

Områdeplan Midt



Sammendrag

Område Midt omfatter området fra og med Tunnsjødal stasjon i nord, til og med Aura stasjon, samt deler av Ørskog/Giskemo stasjon i sør. I grove trekk utgjør dette Trøndelag, Nordmøre og Romsdal.

Vi har god fremdrift på igangsatte prosjekter i Trøndelag, og oppdaterer vurderinger rundt målnettene på Nordmøre og Romsdalshalvøya

På grunn av reinvesteringsbehov og begrenset kapasitet i møte med forbruksvekst, var mange store prosjekter startet allerede før første versjon av Områdeplan Midt ble publisert i 2023. Dette gjelder Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet, fornyelse og økt kapasitet i Klæbu, Trondheim stasjon som ny Strinda med tilhørende 420 kV forbindelse til Klæbu, samt Stjørdal stasjon som ny Eidum. På Åfjord-Snilldal jobber vi med å få på plass nødvendige tillatelser. På Klæbu har vi søkt konsesjon, mens vi jobber med løsningsvalg på de nye stasjonene Trondheim og Stjørdal. Bygging av ny Orkdal stasjon er påbegynt. I Eidum har vi gjennomført levetidsforlengende tiltak ved å sette inn ny transformator med økt kapasitet. Av nyoppstartede prosjekter har vi Hårstad stasjon i Sunndal kommune med ny ledning som skal knyttes sammen med Surna-Viklandet, og utvidelse av Namsos stasjon. På Nordmøre og Romsdal er ledningsnett på 132 kV solgt til regionalnetteiere.

Som følge av endrede forutsetninger har vi oppdatert målnettene for Nordmøre og Romsdal. 420 kV Fannefjorden-Fræna og 420 kV Snilldal-Tjeldbergodden-Surna tas ut av målnettene ettersom forbruksplanene er nedjustert.

Vi har reservert nettkapasitet til ny industri og næring, og etablert en kapasitetskø i NO3

Det finnes mange planer om ny industri - og næringsvirksomhet med store kraftbehov i Midt, og vi har reservert nettkapasitet til om lag 1 200 MW med forbruksplaner. Det tilsvarer en forbruksøkning på inntil 30 prosent dersom planene realiseres. Etterspørselen er imidlertid enda større, og som følge av det har vi etablert en kø for tilknytning av nytt forbruk innenfor prisområde NO3. Dette er for å sikre forsvarlig drift av kraftsystemet, også i perioder med høyt forbruk og lav produksjon. I forbindelse med oppdateringen av Områdeplan Midt, har vi vært i kontakt med regionalnetteiere og direktekunder for oppdatering av tilknytningssakene. Forbruksplaner med reservert nettkapasitet holder stort sett planlagt fremdrift. Noe forespurt kapasitet er trukket fra kapasitetskøen, samtidig som mange nye prosjekter har kommet til. I sum har køen økt fra 1 300 MW i 2023 til 1 850 MW våren 2025.

Siden forrige områdeplan har vi besluttet å heve grensen i området for hvilke forbruksplaner som kan tilknyttes uten å søke Statnett, fra 1 til 5 MW. Dette gir rom for raskere tilknytning av vanlig forbruk som elektrifisering av transport og mindre næring.

Hva skal til for å økte kapasiteten slik at flere i NO3 køen kan tilknyttes?

I et normalår er Midt et underskuddsområde, både med hensyn på energi og effekt. Dette dekkes vanligvis av overføringskapasiteten inn til området. Normalt flyter kraften fra nord mot sør. Med de store forbruksplanene som foreligger, både i Midt og lenger nord, forventer vi at effekt- og energiuunderskuddet vil øke. Følgende tiltak vil legge til rette for økt kraftforbruk i Midt:

Bygge ned flaskehalsene – Spenningsoppgradering i Gudbrandsdalen og fra Helgeland mot Sverige

Vi planlegger spenningsoppgradering av transportkanalen gjennom Gudbrandsdalen fra 300 kV til 420 kV, og anslår at dette vi være klart rundt 2035. Å styrke denne transportkanalen vil øke kapasiteten inn til Midt, og i løpet av 2025 vil vi kartlegge hvor stor kapasitetsøkning nettførsterkningen gir. Nord for Midt ønsker vi å spenningsoppgradere forbindelsen mellom Nedre Røssåga på Helgeland mot Ajaure i Sverige fra 220 kV til 420 kV. Dette tiltaket forutsetter enighet med

svenske myndigheter. Målet er å inngå intensjonsavtale med Svenska kraftnät om videre utvikling av prosjektet i 2025. Sammen med planlagte nettførsterkninger fra Trøndelag mot Helgeland vil det gi økt kapasitet for Midt, omkring 2040.

Statnett ser behov for økt kraftproduksjon i møte med forbruksplanene

Det er behov for økt produksjon i området. Dette gjelder kraftproduksjon både i form av energi og effekt. I dag består kraftproduksjonen i Midt hovedsakelig av vannkraft i innlandet og vindkraft på kysten. Det er planer om effektutvidelse i Aura vannkraftverk, økt vindkraftproduksjon på Stokkfjellet og Ytre Vikna/Rørvik, samt solkraftproduksjon i området. Mens Aura kan bidra med effekt vil de andre planene i hovedsak bidra med energi, og mindre med effekt. Produksjonsplanene er i sum betydelig mindre i volum sammenlignet med forespurt forbruksvolum, og det er behov for ytterligere kraftproduksjon for å forsyne etterspørselen. I Midt er Fræna transformatorstasjon pekt på som et egnet punkt for tilknytning av havvind.

Bedre utnyttelse av dagens nett – Smartere drift

Utnyttelse av eksisterende nett er prioritert og i Midt er det etablert flere systemvern som bidrar til å øke kapasiteten inn til området. Økt bruk av systemvern kan være mulig, men det kompliserer driften og kan i noen tilfeller øke risikoen. I Statnett jobber vi kontinuerlig for å utnytte nettet bedre og tilgang til forbrukerfleksibilitet kan åpne for å tilknytte mer forbruk. Derfor vil flere av de store kundene som tilknyttes nettet i Midt ha avtaler om tilknytning på ulike vilkår, for eksempel at de kobles ut ved feilsituasjoner i nettet.

I Midt vurderer vi ny teknologi i møte med lokalt kapasitetsbehov og økt kostnadsnivå

Statnett har besluttet å bruke 420/132 kV autotransformatorer for utveksling mellom transmisjons- og regionalnettet. Dette muliggjør transformatorer med tilsvarende fysisk størrelse som i dag, men med høyere ytelse. Dette forventes å gi stasjoner mindre arealbeslag og lavere kostnader, men forutsetter direktejordet 132 kV regionalnett. I dialog med Tensio har vi avdekket behov for investeringer i nytt 132 kV-regionalnett i store deler av området fra Orkdal, via Trondheim, Stjørdal og til Namsos. Det vurderes også overgang til direktejordet nett på Sunndalsøra. I videre nettutvikling i Midt vil direktejordet regionalnett og autotransformatorer være utgangspunktet.

Vi viser nytte og kostnader ved planlagte nettinvesteringer ved å samle dem i «nyttepakker»

I "nyttepakkene" samler vi netttiltak som sammen må gjennomføres for å oppnå nyttevirkningene. Innenfor hver nyttepakke definerer vi nytte og kostnader sammenliknet med et nullalternativ. Merkostnaden, sammenliknet med nullalternativet, av å bygge målnettet med en kombinasjon av forskutterte reinvesteringer og nye forbindelser er estimert til rundt 8-13 mrd. kroner i nåverdi. Totalt for målnettet har vi kommet frem til 15-21 mrd. i faste kroner. Utover den økonomiske kostnaden gir vi også anslag på arealbeslag og utslipp fra utbygging.

Nytten er i hovedsak økt kapasitet for tilknytning av reservert forbruk og ny produksjon og bedre forsyningssikkerhet. I tillegg tilrettelegger målnettet for styrkede transportkanaler og mer flyt mot tilgrensende prisområder i nord, sør og øst. Basert på våre vurderinger er det sannsynlig at nyttevirkningene ved målnettet på overordnet nivå vil overgå de negative virkningene, dersom vi følger forventet utvikling. Hvorvidt hvert enkelt tiltak i nyttepakkene er samfunnsøkonomisk lønnsomme må utredes i videre analyser for de senere trinnene.

Planer i regionalnett tas inn i områdeplanen

I dialog med regionalnettselskapene har vi sett behov for å gi et mer helhetlig bilde av planene for nettutvikling i området. Områdeplan *Midt* inkluderer derfor også flere tiltak i regionalnettet. Disse prosjektene listes opp i egen tabell.

Innhold

Situasjonsbeskrivelse	4
Behov	8
Trinnvis plan for utvikling	12
Samfunnsøkonomisk rasjonalitet	19
Usikkerheter og videre arbeid	25
Samlet fremstilling av tiltak og prosjekter	26
Tiltak i regionalnettet	28

Situasjonsbeskrivelse

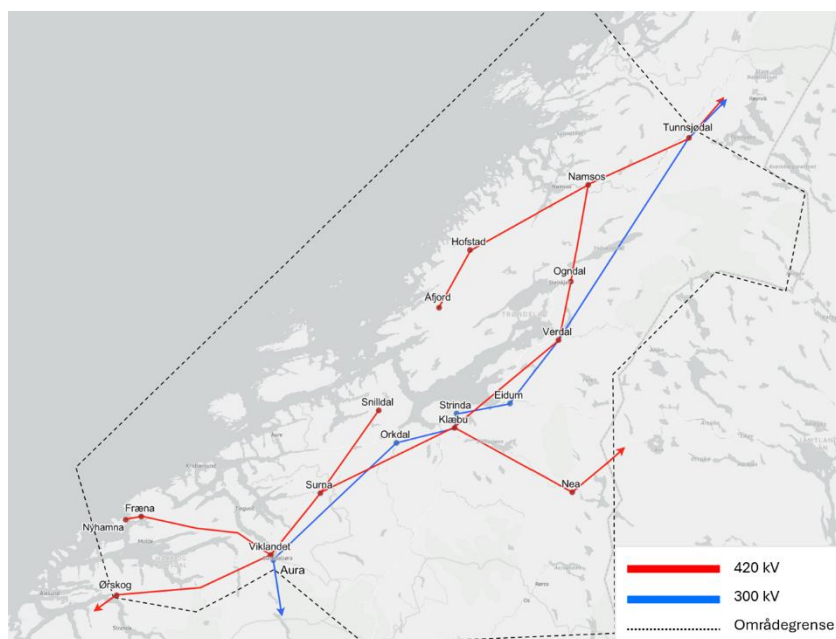
Område Midt dekker Trøndelag og deler av Møre og Romsdal. I transmisjonsnettet er områdeplanen avgrenset av Aura, ved Sundalsøra, samt ledningen mot Ørskog i sør og Tunnsjødal i nord. Områdeplanen har tre tilgrensende områdeplaner: Innlandet, Sogn til Sunnmøre og Helgeland og Salten. I tillegg grenser området mot Sverige i øst.

