

Områdeplan Innlandet

Områdeplan Innlandet beskriver en trinnvis utvikling av transmisjonsnettets i området.



Sammendrag

Transmisjonsnettet i området består i hovedsak av ledninger og stasjoner med et spenningsnivå på 300 kV. Disse må vi fornye og oppgradere til 420 kV. Dagens forbruk er omtrent 1800 MW. Mye av produksjonen i området er ikke tilgjengelig i perioder med høyt forbruk. Området veksler derfor mellom å ha behov for å få ut kraften som blir produsert men ikke brukt lokalt, og ha behov for å få inn kraft utenfra. Gjennom området overføres det også kraft mellom Midt- og Sør-Norge, og her er det en del kraftoverføring. Gjennom Gudbrandsdalen skjer denne "krafttransporten" gjennom én enkelt 300 kV ledning. Denne knytter sammen prisområde NO3 og NO1.

Det siste tiåret frem mot slutten av 2021 har begrensningene i overføringen av kraft gjennom ledningsnettet (flaskehals) og prisforskjellene nord-sør i Norge og Sverige vært moderate. Siden da har det vært store prisforskjeller med lave kraftpriser i nord og midt og høye i sør. Vi forventer at disse store prisforskjellene reduseres de nærmeste årene, selv om det også etter dette vil være noen begrensninger som gir prisforskjeller. I Innlandet planlegger vi å fornye og forsterke nettet til 420 kV hele strekningen fra Sunndalsøra til Oslo. En viktig årsak til dette er behov for mer kapasitet til kraftutveksling gjennom området, både sørover og nordover.

I tillegg til flaskehals i ledningsnettet ser vi behov for, og planlegger å øke transformerings-kapasiteten i flere stasjoner. Flere store forbrukere ønsker å etablere seg i Innlandet, og det er ikke kapasitet i dagens nett til alle behovene. I Innlandet har Statnett mottatt forespørsler om å knytte til ca. 400 MW nytt forbruk (per 1.10.2022). I tillegg kjenner vi til flere planer som kan innebære ytterligere søknader om tilknytning. Også for ny kraftproduksjon er planene mer omfattende enn det strømmettet kan ta imot. Vi forventer at det kommer søknader om tilknytning for både vindkraft og storskala solkraftverk. Dette er produksjon med lavt bidrag i timene med høyest forbruk.

Store deler av Innlandet ligger i prisområde NO1. Totalt sett er dette et underskuddsområde med lite regulerbar produksjon som er tilgjengelig til å bidra i timene med høyest forbruk. Det er også lite sannsynlig at det kommer store planer om ny produksjon som vil kunne bidra med effekt i disse timene. Både Innlandet og resten av Norge har behov for ny kraftproduksjon i årene fremover, og vi må styrke strømmettet for å kunne overføre strøm fra kraftverkene til forbrukene.

Hovedbudskap i områdeplanen er:

- Vi må fornye gamle anlegg for å opprettholde dagens forsyningssikkerhet og kapasitet. Vi må også oppgradere 300 kV nettet til 420 kV for å få økt overføringskapasitet.
- Vi planlegger 420 kV fra Sunndalsøra til Oslo, med transformering til 132 kV. Det vil være behov for overgangsløsninger med trinnvis transformering 420-300/132-66 kV flere steder. Økt overføringskapasitet i transportkanalen oppnås først når vi har 420 kV helt fra Sunndalsøra til Oslo.
- Det er kapasitet til vekst i vanlig forbruk og elektrifisering av transport. Det er ikke ledig kapasitet til alle planer om nytt større forbruk, eller produksjon, på ordinære vilkår i dagens nett. Nytt forbruk eller produksjon utløser behov for nye stasjoner og økt transformeringskapasitet. Vi jobber videre, sammen med regionale nettselskaper for å vurdere hva vi kan få til av tilknytning på vilkår før nytt nett er på plass.
- Det er viktig å sikre fremdriften i igangsatte utbyggingsprosjekter. Disse vil legge til rette for tilknytning av både nytt forbruk og produksjon. Videre akselererer vi å bygge om stasjoner for å øke transformeringskapasiteten og legge til rette for mere forbruk og/eller produksjon.
- Hvert trinn i planen legger til rette for økt kapasitet for tilknytning, men omfang må vi vurdere videre opp mot de konkrete tilknytningspunktene samt forutsetninger rundt dette.
- 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. Dette avhenger utviklingen både på regionalt, nasjonalt, nordisk og europeisk nivå.

INNHold

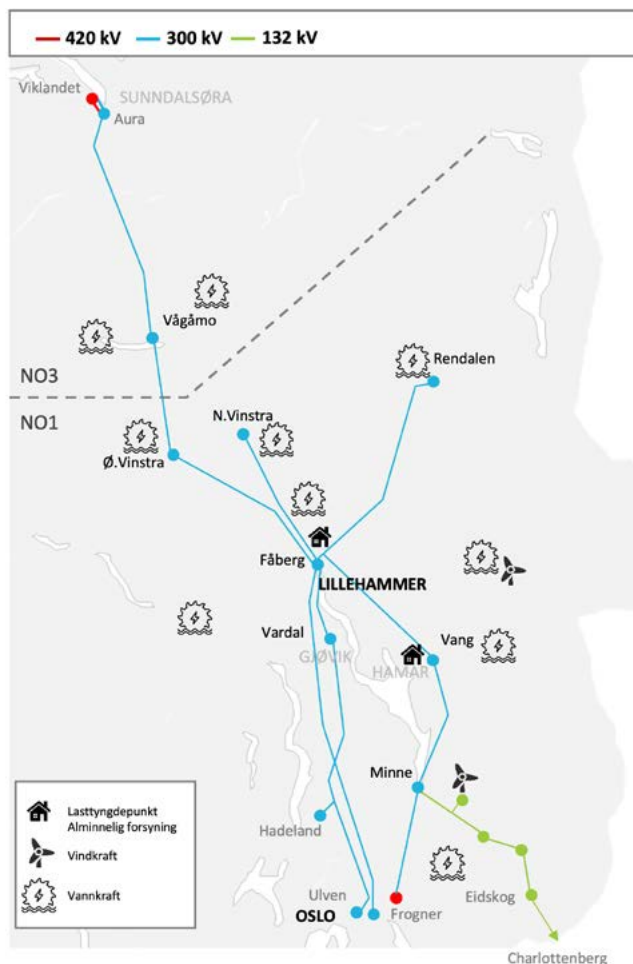
1.	SITUASJONSBESKRIVELSE OG BEHOV	6
1.1	Dagens kraftsystem	7
1.2	Transmisjonsnettet – våre anlegg	13
1.3	Behov for økt kapasitet	15
2.	MÅLNETTET	19
2.1	Kapasiteter i målnettet	19
2.2	Samfunnsøkonomisk rasjonalitet	20
2.3	Usikkerhet i målnettet	22
3.	OMRÅDEPLAN – TRINNVIS UTVIKLING	24
3.1	Trinn 1 – Pågående prosjekt innen 5-6 år	25
3.2	Trinn 2 – Vi akselererer økt transformeringskapasitet	25
3.3	Trinn 3 – Pågående prosjekter med lenger ledetid	26
3.4	Trinn 4 – 420 kV gjennom Gudbrandsdalen	27
3.5	Ytterligere behov og mulige tiltak	28
4.	SAMLET FRAMSTILLING AV PROSJEKTER OG TILTAK	30
4.1	Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030	30
4.2	Videre arbeid	33



Nedre Vinstra-Fåberg 300kV. Foto: Runar Stang, Statnett

1. SITUASJONSBEKRIVELSE OG BEHOV

Områdeplan Innlandet omfatter transmisjonsnettene vist i Figur 1, men stasjonene i hvert endepunkt inngår i Områdeplan *Midt* og Områdeplan *Oslo, Akershus og Østfold* ((Aura i nord og Ulven, Røykås og Frogner i sør)¹. Områdeplan *Innlandet* grenser også til Områdeplan *Hallingdal og Ringerike* i Hadeland. I tillegg grenser området mot Sverige med 132 kV-ledningen fra Minne til Charlottenberg. Regionalnettet i området dekkes i hovedsak av Elvias regionale kraftsystemutredning: Hedmark og Oppland. Det er to nettselskaper i tillegg til Elvia som eier regionalnett i området: Vevig og Fjellnett². I Hadeland er det transformering mot Glitre Energi Netts regionalnett.



Figur 1: Transmisjonsnettene i området. Figuren illustrerer også hvor forbrukstygndepunktene er, samt hvor største delen av produksjonen er lokalisert, men gir ikke en detaljert plassering eller omfang av forbruk og produksjon. Prisområdegrensene mellom NO3 og NO1 i området er markert.

- 1 Minne stasjon og t-avgrensning i Roa hører dermed til Områdeplanen selv om anleggene fysisk er plassert i Viken fylke
- 2 Vevig, med 66 kV regionalnett under N.Vinstra og Fåberg, samt Fjellnett med 132 kV og 66 kV regionalnett under Vågåmo. 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

Områdeplanen beskriver et målbilde for utviklingen av transmisjonsnettet i området. Planen vil normalt bli oppdatert annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk blir fanget opp. De første utviklingstrinnene i planen er relativt sikre, mens samfunnsutviklingen påvirker senere utviklingstrinn i større grad.

De viktigste grunnene for nettutvikling i området er behov for å fornye eksisterende anlegg, økt kraftoverføring nord-sør, samt tilknytning av nytt forbruk og produksjon. En stor andel av fremtidige tiltak er å fornye eksisterende 300 kV-anlegg. Statnett oppgraderer da til 420 kV. For å øke kapasiteten på overføring og transformering tidligere, må vi forskuttere mange av fornyelsene.

