

Vindkraft i Øst-Finnmark Muligheter og konsekvenser



Foto: NVE/ Arne T. Hamarsland

Rapport

Vindkraft i Øst-Finnmark - Muligheter og konsekvenser

Dokumentet sendes til:

Norges vassdrags- og energidirektorat

Saksbehandler/Adm. enhet:

Magnus Gustavsson / UPN

Vegar Storvann / UPN

Rolf Korneliussen / UPØ

Ola Hagen Øyan / UPØ

Anders Kringstad /UPM

Martine Moe Winsnes / UPM

Ansvarlig/Adm. enhet:

Grete Westerberg / UP

Rapporten er elektronisk godkjent og sendes derfor uten signatur

Dokument ID: 2733861

Dato: 13.03.2018

Sammendrag

I Øst-Finnmark er det 175 MW vindkraft med konsesjon som ikke kan koble seg på nettet da det ikke er tilstrekkelig nettkapasitet. Hvis vi skal kunne knytte til den aktuelle vindkraften utelukkende ved hjelp av norske tiltak innebærer dette trolig en ny 420 kV ledning mellom Skaidi og Varangerbotn. Våre beregninger tilsier at dette ikke er et samfunnsøkonomisk lønnsomt tiltak, gitt den informasjonen vi har i dag. Dette skyldes en kombinasjon av høye kostnader og lav nytte av vindkraften tiltaket legger til rette for, samt at vi per i dag ser få andre nyttevirksomheter.

I arbeidet med rapporten "Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020" (Statnett 2016) gjorde vi grundige vurderinger av ulike scenario for forbruksvekst i Finnmark. Ved en betydelig forbruksvekst i regionen kan det bli samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge nett som også gir kapasitet til vindkraften med konsesjon, siden andre nyttevirksomheter da vil være høyere. Statnett har derfor tatt initiativ til å se nærmere på mulige forbruksbehov som vil kunne gi grunnlag for utbygging, og vil gjøre en oppdatert vurdering i etterkant av denne prosessen, trolig mars 2019. Flere statlige aktører vil være involvert i Statnett i arbeidet det kommende året.

På lengre sikt kan det også bli lønnsomt å bygge nett for vindkraft alene. Dette vil i så fall innebære en mer storskala utbygging av både vindkraft og nett, eksempelvis i form av en ledning til Finland i tillegg til Skaidi-Varangerbotn. En eventuell nettutbygging som gjør det mulig å knytte til større volumer vindkraft i Øst-Finnmark må sees i et langsiktig og nordisk perspektiv. Statnett samarbeider derfor med Svenska Kraftnät og Fingrid, og vil i løpet av 2019 komme med en ny nordisk nettplan der vi blant annet ser på økt kapasitet mellom Finnmark og Finland.

Teknisk vurdering av tiltak for økt kapasitet - Skaidi-Varangerbotn utpeker seg

132 kV-nettet i Finnmark er bygd ut slik at alle enkeltledninger når sin kapasitetsgrense omtrent samtidig. Det vil si at en oppgradering av den mest begrensede ledningen bare flytter problemet til en annen ledning, uten at vi oppnår en reell kapasitetsøkning gjennom hele regionen. Økt kapasitet krever derfor at vi forsterker mer enn én ledning.

Vi har vurdert tiltak både enkeltvis og i kombinasjon. For å få nok kapasitet til å kunne knytte til vindkraftverkene med konsesjon ser det ut til at det er nødvendig med en ny 420 kV-forbindelse, enten vest-øst gjennom Finnmark eller gjennom de nordlige delene av Finland og inn i Finnmark. På norsk side utpeker Skaidi-Varangerbotn seg som det beste alternativet. Hva som kan være mulige alternativer mellom Finnmark og Finland, vil vi se nærmere på sammen med Fingrid høsten 2018.

Skaidi-Varangerbotn på 420 kV innebærer minst to transformatorstasjoner og ca 220 km ledning, avhengig av løsningsvalg. For å unngå overlast på 220 kV forbindelsen mot Finland har vi antatt at vi må dele nettet mot Finland ved høyt overskudd, slik praksisen er i dag. Da vil Skaidi-Varangerbotn utgjøre den siste halvdelen av en over 500 km lang 420 kV-radial fra Balsfjord. Det parallelle 132 kV-nettet er såpass svakt at 420 kV-ledningene kan betraktes som en lang radiell AC-forbindelse.

Våre beregninger viser at vi møter spenningsbegrensninger før vi når den termiske begrensningen på selve ledningen. Hvor stor produksjon vi kan knytte til er dermed avhengig av både antall stasjoner, reaktiv kompensering og øvrig utvikling i Finnmark. For å holde 420 kV-ledningen i reaktiv balanse har vi lagt til grunn en kapasitet på 500 MW fra Øst- til Vest-Finnmark, som innebærer en kapasitetsøkning på 300 MW fra i dag.

Ikke rasjonelt å bygge Skaidi-Varangerbotn for vindkraft med konsesjon alene

Vi har i tidligere analyser konkludert med at det ikke er samfunnsøkonomisk lønnsomt å bygge ut 420 kV-nett gjennom og ut av Finnmark for vindkraft alene. Denne analysen bekrefter dette på ny.

Vi kjenner per i dag ikke til konkrete forbruksplaner som er store nok til å utløse større nettinvesteringer. Ved å installere reaktiv kompensering i området kan vi håndtere en vekst på opp mot 100 MW innenfor N-1, og enda mer om det blir brukt systemvern. Dette er tilstrekkelig for å dekke opp for det vi i dag kjenner til av konkrete forbruksplaner. En utbygging av Skaidi-Varangerbotn nå vil derfor måtte forsvares av gevinsten ved vindkraft alene.

I Øst-Finnmark bidrar gode vindforhold isolert sett til høyere nytte av vindkraft enn andre steder i Norge. Fordelen blir imidlertid dempet av lavere lokale kraftpriser og høyere overføringstap. Med en utbygging av 175 MW vindkraft viser våre beregninger at inntektene over levetiden vil være nær de samlede drifts og utbyggingskostnadene for selve kraftverkene. Samtidig er de nødvendige nettinvesteringene høye. En ny 420 kV ledning mellom Skaidi og Varangerbotn koster mellom 2 og 3,5 milliarder kroner. Negative virkninger på natur og miljø kommer i tillegg. Øvrige nyttevirkninger er med den informasjonen vi har i dag lave. I sum gir dette en negativ samlet samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nett og vindkraftutbygging i samme størrelsesorden som kostnadene for nettet.

En rekke usikkerhetsmomenter kan påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten både i positiv og negativ retning. Forutsetter vi at det ikke kommer noen vesentlig økning i forbruket, og at kun vindkraften som allerede har konsesjon blir bygd ut, er det imidlertid vanskelig å se for seg noe scenario der det blir lønnsomt å bygge ut Skaidi-Varangerbotn på 420 kV. En viktig årsak til dette er at de forholdene som eventuelt kan gjøre det mer lønnsomt å bygge ut vindkraft i Øst-Finnmark, som eksempelvis et høyere europeisk kraftprisenivå, billigere vindmøller og lavere avkastningskrav, også vil gjøre det mer lønnsomt å bygge ut vindkraft andre steder i Nord-Norge og de nordlige delene av Sverige og Finland. Dette vil dempe de lokale prisene og redusere en mulig oppside.

Større vindkraftvolum endrer ikke vår konklusjon

Hvis vi bygger Skaidi-Varangerbotn på 420 kV gir dette kapasitet til mer vindkraft enn det som har konsesjon i dag, men uten ytterligere investeringer får vi en relativt moderat kapasitetsvekst. For å knytte til mer enn 300 MW vindkraft i enden av Skaidi-Varangerbotn er det behov for betydelig kompensering. Det er usikkert hvor mye kompensering vi kan installere og samtidig sikre en forsvarlig drift.

Konklusjonen er den samme om vi legger til grunn 300 MW ny vindkraftproduksjon. Årsaken er at selv med 300 MW vindkraft, så er vår vurdering at lønnsomheten av vindkraften uansett er for lav. Det skal fortsatt mye til for at vindkraftverkene kan forsvare hele nettkostnaden. Videre kan det være nødvendig med ytterligere tiltak for at 300 MW skal kunne knyttes til, for eksempel en stasjon i transmisijsnett eller nye ledninger i underliggende nett, som denne analysen ikke tar hensyn til.

Videre nettutvikling for vindkraft må sees i et større perspektiv

På litt lengre sikt kan det likevel være lønnsomt å bygge nett for å knytte til vindkraft i Øst-Finnmark. Men da må det være for et enda større volum vindkraft. Samtidig innebærer dette trolig mer enn en ny ledning. Det er først ved to ledninger inn til området, eksempelvis både gjennom Finnmark og fra Finland, eller ved en lengere HVDC-forbindelse, at vi får mulighet til eventuelt å knytte til større vindkraftvolumer i Øst-Finnmark.

En eventuell nettutbygging som gjør det mulig å knytte til større volumer vindkraft i Øst-Finnmark, inkludert vindparkene som allerede har konsesjon, må sees i en større sammenheng. Mer vindkraft

lokalt i Øst-Finnmark vil forsterke flaskehalsen lengre sør og bidra til lavere priser i dagens NO4. Hvis vi antar at det blir tatt investeringsbeslutninger for videre vindutbygging i Øst-Finnmark, er det sannsynlig at det også kommer mer ny vindkraft ellers i Nord-Norge. I tillegg ligger det an til videre vekst i vindkraftproduksjonen nord i Sverige og Finland. Dette legger ytterligere press på de lokale kraftprisene, noe som reduserer lønnsomheten av å bygge ut vindkraft. Samtidig gir det større prisforskjeller og dermed økt samfunnsøkonomisk nytte av å bygge mer nettkapasitet videre sørover.

Sammenhengene med utviklingen lengre sør i det nordlige Skandinavia kompliserer spørsmålet om lønnsomheten ved å bygge nett for større volumer vindkraft i Øst-Finnmark. Her er det mange ubesvarte spørsmål, både når det gjelder systemtekniske, markedsmessige og økonomiske forhold. Dette gir behov for omfattende utredninger. Det er også nødvendig å se et stort overskudd i Nord-Norge i en nordisk sammenheng, da det impliserer eventuelle nettførsterkninger til og muligens også internt i Finland og Sverige.

Innholdsfortegnelse

1	Om denne rapporten	1
2	Gode vindressurser, men ikke ledig kapasitet i nettet	2
2.1	Raggovidda og Hamnefjell vindkraftverk har konsesjon	2
2.2	Det er meldt eller søkt konsesjon for mer enn 3000 MW vindkraft i Øst-Finnmark	2
3	Omfattende tiltak er nødvendig for å øke kapasiteten i nettet	6
3.1	Både tiltak i eksisterende nett og Lakselv - Adamselv 2 gir beskjeden kapasitetsøkning	6
3.2	420 kV-forbindelse fra Skaidi til Varangerbotn gir økning i kapasiteten i Øst-Finnmark	8
3.3	Muligheter i eller mot Finland – felles analyser er nødvendig	10
4	175 MW vindkraft kan ikke forsvare nytt 420 kV nett alene	12
4.1	Lønnsomheten av vindkraft er forventet å være lav og usikker	12
4.2	Nødvendig netttiltak koster mye og har negative virkninger på natur og miljø	14
4.3	420 kV-nett har små øvrige nyttevirkninger med mindre stort nytt forbruk etableres	15
4.4	Tre scenarier for lønnsomhet med fokus på gunstige forutsetninger	16
4.5	Vindkraftverkene kan trolig ikke forsvare kostnadene for nettet	18
5	Mer vind kan trolig ikke forsvare Skaidi-Varangerbotn	21
5.1	Krevende å drifte nettet med Skaidi-Varangerbotn og mer enn 300 MW vind i øst	21
5.2	Vi forventer lavere kraftpriser i Nord-Norge	23
5.3	Mer vindkraft i Finnmark gir større flaskehals ved eksport ut av Nord-Norge	24
5.4	Flere usikre forhold kan endre prisvirkningene – hovedkonklusjonen står seg	25
5.5	Samfunnsøkonomisk overskudd med større mengder vindkraft	29
6	Større vindutbygging krever flere nettinvesteringer - må sees i en nordisk sammenheng	33
7	Referanser	35
8	Vedlegg: Verdsetting av vindkraft	36
8.1	Kontantstrømmer og nåverdi	36
8.2	Forutsetninger	37
8.3	Sensitiviteter	39

1 Om denne rapporten

Statnett har tilknytningsplikt for produksjon. Dette innebærer blant annet en plikt til å utrede netttiltak som gjør det mulig med tilknytning, og at vi vurderer i hvilken grad disse er samfunnsøkonomisk rasjonelle. I Øst-Finnmark er det 175 MW vindkraft med konsesjon som ikke kan koble seg på nettet da det ikke er tilstrekkelig nettkapasitet.

I denne analyserapporten beskriver vi hva som skal til av netttiltak i Norge for å kunne koble til den aktuelle vindkraften. Vi vurderer både den bedriftsøkonomiske lønnsomheten av denne kraften, og den samfunnsøkonomiske netto nytten. Et sentralt spørsmål er om sistnevnte kan forsvare kostnadene med netttiltakene som skal til for å realisere kraften. Vi har også vurdert lønnsomheten av å knytte til et større vindkraftvolum enn det som nå har konsesjon.

Lønnsomheten av vindkraftverkene er basert på offentlig kjent informasjon og informasjon fra uavhengige analytikere. Aktørene som vurderer å bygge vindkraft i Øst-Finnmark har naturlig nok mer informasjon enn oss og våre vurderinger er derfor relativt usikre. Vi viser derfor et relativt bredt utfallsrom av forutsetninger, med særlig fokus på forhold som gjør at vindkraftverkene har høy lønnsomhet. De øvrige virkningene i analysen, som kostnader og nytte av nett, er i stor grad basert på analyserapporten Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020 (Statnett 2016).

En sentral avgrensning i denne rapporten er at vi kun ser på tiltak mellom Vest- og Øst-Finnmark, og ikke mot Finland eller Sverige. En større utbygging av vindkraft i Finnmark må sees i en større nordisk sammenheng. Statnett samarbeider derfor med Svenska Kraftnät og Fingrid, og vil i løpet av 2019 komme med en ny nordisk nettplan der vi blant annet ser på økt kapasitet mellom Finnmark og Finland. Nasjonal ramme for vindkraft på land kan også gi viktige diskusjoner og avklaringer om forholdet mellom vindkraftressurser og nettinvesteringer. NVE skal levere sin vurdering til OED innen utgangen av 2018. Vi er i dialog med NVE om vår leveranse til dette arbeidet.

I denne rapporten vurderer vi ikke hvordan nytt og eventuelt fleksibelt forbruk påvirker lønnsomheten av netttiltakene, da det per i dag er kapasitet til en viss forbruksvekst i Øst-Finnmark og vi per nå ikke er kjent med konkrete forbruksplaner som vil utløse en større nettutbygging. Det er stor usikkerhet knyttet til fremtidig forbruksutvikling i området. Statnett har derfor tatt initiativ til å se nærmere på mulige forbruksbehov som vil kunne gi grunnlag for utbygging, og vil gjøre en oppdatert vurdering i etterkant av denne prosessen, trolig mars 2019. Flere statlige aktører vil være involvert i Statnett i arbeidet det kommende året.

Vi tar forbehold om at vi med mer detaljerte analyser kan komme til andre konklusjoner. Samtidig ser vi at oppdaterte beregninger og vurderinger bekrefter det vi tidligere har sett i områdeanalyser med tilhørende tekniske og samfunnsøkonomiske analyser vi har gjennomført de siste årene.

2 Gode vindressurser, men ikke ledig kapasitet i nettet

Vindkraftressursene i Øst-Finnmark er ansett som noen av de beste i verden. Høye og jevne vindhastigheter fører til lave kostnader per produsert enhet strøm. Det er mange planer og området er et av de mest aktuelle i Norge for utbygging.

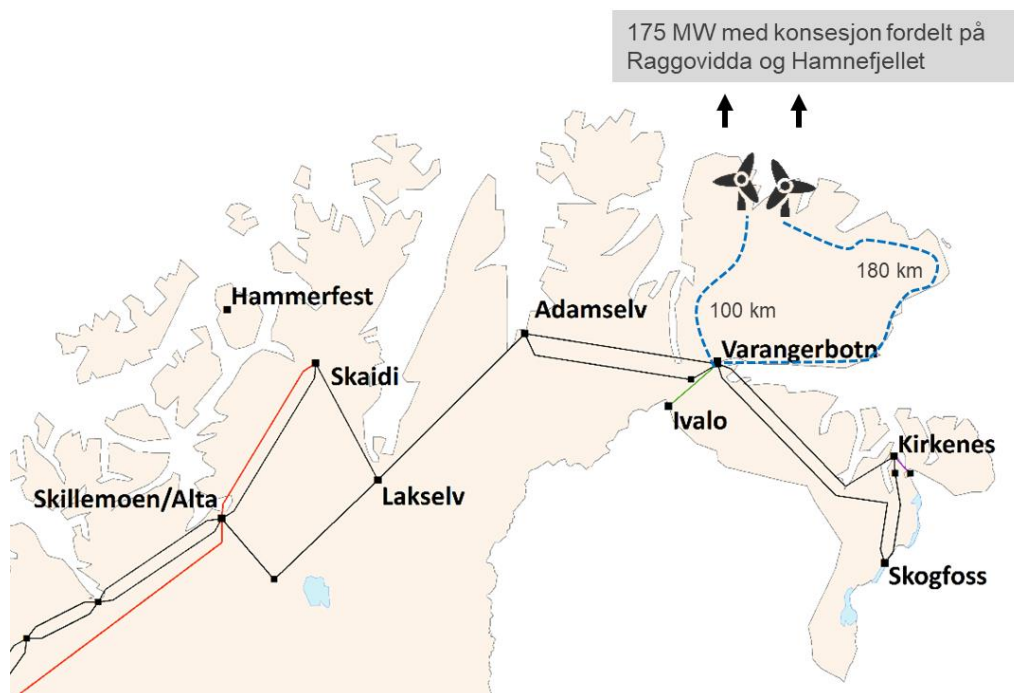
Samtidig er det ikke kapasitet i nettet til å knytte til betydelige mengder mer vindkraft. Når Balsfjord-Skillemoen er på plass, kan ytterligere 50 MW knyttes til, forutsatt at vi setter inn et kondensatorbatteri i Adamselv. Det er opprettet en ordning for tildeling av nettkapasitet for å fordele denne kapasiteten.

2.1 Raggovidda og Hamnefjell vindkraftverk har konsesjon

De to vindkraftverkene Raggovidda (200 MW) og Hamnefjell (120 MW) har konsesjon i Øst-Finnmark. De konsesjonsgitte vindkraftverkene ligger nord på Varangerhalvøya, 100 – 180 kilometer fra nærmeste transmisjonsnettstasjon målt ved lengde på regionalnettleddningene, se Figur 1.

Begge vindparkene har allerede bygget ut et første byggetrinn hver, på henholdsvis 45 og 50 MW. I tillegg fikk Raggovidda i 2017 tildelt 50 MW nettkapasitet gjennom ordning for tildeling av nettkapasitet. Kriteriene i tildelingsordningen sier at kraftverkene rangeres etter tidspunkt for konsesjon, der den med eldst konsesjon kommer først i køen.

Utover disse 50 MW som er tildelt har vindkraftverkene til sammen konsesjon til å bygge ut ytterligere 175 MW, fordelt på 105 MW på Raggovidda, og 70 MW på Hamnefjell.



