

## Områdeplan Midt

Trøndelag, Romsdal og Nordmøre



## Sammendrag

Område Midt omfatter området fra og med Tunnsjødal transformatorstasjon til og med Aura stasjon (Sunndalsøra) og deler av Ørskog/Giskemo transformatorstasjon, dette utgjør i grove trekk Trøndelag, Nordmøre og Romsdal. Kraftproduksjonen består hovedsakelig av vannkraft på innlandet og vindkraft på kysten. Vindkraftinstallasjonene på Fosen, med en installert effekt på over 1 500 MW, utgjør en vesentlig del av produksjonsressursene i området.

Statnett har de siste årene igangsatt store prosjekter i områder og videre utvikling av transmisjonsnettet drives av behovet for å tilrettelegge for nytt forbruk og ny produksjonskapasitet. For Trondheimsregionen viser prognosene stor økning i vanlig forbruk. I tillegg er det konkrete planer om stort forbruk flere steder i området. De etablerte store industriknutepunktene i regionen har alle ambisjoner om å ta del i det grønne skiftet, samtidig som det foreligger planer om datasentre, ny industri og offshore elektrifisering. Reservert kapasitet til stort forbruk, sammen med prognose på økning i vanlig forbruk fram mot 2032, innebærer et økt effektforbruk, fra dagens rundt 3 500 MW til rundt 4 700 MW. I tillegg kommer forespørsler (har ikke fått reservert kapasitet) på om lag 4500 MW.

Området har allerede i dag energi- og effektunderskudd. Regionen bruker mer strøm enn den produserer, og er avhengig av import fra omkringliggende områder. Den dominerende kraftflyten gjennom området har vært fra nord til sør. Det foreligger planer om store forbruksøkninger i Nord-Norge og Nord-Sverige, samtidig som underskuddet i området Midt øker. Uten ny produksjon blir område mer avhengig av kraftimport. Nytt forbruk som bør forberede seg på å være fleksible og tilpasse seg kraftpris og begrensninger i nettkapasitet. Frem mot neste områdeplan vil vi se nærmere på behov og muligheter for å øke overføringskapasiteten inn til området.

**Hovedbudskapene i områdeplanen er:**

- Vi er i gang med omfattende og store prosjekter i området som vil legge til rette for en betydelig økning av kapasiteten internt i området. Med disse tiltakene vil den fysiske kapasiteten i og inn til området være tilstrekkelig til å dekke volumet på forbruk som p.t. er reservert, samt prognosert økning i vanlig forbruk fram til 2032. Dette utgjør en forbruksøkning på nærmere 40 %.
- Viktigste tiltaket de nærmeste år, er å ferdigstille 420 kV-forbindelse nr. 2 mellom Namsos og Sunndalsøra. Dette omfatter kryssing av Trondheimsfjorden (Åfjord-Snilldal) og ny 420 kV ledning (til erstatning for dagens 300 kV ledning) mellom Surna og Aura.
- Realisering av økt forbruk eller ny produksjon forutsetter også investeringer i regionalnett.
- Den store forbruksveksten øker kraftunderskuddet i området. Dette forsterkes av forbruksveksten i naboområdene. Det er derfor behov for økt produksjon i området. Begrensning i krafttilgang kan begrense forbruksveksten i området. Forsterkning av overføringskapasiteten inn til området kan bli aktuelt, men må avvente ytterligere analyser.
- Det er kapasitetsbegrensninger i forsyningen av Trondheim by. En detaljert plan for ombygging til 420 kV og etablering av nye stasjonsanlegg er etablert.
- Vi anbefaler Fræna som tilknytningspunkt for havvind, da denne lokasjonen er gunstig ut ifra kraftsystemmessige hensyn.
- Vi forventer at det blir behov for tiltak utover det som er identifisert i planen innen 2050. Hvilke tiltak og rekkefølgen på disse avhenger blant annet av utviklingen av forbruk og produksjon regionalt, samt behovet for å transportere kraft gjennom området.

## INNHold

|           |   |           |
|-----------|---|-----------|
| <b>1.</b> | <b>SITUASJONSBEKRIVELSE OG BEHOV</b>                  | <b>6</b>  |
| 1.1       | Dagens kraftsystem                                    | 7         |
| 1.2       | Transmisjonsnett - våre anlegg                        | 10        |
| 1.3       | Behov for økt kapasitet                               | 13        |
| <b>2.</b> | <b>MÅLNETTET</b>                                      | <b>16</b> |
| 2.1       | Kapasiteter i målnett                                 | 17        |
| 2.2       | Samfunnsøkonomisk rasjonalitet                        | 18        |
| 2.3       | Usikkerheter i målnett                                | 20        |
| <b>3.</b> | <b>OMRÅDEPLAN – TRINNVIS UTVIKLING</b>                | <b>22</b> |
| 3.1       | Trinn 1 – Fram til 2026                               | 22        |
| 3.2       | Trinn 2 – år 2027-30                                  | 23        |
| 3.3       | Trinn 3 – Fram mot 2040                               | 25        |
| 3.4       | Ytterligere behov og mulige tiltak                    | 27        |
| <b>4.</b> | <b>SAMLET FREMSTILLING AV TILTAKENE I HVERT TRINN</b> | <b>29</b> |
| 4.1       | Viktigste tiltak med oppstart før 2040                | 29        |
| 4.2       | Videre arbeid   | 31        |

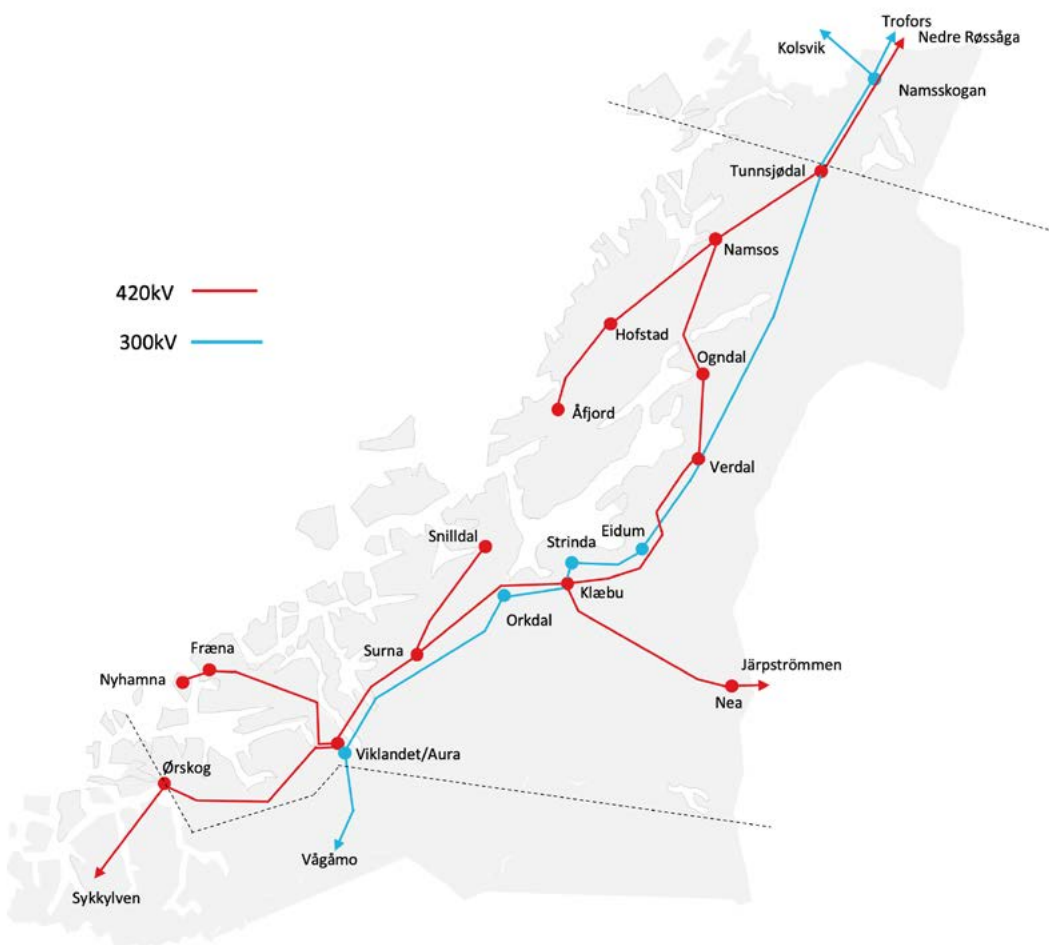




# 1. SITUASJONSBESKRIVELSE OG BEHOV

Område *Midt* dekker Trøndelag og deler av Møre og Romsdal. I transmisjonsnett er områdeplanen avgrenset av Aura (Sunndalsøra) og ledningene mot Ørskog i Sør og Tunnsjødal i Nord. Områdeplanen har tre tilgrensende områdeplaner: Innlandet, Sogn og Sunnmøre og Nordland. I tillegg grenser området mot Sverige i øst.

Tidligere analyser legger grunnlag for flere tiltak i område *Midt* de neste 10-årene. De viktigste er: *Trøndelagsanalysen*, *KVU Stor-Trondheim*, *KVU Nordmøre og Romsdal* og *Oppdatert behov- og lønnsomhetsanalyse for Fosen-utbyggingen*. Som resultat av disse analysene er det allerede satt i gang flere tiltak. Dette gjelder blant annet bygging av nye stasjoner i og rundt Trondheim by, ferdigstilling av en dobbel 420 kV-ledning gjennom regionen, dette ved at det etableres ny 420 kV-ledning mellom Åfjord og Snilldal og at det bygges en 420 kV-ledning nr. 2 mellom Surna og Viklandet/Aura.