I området er det mange igangsatte prosjekter. Dette gjelder blant annet bygging av nye stasjoner i og rundt Trondheim by, og ferdigstilling av en ny 420 kV-transportkanal gjennom regionen. Dette skjer ved at det etableres ny 420 kV-ledning mellom Åfjord og Snilldal og at det bygges

en ny 420 kV-forbindelse mellom Surna og Aura. Utløsende behov er aldrende anlegg og behov for økt kapasitet. Siden forrige områdeplan har vi startet stasjonsprosjekter i Namsos og på Hårstad i nærheten av Sundalsøra, som erstatning for dagens Aura.

I forbindelse med forrige områdeplan ble det kartlagt store forbruksplaner i prisområdet NO3 som i hovedsak dekker Midt og Sogn til Sunnmøre. I etterkant av denne kartleggingen ble det opprettet en grense for forbruksvolum som kan reserveres i NO3. Grensen ble satt for å sikre forsvarlig drift av kraftsystemet, til enhver tid, uten at det utelukkende baseres på at høye kraftpriser sørger for tilstrekkelig balanse mellom produksjon og forbruk i alle enkelttimer. Vi holdt av kapasitet til vekst i vanlig forbruk. Pr. nå er det reservert kapasitet til ca. 1 350 MW større, nye forbruksplaner, hvorav halvparten er planlagt i Midt mens den andre halvparten er planlagt i Sogn til Sunnmøre. Prosjekter som har fått reservere kapasitet kan koble seg på nettet forutsatt at de følger sine fremdriftsplaner. Øvrige modne forbruksplaner i NO3 er plassert i en kø av tilknytningssaker, også kalt kapasitetsskøen. Disse prosjektene må vente på ledig kapasitet i nettet for å få reserverasjon. I samme periode besluttet Statnett å heve grensen for søknadsfritt effektuttak fra 1 til 5 MW, forutsatt at årlig energiforbruk er under 20 GWh. Det gir rom for raskere saksbehandlingstid og enklere søknadsprosess for de fleste tilknytningssakene, som fremdeles må søke tillatelse hos sitt regionalnettselskap.

Høsten 2024 ble flytbasert markedskobling satt i drift. Det sørger for mer effektiv bruk av nettet ved at kapasiteten maksimeres der det er mest nytte av økt flyt. Samlet sett betyr det at nettet utnyttes bedre, og at flytmønsteret kan endres noe som følge av endringen. Fremdeles er det tidlig å si hvilken konsekvens dette har for Midt, men foreløpige



Figur 1. Dagens transmisjonsnett med områdegrenser

resultater tilsier økt flyt fra NO3 til NO1. Fremover vil vi se tydeligere trender ved ulike varianter av kraft- og værssituasjoner, slik at vi kan sammenligne flytbasert kapasitetsberegningsmodell med den gamle metoden.

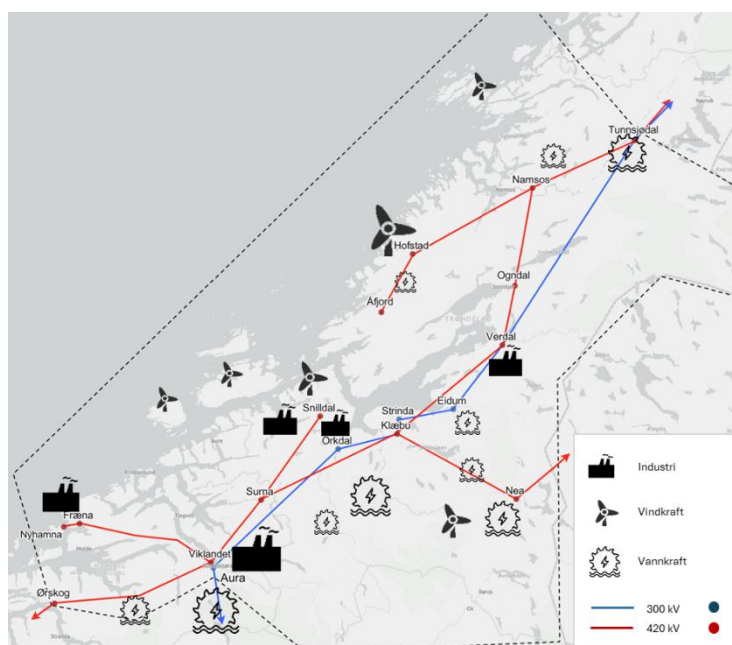
Områdeplanen beskriver et målbilde for utviklingen av transmisjonsnettet i område Midt. Planen vil normalt oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk fanges opp. De første utviklingstrinnene i planen er relativt sikre, mens utviklingen av forbruk og produksjon, regionalt og nasjonalt, har større innvirkning på senere utviklingstrinn.

Dagens kraftsystem

I område Midt er det energiunderskudd i et normalår, som innebærer større energiforbruk enn energiproduksjon. Foreløpig er ikke underskuddet veldig stort, og dekkes gjennom overføringskapasitet i transmisjonsnettet inn til området, hvor kraften normalt flyter fra nord mot sør.

Det meste av forbruket i området er lokalisert i sør, med stort vanlig forbruk i Trondheim og stort industriforbruk på ulike steder sør i regionen. Industriforbruket er dominert av fem større forbrukspunkt: Sunndalsøra, Nyhamna, Orkanger, Fræna, Hemne og Verdal/Skogn. Sunndalsøra har landets største enkeltforbruk med Hydro Aluminium på over 700 MW. Til sammenligning er det omkring 700 MW forbruk i Trondheim by. Med til sammen 1 400 MW står industriforbruket for om lag 40 prosent av effektforbruket i periodene med høyest forbruk.

I tillegg er det også flere datasenter i området. Disse er spredt over hele området, med største uttak i Fræna, Tunnsjødal og Nea. Samlet trekker de eksisterende datasentrene rundt 150 MW eller 4 prosent av effektforbruket. Med planlagte utvidelser forventer vi at dette øker til rundt 300 MW i 2025. Forbruket i industrien og datasentrene er relativt jevnt gjennom året, uavhengig av utetemperaturer og oppvarmingsbehov.



Figur 2. Dagens transmisjonsnett med større industri og produksjon

Med om lag 1 500 MW vindkraftproduksjon, som hovedsakelig er lokalisert i kystområdene, utgjør dette en stor andel av produksjonen i området. Den største vannkraftproduksjonen skjer i området rundt Sunndalsøra, hvor om lag 600 MW leveres inn i nettet. Øvrige vannkrafttunge innmatingspunkt er Tunnsjødal og Orkdal med om lag 400 MW hver, Nea med om lag 300 MW, samt Grytten, Trollheim, Eidum og Klæbu med om lag 200 MW hver. Sammensetningen av produksjon og forbruk, samt den store andelen vindkraftproduksjon i området, fører til et betydelig effektunderskudd i perioder med lite vind. Kun 80 prosent av effektforbruket i tunglastperioder dekkes av produksjon i regionen.

Tabell 1 Nøkkeltall for området (pr. 31.12.2024)

Produksjon:	Installert vintereffekt (MW)	Produksjon (TWh)
	2 900	18
Forbruk:	Max effektforbruk (MW)	Energiforbruk (TWh)
	3 700	22
Transmisjonsnett (2023):	420 kV	300 kV
Ledning (km)	860	385
Stasjoner (antall, ref. høyeste spenningsnivå)	12	4

Transmisjonsnett

Transmisjonsnett i område Midt består av én gjennomgående 420 kV-forbindelse fra Tunnsjødal i nord til Ørskog i sør, samt én gjennomgående 300 kV-forbindelse fra Tunnsjødal i nord til Aura i sør. Transmisjonsnett har fem forbindelser inn til området, to fra nord via Tunnsjødal, én fra Sverige via Nea, én fra Sunnmøre via Ørskog, og én fra Gudbrandsdalen i sør via Aura.

I tillegg har det blitt investert i nett for å legge til rette for vindkraft nord og sør for Trondheimsfjorden, øke nord-sør kapasiteten i nettet samt og styrke forsyningsikkerheten. Før forbindelsen over Trondheimsfjorden mellom Åfjord og Snilldal kommer på plass, driftes stasjonene Hofstad, Åfjord og Snilldal radielt. Det innebærer at kundene som er tilknyttet disse stasjonene kun forsynes fra én transmisjonsnettledning, forutsatt at det ikke er ledig kapasitet i regionalnettet. Det gjør disse kundene sårbare for avbrudd.

Pågående prosjekter gir god kapasitet internt i området

Pågående prosjekter for økt transformeringskapasitet og planer om nye 420 kV forbindelser, gjør at kapasiteten for å tilknytte både nytt større forbruk og ny produksjon under våre stasjoner i Midt-Norge vil bli god. De fleste tilknytninger, også av større næring og industri, skjer i regionalnettet. De regionale nettselskapene tilrettelegger for det ved å utvikle sitt nett ut fra våre stasjoner.

Det er startet prosjekter for en rekke nettførsterkninger i transmisjonsnett. Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet som er besluttet gå helt til Hårstad, ny ledning mellom Klæbu og Trondheim, samt Isfjorden-Fannefjorden. Disse forsterker ledningsnett. Fem nye transformatorstasjoner Orkdal, Trondheim, Hårstad, Stjørdal og Fannefjorden og totalt opptil 16 nye transformatorer bidrar til forsyningsikkerhet og hever kapasiteten i grensesnittet mot regionalnettene. Orkdal stasjon har fått konsesjon og er under bygging. Planen er å sette den i drift i 2027. De øvrige prosjektene er under planlegging eller konsesjonsbehandling og ferdigstillingsdato er derfor ikke endelig avklart. For oppdaterte planer viser vi til prosjektsiden på vår hjemmeside. Når de nye anleggene er på plass, vil vi ha et sterkt gjennomgående nett i Midt med god transformeringskapasitet og tosidig transmisjonsnettforsyning av alle stasjoner. Fræna er et unntak, men også Romsdalshalvøya får økt forsyningsikkerhet med ny Fannefjorden transformatorstasjon og 420 kV-forbindelse Isfjorden-Fannefjorden.

Regionalnettet

Regionalnettet i området består av ledningsanlegg på både 66 kV og 132 kV. Gjennomgående er det stort behov for økt kapasitet i regionalnettet, noe som mange steder sammenfaller med reinvesteringsbehov. Svakt regionalnett, og regionalnett som baserer seg på forsyning fra bare én transmisjonsnettstasjon, gir liten fleksibilitet i grensesnittet mellom transmisjonsnett og regionalnett. De fleste tilknytninger kommer i regional- og distribusjonsnett og ofte må nettet forsterkes på flere spenningsnivå.

