

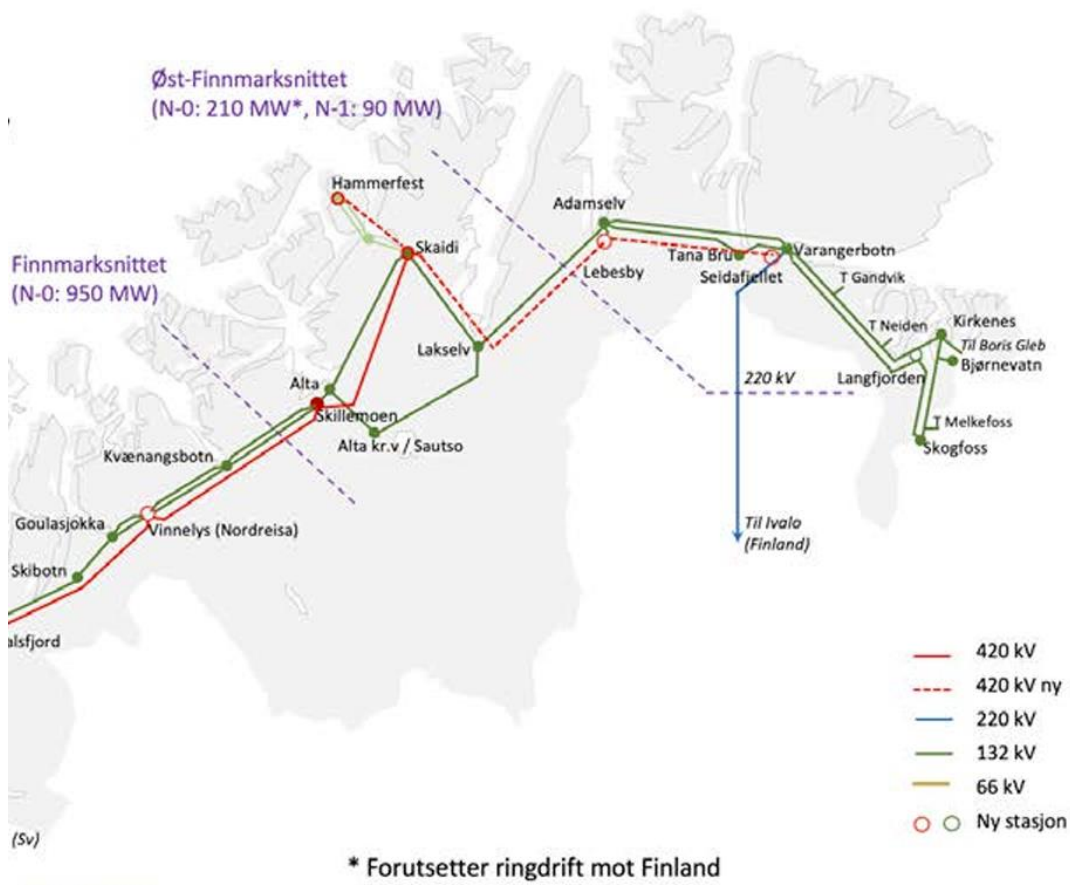
## Lebesby – Seidafjellet

### 1 Innledning

#### 1.1 Transmisjonsnettet består av mange og lange 132 kV-ledninger

Figur 1-1 viser transmisjonsnettet i Finnmark. Øst-Finnmark forsynes i dag fra 132 kV ledninger. Som hovedregel skal vi benytte 420 kV spenningsnivå for fremtidens transmisjonsnett. Fra Skillemoen til Skaidi er det bygget for 420 kV, men denne driftes på 132 kV i påvente av at Skaidi stasjon spenningsoppgraderes til 420 kV. Fra Skaidi har Statnett konsesjonssøkt en ny 420 kV ledning til ny Lebesby stasjon. Området har i tillegg to forbindelser til utlandet. En lang 220 kV-ledning fra Varangerbotn til Ivalo i Nord-Finland, og en 154 kV-ledning fra Kirkenes til kraftverket Boris Gleb i Russland. Fra 2022 har ikke sistnevnte forbindelse vært i drift. Vi legger til grunn at det ikke blir aktuelt å utveksle strøm med Russland i analyseperioden og at reservekapasitet vi hadde inntil 2022 ikke skal legges til grunn i videre analyser.

Behovet i området er tett knyttet til forsyningssikkerhet og forbruks- og produksjonsvekst i området. Øst-Finnmark er preget av lange avstander og tiltak i kraftnettet innebærer betydelig investeringskostnader sett i forhold til størrelsen på forbruk og produksjon i området.

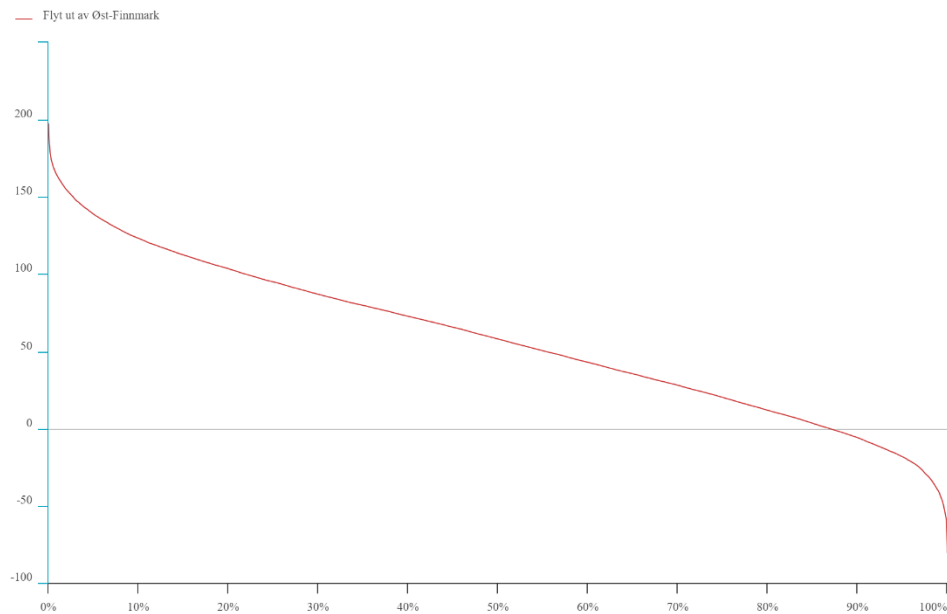


Figur 1-1 Oversiktskart over transmisjonsnettet i Finnmark fra områdeplan hvor konsesjonssøkte ledninger Skaidi-Lebesby og Lebesby-Seidafjellet er tegnet inn som røde stiplede linjer.

#### 1.2 Lite regulerbar kraftproduksjon gir perioder med behov for import og eksport

Produksjonen i Øst-Finnmark består hovedsakelig av vindkraft og uregulert vannkraft. Konsekvensen innebærer relativt store svingninger i produksjon. Forbruket i Øst-Finnmark består i hovedsak av

alminnelig forbruk, dvs. husholdninger, offentlige virksomheter samt små og mellomstore næringsvirksomheter. Området har overskudd store deler av året. Produksjonen er størst i løpet av høst, vinter og vår, men i perioder faller produksjonen også i løpet av disse årstidene, noe som gir behov for kraftimport. De siste årene har forbruket oversteget produksjonen i underkant av 20 % av tiden, som vises i Figur 1-2. I disse underskuddssituasjonene må det importeres kraft.



Figur 1-2 Varighetskurve med samlet flyt de siste fem årene over de to forbindelsene Adamselv-Lakselv og Varangerbotn-Ivalo som transporterer inn og ut av Øst-Finnmark

### 1.3 Statnett har gjennomført flere store studier av transmisjonsnett, til og gjennom Finnmark de siste ti årene.

Det er kjent at Statnett de siste 10 årene har gjort flere studier og analyser av nettutviklingen i Finnmark. Her oppsummerer vi hovedfunnene fra tidligere studier samt hvilke forutsetninger som ble valgt. Intensjonen er å gjøre det enklere å forstå hva som er nytt i denne analysen.

#### Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020

I analyserapporten fra 2016 vurderte vi at vindkraftutbygging alene ikke kan forsvare store nettinvesteringer i transmisjonsnett i Finnmark, og at betydelig forbruksøkning måtte til for å forsvare investeringene. Nettførsterkning fra Finland ble vurdert som beste løsning for betydelig økt kapasitet til Øst-Finnmark, men mindre tiltak i eksisterende nett kunne være tilstrekkelig ved lavere forbruksøkning.

Siden 2016 har Statnett jobbet videre med å utvikle konsepter for økt kapasitet mot Finland i samarbeid med Fingrid. Vi har sett at hovedalternativet fra 2016, ny 420 kV-ledning mellom Norge og Finland, ikke ville gi de kapasitetsøkningene vi tidligere hadde antatt.

#### Næring og nett i nord (N3)

Statnett offentliggjorde i 2018 et veikart for nettutvikling i Finnmark "Næring og nett i nord". Veikartet ble laget i samarbeid med næringslivet for å avklare og tydeliggjøre forbruksplanene i området. Veikartet har blitt modnet videre og Statnett søkte konsesjon for ny 420 kV-ledning mellom Skaidi og Adamselv.