1.1 DAGENS KRAFTSYSTEM

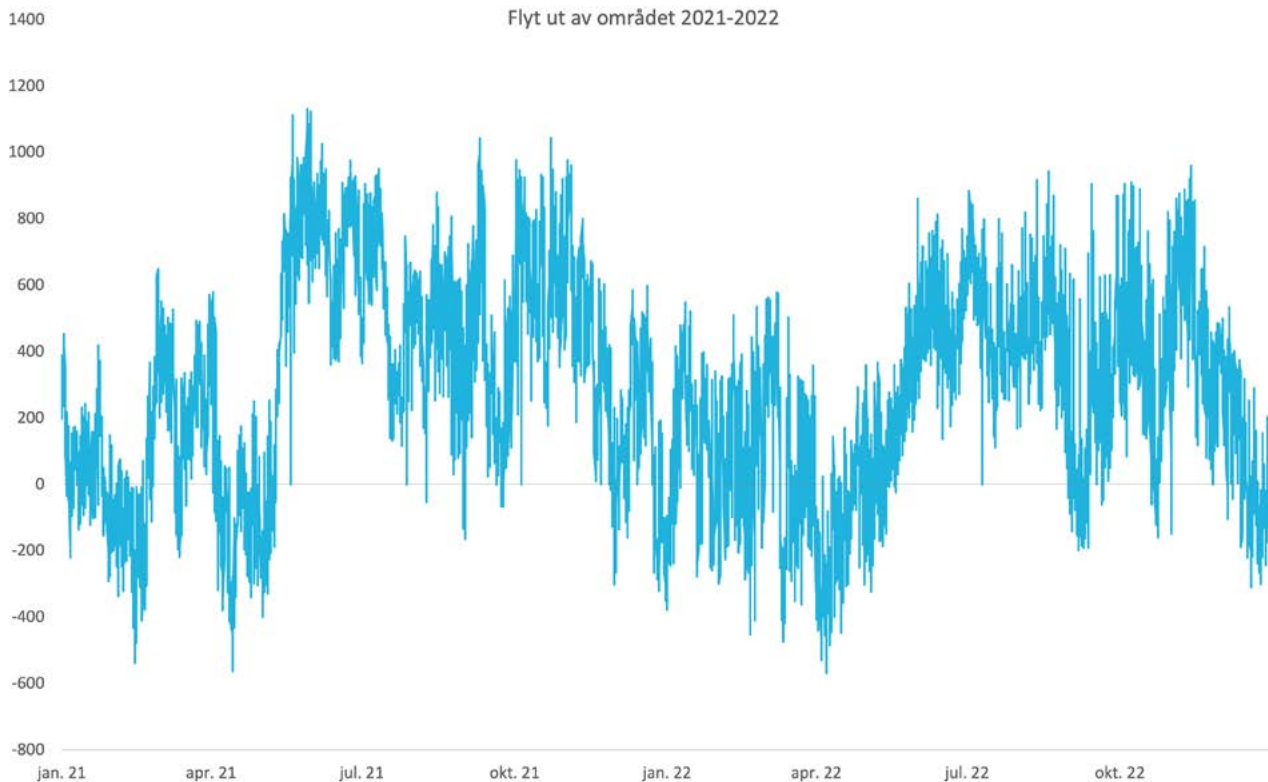
I Innlandet er det i stor grad produksjon i nord og forbruk i sør. Dagens forbruk er omtrent 1800 MW³. Største delen av forbruket er av typen vanlig forbruk som husholdninger, næringsbygg, primærnæring og lignende. Det er noe mindre industriforbruk, i hovedsak i Gjøvik-området, men ikke noen kraftintensiv industri. Mellom Lillehammer og Oslo er det både mye forbruk og produksjon. Mye av produksjonen i området er av typen uregulerbar som ikke er tilgjengelig i de periodene forbruket er størst. Figur 2 viser hvordan området totalt sett veksler mellom å ha overskudd og underskudd av kraft. De siste årene er det bygget ut både vannkraft (ca. 200 MW) og vindkraft (ca. 300 MW) i området. Den nye produksjonen gir økt overføringsbehov i transmisjonsnettet. Spesielt gjelder dette sommerstid, når det samlede kraftoverskuddet er stort.

Området er også en transportkanal for kraftflyt mellom Midt- og Sør-Norge, og er en viktig forsyningskanal mot østlige deler av Stor-Oslo. Transportkanalen gjennom Gudbrandsdalen består av kun én 300 kV ledning. Denne knytter sammen prisområde NO3 og NO1. Transportkanalen gjennom Gudbrandsdalen er viktig for å kunne utveksle kraft mellom Nord- og Sør-Norge og bidrar til å jevne ut prisforskjeller. Transportkanalen er også viktig for forsynings sikkerheten til Midt-Norge og Innlandet. Frem til 2016 var ledningen gjennom Gudbrandsdalen den eneste forbindelsen i transmisjonsnettet mellom Midt- og Sør-Norge. I dag er dette forsterket med en 420 kV-ledning mellom Ørskog og Sogndal på Vestlandet. Videre sørover, mellom Fåberg og Oslo, går det tre 300 kV-ledninger. Dagens overføringskapasitet inn mot Oslo er lav, noe som gir flaskehalskostnader og tap av produksjon, særlig på sommeren. Vi har nylig temperaturoppgradert⁴ ledningene i området, noe som har gitt noe økt overføringskapasitet.

3 Temperaturkorrigeret – forbruk som forventes ved laveste tre døgns middeltemperatur med 10 års returtid. Prognose fra Elvias regionale kraftsystemutredning for Hedmark og Oppland 2022

4 Temperaturoppgradering er økt høyde til terreng, slik at det kan tillates at linene strekker seg mer som følge av høyere intern temperatur. Det betyr at ledningen kan føre mer strøm, og bli varmere, uten at omgivelsene blir påvirket av dette. Gamle liner tåler normalt opp til +80 gr. C om høyden til bakken er tilstrekkelig.

Det går også 300 kV-ledninger fra Fåberg til Nedre Vinstra, og fra Balbergskaret til Rendalen. Ledningen fra Fåberg til Nedre Vinstra har som hovedfunksjon å frakte produksjon for kraftverkene Nedre Vinstra (310 MW) og Harpefossen (108 MW). Det er også noe forbruk som er knyttet til 66 kV-regionalnettet, som blir forsynt fra Nedre Vinstra og Harpefossen.

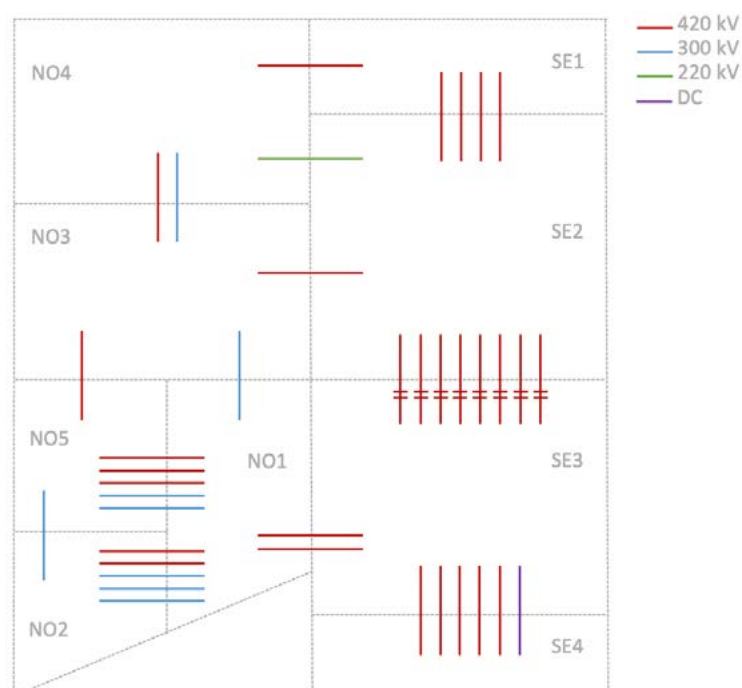


Figur 2: Figuren viser timesverdier for samlet flyt ut av Områdeplan Innlandet (positive verdier) i 2021 og 2022. Negative verdier er flyt inn til området. Området veksler mellom underskudd og overskudd. Det er ikke noen typiske perioder med enten overskudd eller underskudd, men underskudd oppstår oftest i perioden desember til mai. Figuren viser summen av flyt på ledningene Aura-Vågåmo, Osbu-Vågåmo, Ulset-Savalen, Ulven-Roa, Røykås-Fåberg og Frogner-Minne.

Kraftflyten nord-sør i området er begrenset av total overføringskapasitet mellom nord og sør i det norsk-svenske nettet

Det norske og svenske kraftsystemet er tett integrert og overfører normalt mye kraft fra nord til sør. Hovedårsaken til dette ligger i Sverige, der de fleste vannkraftverkene og mye ny vindkraft ligger i nord, mens det meste av forbruket ligger i sør. Det svenske nettet har derfor mange ledninger mellom nord og sør. Også i Norge er det høy kraftoverføring fra nord til sør, men fordelt på langt færre ledninger enn i Sverige og godt hjulpet av en mer jevn fordeling av forbruk og produksjon. I Norge har det historisk vært høy flyt fra Nord-Norge til Midt-Norge, men lite utveksling mellom Midt og Sør-Norge. Det siste har endret seg siden 2021, og i 2022 ble det overført over 5 TWh fra Midt-Norge til Sør-Norge.

Siden Norge og Sverige har et felles nett blir kraftflyten i de ulike ledningene bestemt både av fordelingen av forbruk og produksjon og den fysiske motstanden i ledningene. Fordi det er flere ledninger og mindre elektrisk motstand i Sverige enn i Norge, vil mye av den samlede flyten fra nord til sør i det norsk-svenske systemet gå på de svenske ledningene. Den lave motstanden (impedansen) mellom de to midterste prisområdene i Sverige (SE2 og SE3) er også en årsak til at deler av kraften som blir produsert langt sør i NO3 og nord i NO1 og NO5 flyter nordover (for deretter å flyte sørover i Sverige) på tross av at prisen i NO3 er lavere.



Figur 3: Forenklet skisse av ledningene mellom prisområdene i Norge og Sverige. Figuren illustrerer at det svenske nettet har mange parallelle 400 kV ledninger nord-sør, til sammenligning er det kun to fra NO3 og sørover i Norge.

Dette fører til:

- At overføringssnitt i Sverige (snitt 2 mellom SE2 og SE3) er den største flaskehalsen
- Vi får ikke utnyttet kapasiteten i det norske nettet
- Med dagens metode for kapasitetsfastsettelse (NTC) må vi sette lavere kapasitet mellom NO3 og NO5 og mellom NO3 og NO1 enn ledningene tåler

Det vil si at all kapasitet i det norske nettet ikke alltid kan bli utnyttet. Den maksimale handelskapasiteten som gis til markedet mellom NO3 og NO1 (Gudbrandsdalen) i dag er 500 MW.