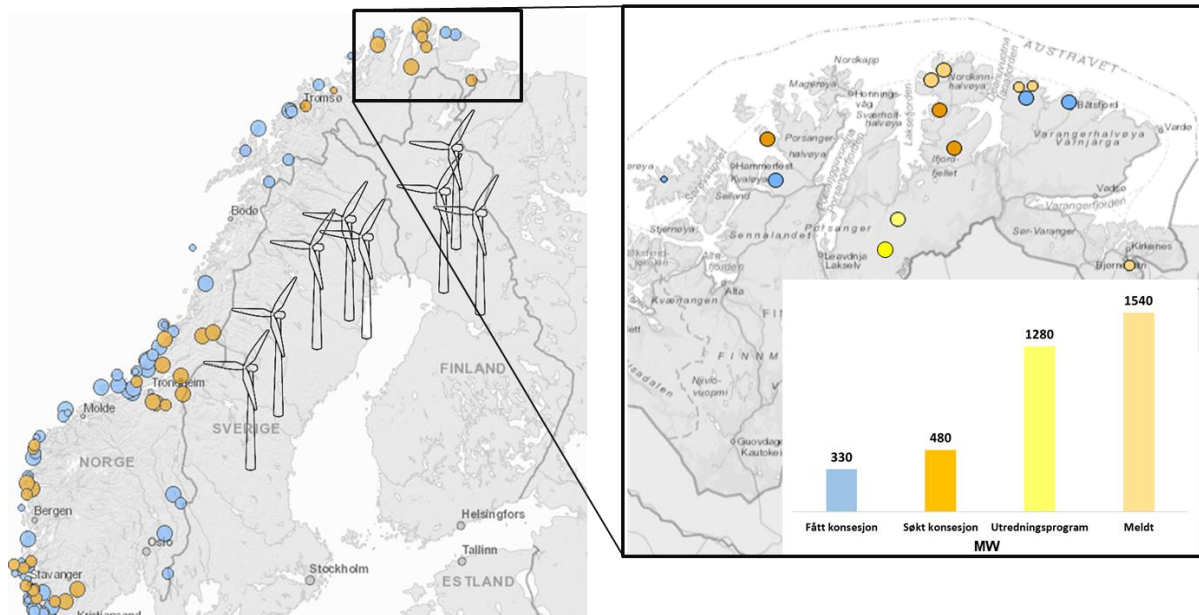
Figur 1 Vindkraftverkene som har konsesjon ligger i regionalnettet til Varanger Kraft under Varangerbotn. Øvrig vann- og vindkraftverk i området er markert i kartet.

2.2 Det er meldt eller søkt konsesjon for mer enn 3000 MW vindkraft i Øst-Finnmark

Det er meldt eller søkt konsesjon på mer enn 3000 MW vindkraft i Øst-Finnmark. Av disse er 320 MW søkt, mens 2710 MW er meldt. Den nyeste meldingen er fra Davvi vindkraftverk på 800 MW, som ble meldt i 2017.

Med unntak av Davvi, Hamnefjell og Raggovidda er alle prosjekter stilt i bero, enten av utbygger selv eller av NVE. I følge NORWEA (møte hos Statnett 25.10.2017) avventer deres medlemmer utfallet av Nasjonal ramme for vindkraft på land før de går videre med sine prosjekter i Finnmark.

De ulike prosjektene er fordelt utover et stort areal, men det største volumet målt i MW ligger i Lebesby kommune, med Davvi og Borealis vindkraftverk rundt 30 km sør for Adamselv transformatorstasjon og Nordkyn vindpark ca 100 km nord for Adamselv.



Figur 2 Det er mange mulige vindkraftprosjekter i Finnmark. Mesteparten ligger i Øst-Finnmark, og mange av prosjektene ligger et stykke unna transmissjonsnett. Flere av prosjektene er pt stilt i bero.

Det er ikke kapasitet til økt produksjon i transmissjonsnett på 132 kV-nettet i Finnmark

Vi har vurdert muligheten til økt produksjon i Øst-Finnmark både før og etter forsterkning med 420 kV-ledning fra Balsfjord til Skaidi. Denne ledningen øker kapasiteten inn til og ut av Finnmark, men 132 kV-nettet gjennom Finnmark er fortsatt begrensende for hvor mye produksjon som er mulig å knytte til. Transmissjonsnett gjennom Finnmark er langstrakt, noe som fører til store reaktive tap ved høy overføring. Det samme gjelder regionalnettene i området som dekker geografisk store avstander. Ved høye reaktive tap kan man normalt øke kapasiteten gjennom reaktiv kompensering, men her er nettet allerede høyt kompensert, og det er begrenset hvor mye mer reaktiv kompensering som er forsvarlig å knytte til. Med for mye kompensering vil små variasjoner i overført effekt eller reaktivt uttak hos andre konsesjonærer kunne gi relativt store variasjoner i kompensingsbehovet i transmissjonsnett, og driften av systemet blir fort utfordrende å håndtere.

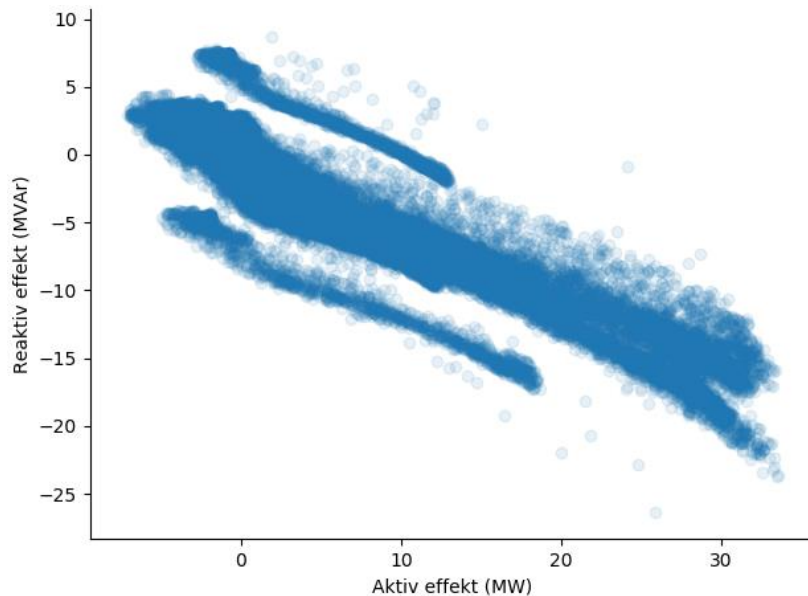
Vindkraftverkene ligger langt ute i regionalnett

Vindkraften som har konsesjon ligger ytterst i Varanger Kraft sitt regionalnett. Regionalnett er preget av store avstander og små ledningstverrsnitt, noe som gir utfordrende spenningsforhold og påvirker overføringskapasiteten i 132 kV-transmissjonsnett gjennom Øst-Finnmark.

Høy resistans og mye produksjon i regionalnett fører til høye spenninger ute ved vindkraftverkene, samtidig som spenningen i Varangerbotn og Adamselv blir lav på grunn av reaktive tap i regional- og transmissjonsnett. Vindkraftverkene har spenningsregulatorer og vil arbeide for å opprettholde normale spenninger lokalt, slik at reaktiv kompensering i Varangerbotn kun vil føre til transitt av reaktiv effekt fra Varangerbotn til vindkraftverkene.

Dette er et velkjent problem ved tilknytning av produksjon på lavere spenningsnivå, typisk 22 kV, men på grunn av kombinasjonen av små ledningstverrsnitt og store avstander ser vi det samme på Varangerhalvøya.

Figuren under viser sammenhengen mellom utveksling av aktiv- og reaktiv effekt med 66 kV-regionalnettet under Adamselv, hvor vi ser tilsvarende utfordringer pga. vindkraftproduksjonen ved Kjøllefjord. Vindkraftverket er tilknyttet langt ute på en 66 kV-radial, og ved høyt overskudd i 66 kV-nettet, dvs. mye vindkraftproduksjon, er uttaket av reaktiv effekt betydelig. Hver sirkel i figuren viser målt aktiv- og reaktiv effekt i én driftstime, og figuren viser at det er en tydelig sammenheng mellom overskudd i regionalnettet og uttaket av reaktiv effekt.



Figur 3: Det er en tydelig sammenheng mellom overskudd av aktiv effekt i regionalnettet og regionalnettets uttak av reaktiv effekt. Positiv retning er fra 66 kV til 132 kV i Adamselv.

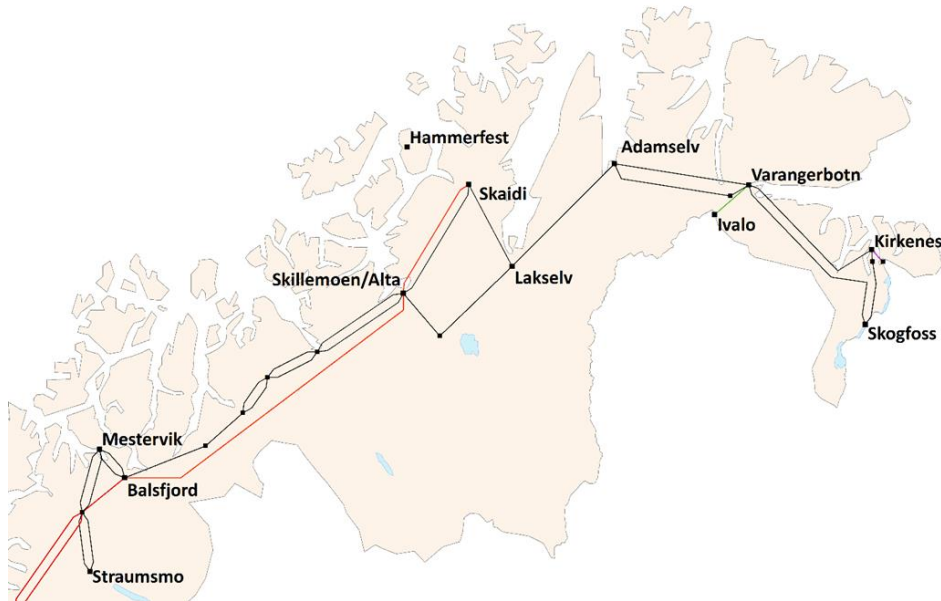
Denne ugunstige utvekslingen av reaktiv effekt gjør at overføringskapasiteten i transmisjonsnettet reduseres. Ved høy produksjon langt ute i regionalnettene i Øst-Finnmark er uttaket av reaktiv effekt fra transmisjonsnettet betydelig, samtidig som effektoverskuddet gir økte reaktive tap i transmisjonsnettet ved høy overføring.

For å opprettholde overføringskapasiteten i transmisjonsnettet er det viktig at utvekslingen av reaktiv effekt med regionalnettene i Øst-Finnmark er hensiktsmessig, det vil si at regionalnettene ikke kan ta ut reaktiv effekt fra transmisjonsnettet når spenninga i transmisjonsnettet er lav, og motsatt ved høye spenninger.

Systemansvarlig har ihht. forskrift om systemansvaret §§ 15 og 16 anledning til å fastsette spenningsgrenser og grenser for utveksling av reaktiv effekt i regional- og sentralnettet og kan vedta hvordan produksjonsenheter tilknyttet regionalnettet skal bidra med reaktiv effekt.

Vi forsterker nettet i vest, og har tildelt kapasitet til 50 MW vindkraft

Begrensningen for økt produksjon i Finnmark med dagens nett ligger hovedsakelig i 132 kV-nettet inn til Finnmark, mellom Balsfjord og Alta. Med den nye 420 kV ledningen vi nå bygger mellom Balsfjord og Skillemoen øker denne kapasiteten slik at det er mulig å knytte til mer produksjon, også i Øst-Finnmark. Vi har tidligere beregnet at det vil være mulig å knytte til ca. 50 MW vindkraft i Øst-Finnmark før begrensninger internt i Finnmark hindrer videre utbygging. Konklusjonen påvirkes ikke av at vi bygger videre fra Skillemoen til Skaidi.



Figur 4 Vi forsterker nettet mellom Balsfjord og Skaidi

Vi må ha systemvern med produksjonsfrakopling i Finnmark

Det er mange utfall som vil gi overlast på omkringliggende nett. Statnett sendte derfor i slutten av 2017 ut et varsel om vedtak om systemvern med produksjonsfrakopling for 132 kV-ledninger fra Balsfjord til Varangerbotn. Vedtaket vil omfatte området mellom Varangerbotn og Balsfjord. Det er installert PFK i store deler av det norske kraftnettet, så dette er ikke en uvanlig løsning. Systemvern har som hensikt å:

- Øke utnyttelsen i kraftsystemet ved at vi kan tilknytte mer produksjon i overføringsnettet.
- Unngå sammenbrudd i kraftsystemet ved å beskytte kritiske komponenter for overbelastning.
- Unngå overlast etter utfall i nettet. Overlast på de aktuelle linjene vil gi utløsning av produksjonsfrakoplingsvernet som automatisk kobler vekk produksjon.

I overskuddsperioder er det ofte store problemer med å overholde fastsatte snittgrenser i området. Dette gir store reguleringskostnader, kompliserte driftsutfordringer og en økt fare for at utfall kan medføre havari på komponenter og dermed dårligere driftssikkerhet. Høy produksjon om sommeren, samt økende installert vindkraftproduksjon i det aktuelle området, har utløst behovet for et systemvern. Overlast på de aktuelle ledningene vil gi utløsning av produksjonsfrakoplingsvernet som automatisk kobler vekk produksjon. Overlast på de aktuelle ledningene vil oppstå i hovedsak dersom det er et kritisk utfall i nettet.

3 Omfattende tiltak er nødvendig for å øke kapasiteten i nettet

132 kV-nettet i Finnmark er bygd ut slik at alle enkeltledninger når sin kapasitetsgrense omtrent samtidig. Det vil si at en oppgradering av den mest begrensende ledningen bare flytter problemet til en annen ledning, uten å oppnå en reell kapasitetsøkning gjennom hele regionen. Økt kapasitet innebærer derfor utbygging av mer enn én ledning.

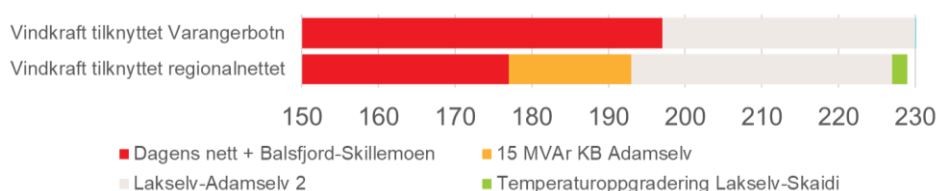
Vi har vurdert tiltak både enkeltvis og i kombinasjon. For å få nok kapasitet til å kunne knytte til vindkraftverkene med konsesjon ser det ut til at det er nødvendig med en ny 420 kV-forbindelse, enten vest-øst gjennom Finnmark eller fra Finland. Samtidig viser våre beregninger at en enkelt ledning alene gir en relativt moderat kapasitetsøkning. Dette skyldes hovedsakelig at store avstander fører til at vi møter spenningsbegrensninger lenge før vi når den termiske kapasitetsgrensen på ledningen. Det er først ved to ledninger inn til området, eksempelvis både gjennom Finnmark og fra Finland, eller ved en lengere HVDC-forbindelse, at vi får mulighet til eventuelt knytte til større vindkraftvolumer i Øst-Finnmark.

I denne rapporten fokuserer vi på tiltak i Norge. I kapittel 3.3 oppsummerer vi noen muligheter som involverer forsterkninger til eller internt i Finland. Slike tiltak må vurderes i samarbeid med den finske TSOen Fingrid. Høsten 2018 skal vi gjennomføre en bilateral analyse av korridoren mellom Finnmark og Finland, i forbindelse med Nordisk nettutviklingsplan 2019.

3.1 Både tiltak i eksisterende nett og Lakselv - Adamselv 2 gir beskjedne kapasitetsøkning

Vi har vurdert ulike tiltak enkeltvis og i kombinasjon, både med og uten Skillemoen-Skaidi. Ingen av tiltakene i 132 kV-nettet gir tilstrekkelig kapasitetsøkning til å forsvare tiltaket.

Figur 5 viser en oppsummering av kapasiteten vestover ut av Øst-Finnmark (Adamselv mot Lakselv) ved ulike netttiltak. Øverste søyle viser hvordan kapasiteten ville vært hvis vindkraften var tilknyttet i Varangerbotn, eller dersom regionalnettet var i reaktiv balanse. Nederste søyle viser hvordan det faktisk er, med vindkraften plassert i regionalnettet der den kommer.



Figur 5: Vi får kun moderat økning i kapasiteten vestover ut av Øst-Finnmark med omfattende nettinvesteringer.

Den røde søylen viser kapasiteten etter at Balsfjord-Skillemoen er bygget, uten at andre tiltak er gjennomført. Den første begrensningen knytter seg til spenningsforhold, og vi ser av den gule søylen at et kondensatorbatteri i Adamselv øker kapasiteten med rundt 20 MW, og tar oss opp på det nivået vi ville hatt dersom regionalnettet var i reaktiv balanse. ref. øverste søyle.

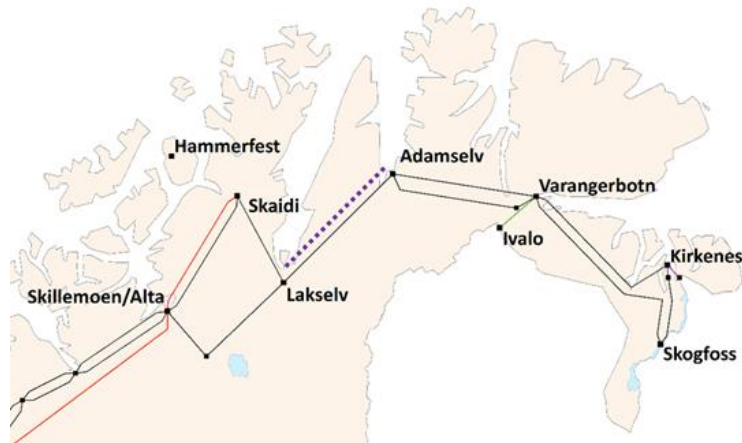
Ny ledning mellom Adamselv og Lakselv

Våre systemtekniske analyser viser at en ny ledning mellom Adamselv og Lakselv (85 km) kun legger til rette for 30 MW økt vindkraftproduksjon. Årsaken er at vi får problemer med lave spenninger og overlast på andre ledninger.

Det grå feltet i Figur 5 illustrerer økt kapasitet dersom vi forsterker nettet med en ny ledning mellom Lakselv og Adamselv. Kapasitetsøkningen er den samme om vi bygger for 132 kV eller 420 kV, da det er

termisk kapasitet på andre ledninger som setter grensen for hvor stort overskudd vi kan ha i Øst-Finnmark i denne situasjonen.

De neste begrensingene vi møter etter Lakselv-Adamselv 2 er både mellom Lakselv og Skaidi og mellom Alta og Alta kraftverk. Lakselv-Skaidi kan temperaturoppgraderes, mens strekningen mellom Alta og Alta kraftverk allerede er oppgradert. Temperaturoppgraderingen gir kun en marginal økning i kapasiteten. Neste tiltak på listen er å bygge nye ledninger, og er noe vi går nærmere inn på i neste kapittel.



Figur 6 En ny ledning mellom Adamselv og Lakselv legger kun til rette for 30 MW ny produksjon i Øst-Finnmark

Vi har vurdert andre tiltak i kombinasjon med en ny ledning mellom Lakselv og Adamselv:

- Kondensatorbatteri i Adamselv endrer ikke resultatet
- Skillemoen – Skaidi endrer ikke resultatet
- Skillemoen – Skaidi på 420 kV gir heller ingen endring. Vi ser at rekkefølgen på de termiske begrensningene endres slik at Alta-Alta krv. begrenser noe senere, men det er uansett lave spenninger som begrenser først.

Reaktiv kompensering har begrenset effekt

Mer reaktiv kompensering gir i liten grad økt kapasitet til mer produksjon i Øst-Finnmark. Vi ser at nettet allerede er så høyt utnyttet at kompenseringsgraden blir uforvarlig høy. Vi må ha mer enn 1 MVAR kompensering per MW kapasitetsøkning, noe som vi ikke regner som forsvarlig. Som beskrevet tidligere vil små variasjoner i overført effekt gi store variasjoner i kompenseringsbehovet hvis kompenseringsgraden blir for høy, og dette gjør driften av systemet svært utfordrende.

Temperaturoppgradering av de mest begrensende ledningene er allerede gjennomført

Ettersom de mest begrensende ledningene allerede er temperaturoppgradert er ikke temperaturoppgradering et aktuelt tiltak. Vi får lite igjen for å oppgradere de ledningene som ikke allerede er temperaturoppgradert. Selv i kombinasjon med en ny ledning mellom Lakselv og Adamselv får vi raskt spenningsproblemer med intakt nett (N-0).