## **Samfunnsøkonomisk analyse av Skaidi-Adamselv**

I forbindelse med konsesjonssøknad på ny 420 kV ledning mellom Skaidi og Adamselv (Lebesby) ble det utarbeidet en samfunnsøkonomisk analyse i mai 2020. Analysen belyste at ny 420 kV-ledning Skaidi-Adamselv vil tilrettelegge for økt forbruk i Øst-Finnmark og inntil 500 MW ny vindkraft under Adamselv, gitt om lag 300 MW nytt forbruk på Hammerfest. Ledningen vil imidlertid ikke muliggjøre tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. I analysen pekte vi på ulike oppfølgingsinvesteringer som må gjennomføres for å muliggjøre tilknytning av konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. En av disse oppfølgingsinvesteringene er å videreføre ny 420 kV-ledning fra Adamselv til Varangerbotn. Videreføringen forutsetter at ny 420 kV-ledning Skaidi-Adamselv bygges først, noe NVE også har lagt opp til. Derfor konsesjonsbehandler de søknaden på 420 kV Skaidi-Adamselv før en eventuell behandling av ny 420 kV-ledning på Adamselv-Varangerbotn.

## **Trukket søknad om fritak fra tilknytningsplikten**

Statnett har som netteier plikt til å tilknytte produksjonssøkninger og nye anlegg for produksjon og skal om nødvendig investere i nettanlegg (jf. energiloven §3-4). Dersom det ikke er forsvarlig å gi tilknytning i eksisterende nett, innebærer tilknytningsplikten at Statnett må utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer for å kunne gi tilknytning, dersom kunden ønsker dette. Statnett søkte i 2018 om fritak fra tilknytningsplikten for konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Søknaden ble senere trukket i 2019. Dette betyr at Statnett har plikt til å utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer for å kunne gi tilknytning for konsesjonsgitt vindkraft (171 MW).

## **Konsesjonssøknad og samfunnsøkonomisk analyse Adamselv-Varangerbotn**

I tillegg til tilknytningsplikten har Statnett ansvar for en samfunnsøkonomisk rasjonell drift og utvikling av transmisjonsnettet. Dette innebærer at nytten av tiltakene må overstige kostnadene. I 2021 søkte Statnett konsesjon på å bygge ny 420 kV-ledning mellom Adamselv og Varangerbotn. I forbindelse med konsesjonssøknaden ble det gjennomført en forenklet samfunnsøkonomisk vurdering av denne utbyggingen. Gjennom analysen i dette notatet oppdaterer vi den samfunnsøkonomiske analysen fra 2021 ved å svare ut behovet og analysere alternative tiltak.

## **2 Prosjektutløsende behov**

Behovsanalysen peker på flere utfordringer og behov i Øst-Finnmark. Ca. 170 MW konsesjonsgitt vindkraft kan ikke tilknyttes i dagens nett uten tiltak, og planer om ytterligere produksjon utover dette avhenger av økt nettkapasitet. Dette skyldes begrensninger i både Varangerbotn stasjon og 132 kV-nettet gjennom Øst-Finnmark. For det andre er det begrenset kapasitet til forbruksvekst og avbruddskostnader er forventet å øke. Dette skyldes også begrensninger i 132 kV-nettet gjennom Finnmark, samt evne til å ha ringdrift når underskuddet i Øst-Finnmark er som størst.

Det er usikkerhet knyttet til utviklingen av forbruk og produksjon, men det er ikke urimelig at det kan komme raskt. Dagens begrensede nettkapasitet vil derfor, på visse vilkår, fort kunne innebære en stor kostnad for samfunnet. I tillegg til dette står Statnett ovenfor lover, regler og rammebetingelser som er relevant i denne sammenheng.

### **2.1 Tilstand på dagens nett – det er fornyelsesbehov i Varangerbotn stasjon**

Dagens to 132 kV-ledninger mellom Adamselv og Varangerbotn må trolig reinvesteres i løpet av 2050- og 2070-tallet, basert på 80 års levetid. Reinvestering av 220-kV ledningen til Finland og Tana Bru stasjon ligger mellom 2050 og 2070 basert på standard levetid. Adamselv stasjon antar vi er i god tilstand når 420 kV ledningen Skaidi-Adamselv er i drift.

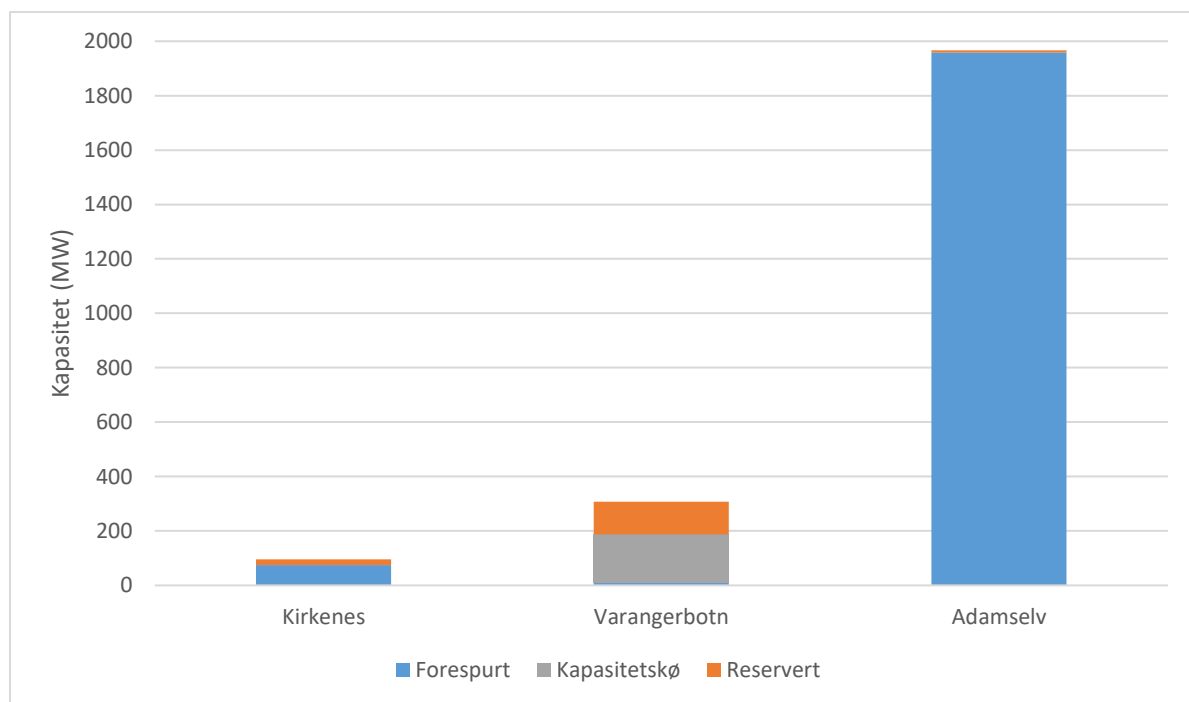
Når det gjelder tilstand i Varangerbotn stasjon er det fornyelsesbehov rundt 2030, herunder 132/66 kV transformator, samleskinne og kontrollanlegg. Dagens [REDACTED] er begrensende og bør

reinvesteres samtidig med [redacted] i Varangerbotn stasjon. Statnett har tidligere forsøkt å bytte [redacted] uten å lykkes. Det er ikke mulig å skifte ut denne uten å koble ut hele stasjonen i byggeperioden, noe som vil medføre utkobling av strøm i underliggende nett. For å omgå begrensningen på [redacted] er det derfor nødvendig å bygge ny stasjon på ny plassering. Dette henger sammen med at det er lite ledig areal på dagens stasjonsområde i Varangerbotn.

## 2.2 Forbruksplaner i Øst-Finnmark begrenses av dårlig nettkapasitet

For tiden finnes det flere planlagte industri- og elektrifiseringsprosjekter i Øst-Finnmark. Totalt er det forespurt litt over 2 350 MW i Øst-Finnmark fordelt på stasjonene Kirkenes, Varangerbotn og Adamselv. Forbruksplanene i Øst-Finnmark går på produksjon av hydrogen/ammoniakk, industri, oppdrettsnæring og datasenter. Som Figur 2-1 viser, er det størst forbruksplaner under Adamselv stasjon, både med modne og umodne planer. Produksjon av hydrogen og ammoniakk utgjør det største volumet i planene. Resten av planene består i industri, datasenter og fiskeoppdrett.

Dersom vi ikke tilknytter noe av forbruksveksten i Øst-Finnmark, kan dette medføre et samfunnsøkonomisk tap. Størrelsen på dette tapet avhenger av virksamhetene som ønsker tilknytning med og eventuelle ringvirkninger som følger. I tillegg er det stor usikkerhet omkring det eksakte forbruksvolumet vi ikke kan tilknytte eller forsyne under dagens nett. Det vil avhenge av om, når og hvor forbruket kommer. Vi har ikke grunnlag for å si at planlagt forbruk ikke har en stor verdi for samfunnet.



