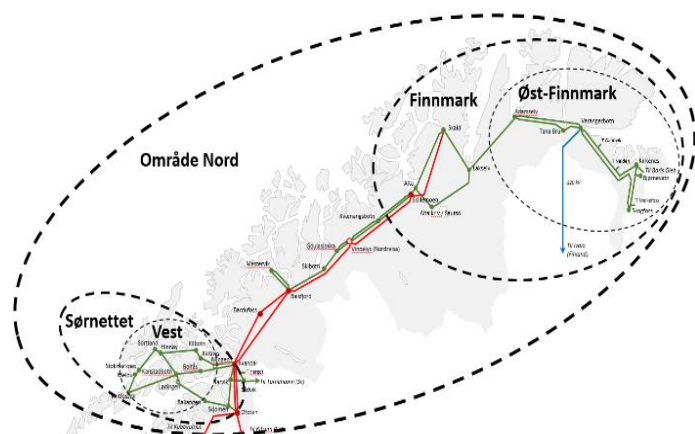
Sørnettets (Ofoten, Lofoten, Vesterålen og Harstad-området) og nettet øst for Seidafjellet opprettholdes og videreutvikles på 132 kV. 132 kV ledninger i transmisjonsnettets som i dag driftes på 40/50 grader vil i all hovedsak være temperatur-opgradert til 80 grader.

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 Sørnettets (transformeringskapasitet i Ofoten og Kvandal) og Vest.

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



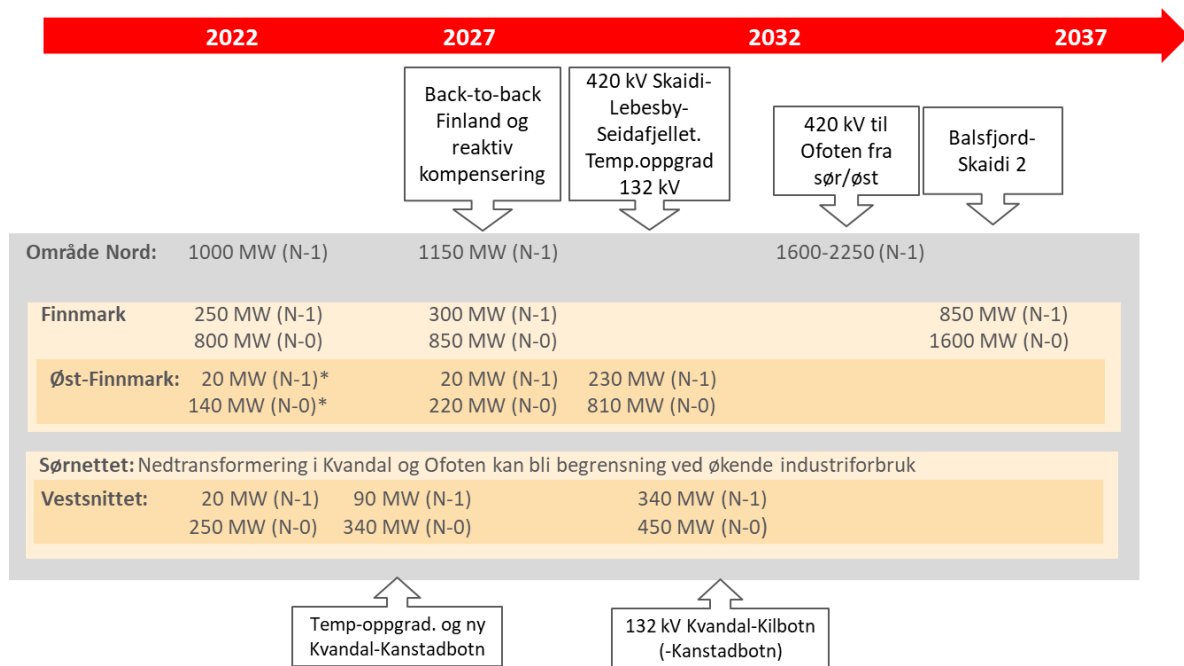
Figur 7: Illustrasjon av områder i Nord der overføringskapasitet inn til området kan bli bearensende.