Tiltak i regionalnettet for å oppnå reaktiv balanse vil være omfattende og kostbare

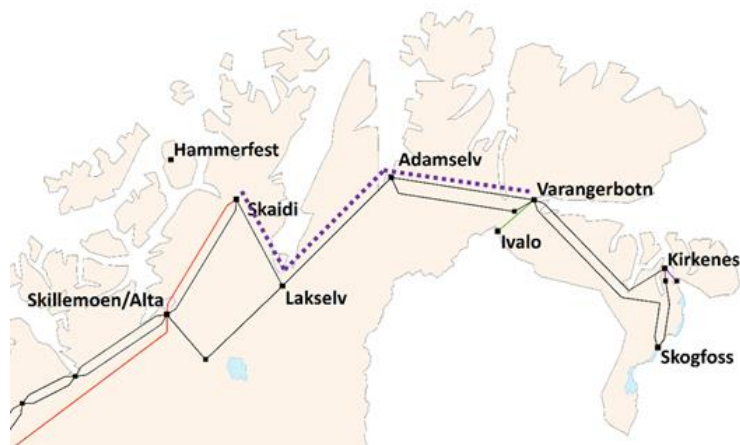
Regionalnettet under Varangerbotn stasjon, der de vindkraftverkene som har konsesjon er tilknyttet, er langstrakt og har små ledningstverrsnitt. Dette fører til at ledningene trekker mye reaktiv effekt fra transmisjonsnettet, som går utover tilgjengelig kapasitet i transmisjonsnettet til å overføre aktiv effekt.

Dersom vindkraftverkene og regionalnettet var i reaktiv balanse eller hadde gunstig utveksling av reaktiv effekt ser vi at det ville vært mulig med noe høyere produksjon uten kondensatorbatteri i Adamselv. Vi ville imidlertid ikke fått vesentlig mer kapasitet av andre tiltak i transmisjonsnettet.

Våre beregninger viser at sterkere ledninger i regionalnettet ville hjulpet noe på denne situasjonen, men kapasiteten ville uansett vært lavere enn hvis regionalnettet var i reaktiv balanse. Vi anser det som mer rasjonelt å installere et kondensatorbatteri i Adamselv enn å oppgradere regionalnettsledningene, da sistnevnte ville vært et omfattende tiltak.

3.2 420 kV-forbindelse fra Skaidi til Varangerbotn gir økning i kapasiteten i Øst-Finnmark

En ny forbindelse hele veien inn til Øst-Finnmark vil gi økt kapasitet. Her er det to hovedalternativer, hhv fra Skaidi i Vest-Finnmark og fra de nordlige delene av Finland. I denne rapporten fokuserer vi på det helnorske alternativet mellom Skaidi og Varangerbotn. Våre beregninger viser at en ny 420 kV ledning på denne strekningen kan gi kapasitet til omtrent 300 MW mer vindkraft i Øst-Finnmark, og dermed gjøre det mulig å koble til kraftverkene som i dag har konsesjon.



Figur 7 En ny ledning mellom Skaidi og Varangerbotn er den mest hensiktsmessige strekningen i det norske nettet for å legge til rette for økt produksjon i Øst-Finnmark.

Forutsetninger og forbehold kan påvirke resultatene, men endrer ikke konklusjonene

For å unngå en stor overlast mot Finland har vi i våre analyser forutsatt delt nett mellom Finnmark og Finland. Dette er en forenkling, og vi har ikke vurdert konsekvensene på finsk side, eller hvorvidt dette er en mulig og ønskelig situasjon sett fra et systemdriftsperspektiv eller det regulatoriske regelverket rundt en slik driftsform.

Vi har ikke gjennomført fullverdige beregninger av N-1-kapasitet på ulike snitt, og forutsetter at nettet driftes med N-0 i overskudd. Utfall kan derfor føre til behov for frakopling av produksjon. Ettersom 132 kV-nettet i Øst-Finnmark allerede er utnyttet helt opp mot maksimal kapasitet forutsetter vi at all ny produksjon må koples til systemvern med produksjonsfrakopling ved utfall i 420 kV-nettet.

Vi har ikke vurdert hvilke tiltak som må gjennomføres i regionalnettet, eller behov for nett for tilknytning av vindkraftverkene. Vi presiserer at mer detaljerte vurderinger og analyser kan gi visse endringer fra resultatene vi her presenterer.

420 kV-ledning fra Skaidi til Varangerbotn legger til rette for vindkraft med konsesjon

Bygging av en ny 420 kV-forbindelse mellom Skaidi og Varangerbotn vil være ca. 220 km lang avhengig av løsningsvalg. En slik utbygging vil innebære at vi må bygge minst to transformatorstasjoner, i tillegg til selve ledningen. Ved delt nett mot Finland vil vindkraften ligge i enden av en lang 420 kV-radial, og Skaidi-Varangerbotn vil utgjøre den siste halvdel av en over 500 km lang 420 kV-radial fra Balsfjord. I praksis vil det være en radial helt fra Ofoten, men mellom Ofoten og Balsfjord er det to parallelle 420 kV-ledninger. Det parallelle 132 kV-nettet er såpass svakt at 420 kV-ledningene kan betraktes som en lang radiell AC-forbindelse.

Ved delt nett mot Finland og høy produksjon i enden av en lang radial ser vi at vi vil møte på spenningsbegrensninger før vi møter på den termiske begrensningen på 420 kV-ledningen. Hvor stor produksjon vi kan knytte til er dermed avhengig av både antall stasjoner, reaktiv kompensering og øvrig utvikling i Finnmark.

Når effektflyten på forbindelsen fra Ofoten til Varangerbotn er lav, typisk i perioder på sommeren med lite vind, vil den produsere et betydelig overskudd av reaktiv effekt som må kompenseres med reaktorer fordelt på de ulike stasjonene. I dag er dette normalsituasjonen og de eksisterende stasjonene har tilstrekkelig med reaktive komponenter for å håndtere en lett lastet ledning.

Med økende vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark vil de reaktive tapene i ledningen etter hvert overgå den reaktive produksjonen fra ledningens driftskapasitans, slik at forbindelsen har et netto reaktivt underskudd. Det vil da være behov for kompensering med kondensatorbatterier i Kvandal, Balsfjord, Skillemoen og Varangerbotn.

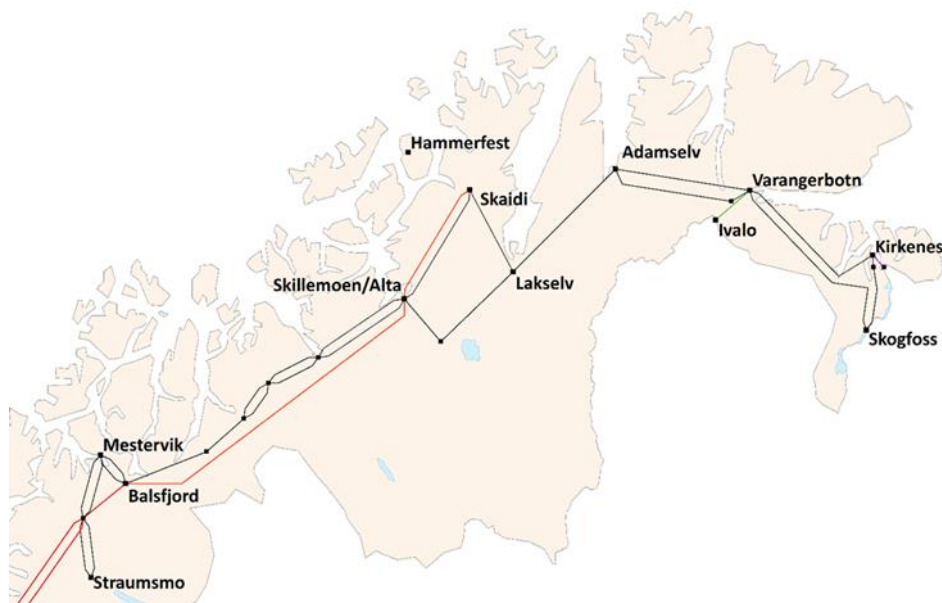
Produksjonen fra vindkraftverk varierer mer enn tradisjonelle kraftverk, og kan raskt gå fra maks til minimum og omvendt. Frakopling av vindkraften gjennom systemvern vil ha samme virkning. Dette innebærer at det reaktive kompensingsbehovet mellom Ofoten og Varangerbotn vil gå fra ett ytterpunkt til et annet, fra kapasitivt til induktivt eller motsatt. For å ikke få spenninger som er utenfor komponentenes eller systemets tålegrenser vil det være nødvendig med hurtig dynamisk reaktiv kompensering (SVS) i flere av stasjonene mellom Ofoten og Varangerbotn. I tillegg må det være tilstrekkelig redundans, slik at det er mulig å opprettholde overføringskapasiteten selv om ett eller flere kompensingsanlegg er midlertidig ute av drift.

Kondensatorbatterier og reaktorer kontrolleres i dag manuelt fra regionsentralen, og det vil være svært ressurskrevende å kontinuerlig følge opp at kompenseringen stemmer overens med behovet og at SVS-anleggene har nok ledig kapasitet til å håndtere utfall av andre komponenter. Samtidig må kompenseringen være slik at ingen utfall fører til brudd på spenningsgrenser. Revisjoner på 420 kV-ledninger eller kompensingsanlegg nord for Ofoten vil redusere kapasiteten betydelig. Kompleksiteten i det kontinuerlig varierende kompensingsbehovet gjør at vi mener at dette vil være krevende eller uhåndterbart å drifte.

For å gjøre kompensingsbehovet håndterbart må kapasiteten på forbindelsen begrenses slik at ledningens egenproduksjon og forbruk av reaktiv effekt er i balanse. En 420 kV-ledning vil typisk være i reaktiv balanse ved ca. 600 MW overføring. Dette kalles ledningens naturlige belastning, vanligvis omtalt som SIL (Surge Impedance Loading). For å holde overføringsnivået under SIL hele veien til Balsfjord virker det fornuftig å sette kapasiteten ut av Øst-Finnmark til ca. 500 MW, slik at det er plass til noe mer overskudd lengre vest/sør. Dette tilsvarer en kapasitetsøkning på ca. 300 MW fra dagens nivå.

Å bygge Skaidi-Varangerbotn på 132 kV gir kun marginal økning i kapasiteten

Vi ser at å forsterke mellom Skaidi og Varangerbotn på 132 kV både gir høye tap, samt at de store avstandene gjør at spenningsstabilitet blir begrensende for kapasiteten. Det er med andre ord for store avstander til at 132 kV-nett vil gi vesentlig økt kapasitet.



Figur 8 Det er store avstander i Finnmark. Det er like langt fra Skillemoen til Vardø som fra Stavanger til Oslo.

Etter å ha bygget en ny ledning mellom Lakselv og Adamselv må vi bygge en ledning nummer 2 mellom Lakselv og Skaidi eller nummer to mellom Alta og Lakselv via Alta krv. for å få mer kapasitet ut av Øst-Finnmark. Da vil Adamselv-Varangerbotn begrense, og vi må bygge ny ledning her eller reinvestere en av de eksisterende med høyere kapasitet. Hvis dette bygges på 132 kV vil kapasitetsøkninga totalt anslagsvis være på ytterligere 30-40 MW. Det blir antakeligvis mulig å kompensere noe mer og på den måten øke kapasiteten litt til. Uansett ser vi ingen stor gevinst av nye ledninger på lavere spenningsnivå enn 420 kV.

En alternativ utvikling der vi bygger ny ledning mellom Lakselv og Adamselv (85 km) og i tillegg temperaturoppgraderer Lakselv-Skaidi (55 km) samt bygger ny ledning Alta-Sautso (30 km) og oppgraderer Alta-Skillemoen (9 km) og Adamselv-Varangerbotn vil ikke være tilstrekkelig for å knytte til de 175 MW som har konsesjon.

3.3 Muligheter i eller mot Finland – felles analyser er nødvendig

Vi kan hverken analysere fullt ut, konkludere eller beslutte nettførsterkninger i det finske nettet. Vurderinger av tiltak i eller mot Finland er noe av problemstillingen vi ønsker å få belyst i det pågående arbeidet med Nordisk nettutviklingsplan 2019.

I arbeidet med rapporten "Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020" (Statnett 2016). beregnet vi importkapasiteten ved ulike tiltak i eller mot Finland, i samarbeid med Fingrid. Importbegrensningen er satt av spenningsbegrensninger eller spenningsstabilitet, mens eksportbegrensningene er satt av vinkelstabilitet. Derfor krever det ytterligere analyser for å fastslå hva tiltakene gir av økt eksportkapasitet.

Dagens eksportkapasitet mot Finland er på 40 MW, som er langt under den termiske grensen på selve ledningen som går til Finland. Det finnes flere mulige tiltak som kan gi økt kapasitet mellom Finnmark og Finland, slik som

- Økt transformator kapasitet i Varangerbotn
- Seriekompensering av Finlandsledningen
- SVS-anlegg i Finland
- Back-to-back omformer i Varangerbotn
- Ny 420 kV-ledning til Pirtikoski/Petajakoski (ca. 500 km), enten fra Varangerbotn eller fra Lakselv

Vi må gjøre stabilitetsanalyser før vi kan anslå hva finske alternativer gir med hensyn på eksportkapasitet. Slike analyser er krevende å gjennomføre, da vi må etablere svært detaljerte modeller.

Overskuddet i Øst-Finnmark er begrenset av vinkelstabilitet. Den enkleste måten å løse denne begrensningen på, er ifølge tidligere vurdering gjort av Fingrid å installere en SVC med POD (dempetilsats) i Finland. Alternativt kan dagens forbindelse Varangerbotn-Ivalo-Vajukoski seriekompenseres. Med en kompensingsgrad på 30-50 % av linjeimpedansen er det mulig å øke overskuddet i Øst-Finnmark til Varangerbotn-transformatorens termiske grense. Både SVC og seriekompensering er billigere tiltak for å løse stabilitetsproblemene enn en back-to-back-omformer, men det er en del praktiske utfordringer knyttet til seriekompensering generelt som må undersøkes nærmere.

Den store gevinsten med back-to-back-omformer er at det er enklere å utnytte ledningenes kapasitet optimalt da vi kan styre hvordan flyten blir fordelt. En back-to-back-omformer vil separere det norske og det finske nettet og dermed eliminere effektpendlinger mot Finland ved utfall på norsk side. Fingrid estimerer at de med en back-to-back-løsning kan ta imot maksimalt 100 MW kraft fra Øst-Finnmark. Det betyr at vi kan eksportere 100 MW til Finland og samtidig utnytte kapasiteten i det norske nettet (Rapporten Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020).

Dersom vi senere forsterker nettet med en 420 kV-forbindelse mellom Finnmark og Finland vil noen av tiltakene for å forbedre vinkelstabiliteten i Øst-Finnmark (seriekompensering og back-to-back) antagelig bli overflødige. Dette er et viktig aspekt i vurderingen av de ulike mindre tiltakene, slik at vi unngår å gjøre kortsiktige investeringer som ikke gir nytte også på lengre sikt. Økt transformator kapasitet i Varangerbotn og utskifting av begrensende endepunktskomponenter i Finland kan øke grensen ytterligere.

Det er uklart hvor mye ny vindkraftproduksjon en ny 420 kV-forbindelse mellom Finnmark og Finland legger til rette for. Utfordringene med overskudd i enden av en lang ledning vil være tilsvarende de vi har beskrevet på norsk side.

4 175 MW vindkraft kan ikke forsvare nytt 420 kV nett alene

Når ny produksjon utløser tiltak i nettet må nytten av produksjonen være større enn de samlede kostnadene knyttet til både kraftverkene og de nødvendige nettinvesteringene. Først da vil tiltakene samlet sett være samfunnsøkonomisk lønnsomme.

I Øst-Finnmark bidrar gode vindforhold isolert sett til høyere nytte av vindkraft enn andre steder i Norge. Fordelen blir imidlertid dempet av lavere lokale kraftpriser og høyere overføringstap. Med en utbygging av 175 MW vindkraft viser våre beregninger at inntektene over levetiden vil være nær de samlede drifts og utbyggingskostnadene for selve kraftverkene. Samtidig er de nødvendige nettinvesteringene høye. En ny 420 kV ledning mellom Skaidi og Varangerbotn har en estimert kostnad på 2 til 3,5 milliarder kroner (Statnett 2016). Negative virkninger på natur og miljø kommer i tillegg. Øvrige nyttevirkinger er med den informasjonen vi har i dag neglisjerbare. I sum gir dette en negativ samlet samfunnsøkonomisk lønnsomhet av nett og vindkraftutbygging i samme størrelsesorden som kostnadene for nettet.

En rekke usikkerhetsmomenter kan påvirke den samfunnsøkonomiske lønnsomheten både i positiv og negativ retning. Forutsetter vi at det ikke kommer noen vesentlig økning i forbruket, og at kun vindkraften som allerede har konsesjon blir bygd ut, er det imidlertid vanskelig å se for seg noe scenario der det blir lønnsomt å bygge ut Skaidi-Varangerbotn på 420 kV. En viktig årsak til dette er at de forholdene som eventuelt kan gjøre det mer lønnsomt å bygge ut vindkraft i Øst-Finnmark, som eksempelvis et høyere europeisk kraftprisnivå, billigere vindmøller og lavere avkastningskrav, også vil gjøre det mer lønnsomt å bygge ut vindkraft andre steder i Nord-Norge og de nordlige delene av Sverige og Finland. Dette vil dempe de lokale prisene og redusere en mulig oppside.

4.1 Lønnsomheten av vindkraft er forventet å være lav og usikker

For at utbygging skal være lønnsomt fra vindkraftaktørenes perspektiv, må inntektene fra produksjon av kraft overstige den langsiktige marginalkostnaden (LCOE¹). Gode vindkraftprosjekter i Norge har i dag en forventet LCOE som ligger i nærheten av prisene i forwardmarkedet på Nordpool og mange kraftprisprognoser. Dessuten bidrar andre forhold, som lavere kraftpris og overføringstap, til at forskjellen i lønnsomhet mot andre vindkraftprosjekter er mindre enn vindforholdene alene skulle tilsi. Lønnsomheten er derfor usikker på tross av svært gode vindforhold i Øst-Finnmark.

Kraftprisene er forventet å være nær den langsiktige marginalkostnaden for vindkraft (LCOE)

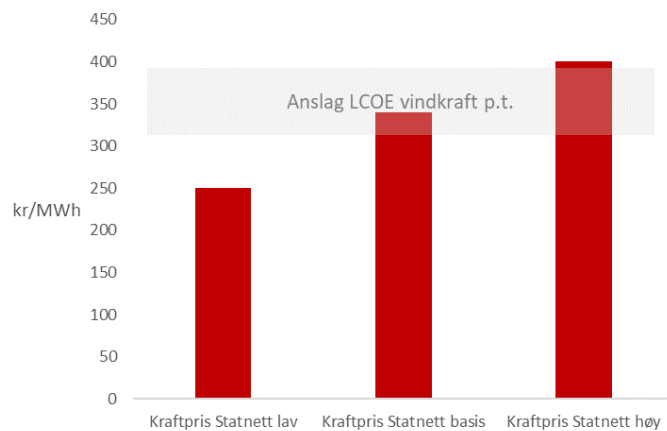
Statnetts basisscenario for kraftpriser tilsier en inntekt på om lag 340 2017-kroner per MWh for et vindkraftprosjekt i 2025. I vårt lavprisscenario er inntekten 250 kroner per MWh, mens den i vårt høye scenario er på overkant av 400 kroner per MWh. Forwardprisene på systemprisen i Nordpool per 2024 har vært rundt 30 €/MWh det siste halve året. Forwardprisene er nominelle og målt i 2017 kroner tilsvarer dette cirka 25 €/MWh². Dette er om lag som Statnetts lavprisscenario, selv om det er forskjeller i definisjonene av disse prisene³. I tillegg kan eierne av vindkraftverkene selge opprinnelsesgarantier, men disse utgjør vanligvis en liten inntekt sammenliknet med inntektene fra salg av kraft.

¹ LCOE: Levelized cost of electricity

² Gitt 2,5 prosent inflasjon per år i perioden fra 2018 til 2024

³ Forwardprisen gjelder systemprisen på Nordpool Spot og er ikke vektet over tid. Statnetts priser er vektet etter produksjonen fra vindkraftverk i Norge.