Maksimal kraftflyt gjennom Gudbrandsdalen, fra prisområde NO3 til NO1, er som beskrevet avhengig av kraftflyten sørover på Vestlandet, mellom Ørskog og Sogndal, samt mot Sverige fra NO3. Ved utfall i en av de andre overføringskanalene fra NO3 vil flyten i Gudbrandsdalen øke. Overføringsnittet⁵ nord-sør i Norge er et såkalt spenningsnitt. Det betyr at ved høy kraftflyt kan det oppstå problemer med spenningen hvis det skjer en feil i nettet som fører til at anlegg blir koblet ut. Årsaken til dette er at det er lange ledningsstrekninger fra Midt-Norge til Lillehammer, med relativt høy impedans (motstand). Det er i dag noe reaktiv kompensering⁶ som kan bidra til spenningsstøtte i området, men lite av dette er dynamisk. Dette innebærer at kompenseringen ikke er hurtig nok til å bidra til spenningsreguleringen i feilsituasjoner. Selv med bedre spenningsstøtte er det lite ekstra kapasitet å hente da termisk overføringskapasitet (hvor mye strøm som kan overføres) på begrensede ledning kun er marginalt høyere enn kapasitet gitt av dagens spenningsbegrensning. Her er det ledningen Øvre Vinstra - Fåberg som begrenser først.

Fra Lillehammer og inn mot Oslo er ledningene i perioder høyt utnyttet

Begrensningen i dagens nett er ledningen mellom Fåberg og Ulven. Nettet er høyt utnyttet sommerstid, og for å øke overføringskapasiteten har vi nylig temperaturoppgradert ledningene og installert systemvern⁷ for å kunne overføre mer kraft i situasjoner hvor nettet er uten utkoblinger eller feil.

Det er lite ledig transformeringskapasitet i flere stasjoner i området

I tillegg til tilstrekkelig kapasitet i ledningsnettet må også transformeringskapasiteten mellom transmisjons- og regionalnett bli vurdert før nytt forbruk eller ny produksjon kan bli tilknyttet i regionalnettet. Regionalnettet, og hvordan det er koblet sammen med Statnetts transformatorer i drift, avgjør hvor belastet transformatorene i transmisjonsnettet blir. Dette betyr at vi må se samlet på transformeringskapasitet og regionalnettet når vi vurderer tilknytning i regionalnettet. I tillegg vil plasseringen av tilknytningen kunne ha mye å si for hvordan den belaster transformatorene. Vi ser at det er lite, eller ingen, ledig N-1⁸ kapasitet på transformatorene i flere av stasjonene i område.

Vågåmo stasjon forsyner to separate regionalnettet på 132 og 66 kV. I 132 kV-nettet er det i dag produksjonsoverskudd, mens det i 66 kV-nettet er perioder med både overskudd og underskudd. For begge spenningsnivåene er det enkel nedtransformering og begrenset reserve i underliggende nett. I tillegg til noen

5 Overføringsnitt er en samling av to eller flere overføringsforbindelser som i fellesskap danner en grense for overføringskapasitet

6 Komponenter i nettet som behandler reaktiv effekt og bidrar til å opprettholde normale driftsspenninger. Kondensatorbatterier, reaktorer, fasekompensatorer, SVC- og SVS-anlegg er alle reaktive komponenter

7 Systemvern er løsninger som utløser automatiske koblinger eller reguleringer i kraftsystemet for å unngå sammenbrudd eller for å øke overføringsgrenser i regional- og transmisjonsnettet.

8 Feil på én komponent gir ikke avbrudd for forbrukere.

lokale flaskehals er det i hovedsak evnen til å håndtere utfall av transformatoren som begrenser hva som kan bli tilknyttet av nytt forbruk under Vågåmo. For å forsyne forbruket etter utfall av transformatoren er det avgjørende hvor mye lokal produksjon som er tilgjengelig og hvor mye kapasitet det er i regionalnettet til å hente kraft fra nabostasjoner.

I området rundt Mjøsa er 132 kV-regionalnettet mellom stasjonene Minne, Vang og Vardal driftet masket. Regionalnettet veksler gjennom hele året mellom å være et overskudd- og underskuddsområde grunnet store variasjoner i kraftproduksjon. I Vardal er det kun én gammel transformator, og denne begrenser tilknytning av både nytt forbruk og ny produksjon i hele området rundt Mjøsa

I Rendalen er transformatoren høyt belastet, og ved stort produksjonsoverskudd må Statnett spesialregulere for å unngå overlast.

Erfaringer/utfordringer fra driften

Noen av anleggene i området har en enkel oppbygging (uten fullverdige bryterfelt) som reduserer handlingsrommet i drift og under vedlikehold. Dette gjelder spesielt forbindelsen mellom Fåberg og Ulven, og t-avgreningen⁹ i Balbergskaret. I driften medfører dette mer omfattende planlegging og mer kompliserte driftskoblinger.

Området har et felles problem med høy spenning. Spenningen er i stor grad påvirket av flyten sørover mot Oslo og nordover mot Trøndelag. Dette gjør det utfordrende å vedlikeholde (koble ut) reaktorer i området, da det fører til spenningsoverskridelser (spesielt i kombinasjon med andre utkoblinger). Rendalen stasjon er en av Statnetts stasjoner med flest spenningsoverskridelser. Dette kommer av at stasjonen her en 3-viklingstransformator uten regulering, slik at en eventuell tilpasning av 300 kV spenningsnivå vil endre både spenningen på 132 og 66 kV.

Regionalnettet i Valdres-området er høyt utnyttet som overskuddsområde, og det er installert systemvern med produksjonsfrakobling for å få utnyttet nettet maksimalt. Ved mye produksjon blir det også benyttet spesialregulering for å overholde strømgrenser på komponenter.

Tiltak i systemdriften før nettiltak er på plass

Sammen med de regionale nettselskapene ser vi på flere muligheter for å tilknytte forbruk eller produksjon før vi har nettiltak på plass. For å få til dette må vi ta i bruk løsninger i systemdriften. Dette er for eksempel løsninger som sikrer reduksjon i eksisterende forbruk i makslast (fleksibilitetsløsninger), vilkår for nye

⁹ T-avgrening er her definert som tilknytning til en hovedforbindelse, der tilknytningspunktet ikke har fullverdige bryterfelt for alle avganger. T-avgrening i nett er en utfordring for systemdriften, både med hensyn til feil, driftsforstyrrelse og revisjon, og kan medføre redusert leveringskvalitet og produksjonstap

kunder og/eller delt drift, se faktaboks om fleksibilitet. Vi forventer også å måtte drifte nettet med lavere leveringssikkerhet enn i dag. Dette betyr økt risiko for at kunder vil oppleve strømbrudd.

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 regionalnettet, 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 topplassituasjoner eller redusere avbruddsomfang ved utfall.

1.2 TRANSMISJONSNETTET – VÅRE ANLEGG

Transmisjonsnettet i Innlandet består i hovedsak av 300 kV-ledninger og stasjoner. I tillegg inngår 132 kV-forbindelsen fra Minne til Charlottenberg i Sverige, via stasjonene Skarnes, Kongsvinger og Eidskog i transmisjonsnettet.

Mange gamle 300 kV-anlegg

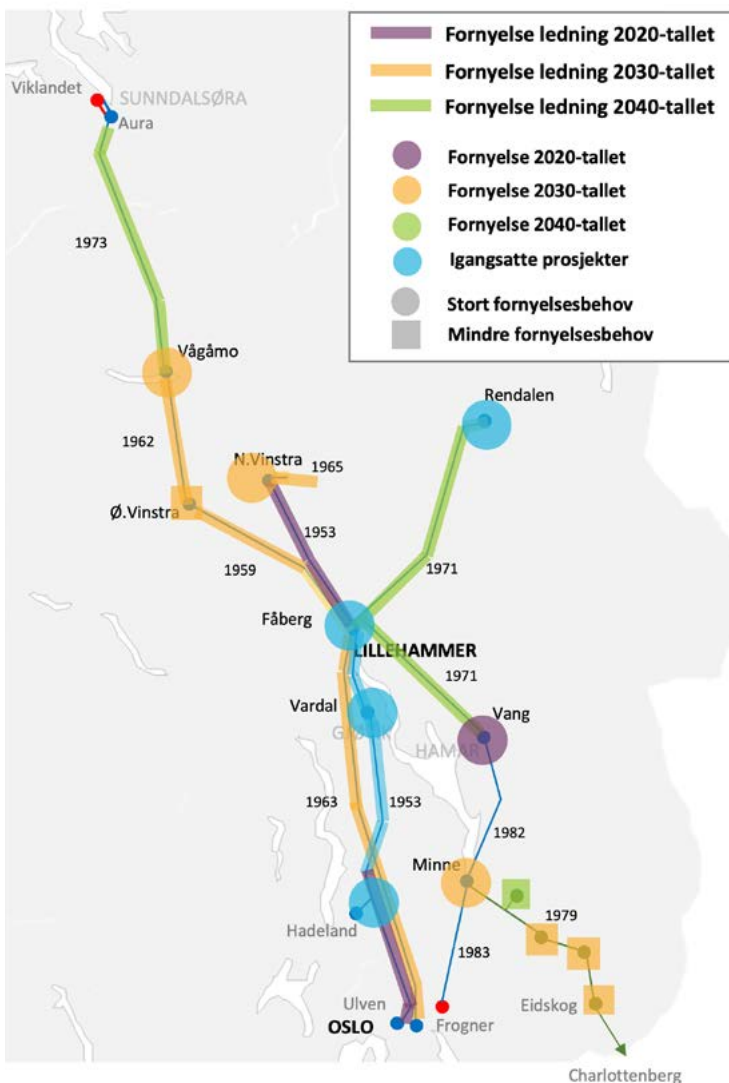
Anleggene i Innlandet ble i stor grad bygget i etterkrigstiden, da kommunene skulle skaffe sine innbyggere strøm. Vinstraverkene ble bygget og satt i drift 1947-59, med formål å elektrifisere Mjøsregionen og Oslo. Kraftledningen Nedre Vinstra-Fåberg-Ulven ble satt i drift i 1952-53 og Øvre Vinstra-Fåberg i 1959. Så fulgte videre utbygginger av vannkraft fram mot 1990 og i de senere årene vindkraft i østlige områder (Raskiftet, Songkjølen m.m.).

Behovet for å fornye dagens gamle anlegg faller sammen med behovet for økt kapasitet. Ved større fornyelser av anlegg er hovedstrategien til Statnett å oppgradere eller bygge om fra 300 til 420 kV driftsspenning. Å oppgradere til 420 kV gir alene 40% mer kapasitet og 50% mindre tap, under ellers identiske forhold. Noen anlegg kan oppgraderes for å kunne driftes med 420 kV med mindre tiltak, mens de fleste anleggene våre er på slutten av sin tekniske levetid. Vi bygger derfor nye anlegg for de neste 100 år, som har høyere kapasitet og større sikkerhet, både for strømforsyning og omgivelser.

