

FORPROSJEKTRAPPORT

Klimavennlig utvikling av
Kråkøya kysthavn og næringsområde

Innhold

Bakgrunn og mål	s. 03
Arbeidspakke 1: Markedsmuligheter	s. 07
Arbeidspakke 2: Scenarier mot 2030	s. 18
Arbeidspakke 3: Hydrogenproduksjon på Kråkøya	s. 39
Nettsituasjonen i Nærøysund	s. 63
Prosess og aktiviteter	s. 78
Konklusjoner og anbefalinger	s. 81

Bakgrunn og mål

Bakgrunn

Dette er sluttrapporten fra forprosjektet «Klimavennlig utvikling av Kråkøya kysthavn og næringsområde». Prosjektet er finansiert av Nærøysund kommune og Trøndelag fylkeskommune.

Prosjekteier er Namdalskysten Næringsforening. Partnere i prosjektet er Nord-Trøndelag Havn Rørvik IKS, Tensio, NTE, TrønderEnergi, Sweco, Nærøysund kommune, Trøndelag fylkeskommune og RENERGY.

Prosjektleder er fornybarklyngen RENERGY gjennom Fremtidens Industri AS.

Prosjektet tar for seg hvilke tekniske og markedsmessige muligheter som finnes for klimavennlig utvikling av Kråkøya kysthavn og næringsområde, hvilke grep kommunen og andre aktører kan ta for å aktivt fremme disse mulighetene og hvordan rekkefølgen i en utbygging tilpasset markedsgrunnlaget kan se ut. Dette er informasjon som vil være nyttig som underlag i utforming av ny energi- og klimaplan, for en eventuell transportplan og for areal- og detaljplaner for andre, liknende områder i andre kommuner.

Nærøysund er landets største havbrukskommune og en stor fiskerikommune med sjømatbedrifter som til sammen omsetter for over 6 milliarder kroner. Den omfattende havbruks- og fiskeriaktiviteten skaper store mengder gods som skal fraktes ut av kommunen. Et viktig mål med havneutviklingen er derfor å bidra til å flytte gods fra vei til sjø. Et annet viktig mål med havneutviklingen er å legge til rette for næringsutvikling som støtter opp under en fremtidsrettet havbruksnæring. Dette omfatter både oppbygging av servicefasiliteter og tilgjengeliggjøring av alternativer til fossil energi som muliggjør reduserte utslipp.

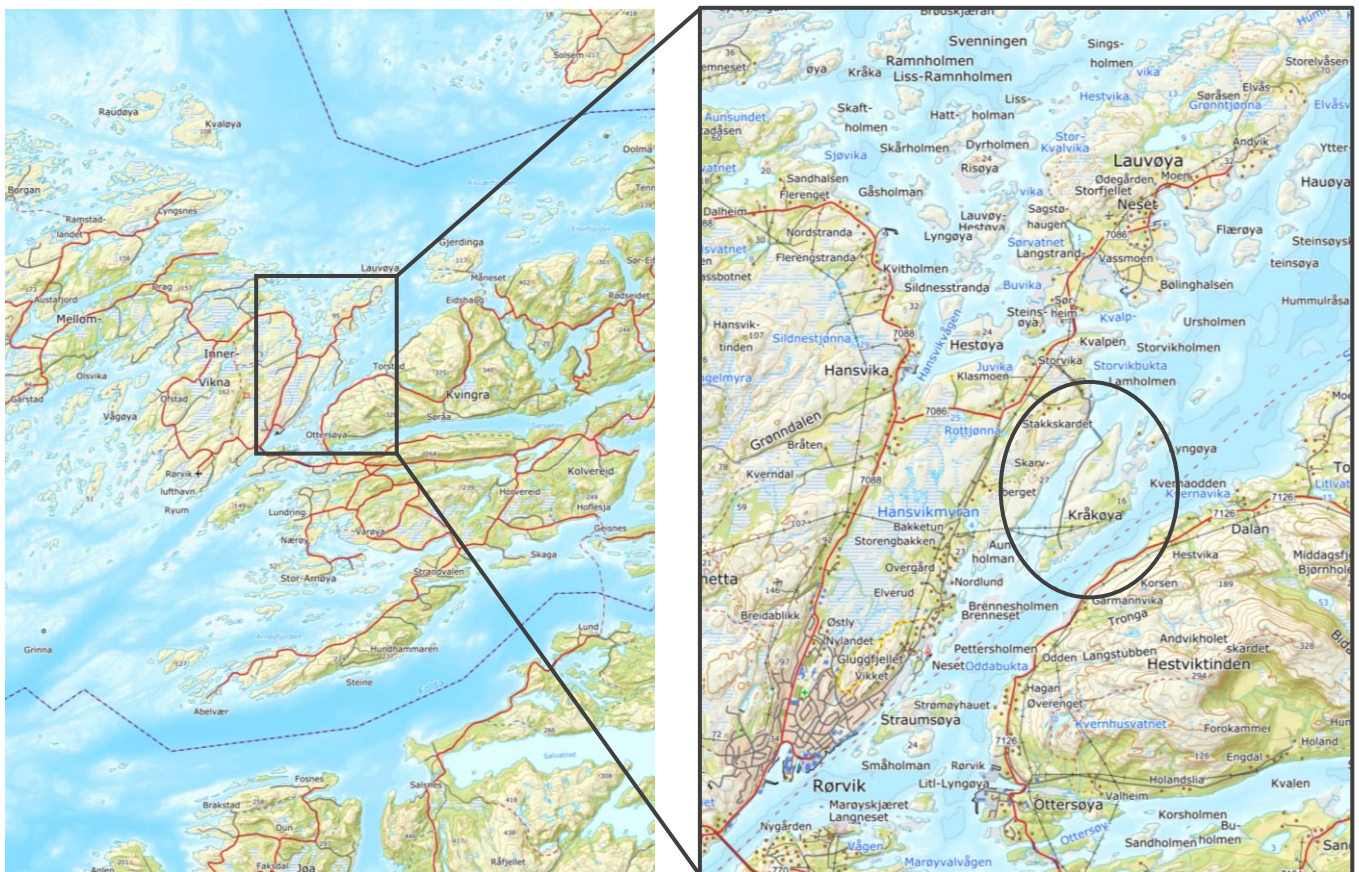
Som nyetablert kommune pågår det i dag omfattende arbeid med planutvikling i Nærøysund. Ytre Namdal vedtok i 2019 revidert strategisk næringsplan for perioden 2020-2030. Planen fremhever miljø, tydelighet i prioriteringer og optimalisert bruk av regionens arealressurser som de viktigste premissene for næringsvirksomhet i Ytre Namdal. Det gjengir også en målsetning fra næringslivet i regionen om å skape 1000 nye arbeidsplasser. Dette er et ambisiøst mål som skaper store muligheter, men som også kan gi utfordringer med å nå tidligere nevnte mål om utslippsreduksjoner.



