

Statnett

Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold

Områdeplan Oslo, Akershus og Østfold beskriver en
trinnvis utvikling av transmisjonsnettet i området.



Sammendrag

Oslo, Akershus og Østfold er et område med stort kraftunderskudd, det er mye alminnelig forbruk og lite kraftproduksjon. Det er derfor et stort behov for å importere kraft hele året. I vinterperioder er det lite ledig overføringskapasitet inn til området, og om sommeren er det lite kapasitet til å frakte produksjon gjennom området. I tillegg er nettet i området gammelt og må fornyes for å sikre strømforsyningen. Området fungerer også som en gjennomfartsåre i kraftsystemet hvor det transporteres mye kraft fram og tilbake mellom områdene rundt.

Vi ser fortsatt behov for målnettet og mener at det er realistisk å klargjøre nettet for overgang til 420 kV fra 2035 i Stor-Oslo

Det er behov for et sterkere transmisjonsnett inn til og innad i området, og gamle anlegg må fornyes for å ivareta forsyningsikkerheten. Statnett har tilknytningsplikt og må ha kapasitet til å håndtere både vanlig forbruksvekst og større forbruk. Med vanlig forbruk mener vi forbruk mellom 1 og 5 MW. Vi forventer at total vekst i vanlig og reservert forbruk vil gjøre at vi i løpet av de neste ti årene vil overstige grensen for hva vi kan forsyne med N-1¹ i hovedstadsområdet. Vi jobber derfor med å oppgradere og fornye alle de gamle anleggene innen 2035, for å muliggjøre spenningsheving innen 2040. Gjennomføring av prosjekter i Stor-Oslo tar tid på grunn av krevende konsesjonsprosesser og høy kompleksitet. Dette øker risiko med hensyn til å muliggjøre spenningsheving innen 2040. Tidsplanen for målnettet er utfordrende, og vi jobber med tiltak for å redusere risiko.

Vi er godt i gang med nettutviklingen i området – idriftsettelse og nye konsesjoner i 2024

Vi har ferdigstilt flere prosjekter – Smestad og Sogn stasjon er klargjort for 420 kV og kabel mellom Smestad og Sogn er satt i drift. Vi har satt i drift ny Hamang stasjon og nytt kontrollanlegg i Halden. Vi er godt i gang med den nye kabelforbindelsen Sogn-Ulven. Vi har fått konsesjon på flere stasjoner – Frogner, Liåsen, Ulven og Langerud og for kabel på strekningen Hamang-Bærum-Smestad. Nye Røykås 420 kV er på vei mot løsningsvalg. Vi har satt i gang fornyelse og økt kapasitet i øst/vest-kanalen Eiker-Langerud-Hasle og økt transformeringskapasitet i Langerud og Hasle stasjon. Vi jobber med melding for sørlige del av Lillehammer-Oslo, dvs. Gran-Oslo. Her inngår forbindelsene gjennom Groruddalen og oppgradering av Furuset stasjon til 420 kV.

Vi utreder både luftledning og kabelløsning for Oslo Øst

Statnett har utredet hvordan fremtidig nett i Oslo Øst bør se ut, for både et luftlednings- og et kabelalternativ. Luftledningsalternativet innebærer reinvestering og oppgradering av dobbeltkursledningen gjennom Groruddalen via Furuset til Ulven. Kabelalternativet innebærer kabel på strekningen Ulven-Furuset-Nye Røykås, og sanering av luftledninger i Groruddalen. Vi vil ta med begge alternativer i det videre arbeidet, for å sikre at alle relevante virkninger ved begge alternativer blir vurdert. Endelig systemløsning for målnettet i Stor-Oslo avklares som del av prosjektet "Lillehammer-Oslo" – og melding (tidlig varsling) sendes til Norges vassdrags- og energidirektorat i løpet av 2025.

¹ N-1 betyr at utfall av en enkeltkomponent i nettet ikke skal føre til at sluttbrukere mister strømmen.

Vi kan reservere inntil 1500 MW nytt forbruk i dagens nett på Østlandet ut over det som er reservert

Vi har gjennomført oppdaterte analyser av konsekvensene ved økt forbruk på Østlandet. Vi vurderer at det er mulig å reservere opptil 1500 MW til nytt strømforbruk på Østlandet, som inkluderer NO1 og Grenland, utover de 1800 MW som allerede er reservert i dagens og planlagt nett. En viktig forutsetning er at det er kapasitet i nettet lokalt der kunden ønsker tilknytning. Innenfor volumet på 1500 MW for Østlandet, kan vi reservere omtrent 500 MW nytt forbruk lokalt i planlagt nett² i Oslo, Akershus og Østfold, utover de 260 MW vi allerede har reservert, etter oppgradering av transformeringskapasiteten i flere stasjoner i området. En betydelig økning i forbruk på Østlandet uten ny produksjon, vil føre til energiknapphet og høyere kraftpriser på Østlandet sammenlignet med våre naboland. Det er lite sannsynlig med en så stor forbruksvekst uten at det også kommer ny produksjon.

Ny kraftproduksjon – mange nye planer, positivt for energibalansen, utfordringer sommerstid

Vi har reservert i underkant av 30 MW ny solkraft. Totalt har vi 1240 MW modne bestillinger om ny produksjon i kapasitetskø, og forespørslers om ytterligere 910 MW. Ny innmeldt produksjon er i all hovedsak solkraft, i tillegg til noe uregulerbar vannkraft og vindkraft.

Vi utreder nå hvor mye ny produksjon vi kan gi tilknytning til i dagens og planlagt nett. Ny produksjon vil være positivt for energibalansen på Østlandet, og noen typer kan være positivt for effektbalansen vinterstid. Om våren og sommeren er det allerede fullt i nettet noen steder i området, fordi forbruket er lavere og vi allerede har høy produksjon fra uregulerbar vannkraft. Det betyr at tilknytning av solkraft er ekstra krevende på Østlandet. Vi forventer å svare ut alle kunder som har bestilt kapasitet så snart disse analysene er ferdige.

Nye kunder vil i hovedsak bli tilknyttet med særskilte vilkår frem til nettet er forsterket

Nytt forbruk og ny produksjon møter begrensninger noen deler av året, og i deler av nettet er det begrenset kapasitet på ordinære vilkår før vi har oppgradert nettet. Vi utreder derfor muligheter for å tilby tilknytning på særskilte vilkår for å håndtere lokale begrensninger. Dette gjøres i tett samarbeid med Elvia og netteiere i distribusjonsnettet, slik at vi sammen kan finne gode løsninger.

Vi forventer økt lønnsomhet for fleksibilitet – vi trenger at flere deltar i markedene

Statnetts kraftmarkedsanalyser viser større variasjoner i kraftpriser for området, både mellom sesonger og innenfor døgnet. Lønnsomheten av fleksibelt forbruk, batterier og regulerbar produksjon vil da øke. Mer fleksibelt forbruk og produksjon vil også bidra til jevnere priser i området.

Statnett håndterer ubalanser og lokale flaskehalsen ved hjelp av reservemarkedene. Det er i dag få aktører i området som deltar. Vi ser et økende behov for slike reserver for Østlandet.

² Reservasjon i planlagt nett betyr at kunder gis reservasjon med tilknytningstidspunkt avhengig av når nettanlegget som trengs for å håndtere tilknytningen er ferdigstilt. Tilbys der vi har etablert prosjekt (passert BPO).

ENØK og fjernvarme er positivt for området – vi vil utnytte fleksibilitet hos kunder

Området er et underskuddsområde. Oppvarming av bygg utgjør en mye større andel av energibruken på Østlandet enn i resten av landet. Det betyr at ENØK og fjernvarme er ekstra nyttig her. I tiden frem til målnett er på plass kan driften av systemet bli krevende. Dette skyldes både at vi har et høyt utnyttet nett i dag, men også at vi skal bygge mye nytt nett. Dette medfører behov for utkoblinger av deler av nettet i byggeperioden. Både ENØK og fjernvarme bidrar til å gjøre oss mindre sårbare i dette området. I tillegg vil vi vurdere å inngå avtaler med eksisterende kunder om fleksibilitet. Dette må gjøres i tett samarbeid med Elvia og Norgesnett.

Målnett gir økt tilknytning, øker forsyningssikkerheten og har en samlet kostnad på 18-25 mrd. NOK³

I denne planen definerer vi "nyttepakker", som er en samling av nettiltak som utløses av felles behov og har felles nytte. I planen fremstilles nytte og kostnad ved nyttepakkene sammenliknet med et nullalternativ. Merkostnaden ved målnett sammenliknet med nullalternativet er estimert til rundt 2-5 milliarder ved luftledning i Oslo Øst. Ved kabel i Oslo Øst vil merkostnaden øke med 1-2 milliarder. Nyten er i hovedsak økt kapasitet for tilknytning av nytt forbruk og produksjon, bedre forsyningssikkerhet og reduserte flaskehalsen i nettet.

På sikt kan det bli behov for ytterligere en ledning inn til området, og ny stasjon i Østfold

Målnett innebærer at vi oppgraderer nettet fra 300 kV til 420 kV. Vi utelukker ikke at det blir behov for ytterligere en forbindelse inn til området etter 2040. Hvor en slik forbindelse bør bygges avhenger av fremtidig utvikling i området og omkringliggende områder, især hvor det bygges ut ny kraftproduksjon. I Østfold er det mange planer om økt forbruk. Tiltak i eksisterende stasjoner vil legge til rette for mer forbruk, men vi kan ikke utelukke at det blir behov for en ny stasjon.

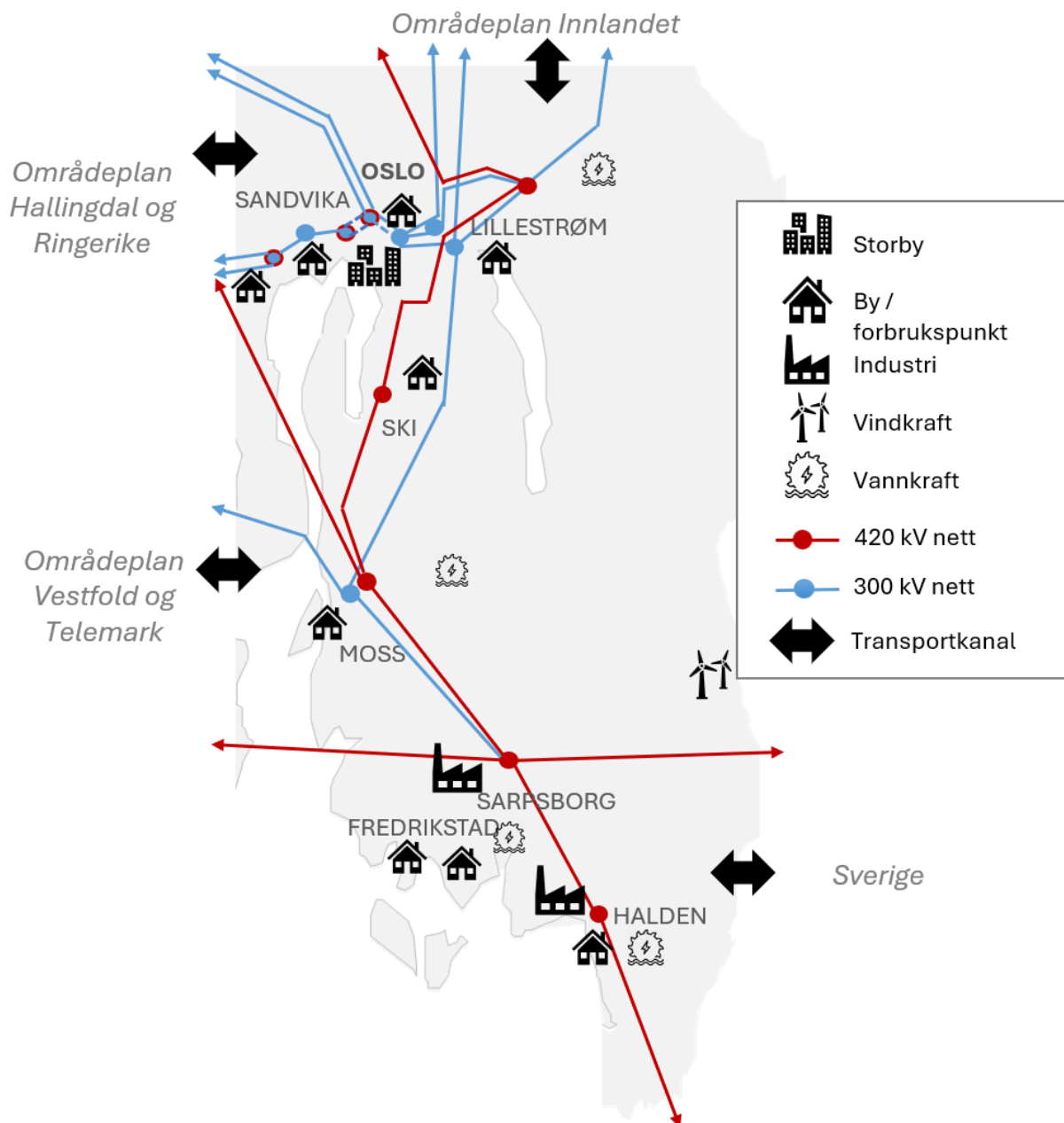
³ Faste 2024-kroner

Innhold

Sammendrag	i	
1	Situasjonsbeskrivelse	1
1.1	Dagens kraftsystem	2
1.2	Transmisjonsnett	3
1.3	Dagens nett er høyt utnyttet	5
2	Aldrende anlegg og økt forbruk gir behov for nettførsterkninger	8
2.1	Vi må fornye mange eksisterende anlegg for å ivareta forsyningssikkerheten	8
2.2	Vi setter av kapasitet til vanlig forbruk – effektprognoser viser vekst	8
2.3	Stor forbruksvekst kan gjøre området til et høyprisområde	9
2.4	Planer om stort, nytt forbruk i området – flere tilknytningssaker	9
2.5	Planer om økt produksjon – men i hovedsak lite vintereffekt	10
2.6	Kraftmarkedet og handelskapasitet gir føringer for nettoutviklingen	11
2.7	Planer i regionalnettet om overgang til 132 kV	11
2.8	Behov for reaktiv kompensering må vurderes videre	11
3	Trinnvis plan for utvikling	12
3.1	Målnettet kan stå ferdig i 2040	12
3.2	Målnettet øker N-1-kapasiteten betydelig	13
3.3	Vi har kommet videre med realisering av målnettet de to siste årene	14
3.4	Fleksibilitet, fjernvarme og ENØK er viktig	15
3.5	Trinn 1 – Prosjekter vi forventer ferdigstilt innen 2030	16
3.6	Trinn 2 – Prosjekter vi utreder som forventes ferdigstilt 2030-2035	17
3.7	Trinn 3 – spenningsheving til 420 kV i hele området (2035-2040)	20
3.8	Trinn 4 – etter 2040: Fornyelser og økning av kapasitet	21
4	Samfunnsmessig rasjonalitet	22
4.1	Tiltakene er delt opp i nyttepakker	22
4.2	Vi oppnår nytte ved økt kapasitet mellom regioner og tilknytning av forbruk	22
4.3	Målnettet i 2045 har en samlet merkostnad på 2-7 mrd. NOK i nåverdi	23
4.4	Målnettet gir bedret forsyningssikkerhet og reduserte flaskehals i nettet	23
4.5	Utbygging av kraftnett påvirker natur og klima	24
4.6	Oppsummering av samfunnsøkonomiske virkninger	25
5	Samlet fremstilling av prosjekter og tiltak	28
5.1	Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030	28
5.2	Usikkerheter i målnettet	29
5.3	Usikkerhet knyttet til andel kabel i målnettet	29
5.4	Usikkerhet knyttet til kostnader	29
5.5	Usikkerhet knyttet til klima- og miljøvirkninger	30
5.6	Videre arbeid	30

1 Situasjonsbeskrivelse

Områdeplan for Oslo, Akershus og Østfold omfatter transmisjonsnett mellom stasjonene Sylling (Lier), Frogner (Lillestrøm) og Halden, se kart nedenfor. Regionalnettet i området dekkes i hovedsak av Elvia sin regionale kraftsystemutredning: Oslo, Akershus og Østfold. Områdeplanen har tre tilgrensende områdeplaner: Innlandet, Hallingdal og Ringerike og Vestfold og Telemark.