Nylig overtatte anlegg, hovedsakelig 132 kV-anlegg på strekningen Minne–Eidskog–Charlottenberg

Som følge av EUs tredje energimarkedspakke, som innebærer at alle anlegg

klassifisert som transmisjonsnett må eies av et systemansvarlig nettselskap (Transmission System Operator/TSO), har Statnett tatt over eierskapet til 132 kV ledningene fra Minne til Charlottenberg. Dette inkluderer også de fire stasjonene Songkjølen, Skarnes, Kongsvinger og Eidskog. Songkjølen er ny og i god stand, mens de tre andre stasjonene har enkle systemløsninger (lite dublering) og mange komponenter med høy alder. Vi må påregne å gjennomføre fornyelser i to trinn i disse stasjonene. Første trinn er å ta over fjernstyring og levetidsforlengelser på enkeltkomponenter. På lenger sikt bør de tre stasjonene totalfornyas.



Vi har også overtatt stasjonen Rendalen etter at denne er omklassifisert til transmisjonsnett. Her er det fornyelsesbehov og behov for å lukke avvik fra NVE¹⁰. Vi er i gang med et prosjekt som tar seg av disse behovene, i tillegg til tidligere nevnte utfordringer i driften.

Det pågår allerede mange fornyelser i Innlandet

Det som er i dårligst tilstand, er betongmast-ledningen, Nedre Vinstra – Fåberg – Ulven, samt Vardal stasjon som henter kraft fra denne. Disse anleggene haster det aller mest å fornye. Vi har allerede et prosjekt på gang for å fornye strekningen mellom Fåberg og Ulven. Melding om fornyelse for strekningen fra Lillehammer frem til T-avgreningen i Roa ble sendt i 2022. Prosjektarbeidet for fornyelse av ledningen videre til Oslo og fra Nedre Vinstra til Fåberg, forventes startet i 2023. På grunn av tilstandene er det et mål å kunne ta dagens Nedre Vinstra - Fåberg - Ulven ut av drift innen ca. 2030.

Figur 4: Illustrasjon over viser alder på lednings- og stasjonsanlegg. Kontrollanleggsfornyelser etter 2030, samt mindre vedlikeholdstiltak er ikke med.

Vi har også utbyggingsprosjekt på gang, og vi har søkt konsesjon for en ny

¹⁰ NVE gjennomførte i 2015 tilsyn ved Rendalen transformatorstasjon. Det resulterte avvik.

stasjon (Skyberg), som vil overta transformeringen til regionalnettet for dagens Vardal. Den nye stasjonen blir koblet til 300 kV Fåberg-Røykås, og Vardal stasjon saneres. Dette er en stålmastledning, som har langt bedre tilstand enn betongmastledningen. Med dette sikres strømforsyningen i Gjøvikområdet, fram til ny 420 kV ledning fra Lillehammer til Oslo, forventes i drift fra rundt 2030.

Ellers er det størst behov for fornyelser i Vang og Vågåmo transformatorstasjoner. For øvrig er det en rullerende plan for fornyelser av alle anlegg, basert på tilstand og erfaringsmessig behov for utskifting. Det blir også skiftet ut anlegg som av en eller annen grunn viser seg å holde dårlig kvalitet, og/eller er en sikkerhetsrisiko.

Med unntak av sørvestre del av området, er det stort behov for utbygging av mer fiber.

1.3 BEHOV FOR ØKT KAPASITET

Statnett har lenge beregnet at det vil bli økt overføring av kraft nord-sør og at det blant annet er behov for økt kapasitet gjennom Innlandet, fra Sunndalsøra til Oslo. De siste årene har forespørslene om å knytte seg til nettet i Innlandet økt, som så mange andre steder i det norske nettet. Det er både planer om nytt forbruk og ny kraftproduksjon. Disse planene øker også behovet for økt kapasitet i nettet. Nytt forbruk gir lenger perioder med, og høyere underskudd. Planene om ny produksjon har lavt bidrag i timene med høyes forbruk.

Økt overføring av kraft nord-sør gir behov for økt kapasitet gjennom Innlandet

Vi drifter systemet i Norge med lavere kapasitet fra nord til sør enn hva ledningene tåler isolert sett, grunnet den skjeve fordelingen av kraften som flyter sørover i det samlede norsk-svenske systemet. Til tross for dette, har det vært moderate flaskehalsar og prisforskjeller nord-sør i Norge og Sverige de siste ti årene (sett bort fra siste året, se forklaring lenger ned).

Statnett og Svenska kraftnät (SvK) har lenge beregnet at det vil bli økt kraftoverføring nord-sør og planlegger derfor flere store nettforstrekninger. Vår Langsiktige- og Kortsiktige markedsanalyse fra 2020 og 2021¹¹ viser at særlig utbyggingen av vindkraft i de midtre og nordlige delene av Sverige (nord for snitt 2, mellom SE2 og SE3) vil føre til flaskehalsar nord-sør i det norsk-svenske nettet. Dette er en av årsakene til at både Svenska kraftnät og Statnett er i ferd med å oppgradere nettet nord-sør. I sum vil dette øke den samlede overføringskapasiteten nord-sør med 50-60 prosent. I Norge inkluderer dette å oppgradere til 420 kV over Sognefjorden og sørover hele Vestlandet, fra sør i Nordland og gjennom Midt-Norge og mellom Sunndalsøra og Oslo¹². I Sverige

11 Langsiktig- og kortsiktig analyse (LMA og KMA), [Planer og analyser | Statnett](#)

12 Analyse av transportkanaler (ATK) 2021-2040 og Nettutviklingsplan 2021, [Nettutviklings- og investeringsplan | Statnett](#)). Statnett arbeider med å oppdatere ATK i 2023, samt lage Systemutviklingsplanen 2023 (revidert versjon av Statnetts nettutviklingsplan).

skal en rekke forsterkninger over tid gi vesentlig større kapasitet blant annet mellom prisområdene SE2 og SE3. Det å forsterke nettet tar imidlertid lang tid. Gjennomgående 420 kV fra Sunndalsøra til Oslo forventes satt i drift 2035-2040

Det siste året har det oppstått store prisforskjeller, med lave kraftpriser i nord og midt, og høye i sør. Det er flere årsaker til den store prisforskjellen nord-sør i Norge og Sverige. For det første bidrar mye ny vindkraft og økt overskudd i Nord-Sverige, i tillegg til en redusert overføringskapasitet nord-sør i det svenske nettet, til lave kraftpriser i Nord-Sverige samt i Midt og Nord-Norge. Samtidig holdes kraftprisene i Sør-Norge oppe av høye priser på gass og kull, og CO₂. Lav kapasitet fra Sverige til Østlandet (SE3 til NO1) og økt industrielt forbruk uten mer ny produksjon av betydning, har bidratt til de høye prisene i Sør-Norge.

Vi forventer at disse voldsomme prisforskjellene reduseres de nærmeste årene. Noe av årsaken er høyere overføringskapasitet nord-sør i Sverige og til dels i Norge, mer forbruk nord for snitt 2 (mellom SE2 og SE3) i Sverige og Dovre i Norge, men det viktigste er lavere priser på gass og kull, og dermed lavere kraftpriser i sør. Det er imidlertid en gjenværende flaskehals også fremover, men med mindre prisforskjell, omtrent på nivå med hva analysene våre viste før den voldsomme prisoppgangen i sør fra høsten 2021¹³.

Et sentralt tiltak for Områdeplan Innlandet, er å oppgradere til 420 kV mellom Sunndalsøra og Oslo. Dette, sammen med andre netttiltak i Sverige og Norge, øker den samlede overføringskapasiteten nord-sør. Mellom Lillehammer og Oslo har vi allerede startet utbyggingsprosjekt, og sendte melding til NVE i 2022 for deler av strekningen. Videre planlegger vi å sette i gang tiltak for resterende delstrekninger i løpet av 2023.

Normale ledetider for prosjektutvikling (prosjektere og gjennomføre tiltak) av nye kraftledninger er mellom 7-12 år. Vi har derfor også vurdert andre tiltak for å øke utnyttelsen av den samlede kapasiteten nord-sør i det norsk-svenske nettet¹⁴ på kortere sikt. Ett tiltak som har vært vurdert er å styre kraftflyten i transportkanalene fra Midt-Norge til Innlandet og Sogn med fasevridende transformatorer. Dette er kjent teknologi som brukes i transmisionsnett utenfor Norge, med sine fordeler og ulemper

Når vi likevel har valgt å ikke gå videre med fasevridere (eller noen av de andre løsningene), har det flere årsaker. Oppdaterte analyser (KMA) viser at det blir mindre prisforskjeller, og dermed lavere nytte ved tiltak. Det er usikkert om løsning kan hensyntas i markedsklareringen. Uten sikkerhet for dette vil ikke investering kunne bidra til å redusere prisforskjeller i markedet. Foreløpige kostnadsanslag tilsier at nytten av løsningen må være høy for å forsvare investering. Uten kommersiell funksjon har fasevridere neglisjerbar samfunnsmessig nytte

¹³ Kortsiktig Markedsanalyse (KMA) 2022-2027, [Statnetts Kortsiktige markedsanalyse | Statnett](#)

¹⁴ Slik som andre driftskoplinger, systemvern, seriekompensering, back-to-back og fasevridning

sammenlignet med nye overføringslinjer. Det er også risiko og usikkerhet knyttet til teknisk løsning, dimensjonering og plassering. Statnett som anleggseier har liten/ingen erfaring med slike komponenter. Antatt gjennomføringstid kan bli så mye som seks år og dermed er det ikke mulig å realisere tiltaket før prisforskjellene, og dermed behovet, reduseres.