Norwea anslår at et svært godt norsk vindkraftprosjekt i dag kan ha en LCOE på rundt 335 kroner/MWh per 2017 (Norwea 2017). Nena kommer til en LCOE på om lag 310 NOK/MWh for et vindkraftprosjekt med brukstid på 4300 timer (Nena 2017). Statnetts erfaringstall tilsier en noe høyere LCOE enn dette. Figuren under oppsummerer kraftpriser og et overordnet anslag på LCOE for vindkraftprosjekter p.t.



Figur 9: Illustrasjon på realiserte kraftpriser for vindkraft midt på 2020-tallet og LCOE for vindkraftprosjekter p.t.

Thema Consulting Group mener at det grunn til å spørre hvorfor det fortsatt fattes nye investeringsbeslutninger om å bygge ny vindkraft (Thema Consulting Group 2017). De mener årsaken til at det fattes investeringsbeslutninger trolig er en kombinasjonen av fallende utbyggingskostnader, inntreden av nye utenlandske finansielle investorer med lave avkastningskrav og økende betalingsvilje for dokumenterbar tilgang til fornybar kraftproduksjon.

Vindforhold bidrar til høyere lønnsomhet i Øst-Finnmark, men andre forhold trekker i motsatt retning

I Øst-Finnmark har Hamnefjellet og Raggovidda vindkraftparker en forventet brukstid på 3600 og 4200 timer per år, ifølge offentlig kjent informasjon om parkene⁴. Til sammenlikning har de beste prosjektene vi kjenner til i Sør- og Midt-Norge en brukstid på 3400-3800 timer per år. Den gode brukstiden bidrar isolert sett til at LCOE på utbygde vindkraftprosjekter i Øst-Finnmark er relativt lav – og dermed til at det skal mindre til før vindkraftverkene blir lønnsomme fra et investorperspektiv.

Forskjellene i lønnsomhet mellom vindkraftverk i Øst-Finnmark og andre steder er imidlertid mindre enn hva estimerte brukstider basert på dagens vindmøllateknologi tilsier. Dette skyldes at kraftprisene er lavere og drift- og vedlikeholdskostnadene noe høyere enn lenger sør. Videre undervurderer sannsynligvis marginaltappssatsene (som inngår i drift- og vedlikeholdskostnadene) de samlede virkningene på de fysiske tapene i nettet, og omfanget av tap av produksjon pga. vedlikehold og revisjoner i nettet vil være høyere enn andre steder.

Vi ser allerede i dag flaskehals ved eksport i en del perioder med stort overskudd i Nord-Norge. Det er besluttet utbygging av mer vind- og vannkraft i Nord-Norge. Dette vil forsterke denne flaskehalsen. Enda mer ny produksjon vil føre til at prisene presses ytterligere nedover. Dette fører også til at både den bedriftsøkonomiske og samfunnsøkonomiske gevinsten av den nye kraften avtar. Dessuten oppstår det betydelige fordelingsvirkninger mellom konsumenter, eksisterende produsenter og

⁴ Raggovidda har en installert kapasitet på 45 MW og en forventet årlig produksjon på 189 GWh (kilde: <https://www.varanger-kraft.no/vindkraft/raggovidda-vindkraftverk> lastet 8.12.2017). Hamnefjell har en installert kapasitet på 52 MW og en forventet årlig produksjon på rundt 186 GWh (artikkel i Altaposten: <http://www.altaposten.no/nyheter/2017/09/15/Satte-rekord-med-det-samme-15311754.ece> lastet 8.12.2017).

flaskehalsinntekter. Vi ser også at det oppstår fordelingsvirkninger mellom land. Det betyr trolig at en del av nytten den nye kraften generer tilfaller Sverige.

Overføringstapene øker mer med vindkraft nord i kraftsystemet enn i sør. Dette gjør at marginaltapene vindkraftverkene må betale er høyere. I Øst-Finnmark er marginaltapene for vindkraftproduksjon relativt høye, fordi strømmen må transporteres langt før den når forbrukeren. Gjennomsnittlig marginaltappssats for innmating i Varangerbotn har vært 5,7 % på dagtid og 3,2 % på natt og i helgene de siste seks årene. Til sammenlikning var marginaltapene i samme periode -2,5 % og -1,9 % i Stokkeland i Sandnes, hvor andre vindkraftverk er aktuelle for utbygging.

Marginaltapene gjenspeiler ikke alltid de fysiske tapene i systemet korrekt. Vi har derfor gjort en alternativ beregning, hvor vi har testet hvordan mer vindkraft i ulike deler av Norge påvirker de totale tapene i Norge og Sverige. I Nord-Norge forsvant cirka 10 prosent av den nye vindkraften i tap. I Midt-Norge forsvant cirka 6 prosent, mens på Sørlandet ble tapene i systemet redusert med cirka 1,5 prosent. I alle områdene ble tapene i Sverige påvirket mer enn i Norge. Resultatene indikerer altså at de historiske marginaltappssatsene undervurderer endringene vi kan forvente i tap ved mer produksjon i Nord-Norge.

Nena antar noe høyere drift- og vedlikeholdskostnader på vindkraftverk i arktisk klima, langt fra eksisterende infrastruktur (Nena 2017). Samtidig er kostnadene usikre for utenforstående, og en mer prosjektspesifikk informasjon er nødvendig før man kan fastslå dette med noe mer sikkerhet. For eksempel er gjenstående mengder konsesjonsgitt vindkraft i Øst-Finnmark utvidelser av eksisterende parker og de er derfor nær eksisterende infrastruktur. Nena inkluderer marginaltap i beregningen av drift- og vedlikeholdskostnader, og noe av forskjellene kan derfor også skyldes høyere marginaltappssatser i nord.

For å kunne knytte til den konsesjonsgitte vindkraften på 175 MW, er det nødvendig å bygge en 420 kV ledning mellom Skaidi og Varangerbotn. Ved utkobling av Skaidi – Varangerbotn, for eksempel på grunn av tilstandsvurderinger, vedlikehold og revisjoner, vil kapasiteten reduseres betydelig. I disse periodene vil mulig vindkraftproduksjon kunne gå til spille på grunn av for lite kapasitet ut av Øst-Finnmark. Det samme kan være tilfelle ved utkoblinger av 420 kV-forbindelsen fra Balsfjord og nordover. I et samfunnsøkonomisk perspektiv vil dette medføre at en andel av vindkraftproduksjonen vil gå til spille. Radiell tilkobling av vindkraftverk er ikke uvanlig, men ikke i dette omfanget. Det gjør at omfanget av vindkraft som går til spille vil være høyere enn andre steder.

4.2 Nødvendig netttiltak koster mye og har negative virkninger på natur og miljø

En 420 kV ledning mellom Skaidi og Varangerbotn koster flere milliarder. Tabellen under oppsummerer de prissatte nettkostnadene. Alle virkningene er basert på analyserapporten "Kraftsystemet i Finnmark" (Statnett 2016). Virkninger på tap, flaskehalsinntekter og liknende henger sammen med utbygging av vindkraft og er nærmere omtalt i neste kapittel. Tabellen viser at nettkostnadene i stor grad avhenger av investeringskostnaden for Skaidi – Varangerbotn.

Tabell 1: Oppsummering av prissatt nettkostnad.

Prissatte virkninger (basispriser)	175 MW	Kommentar
Investeringskostnad nett	-2 500	Basert på forventet kostnad for Skaidi - Varangerbotn.
Drift og vedlikeholdskost. nett	-150	Estimert til 100 - 200 MNOK (nåverdi) for Skaidi - Varangerbotn.
Avbruddskostnader	0	Forbruket må øke mye før vi får store reduserte avbruddskostnader med Skaidi - Varangerbotn.
Sparte reinvesteringskostnader	0	Estimert til 270 MNOK, men dette forutsatte to ledninger på 420 kV.

Skaidi – Varangerbotn ble i den nevnte rapporten estimert til å ha en forventet investeringskostnad på 2,6 milliarder 2015-kr. Ledningen utgjør om lag 1,5 milliarder kroner av totalkostnaden, stasjonene i Skaidi og Varangerbotn resten. Utfallsrommet i kostnadene ble anslått til 1,9 – 3,6 milliarder 2015-

kroner. I denne rapporten har vi forenklet antatt at kostnadene er 2 – 3,5 milliarder kroner og at forventet kostnad er 2,5 milliarder kroner. Drift- og vedlikeholdskostnadene for Skaidi-Varangerbotn og de to stasjonene ble estimert til 100 – 200 millioner kroner i nåverdi.

I den samme rapporten gjorde Statnett en overordnet vurdering av Skaidi – Varangerbotns konsekvenser for natur og miljø. Kraftledningen vil krysse gjennom områder med stor tetthet av rein og stor reindriftsaktivitet. Områder som er minimumsbeiter blir berørt, og ellers viktige områder knyttet til flytting og samling av rein. Inngrep i nærheten eller langs viktige laksevasdrag kan gi ulemper for laks og annen ferskvannsfauna. Videre medfører også vindkraftverkene konsekvenser for natur og miljø. Dette har vi ikke vurdert, men det er en del av en samlet samfunnsøkonomisk vurdering. Generelt er utfordringene særlig knyttet til arealbruk, støy, visuelle virkninger og virkninger for fauna.

Dersom kraftledningen går langs eksisterende 132 kV-traséer mellom Skaidi og Varangerbotn, vil miljøvirkningene bli betydelig redusert. Samtidig vil ny 420 kV-ledning med stålmaster fremstå som dominerende i forhold til eksisterende mindre kraftledninger på trestolper. Det vil fortsatt kunne være store reindriftsinteresser som blir berørt i anleggsperioden, og en ulempe med parallellføring vil være at det er vanskelig å ta hensyn til reindriften på grunn av begrensede muligheter for utkoplinger av parallelle ledninger.

Bygges ledningen for å etablere vindkraft, kan omfanget av tiltaket være mindre eller større, slik at usikkerheten i investeringskostnader, drift- og vedlikeholdskostnader og konsekvenser for natur og miljø er større enn utfallsrommet vi her presenterer. Eksempelvis kan det være at deler av tiltakene kan være noe mindre omfattende, eller at andre tiltak er nødvendig i tillegg. Vi har ikke vurdert virkningene vindkraftverkene i seg selv har på natur og miljø i denne rapporten, men generelt er utfordringene særlig knyttet til arealbruk, støy, visuelle virkninger og virkninger for fauna.

4.3 420 kV-nett har små øvrige nyttevirkinger med mindre stort nytt forbruk etableres

I analysen "Kraftsystemet i Finnmark" konkluderte vi med at elektrifisering av eventuelle landbaserte petroleumsanlegg vil være den største nyttevirkingen av en 420 kV-forbindelse til Øst-Finnmark. Dette kan potensielt gi tilstrekkelige nyttevirkinger til å forsvare kostnadene for nett, avhengig av egenskapene til petroleumsinstallasjonene og/eller kostnadene ved utslipp av CO₂. Det er ikke konkrete planer om slikt forbruk per i dag, men det er både pågående og planlagt leteaktivitet etter petroleum i Barentshavet sørøst.

Utover etablering av større nytt forbruk og vindkraft, er det små øvrige nyttevirkinger. Nedenfor gjengir vi kort konklusjonene fra "Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020":

- **Avbruddskostnader.** Vi vurderte avbruddskostnadene som følge av feil ved høyt kraftunderskudd i Øst-Finnmark. Gitt forventet forbruk ekskl. etablering av petroleum viste analysen at vi ikke forventet avbruddskostnader fordi kraftunderskuddet ikke var betydelig over N-1-kapasiteten. I etterkant har vi også vurdert avbruddskostnader som følge av samtidige feil og avbrudd ved overgang til separatområde, men disse kostnadene er også kun forventet å være noen titalls millioner kroner i nåverdi. Eventuelle avbruddskostnader kan også reduseres gjennom andre tiltak, for eksempel gjennom reaktiv kompensering.
- **Reinvesteringer.** Når det etableres nye ledninger i transmisjonsnettet, kan det av og til muliggjøre at eksisterende ledninger kan fjernes. Dette medfører blant annet reduserte reinvesteringskostnader. Ved etablering av to 420 kV-forbindelser inn til Øst-Finnmark (konsept 2), vurderte vi at det var mulig å unngå reinvestering av Adamselv- Lakselv (84 km) eller Skaidi-Lakselv, samt Adamselv-Varangerbotn (80 km). Disse når sin forventede levetid fra cirka 2030 til 2060. Samlet nåverdi på disse reinvesteringene ble estimert til rundt 270 millioner kroner per

2016⁵. Siden vi kun vurderer én ny ledning på 420 kV nå, påvirkes altså sannsynligvis ikke forventede reinvesteringskostnader betydelig og hvis de gjør det er sparte reinvesteringskostnader sannsynligvis relativt små.

- **Overføringstap.** En ny ledning på 420 kV bidrar til reduserte tap i nettet. Men uten store endringer i produksjon og forbruk gir dette ubetydelige nyttevirkninger sammenliknet med investeringskostnadene.

Oppsummert betyr dette at øvrige nyttevirkninger ikke endrer konklusjonen om at inntil det kommer større nytt forbruk, så må verdiskapingen fra vindkraft forsvare store deler av de aktuelle nettkostnadene.

4.4 Tre scenarier for lønnsomhet med fokus på gunstige forutsetninger

I kapittel 4.1 viste vi til vurderinger av kostnader og lønnsomhet av vindkraft. I dette kapitlet presenterer vi forventet nåverdi, LCOE og internrente for vindkraftverkene som har konsesjon, med et relativt bredt spekter av forutsetninger. Metodikk, forutsetninger og resultater er nærmere omtalt i vedlegget på side 36.

Lønnsomheten blir beregnet ved å se på samlede inntekter og kostnader over tid. Først påløper investeringskostnadene for vindmøllene og tilhørende lokal infrastruktur (veier, kabler, etc.). Deretter høster kraftverket inntekter over 20-25 år. Etter dette kan vindmøllene reinvesteres. Siden infrastrukturen har lengre levetid, er reinvesteringskostnaden lavere enn den investeringskostnaden. Diskonterer vi alle inntekter og kostnader over tid, får vi vindkraftverkets lønnsomhet målt i nåverdi.

Basisscenarioet vårt er i stor grad basert på Statnetts standardforutsetninger, men med antakelser om høyere brukstid enn vanlig på Hamnefjell og Raggovidda. Konkret har vi antatt 4300 brukstimer, som er litt høyere enn forventet brukstid på eksisterende vindmøller på Raggovidda. Naturlig nok er mange av forutsetningene usikre, både fordi vi mangler prosjektspesifikk informasjon og fordi en investering uansett er om lag ti år frem i tid.

Videre viser vi et optimistisk scenario og et scenario hvor inntekter er sikret slik at diskonteringsrenten kan være lavere. Sistnevnte er for å reflektere en situasjon hvor kraftproduksjonen er solgt til fastpris på langsiktige avtaler. Tabellen under oppsummerer forutsetningene i hvert scenario. I tillegg har vi strukket på forutsetningene om kraftpris, brukstid og diskonteringsrente i egne sensitivitetsberegninger.

⁵ Gitt ved differansen mellom reinvesteringskostnader i konsept 2 og konsept 1 i tabell 21 i rapporten Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020.

Tabell 2: Oppsummering av forutsetninger for lønnsomhet for vindkraft fra vindkraftaktørenes perspektiv.

Forutsetninger	Basis	Optimistisk	Prissikret
Investeringskostnad (MNOK/MW)	9	8	9
Installert kapasitet (MW)	175	175	175
Investeringskostnad vind (MNOK)	1575	1400	1575
Investeringskostnad reinv. vind (MNOK)	1103	980	1103
Antatt levetid vindmøller (år)	23	25	23
Brukstid (timer/år)	4300	4500	4300
Drift og vedlikeholdskostnad (kr/MWh)	105	90	105
Gjennomsnittlig realisert kraftpris (€/MWh)	30	30	25
Realvalutakurs (NOKEUR-2018)	8,6	8,6	9,0
Gjennomsnittlig realisert kraftpris (kr/MWh)	260	260	230
Opprinnelsesgaranti (kr/MWh)	3	5	3
Diskonteringsrente	6,0 %	4,0 %	2,5 %

For å få et fullstendig bilde av utfallsrommet for lønnsomhet, burde vi vise flere scenarier med mer pessimistiske forutsetninger. Dette kan for eksempel være høyere kostnader, lavere brukstid eller kortere levetid på vindmøllene. Vi har imidlertid valgt å fokusere på forhold som gjør utbyggingen mer lønnsom, siden det er mest relevant for situasjonen per i dag.

Verdien av vindkraften er svakt negativ i basis

Tabell 3 oppsummerer nåverdier av inntekter og kostnader i basisscenarioet. Vi har sortert på den opprinnelige investeringen og reinvesteringen, siden reinvesteringen er langt frem i tid. Vi har også vist internrente på hver av investeringene og LCOE. I basisscenarioet er nåverdien nær null, samlet sett, på tross av relativt lav LCOE. Årsaken er at gjennomsnittlig realisert kraftpris er nær det samme nivået.

Tabell 3: Oppsummering av lønnsomhet, internrente og LCOE for 175 MW vindkraft i basisscenariet.

Resultater (Basis-scenario)*	Investering	Reinvestering	Samlet
Investeringskostnad (MNOK)	-1 580	-290	-1 870
Drift- og vedlikeholdskostnad (MNOK)	-970	-250	-1 220
Inntekter kraftsalg (MNOK)	2 410	630	3 040
Inntekter opprinnelsesgaranti (MNOK)	30	10	40
Samlet nåverdi (MNOK)	-110	100	-10
Internrente	5 %	9 %	
LCOE (kr/MWh)	280	220	

*) Alle beløp avrundet til nærmeste 10 MNOK eller kroner.

Resultatene for de to andre scenarioene, optimistisk og prissikret, er vist i tabellen under. Den viktigste grunnen til høyere lønnsomhet sammenlignet basis er lavere diskonteringsrente. I optimistisk scenario har høyere brukstid og lavere kostnader også betydning.

Tabell 4: Resultater per scenario. Samlet nåverdi inkluderer både opprinnelig investering og reinvestering. Internrente og LCOE er basert på den initielle investeringen.

Lønnsomhet per scenario (175 MW)*	Basis	Optimistisk	Prissikret
Investeringskostnad (MNOK)	-1 870	-1 770	-2 200
Drift- og vedlikeholdskostnad (MNOK)	-1 220	-1 530	-2 150
Inntekter kraftsalg (MNOK)	3 040	4 400	4 700
Inntekter opprinnelsesgaranti (MNOK)	40	80	60
Samlet nåverdi (MNOK)	-10	1 180	410
Internrente (initieell inv.)	5 %	9 %	3 %
LCOE (kr/MWh) (initieell inv.)	280	200	230

*) Alle kronebeløp avrundet til nærmeste 10 MNOK eller kroner.

Forutsetningene som gir høy lønnsomhet av vinden er lite sannsynlig

Strekker vi ytterligere på forutsetningene får vi resultater som potensielt kan forsvare de prissatte nettkostnadene. Dette krever en enda lavere diskonteringsrente, høye kraftpriser eller trolig en kombinasjon av dette. Imidlertid fremstår kombinasjonene av forutsetningene som gir høyest lønnsomhet som lite sannsynlige. Eksempelvis vil en høy kraftpris eller lav diskonteringsrente kunne bidra til utbygging av vindkraft andre steder i Nord-Norge og Nord-Sverige, slik at kraftprisene og lønnsomheten faller. Videre bør prissatte virkninger være en del høyere enn null for å forsvare de negative virkningene for natur og miljø.

Tabell 5: Samlet nåverdi dersom vi endrer enkeltforutsetninger i hvert scenario.

Sensitiviteter samlet nåverdi (MNOK)	Basis	Optimistisk	Prissikret
Diskonteringsrente 2,5 %	1 020	1 970	410
Diskonteringsrente 6,0 %	-10	540	-360
Kraftpris 220 kr/MWh	-480	510	210
Kraftpris 300 kr/MWh	460	1 850	1 840
Brukstid 4800 (timer/år)	190	1 390	710
Brukstid 4000 (timer/år)	-140	860	240

*) Alle beløp avrundet til nærmeste 10 MNOK eller kroner. Inkl. reinvestering av vindmøllene.

4.5 Vindkraftverkene kan trolig ikke forsvare kostnadene for nettet

Skaidi-Varangerbotn er estimert til å koste 2 – 3,5 milliarder kroner. I forventning var kostnaden rundt 2,5 milliarder kroner (Statnett 2016). I teorien skal altså den samfunnsøkonomiske nettoytten av vindkraften overstige dette for at nett og ny produksjon samlet sett er lønnsomt. For å ta hensyn til alle de samfunnsøkonomiske virkningene som oppstår i kraftmarkedet av vindkraft i Øst-Finnmark bruker vi modellen Samnett som etterligner både kraftmarkedet og det fysiske nettet.