Figur 1 Kart som viser planområdet, inkludert eksisterende transmisjonsnett og illustrasjoner av hvor store forbrukslaste og produksjon er lokalisert, og sammenhengen med andre områdeplaner. Nett som frakter mye strøm ut og inn av området kalles transportkanaler.

Områdeplanen bygger videre på konseptvalgutredning (KVU) for ny transmisjonsnettløsning i Oslo og Akershus, Nettplan Stor-Oslo, fra 2013. Utgangspunktet for utredningen var at transmisjonsnettet, i og rundt Oslo er gammelt og må fornyes og forsterkes, for å møte fremtidens krav til forsyningssikkerhet, byutvikling og klimaløsninger. Energidepartementet ga i

juni 2014 sin tilslutning til behov og overordnet konsept for Stor-Oslo, som innebærer at transmisjonsnettet i Stor-Oslo over tid oppgraderes til 420 kV. KVVU-en dekket kun Oslo og Akershus, mens denne områdeplanen også inkluderer Østfold. Områdeplanen inkluderer også kapasitetsbegrensninger inn til området og ser dette i sammenheng med behov for overføringskapasitet internt i området.

Områdeplanen beskriver et strategisk målbilde for utviklingen av transmisjonsnettet i området. Planen vil normalt oppdateres annethvert år, slik at endringer i samfunnets behov og viktige utviklingstrekk fanges opp. De første trinnene i planen har liten usikkerhet, mens samfunnsutviklingen påvirker senere trinn i større grad.

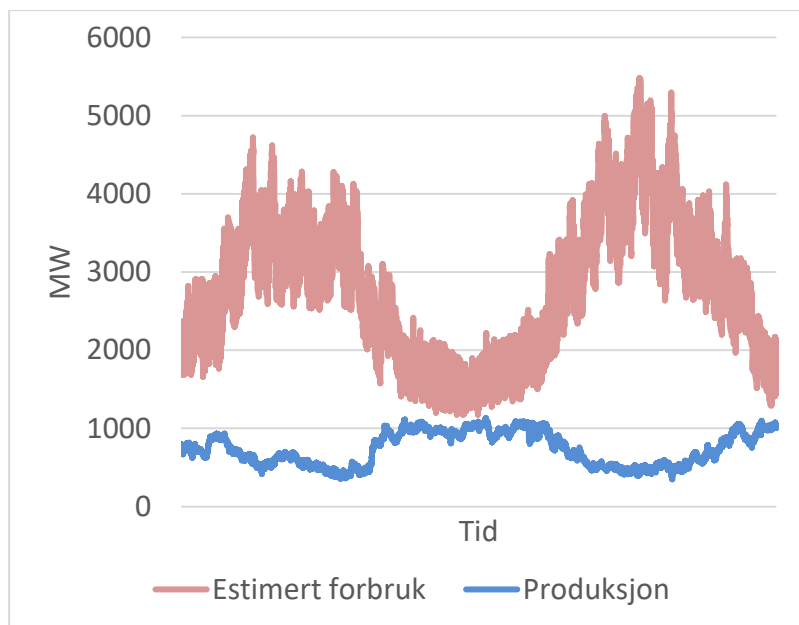
1.1 Dagens kraftsystem

Oslo, Akershus og Østfold er et område med høyt forbruk og lite regulerbar produksjon. Det er derfor et stort importbehov av kraft hele året. Det er mye gammelt nett i området som må fornyes for å sikre trygg strømforsyning i fremtiden. Nettkapasiteten i området er høyt utnyttet, og det er lite ledig kapasitet til nytt forbruk i dagens nett. Det er lite kraftkrevende industri i området i dag. Større uttak til industri er lokalisert sør i området (for eksempel Øra i Østfold).

Siden Oslo, Akershus og Østfold er et område med kraftunderskudd, er overføringskapasitet inn til området viktig. De viktigste transportkanalene i transmisjonsnettet utgjør forbindelsene fra Hallingdal, sørfra via Telemark og Vestfold, samt fra Innlandet, se figur 1. Området fungerer tidvis som et transittområde for kraftoverføring med Sverige og mellomlandsforbindelsene på Sørlandet.

Det er tett mellom stasjonene som forsyner Oslo. Disse er lenket sammen fra Asker til Lillestrøm, og blir igjen forsynt av ledningene inn til området. I dag går det en 420 kV ringstruktur rundt Oslo – fra Ådal på Ringerike, videre sør til Moss, over fjorden til Buskerud og Hallingdal. Denne ringen er viktig i forsyningen av området fordi den bidrar med å fordele ut effekten rundt Osloområdet og gjør at vi blir mindre avhengige av enkelt-ledninger. Sør i området er en større andel av nettet allerede på 420 kV.

Forbruket er temperaturfølsomt siden størstedelen av strømforbruket er alminnelig forsyning og knyttet til oppvarming av bygninger. Dermed varierer forbruket betydelig mellom sesongene. Forbruket er klart størst i vintermånedene når behovet for oppvarming og belysning er størst, se Figur 2. Det at så stor andel av forbruket er temperaturfølsomt skaper en usikkerhet i planlegging av nett og tildeling av kapasitet. Hva vil forbruket være i makslast-timen hvis det blir kaldere enn det vi har opplevd de siste årene? Slike timer korrelerer oftest med høye priser som kan bidra til at forbrukere reduserer sitt forbruk. Ytterligere fleksibilitetsverktøy, utover høy pris, som sikrer reduksjon i disse timene blir viktig fremover.



Figur 2 Eksempel på variasjon i strømforbruk over året. Figuren viser estimert forbruk og produksjon fra sommeren 2022 til våren 2024. Vi ser at forbruksprofilen er høy om vinteren og lav om sommeren. Lokal kraftproduksjon er høyere om sommeren enn om vinteren, og betydelig lavere enn forbruket. Lokal kraftproduksjon dekker kun ti prosent av forbruket om vinteren.

Den lokale produksjonen består i hovedsak av uregulerbar elvekraft og avhenger av vannføringen i Glomma. Kraftverkene har sin laveste produksjon i perioden desember til februar, når forbruket i området er på sitt høyeste. Denne produksjonen kan variere mellom ca. 350-750 MW, hvorav 470 MW er beregnet som tilgjengelig vintereffekt⁴. I slike perioder dekker lokal produksjon rundt 10 prosent av regionens forbruk. Området er derfor helt avhengig av overføringskapasitet inn til området for å forsyne forbruket. Norge har stor grad av distribuert produksjon som er viktig for den regionale forsyningssikkerheten. Fraværet av lokal kraftproduksjon, i kombinasjon med antallet kunder, størrelsen på forbruket og håndtering av hovedstadsfunksjoner gjør området spesielt avhengig av et sterkt overføringsnett inn til og internt i området.

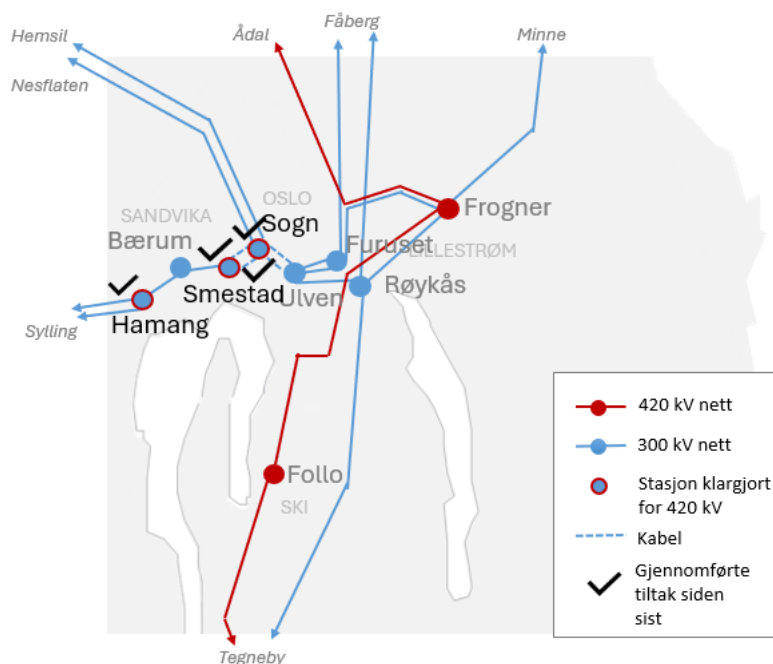
Regionalnettet til Elvia består av spenningsnivåer på 132, 66 og 47 kV. I store deler av området er regionalnettet sterkt og med relativt korte avstander. Dette gir en fleksibilitet i drift og gode mulighet til å flytte forbruk mellom transmisjonsnettstasjoner og dermed benytte regionalnettet som reserve ved feil i transmisjonsnettet.

1.2 Transmisjonsnettet

Nettet i området består av mye gammelt nett på 300 kV og noe nyere nett på 420 kV. Tilstand og fornyelsesbehov er en av de viktigste driverne for nettutviklingen i området, og mye av dette er i gang. Alt gammelt transmisjonsnett er planlagt fornyet innen 2035, gjennom 420 kV i Stor-Oslo. Transmisjonsnettet i området består av ca. 800 km. luftledning, ca. 40 km. kabel (på land og i sjø), og 11 transformatorstasjoner. Noen av anleggene er i kritisk dårlig stand. Det er derfor viktig å fornye anleggene for å kunne sikre strømforsyningen fremover. Siden forrige områdeplan er flere prosjekter idriftsatt helt eller delvis. Det gjelder Sogn og Smestad

⁴ Kilde: Elvia - Regional kraftsystemutredning (RKSU) fra 2022.

transformatorstasjoner og kabler i tunnel mellom dem. Også nye Hamang transformatorstasjon er satt i drift, og har overtatt helt for den gamle stasjonen, som skal rives.

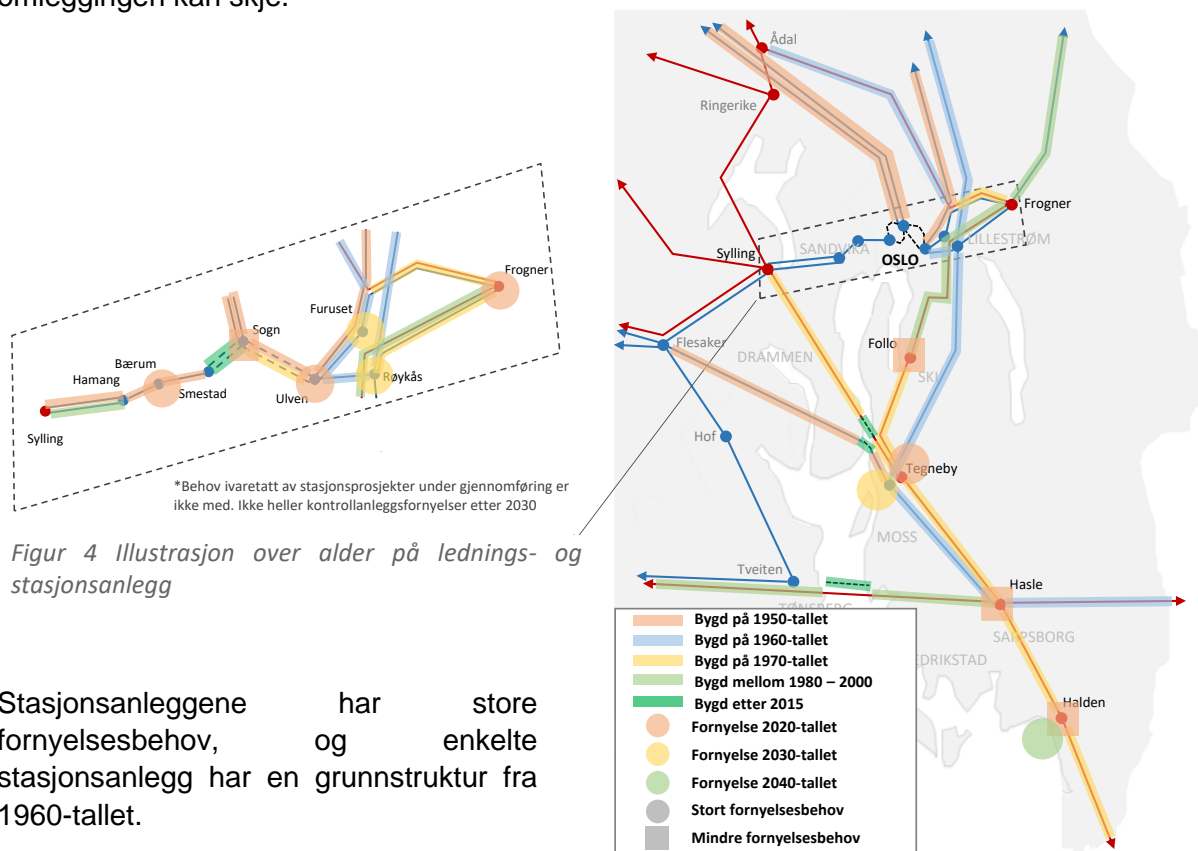


Figur 3 Kart med dagens nett i Oslo-området og hvilke tiltak som er gjennomført de siste to årene.