Kråkøya kysthavn og næringsområde

Kråkøya kysthavn og næringsområde ligger i Nærøysund kommune i Trøndelag, cirka fire kilometer nord for Rørvik. Havnen eies av Nord-Trøndelag Havn IKS Rørvik, som igjen eies av kommunene Nærøysund og Leka. Kråkøya kysthavn er relativt nyetablert med åpning i mai 2018.

Det foreligger omfattende planer og ambisjoner om videre utvidelse av Kråkøya kysthavn og næringsområde, hvor man både sikter mot betydelige økninger i dagens aktivitet og nyetableringer.



Mål med prosjektet

Det overordnede målet for utviklingen av Kråkøya kysthavn og næringsområde er å skape Norges første klimanøytrale næringsområde. Dette er et ambisiøst mål, men det er trolig også et nødvendig mål for å være relevant og konkurransedyktig i fremtiden.

Å planlegge for klimavennlig utvikling er en krevende øvelse. Den teknologiske utviklingen går fort, og det er vanskelig å spå «morgendagens vinnere». Mange klimavennlige løsninger krever betydelige investeringer og vil være svært avhengige av høy brukstid eller utnyttelse for å gi god avkastning. Dette innbyr til samarbeid, både for å fordele risiko og øke brukstid eller utnyttelse, for eksempel gjennom en sirkulærøkonomi-tankegang hvor en parts restprodukt blir en annen parts ressurs. Men for at denne typen samarbeider skal kunne realiseres vil det ofte kreves en part som legger premisser og koordinerer.

Det er verken ønskelig å båndlegge store arealer i påvente av «det som kanskje kommer» eller å satse og bli sittende igjen med «morgendagens teknologi». Men samtidig kan man også risikere å tape ved å ikke gjøre noe. Tilgjengelighet til klimavennlig infrastruktur blir et stadig sterkere konkurransefortrinn både for eksisterende virksomheter og ikke minst som trekkplaster for nyetableringer.

Forprosjektet tar ikke mål av seg å gi mange svar, men har som ambisjon å identifisere viktige muligheter og temaer som bør utredes videre. Målet er å kartlegge behov og stake ut en kurs slik at Kråkøya kan utvikles videre i ønsket retning.