Figur 2-1 Illustrasjon av forbruksplaner i Øst-Finnmark under transformatorstasjonene Kirkenes, Varangerbotn og Adamselv. Reservert betyr modne forbruksplaner hvor Statnett holder av kapasitet i transmisjonsnettet til forbruket, men som foreløpig ikke er tilknyttet nettet. Kapasitetsløst er forbruksplaner som er vurdert som modne, men der det ikke er tilstrekkelig kapasitet i nettet til å knytte til forbruket. Forespurt er umodne forbruksplaner som ikke oppfyller modenheitskriterier for å få reservert kapasitet eller stå i kapasitetsløst.

## 2.3 Øst-Finnmark har stort potensial for vindkraft, men ikke tilstrekkelig nettkapasitet

Vindkraftressursene i Øst-Finnmark er ansett som noen av de beste i verden. Høye og jevne vindhastigheter gir lave kostnader pr. produsert enhet strøm. Det er derfor mange planer i området. For tiden er det tilnærmet ingen ledig kapasitet for nye tilknytninger, med mindre nettet utvikles parallelt med produksjonsplanene. Allerede i dag må produksjonen begrenses for å gjennomføre

nødvendig vedlikehold<sup>1</sup> eller ved feil. I dag er det to konsesjonsgitte vindkraftverk (171 MW) som ikke kan tilknyttes. Årsaken er to intaktnett-begrensninger i dagens transmisjonsnett:

- Kapasiteten på [REDACTED] i Varangerbotn stasjon er maksimalt utnyttet etter tilknytning av Raggovidda trinn I og II (97 MW).
- Begrensninger i 132 kV-nettet mellom Adamselv og Varangerbotn.

Når 420 kV Skaidi-Adamselv er i drift og Melkøya forbruker om lag 300 MW, slik vi forutsetter i denne analysen, er det kapasitet til om lag 500 MW ny vindkraftproduksjon under Adamselv. Ved ytterligere forbruksplaner i området øker også potensialet for vindkraftproduksjon. Dermed er det kapasitet til minimum 500 MW vindkraftproduksjon under Adamselv, men ikke noe lenger øst.

I tillegg til de konsesjonsgitte vindkraftplanene ble det i april meldt inn 26 aktuelle kraftprosjekter i Finnmark. På grunn av begrenset nettkapasitet, som beskrevet over, vil det kun være mulig å bygge et fåtall av disse. NVE har vurdert innmeldte prosjekter og tar med 12 prosjekter videre til neste steg i konsesjonsbehandlingen. Vindkraftverkene som er planlagt/meldt/konsesjonssøkt i Finnmark konkurrerer om den samme kapasiteten. Det vil kun være plass til et fåtall prosjekter, selv med nettførsterkninger. Antall og lokasjon vil avhenge av overføringskapasiteten som bygges ut i området.

#### **2.4 Uten nettiltak må vi øke andel av tiden hvor vi drifter nettet delt**

Øst-Finnmark er normalt et tosidig forsynt område. Det er knyttet til via Adamselv-Lakselv i vest og Varangerbotn-Ivalo (Finland) i sør. Når transmisjonsnettet er intakt, fra Varangerbotn gjennom Finland og Sverige til Ofoten og videre nordover gjennom Norge tilbake til Varangerbotn, kalles driftsformen ringdrift. Ringdrift er både positivt for overføringskapasiteter og forsyningssikkerhet i Øst-Finnmark. På tross av dette har det kun vært ringdrift om lag 50 % av tiden de siste fem årene.

Ved store variasjoner i vindkraftproduksjon, kan det oppstå utfordringer knyttet til overføring ut av området. [REDACTED]

Driftsutfordringene vil forsterkes av elektrifisering av Melkøya ettersom perioder med kraftunderskudd vil komme hyppigere og kraftigere, noe som vil øke flyten på ledningene mot Varangerbotn. [REDACTED]

---

<sup>1</sup> <https://www.europower.no/kraftmarked/vindparken-ma-strupe-produksjonen-etterlyser-at-statnett-tar-mer-hensyn/2-1-1687664>

## 2.5 Økt strømflyt på 132 kV-nettet uten tiltak vil gi spenningskollaps

Ved bygging av ny Varangerbotn stasjon, vil neste begrensning være begrenset overføringskapasitet i 132-kV nettet mellom Adamselv og Varangerbotn. I Finnmark er det lange 132 kV-ledninger som får store reaktive tap ved høy strømmoverføring. Spenningskollaps blir derfor begrensende for overføringen før de termiske begrensningene inntreffer. Når mer strøm overføres på linjen vil spenningen falle som følge av reaktive tap.<sup>3</sup>

Spenningskollaps i Øst-Finnmark med følgehendelser og mørklegging er kritisk. Derfor legges det inn en sikkerhetsmargin for å unngå dette. Kompensering for å opprettholde spenningen på 132 kV ved store strømmer over de lange avstandene er nødvendig, men det stopper på et nivå ettersom grensen for spenningskollaps blir uforandret. Da blir nytten er neglisjerbar ettersom det ikke er praktisk mulig å kompensere mer, noe som skjer med lange ledninger som i Øst-Finnmark.

## 2.6 Handelsmuligheten mot Finland er dårlig utnyttet og kan bli ytterligere svekket ved økt forbruk

I utgangspunkt er det mulighet for ringdrift i området. Lange avstander og begrenset overføringskapasitet på ledningsnettet gjør ringdrift utfordrende. [REDACTED]

[REDACTED] Årsaken er at dagens prisområde NO4 og FI dekker store områder og at balansen i Øst-Finnmark betyr mest for flyten på Finnlandsledningen. [REDACTED]

[REDACTED] Konsekvensen er tapte handelsinntekter, spesialreguleringskostnader eller dårligere forsyningssikkerhet.

## 2.7 Regjeringen ønsker vekst og utvikling i Finnmark

I forbindelse med elektrifiseringen av Melkøya, kom regjeringen med en plan om et kraft- og industriløft for Finnmark.<sup>4</sup> Manglende nettkapasitet og en anstrengt kraftsituasjon er i dag en av de største hindringene for vekst og utvikling i Finnmark. Kraftløftet innebærer en rekke tiltak og investeringer for å møte fremtidens energibehov, fremme bærekraftig energi, og styrke forsyningssikkerheten. Regjeringens mål er å få på plass mer kraft enn det som kreves for å koble på Snøhvit Future, slik at kraftsituasjonen forbedres sammenliknet med dagens situasjon.

## 2.8 Sikker kraftforsyning i Finnmark er avgjørende for nasjonal sikkerhet

Sikker kraftforsyning er helt grunnleggende for samfunnssikkerheten. Det er en betingelse for at samfunnet skal fungere slik at også øvrige nasjonale sikkerhetsinteresser ivaretas. Forsvarets evne avhenger også av sikker og forutsigbar kraft fra sivil energiforsyning. En pålitelig kraftforsyning har

---

<sup>3</sup> Termisk overføringskapasitet spiller mindre rolle jo lengre ledningen er grunnet reaktive tap som må håndteres. Når en ledning er spenningsatt og det ikke overføres strøm (går i "tomgang") vil ledningen i praksis opptre som et kondensatorbatteri med sin driftskapasitans og produsere reaktivt effekt. Etter hvert som strømmen øker vil det oppstå reaktive tap ved at ledningen forbruker reaktiv effekt. Når strømmen er så høy at de reaktive tapene er like store som det ledningen selv produserer benevnes det som ledningens naturlige belastning (SIL - Surge Impedance Loading). Når strømmen øker videre utover ledningens naturlige belastning faller spenningen grunnet økende reaktive tap og det blir nødvendig med kompensering (kondensatorbatteri/SVS) for å motvirke dette spenningsfallet. Kompenseringen løfter spenningen, men grensen for spenningskollaps påvirkes mindre og mindre for hver ekstra kompensering.

<sup>4</sup> [Kraft- og industriløft for Finnmark - regjeringen.no](https://www.regjeringen.no)

dermed betydning for Norges samlede forsvarsevne. I et område med harde klima- og værforhold, er en robust strømforsyning viktig for å sikre at samfunnene kan fungere normalt.

Økt forsyningsikkerhet i Finnmark er nødvendig for å opprettholde regional stabilitet, støtte militære og sivile operasjoner, håndtere ekstreme klima- og værforhold, fremme økonomisk utvikling, og sikre at teknologisk infrastruktur forblir operativ.

### 3 Mulighetsstudie

I dette kapitlet beskriver vi et nullalternativ og fire ulike tiltaksalternativer som imøtekommer behovene i behovsanalysen i ulik grad. Nullalternativet er referansen som andre kartlagte muligheter sammenlignes med og representerer her en videreføring av dagens transmisjonsnett. I Nullalternativet og alle tiltaksalternativene forutsetter vi elektrifisering av Melkøya, samt at Skaidi-Lebesby bygges og driftes på 420 kV inklusiv ny stasjon i Adamselv (Lebesby stasjon). Samfunnsøkonomisk lønnsomhet for dette er beskrevet i egen analyse.