Gamle anlegg og lavere standard preger store deler av anleggsmassen i området

Mye av anleggsmassen i området er bygget med en enklere standard og/eller lavere kapasitet enn det som gjelder for nye anlegg i transmisjonsnett. Disse må etter hvert erstattes med nye anlegg. Det er mange gamle 300 kV ledninger fra 1950-1970, Figur 4 viser hvilke ledninger og stasjoner som har behov for fornyelse eller ombygging fram mot 2040. Vurderingene som er vist her bygger dels på konkrete tilstandsvurderinger og dels på alderskriterier.

Spenningsoppgradering er rimeligere og gir mindre naturinngrep enn nybygging. Gjenbruk av dagens arealer for spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV krever imidlertid utkoblinger av anlegg. Disse må i stor grad gjøres sommerstid (mai-okt), og ombygging kan derfor ta mer tid enn nybygging. Det vil få betydning for rekkefølgen på prosjektene og hvor raskt omleggingen kan skje.



Viktige fornyelser i området som er gjennomført og under planlegging:

- Nye kabler Smestad-Sogn idriftsatt i 2022, og de gamle er tatt ut av drift
- Nye Hamang er idriftsatt i 2024
- Stasjonsfornyelser i Smestad og Sogn er ferdigstilt
- Stasjonsfornyelser og økt transformeringskapasitet i Frogner og Hasle er startet
- Nye Røykås stasjon er startet og levetidsforlengelse av dagens Røykås må gjøres i mellomtiden
- Fornyelse av betongmastledningen Ulven-Fåberg som er fra 1950-tallet er startet
- Kablene Sogn-Ulven fornyes innen 2029, koordinert med ny stasjon i Ulven

1.3 Dagens nett er høyt utnyttet

Nettkapasiteten inn til området er høyt utnyttet

Transmisjonsnettet må ha kapasitet til å forsyne forbruket når det er på sitt høyeste. I dette området er det særlig vanskelig å beregne hvor mye kapasitet vi har i nettet til å forsyne forbruk. Først og fremst er det et underskuddsområde, det vil si at forsyningen er avhengig av transportkanalene inn til området. Faktisk kapasitet på disse transportkanalene vil variere med hvordan forbruk og produksjon både i og utenfor området varierer. Siden det også er flere transportkanaler inn som flyten kan fordele seg på, blir det i sum veldig mange avhengigheter og utfallsrom for slike kapasitetsvurderinger.

I perioder med høyt forbruk forsynes mesteparten av forbruket fra de store vannkraftverkene i Hallingdal, på Sørlandet, Vestlandet og i Telemark. Under slike forutsetninger kan transmisjonsnettet sammen med produksjonen i området forsyne et forbruk på ca. 6300-6800 MW i området innenfor N-1, det vil si at feil på en komponent ikke fører til mørklegging av kunder. Vi kaller dette for den dimensjonerende effektsituasjonen for området. Kapasiteten er beregnet for en situasjon der størsteparten av forbruket forsynes fra prisområdene NO5 og NO2, mens utvekslingen med Innlandet og Sverige er ytterst begrenset. Mer kraftflyt fra Innlandet og Sverige vil øke mengden forbruk vi kan forsyne, mens mer flyt til disse områdene vil redusere det. Det relativt store intervallet forklares av usikkerhet knyttet til fordeling av kraftflyten, produksjon i området, bruk av systemvern, reaktiv balanse, mm. Det er i første omgang handelskapasiteten inn til området fra prisområde NO2 og NO5, og deretter ledningen mellom Hamang og Bærum som setter denne begrensningen.

Vi forventer at forbruket i området kan komme opp i ca. 6000 MW hvis en skikkelig kald vinter skulle inntreffe⁵. Høyeste målte forbruk i området er lavere, ca. 5 500 MW. Vi har reservert kapasitet til ca. 300 MW nytt forbruk i dagens og planlagt nett (per september 2024) som skal knytte seg til i løpet av de kommende årene.

Det er lite ledig transformeringskapasitet i flere stasjoner i området i dagens nett

I tillegg til tilstrekkelig kapasitet i ledningsnettet må også transformeringskapasiteten mellom transmisjons- og regionalnett vurderes før nytt forbruk kan knyttes til i regionalnettet. Regionalnettet til Elvia, og hvordan det kobles med Statnetts transformatorer i drift, avgjør hvor mye forbruk som vil belaste de ulike stasjonene i transmisjonsnettet. Dette betyr at vi må se samlet på transformeringskapasitet og regionalnettet ved vurdering av ytterligere tilknytning i området. Vi har gjort oppdaterte vurderinger av dette, og vil reservere ytterligere kapasitet til nytt forbruk i planlagt nett utover høsten.

Vi har utfordringer i driften i området i dag

I sommerperioden (med lettlast) er det flere forhold i kombinasjon som bidrar til driftsutfordringer. Høye utetemperaturer (25-30 °C) gir lavere nettkapasitet. Perioden april-oktober er revisjons-sesongen hvor anlegg tas ut for vedlikehold, noe som gir større press på gjenværende anlegg. Videre er det transitt gjennom området (fra Vestlandet via Hallingdal, fra Midt-Norge gjennom Gudbrandsdalen samt ny produksjon i Innlandet) til Sørlandet (NO2) og Sverige (SE3). Dette gjør at nettet er veldig høyt utnyttet og sårbart for feil.

Videre er det utfordringer med overskridelser av spenningsgrenser i transmisjonsnettet ved lettlast om sommeren (typisk natt mai – september). Kombinasjonen av mye kabler og lite lokal produksjon gjør det utfordrende å overholde spenningsgrenser i Oslo. Havari eller annen utilgjengelighet av viktige reaktive komponenter vil kunne medføre spenningsoverskridelser om sommeren. Vi jobber med å kartlegge hvilke reaktive komponenter som er nødvendig for å overholde spenningsgrenser for de ulike utbyggingstrinnene i områdeplanen.

I vinterperioden (med tunglast) er det i perioder stor import vestfra, både gjennom Hallingdal og fra Sørlandet, samtidig som det er transitt til Sverige. Ved høye kraftoverføringer om vinteren er det nødvendig med kondensatorbatteri for spenningsstøtte etter utfall, for å unngå lave systemspenninger.

Frem til 2029 er det periodevis begrenset med kapasitet til å transportere kraftoverskudd fra Vestlandet/Midt-Norge gjennom Østlandet til Sørlandet/Sverige i lettlastperioden på grunn av

⁵ Temperatur på minus 18°C flere dager i strekk som forventes å inntreffe ca. hvert 10. år.

nettbegrensninger. Oppgradering til 420 kV mellom Eiker og Tønsberg i 2029 vil hjelpe. Flytbasert markedskobling fra oktober 2024 forventes å bidra positivt til bedre nettutnyttelse, og vil blant annet kunne bidra til økt import fra Sverige. Samtidig vil økt import fra Sverige kunne gi mer transitt gjennom Østlandet til Sørlandet (via Rød-Hasle) i lettlast.

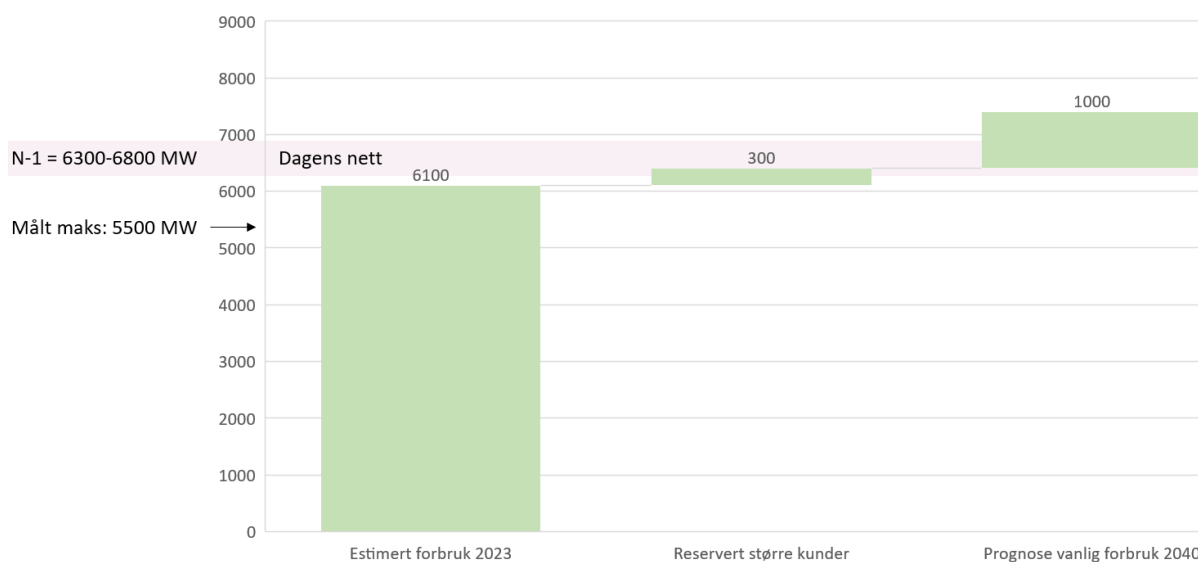
2 Aldrende anlegg og økt forbruk gir behov for nettførsterkninger

2.1 Vi må fornye mange eksisterende anlegg for å ivareta forsyningssikkerheten

Deler av nettet i området nærmer seg endt levetid, og vi vil erstatte dette med nye 420 kV-anlegg. Når spenningen i Stor-Oslo heves til 420 kV vil vi få et sterkt transmisjonsnett i området, og forsyningssikkerheten i området blir ivaretatt. For å kunne heve spenningen er det mange enkeltprosjekter som må være gjennomført. I et område må både stasjoner og ledninger være bygget for 420 kV før spenningen kan heves. I dette området er det tett mellom stasjonene, og derfor mange anlegg som må klargjøres for 420 kV. Nettet er høyt utnyttet – vi må oppgradere eksisterende nett for å fortsatt ivareta forsyningssikkerheten for eksisterende kunder.

2.2 Vi setter av kapasitet til vanlig forbruk – effektprognoser viser vekst

Området er en storbyregion hvor befolkningsvekst og økt elektrifisering gir behov for å øke kapasiteten i nettet. De siste 15 årene har effektbehovet til vanlig forbruk blitt redusert, til tross for stor befolkningsvekst og elektrifisering av transport. Fremover forventer vi et økt effektbehov knyttet til vanlig forbruk, herunder elektrifisering av transport, og vil holde av kapasitet i nettet til forsyning av vekst til disse formålene. Med vanlig forbruk mener Statnett husholdninger, hytter og mindre næringsvirksomhet med en samlet avtalt effekt i tilknytningspunktet på mindre enn 5 MW og med et energiforbruk under 20 GWh/år. Forbruket relatert til bygg, spesifikt elforbruk og forbruk til oppvarming, forventer vi holder seg ganske stabilt fremover. Dette skyldes at økningen i befolkningsvekst nøytraliseres av mer effektive bygg, demografi og urbanisering. Derimot forventer vi et økt forbruk knyttet til elektrifisering av transport og eksisterende industri.



Figur 5 Dagens forbruk og forventet økning frem til 2040 basert på Statnetts effektprognoser fra 2023. Dagens forbruk er estimert og inkluderer temperaturkorrigering. Faktisk målt makseffekt i området er estimert til 5500 MW. Prognosen til 2040 er i hovedsak vanlig forbruk. Figuren viser også eksemplet på N-1 kapasitet beskrevet i avsnitt 1.3.

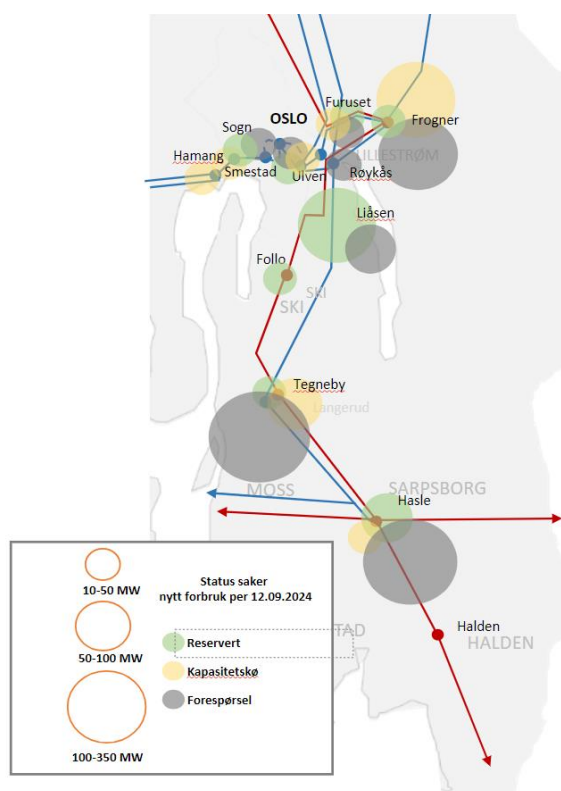
2.3 Stor forbruksvekst kan gjøre området til et høyprisområde

Økt forbruk i dette området må forsynes utenfra gitt at det ikke kommer tilsvarende mengde ny produksjon som kan bidra i timene med høyest forbruk. Dette vil øke kraftflyten inn til området og gi økte flaskehals og høyere kraftpris. En stor økning i forbruket uten at det kommer ny produksjon kan gi høy strømpris og økt risiko for effektknapphet i perioder med lave temperaturer og høyt forbruk i området. Dette er beskrevet nærmere i egen rapport⁶. Analysen viser at begrensningene ikke er knyttet til nett, men tilgang på produksjon for å dekke forbruket. Vi vil derfor i første omgang åpne opp for nye reservasjoner på inntil 1500 MW i Østlandsområdet ut over det som allerede er reservert i dagens og planlagt nett.

En viktig forutsetning er at det er plass i nettet der kunden vil knytte seg til. En stor forbruksøkning på Østlandet uten at det kommer ny produksjon, vil føre til knapphet på energi, og høyere kraftpriser i Sør-Norge enn i våre naboland. Vi mener derfor det er lite sannsynlig med så stor forbruksvekst uten at det også kommer ny produksjon.

2.4 Planer om stort, nytt forbruk i området – flere tilknytningssaker

Området er attraktivt for etablering av datasentre og annen større industri, med blant annet nærhet til store byer og kompetansmiljø. Statnett og Elvia har til sammen fått forespørsler om tilknytning av ca. 1350 MW nytt forbruk, hvorav drøye 300 MW har kommet langt nok i sin prosjektutvikling til å kunne bestille kapasitet. Dette tilsvarer sakene i "kapasitetskø" i figur 6.



Figur 6 Kart med tilknytningssaker for bruk per september 2024, fordelt på størrelse, status og lokasjon.