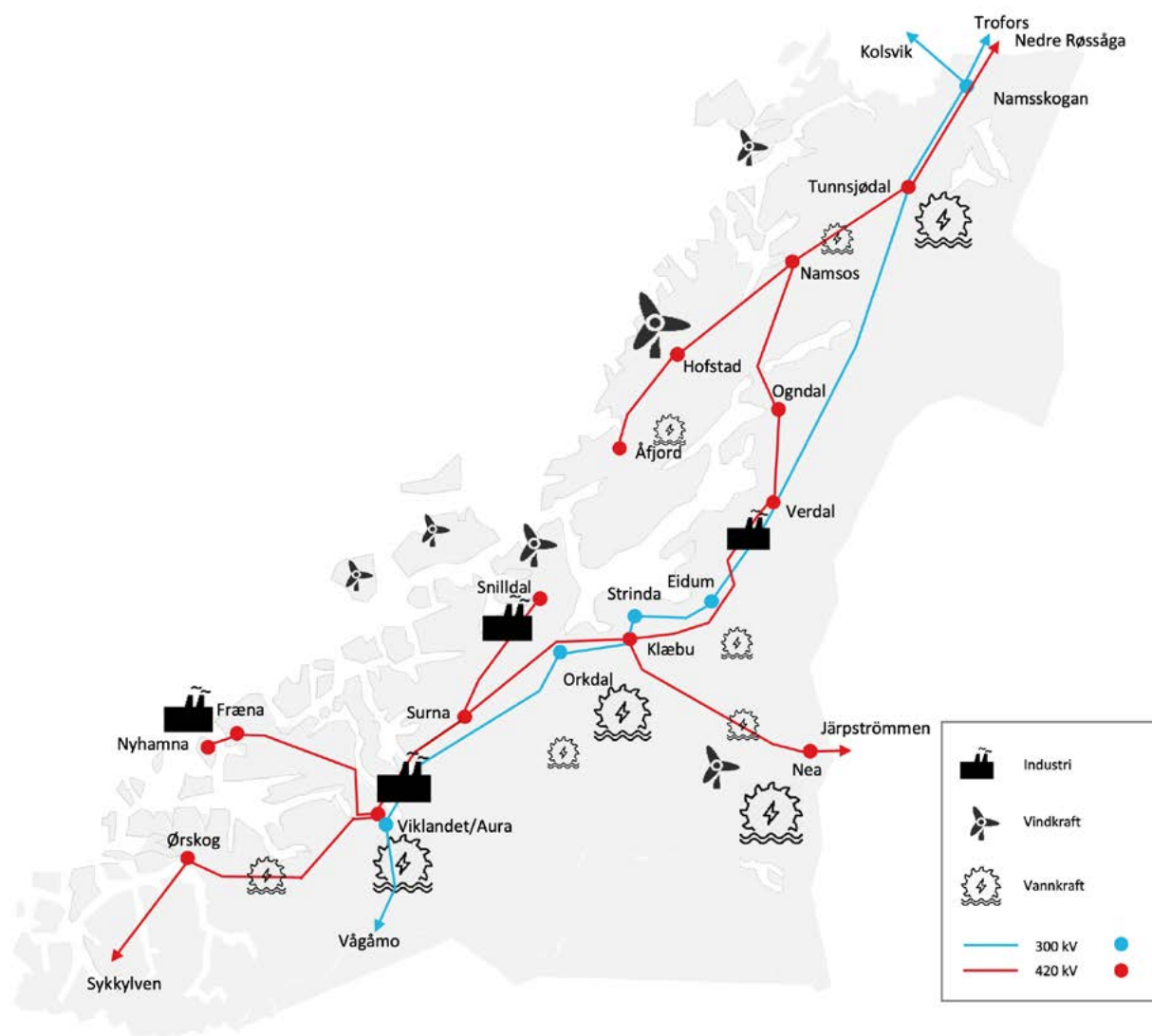


Figur 1. Dagens transmisjonsnett med områdegrensene.

Det foreligger mange konkrete planer om økt forbruk, og prognosene for alminnelig forbruk tilsier en økning også her. Det er p.t. få konkrete planer om økt produksjon og økende kraftpris kan påvirke hvor mye forbruk som faktisk kommer.

Områdeplanen beskriver et målbilde for utviklingen av transmisjonsnett i området. Planen vil normalt oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktigste 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.

## 1.1 DAGENS KRAFTSYSTEM



Figur 2. Dagens transmisjonsnett med større industri og produksjon.



Det er større energiforbruk enn energiproduksjon i området. Dette gir et energiunderskudd<sup>1</sup> som i dag blir dekket av god kapasitet i transmisjonsnettet inn til regionen.

Det meste av forbruket i området er lokalisert i sør, med stort alminnelig forbruk i Trondheim by og stort industriforbruk på ulike steder sør i regionen. Industriforbruket er dominert av fem større forbrukspunkt: Sunndalsøra, Nyhamna, Orkanger, Hemne/Tjeldbergodden og Verdal/Skogn. Sunndalsøra har landets største enkeltforbruk med Hydro Aluminium på over 700 MW. I tillegg har vi omkring 700 MW alminnelig forbruk i Trondheim by. Forbruket i industrien er jevnt gjennom året, uavhengig av utetemperaturer og oppvarmingsbehov. Med 1 400 MW står industriforbruket for om lag 40 % av effektforbruket i periodene med høyest forbruk.

Området har en stor andel vindkraft (1 500 MW), som hovedsakelig er lokalisert i kystområdene. Den største vannkraftproduksjonen skjer i området rundt Sunndalsøra og om lag 600 MW leveres inn i nettet i Aura. Øvrige vannkraft-tunge 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 % av effektforbruket i tunglastperioder dekkes av produksjon i regionen i perioder med høyt forbruk.

Regionalnettet i området består av både 66 kV og 132 kV anlegg<sup>2</sup>. Gjennomgående er eksisterende regionalnett for svakt til å være tilstrekkelig reserve for transmisjonsnettet mellom transmisjonsnettstasjoner. 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. Det foreligger mange planer for forsterkninger av regionalnett, inkludert overgang fra 66 til 132 kV. Disse planene er nærmere beskrevet i de regionale kraftsystemutredningene<sup>3</sup>.

---

1 2021: Energiproduksjon: 17,6 TWh. Energiforbruk: 20,3 TWh.

2 Statnett og Mørenett har inngått avtale om salg av 132 kV anlegg som er omklassifisert til regionalnett. Det er søkt om overdragelse av konsesjon hos NVE, som har sendt dette på høring.

3 RKSU Nord-Trøndelag, RKSU Sør-Trøndelag, RKSU Møre og Romsdal.



**Nøkkeltall for området (pr 31.12.2021)**

|   |                                   |                          |
|---|-----------------------------------|--------------------------|
| Produksjon:                                   | Installert vintereffekt 2021 (MW) | Produksjon2021 (TWh)     |
|   | 2 870                             | 17,6                     |
| Forbruk:                                      | Max effektforbruk 2021 (MW)       | Energiforbruk 2021 (TWh) |
|   | 3 500                             | 20,3                     |
| Transmisjonsnett (2023):                      | 420 kV                            | 300 kV                   |
| Ledning (km)                                  | 860                               | 385                      |
| Stasjoner (antall, ref høyeste spenningsnivå) | 12                                | 4                        |