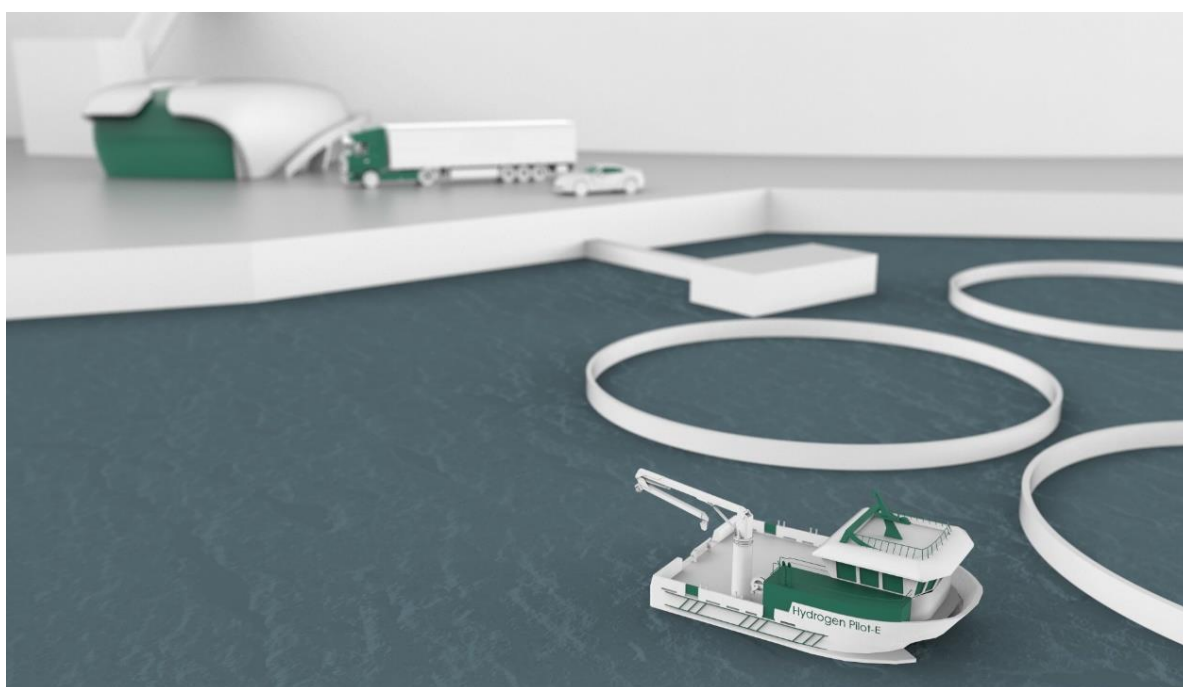
Arbeidspakke 1: Markedsmuligheter

Markedsmuligheter

Arbeidspakken kartlegger markedsmulighetene for alternativer til fossil energi i og rundt Nærøysund kommune med utgangspunkt i Kråkøya kysthavn. Arbeidspakken vil ta utgangspunkt i kjente prosjekter og planer, som Trøndelag fylkeskommunes «Metro til sjøs» Pilot-E prosjektet med finansiert støtte til hydrogenproduksjon og utslippsfri arbeidsbåt for havbruk, andre kjente planer om nyetableringer samt resultater fra den pågående energikartleggingen i kommunen.

I utredningen avklares behov og krav ulike aktører har til energitilgang, hvilke muligheter som finnes for å erstatte hele eller deler av det identifiserte energibehovet med fossilfrie energikilder. Et annet sentralt tema vil være om utbygging av infrastruktur for landstrøm eller hydrogen rettet mot maritime formål vil kunne virke utløsende for avkarbonisering også av gods- og kollektivtransport på land. Dette er brukere som alene neppe vil skape tilstrekkelig stor etterspørsel til å forsvare større infrastrukturinvesteringer, men som vil kunne være mulig hvis infrastrukturkostnaden kan fordeles på flere brukere.

Arbeidspakken følger opp sentrale anbefalinger for prosjektet «Veikart for Hydrogen i Trøndelag»



Illustrasjon: H2 Marine

Planer for etableringer på Kråkøya

Planene om etablering av kysthavn og industri på Kråkøya har modnet over noen tiår. I 2013 ble dette konkretisert i en områderegeringsplan for Kråkøya og Stakkskardet, hvor Kråkøya ble delt inn i sju soner og i hovedsak ble regulert til forretning, kontor, industri og havn. I mai 2018 ble Kråkøya kysthavn formelt åpnet, og i tillegg jobbes det med en rekke stadig mer konkrete planer for større og mindre etableringer.

Høsten 2020 gjennomførte Namdalskysten Næringsforening en større undersøkelse blant sine medlemmer om nåværende og fremtidig energibehov. Undersøkelsen kartla industriprosjekter fra idéstadiet og fram til prosjekter som nylig var satt i drift. I tillegg til dette har InnovArena, Val FoU og Pkom våren 2021 gjennomført et prosjekt kalt **Klimaproteiner** som har kartlagt muligheter og interesse for FoU og produksjon av «blågrønne»-proteiner, og det har i forbindelse med dette forprosjektet blitt gjennomført en spørreundersøkelse til kjente aktører med interesse for tomter på Kråkøya.

Av naturlige årsaker er prosjektene som planlegges på Kråkøya knyttet til enten matproduksjon fra marine ressurser eller energi. Et vesentlig mål i dette prosjektet har vært å belyse hvordan hydrogenproduksjon kan få disse områdene til å samvirke og bedre økonomien og ressursutnyttelsen.



Oversikt over hovedtemaer og nøkkelprosjekter

Markedsmuligheter for hydrogen

Bruksområdene for hydrogen finnes i hovedsak innenfor transport og industri. I tillegg vil det være mulig å se for seg bruk av hydrogen for å lagre store energimengder over lengre tid, men dette er en mulighet som per i dag er langt unna å være relevant på fastlands-Norge.

- **Transport**

Hydrogen sitt store konkurransefortrinn til transport er mulighetene til å lagre mye energi med begrenset vekt. Hydrogen er derfor godt egnet som nullutslippsalternativ for transport som går over lengre avstander, i områder med begrenset nettkapasitet, eller hvor vekt eller fylletid er viktige faktorer. Deler av maritim sektor (bl.a. fiske, havbruk, supply og short-sea i faste ruter), tungtransport på land, lettere kjøretøy med høy brukstid (som taxier og en del utrykningskjøretøy) og en del tyngre anleggsmaskiner peker seg ut som interessante markedsmuligheter på kortere sikt. På lengre sikt kan også flytrafikk og deep-sea bli mulige markeder.