Nå som vi har avklart problemstillingen knyttet til stor forbruksvekst på hele Østlandet, som beskrevet i kapittel 2.3., har vi jobbet videre med driftsmessig forsvarlig-analyser mer lokalt. Vi har vurdert at vi kan reservere om lag 500 MW nytt forbruk lokalt i planlagt nett i Oslo, Akershus

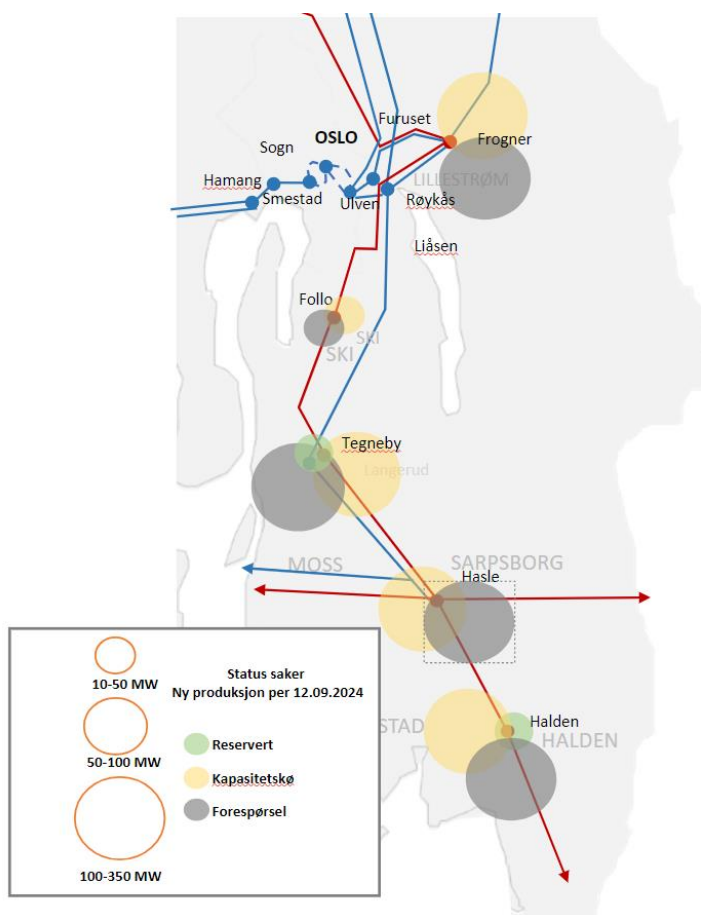
⁶ Se "Høy forbruksvekst på Østlandet i 2024-nettet – Analyserapport oktober 2024"

og Østfold, etter at vi har oppgradert transformeringskapasiteten i flere stasjoner i området. Vi vil reservere denne kapasiteten til nye kunder utover høsten. Det kan også bli aktuelt å tilknytte nye kunder med vilkår om utkobling.

2.5 Planer om økt produksjon – men i hovedsak lite vintereffekt

Vi opplever nå stor interesse for å etablere ny produksjon i området og jobber kontinuerlig med tiltak for å tilrettelegge for kortere ledetider for tilknytning av ny produksjon. Nylig besluttet vi at produksjonssaker med installert effekt under 5 MW kan knyttes til nettet uten avklaring hos Statnett. Det betyr i praksis at vi på forhånd har vurdert disse sakene som driftsmessig forsvarlig å tilknytte transmisionsnettet. Figur 8 viser status for tilknytningsaker over 5 MW i området. Ca 75 % av dette er solkraft, men vi ser også elvekraft- og vindforespørsler. I Østfold har vi reservert kapasitet til to nye solkraftanlegg.

Over 1200 MW fordelt på 23 unike prosjekter er vurdert som modne bestillinger, det vil si at de vil kunne få reservere i dagens eller planlagt nett hvis vi finner ut av at det er kapasitet. Disse er enten plassert i kapasitetskø eller er til behandling. I tillegg har vi mottatt forespørsler på over 900 MW fordelt på 25 ulike prosjekter.



Figur 7 Kart - geografisk fordeling av tilknytningsaker produksjon og status.

Vi vurderer nå om det er mulig å knytte til de modne produksjonsprosjektene. Økt produksjon vil være gunstig, men for å muliggjøre mer forbruk må den være tilgjengelig i vinterperiodene med høyest forbruk. De produksjonsprosjektene som har bestilt kapasitet, mater strøm inn på nettet hovedsakelig i sommerhalvåret, når forbruket er lavt og eksisterende elvekraft i området produserer, se også Figur 2 i kapittel 1. Vår foreløpige vurdering er at vi har god kapasitet til

ny produksjon på stasjonsnivå, men vi ser en del begrensinger på ledningsnivå som oppstår om sommeren når store mengder produksjon flyter inn til og gjennom området. Dette skyldes også at kapasiteten i nettet er lavere om sommeren på grunn av utetemperatur og at mange anleggsdeler er utkoblet på grunn av ombygginger og vedlikehold. I målnettet vil vi ha mer kapasitet til produksjon. Det kan bli aktuelt med tilknytning med vilkår om utkobling for produksjonsprosjekter i perioden frem til vi har forsterket nettet.

2.6 Kraftmarkedet og handelskapasitet gir føringer for nettutviklingen

Området utgjør en viktig transportvei for utveksling av kraft mellom flere prisområder, inklusive SE3 i Sverige. Forhold utenfor området påvirker dermed kraftflyt og nettbegrensninger i området. Ny kraftproduksjon i Sør-Norge (herunder offshore vindkraft), ny kraftproduksjon nord for Oslo og i Sverige, samt utfasing av svensk kjernekraft er eksempler som vil bidra til endringer i kraftflyt de kommende årene. Dette påvirker spesielt flyten mellom Norge og Sverige, vest-øst via Telemark og nordover mot Gudbrandsdalen.

I de nærmeste ti årene forventer vi oss flere timer med flaskehals og større prisforskjeller mellom Østlandet og Sverige enn tidligere. Svenska kraftnät er i gang med tiltak som på sikt vil redusere de interne begrensningene i Sverige.

Behov for forsterkninger av kapasiteten inn til området og gjennom området, vil avhenge av den framtidige utviklingen og må ses i sammenheng over flere områder. Forbruksvekst innenfor området vil, uavhengig øvrig nettutvikling, påvirke hvor mye effekt som kan transporteres gjennom området. I rapporten *Analyse av transportkanaler 2023-2050* peker vi på at det vil være gunstig å forsterke kapasiteten mellom Kristiansand og Oslo med bakgrunn i både økt kraftflyt og økt forbruk.

2.7 Planer i regionalnettet om overgang til 132 kV

Elvia har en overordnet strategi om oppgradering av eksisterende 50 og 66 kV nett til 132 kV, men det vil variere hvor raskt man kommer over på 132 kV i området. Oppgraderingen utløses i hovedsak av fornyelsesbehov og/eller tilknytning av nytt forbruk. Dette arbeidet koordineres for å sikre effektiv gjennomføring. Det er allerede 132 kV i regionalnettet i Oslo-området (Smestad, Sogn og Ulven), og under Hamang som forsyner Asker. Elvia planlegger fortsatt ombygging av stasjoner til 132 kV i Oslo.⁷ Det er også 132 kV fra Oslo ned til kraftstasjonene Solbergfoss og Kykkelsrud. I Østfold er det både 132 kV og 50 kV regionalnett under Hasle (Fredrikstad, Sarpsborg, Råde og Moss). Det er her, samt under Frogner mot Gardemoen, hvor Elvia har de mest nærliggende planene for fortsatt oppgradering/utvidelse av 132 kV for å møte nye kraftbehov.

2.8 Behov for reaktiv kompensering må vurderes videre

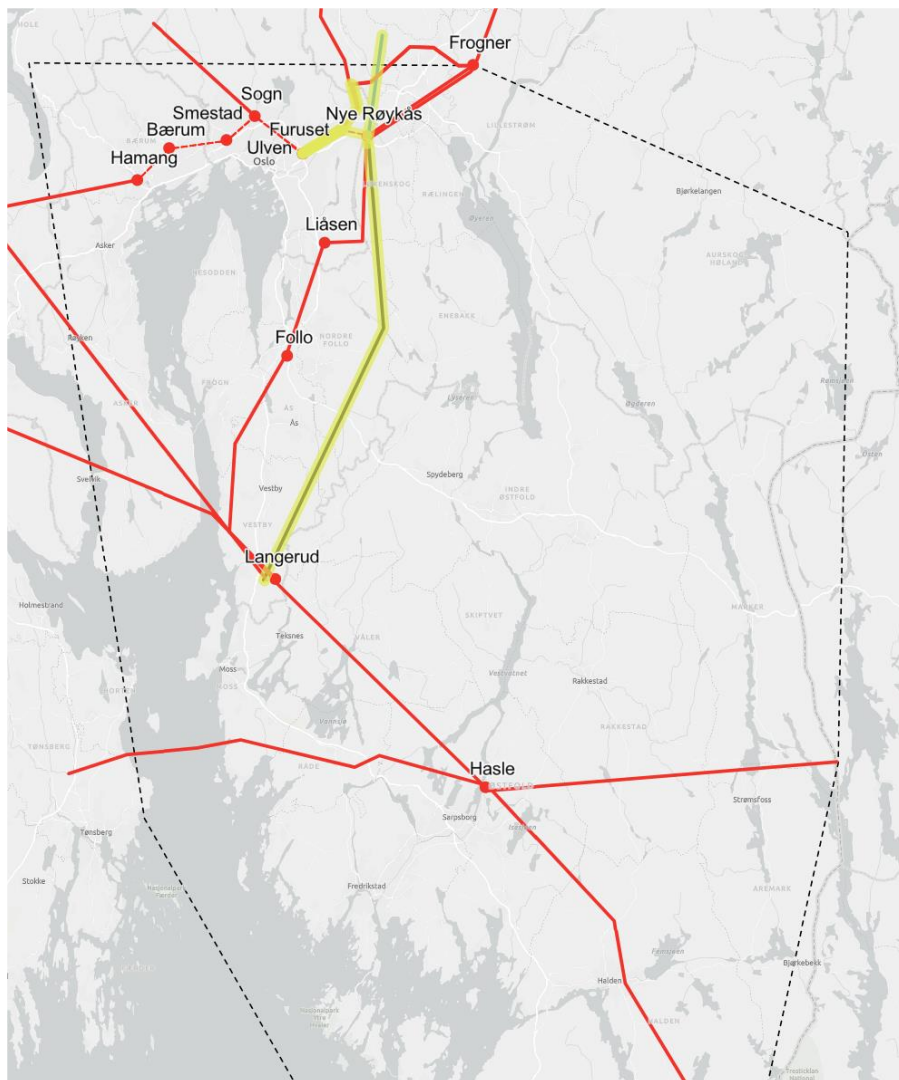
Vi planlegger for spenningsoppgradering fra 300 til 420 kV, som fører til et økt behov for reaktiv kompensering (primært reaktorer) for å unngå for høye spenninger. Kabling på 420 kV krever om lag 30-50 ganger mer kompensering enn en luftledning med samme overføringskapasitet, og omfang av kabling påvirker dermed kompenseringsbehovet. Behovet for reaktiv kompensering som følge av utviklingen i trinnene i målnettet er noe vi må analysere nærmere, herunder antallet reaktive komponenter og hvor vi bør plassere disse.

⁷ Basert på situasjonen i dag, er det Løren, Voksenlia, Røa, Lilleaker, Tøyen og Bryn som er de neste stasjonene som blir bygget om til 132 kV. Lillo blir bygget om i perioden 2021-2023.

3 Trinnvis plan for utvikling

I dette kapittelet viser vi målnett og den trinnvise utviklingen. Fremdrift og realisering av planlagte tiltak er avhengig av en rekke forhold som endringer i behov, kapasitet i leverandørmarkedet og nødvendig myndighetsgodkjenning (konsesjon). Statnett jobber kontinuerlig med tiltak for å redusere ledetiden i prosjektene.

3.1 Målnett kan stå ferdig i 2040



Figur 8 Transmisjonsnett slik vi sikter mot å utvikle det, gitt kjent og forventet utvikling i produksjon og forbruk. Dette målnett kan tidligst stå ferdig ca. 2040. For noen steder må den endelige løsningen for målnett modnes mer.

Målnett består av et transmisjonsnett på 420 kV i hele området, med 132 kV-transformering mot regionalnettet, se Figur 8.

- Vi går fra 300kV til 420 kV i stasjonene som forsyner Oslo – fra Sylling til Frogner
- Vi etablerer en ny stasjon i området - Liåsen
- Vi har forsterket flere transportkanaler *inn til* området – fra Hallingdal, Lillehammer og inn til Østfold fra Eiker

- Vi har økt transformeringskapasitet i viktige stasjoner – både i Østfold og i Oslo-området

Spenningsoppgradering fra 300 kV til 420 kV gir økt kapasitet, redusert arealbruk og bedret forsyningssikkerhet. Forsterkningene inn til og i området er en del av de seks prioriterte nettutviklingsområdene som ble fremhevet i systemutviklingsplanen i 2023.

Vi forventer imidlertid at det blir behov for ytterligere en 420 kV forbindelse inn til området på sikt, og muligens en ny stasjon i Østfoldområdet – dette blir en del av det videre utredningsarbeidet i området. I illustrasjonen av målnettets har vi valgt å markere eksisterende ledninger som vi ikke har konkrete planer om å oppgradere som uavklarte. Det kan bli aktuelt å beholde noen av disse ledningene i transmisjonsnettet, det vil si å erstatte dem med 420 kV på sikt – men det er for tidlig å si noe konkret om dette nå. Hvis vi uansett må ha en ledning til inn til Oslo-området vil gjenbruk av eksisterende traseer være aktuelt. Alternativet for noen av dem blir å beholde dem og inkludere dem i regionalnettet med drift på 132 kV.

Dette gjelder i hovedsak:

- om vi trenger en eller to 420 kV ledninger mellom Sylling og Hamang på lang sikt
- utforming av 420 kV løsning nordøst for Ulven– inkludert ledningene nordfra og sørover mot Tegneby
- om vi trenger en eller to 420 kV ledninger fra Ringerike inn mot Sogn

Vi har ikke noen konkrete planer for økt kapasitet mot Sverige fra Østlandet, men kan ikke utelukke at det kan bli aktuelt på sikt. Dette må sees i sammenheng med øvrige flaskehals internt i både det norske og svenske nettet, og vurderes sammen med Svenska kraftnät. Vi ser i første omgang behov for å sikre at kapasiteten på eksisterende forbindelse blir bedre utnyttet.

