

Næring i nord

Næringsutvikling og framtidig kraftbehov i Finnmark



Statnett i samarbeid med



Forord

Finnmark er rikt på naturressurser og det er stort potensiale for næringsutvikling innen mange bransjer. Mye av dette vil medføre økt kraftforbruk. Finnmark har et svakere transmisjonsnett enn resten av landet, med lite ledig kapasitet til forbruksvekst. For å utvikle et framtidsrettet kraftnett må Statnett forstå de framtidige behovene.

Statnett etablerte N3-prosjektet («Næring og nett i nord») i mars 2018 for å se på samspillet mellom næringsutvikling og nettbehov på en ny måte. Gjennom N3-prosjektet har Statnett jobbet mye tettere enn vanlig med ulike industrielle aktører for å forstå deres behov.

Denne rapporten inneholder vurderinger av samfunnsutviklingen innen ulike sektorer, med vekt på potensiale for elektrifisering av eksisterende energibruk og muligheten for ytterligere vekst innen næringene. Rapporten viser at det kan ventes elektrifisering av stadig nye anvendelsesområder, og at utviklingen pågår nå, i høyt tempo. Rapporten viser også at Finnmark har store ressurser og vekstmuligheter innen flere områder. I sum kan det derfor forventes betydelig vekst i kraftforbruket.

De fem statlige selskapene Avinor, Enova, Gassco, Petoro og Statkraft har deltatt aktivt som partnerbedrifter i arbeidet. Statnett har hatt stor nytte av samarbeidet med partnerbedriftene, som har innsyn i utviklingstrekk og kundebehov innen flere viktige sektorer. Statnett retter derfor stor takk til Dag Falk-Petersen (Avinor), Nils Kristian Nakstad (Enova), Frode Leversund (Gassco), Kjell Morisbak Lund (Petoro) og Christian Rynning-Tønnesen (Statkraft) for bidragene til arbeidet.

Betydningen for kraftsystemet og behovet for tiltak i kraftnettet, presenteres i en annen rapport, med tittel «*Nett i nord*». Sammendraget fra sistnevnte rapport fungerer også som et sammendrag av det samlede arbeidet, under overskriften «*Næring og nett i nord*».

Oslo/Alta, mars 2019

Auke Lont, Statnett

Innholdsfortegnelse

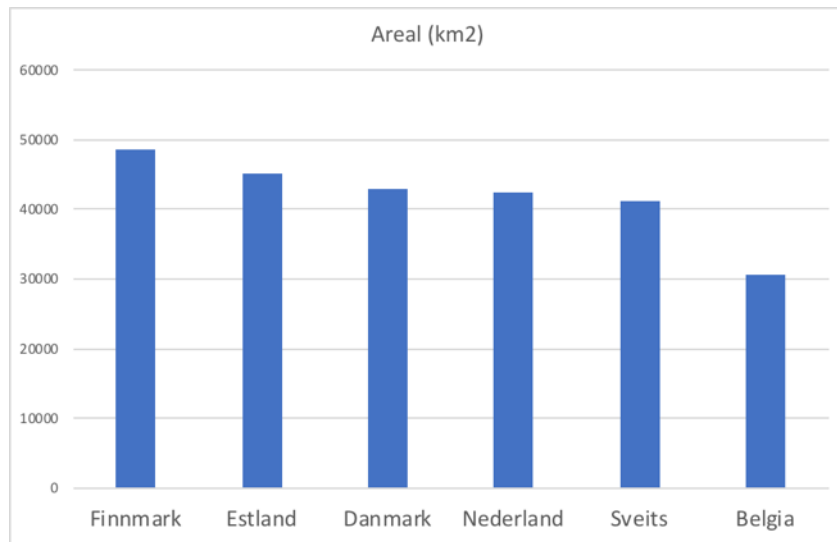
Forord	2
1. Dagens kraftforbruk i Finnmark	4
1.1 Finnmark er stort	4
1.2 Hvordan vil forbruket utvikle seg i Finnmark?	5
2. Forbruksutviklingen i Vest-Finnmark	6
2.1 Petroleumssektoren i Vest	6
3. Forbruksutviklingen i Øst-Finnmark	8
3.1 Petroleumssektoren i Øst	8
3.2 Mineraler	14
3.3 Datasenter	18
3.4 Øvrig kraftintensiv industri – inkl. hydrogen og ammoniakk	22
3.4.1 Tradisjonell kraftintensiv industri	22
3.4.2 Nye typer kraftintensiv industri	23
3.4.3 Hydrogen og ammoniakk	24
3.5 Fiske og fiskeindustri	29
3.6 Transportsektoren	34
3.7 Øvrig forbruk, husholdninger etc	41
3.8 Fire forbruksscenarioer for Øst-Finnmark	42
Framtiden er elektrisk, også i Finnmark	44

1. Dagens kraftforbruk i Finnmark

Det sentrale spørsmålet i N3-arbeidet er hvordan forbruket vil utvikle seg framover i tid. Kunnskap om dette er helt avgjørende for å kunne utvikle en plan for videre nettvikling.

1.1 Finnmark er stort

Finnmark er rikt på naturressurser, med store landområder og tilgrensende enorme havområder. Se Figur 1. Avstanden fra Alta til Vardø er like stor som avstanden mellom Oslo og Stavanger.



Figur 1 Finnmark er på størrelse med mange av landene i Europa (landareal).

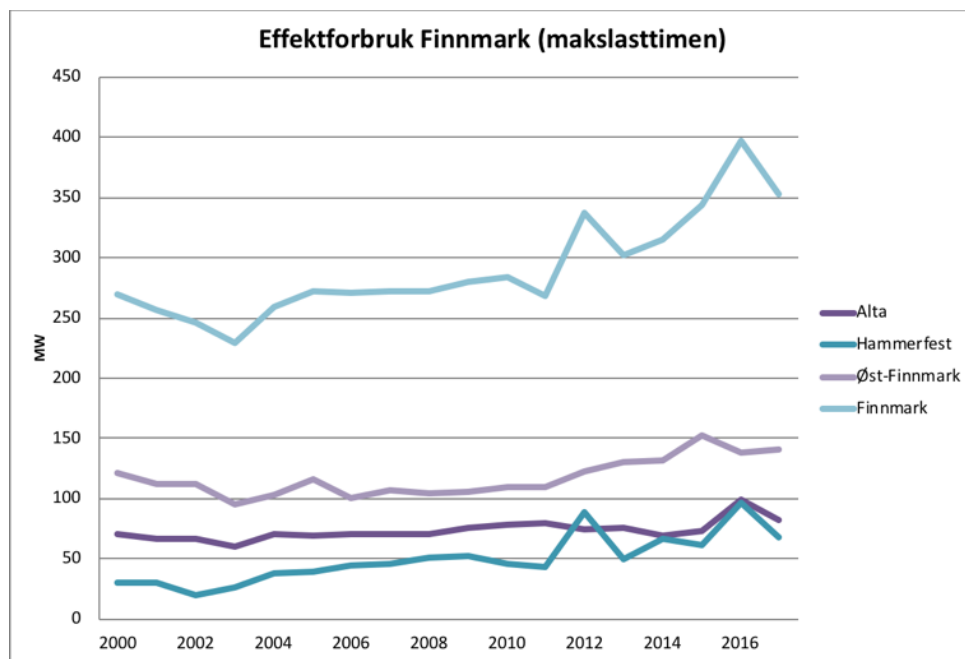
På grunn av Finnmarks størrelse har vi valgt å dele beskrivelsen i to deler: Vest-Finnmark og Øst-Finnmark. Vi starter med Vest-Finnmark, men rapporten handler primært om Øst-Finnmark. Årsaken er at situasjonen i Vest er mer avklart, med nytt solid kraftnett under bygging og konkrete planer om betydelig forbruksvekst. Situasjonen i Øst er nærmest motsatt, med et svakt eksisterende nett og mindre klarhet i potensialet for forbruksvekst.



Figur 2 Vi vil omtale Vest-Finnmark (oransje) og Øst-Finnmark (grønt) hver for seg (Kart: Øst-Finnmark regionråd)

1.2 Hvordan vil forbruket utvikle seg i Finnmark?

Dagens maksimale forbruksnivå i Finnmark er om lag 400 MW totalt sett, hvorav 250 MW i Vest-Finnmark og 150 MW i Øst-Finnmark. Forbruket har økt betydelig den siste tiårsperioden, i størrelsesorden 50 MW i både Vest og Øst. Se Figur 3.



Figur 3 Maksimalt effektforbruk i Finnmark, samt fordeling på tre delområder

Vi har valgt å dele inn forbruksveksten i fem kategorier, se Figur 4. Finnmark er rikt på naturressurser, og mye av næringslivet knytter seg til utnyttelse av disse, i dagens situasjon primært fiske og gruvedrift. Tilsvarende er mange av planene og ideene om videre vekst knyttet til de samme, eller andre, naturressurser, f.eks petroleumsforekomster i Barentshavet. Andre behov kan knytte seg til Finnmarks geografiske posisjon, som det nordøstligste hjørne av Europa, med grense mot Russland og Barentshavet, og med korteste avstand fra Europa til Asia via internasjonalt farvann.



Figur 4 Fem kategorier forbruk i Finnmark

I tillegg til de forhold som allerede er nevnt, er det aktuelt med økt industriell aktivitet med utgangspunkt i lave energipriser, både innen de tradisjonelle kraftintensive næringene i Norge, og innen «nye» næringer. Utover dette er også Finnmark del av en utvikling der samfunnet blir stadig mer elektrifisert, blant annet til erstatning for bruk av fossile energikilder. Noe av dette er motivert av klimapolitikken, mens andre deler av elektrifiseringen drives fram av teknologiutviklingen og nye brukerbehov.

Neste kapittel handler om Vest-Finnmark, og vi fokuserer på petroleumssektoren.

Resten av rapporten handler om Øst-Finnmark og vil ta for seg utviklingstrekk innen de viktigste sektorene der det kan forventes vekst i årene framover.

2. Forbruksutviklingen i Vest-Finnmark

Det totale kraftforbruket i Vest-Finnmark er om lag 250 MW.

Vest-Finnmark opplever betydelig vekst innen mange sektorer. Alle de temaene som omtales i Figur 4 er høyst relevante i området. Det er likevel to hovedgrunner til at Vest-Finnmark får mindre omtale i denne rapporten:

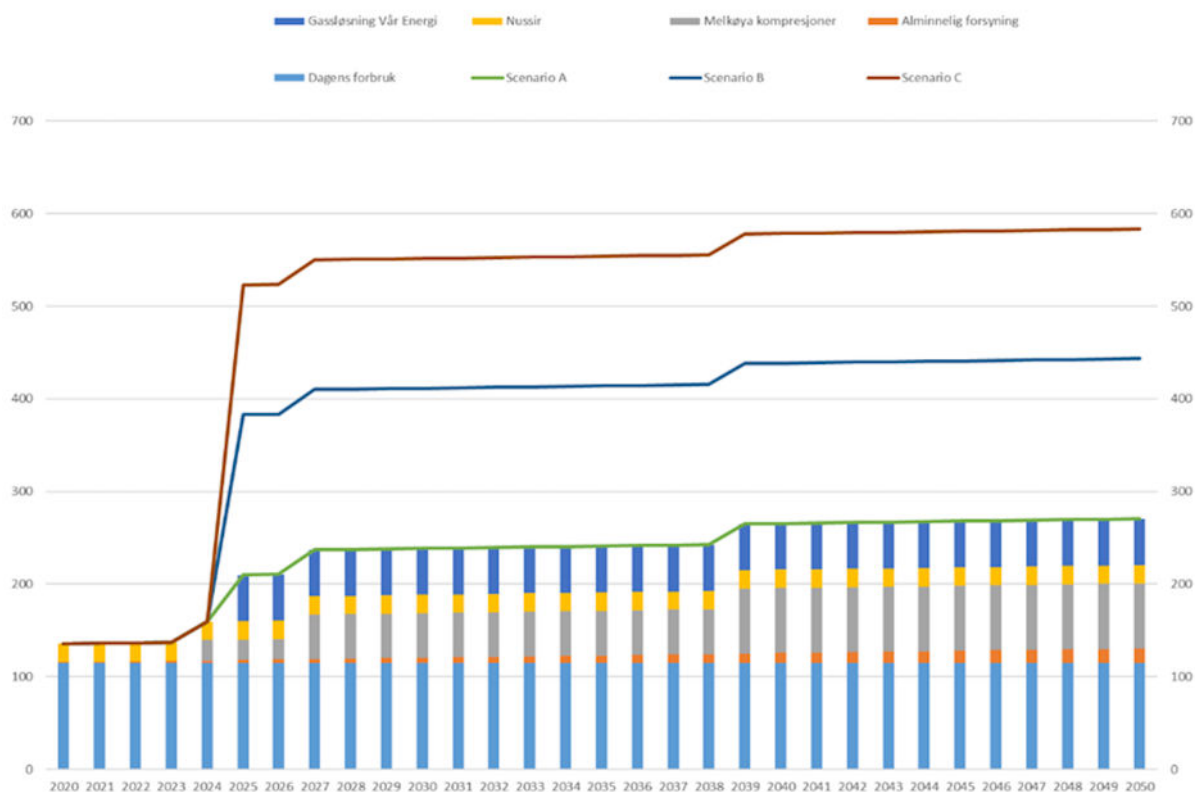
- Det pågår allerede utbygging av nytt 420 kV-nett fra Troms til Vest-Finnmark (Alta og Skaidi). Dette har stor kapasitetsreserve og vil kunne dekke de fleste behov
- En veldig stor del av den forventede veksten i Vest-Finnmark kommer trolig i Hammerfestområdet, i løpet av relativt få år. En løsning som tilrettelegger for denne veksten vil derfor trolig være tilstrekkelig for å gi rom for all forbruksveksten i Vest-Finnmark i overskuelig framtid.

I rapporten vil vi derfor konsentrere oss om utviklingsplanene i Hammerfestområdet.

2.1 Petroleumssektoren i Vest

Equinor, som da het Statoil, startet utbyggingen av Snøhvitprosjektet i 2003, og de siste 15 årene har petroleumsindustrien i Hammerfestområdet vært en av Finnmarks viktigste vekstmotorer. Equinor tok Melkøya-anlegget i bruk i 2007, og knapt ti år senere startet Vår Energi (som da het ENI) produksjon på Goliat-plattformen. Planen om utbygging av Johan Castberg-feltet er nylig godkjent i Stortinget. Alle etablerte felt og identifiserte funn ligger utenfor Vest-Finnmark. Melkøya og Goliat forsynes delvis med kraft fra nettet, mens Johan Castberg planlegges uten kraft fra land.

Petroleumssektoren krever mye kraft, og noe av dette forsynes fra kraftnettet i dag. Equinor utfører for tiden vurderinger som kan medføre økt kraftbehov på Melkøya. Statnett er bedt om å bistå med utredning av muligheten for økt effektuttak i intervallet 70 - 410 MW, der deler av behovet knytter seg til utfasing eller redusert bruk av eksisterende gassturbiner. Tilsvarende vurderer Vår Energi å øke uttaket av kraft til Goliatplattformen, og andre aktører ser på muligheten for å elektrifisere framtidige felt (Alke, Alta, Wisting, etc). Gassco er ansvarlig for å utrede mulige løsninger for gassseksport fra Barentshavet, og vil i den sammenheng også utrede framtidig kraftbehov for disse mulige løsningene. Figur 5 viser de ulike scenariene for forbruksveksten.



Figur 5 Mulige utviklingsnivåer for forbruket i Hammerfestområdet, de de tre ulike scenariene for Melkøya dominerer usikkerhetsbildet.