**Begrensninger i dagens nett – radielt transmisjonsnett og manglende transformeringskapasitet**

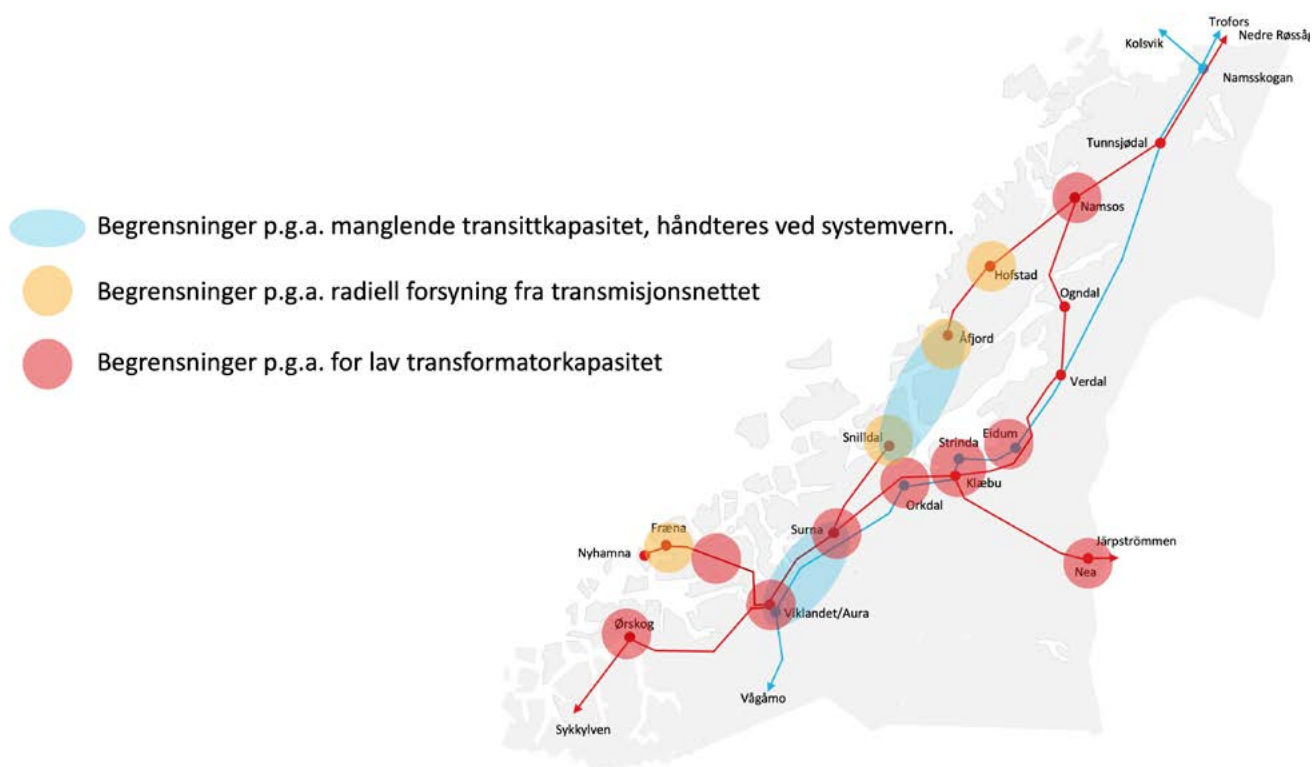
Flere stasjoner langs kysten driftes radielt fra transmisjonsnett, grunnet manglende forbindelse over Trondheimsfjorden. Radiell drift innebærer at det kun er én forbindelse mellom transmisjonsnett og kundene. Dette betyr at et utfall på denne ene forbindelsen vil føre til avbrudd hos kundene. Det mangler også tosidig 420 kV forbindelse mot Romsdhalvøya. Dette fører til at forbruk og produksjon må begrenses for å unngå overbelastning av regionalnettet ved utfall/utkoblinger i transmisjonsnett. Dette gjelder Hofstad, Åfjord, Snilldal og Fræna.

Det er også begrensninger fordi det kun er én 420 kV-ledning gjennom regionen. Dette fører til at nettet må driftes med systemvern<sup>4</sup> i form av produksjonsfrakobling for å redusere transitt over 300 kV forbindelsen (blå). Systemvernet gjør det mulig å overføre mer kraft i nettet ved at vi har kontroll på konsekvensene ved utfall.

Mulighetene for forbruksvekst er også preget av at det er for lav transformeringskapasitet i flere av stasjonene. Dette gjelder Eidum, Strinda, Klæbu, Nea, Orkdal, Surna, Ørskog og i Molde-området (rød).

De ulike typer begrensninger er illustrert i figur 3.

<sup>4</sup> Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og sentralnettet.



Figur 3. Ulike typer begrensninger i dagens nett.

## 1.2 TRANSMISJONSNETTET - VÅRE ANLEGG

Transmisjonsnettet i område *Midt* består av en 420 kV forbindelse fra Tunnsjødal som strekker seg til Ørskog i sør, og en gjennomgående 300 kV forbindelse fra Tunnsjødal til Aura stasjon (Sunddalsøra). Det er gjort betydelige investeringer i transmisjonsnettet inn til regionen de siste 15-20 årene, herunder 420 kV-ledninger mot Sverige, Nordland og Sogn og Fjordane<sup>5</sup>. I tillegg har det blitt investert i nett for å tilrettelegge for vindkraftanlegg på Fosen, noe som har bidratt både til økt forsyningssikkerhet og økning av kapasiteten for å koble ny produksjon til nettet i regionen.

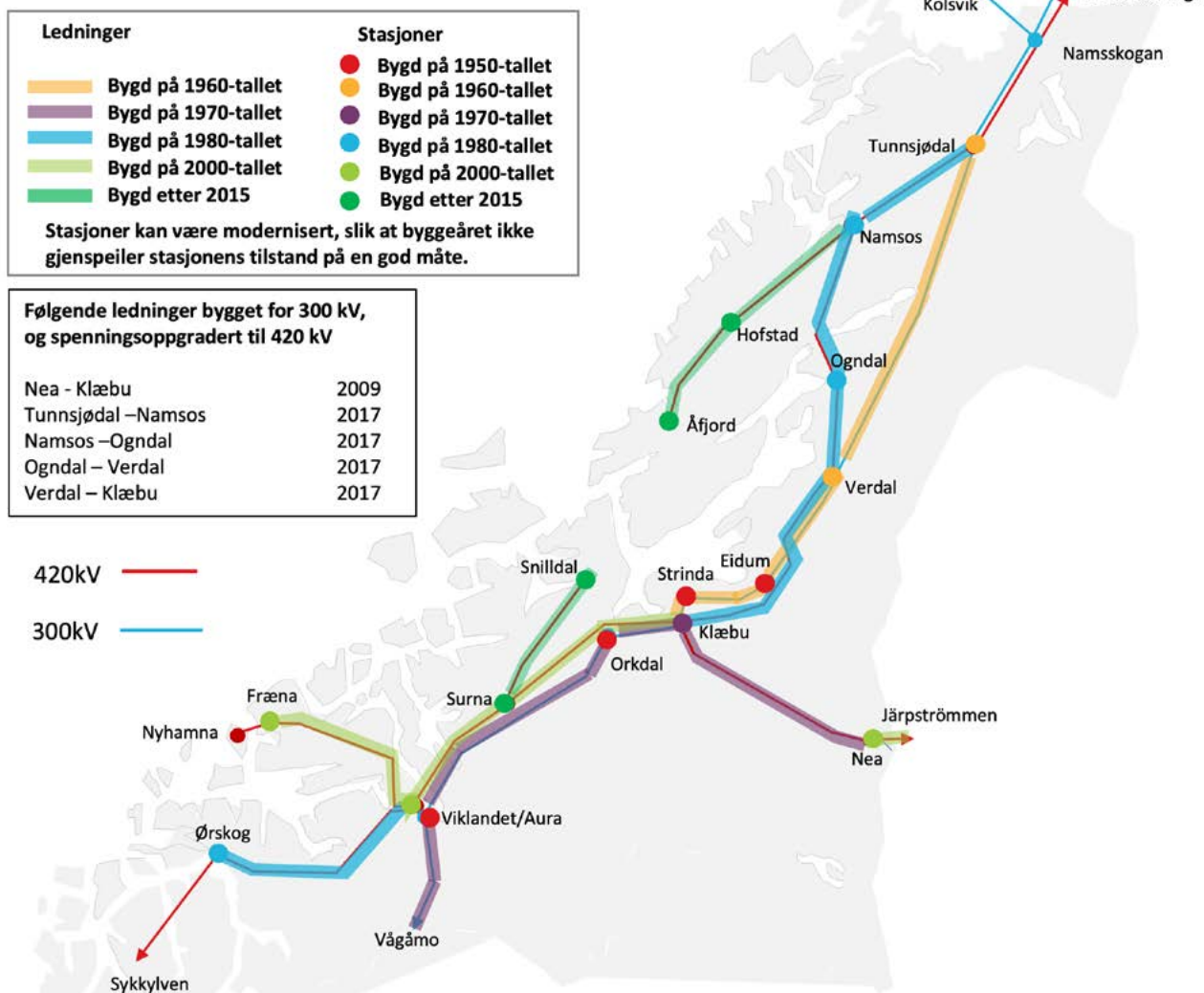
### Fornyelsen av gamle anlegg er allerede godt i gang

Reinvesteringsbehovet i regionen er hovedsakelig knyttet til 300 kV-stasjonene, som i stor grad er bygd på 1950- og 60-tallet. 300 kV-ledningene er bygd på 1960-70-tallet, og så lenge vedlikeholdet opprettholdes vil disse kunne driftes fram til det er etablert to 420 kV-ledninger<sup>6</sup> gjennom området.

<sup>5</sup> Spenningsoppgradering av eksisterende 300 kV ledninger mot Nordland og nye 420 kV ledninger mot Sverige og Sogn og Fjordane.

<sup>6</sup> I dag er det, som Figur 4 viser, én 300 kV- og én 420 kV-ledning nord-sør i området.

## DAGENS Nett alder



Figur 4. Dagens nett - alder.

På grunn av alder og vedlikeholdsbehov planlegger vi å oppgradere alle stasjoner i området til 420 kV innen 2040. Fordi det også er behov for økt transformeringskapasitet har vi allerede planlagt eller satt i gang tiltak i nesten alle stasjoner med 300 kV anlegg<sup>7</sup>. Ingen av 300 kV stasjonene i området er forberedt for overgang til 420 kV og vi må derfor bygge helt nye stasjoner. I Eidum, Strinda og Orkdal har vi satt i gang prosjekter for nye 420 kV stasjoner. Klæbu har i dag både 300 kV og 420 kV, og her vil 300 kV anleggene fases ut når Orkdal og Strinda har blitt etablert på 420 kV. Dagens Aura stasjon er lite egnet til overgang til 420 kV, og vi planlegger derfor en ny stasjon som skal erstatte den gamle.

<sup>7</sup> Stasjoner som ikke har 420 kV samleskinne må bygges nye, eller utvides med 420 kV koblingsanlegg (eks Strinda, Eidum og Aura). På stasjoner med både 300 og 420 kV utvides 420 kV anleggene med nye 420 kV felt (eks Verdal og Tunnsjødal).