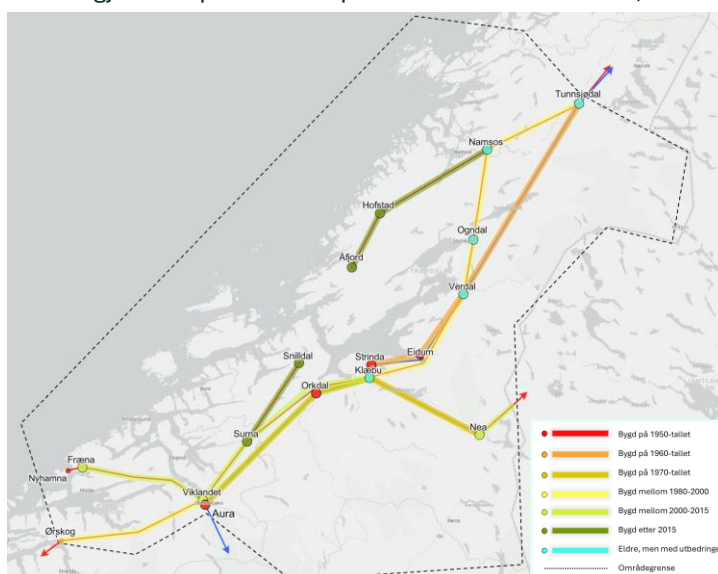
I Midt har Statnett tidligere eid flere 132 kV anlegg på Nordmøre og Romsdal. I løpet av sommeren 2024 ble dette solgt til Linja og Tensio. Dermed har Linja kommet inn som ny regionalnettseier i Midt. Øvrige regionalnetteiere er Tensio TS, Tensio TN, Mellom, Elinett, Røros E-verk Nett, S-nett, Romsdalsnett og Netera. I tillegg er det også noen industri- og produksjonsrelaterte nettanlegg på regionalnettnivå.

Behov

Stort reinvesteringsbehov sammenfaller med behov for økt kapasitet

Reinvesteringsbehovet i regionen er hovedsakelig knyttet til 300 kV-stasjonene. Disse er i stor grad bygd på 1950-tallet eller tidligere, først som 132 kV-stasjoner og senere utvidet med 300 kV-anlegg. 300 kV-ledningene er bygd på 1960-70-tallet, og så lenge vedlikeholdet opprettholdes kan disse driftes gjennom planens tidsperiode de neste 20 årene, som er til 2045.

På grunn av alder, vedlikeholdsbehov og behov for økt transformeringskapasitet planlegger vi å oppgradere alle stasjoner på 300 kV i området til 420 kV i løpet av planens 20-årperiode. Flere av disse prosjektene er allerede igangsatt, og er på ulike stadier, fra planleggings- til byggefase. Stasjoner som har 300 kV som høyeste spenningsnivå, slik som Orkdal, Strinda, Eidum og Aura, erstattes med nye stasjoner i nærheten av eksisterende, for å opprettholde forsyning mens nybygging pågår. I stasjoner med både 300 kV og 420 kV, kan 420 kV-anleggene utvides med nye felt der det er hensiktsmessig. Dette gjelder stasjoner som Klæbu, Verdal og Tunnsjødal. I Klæbu har vi et pågående prosjekt for overgang til 420 kV hvor 300 kV anleggene fases ut når Orkdal og ny Trondheim stasjon (erstatte Strinda), har blitt etablert på 420 kV. I Verdal og Tunnsjødal har vi foreløpig ikke besluttet hva som er mest hensiktsmessig løsningsvalg.



Figur 3. Dagens nett - alder

Vi baserer oss på å gjøre så lite som mulig i 300 kV anlegg som skal erstattes med 420 kV innen få år, men overgangen til 420 kV vil ta tid. Derfor gjør vi i noen tilfeller nødvendige tiltak for å forlenge levetiden og øke kapasiteten på anleggene før overgang til 420 kV. Dette gjelder blant annet i Eidum hvor transformatoren er byttet på grunn av alder, tilstand og manglende kapasitet.

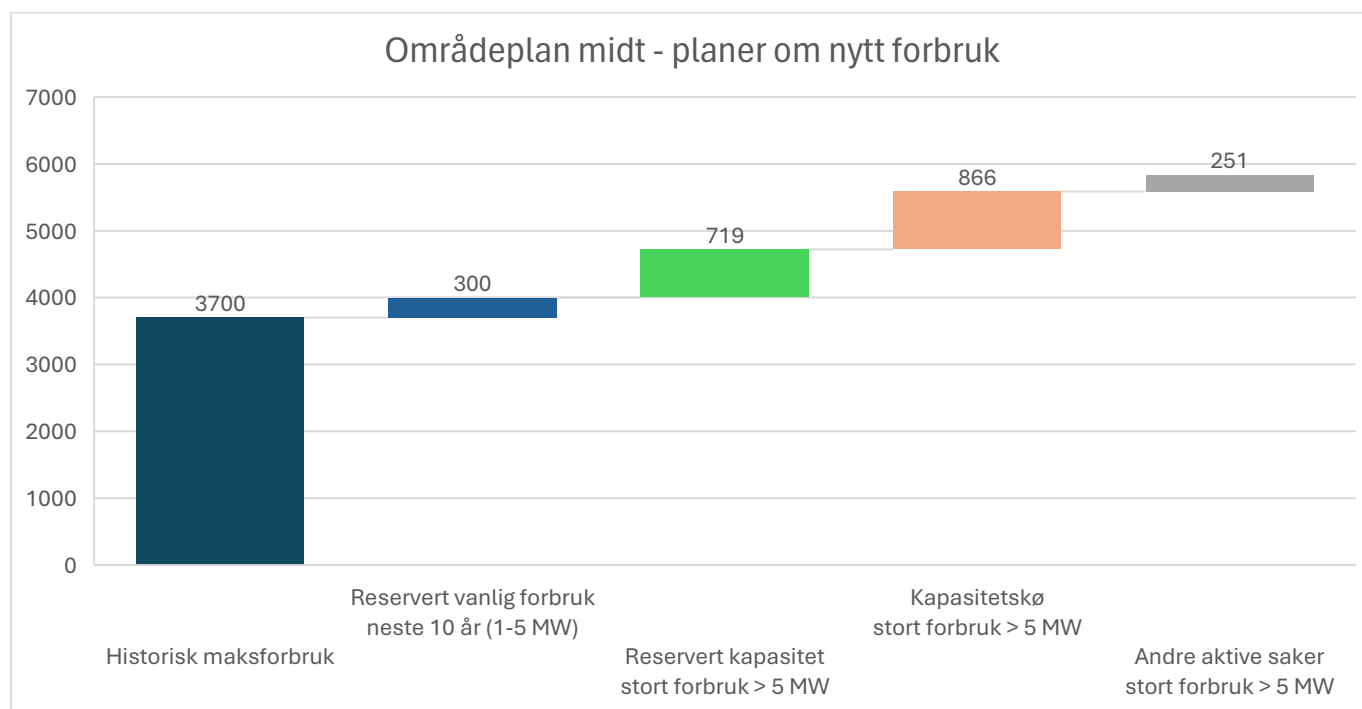
Vi har gjort en risikoanalyse av anleggenes tilstand og systemdriftssituasjonen i Trondheimsområdet. Generelt er det en viss risiko for svakere forsyningsikkerhet knyttet til lav transformeringskapasitet og anleggenes tilstand i perioden frem til vi får bygget ut tilstrekkelig kapasitet og gjort nødvendige reinvesteringer.

Statnett har også viktig infrastruktur i form av egne og leide fiber langs kraftledningene. Når det skal gjøres store endringer i nettstrukturen er det viktig å opprettholde god sambandsdekning. Sambandsinfrastrukturen blir ytterligere styrket med de planlagte ledningene Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet.

Vi har reservert mye nettkapasitet til store industriprosjekter i Midt og resten av NO3

Det finnes en rekke nærings- og industriplaner i Midt-Norge med store kraftbehov. Planene spenner bredt og omfatter blant annet elektrifisering av olje & gass på Draugen, Njord og Haltenbanken, ny oppdrettsnæring langs kysten, datasenter i Tydal og flere andre steder, storskala produksjon av hydrogen, elektrifisering av jernbane, samt utvikling av eksisterende industri ved Sunndalsøra og Kyrksæterøra. Pr. nå har vi reservert 700 MW til større nærings- og industriplaner innenfor Områdeplan Midt, og om lag 200 MW med nytt, større forbruk er tilknyttet de siste 3 årene. Av det som er reservert til nye prosjekter i Midt utgjør datasenter og elektrifisering av olje og gass 70 prosent av volumet. På våre nettsider finner du tall og data fra tilknytningsprosessen¹.

Dersom alle prosjektene med reservert kapasitet realiseres, samt at veksten i vanlig forbruk blir som forventet, kan dette medføre en forbruksvekst på inntil 30 prosent i Midt-Norge. Da forventer vi å nå den maksimale grensen for hva som er driftsmessig forsvarlig å tilknytte innenfor prisområdet omkring 2030. Den faktiske forbruksveksten, referert til topplasttiden, vil blant annet avhenge av samtidigheten i det nye og eksisterende forbruket.

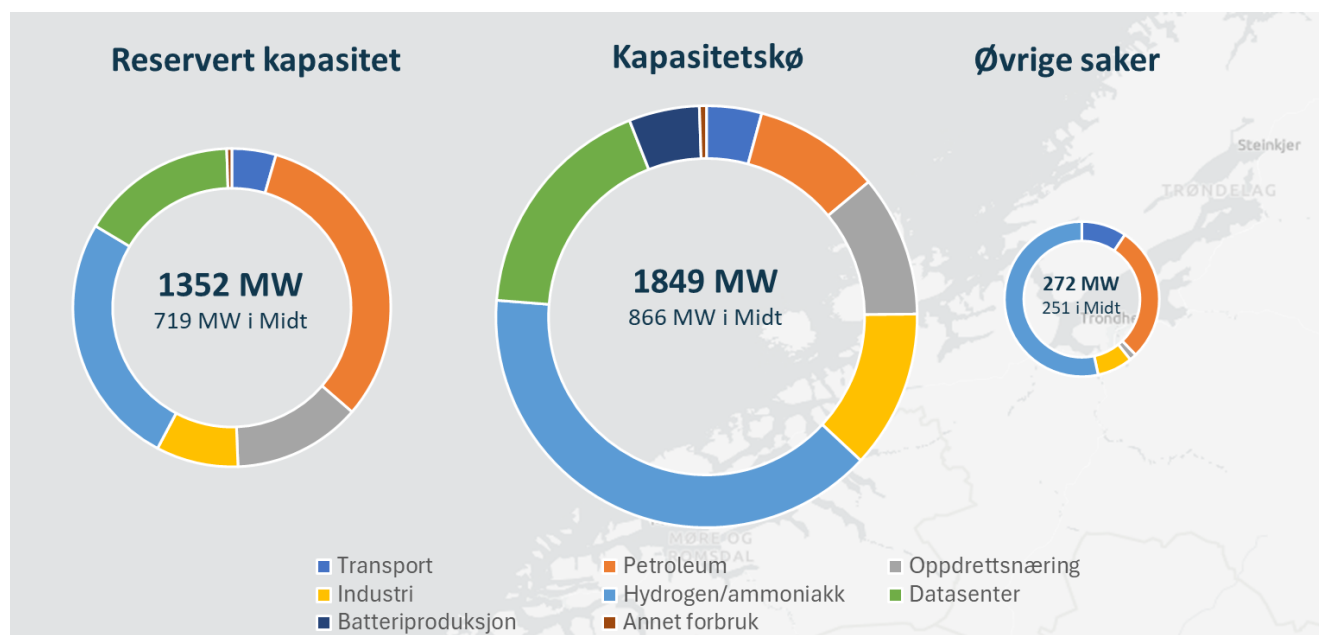


Figur 4 Oversikt over samlet volum av forbruksplaner i sammenheng med historisk forbruk i Områdeplan Midt. Oppdatert 11.04.2025