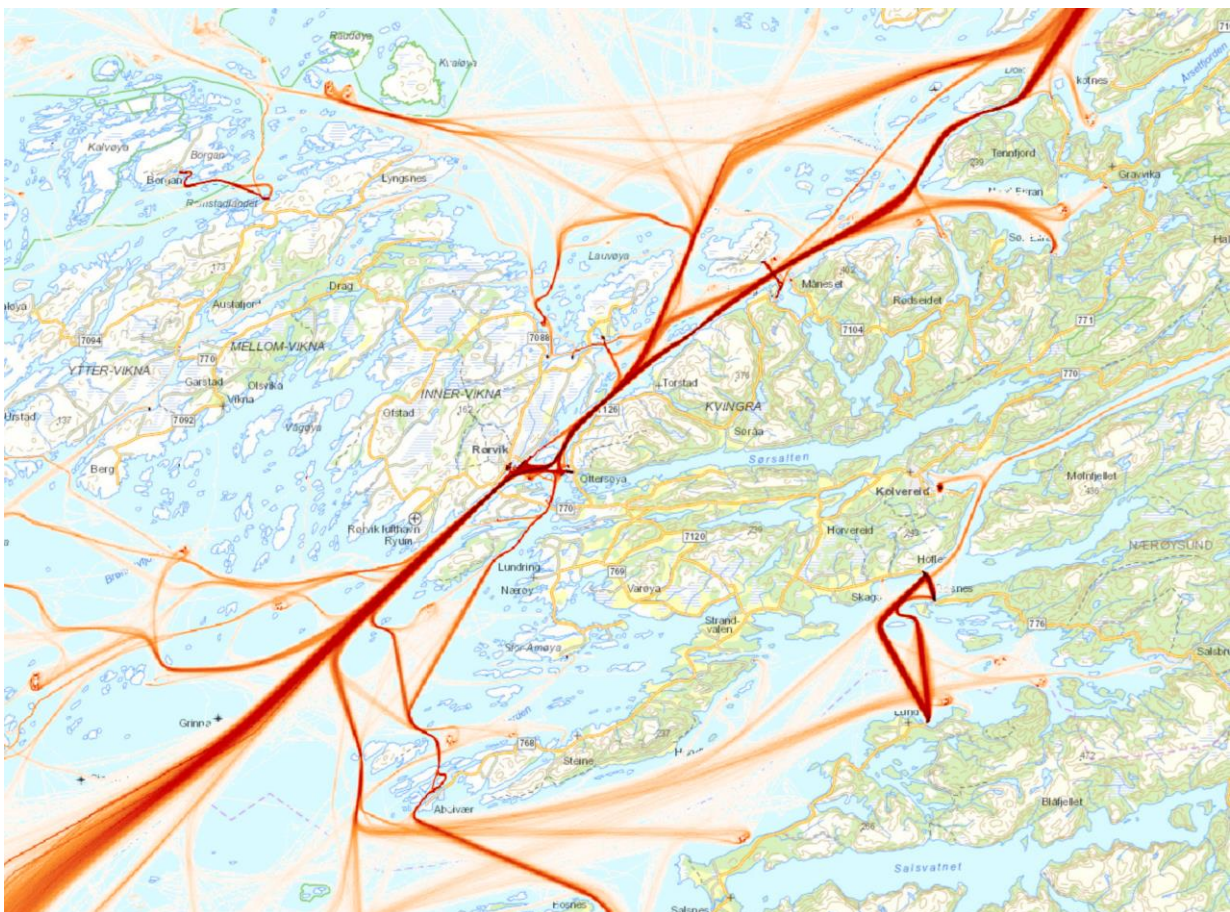
- **Industri**

Hydrogen er allerede mye brukt i en del typer industri, men da produsert med gassreforming. Endringene i hydrogenbruk i industri som alt er i gang og forventes å forsterkes framover går dels på å erstatte fossil hydrogen med fornybar hydrogen, og dels på å utvide bruksområdene til hydrogen for å erstatte fossile alternativer i nye industrier. Et eksempel på det første er initiativene fra bl.a. Yara for å erstatte fossil ammoniakk med fornybar ammoniakk i gjødselproduksjon. Et eksempel på sistnevnte er HYBRIT-prosjektet som pågår i regi av bl.a. SSAB, LKAB m.fl. for å erstatte kull med hydrogen i stålproduksjon. Hydrogen har også en lang rekke andre mulige industrianvendelser bl.a. innenfor plastproduksjon, kjemisk industri, farmasøytisk industri,

Markedsmuligheter Kråkøya: Hydrogen til sjøtransport

Hydrogen til sjøtransport vil nødvendigvis bli sentralt i en hydrogensatsing på Kråkøya. Kråkøya ligger sentralt i skipsleia og har derfor et høyt antall daglige skipspasseringer. I tillegg er det en betydelig nærtrafikk i området, både i form av ulike mindre fartøy tilknyttet havbruksnæringen, brønn- og forbåter, ferger og én hurtigbåt.

For hydrogenproduksjon på Kråkøya vil den passerende trafikken og nærtrafikken utgjøre to separate markedssegmenter, med ulik tidslinje, risikoprofil og strategi for å lykkes. I en oppbygningsfase vil det være avgjørende å sikre et stabilt og forutsigbart lokalt marked i nærtrafikken. Disse kundene kan være både offentlige og private, men i begge tilfeller vil det være avgjørende med avtaler som gir en langsiktig forpliktelse til på den ene siden å levere hydrogen, og på den andre siden å kjøpe hydrogen.



AIS-registreringer i Nærøysund-området. Bilde: Kystverket.

Markedsmuligheter Kråkøya: Hydrogen til nærskipstrafikk

Nærskipstrafikken vil utgjøre startpunktet for hydrogensatsingen på Kråkøya.

Gjennom Pilot-E-prosjektet til Moen Gruppen m.fl. har Midt-Norsk Havbruk forpliktet seg til å kjøpe og operere en hydrogendrevet arbeidsbåt. Dette vil medføre at det bygges ut infrastruktur for bunkring av hydrogen på Kråkøya, og at det bygges opp kompetanse om hydrogenteknologi og drift av hydrogendrevne båter lokalt.

Nord-Trøndelag Havn Rørvik IKS oppgir at det er i overkant av 70 oppdretts- og servicefartøy i operasjon i området. En arbeidsbåt under 15 meter, som hydrogenbåten som skal bygges av Moen Verft, vil ha et daglig forbruk av hydrogen på ca. 30 kilo. Det vil m.a.o. være tilstrekkelig at en begrenset del av arbeidsbåt-flåten går over på hydrogen for å ha marked for et betydelig volum hydrogen (10 % vil tilsvare ca. 200 kg/døgn).