I planarbeidet legger vi vekt 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. Vi må derfor sette igang tiltak for å forlenge levetiden og øke kapasiteten på anleggene før overgang til 420 kV. Dette gjelder blant annet i Eidum der transformatoren byttes på grunn av alder, tilstand og manglende kapasitet. Også i Klæbu bytter vi to transformatorer for å øke forsyningssikkerheten til Trondheim.

Vi har gjort en risikoanalyse av anleggenes tilstand og systemdriftssituasjonen i Trondheimsområdet. Generelt er det en viss forsyningssikkerhetsrisiko knyttet til lav transformeringskapasitet og anleggenes tilstand i perioden fram til vi får bygget ut tilstrekkelig kapasitet og gjort nødvendige reinvesteringer. Risikoreduserende tiltak er foreslått, og det er startet opp konkrete forbedringstiltak.

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 2.

### 1.3 BEHOV FOR ØKT KAPASITET

#### Summen av forbruksplaner kan medføre kapasitetsbegrensninger på høyere nettnivå

I Midt-Norge har transmisjonsnettledningene<sup>8</sup> hatt tilstrekkelig kapasitet til å håndtere forbruk og produksjon. Begrensningene for tilknytning av nytt forbruk har derfor vært gitt av transformatorkapasiteten mellom transmisjonsnettet og regionalnettet. Typisk har risikoen for utfall av én transformator vært begrensende fordi regionalnettet mellom transmisjonsnettstasjonene ikke har vært sterkt nok til å fungere som reserveforsyning. Gjennom de planlagte nye transformatorene fjerner vi nå disse begrensningene<sup>9</sup>. Summen av forbruksplaner, både i analyseområdet og i områdene rundt medfører imidlertid at det kan oppstå begrensninger på et høyere nettnivå. Begrensningene er altså ikke bare gitt av hva som skjer innenfor planområdet, men også av utviklingen i resten av kraftsystemet<sup>10</sup>.

#### Dagens flaskehalser mot regionalnettet fjernes ved nye nettiltak

Per nå er det begrensninger for overføring av kraft nærmest i hele området. Hovedårsaken til dette er at tilnærmet hele kysten er forsynt av sterke 420 kV-radialer med begrenset reserveforsyning gjennom regionalnettet.

8 Inn mot og internt i området.

9 To eller flere transformatorer i stasjonene, slik at utfall av én transformator ikke medfører avbrudd.

10 Utvikling i forbruk, produksjon og transmisjonsnett.

Som avsnitt 4.1, tabell "Pågående prosjekter", viser, er det startet prosjekter for en rekke nettførsterkninger i transmisjonsnettet. Åfjord-Snilldal, Surna-Viklandet 2 og Isfjorden-Istad forsterker ledningsnettet, mens fire nye transformatorstasjoner og totalt 13 nye transformatorer bedrer forsyningssikkerhet og hever kapasiteten i grensesnittet mot regionalnettene. Prosjektene har ulik modenhet og forventet idriftsettelse varierer derfor fra 2024 til 2029. Når de nye anleggene er på plass vil 420 kV-radialene være erstattet med tosidig 420 kV forsyning. Istad-Fræna er et unntak, men også Romsdalshalvøya får vesentlig økt kapasitet og forsyningssikkerhet ved ny Istad transformatorstasjon og oppgradert Istad-Isfjorden.

### **Det er tildelt om lag 700 MW kapasitet og det meste av dette er under bygging eller i drift**

De fleste forespørslene om nettilknytning i regionen, i antall, har vært fra relativt små aktører. Blant de mindre forespørslene er det mye ladeinfrastruktur til transport, mindre næringsutvikling og utfasing av fossile energikilder.

Tre større datasentre er etablert i Fræna, Nea og Tunnsjødal. Oppdrettsanlegg på land har også vært aktuelt, og et større anlegg er under bygging mens flere planer venter på nødvendige tillatelser. Det er også gitt kapasitet til videreutvikling av eksisterende industri både under Fræna/Nyhamna og under Snilldal/Holla. På Fosen er det tildelt kapasitet i nettet til offshore elektrifisering og hydrogenproduksjon. Summen av tildelt kapasitet for disse prosjektene er i størrelsesorden 700 MW.

Frem til Åfjord-Snilldal er på plass vil de fleste tilknytninger langs kysten fra Namsos til Hemne skje på særskilte vilkår. Det samme gjelder tilknytninger i Nordmøre og Romsdal, her vil en ny transformator i Ørskog transformatorstasjon, ledningen Isfjorden-Istad, Isfjorden koblingsstasjon og nye Istad transformatorstasjon avhjelpe situasjonen. Etter at disse er gjennomført, vil det i de fleste tilfeller være gode muligheter for tilknytning mot våre transmisjonsnettstasjoner. Regionalnettselskapene vil ha utvikle sitt nett ut fra disse stasjonene.

### **Strømmen av tilknytningsønsker fortsetter og mange av forbruksplanene er store**

Det finnes en rekke omfattende forbruksplaner i området. Planene er knyttet til elektrifisering/CO<sub>2</sub>-håndtering og videreutvikling av eksisterende industri eksempelvis på Nyhamna, Sunndalsøra og Hemne. Videre elektrifisering av Haltenbanken og utvidelser av datasentre er også aktuelt. Nye aktører tar også kontakt med oss for å få kunnskap om muligheter for tilknytning på lokasjoner i nettet som vil få god kapasitet i løpet av få år. Totalt er om lag 4 500 MW forbruk knyttet til slike "usikre planer" meldt inn til oss. Store prosjekter utløser tiltak av ulik størrelse, avhengig av lokasjon. Kundene må også betale anleggsbidrag for de tiltakene som utløses. Nettløsning på Nordmøre, 420 kV ring til

Tjeldbergodden, avhenger konkrete forbruksplaner og anleggsbidrag. Andre steder kan det være tilstrekkelig med mindre utvidelser i eksisterende stasjoner.

I tillegg til de store industriplanene forventer vi at det grønne skiftet fortsetter å generere en strøm av mindre behov både langs kysten og i områdene med størst befolkningstetthet. Selv om vi har planer for mange av lokasjonene, kan det oppstå ytterligere behov for tiltak utover de som ligger i denne områdeplanen. Se også Figur 7 på s. 17.

### Fleksibilitet

Fleksibilitet kan komme fra produksjon, energilager og/eller forbruk. Med fleksibilitet menes evne og vilje til å modifisere produksjons- og/eller forbruksmønstre, på et individuelt eller aggregert nivå, ofte som en reaksjon på et eksternt signal, for å kunne tilby en tjeneste til kraftsystemet eller opprettholde stabil nettdrift (definisjon hentet fra FME CINELDI).

Blant annet kan bruk av radiell drift i regionalnett, tilknytning med vilkår, bilaterale avtaler om fleksibilitet og bruk av systemvern åpne for raskere tilknytning i områder med begrenset nettkapasitet på kort eller lenger sikt. Ved å ta i bruk aktørenes fleksibilitet bidrar vi til å øke handlingsrommet i drift for å kunne håndtere hendelser, for eksempel avlaste topplastsituasjoner eller redusere avbruddsomfang ved utfall.

### Få søknader om ny produksjon kan gjøre forbruksplanene mer usikre

På produksjonssiden ser vi at de fleste landbaserte vindkraftplanene er stilt i bero. Det finnes flere kjente prosjekter i området og hvis disse tas frem igjen og realiseres vil det utløse behov for nettiltak i våre stasjoner.

Regjeringen har varslet at det skal åpnes for havvind flere steder langs kysten. Statnett har i den sammenheng anbefalt Fræna som tilknytningspunkt for 1 000 - 2 000 MW havvind i område *Midt*. Dette er basert på at 420 kV forbindelsen Viklandet-Fræna går langt ut på kysten. Det er også kort avstand til det store forbruket på Sunndalsøra og de relativt store vannkraftmagasinene i området (Aura, Tafjord, Grytten og Trollheim).

Økt forbruk i området må, dersom det ikke etableres ny produksjon, forsynes utenfra. Dette vil øke kraftflyten inn til området med dertil økende sannsynlighet for flaskehals og høyere kraftpris. En stor økning i forbruket kan derfor gi høy strømpris og økt risiko for effektknapphet i perioder med lave temperaturer og høyt forbruk i området. Høy strømpris vil virke dempende både på eksisterende forbruk og på etablering av nytt forbruk i området.

## 2. MÅLNETTET

Figur 6 viser målnettets for transmisjonsnettets slik vi tar sikte på å utvikle det fram mot 2040. Vi har tatt utgangspunkt i målnettets for regionen i Statnetts [Nettutviklingsplan 2021](#). Utvikling i forbruk og produksjon er usikker, både når det gjelder størrelse og lokalisering. Det kan derfor ikke utelukkes at det blir behov for nye forbindelser, ut over målnettets fra Nettutviklingsplan 2021. På grunn av usikkerheten er disse antydnet med "brede piler".

Målnettets omfatter to 420 kV ledninger gjennom regionen. Det er også etablert en 420 kV-ledning gjennom Gudbrandsdalen til Oslo. Neste steg vil trolig være å bygge en ekstra 420 kV-ledning inn mot området, mot øst, sørøst (trolig gjennom Østerdalen) eller sørvest, som antydnet med brede piler. Det er usikkert hvilken av disse det er rasjonelt å sette i gang først. Dette vil analyseres nærmere ved oppdatert analyse av transportkanaler.