Per nå står om lag 40 prosjekter med større kapasitetsbehov i kapasitetskøen i NO3. Til sammen utgjør dette ca. 1 850 MW. I Midt-Norge domineres kapasitetskøen av planer om hydrogen/ammoniakk, videreutvikling av eksisterende industri og CO₂-håndtering. Utover dette finnes det kjente, men umodne planer som befinner seg i tidligere faser. Det er stor usikkerhet knyttet til hvorvidt prosjekter med reservert kapasitet realiseres, og det er derfor viktig at disse følges opp av nettselskapene og viser fremdrift. Ved mangelfull fremdrift eller frafall, kan reservert kapasitet frigjøres til

¹På statnett.no finner du tall og data fra tilknytningsprosessen. Oversikten viser hvor i landet det er etterspørsel etter ledig kapasitet, hvor mye nettkapasitet som er reservert og hvordan køen over tilstrekkelig modne kunder fordeler seg i landet. [Statistikk om tilknytningssaker | Statnett](#)

prosjekter i kapasitetskøen. I samarbeid med de regionale nettselskapene følger vi opp utnyttelsen av reservert kapasitet årlig.

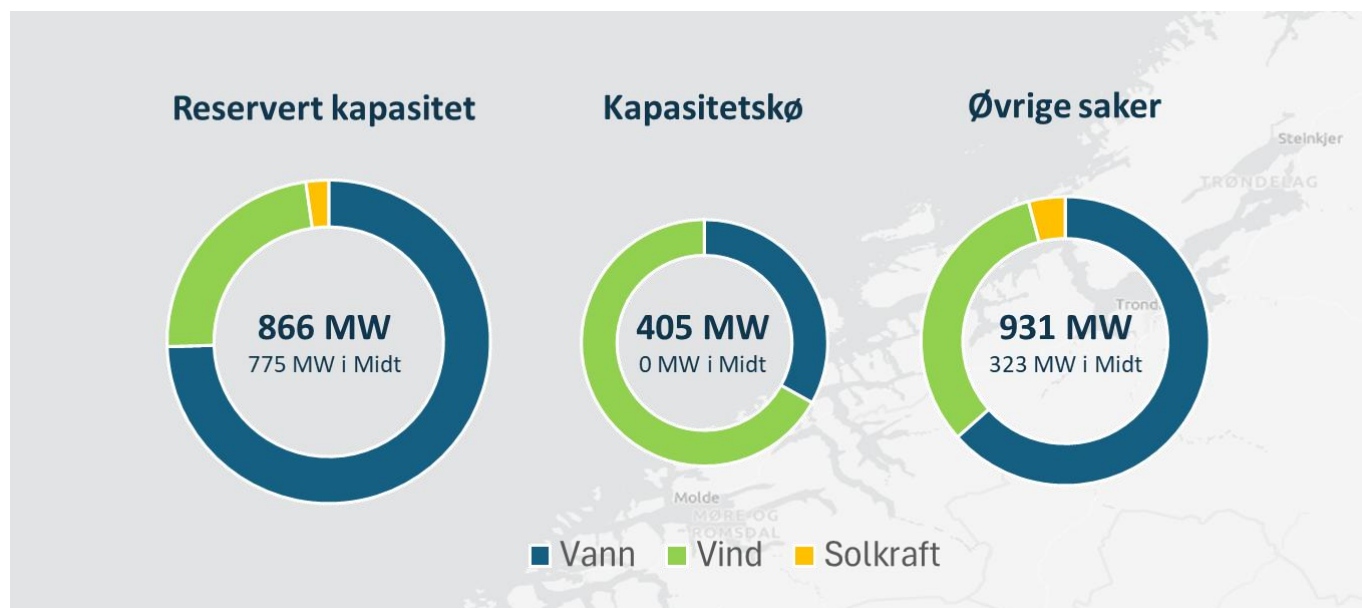


Figur 5 Oversikt over samlet volum av større forbruksplaner (> 5 MW) i NO3 fordelt på næringstype. Oppdatert 11.04.2025

Det trengs mer produksjon for å styrke kraftbalansen i Midt

Det finnes også planer om ny kraftproduksjon i Midt-Norge og NO3, og vi har reservert nettkapasitet til ca. 800 MW med modne planer i Midt. Dette inkluderer 520 MW til planlagt utvidelse av eksisterende vannkraftverk i Aura, ca. 200 MW til utvidelser av eksisterende vindkraftverk på Stokkfjellet og Ytre Vikna, samt et solkraftverk på ca. 20 MW og noen mindre vannkraftverk.

Utover dette vet vi at det finnes planer for landbasert kraftproduksjon i størrelsesorden flere hundre MW som er i tidligere faser av konseptutvikling. Dette omfatter både opprusting av eksisterende vannkraft, ny vannkraft, vindkraft, solkraft og kjernekraft.



Figur 6 Oversikt over samlet volum av større produksjonsplaner i NO3, fordelt på produksjonstype. Oppdatert 11.04.2025

Havvind er aktuelt i området. Vi anbefaler Fræna som tilknytningspunkt for 1 400 MW havvind i Midt. Dette er basert på at 420 kV forbindelsen Viklandet-Fræna går langt ut på kysten. I tillegg vil uregulerbar vindkraft fungere godt sammen med regulerbar vannkraft. I Fræna er det kort avstand til de relativt store vannkraftmagasinene i området (Aura, Tafjord, Grytten og Trollheim) og det store forbruket på Sunndalsøra.

Videre finnes planer om kjernekraft ved Tjeldbergodden. Det er meldt en løsning med små modulære reaktorer på 300 MW, og en total installasjon på 300-1 500 MW. Statnett har gitt høringsinnspill på meldingen. Vårt fokus har vært hvordan et slikt kraftverk vil påvirke kraftsystemet. Hovedbudskapet i høringsinnspillet er at nettinvesteringer i regional- eller transmisjonsnett avhenger av kjernekraftverkets effektstørrelse. Videre beskriver vi at kjernekraft kan bidra i perioder med energi- og effektunderskudd, samt at kjernekraft har positive egenskaper for driften av kraftsystemet. For å få reservert kapasitet må kjernekraftprosjektene på lik linje med andre prosjekter tilfredsstillende Statnetts modenheitskriterier.

Trinnvis plan for utvikling

Målnettet

Figur 7 viser målnettet for transmisjonsnett slik vi planlegger å utvikle det frem mot 2045. Vi er godt i gang med flere store prosjekter, men ser også at det kan bli endringer i fremdrift for enkelte prosjekter som følge av justeringer i Statnetts portefølje av utbyggingsprosjekter. Vi forventer at målnettet gir god overføringskapasitet gjennom området, og god kapasitet i grensesnittet mot regionalnettet. Kapasiteten inn til området øker også, men det vil fortsatt være en grense for hvor stort energi- og effektunderskuddet i Midt kan være.



Figur 7. Målnettet hvor linjer og prikker i rødt indikerer nettanlegg på spenningsnivået 420 kV

Hva skal til for å tilknytte mer forbruk?

I forbindelse med oppdatering av områdeplanen har vi vært i kontakt med kunder og regionalnetteiere, høsten 2024. Av forbruksplanene som har mottatt reservasjon modnes de fleste sakene i henhold til forespeilet plan, men ca. 50 MW reservert kapasitet er trukket. Videre har vi besluttet å nedjustere volumet som settes av til vanlig forbruk. Årsaken er at veksten i vanlig forbruk har vært noe lavere enn vi antok i forbindelse med at grensen for effektuttak, uten å søke Statnett om tilknytningstillatelse, ble hevet fra 1 til 5 MW. Dermed har vi frigjort kapasitet på 250 MW som kan reserveres til nye kunder fra kapasitetskøen i NO3. Statnett samarbeider med de regionale nettselskapene om å gjøre nødvendige avklaringer for å kunne reservere kapasitet til sluttkundene øverst i køen. Dette innebærer oppdatert vurdering av prosjektenes modenhet, samt lokale kapasitetsvurderinger.

I kapasitetskøen er noen saker trukket, samtidig som flere prosjekter har modnet og kommet inn i køen. Dermed har køen økt fra 1 300 MW i 2023 til 1 850 MW våren 2025. I tillegg er det flere foretak med mindre modne planer som ønsker strøm. Statnett og alle nettselskap har tilknytningsplikt som innebærer at vi må utrede tiltak for å møte behovet. Sammen med nettselskapene jobber vi aktivt med å kartlegge modenheten og fremdriften til kunder som har fått reservert kapasitet. I tillegg til mer robust nett er økt produksjon og økt fleksibilitet viktige tiltak som kan legge til rette for å tilknytte mer forbruk.

Spenningsoppgradering i sør og nord gir økt overføring inn til Midt

Økt kapasitet inn til Midt fra tilgrensende områder er nødvendig for å tilknytte mer forbruk. Spenningsoppgradering av transportkanalen mellom Midt og Oslo-området gjennom Gudbrandsdalen, fra 300 kV til 420 kV forventes å øke kapasiteten. Denne forventes å være klar omkring 2035. Foreløpig har vi ikke tallfestet hvor mye kapasitet dette tiltaket gir, men i løpet av 2025 vil vi gjøre en studie for å kartlegge dette. Våre tidligere analyser viser riktignok at den økte kapasiteten vil bli godt utnyttet og gir reduserte flaskehalskostnader.

Vi forventer også økt kapasitet inn til Midt fra nord. Ny 420 kV-ledning til erstatning for dagens 220 kV-forbindelse fra Nedre Røssåga på Helgeland til Grundfors i Sverige forventes å gi kapasitet til Helgeland, mens tiltak mellom Trøndelag og Helgeland, forventes å gi kapasitet videre mot Midt. Tiltaket i Sverige forutsetter at svenske myndigheter ønsker det samme, og i 2025 har vi som mål å inngå en intensjonsavtale med Svenska kraftnät om å videreutvikle prosjektet. Tiltakene må utvikles helhetlig for å gi kapasitet til Midt og forventes å være klare omkring 2040.