Tabellen nedenfor viser tre nivåer for framtidig forbruk i Hammerfest-området, avledet fra Figur 5. Selv i et lavt scenario er det snakk om betydelig vekst. I medium-case handler det om ca. 300 MW vekst.

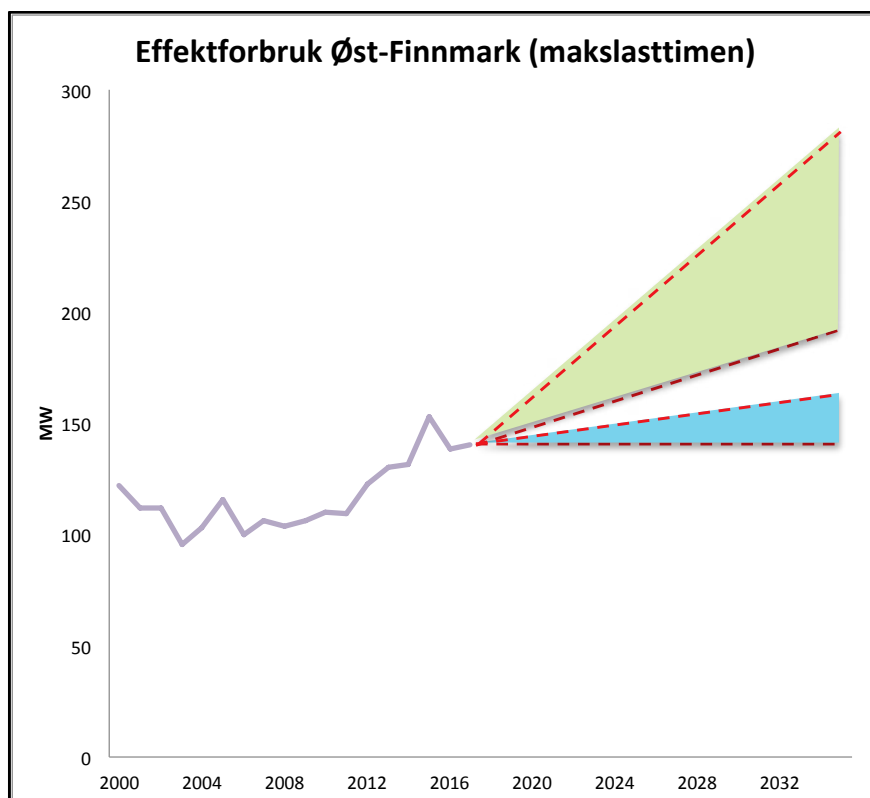
Effekt(MW)	2019	2030	2040
Lav	120	240	270
Medium		410	440
Høy		550	580

Økt kraftforbruk i Hammerfestregionen har betydning for nettet i Finnmark, og må ses i sammenheng med utviklingen i Øst-Finnmark. Et viktig moment er at slikt økt forbruk vil kreve tiltak i Hammerfestområdet, med bygging av nytt nett fra Skaidi til Hammerfest. Et annet moment er at kraftbalansen i Finnmark endres, slik at det blir økt nytte av økt kraftproduksjon i regionen. Dersom Melkøya-anlegget øker sitt forbruk med 270 MW, og Goliat også trenger økt effekt, vil innebære mer enn en dobling av det totale kraftforbruket i Vest-Finnmark (medium case i tabellen ovenfor). Det øker verdien av «kortreist» vindkraft som kan bidra til økt forsyningssikkerhet for både petroleumsindustrien og øvrige forbrukere i området.

Vekst i andre deler av Vest-Finnmark vil bidra til at det totale forbruket i Vest-Finnmark må påregnes å bli større enn det som framgår av tabellen ovenfor. En slik potensiell dobling av kraftforbruket er en stor endring i kraftsystemet, som krever oppmerksomhet, og må møtes med tilstrekkelige tiltak.

3. Forbruksutviklingen i Øst-Finnmark

Dagens maksimalforbruk i Øst-Finnmark om lag 150 MW. Det er ledig nettkapasitet til om lag 30 MW økt forbruk i Øst-Finnmark. Det er altså rom for lite vekst i forbruket før nettet må være forsterket inn til Øst-Finnmark. Vi vet at utviklingen av nytt forbruk kan gå raskt, og vi vet at planlegging og utbygging av nytt transmisjonsnett kan ta 7-10 år. En viktig del av spørsmålsstillingen er derfor hvor raskt forbruket kan utvikle seg, og hvordan Statnett skal forholde seg til usikkerheten i dette bildet. Se Figur 6.



Figur 6 Dagens maksimalforbruk er om lag 150 MW i Øst-Finnmark. Hvordan vil det utvikle seg framover?

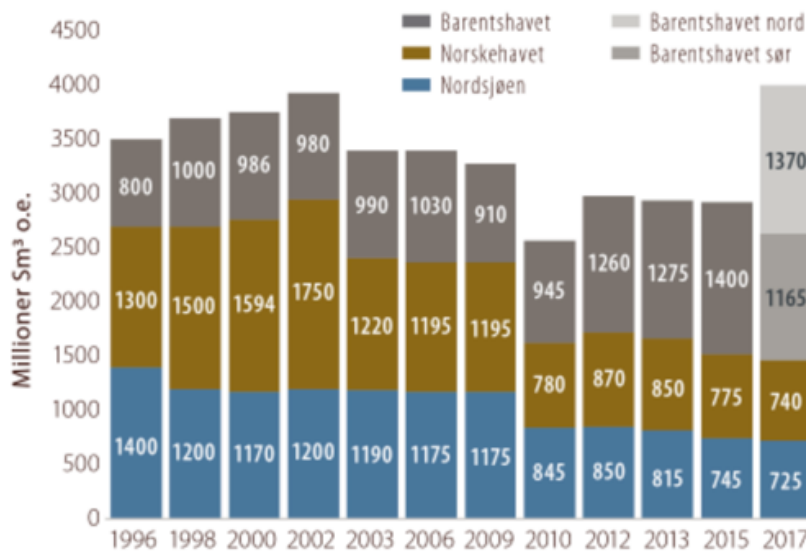
Omtalen av næringsutvikling og kraftforbruk i Øst-Finnmark er organisert i følgende delkapitler:

- Petroleum
- Mineraler
- Fiske
- Datasentre
- Øvrig industri
- Transport
- Øvrig forbruk

3.1 Petroleumssektoren i Øst

Oljedirektoratet (OD) har oppjustert sine prognoser for petroleumsressursene i Barentshavet, med 80 % økning fra 2015 til 2017, dels fordi området er utvidet i størrelse

nordover. Barentshavet utgjør nå 63 % av estimerte norske petroleumsressurser, mens Nordsjøen og Norskehavet har fått redusert sin andel av ressursestimatet. Se Figur 7. Oljeselskapene har fulgt opp med betydelig letevirksomhet i nord, der det også bores letebrønner utenfor Øst-Finnmark, nær delelinjen mot russisk sokkel. Hittil har leteresultatene vært skuffende i øst, men det er planlagt fortsatt betydelig letevirksomhet.



Figur 7 Barentshavet utgjør en stadig økende del av norske ressursanslag. Kilde: OD, 2018.

11.01.2018 Rekordmange letebrønner i Barentshavet
 Det ble avsluttet 34 letebrønner i 2017, en nedgang på 3 fra året før. Basert på selskapenes planer, forventes det at antall letebrønner i 2018 vil ligge på om lag samme nivå som i 2017. I 2017 ble halvparten av brønnene boret i Barentshavet. Dette er ny rekord for antall letebrønner i Barentshavet. I Nordsjøen ble det boret tolv brønner, og i Norskehavet fem. I 2016 ble det til sammenligning boret 5 brønner i Barentshavet, 3 i Norskehavet og 29 i Nordsjøen. Av de 34 brønnene som ble avsluttet i 2017, er 23 undersøkelsesbrønner og 11 avgrensingsbrønner.

Figur 8 Stor leteaktivitet i Barentshavet. Nyhetsmelding fra Oljedirektoratet, 2018.

Oljeselskapene er pålagt å utrede kraftforsyning fra land, og de er underlagt CO₂-avgifter som motiverer til bruk av fornybar elektrisk kraft. Det er ikke noe krav at nye felt skal elektrifiseres med kraft fra land. Det er imidlertid et politisk ønske om klimavennlige løsninger, og selskapene er mer bevisst på klima og klimapolitikk enn tidligere. Vurdering av CO₂-kostnader (samt hva som er akseptabelt klimafotavtrykk) gjør at økt elektrifisering kan være lønnsomt for selskapene. Petroleumsindustriens kraftbehov har tilnærmet doblet seg de siste ti årene (kilde SSB) og det er igangsatt flere prosjekter for å konvertere til kraftforsyning fra land til eksisterende felt på norsk sokkel. Flere felt under utbygging vil trekke betydelig kraft fra nettet allerede fra innværende år (Utsirahøyden og Martin Linge). Det forventes blant annet økning av kraftforbruket til gassprosesseringsanleggene på Kårstø og Kollsnes. Samlet kan petroleumsnæringens kraftbehov øke fra dagens 8 500 GWh i 2018 (SSB data) til nærmere 20 000 GWh i 2027.

Elektrisk kraft får økende popularitet også av teknologiske grunner. Kraft fra land gir muligheter for å konstruere plattformer annerledes (mindre/lettere), med mindre støy og

mindre vedlikeholdsbehov. Elektrasitet passer bra for anlegg med mye subsea-utstyr. Aktørerne ser nå flere fordeler av kraft fra land enn de gjorde for få år siden. I tillegg har teknologiutviklingen økt grensen for hvor langt til havs det er mulig å forsyne plattformer fra land (til akseptabel kostnad). Eksempelvis forsynes Martin Linge-feltet 160 km fra land med «vanlig» AC-forbindelse (56 MW), mens feltene på Utsira-høyden forsynes 200 km fra land med HVDC-teknologi (opptil 350 MW). Mange av feltene utenfor Øst-Finnmark ligger langt fra land, men noen ligger innenfor en avstand der det kan være rasjonelt med kraftforsyning fra land, især hvis man forventer at teknologiutviklingen fortsetter.



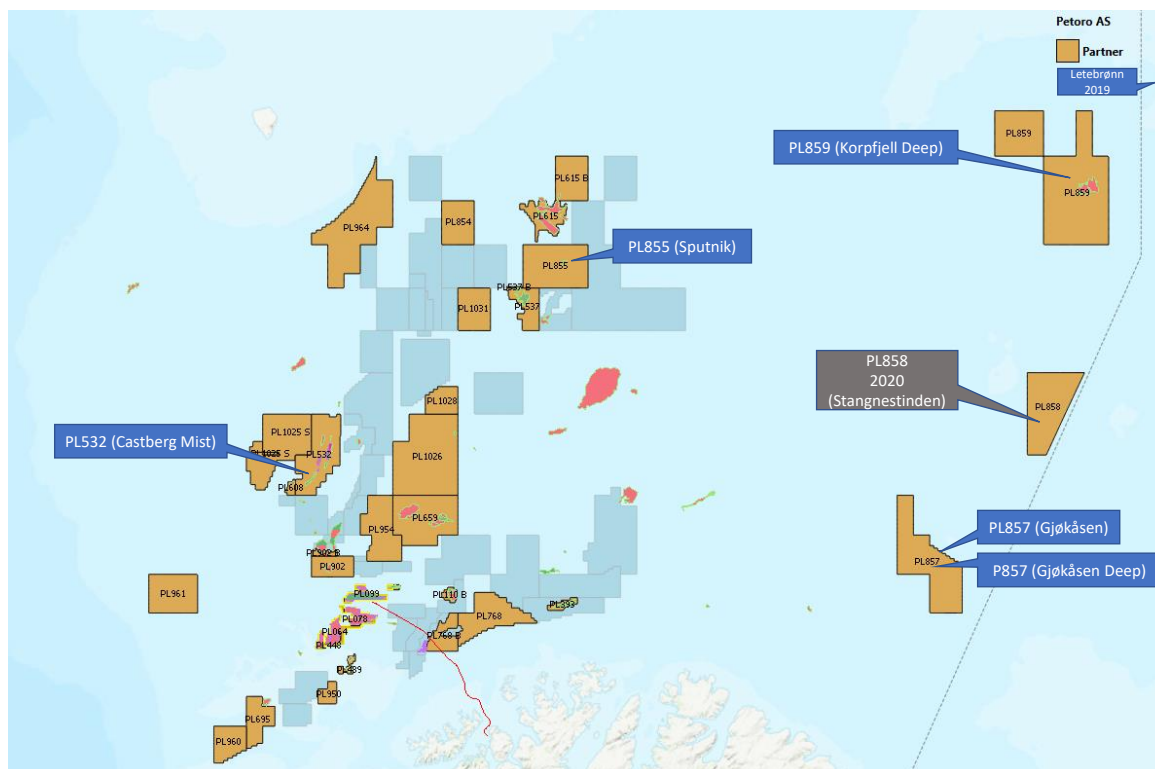
Figur 9 Synspunktene på elektrifisering har endret seg på kort tid. Kilde: Teknisk Ukeblad 22.1.2014 og 11.6.2018.

Petroleumsinstallasjonene har ofte et stort varmebehov til sine prosesser. Tradisjonelt har det vært vanlig å betrakte elektrisk kraft som mindre egnet til å dekke prosessvarmebehovet, dette har man ofte ønsket å dekke med gass som brensel. Mye tyder på at dette er i ferd med å endre seg. Elektriske kjeler er mindre enn før og svært effektive, og kraften kan dermed egne seg også til å dekke prosessvarmingsbehovet.¹

Leting i Barentshavet handler primært om å finne olje. Barentshavet mangler en gassløsning for volumer utover Snøhvit. Gassco utfører for tiden en arkitektstudie for å se hvordan alternative gasstransportløsninger kan utvikles for gassressursene i området. Studien fokuserer på flere alternative gasstransportløsninger. Deler av Barentshavet er relativt grunt, med lave reservoartrykk. Det innebærer relativt stort energibehov til kompresjon/trykkstøtte for å utvinne ressursene.

Beslutningene om elektrifisering er få og store, og nytt forbruk kommer sprangvis. Nytt forbruk kommer i Øst-Finnmark dersom det gjøres funn nær nok land i Barentshavet Sør-Øst, ellers vil forbruket komme lenger vest eller være basert på egenforsyning på plattform. Områder som ligger nærme land er mest interessante i denne sammenheng, eksempelvis Gjøkåsen-prospektet.

¹ Edvard Grieg planla lenge å elektrifisere sitt forbruk – unntatt oppvarmingsbehovet. Tidligere ble det hevdet at elektrifisering av varmebehovet ville koste flere milliarder kroner (Kilde: Montel 14.12.2018). I desember 2018 kunngjorde OED at det ikke lenger finnes gode grunner til å unnta oppvarmingsbehovet fra kravet om elektrifisering, fordi «størrelsen på de elektriske kjelene er mindre enn for noen år siden», og det dermed er behov for mindre modifikasjonsarbeid enn tidligere antatt. (Prop 41 S, 2018-2019.)



Figur 10 Letebrønner i 2018 i Barentshavet i felt der Petoro er partner. Kilde: Petoro.

Ledetiden fra et nytt funn til idriftsettelse av et petroleumsanlegg, er om lag den samme som for bygging av en ny 420 kV kraftledning. I prinsippet er det derfor mulig å samordne utbyggingen av kraftnett og petroleumsfelt og sikre kraftforsyningen i tide. Statnett og Gassco har en samarbeidsavtale for å sikre slik samtidighet i utviklingen for eventuelle framtidige gassprosesseringsanlegg. Oljeselskapene har tilsvarende i PUD (Plan for utbygging og drift) og PAD (Plan for anlegg og drift) krav til å samordne seg tidlig med nettselskapene, og Statnett er i jevnlig dialog med de mest aktuelle selskapene.