Etter at konsesjonssøknaden på ny 420 kV Lebesby-Seidafjellet ble sendt til NVE har Statnett vært i kontakt med Fingrid om å installere en back-to-back<sup>5</sup> (BtB) i nye Varangerbotn stasjon. En back-to-back vil kunne være samfunnsøkonomisk rasjonell og er planlagt fremmet som eget tiltak. Vi tar den med i analysen for å vise nytteeffektene vi får av disse tiltakene samlet.

#### 3.1 Mål og rammer

På bakgrunn av behovsanalysen skal vi definere mål som vi ønsker at alternativene vi vurderer skal bidra til å nå. Disse beskriver nytten som ønskes oppnådd for samfunnet og angir retning og ambisjon for utvikling av kraftsystemet. Her inkluderes også ønskede virkninger for brukerne i nettet. Myndighetsgitte krav gitt av lover og forskrifter, og Statnetts egne standarder og retningslinjer, beskriver rammene vi må forholde oss til og som har betydning for hvilke konsepter vi har vurdert.

Målene baserer seg i hovedsak på å legge til rette for økt industriforbruk og kraftproduksjon og sikre tilgang på strøm til næringsutvikling. Rammene baserer seg på at nettutviklingen må være i tråd med myndighetenes føringer og følge gjeldene lover og forskrifter. Målene vi vurderer hvert alternativ mot er listet opp under.

**Tilrettelegge for forespurte/modne forbruksplaner** – Statnett har tilknytningsplikt som innebærer en plikt til å tilknytte en kunde til nettet. Dersom det ikke er forsvarlig å gi tilknytning i eksisterende nett, innebærer tilknytningsplikten at Statnett må utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer for å kunne gi tilknytning, dersom kunden ønsker dette.

**Tilrettelegge for fremtidig forbruk utover forespurte** – Statnett har tilknytningsplikt og det er lange ledetider på nettutbygging. Når vi først gjør tiltak, er det ønskelig med tiltak som løser behov også utover planene vi har kjennskap til i dag.

**Muliggjør konsesjonsgitt produksjon** – Statnett må tilrettelegge for vindkraft som har fått konsesjon. Statnett har som netteier plikt til å tilknytte produksjonsøkninger og nye anlegg for produksjon og skal om nødvendig investere i nettanlegg (jf. energiloven §3-4). Dersom det ikke er forsvarlig å gi tilknytning i eksisterende nett, innebærer tilknytningsplikten at Statnett må utrede, søke konsesjon, og gjennomføre nødvendige investeringer for å kunne gi tilknytning, dersom kunden ønsker dette.

---

<sup>5</sup> En back-to-back er to HVDC transformatorer som settes inntil hverandre i én stasjon. Dette er tilsvarende HVDC transformatorer som står på hver ende av Statnetts utenlandssjøkabler, men i en back-to-back settes disse sammen. Målet er å oppnå momentan styring av strømflyt og effekt uten behov for å dele nettet. Dette gir rask mulighet for regulering og justering ved behov.

**Muliggjør potensiell produksjon, kraftløftet** – Regjeringens kraftløft innebærer å tilrettelegge for økt kraftproduksjon. Kraftnettet bør bygges så det på sikt kan ta inn ytterligere kraftproduksjon, som det foreligger planer for, uten at det blir nødvendig med nye naturinngrep og prosjekt- og høringsprosesser.

**Opprettholde ringdrift, mesteparten av tiden** – I dag har vi ringdrift i kun 50 % av tiden, og dette vil reduseres ytterligere når Melkøya kommer på drift. Delt drift reduserer forsynings sikkerheten ettersom det medfører behov for omkobling hvis feil inntreffer. For forsynings sikkerheten er det ønskelig å opprettholde ringdrift mesteparten av tiden.

**Redusere risiko for spenningskollaps** – Spenningskollaps kan gi strømbrydd og avbruddskostnader. Statnett pliktes at strøm og spenningsgrenser overholdes og at eksisterende kunder i nettet skal ha akseptabel leverings pålitelighet.

**Styrke beredskap og geografisk tilstedeværelse** - I lys av den sikkerhetspolitiske situasjonen trenger vi en sterk og sikker infrastruktur i hele landet, spesielt i Finnmark. Statnett skal legge til rette for nok kraftoverføring som legger grunnlag for næringsvirksomhet som hever geografisk tilstedeværelse og dermed styrker geopolitiske sikkerhetshensyn.

Videre beskrives nullalternativ og tiltaksalternativene, før vi ser på måloppnåelse for hvert alternativ.

#### **Nullalternativet – Varangerbotn stasjon flytter til ny Seidafjellet stasjon på 132 kV**

På grunn av arealbegrensninger og problemer med [REDACTED] i Varangerbotn stasjon, er Nullalternativet å bygge ny Seidafjellet stasjon på 132 kV. Denne bygges med transformering mellom 132 kV og 66 kV med tilhørende kontrollanlegg. Ved å etablere ny Seidafjellet stasjon kommer vi oss ut av dagens Varangerbotn stasjon med begrensningene og reinvesteringsbehovet som ligger der. Varangerbotn stasjon kan omreguleres til en regionalnettstasjon hvis regionalnettselskapet Barents Nett ønsker dette.

I dette alternativet vil det være mulig å tilknytte inntil 500 MW ny vindkraft under Lebesby stasjon, dersom myndighetene gir nye konsesjoner her, og minst 300 MW nytt forbruk realiseres i Hammerfest. Men, det vil ikke være mulig å tilknytte 171 MW konsesjonsgitt vindkraft under Varangerbotn stasjon. Dette innebærer at Statnett må søke om fritak fra tilknytningsplikten på nytt.

- Kapasitet til produksjon: 0 MW
- Økt forbrukskapasitet under Seidafjellet (N-0): 0 MW

#### **Alternativ 1 – Temperaturoppgradering av 132 kV nettet og ny Seidafjellet stasjon på 132 kV**

Som i Nullalternativet bygges Seidafjellet stasjon som en 132 kV med transformering til 66 kV, samt med tilhørende kontrollanlegg. I tillegg innebærer alternativ 1 å temperaturoppgradere dagens 132 kV ledning. Temperaturoppgraderingen består i å kutte trær og fjerne jordmasser slik at avstanden mellom luftledningen og jord under ledningen øker. Dermed blir det mulig å laste ledningen tyngre samtidig som at forskriftsmessig avstand til jord opprettholdes.

Dette alternativet gir mulighet til å knytte til den konsesjonsgitte vindkraften i Øst-Finnmark, men gir ikke økt kapasitet til mer produksjon under Lebesby, utover det som legges til grunn ved ferdigstilling av Skaidi-Lebesby (490 MW). Alternativet gir ikke mulighet til tilknytning av mer forbruk under Varangerbotn (Seidafjellet) enn ferdigstilling av Skaidi-Lebesby (240 MW). Altså innebærer dette alternativet at vi må søke om unntak fra tilknytningsplikten for nye forbruksplaner.

- Kapasitet til produksjon: 170 MW konsesjonsgitt produksjon under Seidafjellet, og 320 MW under Lebesby (til sammen 490 MW)



- Økt forbrukskapasitet under Seidafjellet (N-0): 0 MW

#### **Alternativ 2 – Temperaturoppgradering, ny Seidafjellet stasjon på 132 kV òg Back-to-back**

Alternativ 2 innebærer det samme som alternativ 1, men i tillegg settes det inn effektstyring i form av en back-to-back<sup>6</sup> mot Finland. Den kobles til samleskinnen på 132 kV med transformering til Finnlandsledningen på 220 kV.

- Kapasitet Produksjon: 170 MW konsesjonsgitt produksjon under Seidafjellet, og 470 MW under Lebesby (til sammen 640 MW)
- Økt forbrukskapasitet under Seidafjellet (N-0): 160 MW

#### **Alternativ 3 – Ny 420 kV forbindelse Lebesby-Seidafjellet og ny Seidafjellet stasjon på 420 kV**

Alternativ 3 innebærer omtrent 80 km ny 420 kV ledning mellom Lebesby og Seidafjellet, samt ny Seidafjellet stasjon. Dette er konsesjonssøkt tiltak. I ny Seidafjellet stasjon etableres to stk. 420/132 kV transformatorer, samt tilhørende kontrollanlegg, koblingsfelt, reservefelt og eventuelle reaktive komponenter.

- Kapasitet Produksjon: Samlet kapasitet 610 MW både under Lebesby og Seidafjellet, eller på kun et av stedene i sin helhet
- Økt forbrukskapasitet under Seidafjellet: 310 MW

#### **Alternativ 4 – Ny 420 kV Lebesby-Seidafjellet, ny Seidafjellet stasjon på 420 kV òg Back-to-Back**

Alternativ 4 er det samme som alternativ 3, samt at det settes inn en back-to-back mot Finland i Seidafjellet stasjon. I dette tilfellet kan back-to-backen transformere fra enten 132 kV eller 420 kV. Hvilken spenning som er mest hensiktsmessig er ikke gitt, og vil avhenge av strømflyt.