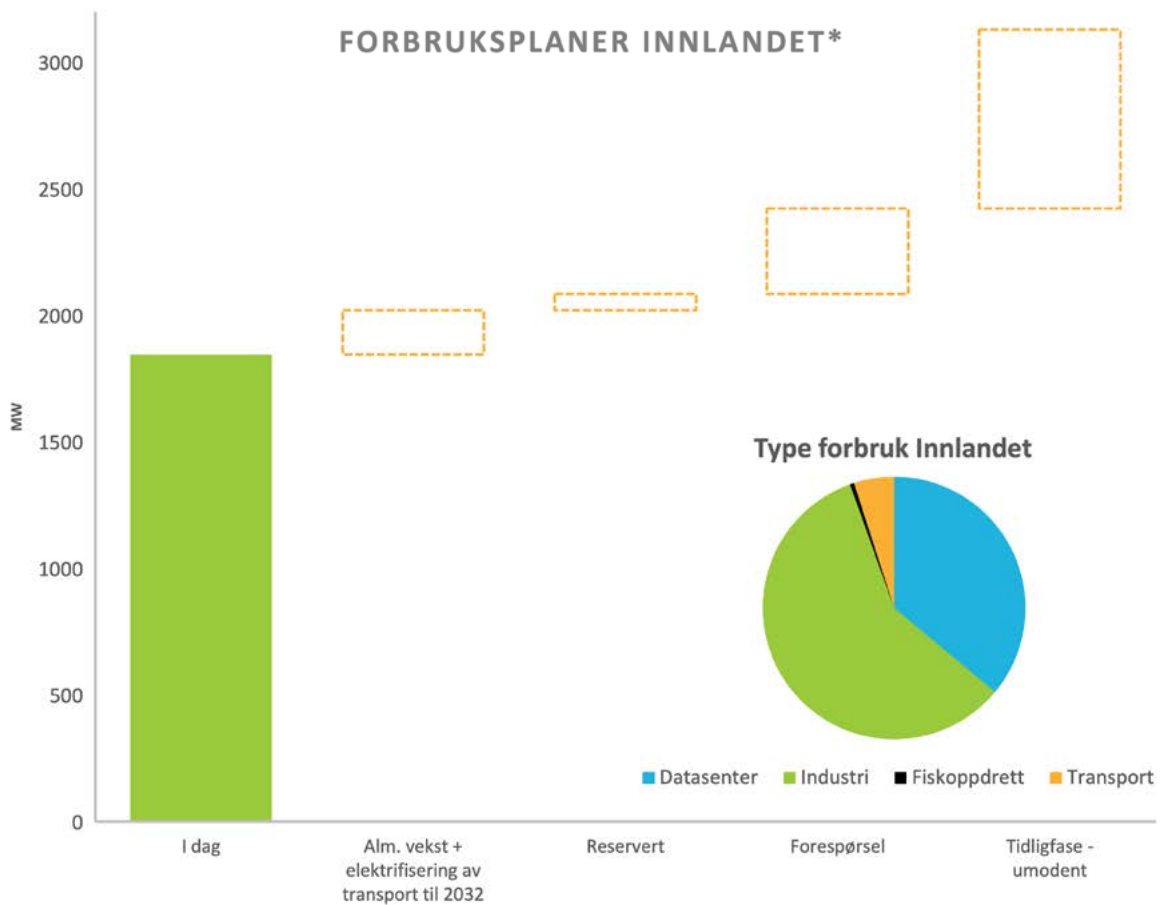
Området er attraktivt for å etablere ny næring/industri

I Innlandet er det planer om ny næringsvirksomhet som øker forbruket, og Statnett har per 1.10.2022 mottatt forespørsel om å knytte til ca. 400 MW nytt forbruk til strømmettet i området. I tillegg forventer vi økt uttak knyttet til vanlig forbruk og overgang til elektriske biler, busser og lastebiler. Samtlige saker hvor aktører har søkt kapasitet til konkrete planer og prosjekter, blir håndtert gjennom de regionale nettselskapene og Statnetts tilknytningsprosess¹⁵.

Utover de konkrete sakene hvor det formelt er forespurt kapasitet til nytt forbruk, kjenner Statnett til en rekke andre planer om industri- og næringsutvikling. Disse er i tidligere faser, og ikke tilstrekkelig modne for å søke kapasitet¹⁶. Vi kjenner til planer flere steder i Innlandet, blant annet rundt Eidskog/Kongsvinger-regionen. Selv om disse ikke formelt har søkt om nettkapasitet enda, har vi samlet inn informasjon om dette slik at vi har mest mulig kjennskap og oversikt når planene eventuelt utvikles videre. Figur 5 viser en oversikt over omfanget av forbruksplaner meldt inn til Statnett per 1.10.2022. Signalene fra de regionale nettselskapene er en økende trend for slike planer.

¹⁵ Mer informasjon om Statnetts tilknytningsprosess finnes her [Tilgang til strømmettet | Statnett](#)

¹⁶ Mer informasjon om hvordan vi vurderer om et prosjekt er modent finnes på våre nettsider [Litt overordnet om nettilknytning | Statnett](#)



Figur 5: Dagens forbruk og kjente forbruksplaner i Innlandet med status per. 1.10.2022. *Alm. vekst + elektrifisering av transport er basert på prognoser utarbeidet i forbindelse med Elvia sin regionale kraftsystemutredning 2022.

Det er også omfattende planer om ny kraftproduksjon, men lavt bidrag i timene med høyest forbruk

Planene omfatter i hovedsak solkraftprosjekter i Gjøvik- og Hamarområdet, samt vindkraft i Sør-Odal. I 2022 fikk det første store bakkemonterte solkraftverket i Norge konsesjon i Stor-Elvdal kommune. Per 1.10.2022 var vi kjent med planer for om lag 1400 MWp¹⁷ solkraft og ca. 200 MW vindkraft, samt opptil ca. 100 MW vannkraft. Disse planene har varierende modenhet, og foreløpig er det et fåtall av disse planene hvor det formelt er søkt nettkapasitet hos Statnett. Likevel er signalene fra de regionale nettselskapene og aktørene selv at særlig solkraft kan bli realisert relativt raskt dersom nettkapasitet og andre forhold er avklart. Statnett oppfordrer derfor aktører med planer om ny produksjon om å starte prosessen med å søke om nettkapasitet hos sitt lokale eller regionale nettselskap tidlig. Dette bidrar til at nettselskapet igjen kan starte prosessene med å søke økt kapasitet i transmisjonsnett (Statnett) i god tid¹⁸.

¹⁷ Forkortelsen MWp (installert DC effekt) står for megawatt-peak, og brukes for å beskrive merkeeffekten til solkraftanleggene. Det vil si hvor mye effekt anleggene leverer under standard testforhold, blant annet med en gitt solinnstråling.

¹⁸ Mer informasjon om hvordan man søker om nettkapasitet til nytt eller økt forbruk eller produksjon finnes her [Tilgang til strømmettet | Statnett](#)

2. MÅLNETTET

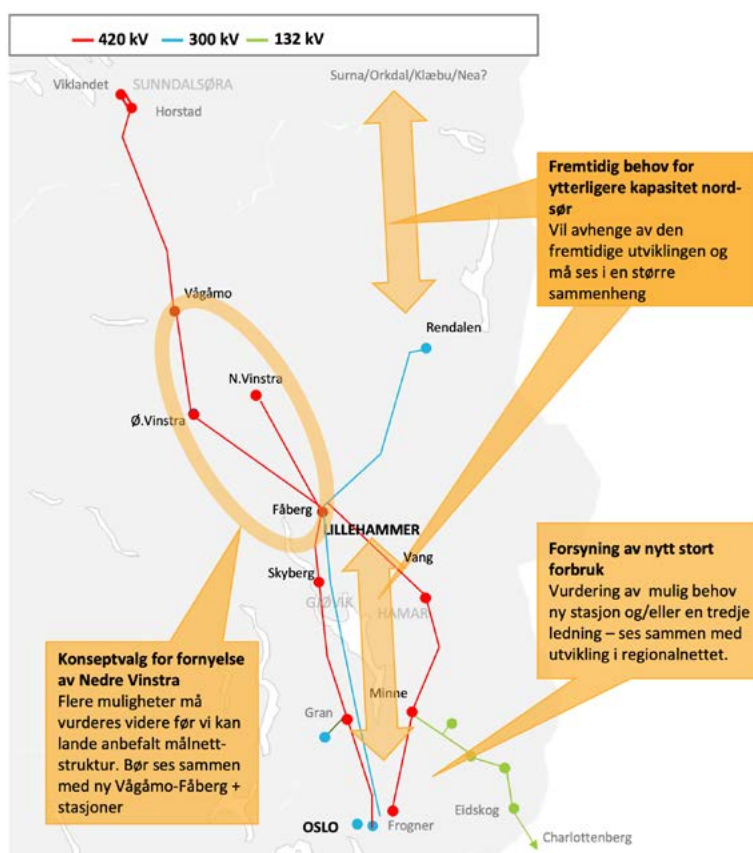
Målnettets består av et transmisjonsnett på 420 kV gjennom hele området, med 132 kV i grensesnittet mot regionalnettet. Figur 6 viser målnettets for transmisjonsnettets slik vi sikter å utvikle det frem mot 2040, gitt kjent og forventet utvikling i produksjon og forbruk. Spenningsoppgradering til 420 kV gjennom området gir, kombinert med nettførsterkning og over Sognefjorden, økt overføringskapasitet mellom Midt- og Sør-Norge. Nye stasjoner på 420 kV og økt transformeringskapasitet legger til rette for tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon. Vi forventer at det blir behov for ytterligere 420 kV forbindelser utover dette målnettets, men det avhenger av utviklingen både på regionalt, nasjonalt og nordisk nivå.

Ved behov for økt transformator kapasitet i stasjoner der vi i dag transformerer både til 132 og 66 kV, ønsker vi omlegging til to-trinns transformering, dvs. 300 (420)/132 kV og 132/66 kV. Dette reduserer antall transformatorer tilknyttet transmisjonsnettets, standardiserer transformatorparken vår, letter fremtidig arbeid med spenningsoppgradering (både 300-420 kV og 66-132 kV), og gir et enklere eiergrensesnitt mot regionalnett.

Figur 6: Transmisjonsnettets slik vi sikter mot å utvikle det, gitt kjent og forventet utvikling i produksjon og forbruk. Dette målnettets kan tidligst stå ferdig ca. 2040. Noen steder må vi modne den endelige løsningen for målnettets mer, men hovedbilde og trinnvis plan står seg.

2.1 KAPASITETER I MÅLNETTET

Målnettets, med en oppgradering transportkanalen gjennom Innlandet til 420 kV, er viktig for den totale transporten nord-sør. Sammen med de planlagte tiltakene i Sverige, oppgradering til 420 kV over Sognefjorden og ned hele Vestlandet, samt fra sør i Nordland og gjennom Midt-Norge vil den samlede overføringskapasiteten nord-sør i det norsk-svenske nettet øke med 50-60%.