Slik samordning som beskrives ovenfor, har imidlertid den utfordring at oljeselskapene foretar sitt konseptvalg tidlig i prosjektutviklingen. Det betyr at de eventuelt må ta et valg om å basere seg på kraftforsyning fra land, før Statnett har fått konsesjoner og har trygghet for endelig nettløsning. Dette kan være et argument for at søknad om konsesjon bør skje før petroleumsressursene oppdages, slik at Statnett kan gi økt sikkerhet til aktørene om hva slags kraftforsyningsløsning som kan tilbys fra land. I motsatt fall er det en risiko for at selskapene ikke vil tørre å basere seg på kraftforsyning fra nettet, fordi de opplever risikoen som for stor – hensyntatt den store investeringen de skal gjennomføre. Denne virkelighetsbeskrivelsen er hovedgrunnen til at det i enkelte slike tilfeller er rasjonelt med *opsjonsbasert planlegging*, der konsesjoner søkes forut for at behov er endelig avklart.

Kraftforbruket i petroleumssektoren kan deles i tre kategorier pluss ringvirkninger:

- Oljeterminal på land (og relatert basevirksomhet), typisk 5-20 MW per anlegg
- Kraft fra land til offshore installasjoner via sjøkabel, typisk 50-80 MW per plattform
- Gassprosesseringsanlegg på land (LNG eller rørgass), typisk 200-300 MW per anlegg
- Petroleumssektoren skaper også andre ringvirkninger. Øvrig forbruk relatert til petroleumssektoren, slik som transportvirksomhet og oljeservice, klassifiseres i denne sammenheng som transport og øvrig næring

Utviklingen i petroleumssektorens kraftforbruk i Øst-Finnmark avgjøres av om det gjøres drivverdige funn nær nok land – og om man velger å hente kraft fra nettet. Dette avhenger i sin tur av utviklingen i oljeprisen og andre relevante markedspriser, slik som kraftprisen og CO2-kostnaden, og investeringskostnadene ved kraftforsyningen. Det er selvsagt usikkert hvordan markedsprisene vil utvikle seg framover. Mange av de relevante prisene har stor variasjon over tid, se Figur 11. Samtidig har mange oljeselskaper benyttet perioden med lave priser til å aktivt kutte kostnadene. Lønnsomheten i enkelte felt kan derfor framstå bedre i dagens situasjon enn den gjorde tidligere, tross oljeprisfallet. Se Figur 12.



Figur 11 Råoljeprisen siste 30 år, inflasjonsjustert. (Kilde: Macrotrends.net)



Figur 12 Equinor oppgir å ha kuttet utbyggingskostnadene dramatisk de siste tre-fire år. (Kilde: equinor.com, 2018)

Det er vanskelig å spå om utviklingen i petroleumssektorens framtidige kraftforbruk i Øst-Finnmark. Utviklingen avgjøres av om det gjøres funn eller ei i det relevante området av sokkelen. Scenariene for framtidig forbruk blir derfor et stykke på vei preget av «enten eller», og det er betydelig risiko for å anslå feil. På grunn av ledetidene vil ikke petroleumssektoren alene være drivkraft for å gjennomføre utbygging – før det gjøres store funn og nye petroleumsanlegg blir besluttet. Men et forsterket kraftnett har en forventet verdi for sektoren, og det er viktig at Statnetts «veikart» synliggjør at nettet vil klare å levere ønsket volum i tide, og at eventuelle tiltak er robuste i forhold til mulige framtidige behov.

Statnett har i N3-prosjektet valgt å beskrive tre ulike alternativer for framtidig forbruksnivå (lav, medium, høy) på to ulike tidspunkt (2030 og 2040). Framskrivningene er ikke eksakt vitenskap, hensikten er primært å synliggjøre utfallsrommet.

Resultatene for petroleumssektoren i Øst-Finnmark er vist nedenfor.

Effekt(MW)	2019	2030	2040	Kommentar
Lav	0 (Petroleum er driver for forbruk i SMB-segment og transport; inngår der)	0	20	20 = Oljeterminal
Medium		$20 + 1 \times 60 = 80$	$20 + 2 \times 60 = 140$	60 = Landstrøm til plattform
Høy		$20 + 2 \times 60 = 140$	$20 + 2 \times 60 + 200 = 340$	200 = Gassanlegg av Nyhamna-type

3.2 Mineraler

NGI anslår verdien av norske mineraler til 2500 mrd NOK. Finnmark er rikt på mineralforekomster, og det er forventning om verdifulle mineralforekomster i Barentshavet.



Figur 13 Norge er rikt på mineraler, og Finnmark har mange mineralforekomster (Kilde: NHO/NGI, 2016)

Elkems gruve i Austertana er en av verdens største kvartsittgruver. Den ligger ca 30-40 km fra Varangerbotn. Gruven leverer råstoff til Elkems seks fabrikker i Norge og en fabrikk på Island, samt til LKAB i Sverige. En enda større kvartsittforekomst ligger i Skallelv ved Vadsø. Kvartsitt er et viktig råstoff til mange ulike industrier, og brukes eksempelvis i elektronikk. Elkems gruve i Øst-Finnmark leverer råstoff som i bearbeidet form brukes i en stor del av alle verdens mobiltelefoner. Se Figur 14. Gruvedriften i Tana bruker lite kraft i dagens situasjon.



Figur 14 Elkems kvartsittgruve i Austertana (Bilde: LNS, iFinnmark.no)

Godt over halvparten av alle verdens datachiper inneholder råstoff av kvartsitt fra dette fjellet i Nord-Norge



Sydvaranger Gruve har i perioden 1910-2016 utvunnet jernmalm i Bjørnevatn-området, avbrutt av noen stans, senest med konkurs i 2016. Det jobbes aktivt med sikte på gjenoppstart av driften. Planlagt oppstart er i løpet av 2019/2020. Sydvaranger søkte våren 2018 om driftskonsesjon fra Direktoratet for mineralforvaltning (Dirmin), basert på fortsatt drift med åpent dagbrudd. Øvrige tillatelser foreligger allerede. I oktober 2018 ble det kunngjort at det amerikanske Orion Mine Finance har gått inn som partner i Sydvaranger, og sikret finansiering for drift de kommende 20 år, under visse forutsetninger. I januar 2019 mottok Sydvaranger driftskonsesjon fra Dirmin, med visse vilkår knyttet til drivemetode og

deponi. Sydvaranger påklaget vilkårene i februar 2019, og mottok 19. mars 2019 endelig konsesjon med reviderte vilkår fra Næringsdepartementet.

Sydvaranger planlegger noen justeringer i driftsformen sammenlignet med tidligere. Flere av disse innebærer at elektrisitet vil erstatte dieselbruk. Noen innebærer økt grad av videreforedling av malmen, for å oppnå høyere jerninnhold i det endelige salgsproduktet. Kraftforbruket forventes å være 20-25 MW de første 2-3 år, med normal produksjon, med noen nye momenter knyttet til elektrifiserte maskiner samt elektrisk oppvarming og pumping isteden for dieselbasert. I løpet av de første tre år forventer Sydvaranger at kraftforbruket vil øke til 30 MW, blant annet fordi en større del av gruveflåten blir elektrifisert. Etter fem års drift forventer Sydvaranger at det blir mer maling, knusing og separasjon og eventuelt ytterligere bearbeiding av råstoffet, slik at kraftforbruket øker til 40-50 MW.

Mulighet	Illustrasjon	Beskrivelse
Utbygge havnen til Capesize		<ul style="list-style-type: none"> Vil gjøre transporten mer kostnads- og energieffektiv og kan utvide markedet for Sydvarangers produkt. Vil gjøre pukkproduktet til Sydvaranger mer kompetitivt, som kan føre til at større volumer gråberg blir solgt.
Produsere jernmalmpellets		<ul style="list-style-type: none"> Vil oppgradere produktet til Sydvaranger til et produkt som er svært ettertraktet og har en mer stabil markedspris. Videreforedling vil sannsynligvis føre til at levetiden til gruve forlenges.
Produsere jernmalmbriketter		<ul style="list-style-type: none"> Et oppgradert produkt. Sydvaranger tester for tiden produktet sitt i et anlegg i Sør-Afrika.
Elektrifisere anleggsmaskiner		<ul style="list-style-type: none"> Elektrifisering av anleggsmaskinene vil føre til lavere utslipp av CO2. I tillegg vil utgifter til diesel bli lavere og elektrifisering kan gjøre at maskinene kan kjøre mer effektivt i oppoverbakke.
Automatisere anleggsmaskiner		<ul style="list-style-type: none"> Hver anleggsmaskin krever fem skift, det vil si fem personer på heltidslønn. Dersom man kunne automatisere maskinene ville man kunne effektivisere driften markant.

Figur 15 Framtidige utviklingsmuligheter for Sydvaranger, som gradvis kreve mer kraft (Bilde: Sydvaranger, 2019)

Jernmalmen i Sydvaranger har Fe-innhold på 20-35 % i utgangspunktet, men skal raffineres til et sluttprodukt med 68 % Fe-innhold. Dette gjøres bl.a. ved å knuse malmen og skille ut ikke-jernholdige komponenter, slik at jerninnholdet øker i gjenværende masse. Markedet for jernmalm har utviklet seg betydelig på kort tid. Det tradisjonelle globale commodity-markedet har en prisindeks basert på 58 % Fe-innhold. I dagens marked betales en betydelig premie selv for marginalt bedre malm med 62 eller 65 % Fe-innhold. En viktig forklaring er fokus på luftforurensing og klima, primært begrunnet i strammere regler i Kina siden 2016. Høyere jerninnhold gjør at stålprodusenter kan redusere sine CO2-utslipp fra kullektrode og redusere sitt energiforbruk. Malmbearbeiding i Nord-Norge basert på fornybar energi bidrar dermed til reduserte CO2-utslipp hos stålprodusenten.



Figur 16 Sydvaranger har hatt gruvedrift i over 100 år, med stor utvikling av driftsmetoder. Nå jobbes det med ambisjon om å kunne gjenåpne gruen i 2019. (Bilder: sydvarangergruve.no)

På sikt er det potensiale for utvinning også av andre mineralressurser på land eller til havs. Mineralvirksomhet i dagbrudd, som er vanligst i Norge, medfører store terrenginngrep. Disse, og medfølgende massedeponier på land eller i sjø, er ofte omstridte. Det tar derfor trolig lang tid fra nye funn, til tillatelser blir gitt, og utvinning kommer i gang.

Anleggsbransjen bli mer elektrifisert, og teknologiutviklingen går raskt. Vi kan forvente at dieselbruk erstattes med strøm i stadig flere tilfeller. Som nevnt ligger dette allerede inne i Sydvarangers planer. Men også i øvrig anleggsbransje er dette er trend som forventes å få utbredelse etter hvert. Se eksempler i Figur 17. Det kan etterhvert være snakk om betydelige kraftmengder. De største dumperne globalt, har motor på 2,5 MW (nesten 4000 hestekrefter).

AUTOMOTIVE

45-ton dump truck to become the world's largest electric vehicle

Nick Lavars | September 18th, 2017

A team of researchers in Switzerland is converting a Komatsu diesel dumper truck into an all-electric vehicle, set to be the world's largest

These Electric Mining Trucks Can Form Into a Single Haul Train

By Interesting Engineering February, 21st 2017

2 shares 0 comments

Figur 17 Anleggsbransjen forventer elektrifisering, digitalisering og automatisering. Kilde: newatlas.com, interestingengineering.com)

Det er vanskelig å anslå det framtidige kraftforbruket til mineralnæringen i Øst-Finnmark. Framtiden for Sydvaranger Gruve er en viktig indikator, og den blir trolig avgjort i nær framtid. Dersom det ikke gis tillatelse til dagbrudd og deponering, vil tilsvarende resonnementer kunne oppfattes som en barriere også mot utvinning av andre potensielle

mineralforekomster i framtiden. I våre scenarier legger vi til grunn som base case at Sydvaranger kommer i drift med en bærekraftig driftsmodell. I lav-case antas det at gruvevirksomheten ikke startes opp. Vi legger til grunn at kvartsittgruva i Tana blir delvis elektrifisert innen 2030. I et høy-scenario legges det til grunn at det plenger sikt startes opp drift av ytterligere én mineralressurs i Øst-Finnmark eller på sokkelen utenfor, med kraftbehov i samme størrelsesorden som Sydvaranger. Våre scenarier for framtidig forbruk i mineralsektoren vises nedenfor.

Effekt(MW)	2019	2030	2040
Lav	0 (Mindre forbruk i tilknytning til gruvene inngår i alm. Forbruk)	5	10
Medium		30 (Base case Sydvaranger)	40
Høy		40 (maksimalt forbruk i Sydvaranger)	80 (en ny stor forekomst i tillegg til øvrige)

3.3 Datasenter

Norge er et samfunn med høy grad av digitalisering, og behovet for data og prosesseringskraft løses i økende grad med skytjenester fra større eller mindre serverparker. Det er stor aktivitet med tilrettelegging for datasentre i Norge. Statnett mottar mange henvendelser om mulig nettilknytning fra små og store aktører.

Ingen hyper-scale datasentre er etablert i Norge ennå, men de store internasjonale aktørene er tungt representert i Norden:

- Google i Finland og Danmark
- Facebook i Danmark (Odense) og Sverige (Luleå)
- Amazon i Sverige (Stockholm)

Microsoft har varslet etablering to steder i Sør-Norge, i Stavanger-området og Oslo-området. Dette blir ikke hyperscale initielt, men med ambisjoner om vekst. Statkraft jobber for å tiltrekke seg en stor internasjonal aktør i Skien, for å bygge et hyperscale anlegg, og ifølge media er det planer om etablering av en stor datapark, se Figur 18. Et hyperscale datasenter vil typisk ha kraftforbruk i området 100-300 MW. Samlet globalt forbruk for Google utgjorde 5,7 TWh i 2015. Lave kraftpriser og kjølig klima er gunstig i Norden.



STØRE PLANER: Skien-ordfører Hådis Foss Five (Ag) med Statkraft-sjef Christian Rønning Tønnesen og Statkraft-direktør Bjørn Holsen ved det planlagte datasenteret i Gramsulen, Skien. Foto: Hans Ivar Odemud.

Vil bygge Europas største datapark utenfor Skien

Statkraft vurderer å bygge datasenter til 15 milliarder i Telemark. Selskapet er i dialog med flere amerikanske IT-aktører.

Figur 18 Statkraft har tatt en offensiv rolle for å tilrettelegge for datasenter i Norge (Kilde: dagbladet.no, 2018)

Kontrasten mellom planer og realiserte utbygginger i Norge er fortsatt stor. Norges største datasenter ligger på Fet («Digiplex»). Senteret tilbyr skytjenester og har et kraftforbruk på 8,7 MW til serverparken. Det fins et titalls lignende datasentre i Norge, samt en rekke mindre datasentraler.

Datasenteraktørene krever typisk høy pålitelighet på kraftleveransene og tre alternative forsyningsveier for fiberkommunikasjon. Norge har godt utbygget fibernett på sluttbrukernivå (bedre enn mange andre land), men har et dårligere stamnett for fiber. Eierskapet er fragmentert og det er dårlig tilgang på «svart fiber», som hyperscale datasentre typisk krever. Storskala datasentre krever høy kompetanse og skaper mange arbeidsplasser. Media opplyser om 4000 arbeidsplasser i tilknytning til datasentrene i Luleå-området.



Facebook storsatsar i Luleå – blir verdens største datacenter

Publicerad 7 maj 2018

Facebook bygger ut sitt datacenter i Luleå till nästan dubbla storleken – vilket kommer göra anläggningen till en av världens största.