Avviket mellom lønnsomheten av den nye vindkraften oppgitt over og den samfunnsøkonomiske lønnsomheten vi ser på her, kommer først og fremst av at en del av den nye kraften forsvinner som overføringstap i nettet. Dette reduserer den samfunnsøkonomiske nytten av vindkraften. Modellen fanger i tillegg opp hvordan den nye kraften påvirker flaskehals og priser i kraftmarkedet. Dette gjør at det oppstår fordelingsvirkninger mellom produsenter og forbrukere, samt endringer i flakehalsinntekter. Det kan også oppstå fordelingsvirkninger mellom Norge og Sverige fordi de to markedene er så tett sammenkoblet.

Tabellen under viser de samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter av 175 MW mer vindkraft i Øst-Finnmark i Statnett sitt forventningsscenario. Til sammen gir vindkraften samfunnsøkonomiske nyttevirksomheter på rundt 160 millioner kroner per år. Mesteparten av denne nytten havner i Norge, men noe, rundt 6 prosent, havner i Sverige. Fordelingsvirkningene mellom land er følsomme for forutsetningene og kan i andre scenarioer være annerledes.

Vi ser at vindkraft gir inntekter til de nye vindkraftverkene (PO ny vind, hvor PO er en forkortelse for produsentoverskudd), men at det samlede produsentoverskuddet i Norge reduseres. Altså fører lavere kraftpriser til at inntekten til eksisterende kraftverk (PO andre), faller mer enn inntjeningen til de nye kraftverkene. Konsumentoverskuddet (KO) øker som følge av lavere priser. De største fordelingsvirkningene fra eksisterende produksjon til forbruk vil være internt i Nord-Norge, der kraftprisene påvirkes mest. Lavere priser i Nord-Norge relativt til områdene rundt gjør også så flaskehalsinntektene (FL) øker. De økonomiske tapene øker mindre enn størrelsen på de fysiske tapene vi viste til i forrige delkapittel skulle tilsi. Årsaken er at lavere kraftpriser fører til at verdien av eksisterende tap går ned.

Tabell 6: Endringer i samfunnsøkonomiske overskudd (SO) ved etablering 175 MW vindkraft i Øst-Finnmark sammenliknet med Statnetts basisdatasett for 2025. Millioner kroner per år, gitt 9 kr/Euro.

175 MW mer vindkraft	PO ny vind	PO andre	KO	Tap	FL	SO
Norge	194	-381	242	0	91	149
Sverige	0	-153	121	12	55	11
Norge+Sverige	0	-340	363	12	146	160

Nedenfor har vi samlet alle virkningene vi har omtalt i analysen i en oppsummerende samfunnsøkonomisk tabell. Vi har brukt samme kostnader for nett og vindkraft som vi har omtalt i forrige delkapittel, men vi har brukt inntekter for den nye vindkraften fra modellsimuleringene. Dette innebærer at brukstiden for den nye vindkraften er på rundt 4300 timer. Vi har brukt 4 % diskonteringsrente gjennomgående på alle virkningene som innebærer diskontering over tid. Vi har tatt ut marginaltapskostnadene fra drift- og vedlikeholdskostnadene, siden modellsimuleringene allerede har tatt hensyn til endringer i tap. De samlede prissatte virkningene er negative når vi tar hensyn til nettkostnaden og endring i de totale samfunnsøkonomiske nyttevirkningene.

Tabell 7: Anslag på endringer i samfunnsøkonomisk overskudd totalt.

Prissatte virkninger (basispriser)	175 MW	Kommentar
Investeringskostnad nett	-2 500	Basert på forventet kostnad for Skaidi - Varangerbotn.
Drift og vedlikeholdskost. nett	-150	Estimert til 100 - 200 MNOK (nåverdi) for Skaidi - Varangerbotn.
Avbruddskostnader	0	Forbruket må øke mye før Skaidi - Varangerbotn reduserer avbruddskostnadene.
Sparte reinvesteringskostnader	0	Estimert til 270 MNOK, men dette forutsatte to ledninger på 420 kV.
Investeringskostnad vind	-1 580	Basert på enhetskostnader 9 MNOK/MW.
Reinvesteringskost vind	-450	Basert på 70 % av opprinnelig investeringskostnad og 23 år levetid.
Drift og vedlikeholdskost. vind	-1 420	Basert på 90 kr/MWh. Ekskl. marginaltap, eiendomsskatt og innmatingstariff.
Inntekter ny vindkraft	4 050	Brukstid på 4300 timer/år og EURNOK 8,6.
Øvrige samf.øk. virkninger ny vindkraft	-950	Sammenliknet med basisdatasett for 2025. Diskontert over 46 år.
Sum prissatte virkninger	-3 000	
Natur og miljø nett	Negative	Rundt 200 km ny kraftledning. Visuelle virkninger. Stor tetthet av reindriftsaktivitet.
Natur og miljø vindkraft	Negative	Vindmøller medfører utfordringer knyttet til arealbruk, støy, visuelle virkninger og fauna.

Høyere kraftpriser øker ikke lønnsomheten nok til at nett blir lønnsomt

Kraftprisen vil for en gitt mengde vindkraft være den viktigste driveren for om verdien av denne også kan forsvare store nettkostnader. Vi har derfor sett på hvordan lønnsomheten påvirkes når vi legger til grunn det høye prisanslaget fra Statnetts langsiktige markedsanalyse. I dette scenarioet øker gjennomsnittsprisen i Tyskland og Sør-Norge fra i overkant av 40 €/MWh til rundt 60 €/MWh i Tyskland og 50 €/MWh i Sør-Norge. Prisene i Nord-Norge øker mindre, til ca. 40 €/MWh på grunn av flaskehals internt i Norge og Sverige. Høyere kraftpriser øker de samfunnsøkonomiske nyttevirkningene med 30 millioner kroner per år, en økning på om lag 20 prosent. Dette er nok til å forsvare kostnadene for vindkraftverkene, men er ikke tilstrekkelig for å gjøre nettinvesteringene samfunnsøkonomiske lønnsomme.

Tabell 8: Endringer i samfunnsøkonomiske virkninger ved etablering 175 MW vindkraft i Øst-Finnmark sammenliknet med Statnetts høyprissdatasett for 2025. Millioner kroner per år, gitt 9 kr/Euro.

175 MW mer vindkraft	PO ny vind	PO andre	KO	Tap	FL	SO
Norge	236	-501	312	0	131	182
Sverige	0	-262	201	13	81	8
Norge+Sverige	0	-528	513	12	212	190

I tabellen under har vi samlet alle de samfunnsøkonomiske virkningene i høyprisscenariet, slik vi gjorde i forrige delkapittel. Tabellen viser at de samlede prissatte virkningene fortsatt er negative. I scenarioer med høye kraftpriser er de prissatte virkningene mindre negative enn i scenario med basispriser

Tabell 9: Anslag på endringer i samfunnsøkonomisk overskudd totalt ved høye priser.

Prissatte virkninger (høye priser)	175 MW	Kommentar
Investeringskostnad nett	-2 500	Basert på forventet kostnad for Skaidi - Varangerbotn.
Drift og vedlikeholdskost. nett	-150	Estimert til 100 - 200 MNOK (nåverdi) for Skaidi - Varangerbotn.
Avbruddskostnader	0	Forbruket må øke mye før Skaidi - Varangerbotn reduserer avbruddskostnadene.
Sparte reinvesteringskostnader	0	Estimert til 270 MNOK, men dette forutsatte to ledninger på 420 kV.
Investeringskostnad vind	-1 580	Basert på enhetskostnader 9 MNOK/MW.
Reinvesteringskost vind	-450	Basert på 70 % av opprinnelig investeringskostnad og 23 år levetid.
Drift og vedlikeholdskost. vind	-1 410	Basert på 90 kr/MWh. Ekskl. marginaltap, eiendomsskatt og innmatingstariff.
Inntekter ny vindkraft	4 920	Bruktid på 4300 timer/år og EURNOK 8,6.
Øvrige samf.øk. virkninger ny vindkraft	-1 110	Sammenliknet med basisdatasett for 2025. Diskontert over 46 år.
Sum prissatte virkninger	-2 280	
Natur og miljø nett	Negative	Rundt 200 km ny kraftledning. Visuelle virkninger. Stor tetthet av reindriftsaktivitet.
Natur og miljø vindkraft	Negative	Vindmøller medfører utfordringer knyttet til arealbruk, støy, visuelle virkninger og fauna.

I neste kapittel diskuterer vi både hvordan ulike scenario for endring i både forbruk og produksjon påvirker kraftprisen som vindkraftverket oppnår, samt hvordan en større vindkraftutbygging enn 175 MW påvirker resultatene.

5 Mer vind kan trolig ikke forsvare Skaidi-Varangerbotn

I dette kapittelet vurderer vi hvordan tilknytning av mer vindkraft enn det som har fått konsesjon påvirker lønnsomheten av Skaidi-Varangerbotn. Våre beregninger indikerer en negativ lønnsomhet også ved større volumer vindkraft. Dette skyldes for det første at det er begrenset hvor mye mer kapasitet Skaidi-Varangerbotn gir alene. For det andre fører flaskehalsen ut av Nord-Norge til lavere områdepris etter hvert som vi øker produksjonen. Dette reduserer verdien av den nye vindkraften som skal forsvare nettkostnaden. I tillegg øker overføringstapene. Vi ser også fordelingsvirkninger mellom nye og gamle produsenter, konsumenter og at flaskehalsinntektene øker.

5.1 Krevende å drifte nettet med Skaidi-Varangerbotn og mer enn 300 MW vind i øst

Det er utfordrende å anslå hvor stort overskudd Skaidi-Varangerbotn legger til rette for. Som beskrevet i kapittel 3 vil Skaidi-Varangerbotn utgjøre siste del av det som blir en lang 420 kV radial fra Balsfjord, på over 500 km, og det oppstår spenningsbegrensinger før vi når den termiske kapasiteten på ledningen. I de beregningene vi har gjort i denne analysen ser vi at det er behov for betydelig kompensering dersom vi skal knytte til mer enn 300 MW ny vindkraft i Øst-Finnmark, altså 125 MW mer enn det som i dag har konsesjon.

Det er vanskelig å anslå hvor mye kompensering vi kan installere og samtidig sikre en forsvarlig drift. Ettersom produksjonen fra vindkraftverk raskt kan gå fra maks til minimum og omvendt, vil det reaktive kompensingsbehovet mellom Ofoten og Varangerbotn gå fra ett ytterpunkt til et annet, fra kapasitivt til induktivt eller motsatt. Jo høyere vindkraftproduksjon, desto større endring. Dette er hovedgrunnen til at vi ser at det kan bli krevende å drifte et system med høy vindkraftproduksjon i enden av Skaidi-Varangerbotn.

Hvor mye mer vindkraft enn 300 MW vi kan knytte til ved økt kompensering langs ledningen er usikkert. Vi ser imidlertid et tak på rundt 700 MW ny produksjon uten å samtidig gjøre større endringer i nettet. Når vi knytter til ca. 700 MW ny vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark begynner det parallelle 132 kV-nettet fra Varangerbotn til Balsfjord å nærme seg termiske lastgrenser i enkelte situasjoner. Vi har sett nærmere på en slik driftssituasjon for å illustrere kompensingsbehovet og kompleksiteten i driften. Følgende forutsetninger gjelder:

- Tallene videre må regnes som innledende anslag.
- Resultatene er ikke grundig gjennomarbeidet, men gir en indikasjon på tekniske begrensninger.
- Vi har ikke sett på dynamiske forhold, vinkelstabilitet kan gjøre at kapasiteten blir lavere.
- Vi har ikke sett på overgangsforløpet fra tungt lastet ledning til ledning i tomgang. Dette kan sette større begrensninger for hvor mye kompensering som er mulig å knytte til enn det som er forutsatt.
- Store mengder kraftelektronikk (vindkraftverk, SVS-anlegg) på en lang radiell forbindelse kan gi problemer med spenningskvaliteten, dette kan begrense hva som er mulig å realisere.
- Netttilknytningsløsningen til nye vindkraftverk vil påvirke alle tall og kapasiteter.

I tilfellet vi har sett på vil 420 kV-forbindelsen fra Balsfjord til Varangerbotn ha et reaktivt underskudd på 350 MVAR. I tillegg vil transformering av vindkrafta i Varangerbotn kreve ca. 100 MVAR, og 132 kV-nettet vil ta ut noe reaktiv effekt pga. mer tap som skyldes et generelt høyere overføringsnivå. Kompensingsbehovet blir anslagsvis minst 600 MVAR mellom Varangerbotn og Balsfjord.

Fra Balsfjord og videre sørover er det to parallelle 420 kV-ledninger som her blir belastet litt over SIL, dvs. et reaktivt underskudd på ca. 50 MVAR. I dag benyttes en del av det reaktive overskuddet mellom

Ofoten og Balsfjord til å dekke reaktive tap i transformering mellom 132- og 420 kV, og til å dekke eventuelt reaktivt underskudd i de underliggende 132 kV-nettene, så det reelle kompenseringensbehovet blir større, anslagsvis totalt 200 MVar.

Totalt blir det behov for minst 800 MVar kapasitiv kompensering fordelt på stasjonene fra Kvandal til Varangerbotn. Kondensatorbatteriene bør ikke være større enn 100 MVar for å kunne tilpasse kompenseringen til behovet, og for å ikke få for store spenningsprang ved innkobling. Kompenseringen er nødvendig for å opprettholde overføringskapasiteten, så det bør det være en viss redundans jevnt fordelt langs forbindelsen.

I tillegg til statisk kompensering er det nødvendig å ha hurtig dynamisk kompensering som kan ta opp raske endringer i kompenseringensbehovet. Som minimum må det være SVS-anlegg i Balsfjord og i Varangerbotn i tillegg til det som allerede er planlagt på Skillemoen. Det vil antakeligvis være behov for et ekstra SVS-anlegg for eksempel i Skaidi for å opprettholde full kapasitet ved feil på et av de andre anleggene.

Et så stort antall reaktive komponenter vil være svært krevende å håndtere i den daglige driften. Antallet innkoblede kondensatorbatterier eller reaktorer må tilpasses til nivået på overskuddet fra vindkraften time for time, slik at SVS-anleggene alltid har ledig reserve til å håndtere endringer i kompenseringensbehov som kan skyldes blant annet:

- Utfall av 420 kV-ledninger mellom Ofoten og Varangerbotn
- Utkobling eller stans av vindkraften på grunn av f.eks. systemvernuttøst for Ofoten
- Endret produksjonsnivå på vindkraften
- Feil på kompenseringensutstyr

I dag er dette noe som blir gjort manuelt på regionsentralen, men å manuelt håndtere kompenseringensbehovet for en 650 km lang 420 kV-forbindelse der flyten utelukkende styres av vindkraft vil kreve kontinuerlig overvåking gjennom hele døgnet. Det vil antakeligvis være nødvendig å utvikle et automatisk styringssystem som er i stand til å kontrollere den statiske kompenseringen med de forbehold som er nødvendige.

Oppsummert kreves det 220 km ledning, 8-10 kondensatorbatterier, minst to SVS-anlegg og en ny løsning for automatisk kontroll av statisk kompensering for å legge til rette for å håndtere en kapasitetsøkning på 700 MW ut av Øst-Finnmark. Og selv med alt dette på plass kan vi per i dag ikke konkludere med at et slikt system vil være forsvarlig å drifte. Det er mange ubesvarte problemstillinger knyttet til bl.a. kompenseringensnivå, dynamiske forhold, leveringskvalitet og forsyningsikkerhet. Hva som må til av nettutbygging mellom vindparkene og transmisjonsnettet har vi ikke vurdert.

En noe lavere kapasitetsøkning, på ca. 500 MW, vil kreve omtrent halvparten av de reaktive komponentene, fire kondensatorbatterier og minst ett SVS-anlegg, men systemet vil være omtrent like krevende å drifte. Nett mellom vindparkene og transmisjonsnettet vil også her komme tillegg.

Ved mer enn 175 MW økt vindkraftproduksjon kan det også bli behov for tiltak i regionalnettet og for å koble til vindkraftverkene. Med delt nett mot Finland vil utfall 420 kV-ledninger mellom Balsfjord og Varangerbotn føre til overlast i 132 kV-nettet. Vi må derfor knytte den økte vindkraften til systemvern med produksjonsfrakopling (PFK). I tillegg vil alle revisjoner og andre situasjoner som fører til utkobling langs 420 kV-forbindelsen føre til perioder med redusert kapasitet for vindkraften. For Øst-Finnmarksnittet er N-1-kapasiteten på rundt 200 MW, mens den i Guolassnittet er på i overkant av 300 MW. Med større vindkraftvolumer vil derfor et betydelig volum være knyttet til PFK.

5.2 Vi forventer lavere kraftpriser i Nord-Norge

De siste årene har Nord-Norge hatt lavere priser enn områdene rundt. Dette har i stor grad vært drevet av at kapasiteten ut av området har vært til dels kraftig redusert i forbindelse med spenningsoppgradering av den ene 300 kV ledningen mot Trøndelag. Nå er dette arbeidet ferdig og høyere tilgjengelighet vil gjøre prisene likere igjen. Samtidig forventer vi at to strukturelle trekk vil gi fortsatt lavere priser i Nord-Norge sammenlignet med i sør.

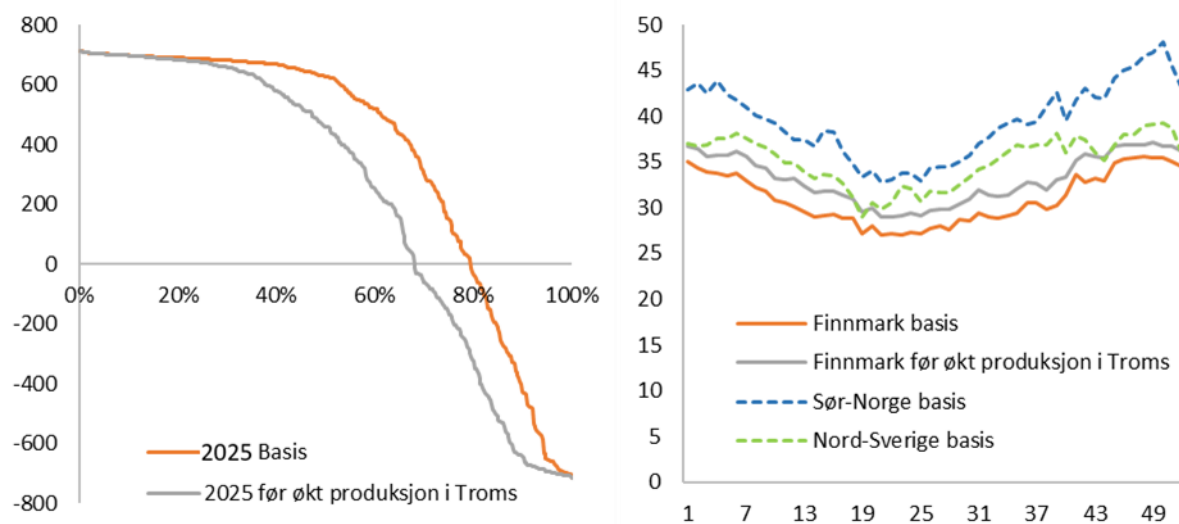
1. Økende produksjonsoverskudd i området.
2. Generelt større prisforskjeller nord-sør i Norden.

I løpet av 2018/2019 forventer vi 450 MW ny vindkraftproduksjon nord i NO4, fordelt på Nordlicht (investeringsbesluttet 280 MW), Ånstadblåheia (50 MW venter investeringsbeslutning i 2018) og Sørfjordfjellet (100 MW under bygging). I tillegg forventer vi økt vannkraftproduksjon i området.

Når det gjelder punkt to ser vi allerede i dag at det i en del timer oppstår kapasitetsbegrensninger nord-sør i det nordiske nettet, spesielt i Sverige. I disse timene får vanligvis Nord-Norge lavere priser enn Sør-Norge. Utfasing av svensk kjernekraft, vindkraftutbygging nord i Sverige og flere mellomlandsforbindelser fra Norge vil forsterke disse flaskehalsene. Dette gir blant annet færre timer med kortvarig høye priser i Nord sammenlignet med i Sør.