Med nettførsterkninger i Sverige, via Helgeland og Trøndelag, og videre sørover gjennom Gudbrandsdalen forventer vi at dette vil gi økt flyt gjennom Midt. Samtidig foreligger det store forbruksplaner i Nord-Norge, Nord-Sverige, på Østlandet og på Vestlandet. Dermed er det vanskelig å anslå det fremtidige prisnivået og flytmønsteret, og hvordan dette vil slå ut for Midt.

Systemets kapasitet og behov for ny kraftproduksjon

Ut over økt nettkapasitet er det viktig å få mer kraftproduksjon inn i systemet, og i denne sammenhengen helst i prisområdet NO3. Med den forventede og ubalanserte veksten mellom forbruk og produksjon vi står ovenfor, forventer vi høyere priser i NO3. Høyere priser i NO3, sammenlignet med andre prisområder, vil bremse veksten i forbruket før vi når grensene for hva nettet teknisk sett kan håndtere. Uten en viss kraftbalanse vil nytten av sterkere nett være begrenset. Generelt legger tiltakene i målnett til rette for stor økning i kraftproduksjonen, forutsatt at det bygges

nødvendig regionalnett og/eller produksjonsradialer. I dag består kraftproduksjonen hovedsakelig av vannkraft i innlandet og vindkraft på kysten.

Kraftproduksjon må naturligvis etableres på naturens premisser ut fra tilgjengelige ressurser som vann, vind og sol, samt øvrige samfunnsinteresser. For kraftsystemet vil det likevel være en fordel om produksjonen kommer i nærheten av nett med god kapasitet og/eller områder med høyt forbruk. Tabell 2 viser en oversikt over stasjoner i Midt med kapasitet til å ta imot produksjon i planlagt nett. I Tabell 2 er det snakk om transformatorkapasitet, og forutsetter at det er kapasitet i ledningsnett. Ledningsforbindelsen Åfjord-Snilldal blir spesielt viktig for å overføre kraft gjennom området.

Tabell 2 Grov oversikt over i hvilken størrelsesorden det er kapasitet til å ta imot ny produksjon i grensesnittet mellom regionalnett og transmisjonsnett.

Stasjon	Dagens nett (MW)	Målnettet (MW)	Beskrivelse
Tunnsjødal	~30	~30	
Namsos	~100	~500	
Ogndal	~100	~100	
Hofstad	~100	~100	
Åfjord	~50	~50	Avhengig om hydrogenproduksjon etableres
Snilldal	~50	~300	Avhengig av driftsbildet til lokal industri
Verdal	~500	~500	
Eidum/Stjørdal	~100	~200-500	Avhengig av antall transformatorer
Strinda/Trondheim	~500	~1 000	
Nea	~150	~150	Avhengig av forbruk
Klæbu	~100	~500	
Orkdal	~50	~200	Eventuell forbruksvekst vil øke kapasitet
Trollheim/Surna	~0	~100-400	Ikke transformering i dag, avhenger av antall transformatorer etter ombygging
Viklandet	~500	~500	
Aura/Hårstad	~500	~500	I tillegg til reserverte planer om effektutvidelse
Istad/Fannefjorden	~300	~600	
Fræna	~400	~400	Kan være høyere hvis kraften leveres på 420 kV

Økt fleksibilitet og utnyttelse av nettet er viktig i møte med kapasitetskøen

Bygging av transmisjonsnett er kostbart, tidkrevende og medfører naturinngrep. Derfor må eksisterende transmisjonsnett utnyttes mest mulig effektivt. Temperaturoppgradering av gamle ledninger medfører normalt økt overføringskapasitet. Utvikling av løsninger for bedre overvåking av nettet, eller bruk av forbrukerfleksibilitet og automatiske systemvern, kan også åpne for tilknytning av nytt forbruk eller produksjon. Her må ulike hensyn vurderes mot hverandre og ny teknologi må utvikles. Systemvern med ulike utkoblingsløsninger gjør driften uoversiktlig, ettersom utfall ett sted i noen tilfeller medfører fare for større utfall andre steder i nettet. Dermed kreves teknologisk utvikling for å sikre oversikt over nettet i kompliserte driftssituasjoner. 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. For å muliggjøre dette arbeider Statnett blant annet med å utvikle nye IT-løsninger i samarbeid med resten av bransjen.

Forbrukerfleksibilitet som batterier eller annen energilagring krever økonomiske investeringer, mens utkobling av forbruk medfører redusert aktivitet og tapt inntekt. For å sikre god forbrukerfleksibilitet, må det etableres økonomiske incentiver og eller økonomisk lønnsomme prosjekter, og her må teknologisk utvikling og velfungerende markeder etableres. Gjennom vår nyopprettede rammeavtale for tilknytning på vilkår² og forenkling av tilknytningsprosessen for produksjonsanlegg med lagringsløsninger³ forsøker vi i Statnett å tilrettelegge for økt fleksibilitet, både på forbruk og produksjonssiden. Det blir spesielt viktig i Midt med forbruksbegrensningene vi står ovenfor, og slike verktøy blir stadig viktigere i møte med økende andel uregulerbar produksjon i kraftmiksen.

Trinn 1 – Prosjekter vi forventer ferdigstilt innen 2030

Prosjekter med planlagt ferdigstillelse innen 2030 er Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet, Hårstad stasjon med 420 kV forbindelse til Viklandet, ny Orkdal stasjon og økt transformering og overgang til 132 kV i Namsos.

420 kV Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet vil styrke overføringskapasiteten gjennom området og gi tosidig forsyning til stasjonene langs kysten. Det gir økt kapasitet for utveksling mot regionalnettet i stasjonene Hofstad, Åfjord og Snilldal, med rundt 400 MW i hver av stasjonene, som igjen øker kapasiteten for å ta inn produksjon og forbruk. Foreløpig mangler vi endelige tillatelser fra offentlige myndigheter på strekningen Åfjord-Snilldal. Vi anser prosjektet som svært viktig og jobber med myndighetene for å finne en løsning. Sammen med 420 kV Surna-Viklandet oppnår vi dubler 420 kV forbindelse fra Namsos til Viklandet. Det gjør reinvestering av 300 km 300 kV-ledning fra Namsos til Viklandet, på 2040-tallet, unødvendig.

Vi etablerer ny Hårstad stasjon til erstatning for dagens Aura i nærheten av Sunndalsøra, og ny 420 kV-forbindelse hit, fra Viklandet. Dette legger til rette for både økt forbruk og produksjon på Sunndalsøra, og er en forutsetning for spenningsoppgradering av ledningen Aura-Vågåmo fra 300 kV til 420 kV. Når både 420 kV Surna-Viklandet og 420 kV Viklandet-Hårstad er etablert vil disse to forbindelsene kobles sammen slik at vi får 420 kV Surna-Hårstad.

Snilldal utvides med én transformator som forventes å være på plass 4. kvartal 2025. Sammen med ny 420 kV forbindelse Åfjord-Snilldal gir det økt kapasitet i regionalnettet omkring Snilldal. I Surna har vi planer om å etablere transformering mot regionalnettet fra utgangen av 2028, men her mangler vi foreløpig konsesjon. Sammen gir disse tiltakene bedret forsyningssikkerhet og økt kapasitet i grensesnittet mellom regional- og transmisijsnett i den sørlige delen av Trøndelagskysten og på Nordmøre. De gir også mulighet for å sanere 132 kV ledningsanlegg. Samlet er disse prosjektene siste etappe i en betydelig kapasitetsutvidelse i regionen som ble startet omkring 2010 med planleggingen av ny 420 kV-forbindelse over Fosen.

I Orkdal bygger vi en ny stasjon til erstatning for dagens stasjon, som kobles på dagens 420 kV-forbindelse mellom Klæbu og Surna. Da øker transformeringskapasiteten med 2-300 MW. Dette gir rom for økt utveksling mot regionalnettet til Orkanger.

² [Rammeavtale for tilknytning på vilkår klar for bruk | Statnett](#)

³ [Gjør det enklere for sol+batteri å knytte seg til strømmettet | Statnett](#)

I Namsos stasjon tilrettelegges det for regionalnett på 132 kV for å imøtekomme Equinors planer om å elektrifisere plattformene på Haltenbanken fra Ytre Namdal samt at det muliggjør økt vindkraftproduksjon på Vikna.

Trinn 2 – Prosjekter vi utreder som forventes ferdigstilt 2030-2034

Med nye Trondheim stasjon til erstatning for dagens Strinda øker transformatorkapasiteten for utveksling mot regionalnettet med mellom 150-400 MW, avhengig av transformorteknologi. På samme måte gir nye Stjørdal stasjon, til erstatning for dagens Eidum, en kapasitetsøkning. Her vil kapasitetsøkningen også avhenge av antall transformatorer og teknologivalg. Utvidelsen av Klæbu stasjon øker utvekslingskapasiteten med 200 MW. Disse tiltakene bedrer forsyningssikkerheten i Trondheim og omegn og legger til rette for mye nytt forbruk. Som del av ny Trondheim stasjon bygges også ny 420 kV-ledning til Klæbu, til erstatning for dagens 300 kV-ledning.

Når både Klæbu og Orkdal er over på 420 kV, frigjør dette 300 kV ledningen Klæbu-Orkdal-Surna. Denne ledningen har en restlevetid i størrelsesorden 30 år og kan avhendes og brukes på 132 kV, som regionalnett. Videre disponering av traseen avklares senere i dialog med regionalt nettselskap⁴.