Trøndelag Fylkeskommune fikk i 2020 innvilget støtte fra Klimasats til prosjektet **Nullutslippsmetro til sjøs**. Her ville ruten Namsos – Rørvik – Leka (eller en oppdatert variant) ha pekt seg ut som en aktuell kandidat for hydrogendrift. Hydrogenbehovet vil være svært avhengig av passasjerkapasitet, hastighet mm., men kunne forventes å ligge i området 100 – 150 kg per t/r.

Brønnbåter kan på litt lengre sikt være et interessant markedsegment for hydrogen, og næringen har allerede vist interesse. Kråkøya vil her ligge strategisk til med nærhet til to lakseslakterier. Overgang til hydrogen i brønnbåter vil imidlertid trolig kreve at det er etablert bunkringsinfrastruktur flere steder. Større brønnbåter forventes å ha et hydrogenforbruk på opp mot 1000 kg/døgn.

Fartøystype	Antall
Oppdretts- og servicefartøy	70 +
Brønnbåter	4
Ferjer	4
Hurtigbåter	1



Moen Gruppen sin planlagte hydrogenbåt. Bilde: Moen Gruppen.

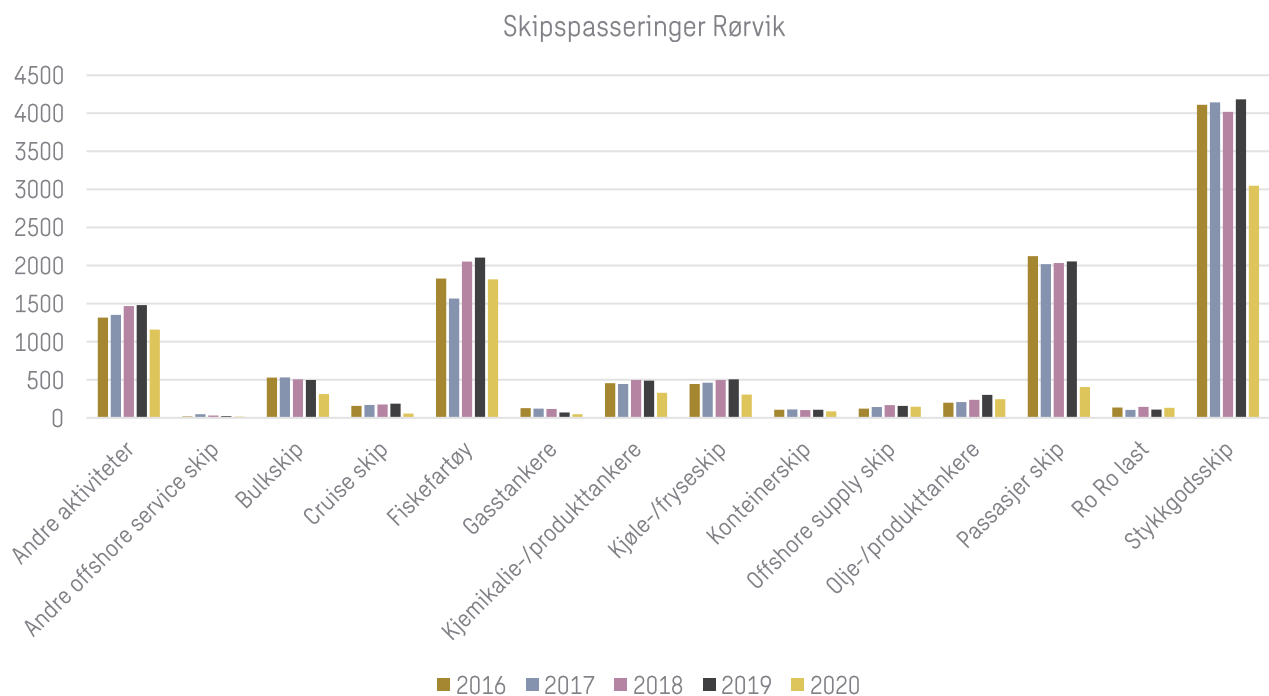
Markedsmuligheter Kråkøya: Hydrogen til annen skipstrafikk

På grunn av sin plassering har Kråkøya et stort antall daglige skipspasseringer. En del av disse vil være skip som anløper Kråkøya for lasting og lossing, men størsteparten vil være passeringer.

For de fleste større skip som ikke går i faste ruter vil den lave volumetriske energitettheten til komprimert hydrogen være en utfordring. For skip med korte kailigger for lasting og lossing vil også bunkringshastighet kunne by på utfordringer. Flytende hydrogen eller ammoniakk vil derfor være mer sannsynlige energibærere enn komprimert hydrogen. Dette omfatter bl.a. cruiseskip, havgående fiskefartøy, større frakteskip og mindre frakteskip som går til havner utenfor Norge. Som et eksempel vil MV Akranes, som transporterer laks fra Kråkøya til Rotterdam, ha et forbruk på rundt 10 tonn hydrogen på strekningen Nærøysund – Rotterdam.

Av skipstypene som passerer Kråkøya er det kystfiskefartøy og «Andre aktiviteter», som bl.a. omfatter de fleste typiske havbruksfartøyene, som i et kortere tidsperspektiv framstår mest lovende som markedsmulighet for komprimert hydrogen, men dette vil være avhengig av at det også etableres bunkringsinfrastruktur andre steder.