Vi forventer vesentlig effekt på flaskehals og pris av vindkraft som er investeringsbesluttet

Våre analyser viser at det skal relativt moderate volumer ny produksjon til før ulike nettbegrensninger slår inn oftere og gir lavere områdepris i Nord-Norge. Flytbasert markedskobling vil dempe flaskehalsene, men vil ikke være tilstrekkelig for å hindre en økning i prisforskjellene. For å illustrere hvordan de 450 MWene med vindkraft som er investeringsbesluttet slår ut på prisene har vi simulert vårt forventningsscenario for 2025 med og uten denne kraften. Figur 10 viser hvordan dette gir flere timer med flaskehals mot Sverige og lavere priser i området.



Figur 10 Til venstre: Varighetskurve for kraftfylt (i MW) mot Sverige i datasett for 2025 med og uten økt vindkraftproduksjon på 450 MW i delområdet Troms. Til høyre: Gjennomsnittlig ukentlig kraftpris i €/MWh

I basis 2025 simulert uten de 450 MWene er snittprisen i Nord-Norge 33 €/MWh mot 39 i Sør-Norge. Våre simuleringer indikerer at 450 MW ny vindkraft presser områdeprisen i Nord ytterligere ned med 2 €/MWh. Prisforskjellen mot Sør-Norge øker omtrent tilsvarende. Vi ser også at hvor den nye

produksjonen kommer internt i Nord-Norge har betydning for flaskehalsene. Ny produksjon i Finnmark og Troms gir større flaskehals sammenlignet med lenger sør i Nordland. Årsaken er at økt produksjon lenger nord i større grad fordeler seg mot Sverige hvor ledningen allerede er høyt utnyttet, mens mer produksjon lenger sør i Nord-Norge i større grad fører til økt flyt mot Midt-Norge, hvor det oftere er ledig kapasitet.

5.3 Mer vindkraft i Finnmark gir større flaskehals ved eksport ut av Nord-Norge

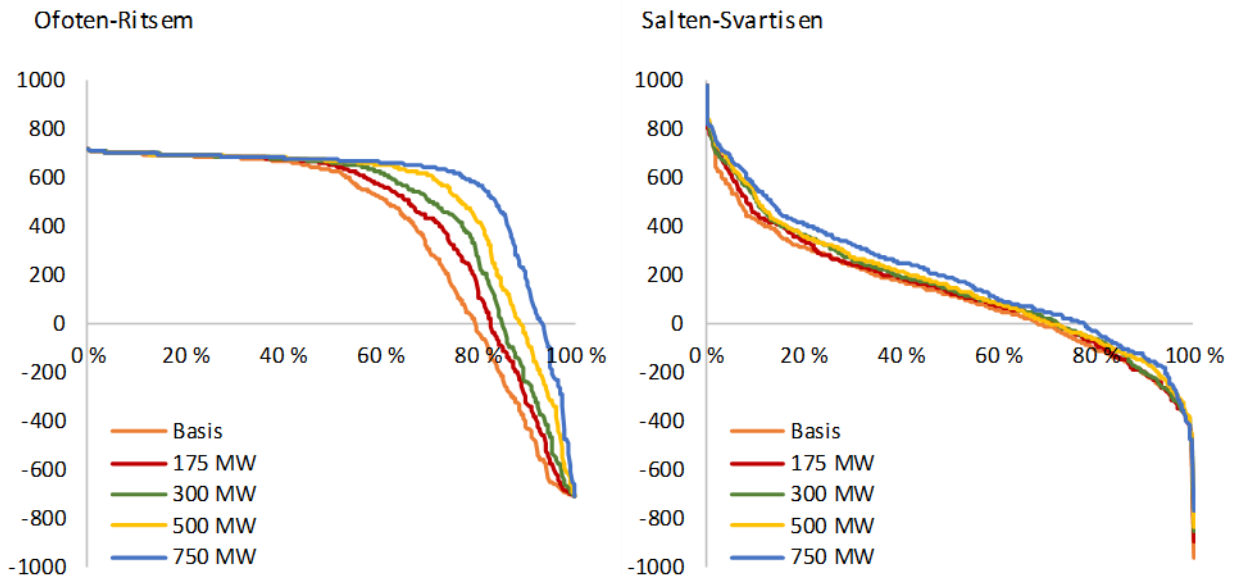
Vi ser her på hvordan vindkraft i Øst-Finnmark påvirker flaskehals og priser i kraftmarkedet. Dette er viktig da lavere priser vil redusere den samfunnsøkonomiske nytten av den nye vinden. Vi har lagt inn en 420 kV-forbindelse fra Skaidi til Varangerbotn og simulert med opptil 750 MW mer ny vind i Øst-Finnmark i vårt basisdatasett for 2025⁶. Datasettet har i utgangspunktet ingen vesentlig vekst i forbruket i verken Finnmark eller Troms. Produksjonsøkningen sammenlignet med i dag er primært de 450 MW som er investeringsbesluttet. Årsaken til at vi ikke ser på mer enn 750 MW er at det er lite trolig at tiltaket sammen med kompensering gir rom for mer vind. I neste kapittel ser hvordan endringer i sentrale forutsetninger påvirker resultatene.

For å gjøre det enklere å håndtere flaskehalsene som oppstår har vi simulert med en deling av elspotområdet NO4 i to prisområder. Vi har ikke gjort noen detaljert vurdering av hvor det mest hensiktsmessige skillet for et eventuelt nytt prisområde går. I vår modell går skillet mellom Svartisen og Salten og mellom Ofoten og Ritsem. Dersom det blir aktuelt å dele NO4 i flere prisområder er det ikke gitt at området vil bli delt her. Vi ser at internt i Nord-Norge får det nordligste prisområdet noe lavere priser enn det sørligste.

Flaskehalsen er størst mot Sverige

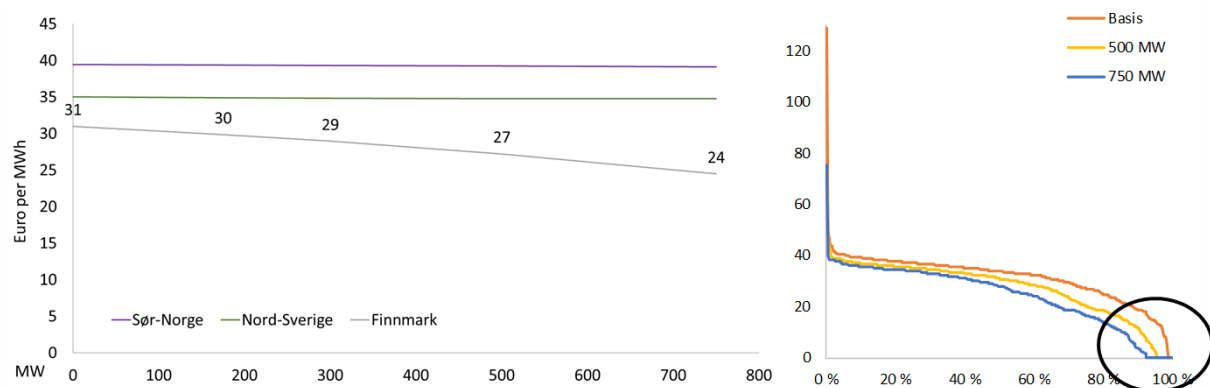
Nord-Norge har samlet sett et stort og økende kraftoverskudd. Ny produksjon i Finnmark må hovedsakelig transporteres ut av fylket og øker mengden kraft som må transporteres ut av Nord-Norge. De to kanalene ut er enten videre sørover mot Midt-Norge eller mot Sverige. Problemet er at mesteparten av denne kraften flyter mot Sverige hvor det allerede er flaskehals i mange timer, se Figur 11. Mot Midt-Norge, hvor det er ledig kapasitet i de fleste timer, øker flyten relativt lite.

⁶ Tallene inkluderer de 175 MW med konsesjonsgitt vind vi diskuterte i kapittel 4. Det betyr at i tilfellet med 500 MW mer vind har vi økt produksjonen med 325 MW utover de 175 MW som har konsesjon.



Figur 11 Varighetskurve for simulert kraftfylt over 25 simulerte værår. Til venstre ser vi tydelig flaskehals mellom elspotområdet NO4 og SE1, på Ofoten-Ritsem. Vi ser ikke samme flaskehals på ledningene sørover internt i NO4, illustrert til venstre ved flyten mellom Salten og Svartisen.

Figur 12 viser hvordan dette slår ut i lavere kraftpriser. Uten ny vindkraft er snittprisen eksisterende vindkraft i nord oppnår 31 €/MWh. Ved 500 MW vindkraftproduksjon faller denne til 27 €/MWh, og videre til 24 €/MWh med 750 MW. Utenfor Nord-Norge påvirkes prisene relativt lite. Det gjør at forskjellen i gjennomsnittsprisen mot Sør-Norge øker fra ca. 8 €/MWh i basis til 14 €/MWh ved 750 MW.



Figur 12 Simulert kraftpris ved trinnvis økt vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark i basisdatasett for 2025. Til høyre viser vi varighetskurve for kraftprisen i Finnmark ved 500 MW og 750 MW ny vindkraftproduksjon sammenlignet med basisdatasett. Vi ser et betydelig innslag av nullpriser med økt vindkraftproduksjon.

Kraftprisen i nord faller først og fremst gjennom at større overskudd presser ned vannverdiene internt i området. Men vi ser også at omfanget av timer der prisen er null eller nær null øker. Dette vil si at overskuddet av uregulert produksjon i noen timer er større enn nettet sin evne til å transportere kraften ut, og vi får dermed at enten vind eller vann går til spille.

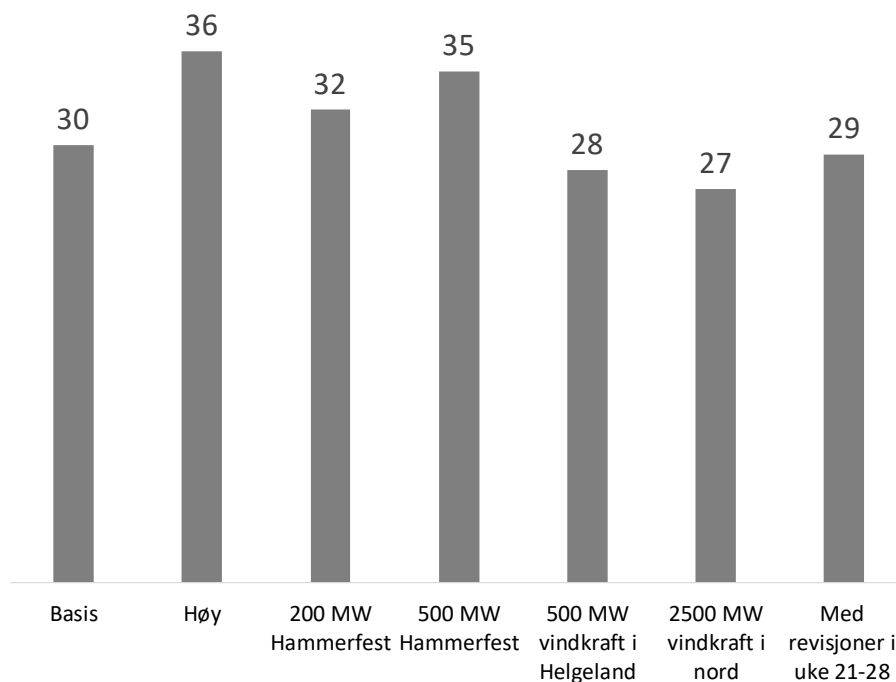
5.4 Flere usikre forhold kan endre prisvirkningene – hovedkonklusjonen står seg

I vurderingen av den samfunnsøkonomiske lønnsomheten i kapittel 4.5 la vi til grunn vårt basisdatasett for 2025 med 175 MW vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark. For å få frem hvordan ulike

usikkerhetsfaktorer påvirker konklusjonene har vi også sett på flere scenario for kraftpriser, og ulike sensitiviteter, alene eller i kombinasjon. \:

- Med vårt scenario for høye europeiske og nordiske kraftpriser – Høy 2025
- Med økt regionalt forbruk, her eksemplifisert ved petroleumsforbruk i Hammerfest
- Med økt produksjon lenger sør i Nord-Norge
- Med økt produksjon i Nord-Sverige
- Med lavere kapasitet ut av Nord-Norge med bakgrunn i historikk for revisjoner

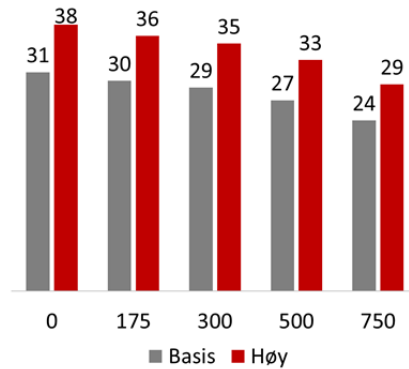
I Figur 13 oppsummerer hvordan sensitivitetene beskrevet over påvirker den gjennomsnittlige årlige kraftprisen den nye vindkraften oppnår.



Figur 13 Gjennomsnittlig vindvektet kraftpris i nord per år i €/MWh fra modellsimulering simulert med 25 ulike værår og ulike sensitiviteter for både forbruk, produksjon og nettkapasitet.

Høyprisscenario gir høyere gjennomsnittsprisen – men prisen faller raskere enn i basisdatasettet

Prisnivået i Norden er i stor grad satt av prisene i det nord-europeiske markedet. I vårt høyprisscenario stiger prisene i Europa til i overkant av 50 €/MWh, mens prisen i Sør-Norge er rett i underkant av 50 €/MWh. Flaskehalsene nord-sør i Norden og ut av Nord-Norge fører imidlertid til at priseffekten dempes, slik at snittprisen i Nord-Norge ligger på ca. 40 €/MWh. Verdien av vindkraft øker, men altså mindre enn prisøkningen lenger sør skulle tilsi.



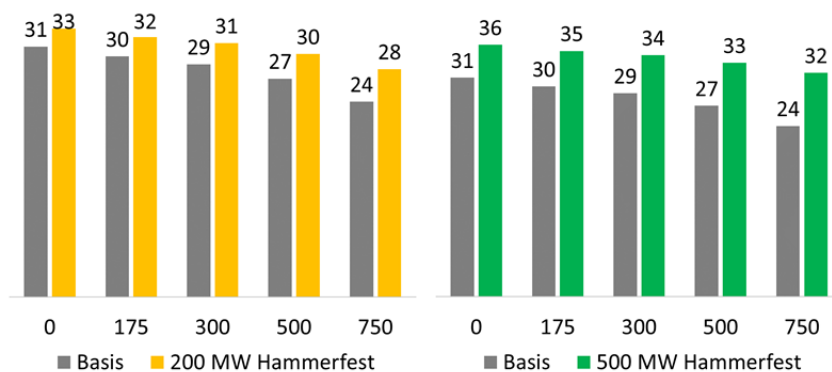
Figur 14. Figuren viser vindvektet kraftpris med basispriser og med høye kraftpriser, for ulike nivå på ny vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark.

Dessuten ser vi at økt utbygging av vind gir raskere fall i kraftprisen i høyprisscenarioet sammenlignet med i basis. 750 MW vind reduserer prisene med nærmere 10 €/MWh, mens i forventning var reduksjonen for tilsvarende mengde vindkraft ca. 6 €/MWh.

Selv med betydelig økt forbruk vil prisene i nord være lavere enn i Sør-Norge

Økt regionalt forbruk, for eksempel elektrifisering av LNG-terminalen på Melkøya, øker kraftprisene i Nord. Samtidig indikerer våre simuleringer på at effekten er moderat. Med en forbruksøkning på 200 MW stiger prisene med 2 €/MWh i basis, mens en stor forbruksøkning på 500 MW⁷ øker prisen med 5 €/MWh. Forskjellen øker imidlertid med mer vindkraft. Ved 750 MW ny produksjon øker for eksempel 200 MW mer forbruk prisene med 4 €/MWh istedenfor 2 €/MWh.

Videre indikerer våre simuleringer at påvirkningen på pris av mer produksjon og forbruk er rimelig symmetrisk når vi ser på effekt. En økning både i forbruk og produksjon på 200 MW gir omtrent samme priser som i basis, mens tilsvarende tall for 500 MW gir en liten økning i pris. Likevel må vi huske på at en like stor økning i effekt tilsvarer omtrent en dobbelt så stor forbruksvekst i energi, siden brukstiden for industri er nær 8760 timer, mens vindkraften ligger på rundt 4000-4400 timer.

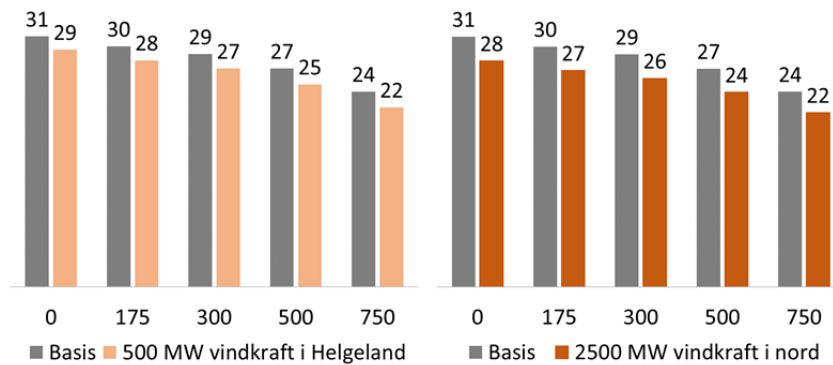


Figur 15 Gjennomsnittlig årlig vindvektet kraftpris i nord løftes ved økt forbruk

⁷ I energi tilsvarer dette ca 4.4 TWh.

Økt produksjon i omkringliggende områder trekker ned prisen i nord

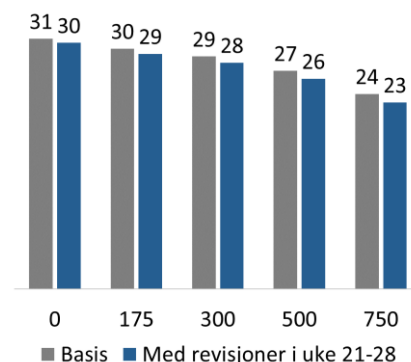
Det er gode vindressurser mange steder i Nord-Norge. Figur 16 viser hvordan utbygging 500 MW mer vindkraftproduksjon i Nordland påvirker de lokale prisene. Våre simuleringer indikerer at dette reduserer de lokale prisene med om lag 2 €/MWh. Ytterligere 2000 MW vind i Nord-Sverige vil redusere prisene enda mer, men vi ser at effekt er vesentlig mindre, i snitt om lag 1 €/MWh. Disse konklusjonene gjelder uavhengig om dagens NO4 blir beholdt eller om det blir nødvendig å dele prisområdet i to slik vi har simulert med i denne analysen.



Figur 16 Gjennomsnittlig årlig vindvektet kraftpris i nord ved økt produksjon lenger sør i Nord-Norge. Figuren til venstre viser prisen når vi har lagt til 500 MW i Helgeland, mens i figuren til høyre har vi i tillegg økt vindkraftproduksjonen i Nord-Sverige

Revisjoner og utkoplinger som gir redusert kapasitet øker flaskehalsen

En forenkling i våre simuleringer er at vi i utgangspunktet simulerer med 100 % tilgjengelighet av nettet. I virkeligheten vil revisjoner og feil redusere kapasiteten i perioder. Figuren under viser effekten av revisjoner, her antatt som en gjennomsnittlig reduksjon i kapasiteten på 30 prosent over åtte uker på sommeren.