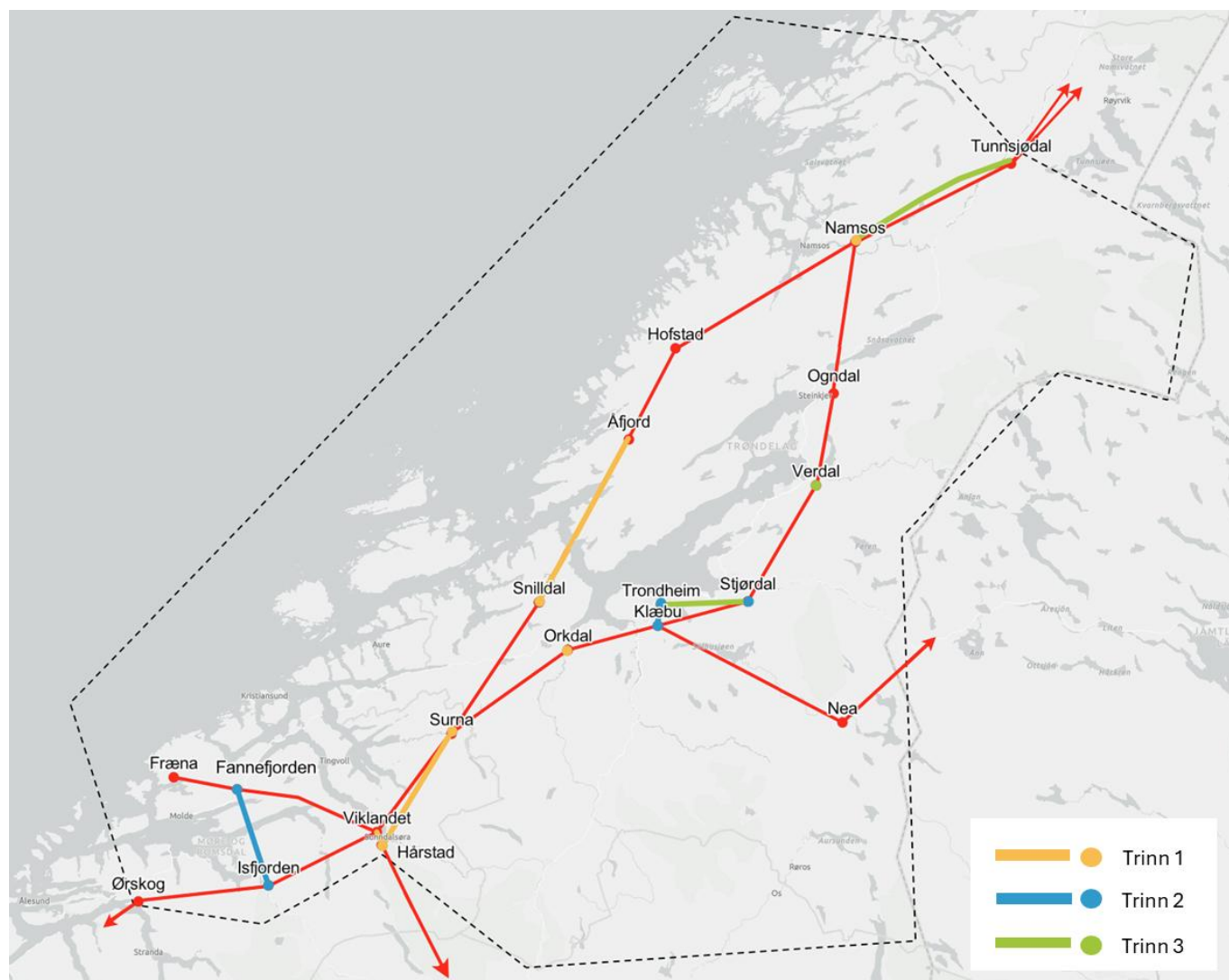
Parallelt med områdeplanarbeidet, har vi oppdatert den samfunnsøkonomiske vurderingen for planlagte tiltak på Nordmøre og i Romsdal. Konklusjonen er at gjeldende løsningsvalg står seg, og vi opprettholder planen om å bygge 420 kV Isfjorden-Fannefjorden, inkludert koblingsstasjon i Isfjorden og Fannefjorden transformatorstasjon. Dette styrker forsyningssikkerheten og muliggjør økt forbruk på Romsdalshalvøya og Nordmøre. NVE har satt saksbehandler på prosjektet slik at konsesjonsprosessen er i gang. Gjennomføring av tiltaket må samkjøres med revisjoner på Nyhamna, planlagt i 2031. Det gir oss mulighet for å koble ut forbindelsen Viklandet-Fræna som er nødvendig for å koble inn Fannefjorden stasjon. Hvis vi ikke rekker revisjonen i 2031 er det fare for at bygging og idriftsettelse må utsettes og koordineres med neste revisjon på Nyhamna.

Trinn 3 – Prosjekter vi planlegger å starte og som forventes ferdigstilt 2035-2045

Vi planlegger ny 420 kV-ledning nordover fra Namsos til Helgeland. Dermed blir det dubleret 420 kV-forbindelse mellom Trøndelag og Helgeland. Utenfor området forventer vi tilsvarende bygging av nye 420 kV ledninger gjennom Nordland, slik at vi oppnår dobbel 420 kV-forbindelse også her. En slik løsning åpner for å sanere 300 kV anleggene i stasjonene Tunnsjødal og Verdal, i forbindelse med reinvestering av anleggene i denne perioden. I Verdal kan dette sammenfalle med etablering av 132 kV regionalnett.

Videre planlegger vi å bygge ny 420 kV ledning mellom Trondheim og Stjørdal til erstatning for dagens 300 kV-forbindelse i denne tidsperioden. Beslutning om dagens 300 kV-ledning Strinda-Eidum-Verdal-Tunnsjødal og trasé gjøres senere, senest i konsesjonsprosessen for nye 420 kV ledninger.

⁴ En tredje 420 kV gjennom område Midt er ikke sannsynlig p.t., men kan ikke utelukkes.



Figur 8. Målnettet med farger i henhold til trinn i utvikling frem mot 2025.

Tjeldbergodden og Fannefjorden-Fræna tas ut av målnettet

I forbindelse med oppdateringen av områdeplanen har vi oppdatert vurderinger om nettstruktur og målnettet på Nordmøre og Romsdalshalvøya. Vi velger også å ta 420 kV-forbindelsene Fannefjorden-Fræna og Snilldal-Tjeldbergodden-Surna ut av målnettet. Årsaken er at de største planene er nedjustert eller tatt ut slik at begrunnelsen for 420 kV forbindelse har falt bort. Vi mener ytterligere nettforsterkninger i området heller bør gjøres i regionalnettet. Hvis forbruksplanene med stort volum gjenoppstår, må behovet for en 420 kV-forbindelse vurderes på nytt.

Ytterligere behov og mulige fremtidige tiltak

Mot slutten av analyseperioden på 20 år, altså 2045, nærmer flere 420kV-ledninger seg forventet levetid på 70 år. Dette gjelder Namsos-Ogndal, Ogndal-Verdal, Verdal-Klæbu og Nea-Klæbu. Når disse faktisk skal reinvesteres må vurderes nærmere i senere områdeplaner.

Utvikling i forbruk og produksjon er usikkert, både når det gjelder størrelse og lokalisering. Det kan derfor ikke utelukkes at det blir behov for nye forbindelser ut over målnettets. Det kan både være styrking av transportkorridorene eller mer lokale nettførsterkninger. I målnettets går det to 420 kV-ledninger i nord-sør retning gjennom området, i tillegg til forbindelsen mot Sverige. Et eventuelt neste steg kan være å bygge en ekstra 420 kV-ledning inn mot området. Enten østover mot Sverige, sørøst mot NO1 gjennom Østerdalen, eller sørvest mot NO5. Fremover vil vi vurdere behovet for ytterligere nettførsterkninger.

Samfunnsøkonomisk rasjonalitet

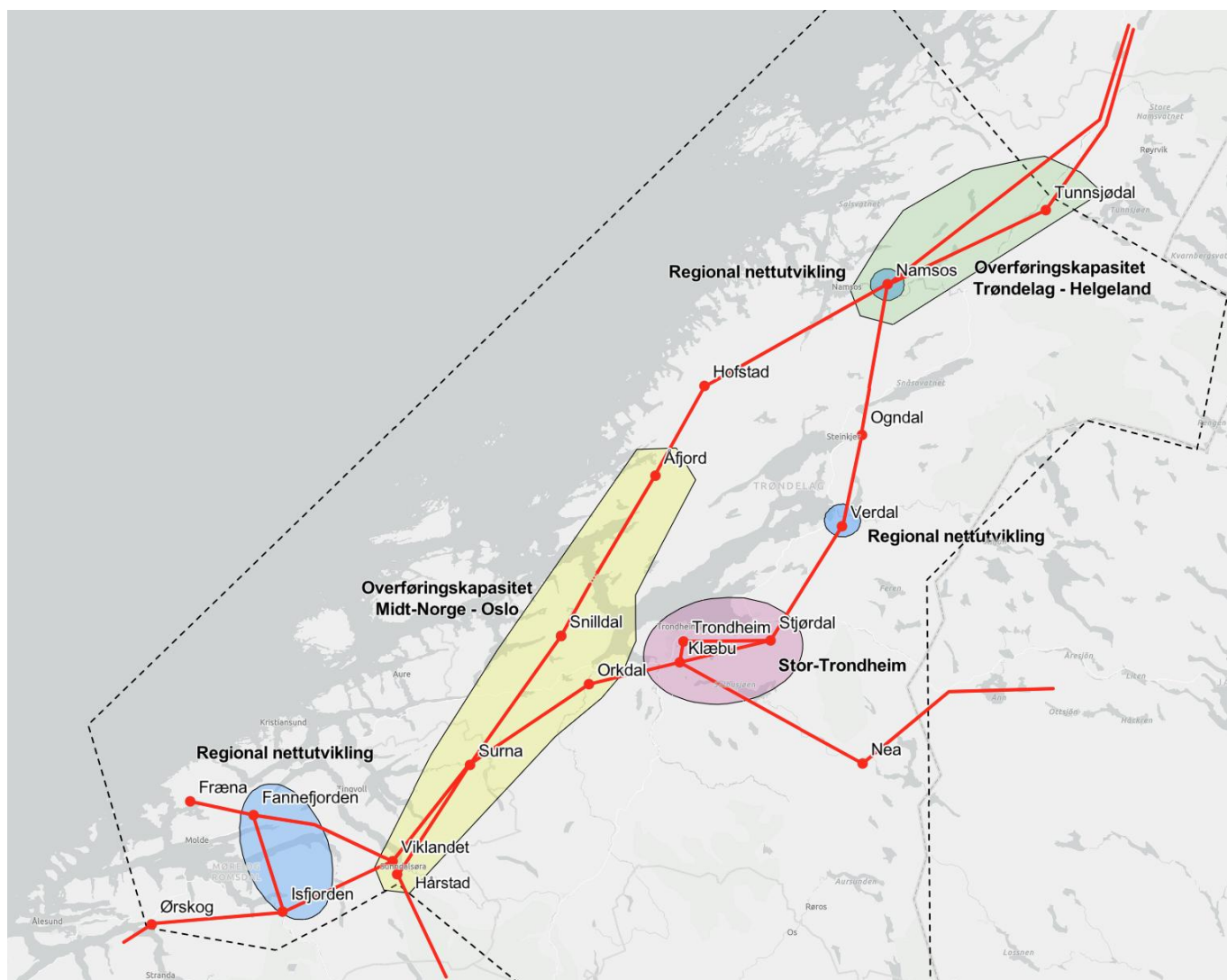
Tiltakene er delt opp i nyttepakker

I områdeplanen er det planlagt mange prosjekter der nytten for kraftsystemet blir størst når flere tilstøtende prosjekter er gjennomført. For å bedre kunne forklare og vurdere disse sammenhengene har vi delt prosjektene inn i *nyttepakker*. Delprosjektene i nyttepakkene kan tilhøre ulike trinn og dermed gjennomføres på forskjellige tidspunkter.