Med et målnett på 420 kV øker overføringskapasiteten på de enkelte ledningene, men fortsatt etter et oppgradert nett til 420 kV er det spenning som i hovedsak er begrensende for overføringskapasiteten. Overføringskapasiteten øker fra dagens kapasitet, men hvor mye strøm det er mulig å overføre før spenningen begrenser avhenger av tiltak for reaktiv kompensering. Dette har vi enda ikke analysert i detalj for målnettet eller for de ulike deltrinnene.

I tillegg til plassering av reaktive komponenter, vil kapasiteten være avhengig av utviklingen til nytt forbruk og produksjon og overordnet flytmønster nord-sør (hvor kraften kommer fra). Ved noen forbruks- og flytmønstre kan overføringskapasiteten til den enkelte ledningen bli begrensende. Dette gjelder ledninger som ikke er bygget nye, men oppisolert til 420 kV-drift¹⁹.

Hvilken tilknytningskapasitet målnettet legger til rette for til kunder, må vi jobbe videre med. Dette vil vi gjøre sammen med de regionale nettselskapene for å kunne svare ut konkrete henvendelser. Kapasitet i ulike punkt avhenger av driftsforhold, forsyningssikkerhet, forbruksmønstre, bruk av vilkår om forbruks- eller produksjonsbegrensning og virkemidler systemansvarlig har i den daglige driften av nettet. Hensynet til driftssikkerhet ved nødvendige driftsstanser for å oppgradere av 300 kV nett til 420 kV har også en vesentlig betydning.

Nettet i Gudbrandsdalen går til en viss grad i parallell med ledningen Ørskog-Sogndal. Dette innebærer at utkobling av den ene påvirker den andre. Med de store forbruksplanene i omkringliggende områder, hovedsakelig Midt-Norge og Sogn og Sunnmøre, blir denne påvirkningen viktigere fremover, og vi må se utviklingen i disse områdene i sammenheng med Innlandet.

2.2 SAMFUNNSØKONOMISK RASJONALITET

Trinn og tiltak som presenteres i Områdeplan Innlandet baserer seg på den samlede kunnskapen og analyser gjort gjennom mange år. I tillegg har vi gjort supplerende analyser i arbeidet med områdeplanen. Tidligere analyser legger grunnlag for flere tiltak i området de neste 10-årene, herunder Analyse av transportkanaler 2019 og 2021, Langsiktige analyser NUP og KSU 2021.

Analyse av transportkanaler (2019 og 2021), Forenklet KVU Fåberg - Oslo og KVU Nettplass Stor-Oslo fra 2014 har gitt grunnlag for at vi har satt i gang ny ledning Lillehammer-Oslo (erstatte Ulven-Fåberg). Samfunnsøkonomisk analyse av konseptvalg for Fåberg-Vågåmo er igangsatt i forbindelse med områdeplanen og planlegges ferdigstilt våren 2023.

En stor andel av tiltakene i Innlandet er å fornye eksisterende 300 kV-anlegg. Anleggene må fornyes for å opprettholde forsyningssikkerhet og beholde kapasitet. Vi oppgraderer til 420 kV når anlegg fornyes. Kostnadsforskjellen

¹⁹ Vågåmo-Aura og forbindelsen mellom Fåberg (Balbergskaret) og Frogner

mellom 300- og 420 kV-anlegg er liten, samtidig som vi oppnår en betydelig kapasitetsøkning og reduserer overføringstap. Vi vil også forskuttere mange av fornyelsene for å oppnå nytteeffektene som blant annet økt kapasitet gir, tidligere.

Overføringskapasiteten mellom Midt- og Sør-Norge øker vesentlig med oppgradering til 420 kV gjennom Innlandet, den planlagte oppgraderingen til 420 kV fra Fåberg til Oslo samt to 420 kV-ledninger over Sognefjorden. Kombinert med nettførsterkninger i Sverige reduserer dette prisforskjellene mellom nord og sør i Norden. Vår Analyse av transportkanaler (2019 og 2021) viser høy markedsnytte av økt kapasitet gjennom Innlandet før 2040. Den økte kapasiteten blir godt utnyttet og gir vesentlig reduserte flaskehalskostnader. Det er i tillegg et reinvesteringsbehov på ledningen.

Tilknytningsplikten pålegger Statnett å utrede og investere i tiltak for tilknytning. Når vi mottar nye tilknytningshenvendelser gjennomfører vi analyser av hvorvidt det er nettkapasitet (driftsmessig forsvarlig) å tilknytte forbruket. På Innlandet har disse analysene synliggjort begrensninger i transformeringsskapasitet. Dette har gitt grunnlag for dimensjonering av transformator kapasitet i stasjonsprosjektene som er satt i gang og igangsettes (Vang og Skyberg)

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 en ledning, transformator eller stasjonskomponent uten at det blir omfattende avbrudd hos forbrukerne (N-1). I enkelte tilfeller åpnes det opp for å akseptere kortvarige avbrudd (N-0) der dette av ulike grunner er rasjonelt.

Tilknytningsplikten pålegger Statnett å utrede 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.

2.3 USIKKERHET I MÅLNETTET

Usikkerheten, for både forbruk og produksjon, er knyttet til hvilke aktører som går videre med sine planer, hvor store de enkelte prosjektene 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. Samtidig er tilknytningskøen samlet sett omfattende med seriøse aktører bak. Vi har derfor lagt til grunn en betydelig forbruksvekst, men utfallsrommet på oppsiden er stort. Krav om anleggsbidrag kan påvirke tempo.

Vi kan 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 endelig vurderer om det er rasjonelt å gjennomføre tiltaket.

Fremdriften for nettførsterkningstiltakene i målnettene er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner. Statnett søker å redusere denne usikkerheten ved å legge til rette for effektiv konsesjonsbehandling gjennom åpne planprosesser, gode underlag og tidlig interessentinvolvering - slik som dialogmøtene vi har om områdeplanene. Fremdriften er også avhengig av interne og eksterne begrensninger. Prioritering i Statnetts totale portefølje kan påvirke fremdriften av gjennomføringen.

I 2023 ferdigstiller Statnett en ny "Analyse av transportkanaler" (ATK). Denne vil, sammen med områdeplanene, være et sentralt underlag til Statnetts Systemutviklingsplan (SUP), som lanseres mot slutten av 2023. Arbeidet med disse rapportene vil i større grad enn i områdeplanene se totaliteten og områdene i sammenheng, noe som kan ha betydning for prioriteringer og fremdrift av tiltakene.

Fra Aura til Fåberg er det flere muligheter for fremtidig nettstruktur

Vi ser på muligheter for å forenkle dagens nettstruktur noe mellom Vågåmo, Øvre og Nedre Vinstra og videre mot Lillehammer. Dette planlegger vi å utrede videre i 2023 før vi kan anbefale endelig nettstruktur og deretter komme i gang med tiltak her så snart som mulig.

Fra Vågåmo og sørover mot Lillehammer må vi bygge en ny ledning og erstatte de eksisterende, da disse ikke er mulig å drifte på 420 kV. Ledningen fra Fåberg til Nedre Vinstra har som hovedfunksjon å frakte kraften for kraftverkene Nedre Vinstra (310 MW) og Harpefossen (108 MW). Tilstanden til denne ledningen er dårlig, og vi må komme i gang med tiltak for å sikre tilknytning av Nedre Vinstra og Harpefossen. Fra Vågåmo og nordover er det mulig å oppisolere eksisterende ledning for å drifte denne på 420 kV. Vi kan ikke utelukke at det kan bli behov for å på sikt øke kapasiteten også her ved å erstatte ledningen med en ny. Men

dette må ses opp mot eventuelle andre behov og muligheter, se kapittel 3.5 for muligheter for utvikling av målnettene videre.

Fra Lillehammer til Oslo og Rendalen

I målnettene frem mot 2040 har vi valgt å beholde dagens Fåberg-Røykås og Rendalen-Fåberg på 300 kV. Dette fordi vi per i dag ikke har analysert ferdig hvordan utviklingen for disse bør være. Fåberg-Røykås må bestå så lenge forbindelsen mellom Fåberg-Ulven er under bygging. Ledningens tilstand tilsier at den kan stå uten større vedlikeholdskostnader frem mot 2040. Fåberg-Rendalen er viktig for å få ut produksjonen som leveres inn til Rendalen stasjon. Kapasiteten til ledningen ser ut til å være tilstrekkelig for kjente planer. Med noen mindre tiltak, slik som å bytte komponenter i enden av ledningen, samt temperaturoppgradere ledningen, vil det trolig være mulig å øke overføringskapasiteten mellom Rendalen og Fåberg noe. Når disse etter hvert må fornyes, må vi se løsningen for dette også sammen med eventuelle nye behov. Se kapittel 3.5 for muligheter for utvikling av målnettene videre.

Mellomlandsforbindelsen 132 kV Minne-Charlottenberg

132 kV-forbindelsen Minne-Charlottenberg krysser grensen til Sverige og utgjør en del av elspot-kapasiteten mellom NO1 og SE3 sammen med de 420 kV-ledningene som går fra Hasle i Østfold over til Sverige (Haslesnittet). I Charlottenberg er det en fasevridetransformator som gir mulighet til å styre flyten. Ledningen driftes også samlet/som del av 132 kV regionalnettet til Elvia i området.

Vi ser at vekst i vanlig forbruk og elektrifisering av transport etter hvert kan gi overlast og spenningsproblemer ved utfall av 132 kV-ledninger. I tillegg er det potensiale for utvikling i forbruk og produksjon i området som utløser behov for tiltak utover det som områdeplanen konkret foreslår. Vi må jobbe videre med å utrede hvordan vi ivaretar alle behov i området på rasjonell måte. Dette må vi gjøre i tett samarbeid med Elvia og interessenter i området. I tillegg til å se på utviklingen lokalt er ledningen en mellomlandsforbindelse og behovet for å utveksle kraft med Sverige må vi også jobbe videre med å vurdere.