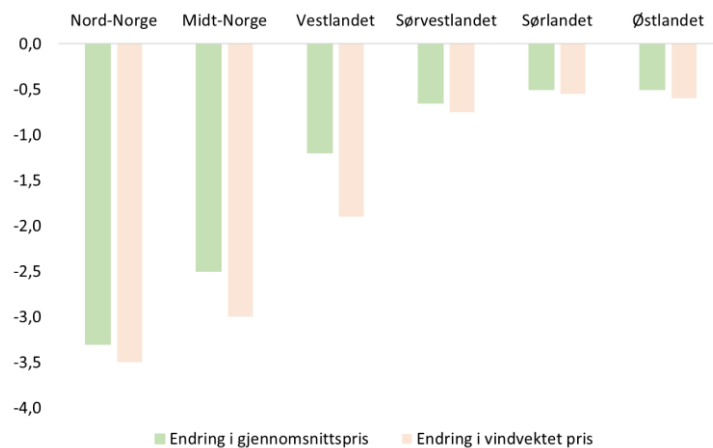
Figur 17 Gjennomsnittlig årlig vindvektet kraftpris i nord ved redusert kapasitet i sommerukene

Våre simuleringer tyder på flaskehalsen er jevnt fordelt over året. De økonomiske konsekvensene av feil og revisjoner er derfor trolig ganske uavhengig av når på året de skjer, men vil være størst i år med mye tilsig og vind.

Vindkraft i Sør-Norge reduserer prisene mindre lokalt

Mer vindkraft i Finnmark og resten av NO4 påvirker den lokale områdeprisen mer enn andre steder i landet. **Feil! Fant ikke referanse kilden.** viser resultatene fra en liten øvelse der vi har lagt til 500 MW v

indkraftproduksjon i ulike deler av landet. Som vi ser av figuren gir økt kraftproduksjon langt større utslag i kraftprisen i den nordlige delen av kraftsystemet, enn lenger sør. Vi ser også at lavere kraftpriser i Sør-Norge som følge av ny produksjon der i stor grad også vil redusere prisene i Nord, mens det motsatt er altså i mindre grad tilfellet.



Figur 18 Endring i kraftprisen ved økt vindkraftproduksjon på 500 MW i ulike deler av landet

5.5 Samfunnsøkonomisk overskudd med større mengder vindkraft

Vi har vurdert nettogevinsten av de 175 MW vindkraft som har konsesjon i Øst-Finnmark opp mot kostnadene med nett. Med våre forventede kraftpriser og utbyggingskostnader for vind er nettogevinsten langt fra nok til å forsvare kostnaden for Skaidi - Varangerbotn. Mer vindkraft vil i teorien kunne øke overskuddet fra vindkraften som skal betale for nettinvesteringene. Dette forutsetter imidlertid at kraftprisene ikke faller ved en videre utbygging, da prisene i forventning kun var litt høyere enn de langsiktige utbyggingskostnadene. Vi har imidlertid i kapittel 5.3 og 5.4 sett at det ikke er tilfellet. Det er derfor lite trolig at lønnsomheten av den nye produksjonen kan forsvare nettkostnaden, selv om det var mulig å tilknytte mer enn 300 MW vindkraft med Skaidi-Varangerbotn.

Med mer omfattende nettinvesteringer, slik at mer vindkraft ikke reduserer kraftprisen på samme måte, kan resultatene være annerledes enn det som kommer frem her. Dette er tema for neste kapittel.

Avtagende nytte av økt vindkraftproduksjon

Den samfunnsøkonomiske nytten vindkraften genererer er nært knyttet opp mot kraftprisen i området der den bygges. I tillegg spiller både endringen i tap i nettet og prisene i områdene rundt en viss rolle. Så lenge vi ikke får økt kapasitet ut av Nord-Norge fører økt vindkraftproduksjon til lavere kraftpriser. I perioder med stort overskudd ser vi også at en del produksjon går til spille. Dermed avtar marginalnyttene av vindkraften etter hvert som vi legger til mer produksjon i Øst-Finnmark. Reduksjonen i den samfunnsøkonomiske nytten er noe mindre enn nedgangen i kraftpris internt i Nord-Norge skulle tilsi. Årsaken er at kraftprisene i områdene rundt påvirkes lite av den nye kraften. Som en følge av dette kommer mye av den samfunnsøkonomiske nytten fra vindkraften i form av flaskehalsinntekter.

I tabellene under har vi vurdert samlet netto nytte av økt vindkraftproduksjon uten å ta hensyn til nettkostnaden. Tabell 10 viser resultatet med basispriser, tabell 11 viser resultatet med basispriser og nettkostnader. I basis har vindkraftverkene en liten bedriftsøkonomisk lønnsomhet, men denne avtar hvis utbyggingen øker utover 300 MW, fordi kraftprisen da faller under utbyggingskostnaden. Den samfunnsøkonomiske lønnsomheten, når vi også inkluderer det vi kaller "andre virkninger" der nettap er viktigst, er negativt for alle nivåer.

Vi ser også at tapene som forsvinner i nettet er økende med produksjon. Når vi legger til 175 MW forsvinner om lag 12 prosent i overføringstap, mens det øker til henholdsvis 14 og 18 prosent når vi legger til 500 og 750 MW. I tillegg får vi mer spill av energi i de høye vindkraftscenarioene. Det samfunnsøkonomiske underskuddet blir dermed større med mer vind.

Med høye priser ser vi at også den samlede samfunnsøkonomiske nytten av vindkraftverkene er positiv. Med våre forutsetninger oppstår den største nettonytten ved ca. 300 MW utbygging. Ved utbygging utover dette faller kraftprisen selv i det høye scenarioet under de langsiktige utbyggingskostnadene for vind. Dermed reduseres det samfunnsøkonomiske overskuddet som skal betale for nettet ved en videre utbygging.

Tabell 11 med vårt høyprisscenario. Tallene i tabellen er nåverdier målt i millioner kroner over vindkraftverkernes samlede levetid (2x23 år), diskontert med fire prosent per år.

Tabell 10: Samlet nettonytte av ny vindkraftkraft i basisprisscenario.

Ny vindkraft (MW)	Inntekt ny vind	Andre virkninger	Samlet nytte ny vind	Kostnader ny vind	Samlet før nettkostnad
175	4 050	-950	3 100	-3 440	-340
300	6 720	-1 280	5 450	-5 890	-440
500	10 510	-2 560	7 950	-9 820	-1 870

I basis har vindkraftverkene en liten bedriftsøkonomisk lønnsomhet, men denne avtar hvis utbyggingen øker utover 300 MW, fordi kraftprisen da faller under utbyggingskostnaden. Den samfunnsøkonomisk lønnsomheten, når vi også inkluderer det vi kaller "andre virkninger" der nettap er viktigst, er negativt for alle nivåer.

Vi ser også at tapene som forsvinner i nettet er økende med produksjon. Når vi legger til 175 MW forsvinner om lag 12 prosent i overføringstap, mens det øker til henholdsvis 14 og 18 prosent når vi legger til 500 og 750 MW. I tillegg får vi mer spill av energi i de høye vindkraftscenarioene. Det samfunnsøkonomiske underskuddet blir dermed større med mer vind.

Med høye priser ser vi at også den samlede samfunnsøkonomiske nytten av vindkraftverkene er positiv. Med våre forutsetninger oppstår den største nettonytten ved ca. 300 MW utbygging. Ved utbygging utover dette faller kraftprisen selv i det høye scenarioet under de langsiktige utbyggingskostnadene for vind. Dermed reduseres det samfunnsøkonomiske overskuddet som skal betale for nettet ved en videre utbygging.

Tabell 11: Samlet nettonytte av ny vindkraft i høyprisscenario. Nåverdier over vindkraftverkernes levetid.

Ny vindkraft (MW)	Inntekt ny vind	Andre virkninger	Samlet nytte ny vind	Kostnader ny vind	Samlet før nettkostnad
175	4 920	-1 110	3 810	-3 440	370
300	8 170	-1 770	6 400	-5 890	510
500	12 730	-2 870	9 870	-9 820	50

I tabellene over har vi ikke tatt hensyn til konsekvens av redusert nettkapasitet ved revisjoner eller feil. I alle tilfeller vil utkoblinger ved revisjoner av 420 kV-forbindelsen mellom Balsfjord og Varangerbotn innebære betydelig redusert kapasitet. Produksjon i Øst-Finnmark vil bli berørt av alle disse revisjonene, og ved redusert kapasitet kan det bli behov for å kople ut produksjon. Kostnaden av tapt energi på grunn av redusert kapasitet er ikke inkludert i tallene.

Fordelingsvirkninger

Priseffekten blir større etter hvert som utbyggingen blir høyere. Dermed oppstår det betydelige fordelingsvirkninger mellom produksjon, forbruk og flaskehalsinntekter. De største effektene vil være fra eksisterende produsenter til forbrukere lokalt. Tabellene under oppsummer de

samfunnsøkonomiske nyttevirkningene som oppstår i kraftmarkedet for Norge, Sverige og samlet ved en utbygging på 300 MW. I tabellen er hverken kostandene med vinden eller nettet inkludert.

På tross av at den nye vindkraften ser vi at produsentoverskuddet nasjonalt går ned (summen av PO ny vind og PO andre). Samtidig øker konsumentoverskuddet(KO). I sum øker det samlede produsent og konsumentoverskuddet. Imidlertid ser vi at en betydelig andel av nytten den nye kraften genererer kommer i form av økte flaskehalsinntekter, både i Sverige og Norge. Driveren er lavere kraftpriser internt i Nord-Norge. Årsaken til at økte fysiske tap ikke øker tapskostnadene i Norge mer er at lavere priser fører til verdien av eksisterende tap faller. Mye at det fysiske tapet oppstår også i det svenske nettet.

Vi ser de samme virkningene i høyprisscenarioet som i basis, men alle virkninger er forsterket. Dette er en konsekvens av at prisvirkningene for en gitt mengde vindkraft er større i et scenario med generelt høyere kraftpriser (sFigur 14. Figuren viser vindvektet kraftpris med basispriser og med høye kraftpriser, for ulike nivå på ny vindkraftproduksjon i Øst-Finnmark. Figur 14)

Tabell 12: Netto samfunnsøkonomiske nyttevirkninger av 300 MW vindkraftproduksjon i Finnmark med basispriser, målt i millioner kroner per år.

300 MW mer vindkraft	PO ny vind	PO andre	KO	Tap	FL	SO
Norge	322	-664	442	2	158	261
Sverige	0	-254	200	22	98	22
Norge+Sverige	0	-596	642	23	257	283

Tabell 13: Netto samfunnsøkonomiske nyttevirkninger av 300 MW vindkraftproduksjon i Finnmark med høye priser, målt i millioner kroner per år.

300 MW mer vindkraft	PO ny vind	PO andre	KO	Tap	FL	SO
Norge	391	-911	595	1	225	307
Sverige	0	-453	346	21	147	21
Norge+Sverige	0	-972	941	22	373	327

Samfunnsøkonomisk vurdering av produksjon og nett

Når vi vurderer vindkraft og nettkostnaden samlet har vi kun tatt hensyn til kostnaden ved Skaidi-Varangerbotn. Denne er om lag 2.5 milliarder kroner. For å legge til rette for tilknytning ved utbygging av mer vindkraft i Øst-Finnmark kan det være nødvendig med både omfattende kompensering og flere netttiltak i regionalnettet. Kostnaden for dette er ikke inkludert i vurderingene her. I tillegg kan et høyere volum enn 175 MW medføre økte nettkostnader, for eksempel i forbindelse regionalnett eller nye stasjoner i transmisjonsnettet.

I Tabell 7: Anslag på endringer i samfunnsøkonomisk overskudd totalt. har vi satt opp et anslag på endringen i det totale samfunnsøkonomiske overskuddet med samme forutsetningene som vi brukte da vi så på 175 MW vind, men for 300 MW vind. Med prisene i forventning får vi en samlet negativ nåverdi av vind og nett på om lag 3 milliarder kroner. Når vi legger til grunn høye kraftpriser blir den samlede nåverdien på om lag minus 2 milliarder kroner. Med våre forutsetninger har vi tidligere vist at vi oppnår høyest nytte av vindkraften i høyprisscenarioet ved 300 MW vind. Det er med andre ord mindre overskudd som kan forsvare nettkostnaden hvis det bygges ut mer vindkraft, samtidig som vi forventer at nettkostnaden trolig vil øke.

Tabell 14: Anslag på endringer i samfunnsøkonomisk overskudd totalt med 300 MW vindkraft og basispriser.

Prissatte virkninger (basispriser)	300 MW	Kommentar
Investeringskostnad nett	-2 500	Basert på forventet kostnad for Skaidi - Varangerbotn.
Drift og vedlikeholdskost. nett	-150	Estimert til 100 - 200 MNOK (nåverdi) for Skaidi - Varangerbotn.
Avbruddskostnader	0	Forbruket må øke mye før Skaidi - Varangerbotn reduserer avbruddskostnadene.
Sparte reinvesteringskostnader	0	Estimert til 270 MNOK, men dette forutsatte to ledninger på 420 kV.
Investeringskostnad vind	-2 700	Basert på enhetskostnader 9 MNOK/MW.
Reinvesteringskost vind	-770	Basert på 70 % av opprinnelig investeringskostnad og 23 år levetid.
Drift og vedlikeholdskost. vind	-2 430	Basert på 90 kr/MWh. Ekskl. marginaltap, eiendomsskatt og innmatingstariff.
Inntekter ny vindkraft	6 720	Bruktid på 4300 timer/år og EURNOK 8,6.
Øvrige samf.øk. virkninger ny vindkraft	-1 280	Sammenliknet med basisdatasett for 2025. Diskontert over 46 år.
Sum prissatte virkninger	-3 110	
Natur og miljø nett	Negative	Rundt 200 km ny kraftledning. Visuelle virkninger. Stor tetthet av reindriftsaktivitet.
Natur og miljø vindkraft	Negative	Vindmøller medfører utfordringer knyttet til arealbruk, støy, visuelle virkninger og fauna.

Tabell 15: Anslag på endringer i samfunnsøkonomisk overskudd totalt med 300 MW vindkraft og høye priser.

Prissatte virkninger (høye priser)	300 MW	Kommentar
Investeringskostnad nett	-2 500	Basert på forventet kostnad for Skaidi - Varangerbotn.
Drift og vedlikeholdskost. nett	-150	Estimert til 100 - 200 MNOK (nåverdi) for Skaidi - Varangerbotn.
Avbruddskostnader	0	Forbruket må øke mye før Skaidi - Varangerbotn reduserer avbruddskostnadene.
Sparte reinvesteringskostnader	0	Estimert til 270 MNOK, men dette forutsatte to ledninger på 420 kV.
Investeringskostnad vind	-2 700	Basert på enhetskostnader 9 MNOK/MW.
Reinvesteringskost vind	-770	Basert på 70 % av opprinnelig investeringskostnad og 23 år levetid.
Drift og vedlikeholdskost. vind	-2 420	Basert på 90 kr/MWh. Ekskl. marginaltap, eiendomsskatt og innmatingstariff.
Inntekter ny vindkraft	8 170	Bruktid på 4300 timer/år og EURNOK 8,6.
Øvrige samf.øk. virkninger ny vindkraft	-1 770	Sammenliknet med basisdatasett for 2025. Diskontert over 46 år.
Sum prissatte virkninger	-2 140	
Natur og miljø nett	Negative	Rundt 200 km ny kraftledning. Visuelle virkninger. Stor tetthet av reindriftsaktivitet.
Natur og miljø vindkraft	Negative	Vindmøller medfører utfordringer knyttet til arealbruk, støy, visuelle virkninger og fauna.

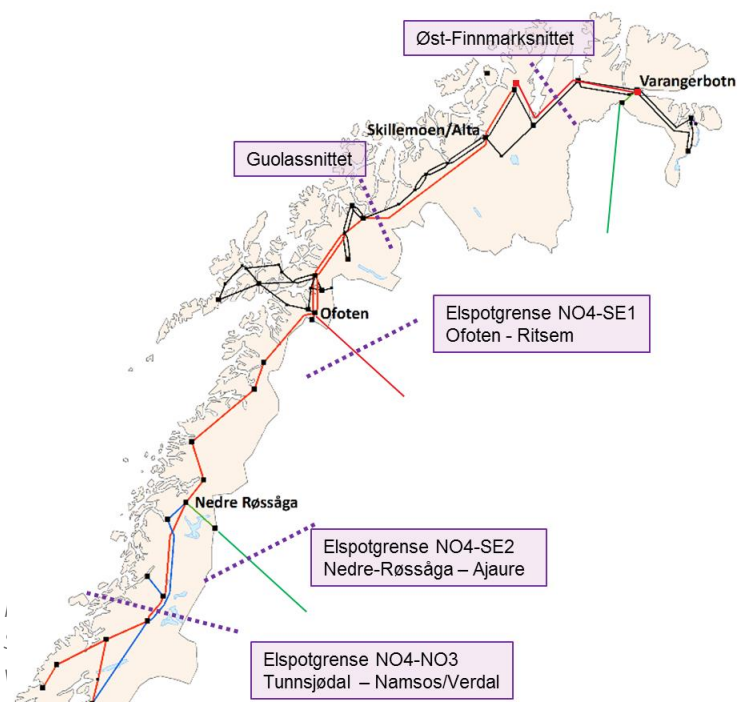
6 Større vindutbygging krever flere nettinvesteringer - må sees i en nordisk sammenheng

I denne rapporten har vi vurdert tiltak og samfunnsøkonomisk lønnsomhet Skaidi-Varangerbotn isolert sett. Flaskehalsen ut av Nord-Norge fører til at høyere vindkraftutbygging påvirker lønnsomheten av ny vindkraftproduksjon negativt. På litt lengre sikt kan det likevel være lønnsomt å bygge nett for å knytte til vindkraft i Øst-Finnmark. Men da må det være for et større volum vindkraft enn det som i dag har konsesjon, og da i kombinasjon med andre tiltak som gjør at vi ikke ser den samme reduksjonen i kraftprisen som vi her har vist. Samtidig innebærer dette trolig mer enn en ny ledning, eksempelvis i form av en ledning til Finland og videre sørover i det finske systemet. Dette er nødvendig både for å gjøre det mulig å knytte til mer vindkraft - og for å unngå at mer vindkraft reduserer kraftprisene betydelig.

Sammenhengene med utviklingen lengre sør i det nordlige Skandinavia kompliserer spørsmålet om lønnsomheten ved å bygge nett for større volumer vindkraft i Øst-Finnmark. Her er det mange ubesvarte spørsmål, både når det gjelder systemtekniske, markedsmessige og økonomiske forhold. Dette gir behov for ytterligere utredninger. Det er også nødvendig å se et stort overskudd i Nord-Norge i en nordisk sammenheng, da det impliserer eventuelle nettførsterkninger til og muligens også internt i Finland og Sverige.

Selv om vi finner en god løsning for å transportere et stort kraftoverskudd vestover og ut av Finnmark har vi flere flaskehals videre sørover. Det er flaskehals ut av Nord-Norge og nord-sør i Norden. For å legge til rette for storstilt vindkraftutbygging må vi vurdere nettutvikling nord-sør i Norden sammen med våre samarbeidspartnere, Fingrid og Svenska kraftnät.

Det er i dag fire kanaler ut av Nord-Norge. Netttiltakene som gir vesentlig økt kapasitet ut av Nord-Norge er både kostbare og tidkrevende å gjennomføre, og de mest effektive tiltakene innebærer økt kapasitet mot Finland og/eller Sverige. Slike tiltak må vurderes i samarbeid med Fingrid og Svenska Kraftnät som del av den felles nordiske nettutviklingen.



Fra Finnmark kan vi forsterke nettet inn til og gjennom Finland. Det er i overkant av 500 km fra Varangerbotn til 420 kV-nettet i Finland. Det kan også bli behov for ytterligere interne forsterkninger nord-sør i Finland eller fra Finland mot Sverige for å kunne håndtere et stort overskudd i nord. Ettersom den finske nettforknningen også innebærer langtransport over en lang ledning forventer vi også her å møte på spenningsbegrensninger før den termiske kapasiteten på ledningen er fullt utnyttet. Det kan være nødvendig med både Skaidi-Varangerbotn og en ledning i Finland for å legge til rette for større volumer.

En fordel med forbindelsen mot Finland er at vi får økt kapasitet ut av Nord-Norge. Dermed blir priskonsekvensen muligens mindre enn vi så i våre modellsimuleringer uten økt kapasitet ut av Nord-Norge. I vår Langsiktige markedsanalyse forventer vi høyere priser i Finland enn i Nord-Norge også fremover.