I tillegg til å fremstille nytten vi oppnår for flere tiltak kombinert, vil vi i hver pakke synliggjøre hva tiltakene vil koste i form av investeringer, naturinngrep og klima. Disse kostnadene er fremstilt med hensyn til kostnadene for tiltak vi uansett vil måtte gjøre for å vedlikeholde og fornye eksisterende anleggsmasse. Slike tiltak inngår i nullalternativet. I områdeplanen for Midt definerer vi fire nyttepakker:

- Stor-Trondheim
- Overføringskapasitet Trøndelag-Helgeland
- Overføringskapasitet Midt-Norge – Oslo
- Regional nettutvikling

I delkapitlene under redegjør vi først for oppdeling av nyttepakker i denne områdeplanen og en beskrivelse av nytten dette gir. Så tar vi for oss ulempene i form av investeringer og innvirkning på areal, miljø og klima. Til slutt presenterer vi en overordnet oppsummering.



Figur 9 Kart med nyttepakker

Vi oppnår nytte ved økt overføringskapasitet inn til regionen og økt transformering til regionalnettet

I Statnetts Analyse av transportkanaler (ATK) fra 2023 går det frem at målnettet i Midt gir kapasitet til høy forbruksvekst, også uten ny produksjon, men at forbruk på over 15-20 TWh opp fra dagens nivå vil gi gradvis betydelig høyere snittpriser i NO3 enn i naboområdene. Ved å oppgradere til 420 kV mellom Sundalsøra (Hårstad og Viklandet stasjoner) og Oslo, forventer vi å oppnå en betydelig nytte i form av reduserte flaskehalser, lavere timesvise prisforskjeller mellom Østlandet og Midt-Norge og mulighet for ytterligere økt forbruk i Midt. Øker produksjonen i takt med økt forbruk vil det være rom for enda mer forbruk. Dersom det blir større kraftoverskudd eller -underskudd i regionen blir nytten av økt overføringskapasitet mellom Sundalsøra og Oslo enda høyere.

Vi legger til grunn at det blir utløst positiv nytte av å tilknytte nytt forbruk. Nytteverdien kommer fra meravkastningen næringsvirksomheter får ved å knytte seg til nett, fratrukket alternativavkastningen og nyttevirkinger til andre innsatsfaktorer som vei, havn, kapital, arbeidskraft, etc. Deler av nytteeffekten kan også bli realisert i nullalternativet, men da på et senere tidspunkt.

Noen tiltak er hovedsakelig begrunnet ved fornyelsesbehov i aldrende anlegg. Ettersom Statnett standardiserer nye anlegg på 420 kV, vil mange ledningsprosjekter, hvor vi går fra 300 kV til 420 kV, gi økt kapasitet og redusert overføringstap.

Nyttepakken Stor-Trondheim er hovedsakelig reinvesteringer og kapasitetsøkning i grensesnittet mellom regional- og transmisjonsnett, som er nødvendig for å muliggjøre forventet forbruksvekst. Oppgraderingene gir også bedre forsyningssikkerhet i og rundt Trondheim. Vi utvikler nettet basert på eksisterende nettstruktur, med 420 kV og 132 kV som spenningsnivå. Tensios utvikling i regionalnettet på 132 kV er koordinert med våre planer.

Nyttepakken Overføringskapasitet Midt-Norge – Oslo er å fremskynde tiltak som øker overføringskapasiteten mellom NO3 og NO1. I tillegg inngår økt kapasitet i grensesnittet mellom regional- og transmisjonsnett i Hårstad stasjon. De fleste av tiltakene i denne nyttepakken ligger under Områdeplan Innlandet, men flere store tiltak ligger også i Midt, Oslo og Akershus. Nyttepakken gir økt kapasitet mellom Midt-Norge og Innlandet, og mellom Innlandet og Oslo. Det reduserer flaskehalsene og prisforskjellene mellom NO1 og NO3 tidligere enn ved nullalternativet. Tiltakene muliggjør økt flyt mellom områdene. Det gjør at planer om mer produksjon og forbruk kan tilknyttes i Innlandet, og økt forbruk kan tilknyttes i Midt tidligere, sammenliknet med nullalternativet. I ATK 2023 finner vi at flaskehalsene blir langt større dersom vi ikke oppgraderer mellom Oslo og Sunndalsøra. I denne planen tar vi bare med kostnadene for prosjekter i Områdeplan Midt.

Nyttepakken Overføringskapasitet Trøndelag-Helgeland er prosjekter som gir økt transportkapasitet mellom Midt-Norge og Helgeland, som igjen bidrar til økt flyt mellom nord og sør. I denne planen tar vi bare med kostnadene for prosjekter i Områdeplan Midt. I simuleringer med 2040-nettet gjort i ATK 2023 er det få flaskehals som involverer ledningene mellom NO3 (Midt) og NO4 (Helgeland og nordover).

Nyttepakken Regional nettutvikling omhandler netttiltak som tilrettelegger for økt produksjon og forbruk gjennom økt kapasitet for utveksling mot regionalnettet. Omkring Namsos tilrettelegger vi for økt produksjon og forbruk. På Nordmøre og Romsdal legger vi til rette for forbruksvekst og bedre forsyningssikkerhet. Dette gjelder også for gassprosesseringsanlegget på Nyhamna utenfor Fræna. I Verdalen gjøres det grep for å gi økt kapasitet i regionalnettet.

Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon

I våre samfunnsøkonomiske analyser sammenligner vi alltid aktuelle tiltak med et nullalternativ. Nullalternativet innebærer å opprettholde strømforsyningen på samme nivå som i dag, og inkluderer nødvendig vedlikehold og reinvesteringer. Nullalternativet for områdeplanen er en videreføring av dagens situasjon, men at vi ved reinvestering standardiserer nye anlegg på 420 kV.

Nullalternativet inkluderer ikke økt kapasitet utover det oppgradering fra 300 til 420 kV gir. Når vi vurderer lønnsomheten ved nettinvesteringene sammenlignes dette med nullalternativet, altså opp mot tiltak vi uansett må gjøre for å reinvestere dagens anleggsmasse.

Målnettet har en samlet merkostnad på 8-13 mrd. i nåverdi

Kostnadene ved alle planlagte tiltak i nyttepakken er estimert til ca. 15-21 mrd. NOK, eller om lag 12-16 mrd. NOK på nåverdiform⁵. De planlagte tiltakene i områdeplanen er en kombinasjon av reinvesteringer, forskutterte reinvesteringer og nye forbindelser. I nåverdi er merkostnaden sammenliknet med nullalternativet, som er tiltak vi i alle tilfeller må gjøre, 8-13 mrd. NOK.

Utbygging av nett påvirker natur og klima

Utbygging av kraftnettet påvirker natur og klima. Vi tar hensyn til arealbruk, sårbar natur, sårbare arter og reindrift når vi planlegger traseer og utfører anleggsarbeid. Vi etterstreber å utnytte eksisterende anlegg, oppgradere og bruke eksisterende traseer der det er mulig. Videre forsøker vi å samle inngrep ved å parallellføre med eksisterende infrastruktur som kraftnett, jernbane eller Europavei, når dette gir minst ulemper.

Det er viktige reinbeite-, friluftslivs- og naturvernområder i Midt. Reindrift og retten til å drive med samisk reindrift har et sterkt vern i Norge, gjennom nasjonal lovgivning og internasjonale konvensjoner som skal sikre urfolks rettigheter. Disse forpliktelsene må vi ta hensyn til gjennom hele prosjektutviklingsløpet, også i planleggingsfasen. Den samiske reindriften utøves primært i reinbeiteområdet som strekker seg fra Finnmark i nord til Hedmark i sør. I Midt drives reindrift i store deler av området, men hovedsakelig fra området omkring Trondheim og nordover.

Gjennom tidlig involvering vil Statnett legge til rette for åpen samhandling om relevante tilpasninger og tiltak. Denne dialogen starter allerede ved overordnede områdeplaner og fortsetter videre frem til konsesjon er gitt, detaljplan for anleggsarbeidene er utviklet og videre i byggefasen og hele anleggets levetid. Erfaring og forskning viser at påvirkning fra Statnetts nettutvikling hovedsakelig er knyttet til anleggsperioden. Etter hvert som prosjekter utvikler seg, vil Statnett og reindriften i fellesskap kunne se nærmere på tilpasningsbehov i det enkelte prosjektet.

I Midt er det store sammenhengende naturområder, spesielt i nord, men også ved Isfjorden i Romsdal. Her vil parallellføring med eksisterende infrastruktur bli viktig. I tillegg er det flere verneområder hvor det er fare for at traseer kommer i konflikt med verneområdene også ved parallellføring. Det er også flere områder som er viktige for friluftsliv. Når vi planlegger nye ledninger er vi bevisst disse og tilsvarende hensyn, og etterstreber å ivareta dem på best mulig måte.

I Midt planlegger vi fornyelse av ca. 90 km ledning som enten går i eksisterende trasé eller hvor ny trasé erstatter dagens. I tillegg til dette planlegger vi 165 km ny ledning. Med et byggeforbudsbelte (område hvor det ikke kan oppføres andre strukturer) på 40 meter utgjør arealbeslaget fra disse nye forbindelsene ca. 6,6 km². Naturinngrepet fra en ledning er imidlertid mindre. I snitt er det 3 mastepunkter pr. km ledning, og disse gir et fysisk og negativt avtrykk. Når luftledninger rives, fjernes mastepunktene. Kabelanlegg kan gi mer permanente sår i naturen.

Arealbeslaget fra planlagte stasjoner i områdeplanen er på om lag 0,1 km². Samlet sett blir nytt arealbeslag, fra planlagte stasjoner og forbindelser, på 6,7 km². Til sammenlikning beslaglegger eksisterende stasjoner og ledninger i områdeplanområdet i dag ca. 60 km², altså innebærer planlagte stasjons- og ledningstiltak en økning på omtrent 11 prosent. Vi estimerer utslipp fra de planlagte tiltakene i Områdeplan Midt til rundt 0,1 millioner tonn CO₂e. Estimatenes

⁵ Nåverdberegningen gjøres ved hjelp av en diskonteringsrente på 4 prosent.

bygger på de samme erfaringstallene som danner grunnlag for vårt utslippsregnskap som en del av vår års- og bærekraftsrapport for 2023. Mye av behovet for nettførsterkningene handler om å redusere CO₂-utslipp hos sluttbrukerne av strøm.

Statnett er opptatt av å ta hensyn til arealbruk, sårbar natur og sårbare arter når vi planlegger trasé og utfører anleggsarbeid, og har prosesser for å ivareta dette i det enkelte prosjekt. Under redegjør vi kort for viktige hensyn i forbindelse med planlegging i hver av nyttepakken. Konfliktpotensialet for natur er knyttet til allerede kartlagte arealer - kommende kartlegginger vil sannsynligvis vise flere viktige områder enn angitt under.

Nyttepakken Stor-Trondheim kan komme tett på bebyggelse og områder som er viktige for friluftsliv. Det kan være mulig å håndtere konflikt ved god planlegging og medvirkning, samt bruk av avbøtende tiltak der man kan.