- Kapasitet Produksjon: Samlet kapasitet 760 MW både under Lebesby og Seidafjellet, eller på kun et av stedene i sin helhet
- Økt forbrukskapasitet under Seidafjellet (N-0): 460 MW

---

<sup>6</sup> Statnetts interne beslutningsprosess på en back-to-back går parallelt til konsesjonssøknaden på ny 420 kV Lebesby-Seidafjellet. Det er ikke endelig bestemt hvilken effektytelse en back-to-back burde ha, men det er lagt til grunn en ytelse på 150 MW. En økt ytelse på back-to-back vil gi tilsvarende økt ytelse på kapasiteten.

I tabellen under er effektmålene listet opp, samt en vurdering av hvert alternativs mulighet til å gjennomføre gitte mål.

Mål	Null- alternativ	Alt. 1	Alt. 2	Alt. 3	Alt. 4
Tilrettelegge for Forespurte/ Modne Forbruksplaner	—	—	✓	✓	✓
Tilrettelegger for Fremtidig forbruk utover forespurte	—	—	—	✓	✓
Muliggjør Konesjonsgitt produksjon	—	✓	✓	✓	✓
Muliggjør Potensiell produksjon - kraftløftet	—	—	●	✓	✓
Opprettholde ringdrift, mesteparten av tiden	—	—	●	—	✓
Redusere risiko for spenningskollaps	—	—	—	✓	✓
Styrke beredskap og geografisk tilstedeværelse	—	—	—	✓	✓

Tabell 3-1 Effektmål og resultatmål, grønn indikerer oppfylt, rød indikerer ikke oppfylt, gul indikerer delvis oppfylt

#### 4 Samfunnsøkonomisk rasjonalitet

I dette kapittelet sammenstiller argumenter og virkninger som påvirker lønnsomheten. I

Vedlegg 1 – verdsetting av virkninger vedlegg har vi redegjort for verdsettelse av hver enkelt virkning.

##### 4.1 Vi anbefaler alternativ 4 – ny 420 kV ledning og Back-to-back mot Finland

Vi anbefaler videreføring av alternativ 4. For å oppnå god flyt og best mulig utnyttelse av nettstruktur, utnytte potensiell produksjonskapasitet av vindkraft, og tilrettelegge for forbruksplaner i fremtiden er det hensiktsmessig med både 420 kV-forbindelse til Seidafjellet og en back-to-back i Seidafjellet stasjon.

Ser vi kun på de prissatte og ikke-prissatte virkningene, fremstår ikke alternativ 4 som samfunnsmessig rasjonelt. Vi vurderer derimot at andre beslutningsrelevante forhold i denne saken veier tungt, og det samlet sett er samfunnsmessig rasjonelt å bygge ny 420 kV ledning og back-to-back på 420 kV, framfor å gjøre tiltak i 132 kV nettet.

Statnett har tilknytningsplikt og det er lange ledetider på nettutbygging. Kraftnettet bør bygges så det på sikt kan ta inn ytterligere kraftproduksjon, som det foreligger planer for, uten at det blir nødvendig med nye naturinngrep og prosjekt- og høringsprosesser. Dette ville totalt sett blitt dyrere for samfunnet. Alternativ 4 tilrettelegger for økt kraftproduksjon i henhold til regjeringens kraftløft.

Sikkerhetspolitisk er det ønsket å opprettholde og øke tilstedeværelsen og bosettingen i Øst-Finnmark. Økt kraftproduksjon og økt kraftoverføring er en forutsetning for næringsutvikling. Alternativ 4 gir høyere forsyningsikkerhet og et mer robust nett, noe som er særlig relevant i Finnmark i lys av den sikkerhetspolitiske situasjonen i Europa. Dersom vi back-to-back viser seg å ikke være gjennomførbart, trenger vi 420 kV ledning mellom Lebesby og Seidafjellet for å kunne overholde tilknytningsplikten og knytte til nytt forbruk og ny produksjon.

Utarbeidet: juni, 2024	Nullalternativet	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
[Nåverdi 2024-MNOK]	Ny 132 kV Seidafjellet stasjon	Temp. oppgr. og ny 132 kV Seidafjellet stasjon	Temp. oppgr. og ny 132 kV Seidafjellet stasjon + BtB	Ny 420 kV Lebesby-Seidafjellet og ny 420 kV Seidafjellet stasjon	Ny 420 kV Lebesby-Seidafjellet og ny 420 kV Seidafjellet stasjon + BtB
<b>Prissatte virkninger</b>					
Investeringskostnader	-475	-480	-1 345	-2 265	-3 190
Verdi ny produksjon	0	255	255	915	1 140
Verdi konsesjonsnett vindkraft	0	255	255	255	255
Potensiell verdi av økt vindkraft Seidafjellet	0			660	885
Reduserte overføringstap med 420 kV				68	68
<b>Sum prissatte virkninger</b>	<b>-475</b>	<b>-225</b>	<b>-1 090</b>	<b>-1 282</b>	<b>-1 982</b>
Differanse til nullalternativet	0	250	-615	-807	-1 507
<b>Ikke-prissatte virkninger *</b>					
Natur- og miljø	0	0	Liten (-)	Middels (-)	Middels (-)
Verdi av nytt forbruk	0	0	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)
Økt forsyningsikkerhet	0	0	Liten (+)	Liten (+)	Middels (+)
Drifts og vedlikeholdskostnader	0	0	0	Liten (-)	Liten (-)
Handelsinntekter	0	0	Liten (+)	0	Liten (+)
<b>Rangering ikke-prissatte virkninger</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>1</b>
<b>Andre beslutningsrelevante forhold</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alternativ 4 tilrettelegger for mer produksjon, noe som er nødvendig dersom regjeringens kraftløft skal gjennomføres. I forbindelse med elektrifisering av melkøya kom regjeringen med et kraftløft med mål om å møte fremtidens energi behov, fremme bærekraftig energi og styrke forsyningsikkerheten ved å tilrettelegge for økt kraftproduksjon i fylket.</li> <li>• For å knytte til dagens forbruksplaner trenger vi minimum alternativ 2. Det kan komme økt forbruk i ledningens levetid utover det temperaturoppgradering (132 kV) og back-to-back kan tilrettelegge for. Forbruksøkning utover dagens forbruksplaner krever alternativ 3 eller 4.</li> <li>• Økt kraftoverføring (420 kV) vil bedre grunnlaget for næringsvirksomhet som styrker geografisk tilstedeværelse og er viktig for geopolitiske sikkerhetshensyn.</li> <li>• En ny ledning bidrar også til bedret forsyningsikkerhet og beredskap og muliggjør vedlikehold av dagens anlegg med lavere risiko enn i dag.</li> </ul>					
<b>Usikkerhet</b>					
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Potensiell verdi av økt vindkraft er beregnet utifra hvor mye økt kapasitet til produksjon hvert alternativ gir. Dersom forbruket øker blir det kapasitet for ytterligere økt produksjon.</li> <li>• Det er usikkerhet knyttet til hvor raskt og i hvilken grad det planlagte forbruket og produksjonen i Øst-Finnmark realiseres.</li> <li>• Kostnadsanslaget er basert på forventningsverdier og kan være høyere enn anslått.</li> <li>• Back-to-back er en type komponent med stor usikkerhet knyttet til anskaffelseskostnad. Dersom videre arbeid frem mot konsesjonsøknad viser at den ikke lenger å være lønnsom grunnet kostnadsøkning, anbefaler vi videreføring av alternativ 3 med 420 kV ledning. Bare temperaturoppgradering av 132 kV med oppgradering av stasjon vil ikke være tilstrekkelig for å tilknytte omsøkt forbruk og produksjon.</li> </ul>					
<b>Rangering samfunnsøkonomisk rasjonalitet</b>	<b>5</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>2</b>	<b>1</b>

\* Skala er 0-liten-middels-stor, med (+) eller (-) retning. Ikke-verdsatt indikerer kun retning, størrelse er ikke vurdert.

I det videre kommenteres tabellen og drøfting av usikkerhet.