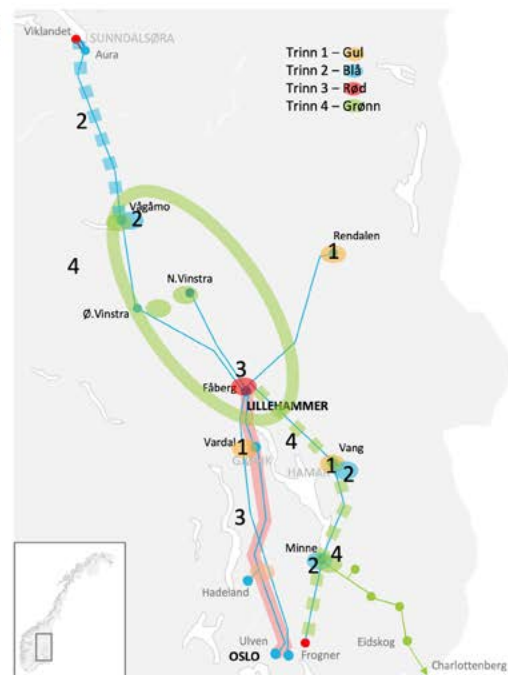
3. OMRÅDEPLAN – TRINNVIS UTVIKLING

Transmisjonsnettet i Områdeplan *Innlandet* må fornyes, og vi må sikre kapasitet både til forbruksvekst og til økt overføringsbehov gjennom området. Statnett planlegger omfattende tiltak, og i dette kapitlet beskriver vi tiltakene i en trinnvis utvikling frem mot målnett. Rækkefølgen er satt opp utfra anleggenes behov, samt hvilke tiltak som bidrar til å øke kapasiteten for tilknytning av nytt forbruk og/eller produksjon først. Figur 7 viser rækkefølgen/trinnene for de større aktuelle tiltakene for å realisere målnett. Noen steder må vi utvikle den endelige løsningen for målnett mer, men innenfor det hovedbildet og den trinnvise planen vi viser.

Vi er allerede i gang å jobber med prosjektutvikling for flere tiltak i nettet i Innlandet, Lillehammer-Oslo inkludert stasjonene Fåberg og Hadeland, samt stasjonene Skyberg (erstatte Vardal) og Rendalen. Men selv om mye allerede er på gang i området, er det fortsatt behov for flere tiltak. Behovene er utløst av en kombinasjon av tilstand, forbruksvekst og behov for økt overføringskapasitet. Vi kan ikke gjøre alt samtidig, og i følgende kapitler beskriver vi hvordan vi planlegger å utvikle transmisjonsnettet i området over tid. Noen av de kapasitetsøkende tiltakene i våre stasjoner kan være gjenstand for anleggsbidrag. Kapasitet for tilknytning, mulighet for tilknytning på vilkår og hva som blir tilgjengelig i planlagt nett vurderes nærmere etter områdeplanarbeidet. Dette må vi gjøre i samarbeid med de regionale nettselskapene.

Trinnvis utvikling mot målnett

Vi er i gang – og setter i gang flere kapasitetsøkende tiltak



Figur 7: Tiltak i en trinnvis utvikling i fire trinn. Stiplet linje i kartet til høyre betyr oppisolering av eksisterende ledning. Alle andre ledninger må vi bygge nye for å kunne drifte dem på 420 kV.

I tillegg til tiltakene i trinnene, skal vi vurdere om det er mulig å temperaturoppgradere eksisterende ledninger og installere flere reaktive komponenter for å gi noe økt kapasitet frem til vi har nye ledninger på 420 kV ferdige.

3.1 TRINN 1 – PÅGÅENDE PROSJEKT INNEN 5-6 ÅR

Trinn 1 inkluderer tiltak i de allerede igangsatte prosjektene hvor vi forventer å være ferdige innen 4-6 år. Disse tiltakene sikrer at vi opprettholder dagens forsyningssikkerhet ved at gamle anlegg fornyes, og de gir økt transformeringskapasitet til økt forbruk og produksjon.

Prosjekter i Vardal, Rendalen og Vang

Nye Vardal stasjon, Skyberg, er et pågående prosjekt som det ble søkt konsesjon for i 2022. Vi bygger stasjonen for 420 kV-drift og med økt kapasitet til 132 kV. Her er det fornyelsesbehov, og tiltaket fjerner i tillegg en av dagens store begrensninger for tilknytning av både nytt forbruk og produksjon i Elvias 132 kV-regionalnett mellom Statnetts stasjoner Vardal, Vang og Minne. Fremdriften til dette prosjekt er derfor avgjørende for tilknytning utover det som allerede er reservert i dagens nett.

I Rendalen har vi et prosjekt som vi planlegger å søke konsesjon for våren 2023. Prosjektet håndterer både fornyelser, økt kapasitet, utbedring av spenningsproblemene, samt lukker av avvik fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Når det gjelder transformeringen så skifter vi ut eksisterende 3-viklingstransformator med ny transformator 300(420)/132 kV. Elvia setter inn en ny transformator fra 132 kV i dagens sjakt. I tillegg gjøres nødvendige utskiftninger og oppgraderinger for å møte forskrifter og standarder, herunder nytt kontrollanlegg i nytt bygg. I Vang har vi et pågående prosjekt for å skifte en havarert transformator mot 66 kV i 2023, ved å ta i bruk en transformator som blir ledig. Dette vil ikke gi økt kapasitet.

3.2 TRINN 2 – VI AKSELERERER ØKT TRANSFORMERINGSKAPASITET

I trinn 2 ligger flere tiltak for å øke transformeringskapasiteten i våre stasjoner og legge til rette for å knytte til nytt forbruk og produksjon. Noen av tiltakene avhenger derfor av utviklingen til planene i området og vil kunne være anleggsbidragspliktige. Vi planlegger å sette i gang med prosjektutvikling av disse i 2023/24. Tiltakene i trinn 2 er forventet å være ferdige i perioden 2027-2030²⁰.

²⁰ Normale ledetider for ny transformator er 4-6 år, og for ny stasjon 5-10 år.

Vang – ny 420 kV stasjon og økt kapasitet

I dag er det transformering til både 132 og 66 kV i Vang. Her er det behov for å fornye flere transformatorer. Nye transformatorer blir forberedt for 420 kV i en utvidet eller ny stasjon i tilknytning til dagens Vang. Etter økt transformering i Vardal ved nye Skyberg stasjon, er kapasiteten i Vang stasjon neste begrensning i transmisjonsnettet for å tilknytte nytt forbruk i 132 kV nettet i Mjøsa-området. Det er også i området rundt Vang vi forventer den raskeste forbruksveksten. Kapasitetsbehov, fornyelsesbehov og ombygging til 420 kV er planlagt løst samlet for Vang stasjon ved å bygge nytt 420 kV anlegg med transformering i to-trinns transformering, dvs. 300 (420)/132 kV og 132/66 kV.

Minne – økt transformeringskapasitet fornyelse

Transformeringen i Minne kan i noen situasjoner begrense hvor mye nytt forbruk vi kan knytte til i regionalnettet under Minne. Siden vi kjenner til planer her, planlegger vi å komme i gang med å utvikle økt transformeringskapasitet i Minne i 2023/24. Her mener vi at det skal være mulig å sette inn nok en transformator mot 132 kV i dagens stasjon, uten at dette kommer i konflikt med fremtidig utvidelse/ombygging til 420 kV.

Vågåmo – økt kapasitet mot 132 kV og forberede for 420kV drift Aura-Vågåmo

I Vågåmo planlegger vi å klargjøre Aura-Vågåmo for drift på 420 kV ved å sette inn 420/300 kV transformator. For blant annet å sørge for bedre kapasitet for tilknytning av nytt forbruk og produksjon, utvider vi nedtransformering til 132 kV slik at den blir dublert. Med dette legger vi også til rette for at nettselskapet Fjellnett kan sikre bedre reserve til sitt 66 kV-nett. I tillegg planlegger vi andre fornyelser i stasjonen i forbindelser med tiltak her.

Aura-Vågåmo – temperaturoppgradere og oppisolere

Ledningen mellom Aura-Vågåmo er mulig å oppisolere for å drifte på 420 kV. Dette planlegger vi å sette i gang med raskt, og samtidig temperaturoppgradere ledningen for å øke overføringskapasiteten på ledningen ytterligere. Tidspunktet for når vi skal drifte ledningen på 420 kV henger sammen med utvikling rundt Sunndalsøra og gjennomføringen i Områdeplan Midt. Ny Aura stasjon på 420 kV må bli bygget og 420/300 kV transformator i Vågåmo må etableres. Vi planlegger å flytte transformatoren som står i Aura i dag til Vågåmo.

3.3 TRINN 3 – PÅGÅENDE PROSJEKTER MED LENGRE LEDETID

Trinn 3 omfatter tiltak i igangsatt prosjekt hvor vi forventer å være ferdige nærmere 2032. Dette inkluderer å fornye ledningen mellom Fåberg og Ulven, som er gammel og er i dårlig tilstand. Dette omfatter ny ledning fra Lillehammer til Oslo, inkludert stasjonene Fåberg og Hadeland (Vardal stasjon er også tilknyttet

ledningen Ulven-Fåberg, men denne håndteres i eget prosjekt beskrevet i Trinn 1). Vi har sendt melding med forslag om utredningsprogram om strekningen fra Lillehammer til Gran kommune. Meldingen omfatter kun tiltak fram til Gran kommune, men vi skal bygge ledningen helt inn til Oslo. Vi skal utrede endelig systemløsning i Oslo nærmere i 2023, og endepunkt for denne ledningen skal bli avklart da. Tiltaket legger den til rette for 420 kV, øker overføringskapasiteten og med det reduseres begrensningen mellom Lillehammer og Oslo.

Fåberg stasjon driftes i dag på 300 kV og det er ikke plass på dagens tomt til å utvide stasjonen til å kunne driftes på 420 kV. Å reinvestere ledningen Ulven-Fåberg ved å bygge ny 420 kV ledning mellom Lillehammer og Oslo, fremskynder derfor behovet for å vurdere optimal og fremtidsrettet plassering av ny stasjon på Lillehammer. I den nye stasjonen bør vi holde av areal til dynamisk²¹ og statisk kompensering. I arbeidet vårt ser vi behov for økt kompensering i Innlandet. Vi har ikke sett på optimalisert plassering, men ser at denne stasjonen vil kunne være et naturlig valg for å plassere dynamisk kompensering, fordi den er et sterkt knutepunkt i nettet.

Hadeland stasjon er tilknyttet med t-avgrening ved Roa. Ved å reinvestere ledningen Ulven-Fåberg er det behov for tiltak for å legge til rette for å videreføre forsyningen av nettselskapet Glitres underliggende nett, som i dag blir forsynt blant annet fra Hadeland. Dette er planlagt gjennom å bygge en ny transformatorstasjon i Gran som erstatter transmisjonsnettfunksjonen i Hadeland. Denne består som en regionalnettstasjon.