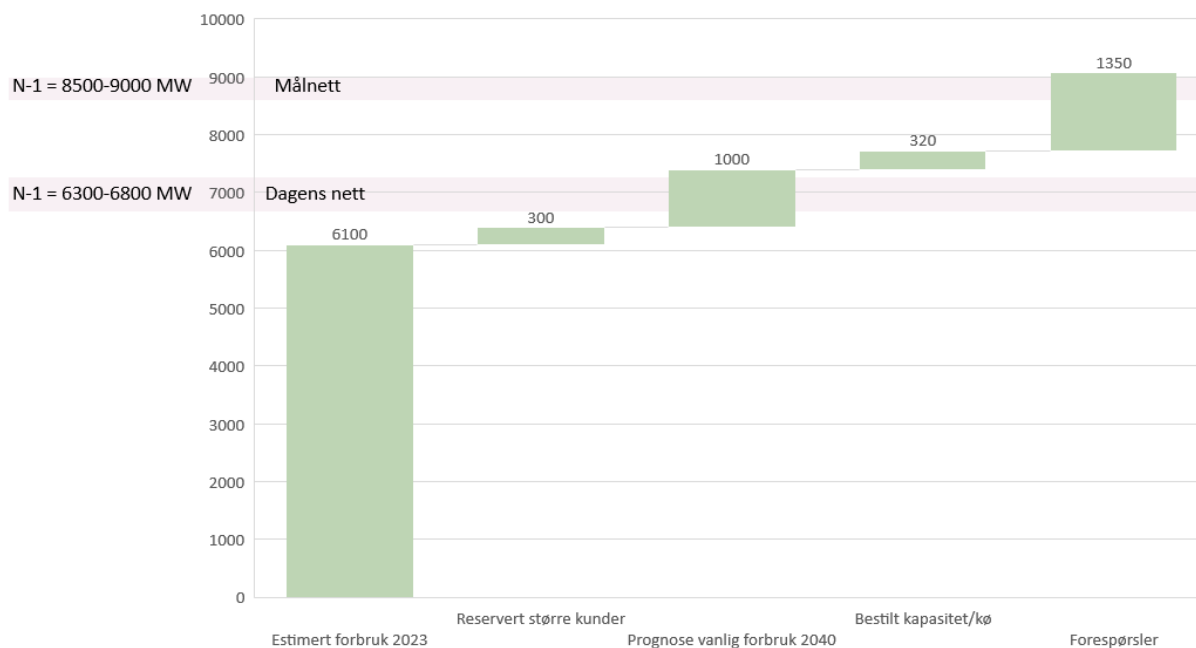
3.2 Målnettets øker N-1-kapasiteten betydelig

Målnettets øker kapasiteten i transmisjonsnettet vesentlig. Figur 10 viser hvor mye forbruk vi forventer å kunne forsyne innenfor N-1 før, og etter at vi har gjennomført tiltak for å øke kapasiteten inn til området. Internt i området gir målnettets en vesentlig forsterkning av N-1 kapasiteten, nok til å forsyne ca. 8500- 9000 MW forbruk lokalt, gitt dimensjonerende effektsituasjon beskrevet i kapittel 1.3.

Målnettets gir oss et sterkere nett ved at vi kan håndtere flere kombinasjoner av utfall (N-1-1), for et høyere forbruksnivå. I målnettets kan vi gjenopprette alt forbruk inntil et nivå på ca. 6000-6500 MW. Nivået er avhengig av tidspunkt og valg av løsning. For å øke dette nivået blir det behov for ytterligere en forbindelse inn til Oslo-området – utover det som er konkretisert i målnettets. En slik nettforsterkning vil øke nivået til 7000-8000 MW⁸.

Hva som er kapasitet tilgjengelig for kunder avhenger av driftsforhold, grad av forsyningssikkerhet, forbruksmønster, bruk av vilkår om forbruksbegrensning og systemansvarliges virkemidler. Det avhenger også av utviklingen av både nett, produksjon og forbruk utenfor denne regionen. Hensynet til driftssikkerhet ved nødvendige driftsstanser for oppgradering av gjenstående 300 kV nett til 420 kV vil også ha en vesentlig betydning. Kapasiteten i figuren forutsetter også tiltak utenfor området, slik som forsterkning i transportkanalen inn til NO1 fra vest.

⁸ I forrige områdeplan vurderte vi denne kapasiteten til 8500 MW. Etter oppdaterte analyser med større fokus på spenningsutfordringer har vi nedjustert dette.

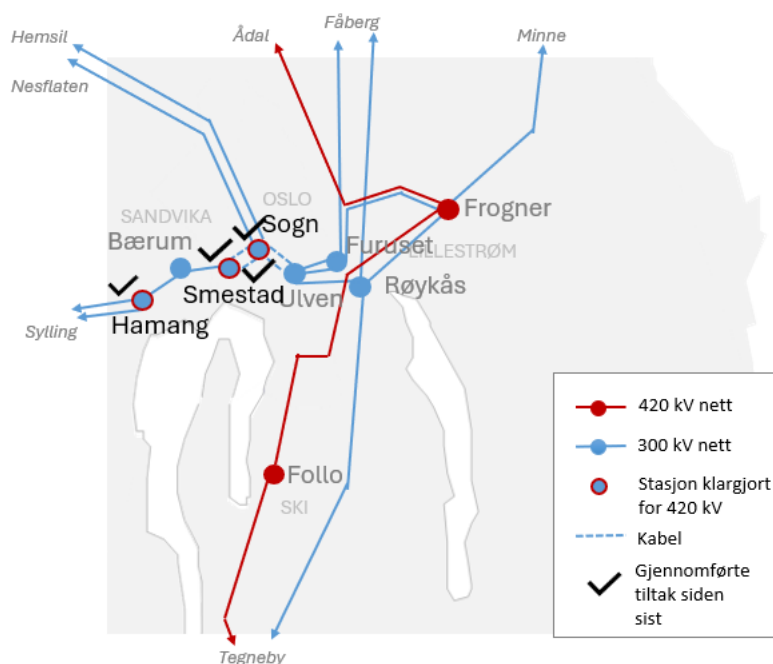


Figur 9 Grafen viser N-1-kapasitet for området, prognose vanlig forbruk og mottatte forespørsler og bestillinger om tilknytning fra kunder med prosjekter over 5 MW. Dette angir hvor mye forbruk som kan forsynes innenfor N-1 i området, og er ikke det samme som kapasitet tilgjengelig for kunder.

3.3 Vi har kommet videre med realisering av målnettet de to siste årene

Statnett er i gang med å fornye og oppgradere strømmettet i området, og har de siste to årene idriftsatt, startet bygging og fått konsesjon på flere tiltak.

Nylig har vi reinvestert og idriftsatt Hamang, Sogn og Smestad stasjoner, som alle er klargjort for 420 kV, men driftes på 300 kV. Stasjonene hadde nådd sin tekniske levetid, og det var behov for å reinvestere anleggene for å opprettholde forsyningsikkerheten. I tillegg er det satt inn ytterligere transformeringsskapasitet i stasjonene for å møte forventet økning i strømforbruk i området. Videre har vi satt i drift ny kabel mellom Smestad og Sogn og er i gang med å grave tunnel for ny kabel mellom Sogn og Ulven. Det var behov for å reinvestere eksisterende kabler da de har nådd teknisk levetid.



Figur 10 Kart med dagens nett i Oslo-området og gjennomførte tiltak de siste to årene

Vi har fått konsesjon til å erstatte dagens aldrende stasjon på Ulven og i Langerud (Nye Tegneby). Dette er viktig for å opprettholde forsyningsikkerheten. Videre har vi fått konsesjon til å utvide Frogner stasjon og bygge ny stasjon på Liåsen i Oslo sør. Begge disse tiltakene er viktig for å kunne tilknytte mer forbruk, men også for å sikre forsyningsikkerheten.

3.4 Flexibilitet, fjernvarme og ENØK er viktig

Oslo, Akershus og Østfold er et underskuddsområde. I tiden frem til målnett er på plass, kan driften av systemet bli krevende. Dette skyldes både at vi har et høyt utnyttet nett i dag, men også at vi skal bygge mye nytt nett, og dette medfører behov for utkoblinger av deler av nettet i byggeperioden. Både ENØK og fjernvarme bidrar til å gjøre oss mindre sårbare i dette området. Fjernvarme kan bidra til lavere effekttopper og mer plass i kraftnettet, avhengig av hvilke energibærere fjernvarmeprodusentene benytter som grunnlast og i topplasttiden. Fjernvarme er mest utbygd i Oslo og andre byer i området, hvor de kan gi avlastning på kalde dager i områder der denne fleksibiliteten er tiltrengt. Fjernvarmeaktører kan tilby fleksibilitet i spisslasttimer, i tilfeller der de kan bytte mellom brensler, f.eks. bioljekjeler, el-kjeler, varmetanker.

For store deler av området vil nytt forbruk og ny produksjon møte lokale begrensninger deler av året. Sammen med Elvia og Norgesnett ser vi på muligheter for å tilknytte nytt, større forbruk før vi har nettiltak på plass, ved å tilby tilknytning på særskilte vilkår for å håndtere begrensningene. I enkelte tilfeller forventer vi også å måtte drifte nettet med lavere leveringssikkerhet enn i dag. Dette betyr økt risiko for at kunder vil oppleve avbrudd i strømforsyningen.

Statnetts kraftmarkedsanalyser viser større variasjoner i kraftpriser for området, både mellom sesonger og innenfor døgnet. Lønnsomheten av fleksibelt forbruk, batterier og regulerbar produksjon vil da øke. Mer fleksibelt forbruk og produksjon vil også bidra til jevnere priser i området.

Statnett håndterer ubalanser og lokale flaskehalser ved hjelp av reservemarkedene. Det er i dag få aktører i området som deltar. Vi ser et økende behov for slike reserver for Østlandet, og vi vil arbeide for at flere aktører deltar.

3.5 Trinn 1 – Prosjekter vi forventer ferdigstilt innen 2030

Trinn 1 inkluderer all pågående utbyggingsaktivitet, samt de konsesjonssøkte tiltakene som er planlagt ferdigstilt før 2030. Tiltakene reduserer risikoen for svekket leveringspålitelighet ved at gamle anlegg fornyes og gir noe økt transformeringskapasitet til elektrifisering og vekst i alminnelig forbruk. Oppgraderingene i Oslo er helt sentrale for å senere få realisert den nødvendige spenningshevingen til 420 kV (se trinn 3).

Vi bygger følgende anlegg:

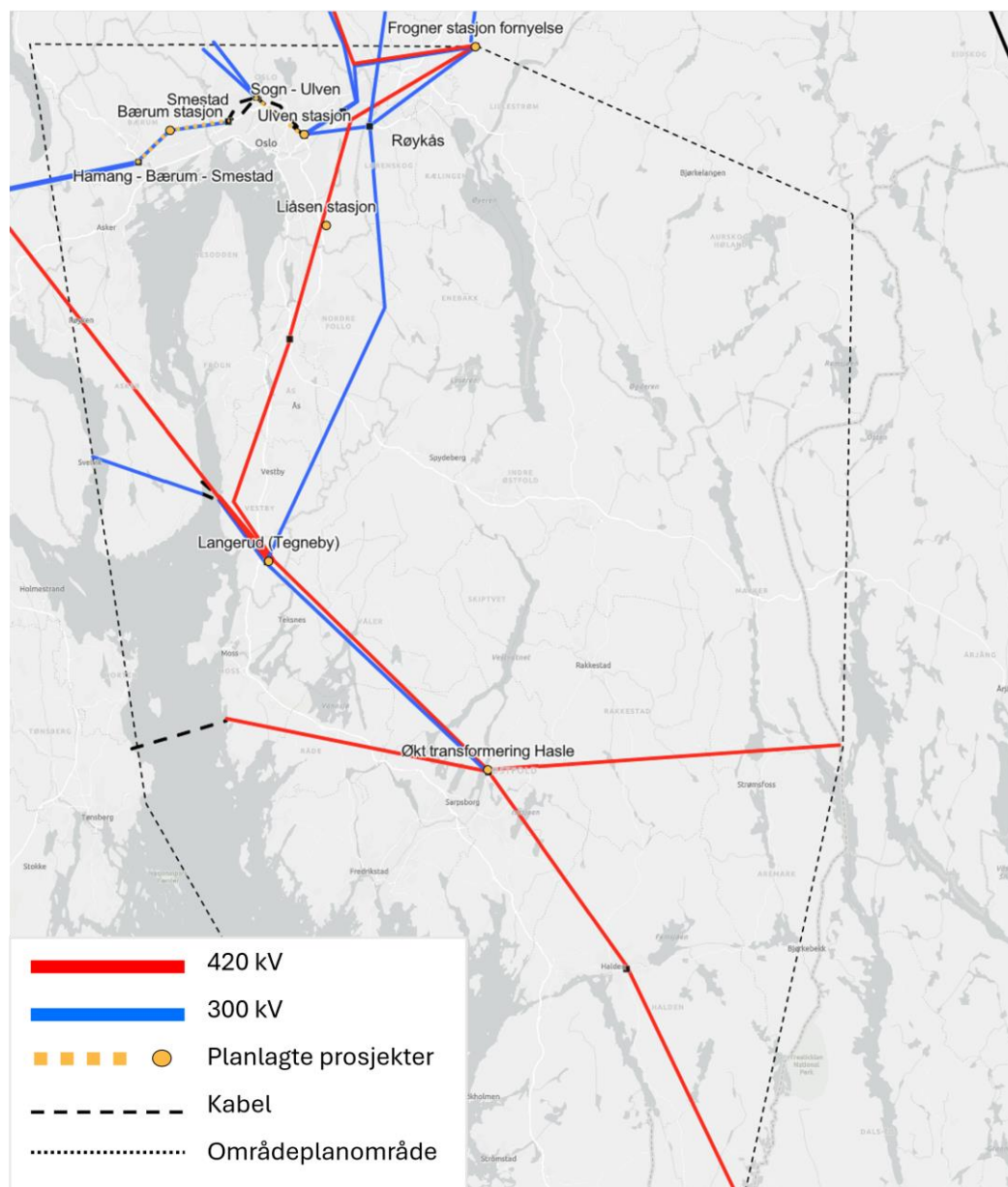
- **Sogn-Ulven:** Vi er i gang med å bygge tunnel for ny kabel mellom Sogn og Ulven. Det er behov for å reinvestere eksisterende kabler da de har nådd teknisk levetid.
- **Frogner stasjon:** Vi fornyer og utvider stasjonen – dette gir økt transformeringskapasitet.
- **Langerud stasjon:** Ny koblingstasjon på Langerud erstatter 420 kV-anlegget på Tegneby, som må reinvesteres på grunn av tilstand og alder. Anlegget er utsatt for feil, og konsekvensene av feil kan bli store på grunn av usikker tilgang på reservedeler (gammelt SF6-anlegg).
- **Liåsen stasjon:** Ny Liåsen stasjon er viktig for strømforsyningen sør for Oslo, samt Follo. Stasjonen vil avlaste både Follo og Ulven, og i tillegg vil den legge til rette for økt forbruk.
-

Vi har fått konsesjon på følgende anlegg og vil starte bygging i løpet av de nærmeste årene:

- **Hamang-Bærum-Smestad:** Konsesjon på 420 kV kabel mottatt 2024. Tiltaket er viktig for å øke kapasiteten internt i området. Det legger til rette for økt kapasitet sammen med fremtidige netttiltak, men bidrar i seg selv også til sikrere drift og begrenser tiden med flaskehals mens vi venter på oppgraderinger i transportkanaler inn til området.