## 4.2 Prissatte virkninger trekker i retning av alternativ 1

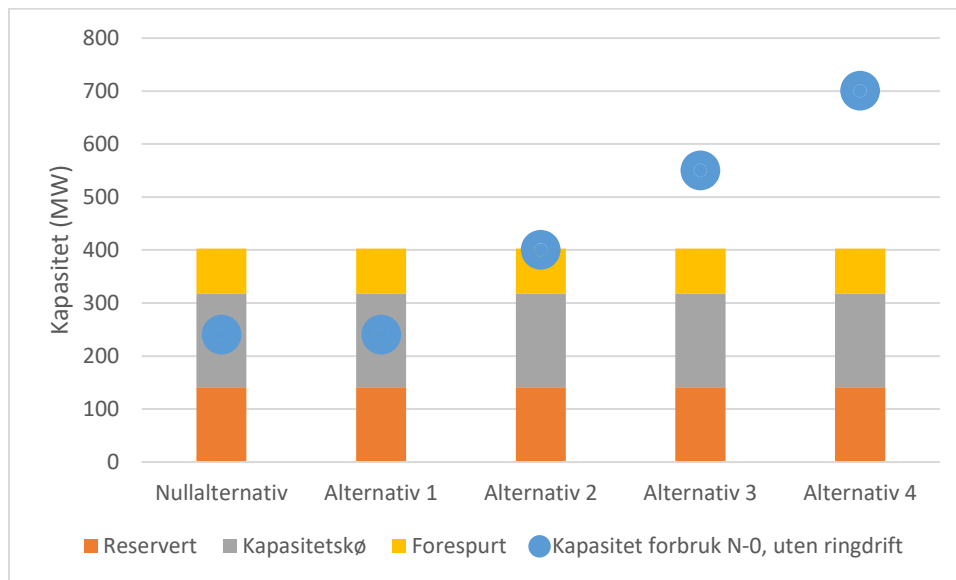
Ny 420 kV-ledning mellom Lebesby og Seidafjellet og ny 420-kV Seidafjellet stasjon innebærer forventet investeringskostnad på 2 865 MNOK med en nåverdi på 2 265 MNOK. Selv med betydelig økning i stasjonskostnader for 132 kV stasjon og temperaturoppgradering, vil investeringskostnaden trekke i favør av alternativ 1. Grunnet store avstander i Finnmark er netttiltak kostbare sett i forhold til forbrukets størrelse. Ved alternativ 3 og 4 får vi verdi av potensiell vindkraftproduksjon i området, men denne nytten veier ikke opp for merkostnaden som følger ved de to sistnevnte alternativene.

Ut fra investeringskostnad og verdien av konsesjonsnett og potensiell vindkraftproduksjon ser vi at alternativ 1 er det mest lønnsomme alternativet, etterfulgt av henholdsvis Nullalternativet, alternativ 2, alternativ 3 etterfulgt av alternativ 4.

### Alternativ 1 gir ikke tilstrekkelig kapasitet til forsyning av forespurt forbruk

Statnett har tilknytningsplikt. Dersom vi ikke kan tilknytte all forespurt forbruk i Øst-Finnmark kan dette medføre samfunnsøkonomiske kostnader for samfunnet. Det eksakte forbruksvolumet vi ikke kan tilknytte eller forsyne i intakt nett og verdien av dette er svært usikkert, og avhenger av om, når og hvor forbruket kommer.

Selv med temperaturoppgradering av ledningene vil det ikke være mulig å tilknytte alt forespurt forbruk under Varangerbotn og Kirkenes. For å forsyne alt forespurt forbruk i Øst-Finnmark må alternativ 2, 3 eller 4 etableres. Basert på dagens tilknytningshenvendelser vil alternativ 3 og 4 medføre en overkapasitet før nye henvendelser kommer til. Våre ledninger har lang levetid og det er derfor rasjonelt å bygge med noe overkapasitet.



Figur 4-1 Oversikt over forbruksplaner med ulik modenhet under Varangerbotn og Kirkenes, sett i sammenheng med forbrukskapasitet ved de ulike alternativene.

I Øst-Finnmark er det en høyere andel av energiforsyningen som kommer fra fossile brenslere enn ellers i landet. Det begrunnes delvis med for lite nettkapasitet. Det medfører at Øst-Finnmark ikke har mulighet til å ta del i det grønne skiftet som resten av landet. Samtlige kommuner har ambisjoner om å levere i det grønne skiftet, men deres utfordring er å vite omfang og sammensetning av energibruken. Dermed kan styrket nettilgang medføre en "vakuump"-effekt med høyere vekst i normalt kraftforbruk sammenlignet med resten av landet.

### Temperaturoppgradering med back-to-back muliggjør tilknytning av mer produksjon og forbruk, men produksjonen må tilknyttes under Lebesby.

Alternativ 2 muliggjør tilknytning av mer produksjon, men legger ikke til rette for mer enn konsesjonsgritt produksjon (170 MW) under Seidafjellet. Dette begrenser utviklingsmulighetene i de østlige deler av Finnmark. I tabellen under fremstilles en oversikt over kapasitet til produksjon og forbruk som følger ved de ulike alternativene.

	Nullalternativ Skaidi-Lebesby 420 kV	Alternativ 1 + temp. oppgr og 132 kV stasjon i Seidafjellet	Alternativ 2 + B2B	Alternativ 3 420 kV Lebesby- Seidafjellet	Alternativ 4 420 kV + B2B
Konsesjonsgitt vindkraft (170 MW) under Seidafjellet	0	170	170	170	170
Tilrettelegger for ytterligere volum produksjon	490*	320*	470*	440	590
Sum produksjon	490	490	640	600	760
Kapasitet forbruk innenfor N-0, uten ringdrift	240	240	400	550	700

\*Gjelder for produksjon under Lebesby/Adamselv

Tabell 4-1 Oversikt over kapasitet til produksjon og forbruk under Seidafjellet stasjon som følger ved de ulike alternativene

#### Back-to-back kan redusere tiden med delt drift

En back-to-back gir mulighet til å styre flyt på finnlandsledningen samtidig som den sikrer at ledningen ikke overbelastes. Med andre ord gir den fordelen av å dele nettet, samtidig som utvekslingen med Finland er intakt. I situasjoner med overskudd i Øst-Finnmark vil det være mulig å eksportere ønsket kapasitet til Finland, og samtidig ha full eksport til Vest-Finnmark.

#### Back-to-back gir større nytte med 420 kV forbindelse

En back-to-back gir bedre utnyttelse av ledningen til Finland. Den muliggjør styrt kraftflyt mellom Norge og Finland, noe som forbedrer responsen på prisforskjeller mellom landene og øker handelsinntektene.

Med en 420 kV-forbindelse til Seidafjellet uten en Back-to-Back, vil finnlandsledningen i stor grad ligge utkoblet slik at ledningens kapasitet ikke utnyttes. Med en back-to-back uten 420 kV-forbindelse til Seidafjellet, vil det være mye av Back-to-Backen og finnlandsledningens potensial som blir liggende uforløst. I begge tilfeller vil det forbli ubalanse i kraftsystemet og vil forbli mye delt drift. For å oppnå god flyt og best mulig utnyttelse av nettstruktur, utnytte potensiell produksjonskapasitet av vindkraft, og tilrettelegge for forbruksplaner er det hensiktsmessig med både 420 kV-forbindelse til Seidafjellet og en back-to-back i Seidafjellet stasjon.

#### Ny 420 kV Lebesby – Seidafjellet bedrer forsynings sikkerheten ved å forhindre spenningskollaps

Som beskrevet behovsanalysen er det lange 132 kV-ledninger som får store reaktive tap ved store strømmer. Spenningskollaps blir derfor begrensende for overføringen før de termiske begrensningene opptrer. Når en benytter 420 kV driftsspenning blir strømstyrken og de reaktive tapene lavere og det kan overføres mer kraft uten at spenningskollaps blir en problemstilling.

#### Med 420 kV kan mer produksjon tilknyttes på vilkår sammenlignet med 132 kV

Under N-1-kriteriet med back-to-back i Seidafjellet stasjon, vil det være den samme kapasiteten om forbindelsen Lebesby-Seidafjellet er på 132 kV eller 420 kV. Dette grunnet en ytre begrensning på utfall av 420 kV Skaidi-Lebesby, der 132 kV Lakselv-Adamselv blir den begrensende forbindelsen, sammen med importkapasiteten fra Finland. Den store forskjellen mellom 132 kV og 420 kV kommer ved

intaktnett og N-0. 420 kV gir betydelig mer kapasitet enn 132 kV slik at fleksibelt forbruk kan tilknyttes på vilkår med system-/nettvernet.

Dermed blir hovedforskjellen mellom 132 kV kontra 420 kV hvor mye kapasitet vi kan tilrettelegge for på vilkår, til produksjon og forbruk. 132 kV gir kapasitet til 490 MW ny produksjon (320 under Lebesby) og 240 MW forbruk på vilkår (N-0). 420 kV ledning Skaidi-Lebesby-Seidafjellet gir kapasitet til 600 MW produksjon og 550 MW nytt forbruk (N-0).

#### **Natur og miljøinngrepene er størst for ny 420 kV ledning**

Tiltakene vil ha konsekvenser for natur og miljø. I alle alternativene vil vi bygge ny stasjon, men i alternativ 1 og 2 vil denne ha noe mindre arealbeslag. Et back-to-back-anlegg krever noe plass, og har derfor noe naturinngrep. Ny 420 kV ledning har negativ innvirkning på natur og miljø. Det er i stor grad planlagt parallelføring langs eksisterende ledninger mellom Adamselv-Varangerbotn/Tana Bru. Dette vil redusere negative virkninger av ny ledning sammenlignet med om den ble oppført i landskap uten menneskelige inngrep. Verdiforringelsen vil likevel være av middels størrelse for alternativ 3 og 4.

#### **4.3 Andre beslutningsrelevante forhold tilsier at det er rasjonelt å planlegge for alternativ 4**

Statnett skal tilrettelegge for tilknytning av nytt forbruk og produksjon, og ønsker å være i forkant. Regjeringen har som mål å tilrettelegge for betydelig økt produksjon og næringsutvikling i nord. Vi vurderer at ny 420 kV ledning og back to back er nødvendig for å tilrettelegge for regjeringens kraftløft i Finnmark, og eventuell nytt forbruk utover det som er reservert og omsøkt i dag.