Etablering av 420 kV-ledninger til Tjeldbergodden, evt. Hemne stasjon, og 420 kV-ledningen Istad-Fræna 2 er avhengig av forbruksutvikling i disse områdene.



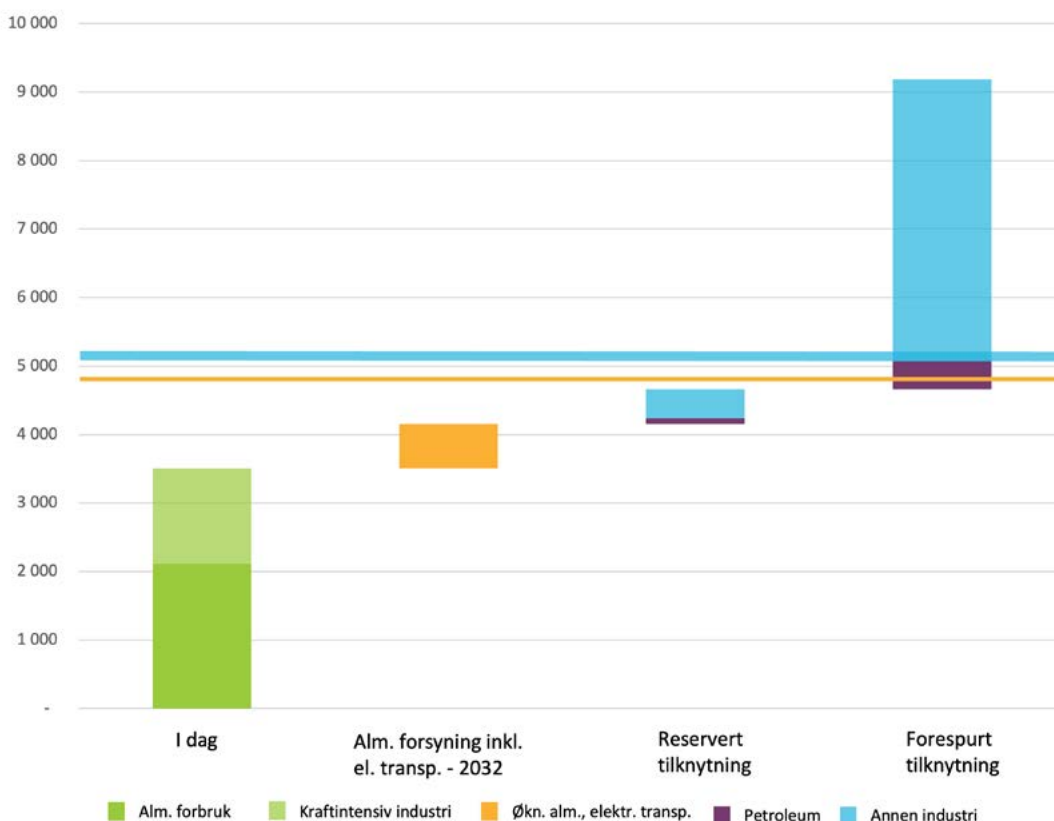
Figur 6. Målnettets.



## 2.1 KAPASITETER I MÅLNETTET

Målnett (dersom man ikke tar hensyn til forbindelser antydnet med brede piler) legger til rette for en økning i forbruket på i størrelsesorden 1 300 MW, gitt dagens produksjonskapasitet (vintereffekt) i området. Den fysiske begrensningen er nå knyttet til kapasiteten til *transmisjonsnettlinjene inn mot området*. En *økning i produksjonskapasiteten inne i området* (vintereffekt) vil følgelig øke kapasiteten til forbruk tilsvarende. Dette gjelder innenfor grensene gitt av transmisjons- og regionalnett i området.

Kapasiteten i målnett er illustrert i Figur 7. Målnett gir en fysisk kapasitet til økt forbruk<sup>11</sup> på rundt 1 300 MW til rundt 4 800 MW (oransje strek), begrenset av overføringskapasiteten inn til området. Dette tilsvarer nesten 40 % økning i forbruket i forhold til dagens nivå. Økningen forutsetter at det er kapasitet i tilgrensende områder. Forbruksøkning ut over dette må enten "dekkes inn" med fleksibilitet<sup>12</sup> i deler av forbruket eller økt produksjon i området. Det er i RKSUene<sup>13</sup> for området prognosert en produksjonsøkning tilsvarende rundt 300 MW, noe som innebærer et maksimalt forbruk på rundt 5 100 MW (blå strek).



Figur 7. Dagens forbruk og forbruksøkning - kapasitet i dagens nett angitt med oransje strek - kapasitet med prognosert produksjonsøkning angitt med blå strek.

11 Økt forbruk ut over det som er reservert og prognosert økning i vanlig forbruk fram til 2032.

12 Ref. faktaboks fleksibilitet.

13 RKSU – Regional kraftsystemutredning. Tre RKSU-områder: Nord-Trøndelag, Sør-Trøndelag, Møre og Romsdal.

Dagens forbruk pluss prognosert økning i vanlig forbruk fram til 2032 og reservert kapasitet, utgjør tilnærmet den fysiske kapasiteten i dagens nett. Begrensninger knyttet til økning i det totale forbruket i **Midt** ligger i begrensninger på overføring fra tilgrensende områder. Dermed må ytterligere reserverasjoner av kapasitet i nettet vurderes opp mot de til enhver tid gjeldende prognoser på utvikling av vanlig forbruk og status på gjeldende reserverasjoner i område **Midt** og i tilgrensende områder.

## 2.2 SAMFUNNSØKONOMISK RASJONALITET

Tiltakene som inngår i målnettene er vurdert gjennom tidligere analyser.

**Trøndelagsanalysen** ble gjennomført i 2020 og dannet grunnlaget for KVU Stor-Trondheim. Analysen vurderte behovet for eksisterende 300 kV ledning gjennom regionen når 420 kV forbindelsen over Fosen er ferdigstilt. Analysen viste at 420 kV Åfjord-Snilldal gjør det mulig å sanere 300 kV ledningene gjennom regionen ved endt levertid - forutsatt det kapasitetsbehovet som ble lagt til grunn.

I **KVU Stor-Trondheim** (2020/2021) analyserte vi og Tensio utviklingsbehovet i transmisjons- og regionalnettet. Stort reinvesteringsbehov, forbruksvekst og høyt utnyttet transmisjonsnett underbygget behovet for vesentlige tiltak. Analysen viste at det var mest rasjonelt å utvikle nettet basert på eksisterende struktur, med 420 kV og 132 kV som spenningsnivå. Dette innebærer ny Strinda stasjon, ny Eidum stasjon og oppgradering av 300 kV på Klæbu-Strinda-Eidum. Tensios utvikling i regionalnettet på 132 kV er koordinert med våre planer.

### Samfunnsøkonomisk rasjonalitet og planleggingskriterier

Statnett har ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling og drift av transmisjonsnettet og redegjør for lønnsomhet av nye tiltak i blant annet 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 én 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 og investere i 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 nye kunder.

**KVU Nordmøre og Romsdal** har nærmest vært en kontinuerlig prosess siden 2014 med endelig konklusjon i 2021. Opprinnelig ble analysen initiert for å vurdere økt forsyningssikkerhet til gassprosesseringsanlegget på Nyhamna. OED behandlet KVUen i 2017. Etter behandlingen stoppet vi videre planlegging etter enighet med aktøren på Nyhamna som ikke ønsket å betale anleggsbidrag.

Fra 2019 opplevde vi en vekst i forbruksplanene i området og vi så behov for å vurdere saken på nytt. Analysene ble utført sammen med regionalnettselskapene og viste at det mest rasjonelle konseptet var en trinnvis utvikling i regionen og et "indre konsept" for forsterkning av forsyning til Nordmøre og Romsdal. Trinn 1 inkluderer transformering i Ørskog og Surna og trinn 2 består av 420 kV Isfjorden-Istad og transformering i Istad. Da valgt konsept hadde store likhetstrekk med konseptet som OED behandlet i 2017, søkte vi i 2022 OED om unntak for ekstern kvalitetssikring og fikk dette innvilget.

**Første konsesjonsøknad for hele Fosen-forbindelsen** (Namsos-Hofstad-Åfjord-Snilldal-Surna) ble sendt i 2007 og endelig godkjent av OED i 2013. Behovet for å fullføre forbindelsen over Trondheimsfjorden og tilrettelegge for ytterligere forbruks- og produksjonsøkning har økt i årene etter at konsesjonen ble gitt. **Oppdatert behovs- og lønnsomhets-analyse for Åfjord-Snilldal** ble gjennomført i 2020 ved oppstart av prosjektet **Åfjord-Snilldal+Surna-Viklandet 2**. Analysene underbygget konklusjonene om at ledningen, som siste del av den gjennomgående forbindelsen, er samfunnsøkonomisk rasjonell.

En andel av tiltakene i Midt er å fornye eksisterende 300 kV-anlegg. Statnett oppgraderer til 420 kV når anlegg fornyes. Vi vil også forskuttere mange av fornyelsene for å oppnå nytteeffektene som blant annet økt kapasitet gir, tidligere.

I tillegg er flere tiltak startet opp for å tilrettelegge for økt forbruk (hovedsakelig økt transformorkapasitet i eksisterende stasjoner). For disse tiltakene er det gjort vurdering av samfunnsøkonomi og anleggsbidrag - som oppdateres ved relevante beslutningspunkter.