Dessutom etableras ett "Technology Deployment Centre" i Luleå Science Park som kommer att utveckla forskningen kring datacenter.

Den nya investeringen innebär att Facebooks verksamhet i Luleå kommer vara på över 100 000 kvadratmeter. Facebook har, när utbyggnaden är klar, investerat totalt 8,7 miljarder i anläggningen.

Figur 19 Store datasentre bruker mye kraft. Lokalisering i Norden er attraktivt. (Kilde: renewablesnow.com, svt.se)

I løpet av 2018 var det mye oppmerksomhet knyttet til etableringer av kryptovaluta-sentre (Bitcoin og lignende). Disse er svært energikrevende, og lokalisering styres mot steder med ledig nettkapasitet og gunstige kraftpriser. Denne typen dataprosessering er mindre avhengig av redundans i kraftforsyning og fibersamband. Dette er mobil industri som lett flytter og raskt mobiliserer opp og ned. Teknologien har kort levetid, typisk har en server levetid ca 3 år. Bitcoin-mining er lite mannskapskrevende og har lavt kompetansebehov («vaktmestertjenester»). Kraftforbruket er relativt konstant over døgn og år. Selskapet Kryptovault var etablert seg flere steder i Norge, og hadde planer om samlet kraftforbruk på 217 MW². Tidlig i 2019 har bildet imidlertid endret seg, dels som følge av verdifall på kryptovaluta, dels økte kraftpriser, dels bortfall av avgiftsrabatt. Kryptovault melder at de har mistet sin største kunde og nedskalerer virksomheten betydelig.³

Finnmark nyter godt av avgiftslettelser som kan være attraktive for datasentre, slik som generelt fritak for elavgift og fritak for moms på kraft, samt fritak for arbeidsgiveravgift. Myndighetene har på generell basis tilrettelagt for datasentre ved å klassifisere kraftforbruket som industriforbruk, og dermed nyte godt av ulike avgiftslettelser og «tariff rabatter». Rabatten for kryptovaluta-mining har vært omstridt og ble fjernet gjennom vedtak av Statsbudsjettet for 2019.

I Øst-Finnmark er det lokale aktører som har etablert et mindre datasenter og jobber for å etablere større virksomhet. Ulven eiendom opplyste i juni 2018 at de har aktører med forbruk på ca 2 MW i dag, som kan øke til 13 MW i løpet av tre år, opp mot 30 MW om ti år. Fortrinn ved lokalisering i nord er lave kraftpriser, lav husleie, lave avgifter, god kjøling, og nærhet til det russiske markedet. Ulven eiendom kunngjorde i november 2018 at de har inngått avtale med en aktør som ønsker enda større volumer, opp mot 70 MW på sikt. Statnett er også kjent med at andre aktører vurdert etablering av blockchainvirksomhet i Øst-Finnmark.

Statnett vurderer at etablering av hyperscale datasenter er urealistisk i Finnmark på kort til mellomlang sikt. Kraftnettet kan i seg selv være en begrensning, men det er neppe den viktigste begrensningen. Først må Norge lykkes med «å komme på datasenterkartet», dvs. lykkes med et av de nevnte initiativene for etablering av hyperscala datasentre i Sør-Norge. Dernest må fiberinfrastrukturen forbedres. Finnmark har dårligere fibernet med lavere redundans enn øvrige Norge, og lang avstand til de store markedene for datatrafikk, noe

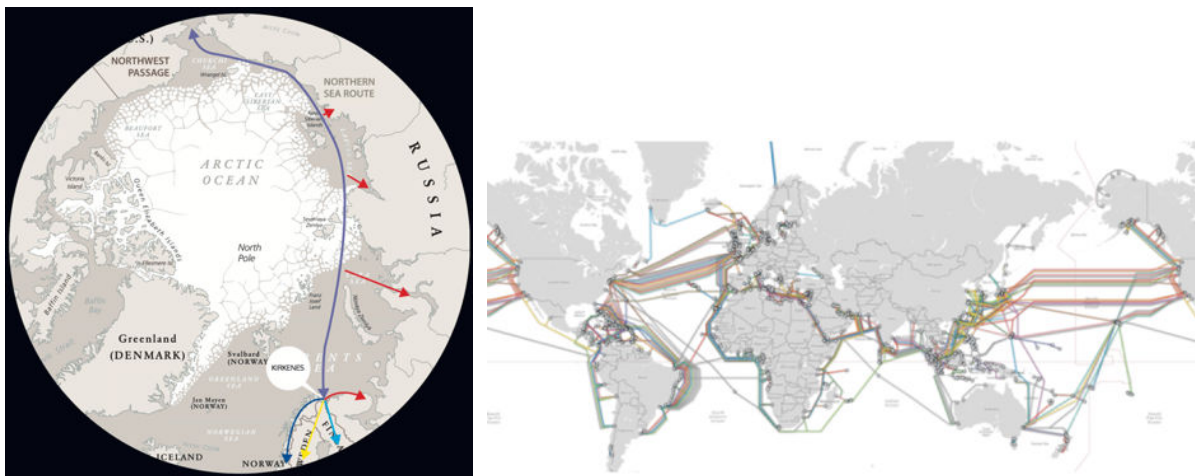
² <https://www.dn.no/energi/glomfjord/saуда/gjermund-hagesater/kryptovault-satser-pa-bitcoin-i-glomfjord-og-saуда-vil-trekke-like-mye-strom-som-stavanger/2-1-404257>

³ <https://www.dn.no/market/bitcoin/kryptovaluta/kryptovault/kryptovault-mistet-sin-eneste-kunde-etter-milliardtap/2-1-552756>

som medfører forsinkelser i overføringen (latency). Selv når dette er på plass, vil mange forhold gjøre etablering i Finnmark krevende, sett med de store internasjonale aktørenes perspektiv. De stiller typisk krav til størrelsen på det lokale arbeidsmarkedet, nærhet til universiteter, og kort reisetid til internasjonal flyplass.

Statnett har mye fiberinfrastruktur, og er positiv til å gjøre ledig fiber tilgjengelig for datasenteraktører. Statnetts fiberinfrastruktur må da ses i sammenheng med øvrig innenlandsk og svensk og finsk fibernett. Mest sannsynlig vil et eventuelt datasenter i Finnmark ønske uavhengige kommunikasjonsruter sørover mot kontinentet via hvert av de tre landene.

Diverse aktører har foreslått å etablere en fiberforbindelse fra Nord-Norge til Asia via Polhavet eller Nordøstpassasjen. Forretningssideen knytter seg til at Finnmark er Europas nærmeste punkt til Asia, slik at ruten blir kortere⁴ enn alternativ vei via Suezkanalen, og ruten kan tilby viktig redundans i det globale nettet. Se Figur 20. En foreløpig vurdering tilsier at det ikke er lønnsomt å etablere en slik forbindelse ennå, bl.a. fordi eksisterende interkontinentale forbindelser har ledig kapasitet. Dette kan endre seg, kapasiteten kan bli brukt opp, og geopolitiske forhold kan øke verdien av alternative ruter. De mest sannsynlige investorer/brukere i dagens situasjon, er trolig de «global big five» dataselskapene. Dersom det i framtiden blir etablert en slik fiberforbindelse, vil det kunne danne grunnlag for etablering av datasenterindustri i tilknytning til fiberkabelens landingspunkt.



Figur 20 Finnmark har Europas korteste avstand til Asia. Det kan være attraktivt med en fiberkabel som vil ha kortere «reisetid» enn etablerte forbindelser via Suezkanalen eller lignende. (Bilde: sorvarangerutviklig.no, reddit.com)

Det er vanskelig å spå om datasenteraktiviteten i Finnmark. Men det er lett å se at dette er en sektor i voldsom vekst globalt. Cisco venter en tredobling i datatrafikken fra 2016 til 2021. I tillegg til vekst i bedrifters tradisjonelle databehov, vokser det innen IoT/5G og private/sosiale data. En økende andel av lagring og prosessering håndteres i skyen, og dette krever utvikling av større datasentre med godt fibersamband mellom dem. Datamaskinene blir mer energieffektive, men mengden datatrafikk vokser, slik at total energibruk i storskala datasentre vil vokse. Av samme grunn vil energibruk i lokale servere trolig avta. Mange forventer fortsatt utbredelse av energikrevende blockchainteknologi, som spås

⁴ I dagens situasjon går mye av datatrafikken mellom Sør-Europa og Sørøst-Asia, da er avstanden ikke vesentlig kortere via nord. Men fra Nord-Europa til Japan gir rute via nord en avstandsfordel, som innebærer kortere latency som særlig er viktig ved robotisert børshandel og lignende.

anvendelsesmuligheter innen en rekke ulike sektorer, altså mye mer enn kryptovaluta. Lokalisering i Norden vil fortsatt være attraktivt, og Nord-Norge kan bli mer attraktiv på sikt for visse typer aktivitet der dataoverføringstid (latency) ikke er kritisk viktig.

Datasenterindustrien skiller seg vesentlig fra petroleumsindustrien og mineralnæringen, som begge har lange ledetider fra funn til utvinning. Datasenterindustrien opererer på en mye raskere tidsskala. Den har ikke tid til å vente på utbygging av kraftnettet. Enten er kapasiteten og kvaliteten ok, eller så lokaliserer de virksomheten et annet sted.

Vi skiller mellom tre kategorier datasentre:

- Kategori 1: Små og mellomstore serverparker
- Kategori 2: Energikrevende blockchainvirksomhet (Bitcoin og lignende)
- Kategori 3: Hyperscale datasenter

Vi forventer en viss vekst i Øst-Finnmark knyttet til kategori 1, som i andre deler av landet. I tillegg er det en oppside knyttet til en eventuell brohoderolle mot det russiske markedet for datatrafikk.

Det vil være attraktivt med etablering av kategori 2, som ikke krever godt fibernet, og som nyter godt av lave kraftpriser og ulike typer avgiftslettelser. Her er imidlertid teknologiutviklingen mer usikker, samt at det er usikkerhet omkring fremtiden til kryptovaluta og utbredelsen av blokkjedeteknologi innen ulike industrier.

Etablering av hyperscale datasenter i Øst-Finnmark fremstår som lite realistisk gitt dagens forutsetninger. På lang sikt kan bildet potensielt endre seg. Viktigste driver for eventuell etablering i Øst-Finnmark er trolig at det blir etablert fiber til Asia, at det er økt kommersiell verdi i datautveksling med Russland, at kraftprisene stabiliseres på et betydelig lavere nivå i regionen enn ellers i Europa, at kraftnettet er forsterket i regionen, og at fibernet er forbedret innenlands.

Våre framtidbilder er åpenbart usikre. Datateknologien og anvendelsene har endret seg svært raskt de siste årene (iPhone, Facebook, etc er historisk sett nye fenomener). Evnen til å spå om datatrafikken og dens behov i 2030 og senere, er derfor begrenset. Vi legger til grunn en begrenset vekst til 2030 i tråd med normale forutsetninger i alle deler av landet. Men vi holder åpent en mulighet for et «Luleå 2.0» i Finnmark en gang før 2040.

Effekt(MW)	2019	2030	2040
Lav	Trolig ganske beskjedent (2-3 MW)	5	10
Medium		15	30
Høy		30	100 (ett stort datasenter i tillegg til øvrig)

3.4 Øvrig kraftintensiv industri – inkl. hydrogen og ammoniakk

3.4.1 Tradisjonell kraftintensiv industri

Den kraftintensive industrien i Norge har en lang historie, som starter med utnyttelsen av fossefallene i de store elvene og etterhvert vannkraften i fjellene langs kysten. Industrien valgte å etablere seg nær kraftressursene, Norske Skog ved utløpet av Glomma, Norsk Hydro ved kraftverket på Rjukan, og karbidfabrikken nær fossene i Odda. Etterhvert som kraftoverføringsteknologien utviklet seg, ble det mulig å plassere fabrikkene litt lenger vekk fra kraftressursene, men fortsatt i nærheten, slik som Yara i Porsgrunn, Hydro på Karmøy, og Elkem i Mosjøen. Kanskje kan vindkraftressursene i Finnmark på sikt spille en lignende rolle for framtidige industrietableringer i landsdelen?

I dette kapitlet handler det om industrier som ikke (primært) bearbeider lokale naturressurser. Slike industrier (petroleum, mineraler, fiske) er gitt egen omtale i andre kapitler. Likeledes er også datalagring viet et eget kapittel. Øst-Finnmarks komparative fortrinn er primært tilgangen på billig kraft, men dette fortrinnet gjelder i dagens situasjon hele prisområde NO4 (Nordland, Troms og Finnmark).

Statnett har i N3-prosjektet hatt omfattende møtevirksomhet med flere av selskapene i den kraftintensive industrien, for å forstå deres industri-segment og om lokalisering i Øst-Finnmark kan være aktuelt, og isåfall hva som er drivkreftene. De viktigste budskapene fra aktørene gjengis nedenfor. Vi vil først omtale tradisjonell kraftintensiv industri, deretter nye typer kraftkrevende industri, og til slutt se på konvertering av overskuddskraft til hydrogen eller ammoniakk.

Når det gjelder *aluminiumsindustrien*, er det fortsatt overkapasitet i verden, og usikkerhet om hvordan Kina vil utnytte/utvikle sin kapasitet. Trolig er det ikke lønnsomt med kapasitetsutvidelser på en stund. Dersom kapasiteten skal utvides, vil det være rasjonelt å utvide kapasiteten ved eksisterende anlegg i Norge eller i utlandet. På slike steder er infrastruktur (av alle typer) tilrettelagt, og det finnes en kompetent arbeidsstokk å bygge videre på. Det er for kostbart å etablere nye, «greenfield»-anlegg. Finnmark er i tillegg langt unna både råvarene og kundene. Alt i alt fremstår det som usannsynlig at det vil etableres aluminiumsindustri i Finnmark.

For *ferrosilisium* er situasjonen annerledes på noen viktige punkter. Det er betydelig vekst i etterspørselen etter industriens produkter, som får stadig flere anvendelser innen ulike områder. Mange produkter er spesialtilpasset kundens behov. Også her er det usikkerhet omkring Kinas agering, men det er trolig behov for kapasitetsvekst i årene framover. Dersom en aktør ønsker økt fabrikk-kapasitet, er det imidlertid billigere å kjøpe og utvikle brukte anlegg enn å bygge nye. Dersom man skal bygge nye fabrikker, vil det være aktuelt å lokalisere fabrikkene nærmere de store markedene (eksempelvis Sørøst-Asia). Dersom man på et tidspunkt ønsker å bygge nye fabrikker i Nord-Europa, er Norge et attraktivt sted for lokalisering. Men også for denne industrien vil det da være mest lønnsomt og rasjonelt å videreutvikle eksisterende anlegg. Øst-Finnmark har verdifulle råvarer (kvartsitt), men det er lettere å skipe råvarene til fabrikk enn å flytte fabrikk. Det fremstår derfor ikke som sannsynlig at det vil etableres storskala ferrosilisiumindustri i Finnmark innenfor de nærmeste tiårene.

Norge har lang historie med *jernverk*. De alle fleste ble lagt ned for lang tid siden, og de få gjenværende har endret driftsform og produserer andre produkter enn tidligere. Det fremstår ikke som realistisk med etablering av jernverk i Øst-Finnmark. (Det kan tenkes at det vil skje noe i metallmarkedene som gir grunnlag for å etablere en videreforedlingsindustri i tilknytning til Sydvaranger gruve dersom virksomheten kommer i gang. Dette er inkludert i kapitlet om mineralvirksomhet.)