3.4 TRINN 4 – 420 KV GJENNOM GUDBRANDSDALEN

Trinn 4 består av de siste tiltakene for 420 kV drift gjennom hele området, og inneholder kun nye tiltak som ennå ikke er del av et pågående prosjekt. Det største tiltaket her er ny ledning fra Vågåmo til Lillehammer inkludert å tilknytte Nedre og Øvre Vinstra, samt å bygge om Vågåmo og Nedre og Øvre Vinstra stasjoner. Vi planlegger for at trinn 4 skal være ferdig bygget innen 2035.

Fra Vågå til Lillehammer

Vi ser muligheter for å forenkle dagens nettstruktur noe mellom Vågåmo, Øvre og Nedre Vinstra og videre mot Lillehammer, men dette må vi utrede mere før vi kan anbefale endelig nettstruktur. Vi forventer at utredningen vil være ferdig i løpet av 2023, slik at vi kan starte prosjektutvikling i 2024. For Vågåmo og Nedre Vinstra stasjoner må vi bygge nye 420 kV-anlegg. Trolig må vi gjøre dette også for Øvre Vinstra, men mulighetsstudien ser også på en eventuell løsning med 132 kV for Øvre Vinstra.

²¹ SVC kompenseringsanlegg (Static Var Compensator) for å gi hurtig dynamisk spenningsstøtte i feilsituasjoner og dermed bidra til spenningsregulering.

420 kV Lillehammer–Frogner og 420 kV i Minne

Tiltak for å bygge nytt 420 kV-anlegg i Minne inngår også i dette trinnet, og når Minne er ombygget vil det være mulig å drifte ledningen Lillehammer-Frogner på 420 kV. Derfor ligger det å temperaturoppgradere og oppisolere denne ledningen i dette trinnet, men vi planlegger å starte opp dette arbeidet med BPO i 2024. Mye av oppisoleringen kan vi gjøre mast for mast, og for en stor del uten utkobling av ledningen (med arbeid under spenning/AUS).

3.5 YTTERLIGERE BEHOV OG MULIGE TILTAK

I tillegg til de tiltak som vi presenterer frem mot målnett, er det noen behov og mulige tiltak som vi har identifisert og ønsker å se nærmere på i kommende utredninger og oppdateringer av områdeplanen. Felles for disse er at vi forventer at vi har bedre tid på oss og trenger å utrede og modne løsninger før vi lander på hvilke tiltak vi anbefaler, gitt dagens forutsetninger.

Forsterke nord-sør med ny ledning gjennom området

Vi forventer at det kan komme behov som på sikt vil kreve ytterligere forbindelser nord-sør, men har per i dag ingen konkrete tiltak. Om vi skal øke kapasiteten nord-sør gjennom Innlandet ytterligere, virker det mest robust å gjøre lenger øst i området, via Østerdalen. Det er langt enklere terreng øst for Dovre enn parallelt med dagens Aura-Vågåmo. En til ledning gjennom Gudbrandsdalen vil måtte passere svært krevende og rasutsatt terreng. Videre vil en ny ledning lenger øst fordele forbindelsene geografisk og gjøre nettstrukturen mindre sårbar for enkelthendelser (for eksempel ras). Analyser av transportkanaler som skal gjennomføres i 2023 vil si mer om utviklingen av behov knyttet til transportkanaler nord-sør videre.

En ny forbindelse bør også bli vurdert opp mot lokal utvikling i forbruk og produksjon. Den kan eventuelt bidra til å tilknytte ny produksjon ved å bli bygget nærmere utpekte vindkraftområder som ikke har mulighet for å tilknytte til transmisjonsnett i dag. NVE har pekt på et område i Nordre Hedmark som et område med veldig gode produksjonsforhold for vindkraft²². Hvis det blir større aksept for vindkraft på land, ev. kombinert med økte kraftpriser, kan vindkraft bli mer aktuelt og en ledning forbi dette område få større nytte. Regionalt bør vi også se ny ledning nord-sør sammen med fremtidig fornyelsesbehov for Rendalen-Fåberg og Fåberg-Røykås, samt behov for å forsyne større forbruksvekst i Hamar, Minnesund samt Eidskog/Kongsvinger-regionen.

²² Forslag til Nasjonal ramme for vindkraft, 2019. <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/nasjonal-ramme-for-vindkraft/>

Forsterke ytterliggere sør for Lillehammer

Å utvikle målnettene videre mellom Lillehammer og Oslo kan bli utløst av nytt forbruk og/eller ny produksjon. Det kan bli behov for flere stasjoner og/eller transmisjonsnettledninger. Dette må ses sammen med fornyelsesbehov for Fåberg-Røykås samt behov og muligheter for å forsterke mellom Midt- og Sør-Norge.

Utvikling langs 132 kV Minne–Charlottenberg

Vi må jobbe videre med å utrede hvordan utviklingen av denne ledningen bør være. Dette må vi gjøre i tett samarbeid med Elvia og interessenter i området. I tillegg til å se på utviklingen lokalt er ledningen en mellomlandsforbindelse og behovet for å utveksle kraft med Sverige må vi også jobbe videre med å vurdere.

Kompenseringsbehov

I Innlandet er det behov for mer dynamisk og statisk reaktiv kompensering. Detaljene for dette må vi vurdere videre, både på kort og lang sikt. På kort sikt bør vi vurdere om det er mulig å installere flere reaktive komponenter for å gi noe økt kapasitet frem til vi har nye ledninger på 420 kV ferdige. På lang sikt er det i første omgang nå veldig viktig at vi holder av plass til statisk kompensering i alle nye stasjoner. Vi ser at det vil bli behov for både reaktorer og kondensatorbatterier i flere stasjoner. I tillegg vil det være naturlig med dynamisk kompensering et sted mellom Sunndalsøra og Oslo. Basert på nettkonfigurasjonen er nye Fåberg stasjon en aktuell plassering..



Foto: Hans Trøan, Statnett

4. SAMLET FRAMSTILLING AV PROSJEKTER OG TILTAK

4.1 VIKTIGSTE/STØRSTE TILTAK MED OPPSTART FREM TIL 2030

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

Pågående prosjekter

Prosjekt	Beskrivelse	Fase*	Forventet konsesjon	Forventet driftsatt
Skyberg stasjon	Fornyelse stasjon	1	2023	3-4 år etter konsesjon
Rendalen stasjon	Fornyelse stasjon	1	2024	2-3 år etter konsesjon
Lillehammer-Oslo	Fornyelse ledning	0	2026	5-8 år etter konsesjon

Tiltak som foreslås startet opp i perioden 2023-2024

Tiltak	Beskrivelse	Forventet oppstart	Forventet driftsatt
Vang stasjon	Fornyelse, økt kapasitet og oppgradering til 420 kV	2023	3-4 år etter konsesjon
Aura-Vågåmo	Oppisolering for 420 kV drift	2023	1-2 år etter konsesjon
Vågåmo stasjon	Autotransformator	2023	1-2 år etter konsesjon
Vågåmo stasjon	Økt kapasitet	2023	2-3 år etter konsesjon
Fåberg (Balbergskaret)-Vang	Oppisolering for 420 kV drift	2023	2-3 år etter konsesjon
Vang-Minne	Oppisolering for 420 kV drift	2023	2-3 år etter konsesjon
Minne-Frogner	Oppisolering for 420 kV drift	2023	2-3 år etter konsesjon
Nedre Vinstra-Fåberg	Fornyelse og økt kapasitet	2023	5-7 år etter konsesjon
Skarnes, Kongsvinger, Eidskog, Songkjølen	Mindre tiltak	2023	2-3 år etter konsesjon
Minne stasjon	Fornyelse og økt kapasitet	2023	2-3 år etter konsesjon
Øvre Vinstra - Fåberg	Fornyelse og økt kapasitet	2024	5-7 år etter konsesjon
Øvre Vinstra-Vågåmo	Fornyelse og økt kapasitet	2024	5-7 år etter konsesjon

Temperaturoppgradering blir vurdert på ledninger som oppisoleres, eller blir en begrensning.

Tiltak med foreslått oppstart fra 2025

Tiltak	Beskrivelse	Forventet driftsatt
Nedre Vinstra stasjon	Fornyelse stasjon og oppgradering til 420 kV	Før 2030
Vågåmo stasjon	Spenningsoppgradering til 420 kV	Før 2035
Minne stasjon	Fornyelse stasjon og oppgradering til 420 kV	Før 2035
Øvre Vinstra stasjon	Fornyelse stasjon og oppgradering til 420 kV	Før 2035
Eidskog stasjon	Fornyelse stasjon	Før 2035
Skarnes stasjon	Fornyelse stasjon	Før 2035
Kongsvinger stasjon	Fornyelse stasjon	Før 2035
Trøndelag - Oslo øst	Mulig ny forbindelse, hvis behov	Før 2040
Rendalen-Fåberg	Fornyelse av ledning	Før 2040
Røykås-Fåberg	Fornyelse av ledning	Før 2040

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

4.2 VIDERE ARBEID

Videre arbeid	Beskrivelse
Nedre Vinstra - Fåberg, fornyelse	Det er flere mulige systemløsninger som alternativ til å fornye ledningen med samme løsning som i dag. Dette må vi jobbe videre med å utrede i 2023. Her må vi se hele strekningen Vågåmo-Fåberg i sammenheng
Nettutvikling langs 132 kV Minne - Charlottenberg	Utvikling i forbruk og produksjon i dette område, sammen med behov for anleggsfornyelser i regionlanettet må vurderes samlet sammen med Elvia for å finne mest rasjonel nettutvikling i området. Utviklingen av denne ledning som en mellomlandsforbindelse og behovet for å utveksle kraft med Sverige så må også tas inn i denne vurderingen.
"Forsterkning nord-sør (Trøndelag - Oslo øst)"	Muligheter for videre utvikling og økt kapasitet nord-sør i Innlandet kan ligge i en ny ledning fra midt til sør i delvis nye områder mer nord-øst i området. Hvis utviklingen peker på at det er behov for ytterligere økt nord-sør kapasitet må dette utredes videre. ATK og SUP 2023 vil peke på utviklingen i behov videre.
Forsterkning sør for Fåberg	Videre utvikling av målnett mellom Lillehammer og Oslo kan utløses av nytt forbruk og/eller ny produksjon. Det kan bli behov for flere stasjoner og/eller transmisjonsnettsledninger. Dette må ses sammen med behov og muligheter for ny ledning mellom midt- og sørnorge.
Kompenseringsbehov	Det er behov for både dynamisk og statisk kompensering. Dette må vurderes videre, både på kort og lang sikt





Statnett

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