Øvrige skipssegmenter vil mest trolig kreve ammoniakk eller flytende hydrogen. Dette vil kreve store investeringer i produksjonskapasitet og anlegg for ammoniakkproduksjon eller flytendegjøring, som igjen vil kreve et stort og stabilt marked for å kunne forsvares. Dette anses ikke som realistisk på Kråkøya innen 2030.



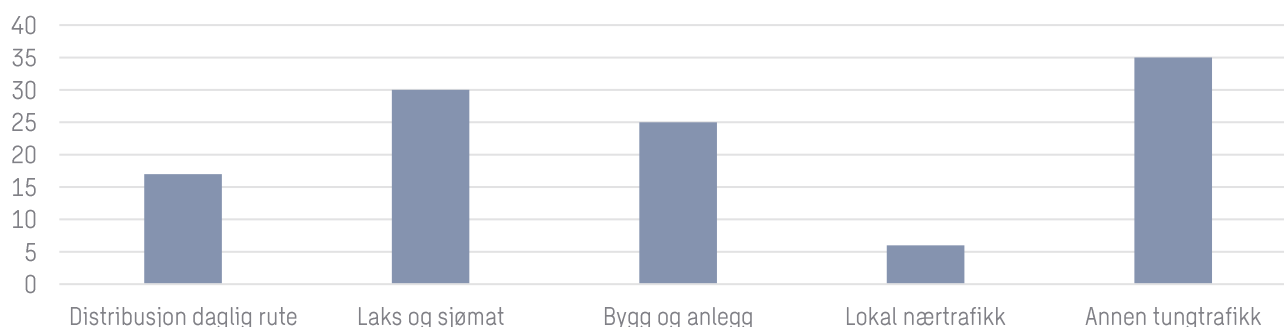
Markedsmuligheter Kråkøya: Hydrogen til landtransport

Hydrogen til landtransport kan utgjøre et supplement til salg av hydrogen til maritime formål. Innenfor landtransport er det spesielt tungtransport over lengre distanser som peker seg ut som en kandidat for hydrogen. Lokal distribusjonskjøring vil normalt kunne gjennomføres med elektriske lastebiler.

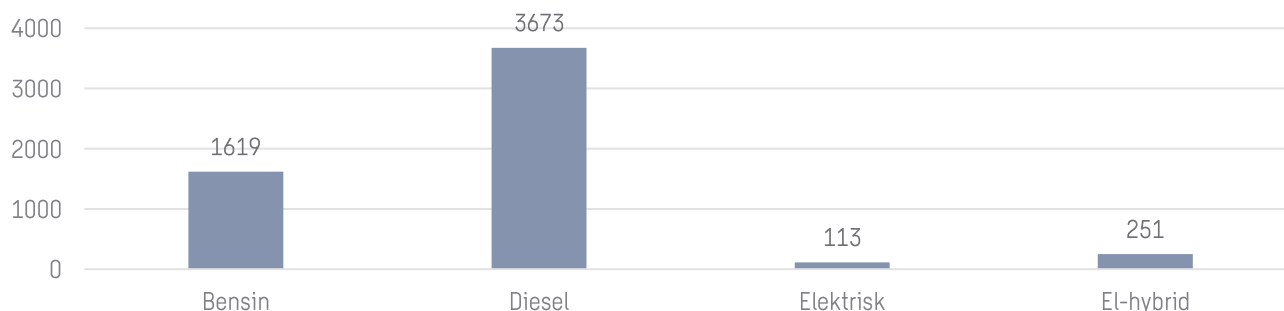
Hydrogenlastebilprodusenten Nikola oppgir at deres planlagte modell One vil ha et forbruk på 4,6 kg/ 100 km. Med 100 kg lagringskapasitet vil dette gjøre det mulig å kjøre Rørvik – Berlin via Sverige uten fylling underveis. Med anslagsvis 30 utgående vogntog per dag med sjømat fra Rørvik kan dette utgjøre et betydelig marked for hydrogen. Per i dag er imidlertid stor usikkerhet både om når denne typen hydrogenrevne lastebiler blir tilgjengelig og om hydrogen eller elektrisk drift vil bli det foretrukne alternativet for lastebileierne.

Hydrogen kan også være et nullutslippsalternativ for lokal taxikjøring og andre lette kjøretøy hvor høy utnyttelse eller uforutsigbar bruk gjør elektrisk drift krevende. Dette markedsegmentet vil imidlertid utgjøre såpass små volum at det kun bør anses som et supplement til andre kunder.