#### **Alternativ 2 tilrettelegger ikke for mer enn omsøkt forbruk**

I behovsanalysen så vi at det i dagens nett er begrenset kapasitet til forbruksvekst innenfor hva som anses som driftsmessig forsvarlig å tilknytte. Samtidig omtalte vi i behovsanalysen at det eksisterer flere industri- og elektrifiseringsplaner i Øst-Finnmark. Gitt at disse forbruksplanene materialiserer seg må Statnett gjøre tiltak i nettet i Øst-Finnmark for å overholde tilknytningsplikten. Alternativ 2 tilrettelegger for omsøkt forbruk, men ikke noe utover dette. Nettanlegg har lang levetid, og det kan komme ytterligere forbruk utover det som er omsøkt i denne perioden. For å kunne tilknytte fremtidig forbruksøkning må alternativ 3 eller 4 etableres.

Tilknytnings- og investeringsplikten for forbruk er sterk. Kun i ekstraordinære tilfeller gir ED dispensasjon (energilooven §3-4). Selv om det er stor usikkerhet i fremtidige forbruksplaner er kapasitet til nytt forbruk i dagens nett, innenfor hva som anses som driftsmessig forsvarlig, så liten at vi mener det er sannsynlig at vi må gjøre tiltak for å oppfylle tilknytningsplikten. Vi anser det å bygge en ny 420 kV ledning mellom Adamselv og Varangerbotn som det mest robuste alternativet. Linjenettet bør bygges så robust at det på sikt kan ta inn ytterligere kraftproduksjon uten at det nødvendigvis må gjennom nye høringsprosesser og naturinngrep.

#### **Nettiltak har lang ledetid, forbruk kan ha kort ledetid**

Det er stor usikkerhet knyttet til forbruksplaner, konsesjonsprosesser og lønnsomhet av ny vindkraft, samt investeringskostnader ved nye nettiltak i Øst-Finnmark. Basert på denne usikkerheten fremstår det som fornuftig å modne prosjektet videre frem mot endelig investeringsbeslutning. Flere av forbruksplanene i Øst-Finnmark har kort ledetid, mens utredning, konsesjonsprosess og utbygging av store nettiltak normalt har lange ledetider. Statnett ønsker å ligge i forkant og ser derfor et klart behov for å vurdere ulike tiltak som kan legge til rette for forbruksvekst og næringsutvikling i Øst-Finnmark.

#### **Et robust kraftnett er en forutsetning for geopolitisk tilstedeværelse i Finnmark**

I lys av den sikkerhetspolitiske situasjonen trenger vi en sterk og sikker infrastruktur i hele landet, spesielt i Finnmark. Dette er sentralt i regjeringens trusselvurdering fra vinteren, hvor det understrekes

at Norge må være forberedt på å ta større ansvar for egen og alliert sikkerhet i framtiden, og ta hensyn til sikkerhetspolitiske risikoer i alle beslutninger. Fokus legges på å styrke beredskap og nasjonal sikkerhet, samt motstandskraften i kritisk infrastruktur. Økt sikkerhet og robusthet i energi- og forsyningsnettverk er essensielt for stabil og sikker strømforsyning, som er vitalt for nasjonal sikkerhet og beredskap. Økt kraftoverføring vil bedre grunnlaget for næringsvirksomhet som hever geografisk tilstedeværelse og styrker geopolitiske sikkerhetshensyn.

#### **Alternativ 4 tilrettelegger for å knytte til produksjon i henhold til regjeringens kraftløft**

Statnett søkte i 2018 om fritak fra tilknytningsplikten for konsesjonsgitt vindkraft på Varangerhalvøya. Søknaden ble senere trukket i 2019. Dette betyr at Statnett pr. dags dato har utredningsplikt så lenge vindkraftaktørene ønsker videreføring. I tillegg til de konsesjonsgitte vindkraftplanene ble det i april meldt inn 26 aktuelle kraftprosjekter i Finnmark. NVE har tatt med 12 prosjekter videre i konsesjonsbehandlingen. På grunn av begrenset nettkapasitet vil det kun være mulig å bygge ut et fåtall av disse, selv med nettførsterkninger. Antall vil avhenge av overføringskapasiteten som bygges ut i området. Vindkraftverkene som er konsesjonssøkt i Finnmark konkurrerer om den samme kapasiteten. For å muliggjøre flest mulig planer i henhold til regjeringens kraftløft, anbefaler vi alternativet som muliggjør tilknytning av mest mulig produksjon. Alternativ 4 muliggjør tilknytning av 760 MW produksjon<sup>7</sup> enten under Lebesby, Seidafjellet eller delt mellom de to.

#### **4.4 Usikkerhet**

Usikkerhetene knyttet til 420 kV ledning inkluderer flere faktorer som kan påvirke prosjektets gjennomføring og lønnsomhet. Endringer i forbruksmønstre eller produksjonsforutsetninger, kan påvirke den totale økonomiske nytten av investeringen. Behovet for tiltaket bygger på at forbruk og produksjon etableres og hvor mye som etableres. Det er usikkerhet knyttet til hvor raskt og i hvilken grad det planlagte forbruket og produksjonen i Øst-Finnmark vil materialisere seg. Usikkerheten i hvor mye som faktisk etableres vil påvirke nytten av alternativene. Dersom bare en liten del av forbruket og produksjonen etableres, kan temperaturoppgradering og ny Seidafjellet stasjon på 132 kV være tilstrekkelig. Dersom vi skal kunne knytte til alt forbruk og produksjon, må vi ha back-to-back i tillegg. Det er usikkerhet knyttet til kostnader for back-to-back. Back-to-back er ikke konsesjonssøkt enda, og dersom denne viser seg å ikke være gjennomførbart, på grunn av kostnadsøkning eller uenighet med Fingrid, vil 420 kV ledning være mest rasjonelt.

#### **4.5 Samlet vurdering - øvrige beslutningsrelevante forhold tilsier videreføring av alternativ 4**

Vi anbefaler videreføring av alternativ 4. Vi anser at alternativet som innebærer 420 kV-drift, ny 420 kV-stasjon i Seidafjellet og back-to-back er det mest rasjonelle tiltaket. Dette er begrunnet utfra en totalvurdering av prissatte, ikke-prissatte virkninger og andre beslutningsrelevante forhold. Mulighet til å tilknytte mer vindkraft raskere og større oppside med tanke på forbruksvekst forsvaret noe av de høyere investeringskostnadene. Back-to-back er fremmet som et eget tiltak og må konsesjonssøkes. Dersom denne ikke kommer, anbefaler vi fortsatt 420 kV ledning mellom Lebesby og Seidafjellet for å kunne tilknytte alt forbruk og potensiell produksjon.

For å oppnå god flyt og best mulig utnyttelse av nettstruktur, utnytte potensiell produksjonskapasitet av vindkraft, og tilrettelegge for forbruksplaner i fremtiden er det hensiktsmessig med både 420 kV-forbindelse til Seidafjellet og en back-to-back i Seidafjellet stasjon. Tiltaket er i tråd med regjeringens kraftløft og Fylkestinget i Finnmark mener det er avgjørende med 420 kV ledning for videre utvikling i fylket, ettersom det legger til rette for fremtidig industrielle vekstmuligheter.

---

<sup>7</sup> Dersom forbruket øker, vil det muliggjøre ytterligere økt produksjon. Denne virkningen har høyere verdi jo mer forbruk som kan knyttes til.

### Vedlegg 1 – verdsetting av virkninger

I dette vedlegget redegjør vi for verdsettelse av virkninger (fordeler og ulemper) i nullalternativet og konseptene som er tatt med videre fra mulighetsstudien. Vi går først gjennom prissatte virkninger, før vi går gjennom de ikke-prissatte virkningene. Vi diskuterer også usikkerheten forbundet ved hver virkning.

Når vi har prissatt en virkning er det gjennomført på bakgrunn av forventningsverdier. Forutsetningene for hvordan disse verdiene er beregnet står forklart under hver virkning. Eller er alle nåverdier oppgitt i 2024-kroner, og det er lagt til grunn en diskonteringsrente på 4%.

#### Investeringskostnader

Under oppgir vi investeringskostnadene til konseptene som er tatt med videre. Tabellen under viser kostnadstall lagt til grunn i beregningene.

Tabell V-1 Kostnadsoversikt

Kostnadsoversikt		
Ledningskostnader		
Beskrivelse	Kostnad	Kommentar
420kV pr. km	13 MNOK	Inngår i alternativ 3 og 4
Temperaturoppgradering 132 kV ledning	5 MNOK	Inngår i alternativ 1 og 2
Stasjonskostnader		
Beskrivelse	Kostnad	Kommentar
Stor stasjon 420 kV	1825 MNOK	Gjelder for ny stasjon Seidafjellet
Ny stasjon 132 kV	600 MNOK	Gjelder for ny stasjon Varangerbotn (Seidafjellet)
Back-to-Back omformer	1100 MNOK	Gjelder for alternativ 2 og 4

Generelt forutsetter vi at levetiden for aktuelt nett i det primære analyseområdet er 80 år, mens for stasjonene og transformatorene er 50 år.