Prosjektene i **nyttepakken Overføringskapasitet Trøndelag-Helgeland** bidrar til økt kapasitet fra Namsos og nordover mot Helgeland. Det er verneområder som kan bli påvirket langs eksisterende traseer. Det drives også reindrift i området. Dagens 300 kV ledning fra Verdal til Tunnsjødal beslaglegger 2,8 km² i områder som er verdifulle for friluftsliv og nær inngrepsfri natur, men av hensyn til robusthet i nettet og fremtidige behov er det foreløpig for tidlig å si noe om endelig tiltak for denne ledningen.

Nyttepakken Overføringskapasitet Midt-Norge – Oslo innebærer blant annet prosjektet Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet som berører grunneiere og Sør-Fosen sijte. Området strekker seg over store avstander og vil berøre flere tettsteder.

Nyttepakken Regional nettutvikling inkluderer prosjektet Isfjorden-Fannefjorden. Her er det meldt flere mulige traseer. Noen av disse kan komme tett på verdifulle naturområder. I andre alternativer kan noe ledning i verneområde saneres, og samlet situasjon kan bli bedre enn dagens. Det er derfor viktig med god og transparent traséplanlegging, og bruk av avbøtende tiltak der man kan.

Hvordan vi til slutt har valgt traseer og tomter vil fremgå av konsesjonssøknaden for det enkelte prosjekt. Statnett har implementert tiltakshierarkiet som en del av vårt arbeid med natur⁶. Dette går ut på at vi ønsker å 1. unngå, 2. begrense, 3. istandsette og 4. kompensere naturinngrep som gjøres i forbindelse med våre prosjekter. Vi utarbeider også arealregnskap som en del av års- og bærekraftsrapporteringen.

Oppsummering av samfunnsøkonomiske virkninger

Tabell 3 gir en forenklet oppstilling av de samfunnsøkonomiske virkningene. Noen av de viktigste tiltakene er listet opp i tabellen. Vi tar utgangspunkt i året prosjektet er planlagt å settes i drift.

⁶ [Statnett ivaretar naturen | Statnett](#)

Tabell 3 Oversikt over trinn og samfunnsøkonomiske virkninger

	Stor-Trondheim	Overføringskapasitet Trøndelag-Helgeland	Overføringskapasitet Midt-Norge - Oslo	Regional nettutvikling
Trinn 1			Klæbu-Surna temperaturoppgradering Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet Orkdal stasjon Hårstad stasjon og ny forbindelse til Viklandet	Namsos økt transformering og overgang til 132 kV
Trinn 2	Klæbu stasjon Nettforsterkning Trondheim Stjørdal stasjon	Verdal-Tunnsjødal temperaturoppgradering		Isfjorden-Fannefjorden
Trinn 3	Stjørdal-Trondheim ny 420 kV	Namsos-Tunnsjødal 2 ny 420 kV Tunnsjødal overgang til 420 kV		Verdal overgang 420/132 kV
Investeringskostnad*	3-5 mrd. NOK	1-2 mrd. NOK	9-11 mrd. NOK	2-3 mrd. NOK
Merkostnad**	1-2 mrd. NOK	0-1 mrd. NOK	6-8 mrd. NOK	1-2 mrd. NOK
Klima og miljø	40 km ledning fornyes	60 km ny ledning 2,4 km ² arealbeslag***	70 km ny ledning 50 km ledning fornyes 2,8 km ² arealbeslag***	35 km ny ledning 1,4 km ² arealbeslag***
Nytte	Muliggjøre forbruksvekst og forbedre forsyningssikkerhet i Trondheim og omegn.	Økt kraftflyt mellom prisområdene NO3 og NO4 som gir økt konsumentoverskudd, samt at det tilrettelegger for økt produksjon og forbruk.	Økt transportkapasitet mellom prisområdene NO1 og NO3 som gir reduserte flaskehalser, og tilrettelegger for tilknytning av økt forbruk og produksjon.	Øker forsyningssikkerheten og muliggjør nytt forbruk og ny produksjon, men utenfor etablerte transportkorridorer. Dette gjelder både i området rundt Ytre Vikna og Haltenbanken, Verdal samt Nordmøre og Romsdal

*Investeringer totalt (ikke nåverdi)

**Nåverdi. Differansen mellom planlagte tiltak og nullalternativet.

*** Arealbeslag fra nye forbindelser og stasjoner (nye og fornyelser).

I tillegg kommer enkelte prosjekter som ikke kan knyttes til nyttepakken, men som utløses av lokale (reinvesterings) behov.

Usikkerheter og videre arbeid

Vi er relativt trygge på at forbruket i Norge vil øke. Den langsiktige utviklingen er likevel usikker. Det er samtidig tydelig at det er behov for mer kraftproduksjon dersom forbruket skal kunne vokse mye. Usikkerheten er knyttet til hvilke aktører som går videre med sine forbruksplaner, hvor omfattende planene faktisk blir og hvilket tidspunkt de realiseres. Dette avhenger blant annet av markedspriser, politiske rammevilkår og teknologiutvikling. Krav om anleggsbidrag kan også påvirke utbyggingstakten.

Usikkerheten er størst knyttet til nye anlegg og for tiltakene som ligger lengst ut i tid. Usikkerheten omfatter både prioritering internt i Statnett, kapasitet til gjennomføring og konsesjonsbehandling. Vi kan heller ikke utelukke at det kan dukke opp fremtidige behov og utviklingstrekk som vil kreve løsninger og tiltak vi foreløpig ikke har identifisert. Når det gjelder spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV er usikkerheten betydelig mindre. Ved å utvikle tiltak frem mot investeringsbeslutning vil vi redusere usikkerhet, før vi gjør en endelig vurdering av hvorvidt tiltaket er rasjonelt å gjennomføre.

Bruk av autotransformatorer og direktejordet regionalnett kan spare kostnader

I løpet av 2024 besluttet Statnett å teknologikvalifisere autotransformatorer. Dette muliggjør bruk av autotransformatorer for utveksling mellom transmisijsnett og regionalnett, en type transformatorer som ikke tidligere har vært brukt på dette spenningsnivået i Norge. Bruk av autotransformatorer krever en annen jording av regionalnett enn det vi har vært vant til. Fordelen er at det kan gi besparelser gjennom færre transformatorer med høyere ytelse, som igjen gir mindre stasjoner med færre koblingsfelt. Dette forventes å kunne gi mindre arealbeslag i våre transformatorstasjoner og lavere kostnader. I dialog med Tensio har vi avdekket flere deler av deres nett som må bygges for 132 kV, i kombinasjon med at vi bygger nye stasjoner. I den forbindelse kan det være hensiktsmessig at de direktejorder sitt regionalnett i kombinasjon med at vi installerer 420/132 kV autotransformatorer. For område Midt er dette i første omgang aktuelt for store deler av Tensios nett og på Sunndalsøra.

Samlet fremstilling av tiltak og prosjekter

Tabellene nedenfor viser pågående prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2045. Fremdrift og realisering av planlagte tiltak er avhengig av en rekke hensyn som endringer i behov, kapasitet i leverandørmarkedet og nødvendig myndighetsgodkjenning (konsesjon). Statnett jobber med å redusere ledetiden i prosjektene.

Fase beskriver i hvilket stadium i Statnetts prosjektmodell et prosjekt befinner seg. I fase 0 identifiseres løsningsvalg, i fase 1 modnes løsningsvalg mot investeringsbeslutning (herunder evt. konsesjonssøknad), i fase 2 forberedes gjennomføring, og i fase 3 er prosjektet under gjennomføring.

Prosjekt med konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon mottatt	Forventet ferdigstilt
Orkdal	Ny stasjon	3	2023	2027

Prosjekt uten konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Konsesjon forventet mottatt	Forventet idriftsatt
Åfjord-Snilldal og Surna-Viklandet	Ny ledning og økt kapasitet	1	2025-2027 ⁷	4-5 år etter konsesjon
Nettforsterkning Trondheim	Ny stasjon og spenningsoppgradering	1	2028	3-4 år etter konsesjon
Klæbu transformatorstasjon	Fornyelse og økt kapasitet	1	2026	3-4 år etter konsesjon
Isfjorden - Fannefjorden	Ny ledning og økt kapasitet	0	2026	4-5 år etter konsesjon
Namsos transformatorstasjon	Økt kapasitet	0	2027	2-4 år etter konsesjon
Hårstad stasjon	Ny stasjon	0	2028	2-3 år etter konsesjon
Viklandet – Hårstad	Ny ledning	0	2028	2-3 år etter konsesjon
Stjørdal transformatorstasjon	Ny stasjon	0	2027	3-4 år etter konsesjon

⁷ Avventer endelige tillatelser fra myndighetene på strekningen Åfjord-Snilldal.

Tiltak som planlegges startet opp

Tiltak	Beskrivelse	Planlagt oppstart⁸
Namsos-Tunnsjødal 2 Ny 420kV ledning	Ny ledning	2030-2035
Verdal overgang 420/132 kV	Fornyelse	2030-2035
Stjørdal – Trondheim ny 420 kV	Spenningsoppgradering	2030-2035
Tunnsjødal 420 kV	Fornyelse	2035-2040

⁸ Oppstart av prosjektplanlegging, herunder prosjektering, løsningsvalg, konsesjonssøknad etc.

Tiltak i regionalnettet

Parallelt med tiltak i transmisjonsnettet er det også planer i regionalnettet. Her er det blant annet behov for avklaring av hva som skal skje med dagens 300 kV mellom Klæbu, Orkdal og Surna, og eventuelt eierskap. Tabellen viser tiltak i regionalnettet i Midt.

Tabell 4 Oversikt over tiltak i regionalnettet, aktuell regionalnetteier og tilstøtende transmisjonsnettstasjon.

Regional-netteier	Prosjekt i regionalnettet ⁹	Tilstøtende transmisjonsnettstasjon
Tensio TN	132 kV nett mellom Namsos og Ytre Vikna	Namsos
Tensio TN	132 kV nett rundt Stjørdal	Ny Stjørdal
Tensio TS	132 kV nett Åfjord-Eidem på Fosen	Åfjord
Tensio TS	Utvikling av 132 kV nett i Trondheim	Ny Stjørdal, Ny Trondheim og Klæbu
Tensio TS	Utvidelse av Hemne transformatorstasjon	Snilldal
Mellom	Ny Tjeldbergodden transformatorstasjon	Surna
Mellom	132 kV ledning til Tjeldbergodden med ny transformatorstasjon og vurderinger knyttet til nettstruktur i området (KVU-stadiet)	Surna
Mellom	132 kV Bruvoll-Fannefjorden inkludert Bruvoll transformatorstasjon	Fannefjorden
Linja	Bygging av 132 kV ledning mellom Trollheim og Surna	Surna
Linja	Omlegging av 132 kV Trollheim-Ranes	Surna
Elinett	Ny 132 KV Fræna - Indre Harøy og ny Indre Harøy transformatorstasjon	Fræna

⁹ Forutsetter at planer om tilstøtende transmisjonsnettstasjon gjennomføres

Statnett

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

E-post: firmapost@statnett.no

www.statnett.no