Vi er i gang med planlegging av følgende anlegg, og vil søke konsesjon i løpet av de neste to årene:

- **Bærum stasjon:** Utvidelse og forberedelse av stasjonen for 420 kV-drift.
- **Hasle:** Økt transformering utløst av forbruksvekst i området, samt fornyelser i deler av stasjonen.



Figur 11 Trinn 1 er pågående og konsesjonssøkte tiltak som planlegges ferdigstilt innen 2030

3.6 Trinn 2 – Prosjekter vi utreder som forventes ferdigstilt 2030-2035

Tiltakene i trinn 2 planlegges ferdigstilt i perioden 2030-2035. Tiltakene gir en forsterket kapasitet inn til området, og opprettholder og forbedrer forsynings sikkerheten ved å fornye anlegg, samt legge til rette for 420 kV drift i hele området. Tiltakene i trinn 2 gir også økt transformeringsskapasitet i Oslo Øst og Romerike ved at dagens Røykås erstattes av ny stasjon, som kobles til 420 kV Frogner-Follo (Frogner- nye Røykås-Liåsen-Follo). Prosjektutvikling av tiltakene i trinn 2 vil starte opp de nærmeste årene.

Fornyelse og klargjøring for 420 kV nordøst for Ulven

300 kV ledningene nordøst for Ulven stasjon og videre mot Furuset og Gjelleråsen må erstattes og gjøres klar for drift på 420 kV. Dette gir ikke økt kapasitet i seg selv, men fornyelsen av anleggene er nødvendig og en forutsetning for fremtidig 420 kV-drift og medfølgende økt kapasitet i området.

Områdene nordøst for Ulven mot Furuset og Gjelleråsen er bygg-, infrastruktur- og befolkningstett, noe som må hensyntas i nettutviklingen. Vi har gjennomført tidligfaseutredninger for området hvor vi har vurdert et kabelalternativ opp mot et luftledningsalternativ. Luftledningsalternativet innebærer reinvestering av dagens ledninger, mens kabelalternativet innebærer kabel i tunnel mellom Ulven, Furuset og Nye Røykås. I utredningen har vi vurdert prissatte og ikke-prissatte virkninger av luftledning og kabel. Nyttene ved kabling er i hovedsak knyttet til areal- og miljøvirkninger. Det er usikkerhet i verdsettelsen av areal- og miljøvirkninger, herunder verdien av å fjerne luftledning. Vi jobber nå videre med å konkretisere løsningsvalgene som skal meldes konsesjonsmyndighetene. Statnett planlegger å sende melding for strekningen fra Gran til Ulven på ny ledning Lillehammer-Oslo før sommeren 2025. Løsningen for Oslo Øst inngår i denne, og inkluderer hva som skal skje med både eksisterende ledninger og nye ledninger i eksisterende traseer.

For ledningene Frogner-Røykås og deler av Furuset-Frogner⁹ er det mulig å heve spenningen til 420 kV ved mindre tiltak på eksisterende ledninger. Videre vil målnett og drift på 420 kV gjøre det mulig på sikt å sanere 300 kV-ledningen som i dag går mellom Ulven og Røykås. Dette kan først skje når hele nettet fra Sylling til Frogner driftes på 420 kV.

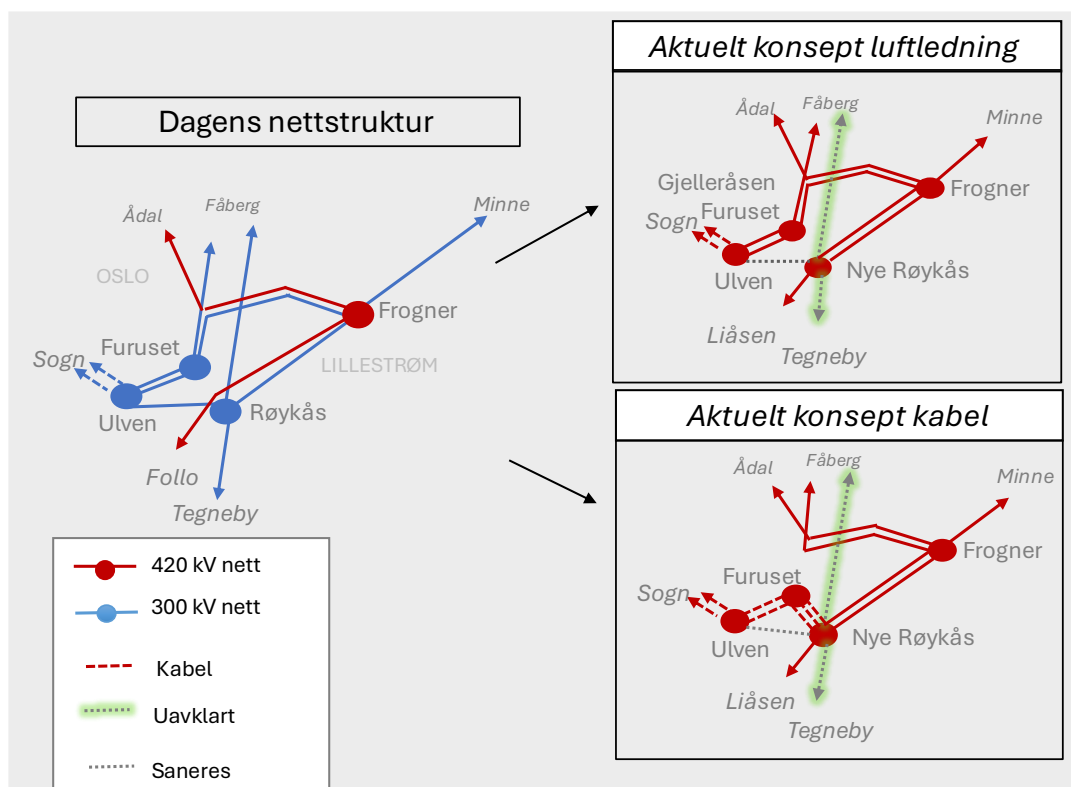
Fornyelse i Røykås, samt tiltak på Frogner-Røykås og Røykås-Tegneby

Fornyelse av Røykås stasjon, ved å etablere en ny stasjon, vil redusere risikoen for svekket forsyningssikkerhet og gi økt transformeringskapasitet for tilknytning av forbruk i underliggende nett i området. Det kan også være nødvendig med vedlikehold av dagens stasjon, da vi ser behov for å beholde 300 kV-anlegget i Røykås frem til vi har hevet spenningen i Oslo til 420 kV. 300 kV Frogner-Røykås blir knyttet til Nye Røykås, i stedet for Røykås. Denne må oppisoleres for og driftes på 420 kV og vil temperaturoppgraderes på sikt for økt kapasitet¹⁰. De tre andre 300 kV-ledningene inn til Røykås beholdes på 300 kV inntil spenningsheving i Oslo.

Furuset stasjon må fornyes og bygges om for å driftes på 420 kV. Tidspunktet for dette må tilpasses ombyggingen nordøst for Ulven i trinn 3, samt tidspunkt for spenningsheving til 420 kV.

⁹ Den delen av ledningen fra Frogner som går på samme dobbeltkurs som Ådal-Frogner

¹⁰ Dette kan gjøres i et tidligere trinn eller eventuelt også utsettes til neste trinn, men utsettelse kan føre til unødvendige tiltak i Røykås stasjon og tiltaket ligger derfor som utgangspunkt i dette trinn.



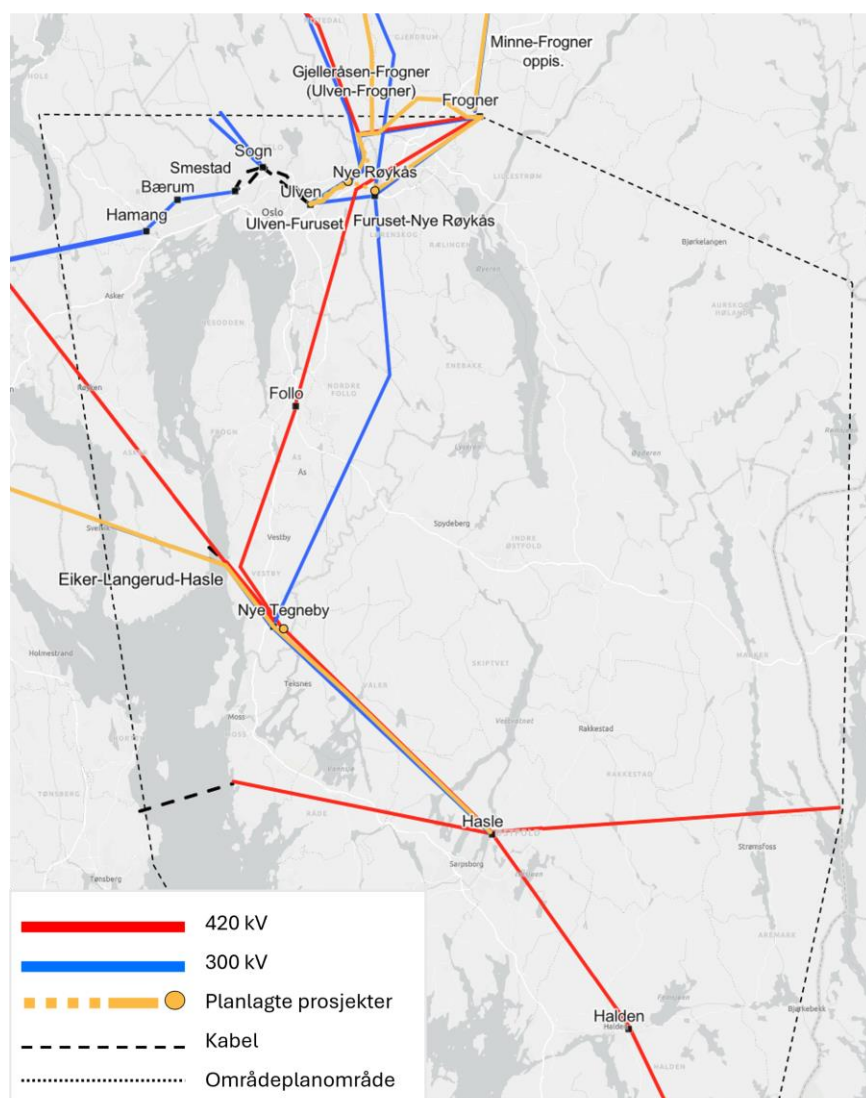
Figur 12 Illustrasjon av mulige konsepter for nettutviklingen i Oslo Øst.

420 kV Eiker-Langerud-Hasle erstatter gammel ledning og er viktig for økt kapasitet inn til området

Et stort tiltak i dette trinnet er å erstatte 300 kV-ledningen mellom Flesaker, Tegneby og videre til Hasle med en ny ledning på 420 kV. Den eksisterende ledningen er fra 1959 (Flesaker-Tegneby) og 1962 (Tegneby-Hasle). Alderen på ledningen tilsier fornyelse ca. 2030-2035, men dette avhenger av tilstanden. Ledningen har lav kapasitet, spesielt sommerstid, og begrenser i perioder flyten gjennom området. Fornyelsen gjør at ledningen sjeldnere utgjør en begrensning. Sammen med oppgraderinger utenfor denne områdeplanen vil fornyelsen gi en betydelig heving av kapasiteten mellom NO2 og NO1. Tiltak vestfra, blant annet i transportkanalen mellom NO2 og NO1, sammen med ny 420 kV Flesaker-Tegneby-Hasle kan øke handelskapasiteten mellom NO2 og NO1 med ca. 1000 MW (østover). Dagens kapasitet er ca. 3200-3600 MW.

Utvidelse Langerud stasjon

Langerud stasjon utvides for å kunne ta inn oppgraderte ledninger på 420 kV fra Eiker og videre til Hasle. Samtidig vil vi legge til rette for økt transformering ned mot regionalnettet og tilknytning av nye kunder. Systemløsning må utarbeides i samarbeid med Elvia og vil blant annet avhenge av forbruksplanene i området.

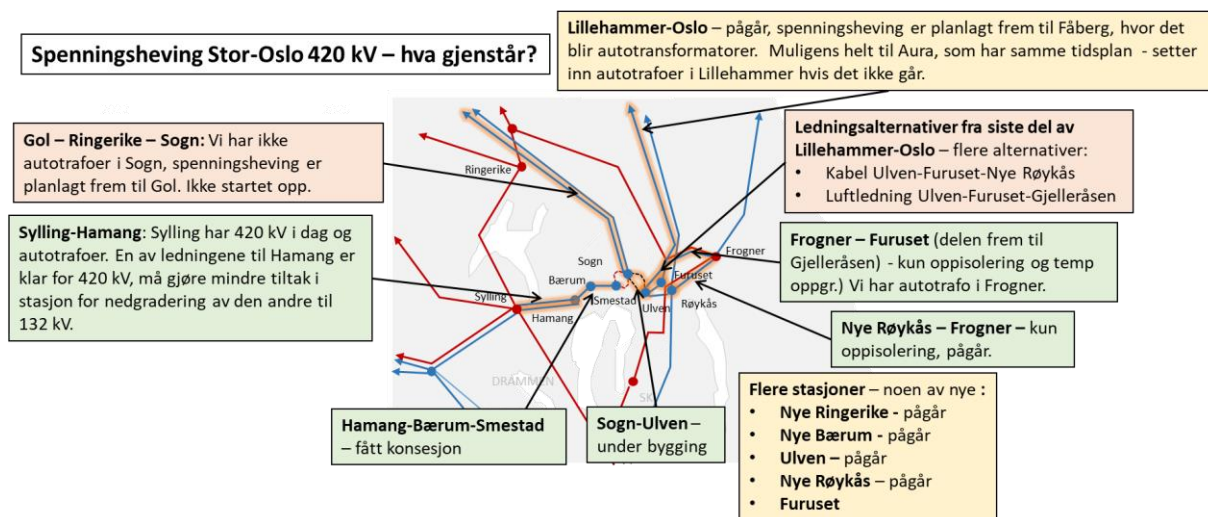


Figur 13 Kart som viser tiltakene i trinn 2 i Oslo, Akershus og Østfold

3.7 Trinn 3 – spenningsheving til 420 kV i hele området (2035-2040)

I trinn 3 gjennomføres selve spenningshevingen i Stor-Oslo. Dette vil gi et løft av kapasiteten internt i området og bidra til et mye sterkere transmisjonsnett. Selve omleggingen av driften fra 300 kV til 420 kV vil kreve omfattende planarbeid og vil detaljeres i fremtidige oppdaterte områdeplaner. Alle anlegg planlegges for å være ferdig bygget for 420 kV i 2035, for å ha tid til selve omleggingen til 420 kV innen 2040. Spenningshevingen omfatter et stort område og mange stasjoner, og avhenger også av at viktige ledningstiltak inn til området er ferdig. Furuset stasjon må fornyes og bygges om for å driftes på 420 kV. Tidspunktet for dette må tilpasses ombyggingen nordøst for Ulven i trinn 3, samt tidspunkt for spenningsheving til 420 kV.