(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 forsyningssikkerheten 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 forsyningssikkerhet (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.)

Transmisjonsnettet 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 forsyningssikkerhet 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 nettførsterkninger, ut over målnett, 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 Samfunnsmessig 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. Målnett 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. Målnett 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 forbrukerkunder 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 nettførsterkningstiltak som omfattes av regimet for konseptvalgutredninger (KVU). Enkelte av nettførsterkningstiltakene 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 overvåking 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 forpliktelse 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.

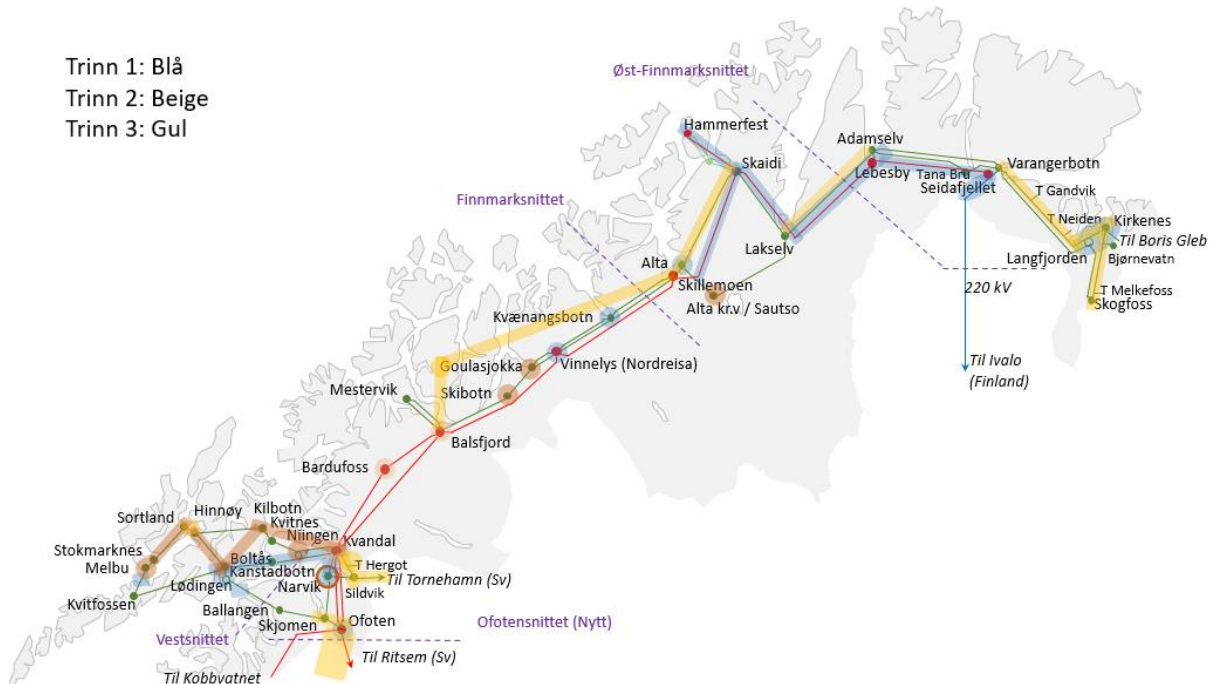
Gjennomføring av tiltakene er avhengig av at det gis konsesjon. Forsterkningene fra Skaidi til Hammerfest og fra Skaidi og østover til Varangerbotn har enda ikke konsesjon. Strekingen fra Lebesby til Varangerbotn er vurdert å være anleggsbidragspliktig. Videre er effektstyring (BtB) mot Finland i tillegg 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 nettførsterkningstiltakene 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.



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 kommende 5-6 år. I trinn 1 inngår først og fremst omfattende nettforsterkninger 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 stasjon. For å øke nytten med Vinnelys utreder vi temperaturoppgradering av 132 kV ledningene Balsfjord-Skibotn-Goulasjokka innen 2025.