For å tilfredsstillere krav til overføringskapasitet og forsyningssikkerhet, dimensjoneres og driftes transmisjonsnettene normalt slik at det tåler utfall av én ledning, transformator eller stasjonskomponent uten at det blir omfattende avbrudd hos forbrukerne (N-1).

Målnettene i område **Midt** innebærer at kapasitet til nytt forbruk og ny produksjon øker betraktelig. Med økning i produksjon i området, vil kapasitet til forbruk (ut over begrensningene i forbindelsene inn til området) øke tilsvarende. Fleksibilitet i forbruk vil gjøre det mulig å utnytte kapasiteten bedre og dermed skape mulighet for å tilknytte ytterligere nytt forbruk.

## 2.3 USIKKERHETER I MÅLNETTET

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, for både forbruk og produksjon, er knyttet til hvilke aktører som går videre med sine planer, hvor omfattende de enkelte planene faktisk blir og når i tid de realiseres. Dette avhenger blant annet av markedspriser, politiske rammevilkår, tempo på teknologiutvikling og hvilken markedsandel Norge tar innenfor nye næringer. Krav om anleggsbidrag kan også påvirke utbyggingstakten.

Dette gjør den langsiktige nettutviklingen usikker. Usikkerheten er størst knyttet til *nye* anlegg som inngår i målnett 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 nye behov og utviklingstrekk i fremtiden som vil kreve løsninger og tiltak som vi ikke har identifisert per nå. 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 om tiltaket er rasjonelt å gjennomføre.







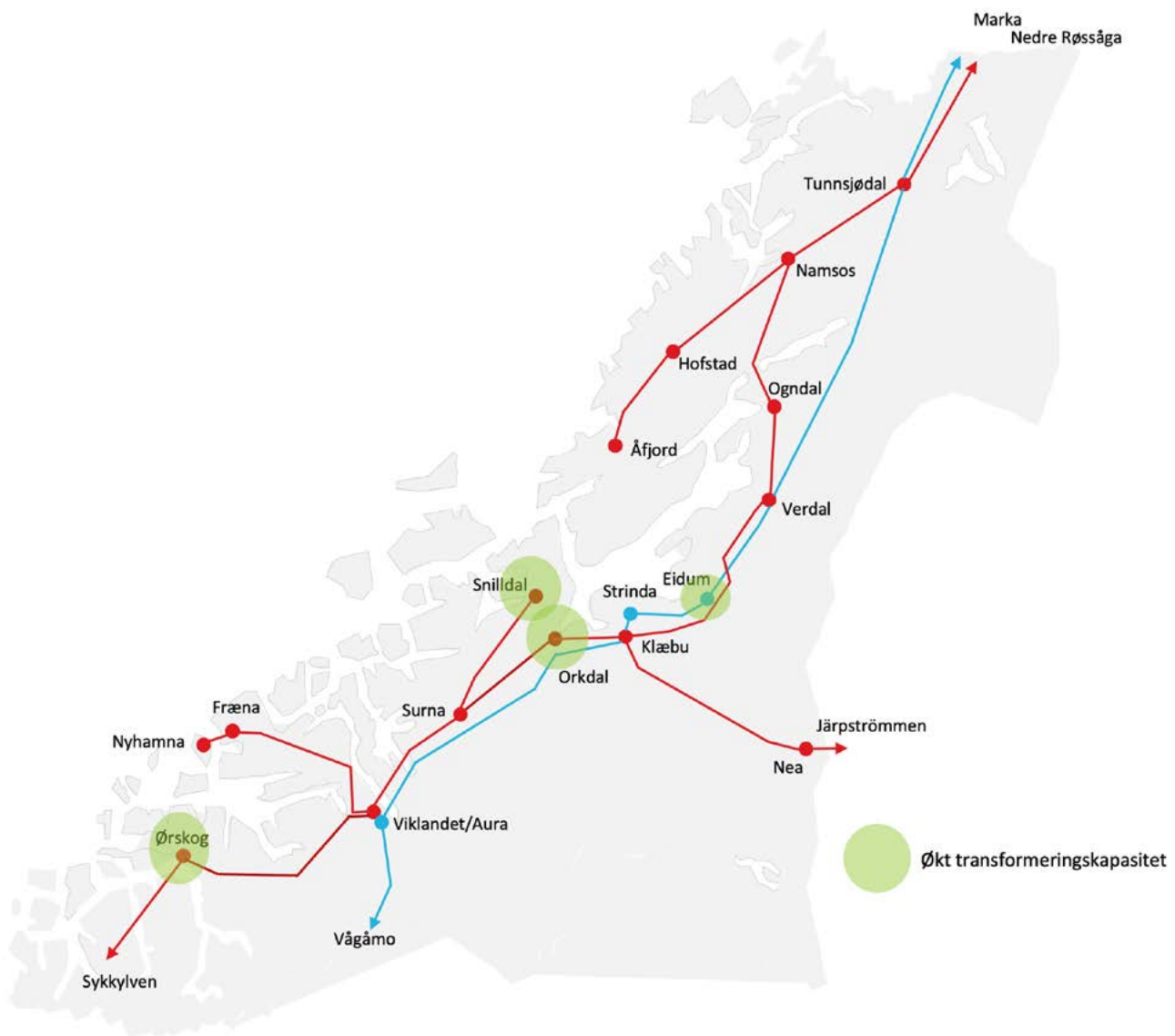
Foto: Johan Michrager



### 3. OMRÅDEPLAN – TRINNVIS UTVIKLING

Statnett planlegger omfattende tiltak i området. Disse er avhengige av nødvendige myndighetstillatelser. I dette kapitlet beskrives tiltakene i en utvikling gjennom fire trinn der vi angir i hvilke tidsrom de ulike trinnene gjennomføres. Analyser og vurderinger knyttet til de ulike tiltakene presenteres ikke nærmere i områdeplanen. Vi viser til informasjon på Statnetts hjemmeside om analyser/ vurderinger, meldinger og konsesjonssøknader. Se oversikt over tiltakene i kap. 4.1.

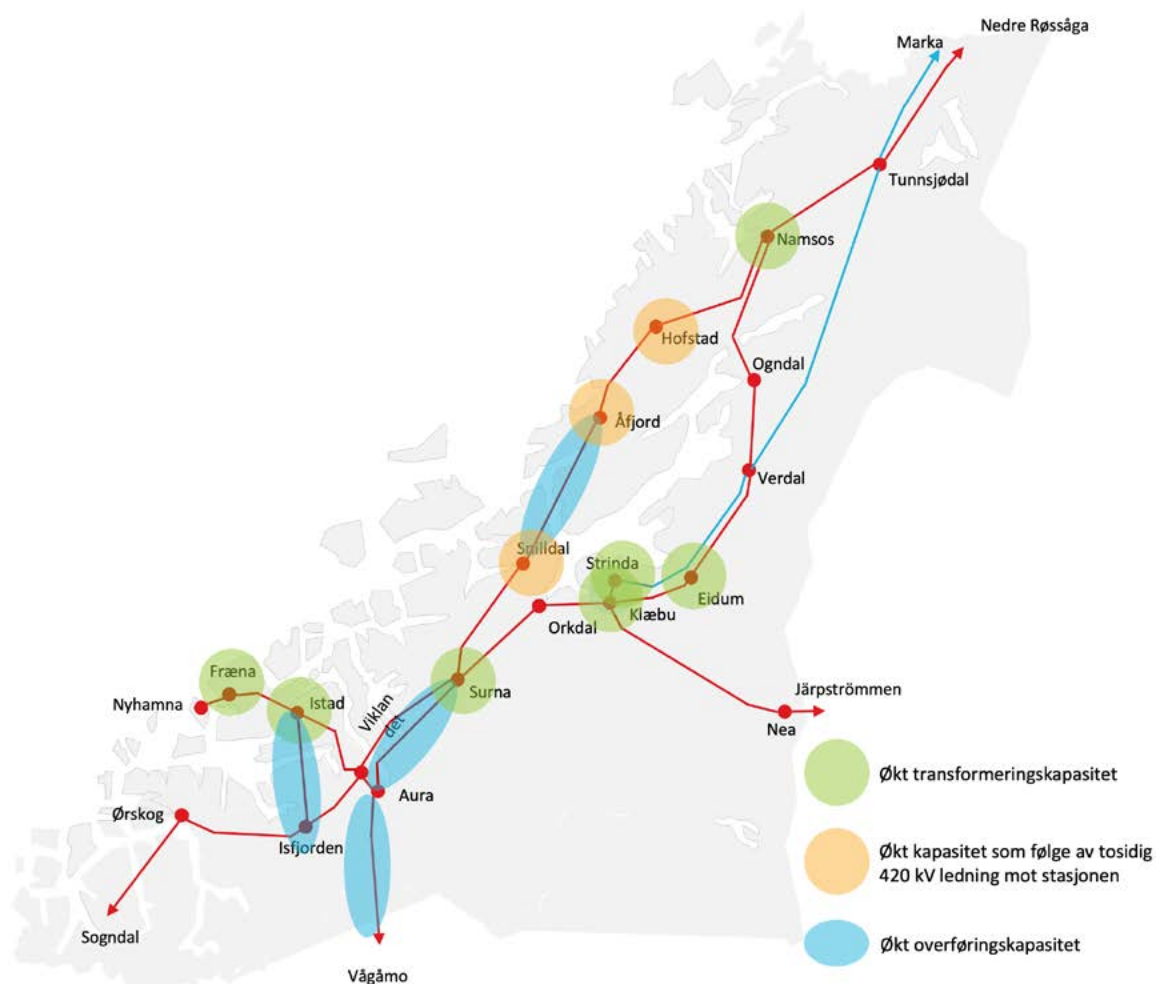
#### 3.1 TRINN 1 – FRAM TIL 2026: ØKT KAPASITET FOR UTVEKSLING MOT TRANSMISJONSNETTET



Figur 9. Trinn 1 - Økt kapasitet for utveksling mot transmisjonsnett.