Fornyeelse og oppgradering til 420 kV fra Hallingdal inn til Sogn inngår i områdeplanen for Hallingdal og Ringerike og vil beskrives nærmere der (Gol-Ringerike-Sogn). En viktig del av målnettets er å få koblet denne forbindelsen til 420 kV-ringens rundt Oslo siden det gir en sterkere transportvei inn i det sentrale Oslo. I tillegg forutsetter spenningshevingen 420 kV fra Lillehammer til Oslo, som er en del av områdeplan Innlandet, se figur 11.



Figur 14 Kart som viser hvilke anleggsdeler som forutsettes klare for 420 kV for å kunne heve spenningen til 420 kV, markert med lyserødt. Tiltak markert med * er en del av andre områdeplaner.

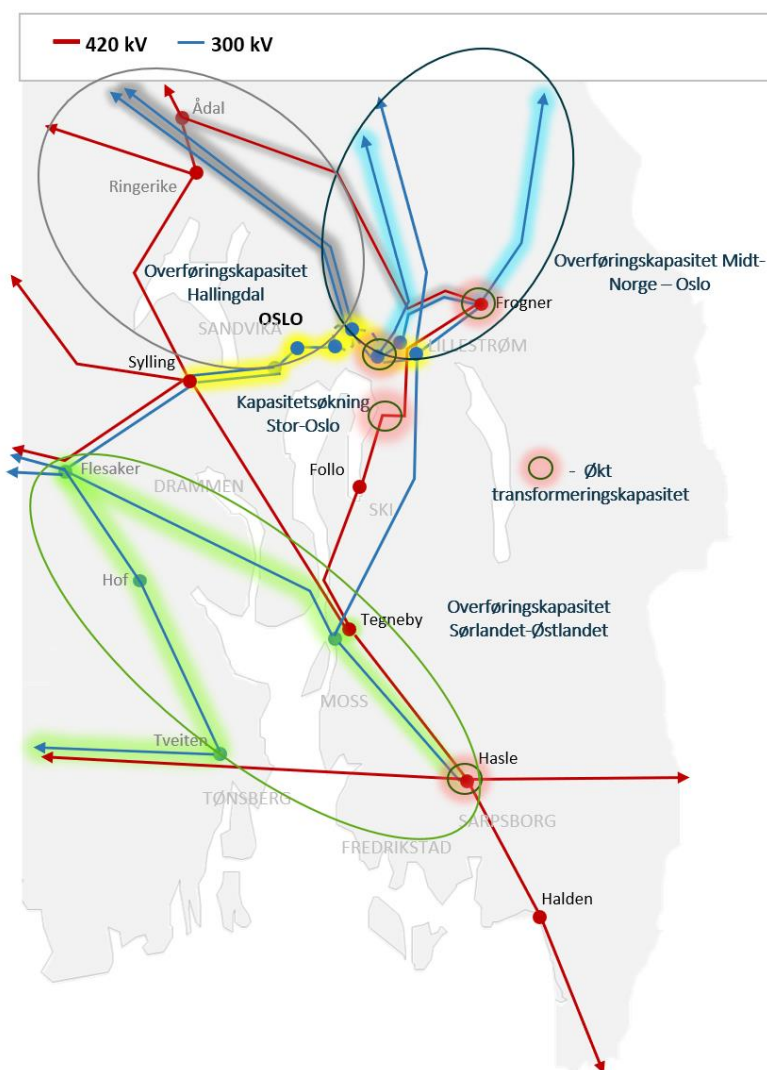
3.8 Trinn 4 – etter 2040: Fornyelser og økning av kapasitet

Vi har ingen konkrete planer om tiltak per nå. Vi ser at følgende tiltak kan bli aktuelle:

- **Ytterligere en 420 kV-forbindelse inn til Stor-Oslo:** Målnettets vil gjøre nettet inn til hovedstadsområdet betydelig sterkere, men for å gjøre nettet i stand til å tåle to feil samtidig trenger vi enda en forbindelse inn, som forklart i kapittel 3.2. Dette bør også sees i sammenheng med 420 kV ledningen Usta-Ådal-Frogner, hvor vi forventer et behov for reinvestering av i løpet av en 20-års periode, og mulig behov for å forsterke transportkanal mot Sverige.
- **Ny stasjon i Østfold:** Det blir behov for ny stasjon i Østfold hvis fremtidig forbruksvekst blir høyere enn det målnettets legger til rette for. Eventuell plassering er ikke avklart. Denne stasjonen kan også komme tidligere enn 2040 – dette kommer an på utviklingen i kundenes prosjekter, og hvor mye kapasitet vi vurderer at målnettets gir. Vi trenger sannsynligvis ny stasjon hvis forbruksveksten blir høyere enn 300 MW i Sarpsborg/Fredrikstad-området og 300-600 MW nær Moss. Merk at dette er eksempel tall for hvor mye kapasitet vi får fra transmisjonsnettet lokalt – det vil også kreve tiltak i Elvia sitt nett for å øke kapasiteten helt ut til kundene.
- **Ny Halden stasjon:** Dagens stasjon har arealbegrensninger, og ny stasjon er planlagt å stå ferdig i 2045. Stasjonen vil fremskyndes hvis behovet for økt transformeringskapasitet kommer tidligere. Per i dag har vi kun forespørsler om tilknytning av ny produksjon i Halden-området, og det er plass til mer produksjon i transmisjonsnettet.

4 Samfunnsmessig rasjonalitet

4.1 Tiltakene er delt opp i nyttepakker



Figur 15 Nyttepakker i målnettet

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

I del-kapitlene under redegjør vi først for oppdeling av nyttepakker i denne områdeplanen og hvilken nytte vi anslår at dette kan gi. Så tar vi for oss ulempene i form av investeringer og innvirkning på areal, miljø og klima. Til slutt presenterer vi en overordnet oppsummering.

4.2 Vi oppnår nytte ved økt kapasitet mellom regioner og tilknytning av forbruk

Kapasitetsøkning Stor-Oslo er fremskyndning av tiltak som er nødvendig for å spenningsoppgradere nettet i området til 420 kV drift. Nyttepakken gir et stort kapasitetsløft i

Stor-Oslo, som øker forsyningssikkerheten og muliggjør tilknytning av nytt forbruk og produksjon. I målnettets realiseres nytten om lag 20 år før nullalternativet.

Nyttepakken "Overføringskapasitet Sørlandet–Østlandet" er tiltak som øker overføringskapasiteten mellom Sør- og Østlandet. I denne områdeplanen innebærer dette forskuttert reinvestering av ledningene Flesaker-Tegneby-Hasle på 420kV. Resten av tiltakene i nyttepakken ligger i Områdeplan Telemark og Vestfold og Områdeplan Sør-Rogaland og Agder. Nyttepakken reduserer prisforskjellene mellom NO1 og NO2. Totalt gir tiltakene i nyttepakken omtrent 1000-1500 MW økt kapasitet mellom NO1 og NO2, og nye stasjoner gir økt transformeringskapasitet.

Nyttepakken "Overføringskapasitet Midt-Norge – Oslo" er fremskynding av tiltak som øker overføringskapasiteten mellom NO3 og NO1. I hovedsak ligger tiltakene i områdeplan Innlandet. Nyttepakken gir økt kapasitet mellom Midt-Norge og Oslo, noe som reduserer flaskehalsene og prisforskjellene mellom NO1 og NO3 tidligere enn ved nullalternativet. Tiltakene gjør også at vi kan tilknytte mer kraftproduksjon i Innlandet, sammenliknet med nullalternativet.

Nyttepakken "Overføringskapasitet Hallingdal" er fremskynding av tiltak som gir økt kapasitet mellom Hallingdal og Oslo. Nyttepakken gir reduserte flaskehals mellom NO1 og NO5 tidligere enn i nullalternativet. Tiltakene gir omtrent 200-600 MW økt kapasitet mellom NO5 og NO1.

Nyttepakken "Økt transformeringskapasitet" er tiltak hvor vi øker nedtransformeringskapasiteten i stasjoner. Tiltakene muliggjør tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon. Tiltakene er nødvendig for å oppfylle tilknytningsplikten.

Prosjektene som inngår i nyttepakkene, vises i tabellen under 4.5. I tillegg til nyttepakkene er det flere mindre fornyelses- og vedlikeholdsprosjekter som må gjøres for å opprettholde tilstand og drift i dagens anlegg, som ikke er inkludert i tabellen. Disse tiltakene inngår både i nullalternativet og målnettets da de vil gjennomføres uansett.

Nullalternativet innebærer en videreføring av dagens situasjon

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

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

4.3 Målnettets i 2045 har en samlet merkostnad på 2-7 mrd. NOK i nåverdi

Kostnadene ved alle planlagte tiltak i nyttepakkene er estimert til ca. 18-25 mrd. NOK, eller om lag 13-18 mrd. NOK på nåverdiform¹¹. De planlagte tiltakene i områdeplanen er i hovedsak reinvesteringer eller forskuttering av reinvestering. I nåverdi er merkostnaden sammenliknet med nullalternativet, som er tiltak vi i alle tilfeller må gjøre 2-5 mrd. NOK. Ved kabel i Oslo Øst vil merkostnaden øke ytterligere med 1-2 mrd. NOK.

4.4 Målnettets gir bedret forsyningssikkerhet og reduserte flaskehals i nettet

I målnettets er vi over på 420 kV drift om lag 20 år før nullalternativet. Dette innebærer at vi tidligere får et kapasitetsløft i nettet, slik at vi kan frakte mer kraft inn til, og gjennom området.

¹¹ Nåverdiberegningen gjøres ved hjelp av en diskonteringsrente på 4%.

Nettet i Oslo, Akershus og Østfold er viktig for å frakte kraften dit den trengs mest, da området har forbindelser mot øst, vest, nord og sør. Målnettet reduserer derfor flaskehalsene og prisforskjeller i transmisjonsnettet. Videre bedrer målnettet forsyningssikkerheten i et befolkningsrikt område og muliggjør tilknytning av mer forbruk og produksjon. Et transmisjonsnett på 420 kV reduserer også nettapene, sammenliknet med videre drift på 300 kV.

Som en del av arbeidet med områdeplanen ønsker Statnett å gi en indikasjon på verdien av forbruket nettførsterkningene legger til rette for, gitt en kraftpris som ligger på et akseptabelt nivå og tilgang på produksjon. Dette er et arbeid som pågår. Estimater er blant annet basert på en overordnet betraktning om forventet lønnsomhet med utgangspunkt i investeringsnivå i ulike sektorer, hensyntatt ulik forbruksutvikling og justert for alternativverdi. Våre første anslag med denne metoden gir omtrent 8-16 mrd. NOK i nåverdi for verdien av forbruk i denne områdeplanen. Metoden gir et overordnet anslag, og vi vil videreutvikle metoden i samarbeid med eksterne fagmiljøer. Deler av denne nytteverdien kan også realiseres i nullalternativet, men ofte på et senere tidspunkt.

4.5 Utbygging av kraftnett påvirker natur og klima

Utbygging av kraftnett har en påvirkning på natur og klima i tillegg til den økonomiske kostnaden. Vi jobber derfor for å utnytte eksisterende anlegg, oppgradere og bruke eksisterende traseer der det er mulig. Arealeffektivitet er spesielt viktig i områder hvor det er arealknapphet og høy befolkningstetthet og -vekst. Tiltakene i denne områdeplanen innebærer ingen nye ledninger, kun erstatning av eksisterende. Mellom Hamang, Bærum og Smestad skal det bygges kabelanlegg, som erstatning for dagens luftledning. Kabelanlegg kan gi mer permanente sår i naturen, men frigjør areal særlig dersom anlegget bygges i tunnel. Dette gjelder deler av strekningen Hamang-Bærum-Smestad. I målnettet vil vi gjennom fornyelser oppføre ca. 46 km luftledning, samt kabel på ca. 22 km. Dette er linjer som enten går i eksisterende trasé eller hvor ny trasé erstatter dagens. Målnettet gjør også at vi kan sanere Røykås-Ulven, noe som i sum gjør at målnettet har færre kilometer ledning enn nullalternativet. Når luftledninger rives, fjernes mastepunktene. Dersom det blir kabel i Oslo Øst, vil arealbesparelsene bli større.

Arealbeslaget fra planlagte stasjoner og ledninger i områdeplanen er på om lag 2 km², mens nullalternativet har et arealbeslag på ca. 2,86 km². Til sammenlikning beslaglegger eksisterende stasjoner og ledninger i områdeplanområdet i dag ca 21 km², altså innebærer planlagte stasjons- og ledningstiltak en økning på omtrent 10%. Vi estimerer utslipp fra de planlagte tiltakene i områdeplanen til rundt 118 tusen tonn CO₂e (100 tusen tonn i nullalternativet)¹². Estimaterne bygger på de samme erfaringstallene som danner grunnlag for vårt utslippsregnskap som en del av årsrapporteringen. Mye av behovet for nettførsterkningene handler om å redusere CO₂-utslipp hos sluttbrukerne av strøm.

Spenningsoppgradering reduserer nettap. Med helt identiske kraftledninger, halveres tapene for en overføring ved å øke spenningen fra 300 til 420 kV. I tillegg har nye ledninger høyere kapasitet enn gamle, som innebærer ytterligere reduserte tap. Dette gjør at vi kan overføre mer kraft gjennom ledningene, fremfor å måtte bygge ut mer effekt som innebærer større naturinngrep.

¹²Utslippstallene finner vi ved å benytte gjennomsnittlig utslipp per km ledning og byggekloss i stasjon fra utslippsregnskapet, som er et øyeblikksbilde med dagens teknologi. Sentrale størrelser som utslipp fra veibygging, kabel og arealbruksendringer på stasjonstomt er for tiden ikke medregnet.

Statnett er opptatt av å ta hensyn til arealbruk, sårbar natur og sårbare arter når vi planlegger trasé og utfører anleggsarbeid, og har prosesser for å ivareta dette i hvert enkelt prosjekt. Under redegjør vi kort for viktige hensyn å ta med i planlegging av hver nyttepakke. Konfliktpotensialet for natur er knyttet til allerede kartlagte arealer - kommende kartlegginger vil sannsynligvis vise flere viktige områder enn angitt under. Konfliktpotensialet er betydelig, og setter store krav til god planlegging og ressurser til å legge traseer utenfor konfliktområder om mulig.