Mot Sverige er det i dag to kanaler. Ettersom Ofoten-Ritse (Porjus) utgjør den største flaskehalsen ser vi at det å øke kapasiteten her har stor effekt på pris og flyt. En dublering av den eksisterende 420 kV-ledningen fra Ofoten til Porjus vil innebære rundt 200 km ledning. Dagens ledning går imidlertid gjennom en nasjonalpark, som kan gjøre det krevende å få nødvendige tillatelser til en parallell trase. I tillegg vil økt flyt fra Nord-Norge inn til Nord-Sverige føre til økt flyt nord-sør i Sverige, og konkurrerer om kapasitet med svensk produksjon. Nord-Sverige er allerede et overskuddsområde, og vi forventer økt produksjon her. Fra Nedre-Røssåga til Ajaure går det i dag en 220 kV-forbindelse. Også denne er på rundt 200 km.

Fra Nord-Norge til Midt-Norge går det i dag en 420 kV-forbindelse parallelt med en 300 kV-forbindelse. I tillegg bygger Statnett to 420 kV-radialer for å legge til rette for vindkraft på Fosen og i Snillfjord. Vi har konsesjon til å knytte sammen disse radialene på nordsiden og sørsiden av Trondheimsfjorden. Dette innebærer 70 kilometer ledning, hvorav syv kilometer er sjøkabel over Trondheimsfjorden. Kombinert med forsterkninger både nordover til Nordland og sørover til Sunndalsøra vil dette gi en sammenhengende 420 kV-forbindelse nummer to gjennom Trøndelag. En utbygging mot Midt-Norge alene er imidlertid ikke nok til å redusere flaskehalsen ut av Nord-Norge vesentlig, da mye av kraften fortsatt vil flyte mot Sverige og møte begrensninger på ledningene dit. Ved økt kapasitet og flyt mot Midt-Norge kan det også bli behov for forsterkninger videre sørover gjennom Gudbrandsdalen.

Selv med omfattende nettforkningstiltak ut av Nord-Norge kan det fortsatt være lavere priser nord i Norden enn sør. Årsaken er at flaskehalsen mellom nord og sør i Sverige (kjent som Snitt 2) også innebærer flaskehals mellom Midt- og Sør-Norge, selv om vi har ledig kapasitet i det norske nettet. Grunnen til dette ligger i ulike fysiske egenskaper i nettet på svensk og norsk side. Med et vesentlig sterkere svensk nett trekkes mer av den fysiske flyten nord-sør i Norge og Sverige over på svensk side. Dette innebærer at det oppstår prisforskjell mellom eksempelvis Midt-Norge og Østlandet, selv om den fysiske flyten mellom disse to områdene ikke er begrenset av kapasiteten på de norske ledningene isolert sett.

Uansett hvilke tiltak vi vurderer er det snakk om omfattende netttiltak. Dersom vi skal legge til rette for stor vindkraftutbygging nord i Norden mener vi at det er behov for en større plan og strategi for nettutviklingen. Det første tiltaket gir alene lite økt kapasitet, sammenlignet med hva flere tiltak i kombinasjon vil gi. Det kan derfor være nødvendig å se flere tiltak i sammenheng for å finne gode fremtidige løsninger.

Ved storstilt nettutbygging for å legge til rette for et stort kraftoverskudd, som skal transporteres over store avstander, er det også grunnlag for å vurdere bruk av HVDC-teknologi.

7 Referanser

Nena. «Electricity certificates Outlook 2017-2045.» 2017.

Norwea. *Vindinfo*. 2014. www.vindinfo.no.

—. «Vindkraft uten subsidier.» *Presentasjon på Norges energidager* . Oktober 2017.
<http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/201708023/2203973>.

Oslo Economics. *Analysis of the trade in Guarantees of Origin (OE-report 2017-58)*. 2017.

Statnett. «Kraftsystemet i Finnmark: Analyse av behov og tiltak etter 2020.» 2016.

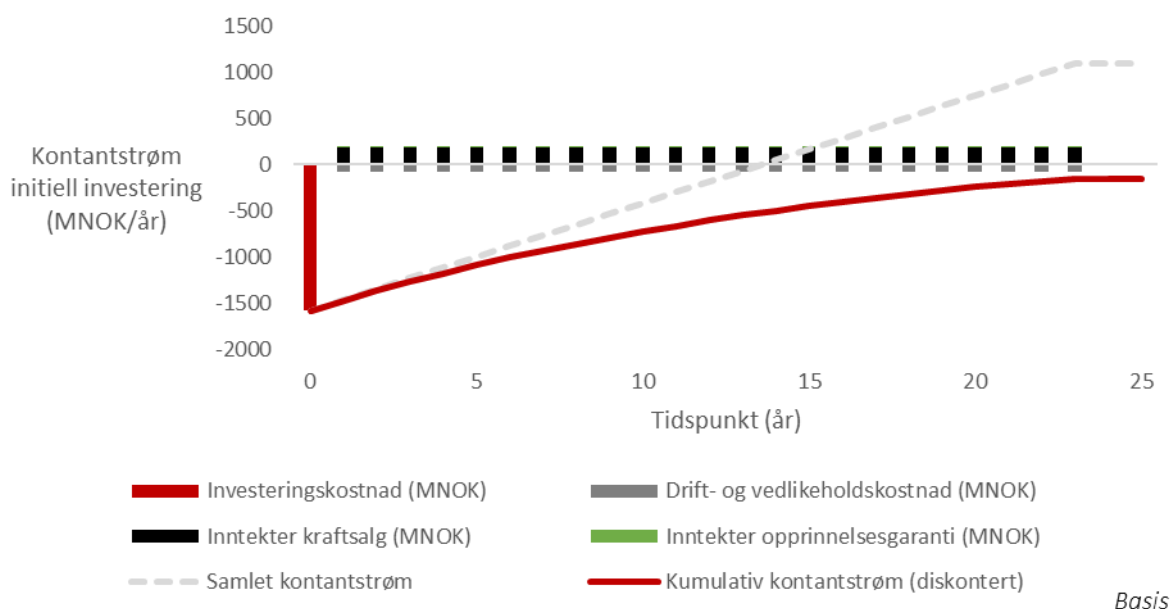
Thema Consulting Group. «T-CG Insight 7-2017.» 2017.

8 Vedlegg: Verdsetting av vindkraft

For å verdsette vindkraften har vurdert de samlede kostnadene mot de samlede inntektene over tid. Utgangspunktet for kontantstrømmene er utbygging av konsesjonsgitt vindkraft (175 MW). Vi presenterer først kontantstrømmene basert på basisscenariet vårt. Deretter presenterer vi forutsetningene vi har brukt i mer detalj, både i basisscenarioet og ved bruk av andre forutsetninger. Til slutt viser vi resultatene basert på andre forutsetninger.

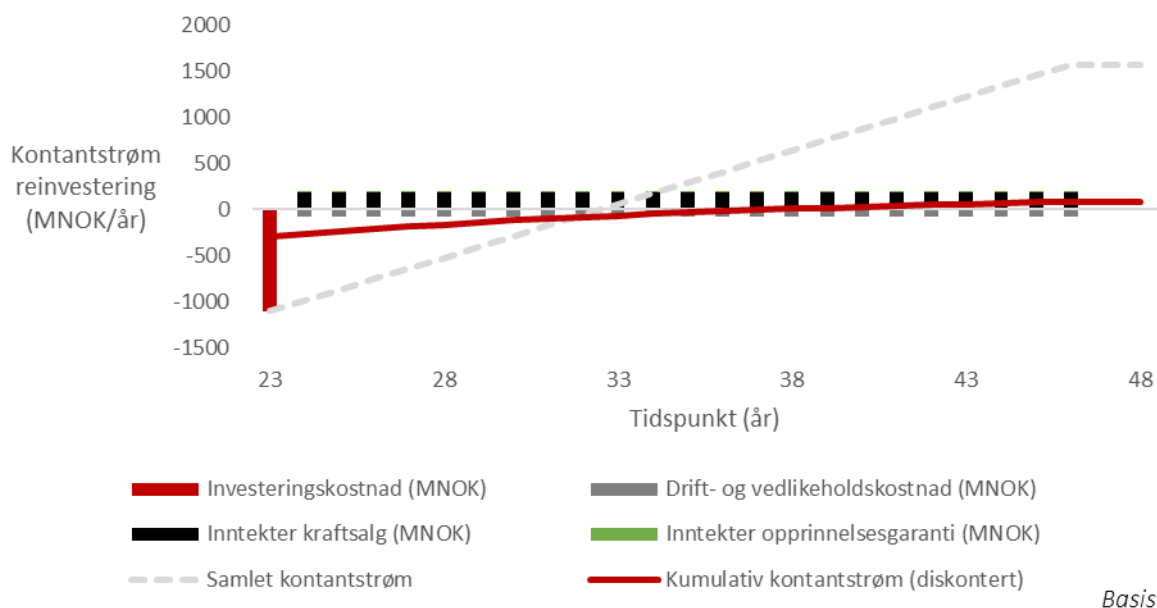
8.1 Kontantstrømmer og nåverdi

Vi presenterer først kontantstrømmen fra investering i et vindkraftanlegg. Først påløper investeringskostnadene. I de etterfølgende årene kommer inntekter fra salg av kraft og opprinnelsesgarantier, samt at drift- og vedlikeholdskostnader. Disse inntektene påløper inntil vindmøllene ikke kan brukes mer, antatt til 23 år. Den stiplede grå linjen (samlet kontantstrøm) viser at summen av inntekter overstiger kostnadene med rundt 1 - 1,5 milliarder kroner. Siden kapitalen alternativt kunne vært investert i ting med tilsvarende risikojustert avkastning, må vi diskontere inntekter og kostnader som kommer lenger ut i tid. Den røde linjen viser nåverdien, som blir svakt positiv til slutt.



Figur 20: Kontantstrøm ved investering av vindmøllene.

Infrastrukturen rundt vindmøllene har lengre levetid enn vindmøllene. Når vindmøllene er slitt ut, har eieren av vindkraftverket en mulighet til å reinvestere møllene. Dette er illustrert i figuren under. Investeringskostnadene er lavere, siden eieren kun trenger å bygge nye veier (og ikke lokalt nett, veier, og liknende), mens vi har antatt samme inntekter og drift- og vedlikeholdskostnader. Inntektene overstiger derfor i større grad kostnadene enn ved den opprinnelige investeringen. Men det er så lenge til at den diskonterte verdien er lav. Likevel nåverdien av lønnsomheten noe høyere enn på den opprinnelige investeringen, med forutsetningene vi har lagt til grunn.



Figur 21: Kontantstrømmer ved reinvestering av vindmøllene.

Summerer vi den diskonterte kontantstrømmen får vi nåverdiene av investeringen.. Med 6 prosent reell diskonteringsrente før skatt og en antakelse om at vindmøllene med sikkerhet blir reinvestert, er lønnsomheten av vindkraften svakt negativ målt i nåverdi. Dette er vist i tabellen under. I tillegg viser tabellen internrenten og LCOE.

Tabell 16: Oppsummering av nåverdier, internrente og LCOE i basisscenariet.

Resultater (Basis-scenario)*	Investering	Reinvestering	Samlet
Investeringskostnad (MNOK)	-1 580	-290	-1 870
Drift- og vedlikeholdskostnad (MNOK)	-950	-250	-1 200
Inntekter kraftsalg (MNOK)	2 350	620	2 970
Inntekter opprinnelsesgaranti (MNOK)	30	10	40
Samlet nåverdi (MNOK)	-150	90	-60
Internrente	5 %	9 %	
LCOE (kr/MWh)	280	230	

*) Alle beløp avrundet til nærmeste 10 MNOK eller kroner.

I neste delkapittel presenterer vi forutsetningene vi har valgt i basisscenariet, samt de to andre scenariene. I kapittelet etter det vurderer vi lønnsomheten i de ulike scenariene og vi viser sensitiviteter med andre diskonteringsrente, kraftpriser og brukstider.

8.2 Forutsetninger

Tabellen under oppsummerer forutsetningene i de ulike scenariene. Forutsetningene er basert på Statnetts standardforutsetninger, offentlig kjent informasjon om Raggovidda og Hamnefjell. I tillegg viser vi to scenarier som er basert på mer optimistiske forutsetninger, enten lavere kostnader eller en et prissikret scenario hvor kraftprisen er sikret slik at risikoen (og dermed diskonteringsrenten er lavere).

Tabell 17: Oppsummering av forutsetninger i scenariene vi har regnet på.

Forutsetninger	Basis	Optimistisk	Prissikret
Investeringskostnad (MNOK/MW)	9	8	9
Installert kapasitet (MW)	175	175	175
Investeringskostnad vind (MNOK)	1575	1400	1575
Investeringskostnad reinv. vind (MNOK)	1103	980	1103
Antatt levetid vindmøller (år)	23	25	23
Bruktid (timer/år)	4300	4500	4300
Drift og vedlikeholdskostnad (kr/MWh)	105	90	105
Gjennomsnittlig realisert kraftpris (€/MWh)	30	30	25
Realvalutakurs (NOKEUR-2018)	8,6	8,6	9,0
Gjennomsnittlig realisert kraftpris (kr/MWh)	260	260	230
Opprinnelsesgaranti (kr/MWh)	3	5	3
Diskonteringsrente	6,0 %	4,0 %	2,5 %

Investeringskostnadene på 9 MNOK/MW er basert på Statnetts standardforutsetninger for vindkraft med store turbiner i 2027. I optimistisk scenario har vi antatt at kostandene er noe lavere, 8 MNOK/MW⁸. Det har ikke vi inkludert i denne beregningen. Samlet investeringskostnad for vindkraft er basert på investeringskostnaden per megawatt multiplisert med installert kapasitet, dvs. konsesjonsgitt mengde vindkraft.

Det er vanlig å anta en levetid på 20 – 25 år på vindkraftverk. Nettanleggene og øvrig infrastruktur har imidlertid en lenger levetid, ofte antatt til 40 – 50 år. Etter 20 – 25 år har eieren av vindkraftverket derfor mulighet til å reinvestere møllene. Vi har antatt at møllene utgjør 70 % av kostnadene ved den opprinnelige investeringen og for øvrig har samme egenskaper. Levetiden på vindkraftverkene er antatt til 23 år i basis og prissikret scenario, basert på Statnetts standardforutsetninger. I optimistisk scenario har vi antatt 25 år.

Bruktiden er antatt til 4300 timer per i basisscenarioet og det sikrede scenariet. Dette er basert på vindseriene vi har brukt i modellsimuleringene i Samnett. Bruktiden på Raggovidda og Hamnefjell trinn 1 er om lag 4200 og 3600 timer per år. Vi har altså lagt til grunn at brukstiden i snitt er litt høyere enn den er på de eksisterende møllene. I optimistisk scenario antar vi 4500 timer per år. Brukstiden er en viktig faktor for lønnsomheten. Vi har derfor også vist sensitiviteter for 4000 og 4800 brukstider i alle scenariene. Det kan for øvrig være en sammenheng mellom brukstid og investeringskostnader, da større møller koster og kan produsere mer. Større endringer i forutsetninger om brukstid må altså sannsynligvis vurderes opp mot investeringskostnadene. Dette har vi ikke gjort i denne analysen.

Drift- og vedlikeholdskostnadene inkluderer serviceavtale, forsikring, administrasjon, eiendomsskatt, marginaltap, fastledd på nettleien og eiendomsskatt. Disse utgjør cirka 130 kr/MWh basert på Statnetts standardforutsetninger⁹. Fastleddet på nettleien og eiendomsskatt er imidlertid langt på vei fordelingsvirkninger og vi har derfor antatt drift- og vedlikeholdskostnadene til 105 kr/MWh i basisscenarioet. I optimistisk scenario antar vi at de er noe lavere, 90 kr/MWh.

⁸ Til sammenlikning kostet trinn 1 på Raggovidda og Hamnefjell rundt 600 MNOK hver. Det vil si 13,3 og 12 MNOK/MW målt i nominelle kroner. Vi vet ikke mye om hva som er inkludert. Eksempelvis kan det være inkludert finansieringskostnader i byggeperioden.

⁹ 130 kr/MWh er grovt basert på 65 kr/MWh for serviceavtale, 13 kr/MWh for nettariff ekskl. marginaltap, 15 kr/MWh marginaltap, 10 kr/MWh eiendomsskatt, 25 kr/MWh forsikring, administrasjon og annet.

Gjennomsnittlig realisert kraftpris er antatt at til 260 kr/MWh i basis- og optimistisk scenario. Dette er basert på en kraftpris på 30 €/MWh, som er ganske i tråd med Statnetts basispriser 2030 og en realvalutakurs på 8,6 kr/€. I sikkerhetsekvivalentscenariet antar vi at kraftprisen er noe lavere. For eksempel kan en fastprisavtale på salg av kraft medføre noe lavere realisert kraftpris. Kraftprisen er usikker og viktig for resultatene. Vi viser derfor resultatene med kraftpriser på 220 og 300 kr/MWh også.

I tillegg til inntekter fra salg av kraft, kan vindkraftverkene få inntekter fra salg av opprinnelsesgarantier eller liknende. Vi har antatt at inntektene fra salg av opprinnelsesgarantier er 3 kr/MWh i alle scenario unntatt optimistisk scenario. I optimistisk scenario antar vi 5 kr/MWh. Tre kroner per megawatt time tilsvarer om lag gjennomsnittlig pris produsentene fikk for opprinnelsesgarantier i 2016-2017 (Oslo Economics 2017).

Diskonteringsrenten skal representere vindkraftinvesteringens systematiske risiko. I basisscenariet har vi brukt 6 prosent reell diskonteringsrente før skatt. Dette er i tråd med praksis på verdsetting av vindkraft. Den systematiske risikoen er imidlertid usikker. I offentlige investeringsprosjekter brukes ofte 4 prosent som en rettesnor. Vi har derfor valgt 4 diskonteringsrente i optimistisk scenario. I sikkerhetsekvivalentscenariet har vi brukt 2,5 prosent. I alle scenarier viser vi resultater ved bruk av 2 og 6 prosent diskonteringsrente.

8.3 Sensitiviteter

Vi har gjennomført samme øvelse som vi presenterte innledningsvis i vedlegget, på forutsetningene vi presenterte i kapittel **Feil! Fant ikke referanseilden..** Slik får vi nåverdien av den konsesjonsgitte vindkraften med et bred spekter av utfallsrom. Resultatene viser at det kun er optimistiske varianter av optimistisk scenario, at nåverdien er i nærheten av nettkostnadene i fravær av stort nytt forbruk eller produksjon.

Lønnsomheten målt i nåverdi er presentert i tabellen under. Alle nåverdier er oppgitt inkludert verdi av reinvesteringen. Øvre del av tabellen viser nåverdiene, samt internrente og LCOE på de første vindmøllene (altså før reinvestering av møllene etter 20 – 25 år). Nedre del av tabellen viser nåverdien i alle scenarier med endringer i enkeltforutsetninger. I første rad viser vi for eksempel nåverdien om vi bruker 2 prosent diskonteringsrente i alle scenarier, og beholder alt annet likt.

Lønnsomhet per scenario (175 MW)*	Basis	Optimistisk	Prissikret
Investeringskostnad (MNOK)	-1 870	-1 770	-2 200
Drift- og vedlikeholdskostnad (MNOK)	-1 220	-1 530	-2 150
Inntekter kraftsalg (MNOK)	3 040	4 400	4 700
Inntekter opprinnelsesgaranti (MNOK)	40	80	60
Samlet nåverdi (MNOK)	-10	1 180	410
<i>Internrente (initieell inv.)</i>	5 %	9 %	3 %
<i>LCOE (kr/MWh) (initieell inv.)</i>	280	200	230

Sensitiviteter samlet nåverdi (MNOK)	Basis	Optimistisk	Prissikret
Diskonteringsrente 2,5 %	1 020	1 970	410
Diskonteringsrente 6,0 %	-10	540	-360
Kraftpris 220 kr/MWh	-480	510	210
Kraftpris 300 kr/MWh	460	1 850	1 840
Brukstid 4800 (timer/år)	190	1 390	710
Brukstid 4000 (timer/år)	-140	860	240

**) Alle beløp avrundet til nærmeste 10 MNOK eller kroner. Inkl. reinvestering av vindmøllene.*

Tabellen viser at det kun er i optimistiske varianter av optimistisk scenario at lønnsomheten av vindkraftverkene er i nærheten to milliarder kroner målt i nåverdi. Dette er dersom kraftprisen er høyere eller hvis diskonteringsrenten er lavere. I optimistisk scenario var til sammenlikning LCOE kun rundt 200 kr/MWh, på grunn av relativt lave kostnader, høy brukstid og en diskonteringsrente på 4 prosent.