Tungbiltrafikk i Nærøysund



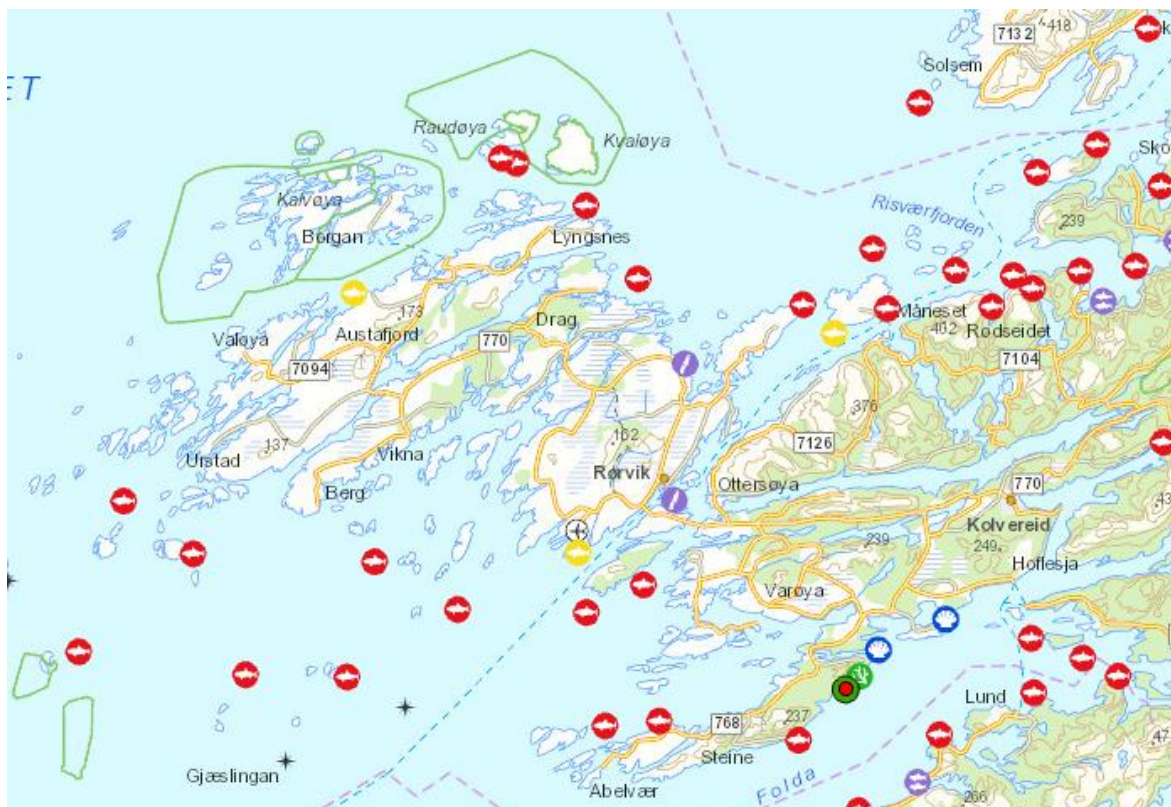
Lette kjøretøy i Nærøysund



Hydrogen til oppdrett og industri

Nærøysund er en av Norges største oppdrettskommuner, og har en rekke oppdrettslokasjoner som ligger langt fra land. For disse kan hydrogen gjøre det mulig med avkarbonisering uten å måtte investere i dyre høyspente sjøkabler. Bruk av hydrogen til drift av en fôrflåte vil kreve et betydelig utviklingsarbeid, men vil på mange måter være et naturlig neste steg fra det pågående Pilot-E prosjektet for å tilby oppdrettsnæringen et nullutslippsalternativ der hvor elektrifisering med sjøkabel er uforholdsmessig dyrt eller vanskelig. Hydrogenforbruket til en fôrflåte vil avhenge av størrelse på lokasjonen, om anlegget fullelektrifiseres mm., men kan for en større lokasjon ligge i området 100 kg hydrogen per døgn.

Hydrogen kan også være en innsatsfaktor i plastproduksjon. Plast lages i dag i all hovedsak av olje og gass, med CO₂ som sluttprodukt ved forbrenning. Denne prosessen kan reverseres ved at CO₂ og hydrogen ved hjelp av tilført energi kombineres til plast. Foreløpig er dette teknologi på et utviklings- og kommersialiseringsstadium, med på sikt kan det være et interessant alternativ for å bidra til målet om klimanøytralitet ved å muliggjøre karbonnegativ plastproduksjon.



Oppdrettslokasjoner i Nærøysund-området. Illustrasjon: Fiskeridirektoratet.

Markedsmuligheter for oksygen

Hydrogenproduksjon med elektrolyse gir ca. 8 kg oksygen som biprodukt for hver kg hydrogen som produseres. Normalt vil denne slippes ut i friluft fra elektrolysøren. Oksygen er imidlertid en viktig innsatsfaktor i oppdrettsbransjen, og spesielt for landanlegg med høy resirkuleringsgrad eller lukkede sjøanlegg.

Oppdrettere betaler i dag en pris fra 2 til 3 kroner per kilo oksygen. Store innkjøpere, som landbaserte oppdrettsanlegg vil kategoriseres som, vil ligge i den nedre del av intervallet. Den teoretiske verdien til oksygenet som produseres som biprodukt ved hydrogenproduksjon vil med andre ord være i området 16 til 24 kroner per kilo hydrogen.

Oksygenbehov i landbaserte anlegg vil avhenge av teknologivalg, resirkuleringsgrad mm., men et mye brukt anslag på oksygenbehov er 0,5 kg oksygen per kg fôr. Med en antatt fôrfaktor på 1,0 gir dette et oksygenbehov på ca. ett tonn oksygen per tonn årlig lakseproduksjon. For et landbasert oppdrettsanlegg med planlagt årsproduksjon på 20 000 tonn vil da ha behov for ca. 20 000 tonn oksygen per år. Hvis alt dette oksygenet skal skaffes som biprodukt fra hydrogenproduksjon vil det kreve veldig store volum. 20 000 tonn oksygen tilsvarer en årsproduksjon på 2 500 tonn hydrogen, nesten 7 tonn per dag. Markedet for oksygen kan med andre ord forventes å være vesentlig større enn hva det er realistisk å dekke gjennom bruk av biprodukt-oksygen fra hydrogenproduksjon.

Det er også viktig å merke seg at elektrolysører per i dag ikke er bygget for å fange oksygen. Dette har blitt gjort i mindre skala, men da for å produsere superrent oksygen til medisinsk bruk til en veldig mye høyere kilopris enn hva som er mulig å oppnå ved salg til oppdrett. Det må derfor påregnes både utviklingskostnader og ekstra investeringskostnader for å kunne realisere et slikt anlegg.