Figur 9 viser tiltak for trinn 1. Tiltakene legger til rette for en betydelig økning av kapasitet for utveksling mellom transmisjons- og regionalnett. Det installeres flere/større krafttransformatorer i stasjonene som er markert med grønt. Lokalt øker kapasiteten i Orkdal med 2-300 MW og i Ørskog rundt 100 MW<sup>14</sup>. I Eidum øker kapasiteten med i størrelsesorden 50 MW<sup>15</sup>. Dette gjøres for å øke forsyningssikkerheten i Stor-Trondheim, og å legge til rette for økt forbruk, både alminnelig forbruk og planlagte etableringer. I Ørskog øker kapasiteten til underliggende nett med rundt 100 MW, avhengig av hvilken risiko Statnett og de regionale nettselskapene legger til grunn i drift. Tiltaket øker forsyningssikkerheten og kapasiteten for forsyning av Romsdalshalvøya.

### 3.2 TRINN 2 – ÅR 2027-30: TO 420 KV-LEDNINGER NORD-SØR GJENNOM MESTEPARTEN AV OMRÅDET



Figur 10. Trinn 2 - Dobbel 420 kV.

<sup>14</sup> Gitt dagens drift av nettet. Noe mer kan oppnås dersom regionalnettet driftes mer radielt enn i dag.

<sup>15</sup> Avhengig av hvilken transformator som velges, og hvor stor overbelastbarhet denne har. Dette er ikke avklart pr. 19.01.23.

Trinn 2 (Figur 10) gir økt trasittkapasitet gjennom mesteparten av regionen, og reduserer ytterligere lokale begrensninger.

420 kV-ledningen Åfjord-Snilldal og 420 kV-ledningen Surna-Aura gir økt transittkapasitet, og øker kapasiteten for å kunne ta inn produksjon. 420 kV-ledningen Åfjord-Snilldal gir i tillegg økt kapasitet for utveksling mot regionalnettet i stasjonene Hofstad, Åfjord og Snilldal, med rundt 400 MW i hver av stasjonene, i og med at disse stasjonene får dobbel 420 kV- forbindelse. Åfjord-Snilldal og Surna-Aura gjør reinvestering av 300 kV-ledningene øst for Trondheimsfjorden unødvendig. Alternativet er altså å reinvestere 300 kV ledningene fra Tunnsjødal til Viklandet, totalt om lag 300 km, på 2040-tallet. Transformering i Surna og T2 i Snilldal, som også er en del av prosjektet, bedrer forsyningssikkerheten og legger til rette for økt forbruk og innmating av produksjon på Nordmøre og i den sørlige delen av Trøndelagskysten. Dette er siste etappe i en betydelig kapasitetsutvidelse i regionen som ble startet ca. 2010 med planleggingen av ny 420 kV-forbindelse over Fosen.

420 kV-ledningen Isfjorden-Istad med to transformatorer i Istad øker kapasiteten<sup>16</sup> mot regionalnettet i Nordmøre og Romsdal med 7-800 MW, og øker forsyningssikkerheten på Romsdalshalvøya, inkludert gassprosesseringsanlegget Ormen Lange på Nyhamna.

Vi etablerer ny Aura stasjon. Dette muliggjør økt forbruk på Sunndalsøra, og er en forutsetning for spenningsoppgradering av 300 kV-ledningen Aura-Vågåmo. Ledningen Aura-Vågåmo (område Innlandet) spenningsoppgraderes til 420 kV. Autotransformatoren (transformering mellom 420 og 300 kV) i dagens Aura stasjon flyttes til Vågåmo.

I tillegg økes transformeringskapasiteten i en rekke stasjoner (markert med grønt): 200 MW i Klæbu, 150 MW i Strinda og nærmere 400 MW på Eidum. Tiltakene bedrer forsyningssikkerheten og muliggjør den forventede store økningen i alminnelig forbruk i Stor-Trondheim. Også i andre deler av området forbedres forsyningssikkerheten/kapasiteten. Økt transformeringskapasitet i Fræna utløses av behov.

Den totale mulige kapasitetsøkningen for forbruk i område *Midt* er imidlertid *mindre enn* summen av de lokale kapasitetsøkningene. Dette fordi transmisjonsnettet *inn til området* er begrensende. Dersom en del av det nye forbruket er fleksibelt, evt. at det tilknyttes ny regulérbar produksjon, vil det bli mulig å knytte til ytterligere forbruk.

Tiltakene i trinnet legger også til rette for stor økning i kraftproduksjonen i området. Dette forutsetter selvsagt at det bygges ut nødvendig regionalnett og/eller produksjonsradialer inn til aktuelle transmisjonsnettstasjoner.

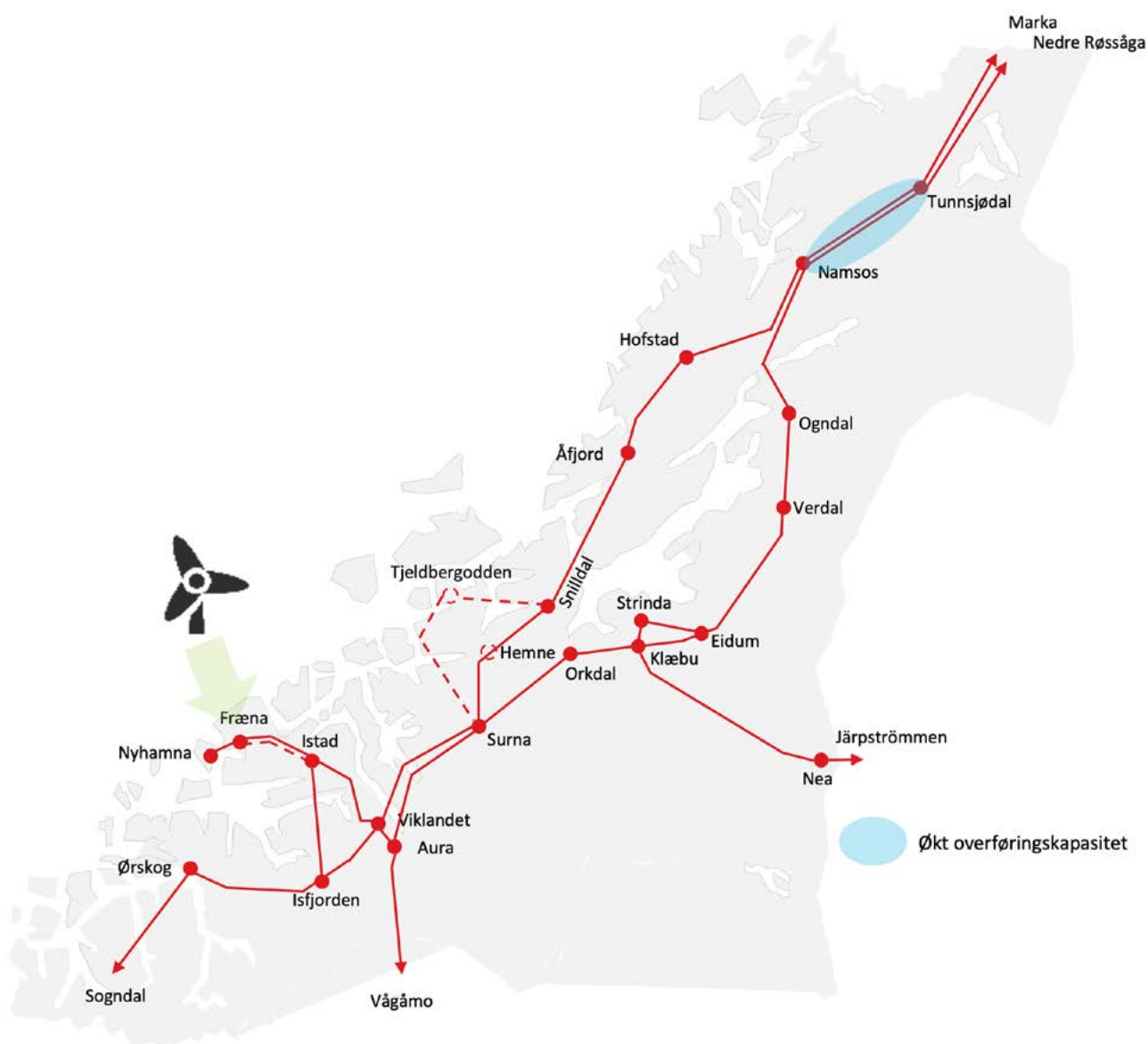
---

<sup>16</sup> N-1-kapasiteten, d.v.s. at man opprettholder forsyningen selv med utfall at én ledning eller transformator.