Kapasitetsøkning Stor-Oslo: I denne nyttepakken vil enkelte prosjekter komme tett på kjente friluftslivs- og rekreasjonsområder. Flere av prosjektene realiseres i tettbebygde/befolkede områder, hvor det kan være aktuelt med kabling. I målnettene kabler vi mellom Hamang og Smestad, og vi utreder nå kabling mot luftledning i Oslo øst. Kabel som erstatning for luftledning vil frigjøre arealer til andre formål.

Overføringskapasitet Sørlandet-Østlandet: Ledningen går gjennom befolkede områder. Enkelte områder ved Flesaker/Mjøndalen har stor KU-verdi¹³. Ledningen Flesaker-Tegneby-Hasle går i nærheten av Tofteskogen naturreservat og Leitjernsfjellet naturreservat. Ledningen går også gjennom viktige friluftslivsområder.

Overføringskapasitet Midt-Norge-Oslo: I denne nyttepakken vil enkelte prosjekter komme tett på naturvern- og naturreservatområder.

Overføringskapasitet Hallingdal: Strekningen mellom Ådal, Ringerike og Frogner går i nærheten av Spålen-Katnosa naturreservat og Maridalen verneområde. Sistnevnte har svært verdifullt biologisk mangfold og kulturminneverdi. Enkelte områder rundt Ringerike har stor KU-verdi. Ledningene går også gjennom viktige friluftslivsområder.

Økt nedtransformeringskapasitet: I denne nyttepakken vil enkelte prosjekter beslaglegge områder som i dag brukes til rekreasjon. I flere av stasjonsprosjektene utvides stasjonen innenfor dagens stasjonsgjerde, og har ikke påvirkning på nytt areal.

Hvordan vi til slutt har valgt traseer og tomter vil fremgå av konsesjonssøknaden for det enkelte prosjekt. Les mer om hvordan Statnett jobber for å ivareta naturen [her](#). Vi utarbeider også arealregnskap som en del av [årsrapporteringen](#).

4.6 Oppsummering av samfunnsøkonomiske virkninger

Tabellen under gir en forenklet oppstilling av de samfunnsøkonomiske virkningene. Noen av de viktigste tiltakene er listet opp i tabellen. For ledninger handler dette i stor grad om spenningsoppgradering, altså at den gamle ledningen blir erstattet med en ny i tilnærmet samme trase. Der konseptvalg ikke er tatt (systemløsning Oslo Øst), er begge alternativene listet opp.

I raden for kostnader er denne vist som et anslag på den samfunnsøkonomiske kostnaden. Det vil si forskjellen i nåverdi mellom tiltak og fremdrift i områdeplanen mot nullalternativet. Når det gjelder verdien av nytt forbruk er dette gjort sjablongmessig basert på volum nytt forbruk.

¹³KU-verdi angir et områdes verdi i konsekvensutredninger i henhold til verdsettingskriteriene i veilederen M-1941 Konsekvensutredninger for klima og miljø. Datakilden er Miljødirektoratets kartdatasett "[Naturtyper – KU-verdi](#)".

Tabell 1 Tabellen viser de ulike nyttepakkene og de samfunnsøkonomiske virkningene av hver nyttepakke.

	Økt transformeringskapasitet	Overføringskapasitet Sørlandet-Østlandet	Overføringskapasitet Midt-Norge – Oslo	Overføringskapasitet Hallingdal	Kapasitetsøkning Stor-Oslo
Trinn 1 2024-30	Ny transformator: Hasle. Ny stasjon 420kV: Ulven**. Ny stasjon 420kV: Liåsen**. Fornyelse stasjon: Frogner**.	Ny koblingsstasjon: Langerud (Nye Tegneby)**.			Ny kabelforbindelse 420kV: Hamang-Bærum-Smestad. Ny kabelforbindelse: Sogn-Ulven**. Ny stasjon 420 kV: Bærum stasjon.
Trinn 2 2031-35		Ny stasjon 420kV: Langerud transformatorstasjon (Nye Tegneby). Ny ledning 420kV: Flesaker-Tegneby-Hasle*.	Ny ledning 420kV: Lillehammer – Oslo*. Temperaturoppgradering og oppisolering til 420kV: Frogner-Minne-Vang*.	Temperaturoppgradering: Ådal-Frogner*. Ny ledning 420kV: Sogn-Ringerike*.	Ny stasjon 420kV: Furuset. Ny stasjon 420kV: Nye Røykås Oppisolering til 420kV: Frogner-Nye Røykås. Oppisolering til 420kV: Gjelleråsen-Frogner. Nye reaktorer - overgang til 420 kV. <u>Ved luftledning i Oslo øst:</u> Ny ledning 420 kV: Ulven-Furuset-Gjelleråsen. <u>Ved kabel i Oslo øst:</u> Ny kabel 420kV: Ulven-Furuset-Nye Røykås.
Trinn 3 2036-40					Driftsomlegging til 420 kV.
Invest¹ Nåverdi²	4-6 mrd. NOK 0-1 mrd. NOK	2-3 mrd. NOK 0-1 mrd. NOK Resterende tiltak i nyttepakken ligger i Områdeplan Sør-Rogaland/Agder og Telemark/Vestfold	Kostnadene ligger i Områdeplan Innlandet	Kostnadene ligger i Områdeplan Hallingdal og Ringerike	12-16 mrd. NOK (Kabel Oslo øst + 2-3 mrd. NOK) 2-3 mrd. NOK (kabel + 1-2 mrd. NOK)
Klima og miljø	0,2 km ² arealbeslag***	35 km ledning fornyes 1,4 km ² arealbeslag***	Detaljer om arealbeslag og utslipp ligger i Områdeplan Innlandet	Detaljer om arealbeslag og utslipp ligger i Områdeplan Hallingdal og Ringerike	33 km ledning fornyes 0,4 km ² arealbeslag***

	Økt transformeringskapasitet	Overføringskapasitet Sørlandet-Østlandet	Overføringskapasitet Midt-Norge – Oslo	Overføringskapasitet Hallingdal	Kapasitetsøkning Stor-Oslo
Nytte	Økt transformeringskapasitet muliggjør tilknytning av nytt forbruk og ny produksjon. Lokal kapasitet til ca. 500 MW nytt forbruk i trinn 1-2.	Sikrer og bedrer forsyningssikkerheten i området. Reduserer flaskehalsen mellom NO1 og NO2. Tiltakene øker overføringskapasiteten NO1/NO2 fra 3600 MW til 4700-5100 MW.	Fremskynding av økt kapasitet inn til området. Sikrer og bedrer forsyningssikkerheten i området tidligere enn i nullalternativet. Reduserer flaskehalsen mellom NO1 og NO3. Muliggjør tilknytning av kraftproduksjon i Innlandet.	Fremskynding av økt kapasitet inn til området. Sikrer og bedrer forsyningssikkerheten i området tidligere enn i nullalternativet. Tiltakene øker overføringskapasiteten NO5/NO1 fra 3800 MW til 4000-4400 MW.	Fremskynding av 420 kV drift i området. Gir høyere forsyningssikkerhet og reduserte nettap tidligere enn i nullalternativet. Nyttepakken gir også mulighet til å tilknytte mer forbruk og produksjon.

¹Investeringer totalt (ikke nåverdi)

²Nåverdi. Differansen mellom planlagte tiltak og nullalternativet.

* Tiltakene ligger i en annen områdeplan.

** Tiltakene har fått konsesjon, er igangsatt og inngår i både nullalternativet og målnett.

5 Samlet fremstilling av prosjekter og tiltak

5.1 Viktigste/største tiltak med oppstart frem til 2030

Tabellene under viser pågående større prosjekt samt de viktigste/største tiltakene med oppstart frem til 2040. Fremdrift og realisering av planlagte tiltak er avhengig av en rekke forhold som endringer i behov, kapasitet i leverandørmarkedet og nødvendig myndighetsgodkjenning (konsesjon). Statnett jobber med å redusere ledetiden i prosjektene.

Tabell 2 Pågående prosjekter i området med konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Mottatt konsesjon	Forventet ferdigstilt
Sogn-Ulven	Fornyelse kabel	3	2020	Innen 2030
Frogner	Fornyelse stasjon	3	2023	Innen 2030
Langerud koblingsstasjon	Fornyelse – ny stasjon	3	2024	Innen 2030
Liåsen	Ny stasjon	3	2023	Innen 2030
Hamang-Bærum-Smestad	Ny kabel	1	2024	Innen 2030
Ulven	Fornyelse stasjon	3	2023	Innen 2030

Tabell 3 Oppstartede prosjekter uten konsesjon

Prosjekt	Beskrivelse	Fase	Mottatt konsesjon	Forventet ferdigstilt
Nye Bærum	Fornyelse stasjon	1		Innen 2030
Hasle	Økt transformering	0		Innen 2030
Nye Røykås	Fornyelse stasjon	0		2030-35
Frogner-Røykås	Oppisolering ledning	0	Ikke pliktig	2030
Langerud-Hasle	Fornyelse ledning	0		2030-35
Utvidelse Langerud	Klargjøre stasjon for Langerud-Hasle og øke nedtransformering mot regionalnettet	0		2030-35

Tabell 4 Prosjekter som foreslås startet opp i perioden 2025-2026

Prosjekt	Beskrivelse	Forventet ferdigstilt
Ulven-Furuset	Fornyelse ledning eller bygge kabel	2030-35
Furuset-Frogner/Røykås	Oppisolering/5 km ny ledning for 420 kV drift Furuset-Frogner eller kabel Furuset-Røykås	2030-35

Tabell 5 Tiltak med foreslått oppstart etter 2026

Prosjekt	Beskrivelse	Forventet ferdigstilt
420 kV transformatorer i Sogn og Smestad	Utskifting av to transformatorer i stasjonene som er klargjort for 420 kV	2035-40
Furuset	Fornyelse stasjon – klargjøre for 420 kV	2030-35
Halden stasjon	Fornyelse	Etter 2040

5.2 Usikkerheter i målnett

Målnett gjør oss i stand til å legge en langsiktig plan hvor de ulike utviklingstrinnene inngår i en samlet plan. Samtidig må vi ta høyde for risiko og usikkerhet. Det vil være endringer og utvikling i behov som må hensyntas underveis. Basert på overvåkning og risikokartlegging av anleggene vil fornyelser og levetidsforlengelser vurderes. Utvikling i hvilke forbruksplaner som modnes raskest vil kunne påvirke tempo for de ulike tiltakene og rekkefølgen de gjennomføres i. Tiltak som er gjenstand for anleggsbidrag, vil også være avhengig av forpliktelser fra kunder. Ikke minst vil utvikling av ny produksjon påvirke utviklingen av transmisjonsnettet på sikt. Fremdriften for nettførsterkningstiltakene i målnett er avhengig av tiden det tar å få nødvendige konsesjoner. Fremdriften er også avhengig av interne og eksterne begrensninger. Innpassning i Statnetts totale portefølje kan påvirke fremdriften av gjennomføringen.

5.3 Usikkerhet knyttet til andel kabel i målnett

Kabel blir ofte trukket fram som et ønskelig alternativ når vi bygger nye kraftledninger. I noen tilfeller kan kabel være et godt alternativ til luftledning, men vil i de fleste tilfeller også innebære negative tekniske og økonomiske virkninger sammenliknet med et luftledningsalternativ. Vi anslår at en 420 kV-kabel krever 30-50 ganger mer kompensering enn en tilsvarende lang luftledning med samme overføringsbehov. I tillegg er kostnaden ved kabling betydelig høyere, og i mange tilfeller vil det kreves store og varige naturinngrep. Dette krever at vi setter av større plass i stasjoner til reaktive komponenter, som har økonomiske kostnader og krever mer areal.

5.4 Usikkerhet knyttet til kostnader

Det er betydelig usikkerhet knyttet til investeringskostnadene vi oppgir i denne planen. Vi har brukt erfaringstall for å estimere kostnadene, men disse er trolig mer presise for prosjekter nært i tid enn for prosjekter lengre ut i planperioden. I lys av at vi opplever at kostnadene til komponenter og arbeid har økt betydelig de siste årene, regner vi det som sannsynlig at vi i denne planen underestimerer de totale kostnadene. Vi har også forsøkt å definere et

nullalternativ, blant annet for å synliggjøre merkostnaden ved planen. Vi har ikke alltid like gode kostnadsestimater for nullalternativ vi tidligere har forkastet som for tiltakene vi har valgt. Merkostnaden er derfor også usikker.

5.5 Usikkerhet knyttet til klima- og miljøvirkninger

Arealbruken vi estimerer er usikker av flere grunner. For det første er det usikkert hvor store stasjoner vi vil behøve å bygge, særlig langt frem i tid. For det andre utvikles teknologien – for eksempel krever et gassisolert anlegg (GIS) mye mindre areal enn et luftisolert (AIS), og det foregår store fremskritt innenfor GIS-anlegg med redusert bruk av miljøskadelige gasser (SF6). Til gjengjeld innebærer GIS-anlegg uten SF6 høyere investeringskostnader.

Innenfor utslipp er det også stor usikkerhet. Estimaten i denne planen baserer seg på dagens teknologi og materialsammensetning (aluminium, stål betong etc.), men også her skjer det teknologisk utvikling, i tillegg til at Statnett arbeider aktivt for å redusere denne typen utslipp. Vi tror derfor estimatene er noe høye, og vi forventer at utslipp per km og komponent i stasjon vil falle i planperioden. Det er samtidig vesentlige kilder til utslipp som vi ikke beregner i denne planen – for eksempel fra kabel, arealbruksendringer og veibygging.

5.6 Videre arbeid

I arbeidet med områdeplanen for Oslo, Akershus og Østfold 2024 har vi identifisert flere behov som vi skal analysere videre. Tiltakene og fremdrift vil inngå i fremtidige områdeplaner og Statnetts prosjektportefølje. De mest sentrale er listet opp under:

Tabell 6 Videre arbeid

Videre arbeid	Beskrivelse
Kompenseringsbehov	Vurdering av behov for reaktiv kompensering, kort og lang sikt
Ny stasjon Østfold	Aktuelt hvis forbruksplaner i området overstiger kapasitet i planlagt nett
Ny ledning inn til området	Alternativanalyse av systemløsninger – inkluderer vurderinger av om vi bør beholde noen av de eksisterende traseene, for eksempel Tegneby-Røykås.

Statnett SF

Nydalen allé 33, Oslo

PB 4904 Nydalen, 0423 Oslo

Telefon: 23 90 30 00

Fax: 23 90 30 01

E-post: firmapost@statnett.no

Nettside: www.statnett.no