Treforedlingsindustrien har vært i tilbakegang gjennom lang tid. Papirindustrien har i lang tid opplevd nedgang i etterspørselen og flere av de store fabrikkene er stengt (unntatt i Halden og på Skogn). Det er ingen grunn til å forvente nyetablering av papirfabrikker i Norge. Øvrig treforedling er i stor grad knyttet til skogsdrift og bearbeiding av tømmer som typisk skjer i nærheten av råvarene. Øst-Finnmark har lite råvarer (lite skog) og lang vei til markedet.

Alt i alt forventer vi ikke industrietableringer innen tradisjonell kraftintensiv industri i Øst-Finnmark innen overskuelig framtid. Nye typer industri, som ikke har etablerte anlegg som kan utvides, står friere til å velge lokaliseringssted. Lokalisering i Finnmark vil være særlig aktuelt for kraftkrevende industri dersom man forventer endring i prisområdeinndeling på sikt, slik at kraften blir billigere her enn i resten av landet (og kanskje billigst i Europa). Datalagringsindustrien omtales i et eget kapittel. Andre typer ny industri kan være produksjon av batterier eller produksjon av hydrogen, ammoniakk e.l. basert på elektrolyse.

3.4.2 Nye typer kraftintensiv industri

Det forventes en enorm vekst i verdens *batteriproduksjon*. Dagens produksjonskapasitet er knapt tilstrekkelig til dagens bruk. Totalt finnes det i overkant av 3 millioner elbiler i verden per 2018, mens Volkswagen alene planlegger å bygge 3 millioner elbiler årlig i 2025⁵. Tesla har etablert sin batterifabrikk («gigafactory») i Nevadaørkenen. Energiforbruket er i TWh-størrelse, mens lagringskapasiteten til battericellene som produseres i løpet av et år, er 35 GWh. Det svenske selskapet Northvolt planlegger en lignende fabrikk i Nord-Sverige, med årlig produksjonskapasitet på 32 GWh. Se Figur 21. I Norge har både Eidsiva, Njordr og Nordkraft har sett på batteriproduksjon i Norge. Det fremstår som sannsynlig at Norge kan ta en andel i den kommende batteriindustrien, med utgangspunkt i rikelig fornybar kraft, lave kraftpriser, høy elektrifiseringstakt i flere sektorer, verdensledende shippingindustri som gradvis innfører batteriteknologi, og lang erfaring innen prosessindustri knyttet til metaller og kjemikalier. Trolig vil det være synergier med andre etablerte industrier og kunnskapsklynger som gjør at slik industri vil velge å etablere seg andre steder enn Finnmark i overskuelig framtid, men dette er det vanskelig å spå sikkert om.

⁵ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2018-10-01/for-now-at-least-the-world-isn-t-making-enough-batteries>

Northvolt Ett

Our first large-scale battery factory will be established in Skellefteå in northern parts of Sweden. Skellefteå is part of a raw material and mining cluster and has a long history of process manufacturing and recycling. Northvolt Ett will serve as the main production site, which includes active material preparation, cell assembly, recycling and auxiliaries. The first quarter will be completed in 2020 and the factory will at that point produce 8 GWh worth of battery capacity per year.

Construction: 2018 – 2023

Square meters: 400 000

Capacity: 32 GWh/year



Figur 21 Det planlegges en stor batterifabrikk i Skellefteå i Nord-Sverige (Kilde: Northvolt)

Den mest spennende nye industrimulighet i Øst-Finnmark er trolig knyttet til produksjon av *hydrogen* og bearbejdede produkter som *ammoniakk*. Hydrogen og ammoniakk kan være råvarer til bruk i annen industri, eller de kan anvendes som energibærere (til lagring eller energitransport) eller som energikilde. «Overskuddsenergi» fra vindkraftproduksjonen i Øst-Finnmark er godt egnet til slik produksjon. Siden utgangspunktet er fornybar energi, kalles produktene *grønn hydrogen* eller *grønn ammoniakk*, i motsetning til «vanlig» hydrogen og ammoniakk som er produsert ved spalting av naturgass.

3.4.3 Hydrogen og ammoniakk

Hydrogen (H₂) og ammoniakk (NH₃) er blant de mest miljøvennlige produkter man kan tenke seg. Ved elektrolyse er råstoffet for hydrogenproduksjon kun vann (H₂O) og vind (energi). Biproduktet av produksjonen er oksygen. For ammoniakkproduksjonen trengs det i tillegg luft (som inneholder 78 % nitrogen). Deretter blandes N₂ og H₂ i passe mengder gjennom en synteseprosess for å få NH₃.

Varanger Kraft bygger nå et første testanlegg for hydrogenelektrolyse i Berlevåg (2-3 MW), som del av EU-prosjektet *Haeolus*, sammen med bl.a. Sintef. Det pågår omfattende teknologiutvikling hos de store internasjonale teknologileverandørene knyttet til alle deler av en hydrogenbasert verdikjede. Et interessant utviklingstrekk er at det kan bli mer rasjonelt med småskala anlegg enn tidligere, fordi skalafordelene i fossilbasert produksjon (typisk knyttet til høye trykk og høye temperaturer) ikke er tilstede på samme måte i elektrolyseprosessen.

Transport og lagring av hydrogen (H₂) er utfordrende. Flytende hydrogen krever nedkjøling til -253 °C. Dette er energikrevende både i selve nedkjølingen og i å opprettholde kulden underveis i transport og lagring. Løsninger for storskala skipstransport er ikke kommersielt tilgjengelige ennå, men Kawasaki holder på med utvikling av skipsdesign. Komprimert hydrogen (typisk til 350 eller 700 bar) oppnår relativt lav energitetthet. Storskala transport av hydrogen i gassform medfører derfor store transportvolumer som er lite hensiktsmessig over noe særlig avstand.

Ammoniakk (NH₃) er en «hydrogenbærer», med relativt høyt innhold av hydrogen per volum og vektighet. Ammoniakk kan lagres og transporteres i konvensjonelle tanker og skip, og det fraktes store mengder ammoniakk som en global handelsvare. Ved lekkasjer er ammoniakk helseskadelig, men betydelig mindre eksplosivt enn hydrogen. Det finnes imidlertid omfattende erfaring med håndtering og lagring av ammoniakk over hele verden.

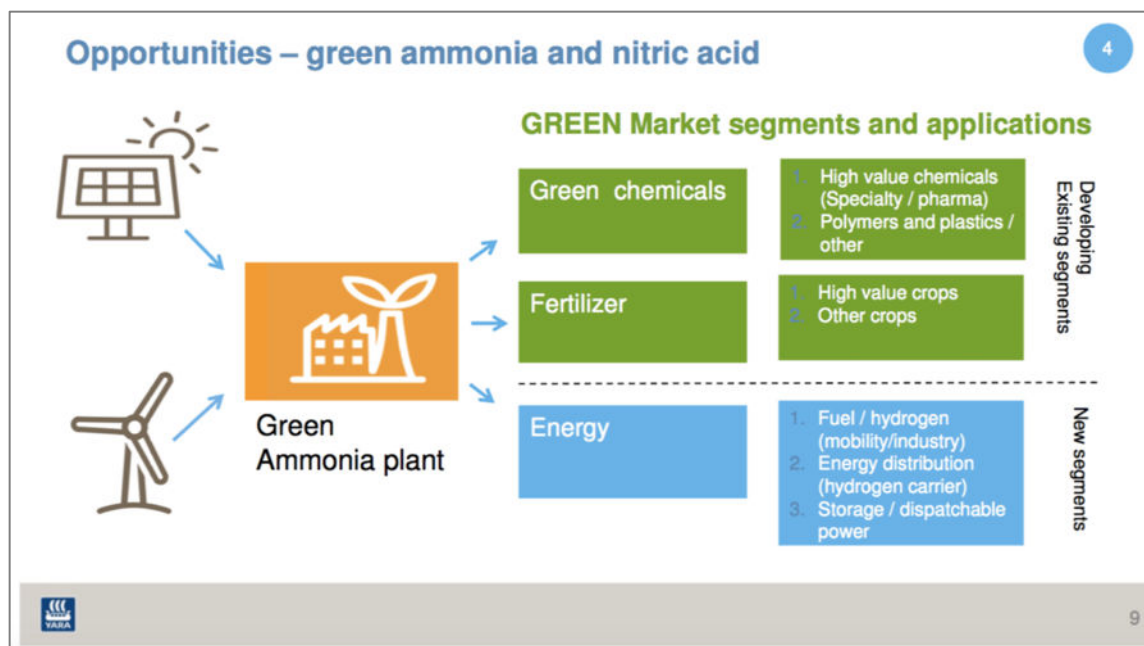
Ammoniakk kan enten brukes direkte som ammoniakk eller spaltes («crackes») tilbake til hydrogen. Hydrogen eller ammoniakk kan brukes til forbrenning eller i gasturbiner eller i brenselceller for å frigjøre energien. En lovende anvendelse er som drivstoff til skipsindustrien, der IMO stiller strenge krav til reduserte klimagassutslipp, se Figur 22. Verdens største containerrederi, Maersk, har satt som mål å være 100 % utslippsfri innen 2050. Dette kan på sikt være aktuelt i Finnmark som drivstoff for fiskeflåten, Kystruten, cruisebåter, og frakteskip i mange former.



Figur 22 Grønn ammoniakk kan bli en 100 % fornybar energibærer basert på vann, luft og vind (Visualisering: c-job.com)

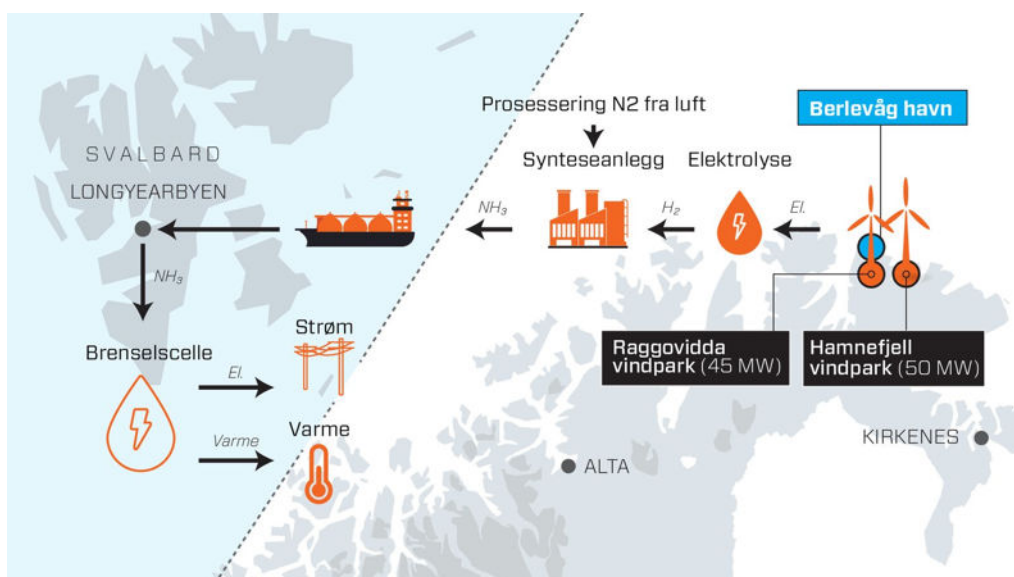
Både når det gjelder hydrogen og ammoniakk er det betydelige energitap i elektrolyse, komprimering eller nedkjøling (hydrogen) eller syntese (ammoniakk). Disse tapene overstiger langt tapene ved overføring i kraftnettet. Det vil derfor ikke være rasjonelt å produsere hydrogen/ammoniakk for senere å produsere kraft i tilnærmet samme kraftmarked, dersom det finnes en mulig løsning for å unngå dette. Et unntak i denne sammenheng er bruken av hydrogen som «batteri», der overskudd av vindenergi lagres til vindstille perioder. Dette er neppe særlig relevant i Øst-Finnmark, i hvert fall ikke i stor skala.

Både hydrogen og ammoniakk kan brukes direkte som råstoff i industrien eller som energikilde i transportsektoren. I Finnmarks tilfelle er dette mest relevant i skipstransport eller som energiforsyning til Svalbard. Nye typer industri kan også nyttiggjøre seg grønn ammoniakk. Det kan tenkes at gjødselindustrien, som er primærbruker av ammoniakk, vil utvikle grønn gjødsel dersom kundene i større grad vil etterspørre «fossilfri» mat. Isåfall vil også denne industrien komme til å etterspørre grønn ammoniakk i store mengder. Figur 23 illustrerer mulige anvendelser av grønn ammoniakk.



Figur 23 Vindkraften kan danne grunnlag for produksjon av grønn ammoniakk. (Kilde: Yara)

Gjennom N3-prosjektet har Statnett og Statkraft vært initiativtaker til å vurdere en energiløsning for Svalbard med utgangspunkt i vindkraft i Øst-Finnmark. Statkraft har stått for vurderingene sammen med bl.a. Sintef. Disse ble presentert for OED i et åpent høringsmøte om energiløsningen for Svalbard i november 2018. Rapporten⁶ fikk stor oppmerksomhet, se et eksempel i Figur 24. Dette er et interessant faglig tema å videreutvikle, også fordi løsningene kan ha mange andre anvendelser. Selskapene Statkraft, Yara, Varanger Kraft, Sintef og Statnett har uttrykt ønske om å delta i videre arbeid.



Figur 24 Vindkraft i Øst-Finnmark kan være starten på en verdikjede basert på grønn ammoniakk som kan tilby energiforsyning til Svalbard, og andre lignende anvendelser. (Kilde: Statkraft, Sintef. Bilde: tu.no)

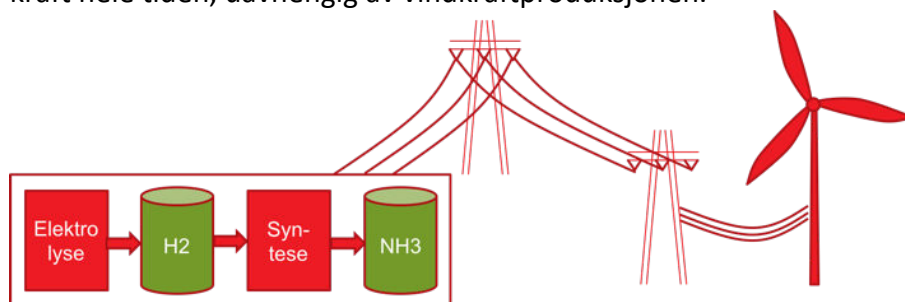
Elektrolyseanleggene trenger ikke 100 % forsyningsikkerhet for kraft. Teknisk sett tåler de avbrudd og svingninger, slik at de kan tilpasses variasjoner i kraftproduksjon fra en vindkraftpark. Kommersielt sett vil likevel bildet ofte være annerledes, på den måten at det

⁶ https://explained.statkraft.no/globalassets/explained/svalbard_rapport_0911_final.pdf

er viktig å sikre høyest mulig utnyttelse av kapitalkrevende investeringer i elektrolyseanleggene. For ammoniakkproduksjon er det dessuten slik at selve syntesen (der N og H blandes sammen) er mer følsom for avbrudd og derfor helst bør driftes kontinuerlig. Denne syntesen forbruker imidlertid i underkant av 10 % av den totale energimengden som medgår, det er elektrolysen som er mest energikrevende.