I alle alternativene er det lagt til grunn ny stasjon på ny plassering. Nullalternativet og temperaturoppgraderingsalternativene innebærer stasjon på 132 kV, mens øvrige alternativer innebærer stasjon på 420 kV. Vi legger til grunn 5 MNOK for temperaturoppgradering.

#### Nytte av ny vindkraftproduksjon

Beregning av nytte av ny vindkraftproduksjon er gjort på tilsvarende måte som ved opprinnelig samfunnsøkonomisk analyse av både Skaidi-Lebesby og Lebesby-Seidafjellet tilbake i 2020. Tabell V-2 viser forutsetninger brukt i beregningen.

Resultatet er at ny vindkraft gir en nåverdi av nytten på 1,5 MNOK/MW.



Tabell V-2 Øvrige relevante forutsetninger for beregning av nytte vindkraftproduksjon

Variabel	Verdi
Diskonteringsrente for vindkraft	6%
Brukstid	4300 fullasttimer
Analyseperiode	40 år
Levetid for vindturbiner	25 år
Reinvesteringskostnad	70 % av investeringskostnad
Analyseår	2024
Idriftsettelsesår	2030
Valutakurs	10,5 EUR/NOK
Drift og vedlikehold	124 NOK/MWh (tilsvarer 0,533 MNOK forutsatt 4300 fullasttimer)
Investeringskostnad	12,3 MNOK
Kraftpris	21 €/MWh i 2027 økende til 48 €/MWh 2035 så avtakende til 37 €/MWh i 2050

### Reduserte overføringstap

Vi har vurdert hvordan Adamselv-Varangerbotn påvirker overføringstap sammenlignet med nullalternativet. 420 kV ledning gir reduserte overføringstap på 9 GWh/år. I analysen for Skaidi-Adamselv estimerte vi reduserte overføringstap av 420 kV-drift Skaidi-Adamselv til å være 15 GWh pr. år med en nåverdi på 114 MNOK. Samme beregning viste at 420 kV-drift av Skaidi-Adamselv-Varangerbotn vil gi tapsreduksjon på 24 GWh med en nåverdi på 182 MNOK. Basert på dette legger vi til grunn at 420 kV fra Adamselv til Varangerbotn vil gi en tapsbesparelse på 68 MNOK i forhold til nullalternativet.

### Ikke-prissatte virkninger:

De ikke-prissatte virkningene belyser den samfunnsøkonomiske kostnaden eller nytten av alternativene målt mot nullalternativet.

### Forbruksplaner

I nullalternativet og alternativ 1 får vi lite kapasitetsøkning for nytt forbruk. Dette innebærer at vi ikke vil kunne knytte til nytt forbruk utover det som allerede har fått tilknytning. Som nevnt i analysen er det mange forespørsler om forbruk i området. Totalt er det forespørsler på ca. 2300 MW forbruk med varierende modenhetsgrad. Under Seidafjellet og Kirkenes er det planer om litt over 400 MW forbruk. Flere av disse planene er elektrifisering av eksisterende industri som i dag bruker fossile energikilder. Dette er tall som indikerer stor verdiskaping dersom det blir realisert. I punktene redegjør vi for verdien av nytt forbruk basert på de tre elementene nedenfor:

Kapasitetsøkning (MW): alternativene tilrettelegger for en ulik kapasitet for tilknytning av forbruk. Alternativ 4 muliggjør tilknytning av ca. 700 MW mot 240 MW i nullalternativet. Mer tilknytning kan gis med eller uten vilkår, avhengig av tiltak utenfor området. Alternativ 4 muliggjør altså mer forbruk i framtiden, men ettersom dette er forbruk som ikke er meldt regnes ikke dette med i virkningen. Både alternativ 2, 3 og 4 gir nok kapasitetsøkning til å dekke dagens forbruksplaner.

Verdi pr. MW: Dette er avhengig av den konkrete verdien for hver enkelt kunde. Dette er komplisert og omfattende å anslå detaljert. Tilknytnings sakene i regionalnettet er en blanding av elektrifisering av

eksisterende industri, ny grønn industri, samt generell forbruksvekst i en region med høy vekst. Tiltaket legger til rette for økt elektrifisering og omstillinger i dagens industri.

Vurdering av sannsynlighet for realisering av forbruket: Det er noe eksisterende industri som har forespurt kapasitet for å elektrifisere eller redusere sine utslipp. Det er sterkt ønske om nyetablering i området. Det anses derfor som stor sannsynlighet økt forbruk.

Vår samlede vurdering av de ulike alternative for verdi av nytt forbruk er basert på de tre elementene over.

Tabell V-3 Ikke-prissatte virkninger for forbruksplaner i de ulike alternativene.

Nullalternativet	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
0	0	Liten (+)	Liten (+)	Liten (+)

#### Handelsinntekter

En back-to-back gir bedre utnyttelse av ledningen til Finland. Den muliggjør styrt kraftflyt mellom Norge og Finland, noe som forbedrer responsen på prisforskjeller mellom landene og øker handelsinntektene. Dette innebærer at alternativene med back-to-back, 2 og 4, vurderes som en virkning med liten (+).

Tabell V-4 Ikke-prissatte virkninger for handelsinntekter i de ulike alternativene.

Nullalternativet	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
0	0	Liten (+)	0	Liten (+)

#### Drifts og vedlikeholdskostnader

420 kV drift med ny 420 kV stasjon gir noe økte drift og vedlikeholdskostnader sammenlignet med dagens anlegg fordi anleggsmassen i transmisjonsnettet økes. Basert på dette, verdsettes alternativene med 420 kV som "Liten (-)".

Tabell V-5 Ikke-prissatte virkninger for drift og vedlikeholdskostnader i de ulike alternativene.

Nullalternativet	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
0	0	0	Liten (-)	Liten (-)

#### Økt forsyningssikkerhet

420 kV ledning gir noe økt forsyningssikkerhet i forhold til 132 kV ledning. Når en benytter 420 kV driftsspenning blir strømstyrken og de reaktive tapene lavere og det kan overføres mer kraft uten at spenningskollaps blir en problemstilling. Back-to-back vil også ha effekt på forsyningssikkerheten ved at vi kan styre kraftflyten og opprettholde ringdrift i en større andel av tiden enn det vi gjør i dag. Disse

kombinert, gir høyere forsyningssikkerhet. Basert på dette verdsettes økt forsyningssikkerhet med Liten (+) i alternativ 2 og 3, og Middels (+) i alternativ 4.

Tabell V-6 Ikke-prissatte virkninger for økt forsyningssikkerhet i de ulike alternativene.

Nullalternativet	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
0	0	Liten (+)	Liten (+)	Middels (+)

### Natur og miljø

Adamselv-Varangerbotn medfører om lag 74 km ny kraftledning. Vi vurderer omfanget av ny 420 kV-ledning inklusive ny transformatorstasjon til å være stort. Omfanget av ny 132 kV-stasjon vil være noe mindre.

Kraftledningen vil gå gjennom viktige rekreasjons- og friluftslivsområder på Laksefjordvidda, og ved Sommervann i Tana kommune. Ledningen krysser også Tanavassdraget m/sideelver som er en svært viktig lakseelv, og som har store verdier knyttet til reiseliv og friluftsliv. Ledningstraseen vil også gå gjennom svært viktige reindriftsområder, med både kalvingsland, flyttveger og samleområder for merking og slakt. I Juli kom en dom fra Tingretten i forbindelse med reindriftsdistriktenes søksmål om å stoppe utbyggingen av Melkøya. Tingretten trekker fram at det ikke er godt nok dokumentert at kraftlinjer har vesentlig negativ effekt på reindriften i driftsfasen. Kraftledningene påvirker reindriftsnæringen i liten grad, men byggingen av de gjør det og må tilpasses. Det er ikke registrert noen verneområder langs traseen, men flere sjeldne arter. Det er i stor grad planlagt parallelføring langs eksisterende ledninger mellom Adamselv-Varangerbotn/Tana Bru. Dette vil redusere negative virkninger av ny ledning sammenlignet med om den ble oppført i landskap uten menneskelige inngrep. Verdiforringelsen vil likevel være av middels størrelse.

Kombinasjon av stort omfang og middels verdiforringelse gjør at vi vurderer at en ny ledning mellom Adamselv og Varangerbotn medfører en middels (-) konsekvens for natur og miljø.

Tabell V-7 Ikke-prissatte virkninger for areal- og miljø i de ulike alternativene.

Nullalternativet	Alternativ 1	Alternativ 2	Alternativ 3	Alternativ 4
0	0	Liten (-)	Middels (-)	Middels (-)

Tabell V-8 kapasiteter ved ulike investeringer, fra konsesjonssøknad Skaidi-Lebesby 2020.

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

\* Gjelder for produksjon under Adamselv.

<sup>A</sup> Gjelder for forbruk under Varangerbotn. Ytterligere oppside under Adamselv.