⁶ [Næring og nett i nord](#)

Fornyelse 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 transmisijsnett. Selv om 420 kV Lebesby-Seidafjellet bedrer forsynings sikkerheten i Finnmark er tiltaket primært drevet av enkeltaktører og er vurdert som anleggsbidragspliktig. Skaidi-Lebesby bygges for forsynings sikkerhet til alminnelig forbruk, og er ikke anleggsbidragspliktig.

For å øke kapasiteten og bedre forsynings sikkerheten 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 tilleggssøknad 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

⁷ Informasjon og konsesjonssøknad [Skaidi-Hammerfest](#)

⁸ Informasjon og konsesjonssøknader [Skaidi-Lebesby](#) og [Lebesby-Seidafjellet](#)

Langfjord i tillegg til ny Kirkenes stasjon. Langfjord stasjon vil gi økt forsyningsikkerhet 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 utreder tiltak for å frigjøre sjakt og bryterfelt ved å flytte reaktor til Kvandal. I Kvandal stasjon må det en 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 transformatorkapasiteten, 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 forsyningsikkerhet 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 dublert 420 kV inn til Finnmark (Balsfjord-Skaidi 2), som vil bedre forsyningsikkerheten 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 Bergneset, 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-avgrening. 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-avgreningene 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

Oversikt over pågående prosjekter, prosjekter som foreslås startet opp og tiltak som ligger lenger frem i tid												
Prosjekt	Beskrivelse	Fase	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	Kommentar
			Utvikling	Konsesjon	Gjennomføring	KVU Fase						
Pågående prosjekter	Kvandal - Kanstadbotn	Fornylse ledning	3									
	Lødingen	Ny stasjon	0									
	Kanstadbotn	Fornylse stasjon	1									
	Vinnelys	Ny stasjon	3									
	Skaidi - Hammerfest	Økt kapasitet	2									
	Skaidi - Lebesby	Økt kapasitet	1									Forlenget pga lang konsesjonsbehandling
	Kirkenes	Ny stasjon og omleg. Ledr	0									
	Alta	Fornylse stasjon	0									
	Kvænangen	Fornylse stasjon	0									
	Lebesby - Seidafjellet	Økt kapasitet	1									Forlenget pga lang konsesjonsbehandling
Prosjekter foreslått startet	Ofotfjorden og rombaksfjorden	Reinvestering kabel	1									
	132kV temperaturoppgraderinger	Flere ledningsprosjekter, økt kapasitet										Inngår i eget program, må prioriteres
	Seidafjellet - Finland	Back-to-back										Spenningssettes før ledning Lebesby-Seidafjellet
	Hinnøy - Sortland	Ny Kabel										Avhengig av Arva og forbruksutvikling
	Bergneset	Ny stasjon										
	Sautso og Alta Kraftverk	GIS revisjon og ny stasjonsløsning										
	Skibotn	Fornylse Stasjon										
	Hinnøy	Ny stasjon										Avhengig av Vestall
	Niingen	Ny stasjon										Har konsesjon
	Bardufoss	Ny trafo										
Tiltak for	Goulassjokka	Fornylse Stasjon										Samme prosj som Skibotn
	Kvandal	Utfasing GIS, fornyelse kontr.a, SVC og f32										
	Kvandal - Kilbotn - (Kanstadbotn)	Ny ledning og stasjoner										Kilbotn og Kvitnes stasjoner inngår
	Melbu - Stokmarknes - Sortland	Fornylse ledning										
	Hergot	Ny stasjon										Avhengig av løsning Nygård kraftverk
Tiltak for	Ofoten - Skjomen	Ny ledning										
	Ofoten - særlest	Ny ledning										3-4 års byggetid
	Balsfjord - Skillemoen - Skaidi 2	Ny ledning										
	Melbu	Ny stasjon										
	Adamselv - Lakselv	Fornylse										
Varangerbotn - Kirkenes - Skogfo	Fornylse											

Figur 10: Viktigste/største tiltak frem til 2030.

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 nettforkerkinger, en tredje ledning inn til Ofoten (all dagens kapasitet er reservert) og Balsfjord-Skillemoen/Skaidi 2 (forsyningsikkerhet 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 automatiske 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.