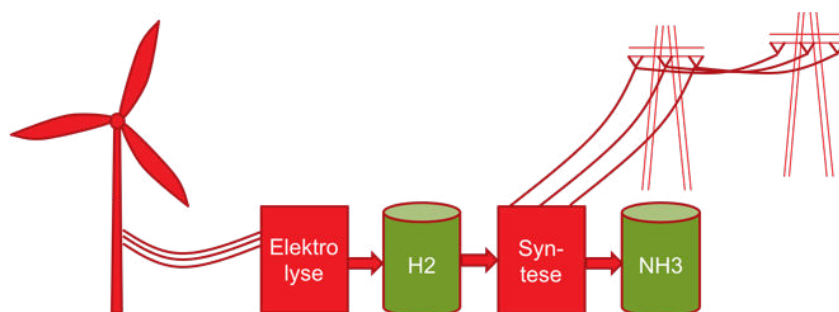
Lokalisering av slik hydrogen- eller ammoniakkproduksjon i Øst-Finnmark kan være attraktivt hvis vindkraftressurser er innelåst (uten tilstrekkelig nettkapasitet), eller hvis kraftprisen i området er lavere enn i resten av Norge. Det vil også hjelpe hvis nettleien har en form for rabatt for slik «svært utkoblbar energi».

En klassisk fabrikk forsynes slik som i figuren nedenfor, der nettet er bindeledd mellom forbruk og produksjon. Fordelen med dette er, sett fra fabrikkens ståsted, at det kan leveres kraft hele tiden, uavhengig av vindkraftproduksjonen.



Figur 25 Prinsippskisse for en "vanlig" fabrikk som får kraft fra nettet

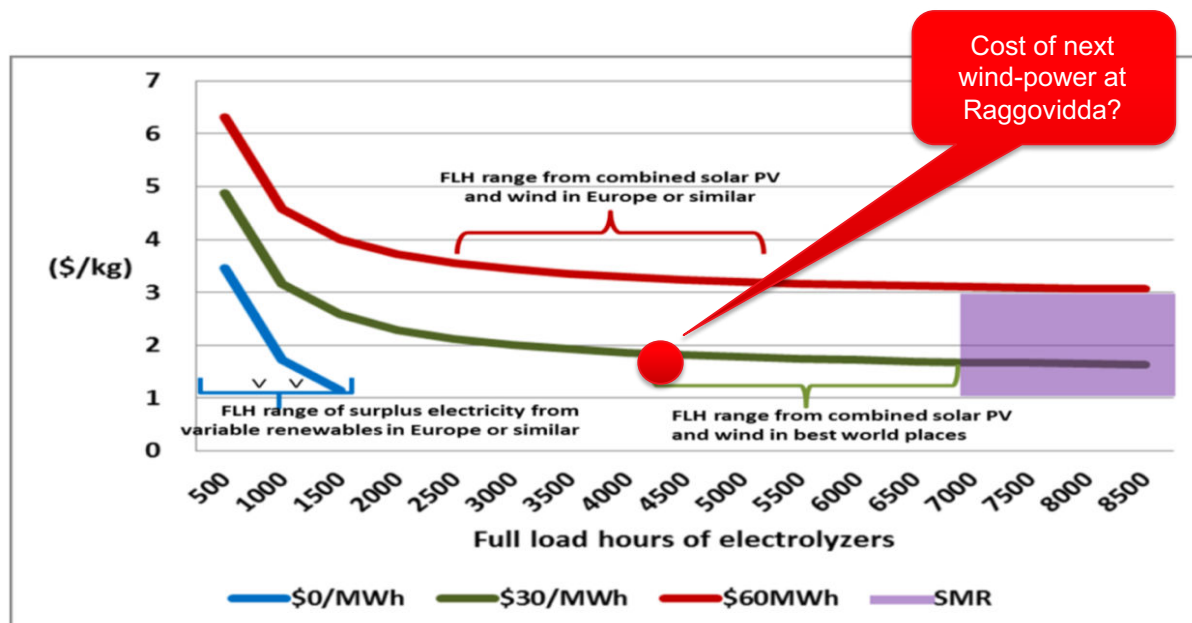
I situasjonen med overskudd av vindkraft nær aktuell lokalisering av en fabrikk, kan det være interessant å tenke annerledes, som i Figur 26. Her brukes vindkraften direkte til å drive et elektrolyseanlegg, som da må variere i takt med vindkraftproduksjonen, mens en etterfølgende industriprosess (her i form av syntese for å lage ammoniakk) henter kraft fra nettet kontinuerlig. Dagens tariff og kraftsektorens rammeverk er i liten grad tilpasset en slik situasjon. Selv om en slik driftsmodell er tilsynelatende interessant, vil de fleste industrielle aktører foretrekke løsningen i Figur 25 dersom man har en tariffstruktur som reflekterer fabrikkens reelle fleksibilitet og toleranse for avbrudd.



Figur 26 Prinsippskisse for en fabrikk som henter deler av kraften fra en lokal kraftkilde

Er produksjon av hydrogen eller ammoniakk basert på fornybar kraft kommersielt interessant? I dag produseres H₂ fra naturgass gjennom en såkalt SMR-prosess («steam methane reforming»). Elektrolyse er mer kostbart, men blir kommersielt attraktivt hvis det innføres krav om CO₂-rensing av SMR-prosessen eller hvis kundene starter å etterspørre grønne, klimanøytrale (rå)varer. Figur 27 viser at kostnaden ved H₂-produksjon basert på

vindkraft i Øst-Finnmark er blant de laveste kostnadene i verden, allerede nær ved å være konkurransedyktig med SMR-basert H2.



Figur 27 Kostnaden ved hydrogenproduksjon fra fornybar kraft med ulike kostnader, sammenlignet med SMR-basert hydrogen. (Kilde: IEA, Cédric Philibert, 2017. Prisnivå og brukstid på Raggovidda indikert av Varanger Kraft.)

Analysene gir grunn til å tro at det kan bli interessant å utnytte Øst-Finnmarks energioverskudd fra vindkraften til produksjon av hydrogen eller ammoniakk. Selv om deler av vindkraften kan mates inn i kraftnettet på vanlig måte, forventer vi at det vil være store vindressurser som ikke lar seg tilknytte nettet på normale vilkår. (Dette vil gjelde også i en situasjon der kraftnettet blir forsterket, det vil alltid være mer vind igjen.) Det er vanskelig å spå omkring dette potensialet, og det er vanskelig å angi hva det vil bety for belastningen i transmisjonsnettet. I en ytterlighet kan slike hydrogenanlegg være i «øy-drift», frakoblet kraftnettet, direkte koblet til en fabrikk som lager hydrogen/ammoniakk. Samtidig framholder aktører at kapitalutnyttelsen blir for dårlig uten en viss grad av nettilknytning. Det er derfor rimelig å anta at en viss prosentandel av energien til hydrogen-/ammoniakkproduksjon vil komme fra kraftnettet. I eksemplene nedenfor antas 25 %. Potensialet for denne type industri i Øst-Finnmark er stort. Det er gitt konsesjon til 175 MW som mangler nettilknytning og NVE har meldinger med totalt volum på 2400 MW til behandling. Finnmark fylkeskommune har vedtatt en ambisjon om 2000 MW vindkraft i fylket innen 2030.

Vårt anslag på effektbehovet fra transmisjonsnettet blir da slik:

Effekt(MW)	2019	2030	2040
Lav	0 MW	2,5 (=H2-anlegg under etablering i Berlevåg)	10 (=H2 til transportnæringen)
Medium		15 (=NH3 til Svalbard eller tilsvarende)	20 (+ammoniakk til andre industrier)
Høy		30 (=doblet volum, til andre anvendelser)	80 (Storskala H2/NH3-virksomhet)

3.5 Fiske og fiskeindustri

Barentshavet er rikt på fisk og krepsedyr, og 40 % av Finnmarks verdiskaping knytter seg til fiskeindustrien. Dels handler det om småskala kystfiske, dels om større båter som fisker lenger ut i Barentshavet, dels om fangst av kongekrabbe og snøkrabbe, dels om bearbeidingsindustri på land, samt fiskeoppdrett i sjøen og på land.

Mye tyder på at fiskeriene i Barentshavet vil bli gradvis viktigere framover. For det første fører klimaendringer til varmere hav, og det påvirker fiskeriene. Forskere forventer at fisken svømmer nordover, se figur Figur 28. For det andre er det kapasitetsbegrensninger innen vanlig lakseoppdrett, og kapitalsterke oppdrettsselskap satser på torsk og ser nordover, som et alternativt vekstområde. Eksempelvis er både Lerøy og Salmar tungt representert i Båtsfjord. For det tredje fører digitalisering og automatisering til at lønnsomheten i norsk bearbeidingsindustri øker⁷, og flere aktører satser nå på slik industri i mottakshavnene på Finnmarkskysten.

Klimaendringene tapper havet for oksygen - fisken rømmer nordover

Ifølge FNs klimapanel vil 1,5 graders oppvarming få alvorlige konsekvenser for verdens fiskerier.



Susanne Lysvold
@susannely
Journalist

Publisert 9. okt. kl. 07:55
Oppdatert 10. okt. kl. 18:17

Figur 28 Mange fiskearter vil svømme nordover pga. oksygenmangel i varmere strøk, ifølge forskere (Kilde: nrk.no, 2018)

Fiskeindustrien bruker en del kraft i dag, men det forventes betydelig vekst framover. Noe av økningen forklares av volumvekst, mens noe er knyttet til økt elektrifisering. Båtsfjord kaller seg fiskerihovedstaden, og her foreligger konkrete planer som innebærer samlet økt effektinstallasjon på ca 20 MW i løpet av få år, se Figur 29. Vi vil se nærmere på to av disse forbrukene, ny fabrikk og landstrøm til fiskeflåten.

⁷ Sintef-rapport A26355: Lønnsom foredling av sjømat i Norge (2014)

Behov	Beskrivelse	Kraft behov	Tidshorisont
Lerøy Norway Seafoods avd Båtsfjord	Forprosjekt hvitfisk Ny fabrikk	2530 kw	2 -år
Båtsfjordbruket	Installasjon ny teknologi og innfrysing eksisterende anlegg	500 kw	1 år
Salmar	Økt Oppdrett	100 kw	1 år
Fremtidig lakse slakteri	Slakteri	4500 kw	3 -6 år
Seagourmet	Rekefabrikk	100 kw	2 – 3år
Sentralfryselagret	For lite strøm/ Øke fryse kapasitet	500 kw	1-2 år
Polar Seafood	Nytt Smoltanlegg	1500 kw	2 – 4 år
Liholmen Biogass	Etablering Biogass anlegg		2-4 år
Ny aktør	Etablere ny fabrikk på etabl industri området	4000 kw	
Båtsfjord Havn	Lands strøm til 40 skip	6000kw	1-år
Container gate Klargjøring næringsareal Nye bolig arealer Finnmark Kraft byggrinn2		200 kw 4000 -6000kw 68 mw	

Figur 29 Planer om utvidelser og økt elektrifisering i Båtsfjord (Kilde: Lerøy Norway Seafoods, november 2018)

Lerøy Norway Seafoods i Båtsfjord er en filetfabrikk, Norges største hvitfiskanlegg, med ca 130 faste ansatte, pluss innleide sesongarbeidere. Fabrikken er fra 1970-tallet, men deler av anlegget er eldre, og nå pågår forprosjekt for ny fabrikk på ca 10 000 m². Den nye fabrikken blir større og mer automatisert enn før, med ny vannskjære- og robotteknologi. Derfor vokser kraftbehovet til omtrent det doble av dagens forbruk, se mer detaljert beskrivelse i Figur 30. Planen er å starte den nye fabrikken på slutten av 2021.

Forbruker	Installert effekt
Maskiner /Elkjel (vil ikke gå samtidig med maskiner)	1000 /900kW
Kjøl/frys	900kW
Ventilasjon	330kW
Bygg (lys stikk, porter m.m.)	300kW
Sum	2530kW

Figur 30 Konkretisering av kraftbehovet for ny filetfabrikk i Båtsfjord (Kilde: Lerøy Norway Seafoods, november 2018)

Kystfiskeflåten ønsker overgang til landstrøm når de ligger til havn. Dieselkostnaden kan være 5-10 ganger høyere enn kraftkostnaden. Båtsfjord havn har bygget landstrømanlegg som kan forsyne 44 båter samtidig, og ifølge havnesjefen er det sjelden færre enn 30 båter til kai samtidig. Utbyggingen ble støttet med 25 MNOK av Enova. Samlet effektinstallasjon er på 5-6 MW.

Første hybridsjark er allerede bestilt til Båtsfjord, og det rapporteres om gode resultater fra den første batteridrevne sjarken som allerede har vært i drift en tid i Troms, se Figur 31. Et moment som framheves er gevinsten ved støyreduksjon og bedret luftkvalitet om bord. Mye teknologiutvikling pågår både når det gjelder batterier og hydrogenløsninger, og det er grunn til å forvente en gradvis overgang til slike løsninger i en andel av den kystnære fiskeflåten – og dette forutsetter krafttilgang. Elektriske løsninger markedsføres offensivt, se Figur 32.

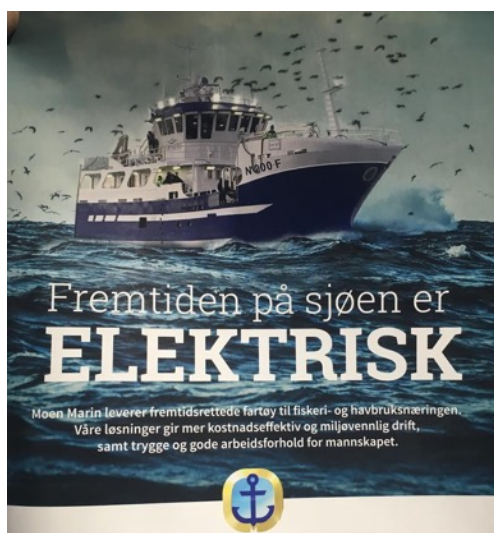


Bent Gabrielsen seiler ut fra Vannvåg i Karlsøy kommune og har 2,5 timer steaming før han kan starte fiskingen. (Bilde: Sella Arctic)

FISKEBÅT PÅ BATTERI

Batterifiskebåten Karoline: Ett år uten driftsavbrudd

Figur 31 Hybridbåten Karoline har fått mye oppmerksomhet og inspirerer mange til ønske om overgang til batterielektrisk drift. Båten bruker diesel til og fra feltene, og batterielektrisk drift under selve fisket. (Kilde: tu.no, 2016)



Figur 32 Elektriske fiskebåter er på frammarsj. (Reklame fra Moen Marin, mars 2019)

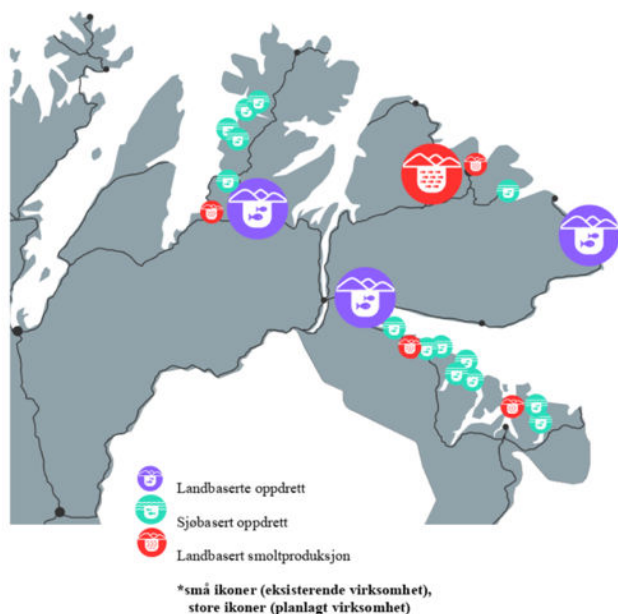
Fire av de store oppdrettskonsernene er tilstede i Finnmark: Norway Royal Salmon, Cermaq, Grieg og Lerøy. Det investeres betydelig i ulike deler av oppdrettsindustrien. Eksempelvis investerer Lerøy en milliard i sitt Smoltanlegg i Friarfjorden nær Adamselv. Se Figur 33

Lerøy bygger ut RAS i Laksefjord



Figur 33 Lerøy satser på produksjon av smolt og post-smolt på land i Friarfjord nær Adamselv. (Kilde: kyst.no, 2018)

Oppdrettsnæringen elektrifiseres gradvis, og det er trolig allerede i dag lønnsomt å elektrifisere så mye som 80 % av oppdrettsanleggene.⁸ Et tiltak er elektrifisering av fórflåtene, et annet er elektrifisering av arbeidsbåter og brønnbåter. Det er en rekke anlegg i Øst-Finnmark, og flere planlegges, se Figur 34. Oppdrettsnæringen ønsker å bli «grønnere», og mange forventer at det i framtiden blir krav om klimaregnskap for fisken, slik at fisk som er dokumentert «grønn» vil kunne omsettes til høyere pris.