300 kV ledningen mellom Klæbu og Surna tas ut av bruk, men har i størrelsesorden 30 år restlevetid. Denne ledningen kan evt. "gjenbrukes" på 132 kV, som regionalnett Klæbu-Orkdal-Surna. Dette må avklares med regionalt nettselskap. Evt. videre disponering av traséen<sup>17</sup> avklares senere

### 3.3 TRINN 3 – FRAM MOT 2040: TILRETTELEGGING FOR HAVVIND, ØKT TRANSITT OG YTTERLIGERE FORBRUKSVEKST



Figur 11. Trinn 3 - Fram mot 2040.

<sup>17</sup> En tredje 420 kV gjennom område Midt er ikke sannsynlig p.t., men kan ikke utelukkes.

Tiltakene i dette trinnet (Figur 11) omfatter en 420 kV ledning mellom Tunnsjødal og Namsos, slik at det blir to 420 kV-forbindelser også på denne strekningen. Utenfor området forventer vi tilsvarende bygging av nye 420 kV ledninger gjennom Nordland, slik at man oppnår dobbel 420 kV også her. I tillegg forventes at det etableres 420 kV-ledninger gjennom (hele) Gudbrandsdalen, samt en 420 kV- ledning mellom Nedre Røssåga og Grundfors (Sverige) til erstatning for dagens 220 kV ledning. Tiltakene utenfor området forventes i varierende grad å øke kapasiteten inn mot område Midt. Økt transittkapasitet er nødvendig for å håndtere framtidige store variasjoner i kraftflyten internt og mellom regioner.. Bruken av dagens 300 kV traséer vil bli besluttet senere, senest i forbindelse med konsesjonsprosessen for nye 420 kV ledninger.

Fræna transformatorstasjon er anbefalt lokasjon for å knytte til omfattende kraftproduksjon fra havvind. Fræna er gunstig fordi stasjonen ligger i nærheten av stort forbruk, det er sterkt nett i området og potensielt stor regulérbarhet i eksisterende vannkraftproduksjon.

Fræna-Istad 2 er anleggsbidragspliktig og er avhengig av forbruksutviklingen under Fræna.

Bygging av 420 kV-forbindelsen Snilldal-Tjeldbergodden-Surna, evt. en ny Hemne stasjon, avhenger av forbruks- og og/eller produksjonsutviklingen i området. I første omgang søkes framtidig behov dekket gjennom bygging av 132 kV regionalnett.



### 3.4 YTTERLIGERE BEHOV OG MULIGE TILTAK



Figur 12. Ytterligere behov og mulige tiltak.

Mye tyder på at det vil oppstå behov for ytterligere økning av utvekslingskapasiteten mot tilgrensende områder.

Forbruk knyttet til dekarbonisering og ny industri er økende, og denne økningen må for en stor del dekkes av uregulérbar kraft. Økt kapasitet på transmisjonsnettnivå mellom regionene er ett av virkemidlene for å sørge for at den samlede produksjonen til enhver tid er tilstrekkelig til å dekke forbruket.

Usikkerhetene knyttet til prisutvikling, lokalisering av ny produksjon, nytt forbruk og fleksibilitet i forbruk, er store. Dette gjenspeiles i at vi i Figur 12 kun har **antydnet** fremtidige transmisjonsnettforbindelser (med brede piler). Det vises for øvrig til beskrivelse av målnettet i kap. 2, s. 11.



Foto: Sverre Hjørnevik



## 4. SAMLET FREMSTILLING AV TILTAKENE I HVERT TRINN

### 4.1 VIKTIGSTE TILTAK MED OPPSTART FØR 2040

Tabellene under viser pågående prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2040. Realisering og fremdrift er avhengig av en rekke forhold, deriblant myndighetsgodkjenning (konsesjon). Vi arbeider med tiltak for å redusere ledetid fra oppstart til idriftsettelse.

#### Pågående prosjekter

| Prosjekt   | Beskrivelse                                     | Fase* | Forventet konsesjon | Forventet idriftsatt   |
|--|---|-------|---------------------|------------------------|
| Eidum utskifting T5                                    | Midlertidig - Økt transformering + levetid      | 0     | 2023                | 2024                   |
| Nettforsterkning Trondheim <sup>18</sup>               | Nye stasjoner og ny ledning                     | 0     | 2026                | 2-4 år etter konsesjon |
| Orkdal – Transformatorstasjon                          | Ny stasjon                                      | 2     | 2023                | 2-3 år etter konsesjon |
| Åfjord - Snilldal og Surna - Viklandet 2 <sup>19</sup> | Nye ledninger og økt transformering             | 1     | -                   | 2027                   |
| Isfjorden-Istad <sup>20</sup>                          | Nye stasjoner, ny ledning og økt transformering | 0     | 2026                | 3-5 år etter konsesjon |

\*Fase beskriver i hvilket stadium i Statnetts prosjektmodell et prosjekt befinner seg, I fase 0 identifiseres løsningsvalg, fase 1 videreutvikles løsning fram mot investeringsbeslutning. I fase 2 er investeringsbeslutning fattet.

18 Omfatter nye stasjoner Strinda og Eidum, Økt transformorkapasitet Klæbu og ny 420 kV Klæbu - Strinda.

19 Omfatter i tillegg til nye ledninger økt transformering i Surna og Snilldal.

20 Omfatter nye stasjoner Isfjorden og Istad og ny 420 kV ledning Isfjorden Istad. Fræna økt transformering.

**Tiltak som foreslås startet opp i perioden 2023-2024**

| Tiltak   | Beskrivelse                  | Forventet oppstart | Forventet driftsatt                  |
|--|------------------------------|--------------------|--------------------------------------|
| Nord-Trøndelag kondensatorbatteri                | Kompensering                 | 2024               | 2025                                 |
| Nea, fornyelse kontrollanlegg                    | Reinvestering kontrollanlegg | 2024               | 2028                                 |
| Namsos økt transformering og overgang til 132 kV | Økt kapasitet                | 2023               | 2-3 år etter konsesjon <sup>21</sup> |
| Tunnsjødal: SVC forn. kontr. anl.                | Reinvestering kontrollanlegg | 2024               | 2028                                 |
| Nye Aura Stasjon                                 | Ny stasjon                   | 2023               | 3-4 år etter konsesjon <sup>22</sup> |

I tillegg er det planer om temperaturoppgradering av 420 kV-ledningen Klæbu – Surna . Samlet plan med prioriteringer av temperaturoppgraderinger vil bli etablert i løpet av 2023.

<sup>21</sup> Samordnes med Tensios konsesjonssøknad. Forventet konsesjon 2024/25.

<sup>22</sup> Forventer konsesjon tidligst i 2025.

**Tiltak med foreslått oppstart fra 2025**

| Tiltak  | Beskrivelse                       | Forventet driftsatt |
|---|-----------------------------------|---------------------|
| 300 kV Klæbu-Orkdal-Aura, sanering/salg   | Sanering <sup>23</sup> eller salg | før 2030            |
| Tunnsjødal, fornyelse kontr og app.anlegg   | reinvestering kontrollanlegg      | før 2035            |
| 420 kV Dublering Namsos-Tunnsjødal/Nedre Røssåga – sanering 300 Verdal-Tunnsjødal | Ny ledning                        | før 2040            |
| Behov for flere reaktorer ved 420kV   | Kompensering                      | før 2035            |
| 132kV anlegg Verdal   | Økt kapasitet                     | før 2040            |
| Strinda- Verdal sanering  | Sanering <sup>30</sup>            | før 2040            |
| 420 kV Ny Strinda-Ny Eidum  | Ny ledning                        | før 2040            |
| Verdal ny SVC   | Kompensering                      | før 2040            |
| Istad-Fræna 2   | Ny ledning                        | før 2040            |
| Verdal oppgradering til 420 kV og sanering 300 kV                                 | Oppgradering                      | før 2040            |
| Tunnsjødal oppgradering til 420 kV og sanering 300 kV                             | Oppgradering                      | før 2040            |

**4.2 VIDERE ARBEID**

Pågående prosjekter videreføres og sikres fremdrift. Oppfølging av og ivaretagelse av ytre miljø og eksterne interessenter, herunder samiske interesser og reindriftsnæring, blir sentralt i videre arbeidet.

Utover ytterligere analyser og igangsettelse av nye prosjekt, som beskrevet i denne planen, prioriterer vi å utforske muligheter for å knytte forbruk til

<sup>23</sup> Evt. (gjen)bruk av trasé avgjøres senere, basert på framtidig utvikling av produksjon og forbruk.

nettet gjennom økt systemutnyttelse. 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. Vi vil også vurdere om radielle drifter, og økt risiko for avbrudd, kan gi mulighet for å tilknytte mer forbruk. Dette arbeidet må gjøres i samarbeid med regionalnettselskapene.

Statnett vil i november 2023 publisere en [Systemutviklingsplan](#)<sup>24</sup>. I arbeidet med denne vil man bygge videre på bl.a. områdeplanarbeidet og analyse av transportkanaler. Systemutviklingsplanen vil adressere behov for overføringskapasitet mellom regioner.

Statnett jobber videre med å tilrettelegge kraftsystemet for havvind. Vi vil spille inn Fræna som et godt egnet tilknytningspunkt når energimyndighetene skal vurdere hvilke nye områder som bør utvikles.

---

<sup>24</sup> Systemutviklingsplanen erstatter Nettutviklingsplanen.





Foto: Sverre Hjørnevik







Foto: Per Einar Osen, Statnett

# Statnett

Statnett SF  
Postboks 4904 Nydalen  
NO-0423 Oslo  
Telefon: 23 90 30 00  
[firmapost@statnett.no](mailto:firmapost@statnett.no)