Figur 34 Fiskeoppdrett i Øst-Finnmark (Kilde: Finnmark fylkeskommune, november 2018)

Et interessant utviklingstrekk når det gjelder fiskeoppdrett, er ønsket om å etablere lukkede anlegg til havs eller anlegg på land. En viktig målsetning er å få bedre kontroll på avfallsstoffer fra næringen (bl.a. overskudd av fór og medisiner), og unngå spredning av lakselus og sykdommer. Slike anlegg kan derfor åpne opp for videre vekst i en næring som ellers nærmer seg sin kapasitetsgrense. Det råder ulike teorier om hvor slike anlegg best kan lokaliseres. Noen ønsker å plassere dem nærmest mulig markedet, mens andre vektlegger

⁸ https://www.energinorge.no/contentassets/ef7f99cb7a954aa99393156203f764ad/fullelektrisk-fiskeoppdrett_endeligversjon.pdf

høy kvalitet, lave kostnader og lavt klimafotavtrykk. Øst-Finnmark er en attraktiv mulighet med sistnevnte utgangspunkt. Her er det rikelig tilgang på rent havvann med lav temperatur, det er store og billige arealer på land, og det er lave kraftkostnader. Oppdrett på land krever mye kraft. Selskapet Knive Laks Vardø AS utvikler et prosjekt i Vardø, der de har sikret seg arealer på inntil 400 mål. Selskapet anslår et kraftbehov på 3 MW initielt, som vil vokse mot 30 MW i løpet av ti år. Dersom markedet verdsetter miljø, bærekraft og fiskehelse ser selskapet for seg ytterligere vekst deretter.

Finnmark er langt unna de store markedene for fersk fisk. Men avstandsulempen er mindre enn i tidligere tider. Prisnivået er høyt og lønnsomheten er god til tross for transportkostnaden. Det går nå regulær flyfrakt med fersk fisk fra Lakselv flyplass, det meste via Gardermoen og ut i verden. Et annet eksempel er eksporten av levende kongekrabbe fra Øst-Finnmark til luksusrestauranter over store deler av verden. Se Figur 35 og Figur 36.

Kraftig økning i eksport av sjømat fra norske lufthavner

Det har hittil i år vært 32 prosent vekst på frakt fra norske lufthavner, sammenlignet med samme tid i fjor.



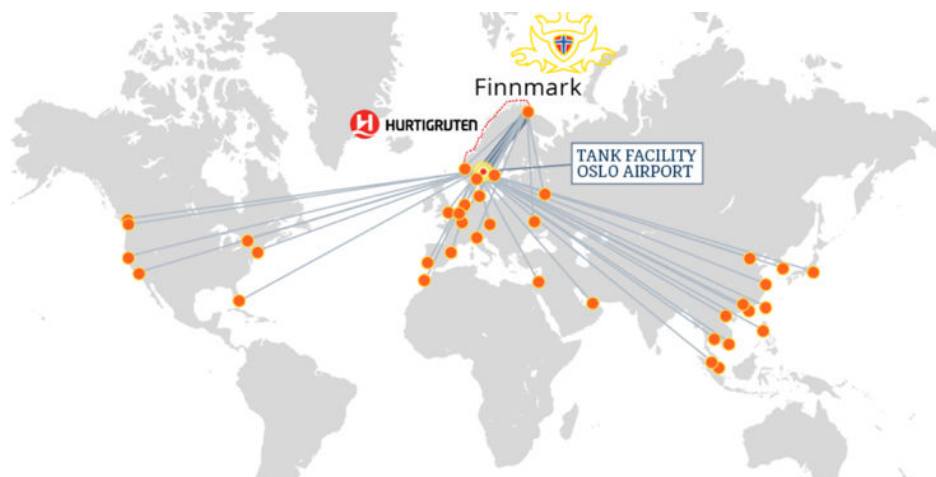
Eirik Hind Sveen
Journalist

Publisert 15. sep. 2017 kl. 11:14



Artikkelen er mer enn ett år gammel.

Figur 35 Flyfrakt av fisk er nå en del av hverdagen, her fra Bandak i Lakselv. (Kilde: nrk.no, 2017)



Figur 36 Eksport av levende kongekrabbe fra Øst-Finnmark til store deler av verden (Kilde: Norway King Crab)

Trenden mot økt elektrifisering er robust, fiskeindustrien i Øst-Finnmark kommer til å bruke mer kraft framover. Hvor omfattende økningen blir, og hvor raskt det vil gå, er det vanskeligere å spå om. Slik forbruksvekst kommer raskt, tiden for etablering av ny virksomhet eller omlegging til batteridrift, er kort. Vi har valgt å kategorisere kraftforbruket i havnene som del av transportsektoren, det inkluderes derfor ikke i forbruket i tabellen nedenfor. Vi legger til grunn følgende estimat for fiskeindustrien:

Effekt(MW)	2018	2030	2040	Kommentar
Lav	0	25 x 250 kw = 6,25 MW	10	Elektr. Av forflåter
Medium		6,25 + 3,75 = 10	15	Elektri. av nye anlegg, flere konsesjoner i nord
Høy		6,25 + 30 = 36,25	40	Elektr. Av forflåter samt et landbasert anlegg

3.6 Transportsektoren

Innovasjonstakten innenfor transportsektoren har vært formidabel de siste årene, der overgangen til elbiler er den mest synlige i Norge. Samtidig utvikles hydrogenrevne fartøy og ulike typer biodrivstoff, og det testes autonome løsninger både på veien og til sjøs.

For Øst-Finnmarks del forventer vi en tilsvarende utvikling som andre steder i landet, men der særlig maritim transport og luftfart vil kunne utmerke seg. Vi starter med det maritime.

Elektrifisering av fiskeflåten omtales i kapitlet om fiskeindustri.

Kystruten («Hurtigruta») seiler fra Bergen til Kirkenes, med 7 havneanløp i Øst-Finnmark. I mars 2018 ble Hurtigruten (7 skip) og Havila (4 skip) tildelt konsesjon for trafikken i perioden 2021-2030. Hurtigruteskipene skal bygges om for å tilfredsstillere nye miljøkrav og vil ha NG3-plug-in-løsning, slik at de kan få landstrøm til hoteldriften når de ligger til kai, typisk 1,3 MW. Havila bygger helt nye båter, som vil være plug-in-hybrider, som kan gå på batteristrøm i 2 timer, de trenger derfor ca 2,2 MW ved kai, til både batterilading og hoteldrift. Kystruten har relativt kort liggetid i de fleste havnene, men om lag 6 timers liggetid i snuhavnen Kirkenes.



Figur 37 Kystruten stopper i 7 havner i Øst-Finnmark, fra Kjøllefjord til Kirkenes (Kart: Hurtigruten.no, Bilde: Havila)

En tilsvarende utvikling forventes når det gjelder cruisetrafikken, dvs. at skipene vil kreve landstrøm og mulighet til lading av batterier som kan drive skipet en kort periode, i havneområder eller i fjorder med forbud mot eksosutslipp. I dag er det lite cruisetrafikk til Øst-Finnmark, men om lag 100 årlige anløp i Honningsvåg (Nordkapp). Cruiseskip kan være betydelig større enn Kystruteskipene, og vil kunne trenge opptil 5-10 MW.

Rent elektriske ferjer eller hurtigbåter vil ha behov for mye kraft. I Rogaland har man opplevd at én elektrisk ferje krever 17 MW nettkapasitet, som i det aktuelle tilfelle var betydelig mer enn det samlede kraftforbruket i kommunen (Hjelmeland). Se Figur 38. Slike rent elektriske løsninger vil trolig måtte suppleres med hybride løsninger i overskuelig framtid..



Norled bygger en hydrogen-elektrisk ferje og en elektrisk ferje som skal inn på Hjelmelandssambandet fra 2021. Dette prosjektet er sikret strøm. Flere andre investeringer er avhengig av at strømforsyningen blir bedre.
LMG MARIN/NORLED

Elferje sluker strømkapasiteten

– Lyse er helt på nett med kommunene i denne saken. Forsyningssituasjonen i Ryfylket er krevende, og kommer som følge av at elektrisitetsbehovet har økt dramatisk, kommenterer Lyse.

Figur 38 Elektriske ferjer og større båter, vil kreve mye strøm, i dette tilfelle 17 MW. (Kilde: Stavanger Aftenblad)

Dersom skip av noe størrelse (som Kystruten eller cruisebåter) skal benytte et nullutslipps-drivstoff, vil nye løsninger måtte utvikles over tid. Batterier i den form vi kjenner dem i dag, har for lavt energiinnhold i forhold til vekt. Mer sannsynlige løsninger er å benytte hydrogen eller ammoniakk som drivstoff. Disse kan produseres lokalt, basert på fornybar kraft (se omtale i kapitlet om Industri). BKK har laget en modell for å beregne kraftforbruket som trengs dersom Kystruten skal gjøres 100 % utslippsfri basert på en kombinasjon av hydrogen

og batterier⁹. Her fremgår at det da trengs 12 MW til kortvarig hurtig batterilading i Båtsfjord og 12 MW i Kirkenes, det meste til (kontinuerlig) produksjon av hydrogen. En slik løsning er ikke aktuell de nærmeste årene, men kanskje den kan være foretrukken løsning når neste anbudsperiode starter i 2030?

Klimaendringene gjør at polisen trekker seg tilbake, og Nordøstpassasjen er i ferd med å åpne seg. Der hvor det for få år siden var nødvendig med kostbare isbrytere for å komme fram, kan man nå seile i åpent farvann. Seilingstiden via Nordøstpassasjen til østlige Asia er betydelig kortere enn den alternative reisen via Suezkanalen. Eksempelvis tar distansen Bremerhaven til Sør-Korea 34 døgn via Suez og 23 døgn via Nordøstpassasjen.



Figur 39 Nordøstpassasjen (blå) er vesentlig kortere enn ruten via Suez (rød). (Bilde: tu.no)

Seiling i Nordøstpassasjen er ikke lenger bare en idé, det er i ferd med å bli en realitet. Flere store rederier har allerede sendt skip på «prøveseilaser», se Figur 40. Kina har i 2018 lansert sin arktiske strategi der polhavets rolle som transportvei gis stor vekt («Arctic Silk Road»).

Historisk vinterseiling i Nordøstpassasjen



First containership goes north of Russia from Asia to Europe



Figur 40 Både Teekay og Maersk har sendt store skip gjennom Nordøstpassasjen, hhv. LNG-skip i 2016 og containerskip i 2018. (Kilde: skipsrevyen.no, euobserver.com)

⁹ Infrastruktur for nullutslipps Kystrute, Thor André Berg, BKK, april 2018.

Øst-Finnmark ligger strategisk gunstig plassert i forhold til framtidig økt transportvolum gjennom Nordøstpassasjen. Det gjelder både ift mulig havneaktivitet knyttet til omlasting og behov for drivstoff. I den sammenheng er det høyst relevant at Statens vegvesen jobber med ny stamnetthavn i Kirkenes, sammen med bl.a. Kystverket, og at Jernbanedirektoratet samarbeider med sin finske motpart for å utrede en jernbane mellom Kirkenes og Rovaniemi.

Behov for klimavennlig drivstoff kan bli en stor faktor på sikt. Rederiet Maersk, verdens største containerrederi, har ikke bare foretatt prøveseilas gjennom Nordøstpassasjen. Rederiet har også nylig kunngjort sin ambisjon om å bli 100 prosent utslippsfri innen 2050. Maersk inviterer sine samarbeidspartnere til å finne nye løsninger, dagens løsninger er ikke gode nok. En høyst aktuell mulighet er bruk av hydrogen eller ammoniakk basert på fornybar energi. Her har Øst-Finnmark en mulighet til å spille en attraktiv rolle på sikt.

Nærheten til Russland gir også mye maritim trafikk til Øst-Finnmark. Dels knytter dette seg til service og verftsvirksomhet overfor den russiske fiskeflåten, og dels knytter det seg til supply- og basevirksomhet knyttet til russisk offshore petroleumsaktivitet. Dette utgjør allerede i dag viktig aktivitet i området, og det har potensiale til å vokse over tid.

Utredningene av ny havn i Kirkenes-området har konkludert med etablering av stamnetthavn ved Høybukta vest. I tillegg har ulike private aktører (Tschudi, Stolt-Nilsen og Kimek) egne havner og/eller alternative planer på hhv. Slambanken, Tømmerneset og Pulkneset. Vi legger til grunn at slike havner typisk vil kreve 5-10 MW kraft til sine logistikkaktiviteter, og at det over tid vil utvikles 1-2 slike havner i området.

Regjeringen besluttet¹⁰ i mars 2018 å videreføre arbeidet med utredning av jernbane mellom Kirkenes og Rovaniemi, se Figur 41. En slik jernbane vil kunne ha stor betydning for Øst-Finnmark, både i tilknytning til internasjonal skipstrafikk, som nevnt ovenfor, og for utskipping av mineraler fra finsk gruveindustri. En slik jernbanestrekning inngår ikke i gjeldende Nasjonal Transportplan, som omtaler prosjekter inntil 2029. Prosjektet er kostbart og det vil ta lang tid å planlegge og bygge en slik strekning, og vi legger ikke til grunn at den er aktuell før 2030. Finske myndigheter har vært pådrivere for prosjektet, men omtaler det likevel som usikkert om prosjektet har tilstrekkelig rasjonale.¹¹ Basert på erfaringstall fra Narvik anslås effektbehov for en eventuell jernbane å være 5-10 MW på norsk side. Den viktigste betydningen for kraftbehovet vil trolig knytte seg til ringvirkninger innen logistikk og annen næring, mer enn til selve togfremføringen. I februar 2019 kom ny felles rapport fra finske og norske etater (Jernbanedirektoratet og deres finske motpart), med vekt på de utredninger og planprosesser som må følges dersom man velger å gå videre med prosjektet.

¹⁰ <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/arktisk-jernbaneforbindelse-vil-utrede-rovaniemi-kirkenes-korridoren-videre/id2593344/>

¹¹ <https://www.highnorthnews.com/nb/arctic-railway-er-hoyt-opp-og-langt-frem>

Arktisk jernbane vekker internasjonal oppsikt

Planene for en arktisk jernbaneforbindelse mellom Rovaniemi i Finland og Kirkenes omtales nå i medier verden over. Denne uka ble det klart at finske myndigheter ønsker å gå videre med planene sammen med Norge.



Arne Egil Tønset
Journalist

Erlend Høykerud
Journalist

Geir Samuelsen
Journalist

Eskil Wie Furunes
Journalist

Publisert 11. mars kl. 13:30
Oppdatert 11. mars kl. 21:14

Figur 41 Det pågår utredninger i samarbeid mellom Finland og Norge for en ny jernbane mellom Rovaniemi og Kirkenes, dvs at alternativ 2 i kartet er lagt til grunn for videre arbeid. (Bilde: nrk.no)

Avinor fikk levert sitt første elektriske fly våren 2018, i samarbeid med Norsk Luftsportforbund (NLF), og selskapets visjon er at all luftfart i Norge skal være elektrifisert innen 2040. Avinor opplyser at alle de store flyprodusentene, og flere mindre aktører, jobber med utvikling av elfly eller hybridfly. Airbus har eksempelvis en ambisjon om å tilby elfly med 100 seter til regional trafikk, innen 2030. Zunum, som er delvis eid av Boeing, har ambisjon om å levere elfly enda tidligere. Begrunnelsen bak teknologiutviklingen er ikke bare klimautslipp, det handler også om reduserte drivstoffkostnader og lavere vedlikeholdsbehov – og dermed betydelig reduserte driftskostnader – samt mulighet for utnyttelse av kortere rullebaner og mindre støy som muliggjør flytrafikk også andre steder og på andre tidspunkt enn i dag.

Kortbanenettet i Nord-Norge er trolig godt egnet til den type fly som er aktuelle innledningsvis. Avinor forventer kommersielle elfly fra 2025 ut fra baser, hvor f.eks. Bodø, Tromsø og Kirkenes kan være aktuelle muligheter. Ved å etablere Kirkenes som en elfly-hub kan man fly direkteruter til de mindre flyplassene langs kysten, slik som vist i Figur 42. Avstandene i Øst-Finnmark er korte, målt i luftlinje, men veldig lange med veitransport. Det er kun 38 km fra Kirkenes til Vadsø. Selv med tre ganger så lang avstand til Berlevåg, vil en direkte flyreise dit bare ta 17 minutter. Passasjergrunnlaget er relativt lavt, slik at små og mellomstore elektriske fly vil kunne dekke etterspørselen. Avinor angir kraftbehovet til 5-10 MW ved en slik hub, og om lag 1 MW ved hver destinasjon.

Electric passenger jets could be in service by 2030

Siemens and Airbus are developing new technology that could end the use of conventional commercial aircraft

Sarmad Khan
September 12, 2018
Updated: September 12, 2018 09:52 PM

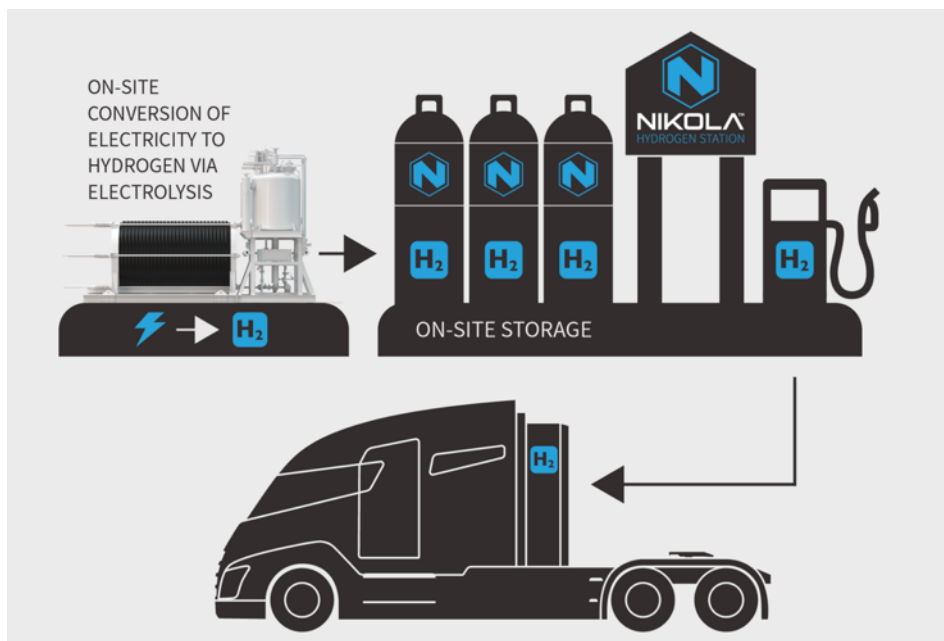


Figur 42 Airbus planlegger oppstart av elfly før 2030 tilpasset regional trafikk. Øst-Finnmark har en flyplassstruktur som er godt tilpasset slike elfly. (Kilde: thenational.ae, avinor.no)

Flytrafikken til Kirkenes har vokst 70 % i perioden 1999-2017, målt i antall passasjerreiser. Avinor beskriver i sin Nordområdeplan en fortsatt forventning om vekst, anslagsvis 25 % i perioden 2020-2040 som gjennomsnitt for Nord-Norge.

Elbiler er mindre utbredt i Finnmark enn i resten av landet, men lokale selskaper (inkl. Varanger Kraft) jobber for å etablere ca 25 hurtigladdestasjoner i fylket. Selv om avstandene er store, kan det på relativt kort tid oppnås betydelig bedre dekningsgrad for elbiler enn for bensinstasjoner, i betydningen at det er kortere til nærmeste stikkontakt. Kraftbehovet til slik lading vil i praksis være neglisjerbart sett fra transmisjonsnettets perspektiv. Enova lanserte i mars 2019 en støtteordning for ladeinfrastruktur som er rettet mot Nord-Troms og Finnmark.

Godstransporten på vei, eksempelvis frakt av fersk fisk fra Finnmark, skal ofte kjøre store avstander. Her er vekt og volumer så store at batteriløsninger neppe vil være konkurransedyktige innen overskuelig framtid. Det er mer sannsynlig med løsninger basert på hydrogen, som kan være produsert lokalt med elektrolyse. Løsninger for punkt-til-punkt transport basert på hydrogen og brenselceller er i ferd med å innta markedet. Både Tesla og Nikola leverer denne typen løsninger, som har opplevd stor etterspørsel i USA. Dersom slike løsninger blir aktuelle, vil det kunne bidra til etterspørsel etter hydrogen i Øst-Finnmark, noe som igjen forutsetter et robust kraftnett. Se Figur 43.



Figur 43 Nikola har utviklet et konsept for hydrogenrevne vogtrog, der drivstoff produseres lokalt fra elektrolyse. (Bilde: nikolamotor.com)

Trenden mot økt elektrifisering av transportsektoren er robust, det er ingen tvil om at utviklingen går i denne retningen. De senere årene har utviklingen også gått veldig raskt, mye raskere enn de fleste forventet. Ulike tekniske konsepter konkurrerer mot hverandre, men både batterier og hydrogenrevne brenselceller vil føre til økt kraftteterspørsele og økt sårbarhet for svikt i kraftforsyningen. Det siste er kanskje vel så viktig som det første. Samfunnet blir stadig mer avhengig av sikker leveranse av elektrisk kraft. Den dagen både biler, fly og ferjer er avhengig av strøm for å fungere, vil konsekvensen av avbrudd i strømforsyningen bli mye større enn hva vi er vant til.

Vi har lagt til grunn følgende tall for økt effektforbruk knyttet til transportsektoren i Øst-Finnmark.

Effekt(MW)	2018	2030	2040	Kommentar
Lav	0	10	15	10= en ny 'Båtsfjord' i tillegg til den som er under bygging 2018/19 15= en ny havn
Medium	0	20	30	20 = en ny 'Båtsfjord', 5 økt flyplass aktivitet, 5 ny havn 30 = ny stamnetthavn på 10 med økt trafikk Nordøstpassasjen, uten jernbane
Høy	0	30	40	30 = 5 Kimek ol økt aktivitet mot fiskeri og petroleum + 5 hurtigere innfasing av elfly 40 = med jernbane og økt logistikkaktivitet

3.7 Øvrig forbruk, husholdninger etc

SSBs prognoser for befolkningsutviklingen mot 2030 og 2040 viser at folketallet opprettholdes på dagens nivå, med en liten økning mot 2040.¹²

I tråd med vanlige forutsetninger legger vi til grunn at *husholdninger* og *SMB-bedrifter* blir mer energieffektive, samtidig som elektrisitet får flere anvendelser. En rimelig robust antakelse er derfor at kraftforbruket i husholdninger og SMB-segmentet holder seg på dagens nivå. (Her holdes fiske, transport, industri etc. utenom, slike virksomheter er omtalt i egne kapitler.)

Det har vært betydelig vekst innen *reiseliv* i Nord-Norge. Finnmark har opplevd samme prosentvise vekst som Lofoten, ifølge Avinor. Finnmark fylkeskommune opplyser om planer om nybygging av hoteller i flere av fylkets tettsteder. Et stort hotell kan bruke 1-2 MW kraft. Turismen skaper også andre ringvirkninger i form av aktivitetsbasert turisme.

Forsvaret er en viktig aktør i nordområdet, med ulike aktiviteter bl.a. i Sør-Varanger og Vardø, se Figur 44. Det totale kraftbehovet forventes ikke vesentlig endret fra tidligere, men betydningen av robust kraftforsyning er åpenbar. Dette understrekes også av Fylkesmannen i Finnmark som henviser til *NATO's seven baseline requirements*, der et av kravene er en robust kraftforsyning, primært for å understøtte og opprettholde det sivile samfunn.

Bygger ny Vardø-radar

Anleggsmaskiner gjør grunnarbeid og Vardø får helt ny strømforsyning. Dagens strømmett til byen er ikke tilstrekkelig for den nye topphemmelige amerikansk-norske etterretningsradaren 28 kilometer fra Russland.



Figur 44 Forsvaret er en viktig aktør i Øst-Finnmark, bl.a. med radar i Vardø (Kilde: nrk.no)

I denne rapporten har vi valgt å sette søkelys på de segmentene av næringslivet der vekst i kraftforbruket er mest sannsynlig. Det som gjenstår i kategorien alminnelig forbruk, er dermed kategorier der vi ikke forventer særlig vekst. For å forenkle den videre analysen legger vi til grunn at slik alminnelig forsyning opprettholdes på dagens nivå.

¹² Per Q3 2018 er det 27727 innbyggere i Øst-Finnmark, forventer svak økning til 28138 i 2040. Kilde: SSB Q3 2018

3.8 Fire forbruksscenarioer for Øst-Finnmark

Det er ikke mulig å summere de enkelte forbrukstallene som fremgår av foregående kapittel og få et totaltall for Øst-Finnmark. Tallene må kombineres på en meningsfull måte.

Et viktig hensyn er at ulike typer forbruk har ulike brukstider, både når det gjelder varigheten av belastning og tidspunktet når belastningen skjer. Derfor kan tre bedrifter som hver bruker 1 MW påføre kraftnettet alt fra 1 MW til 3 MW avhengig av hvordan forbruket arter seg. I en stor region som Øst-Finnmark er det krevende å modellere dette på forhånd for sumforbruket, mens det er veldig lett å måle resultatet etterhvert som tiden går.

Et annet moment er at noe forbruk kan komme raskt, mens annet forbruk kan varsles i god tid. I førstnevnte tilfelle må nettet være forberedt på forhånd, mens i det andre tilfelle kan nettet utvikles i takt med den virksomheten som ønsker mer kraft.

Et tredje moment når det gjelder framtiden, er graden av usikkerhet omkring utviklingen. Noen ting skjer helt sikkert, riktignok med usikkerhet omkring tempo og volumer, mens andre ting er grunnleggende usikkert og knyttet til enkelthendelser eller enkeltbeslutninger hos en kunde. Elektrifisering av transport skjer helt sikkert, mens funn av drivverdig petroleum nærme land i Øst-Finnmark er mer usikkert.

For å favne denne summen av usikkerheter omkring framtiden har vi laget fire scenariebilder for det framtidige kraftforbruket i Øst-Finnmark. Bildene viser forbruksvekst i perioden fram til 2040.



I *lav*-scenariet legger vil til grunn at maksimalforbruket vokser fra dagens nivå på 150 MW opp mot 200 MW. Ingen store nye kraftforbrukere dukker opp, utviklingen drives av ytterligere elektrifisering av varmesektoren, økt elektrifisering av transport og vekst innen fiskeindustrien.

I *mellom*-scenariet antar vi at gruvevirksomheten i Sydvaranger starter opp igjen, og vi legger til grunn gradvis overgang til klimanøytrale drivstoff i store deler av kystflåten, samt at flytrafikken blir elektrifisert. I tillegg skjer alle de samme ting som i *lav*-scenariet, bare i enda

større omfang. Veksten i mellom-scenariet er rimelig stor, opp mot dobling av dagens forbruksnivå. Det er lite trolig at veksten blir større enn dette uten at større industriell virksomhet starter opp.

Stor-scenariet henspiller på at det blir startet opp nye typer aktivitet, i stor skala, som krever mye kraft. Et eksempel er strøm fra land til offshore petroleumsinstallasjoner. Et annet eksempel er etablering av havn og jernbane, knyttet til økt trafikk i Nordøstpassasjen, som i sum kan generere mye aktivitet i regionen. Et tredje eksempel er etablering av nye typer industri, eksempelvis datasenter eller produksjon hydrogen eller ammoniakk. I tillegg til alt dette, inngår også forbruket i medium-scenariet.

Vi har også skissert et *Extra large* scenario, der forbruket overstiger 300 MW. Dette tilsvarer i realiteten at det etableres minst én storskala industriell aktivitet i regionen, eksempelvis et stort landanlegg knyttet til petroleumsindustrien (a la Nyhamna) som driftes med kraft fra nettet.

Disse scenariene er ikke ment som spådommer om framtiden, men som illustrasjoner på ulike mulige utviklingstrekk. I rapporten «Nett i nord» vil Statnett beskrive hvilke tiltak i nettet som er nødvendige for å kunne levere den ønskede effektmengden.

Framtiden er elektrisk, også i Finnmark

Gjennomgangen i denne rapporten viser at det er stort potensiale for elektrifisering av ulike næringer som er tungt representert i Finnmark. Samtidig er det også betydelig potensiale for vekst innen flere ulike sektorer, ofte basert på områdetets naturressurser eller med utgangspunkt i Finnmarks geografiske posisjon og tilhørende økte geopolitisk betydning.

Det er relativt stor sannsynlighet for at kraftforbruket i Hammerfestregionen kommer til å vokse mye, slik at det totale kraftforbruket i Finnmark dobles.

Det er større usikkerhet omkring veksten i Øst-Finnmark, men det er store muligheter også her, og stor sannsynlighet for betydelig forbruksvekst over tid.

Vurderingene av nettets kapasitet og behovet for tiltak, og en plan for videre nettutvikling, er tema i rapporten «Nett i nord».

VEDLEGG 1:

Aktører som har bidratt med informasjon

Statnett har hatt omfattende dialog med eksterne aktører i tilknytning til N3-prosjektet. Statnett retter stor takk til alle som har bidratt med innspill!

Partnerbedriftene i N3-prosjektet:

Avinor
Enova
Gassco
Petoro
Statkraft

Andre aktører:

Equinor
Vår Energi
Sydvaranger
Elkem
Hydro
Alcoa
Yara
Varanger Kraft
Finnmark Kraft (og alle eierselskapene)
Alta Kraftlag
Bulk Infrastructure
Analysis Mason
Easyfibre
Amazon Web Services
Ulven Eiendom
Sintef
Siemens
Statens vegvesen
Kystverket
Jernbanedirektoratet
Hurtigruten
Båtsfjord havn
Tschudi Shipping
Stolt-Nielsen (Norterminal)
Lerøy
Grieg Seafood
Knive Laks Vardø
Forsvaret
Fylkesmannen i Finnmark
Finnmark Fylke
Øst-Finnmark Regionråd
Kommunene i Øst-Finnmark, alle i fellesmøte; separate møter med Sør-Varanger og Vadsø
NHO Arktis
Innovasjon Norge
Sparebanken 1 Nord-Norge
DNV GL