Markedsmuligheter for restvarme

Både alkaliske og PEM-elektrolysører opererer normalt på temperaturer mellom 60°C og 90°C. For å holde temperaturen konstant benyttes vannkjøling. Anslagsvis 30 % av den elektriske energien som tilføres elektrolysøren går til å varme opp kjølevannet. For en elektrolysør på 1 MW, som gir en hydrogenproduksjon på ca. 340 kg per døgn, vil dette si at ca. 300 kW går til varmeproduksjon. I løpet av et år utgjør dette en energimengde på ca. 2,5 GWh. Dette tilsvarer det årlige energiforbruket til i overkant av 100 norske husstander, og kan naturlig nok utgjøre en betydelig ressurs.

Temperaturen til kjølevannet legger en del begrensninger på mulige bruksområder. Temperaturen er f.eks. for lav til sterilisering og vasking av produksjonsanlegg for næringsmidler. Med relativt begrensede vannmengder er det også begrenset hvor store avstander restvarmen kan transporteres over.

På Kråkøya er det tre bruksområder som peker seg ut som spesielt interessante for fjernvarme:

- Varme til nærliggende bygg
- Varme til biologisk produksjon av laks, alger mm.
- Varme til tørking av slam, alger, biorester mm.

Betalingsviljen for fjernvarme vil avhenge av bruksområde og alternativkostnader. I bygg som er tilknyttet et større fjernvarmenett vil som oftest fjernvarmeprisen ha en kobling mot strømprisen, men tariffmodellene kan være annerledes innrettet. Fjernvarmeanlegg som forsyner eksterne forbrukere og har en ytelse over 10 MW er konsesjonspliktige etter energiloven. Det anses som lite sannsynlig at anlegget på Kråkøya blir så stort at det utløser konsesjonsplikt.

Arbeidspakke 2: Scenarier mot 2030

Scenarier mot 2030

Hva er alternativer til fossil energi mot 2030 og hvilke tiltak og virkemidler har kommunen og andre aktører tilgjengelig for å påvirke utviklingen?

Scenariene tar utgangspunkt i markedsmulighetene identifisert i Arbeidspakke 1 og kommunale, fylkeskommunale og nasjonale politiske målsettinger.

Markedsmulighetene og de eventuelle merkostnadene sees i sammenheng med forventede kostnads- og etterspørselskurver for å lage framskrivninger for etterspørsel.



Politiske målsettinger

Hydrogen fra elektrolyser er fortsatt et område som i stor grad er priggitt politisk vilje og økonomiske virkemidler. Målet er selvsagt å komme ut av denne avhengigheten, men analysene er delte i om dette er realistisk innen 2030. Innenfor politikken er det fem områder som peker seg ut som spesielt relevante for hydrogen.

- **Overordnede klimamål**
De overordnede klimamålene, som Paris-avtalen og EUs mål om utslippsreduksjoner setter retningen for klimapolitikken på alle andre nivåer, og påvirker både kapitalstrømmer, fokus innenfor forskning og FoU mm.
- **Innkjøpsmakt**
Norsk offentlig sektor kjøper hvert år inn tjenester for over 500 milliarder kroner. Ved å stille strenge miljøkrav, spesielt i innkjøp av transporttjenester, kan det offentlige bidra til både teknologiutvikling og å utvikle markeder.
- **Spesifikke utslippskrav**
Strenge spesifikke utslippskrav til f.eks. industrietableringer, skipssegmenter mm. kan gjøre at det ikke lenger er mulig å fortsette «som man alltid har gjort» og at ny teknologi og nye muligheter blir interessante eller nødvendige.
- **CO₂-avgifter**
Innen mange bruksområder, spesielt transport, være i direkte priskonkurranse med fossile alternativer. Økte avgifter på CO₂-utslipp, som det ble foreslått i Klimaplan 2021–2030, vil gi viktige bidrag for å bedre hydrogens konkurranseevne til transportformål.
- **Støtte- og incentivordninger**
Hydrogenteknologi er fortsatt avhengig av teknologiutvikling, oppskalering og markedsutvikling. Da er tiltak som stimulerer til FoU, piloter og fullskala demonstrasjonsprosjekter avgjørende.

Lokale politiske mål

Vikna kommune (som fra 01.01.2020 ble slått sammen med Nærøy kommune til Nærøysund kommune) vedtok i 2010 «Energi- og klimaplan Vikna kommune 2010-2020». Her settes det mål om 10 % reduksjon i utslipp av CO₂e i 2020 sammenlignet med 2006. Blant tiltakene som listes for å nå målet er klimavennlig transport og kommunen som planmyndighet. Det spesifiseres at arealplaner kan brukes for å sette premisser for etablering av næring bl.a. ved at de utformes med tanke på bærekraftig utvikling.

Strategisk Næringsplan Ytre Namdal 2020-2030 (Nærøysund og Leka kommuner) ble vedtatt i 2020. Planen har en 0- utslippsvisjon, tydelige prioriteringer og optimalisert bruk av regionens arealressurser som de viktigste premissene for næringsvirksomhet i Ytre Namdal. Den gjengir også en målsetning fra næringslivet i regionen om å skape 1000 nye arbeidsplasser. Dette er et ambisiøst mål særlig med tanke på våre ambisjoner og målsettinger om at denne veksten samtidig skal basere seg på kraftig nedgang i våre klimautslipp.

Nærøysund kommune utarbeider for tiden planer og strategier som legger føringer for kommunens klimaarbeid det neste tiåret. Blant annet jobbes det med ny samfunnsdel til kommuneplanen. Kommunestyret i Nærøysund har vedtatt at FNs bærekraftsmål skal legges til grunn for samfunnsplanen.



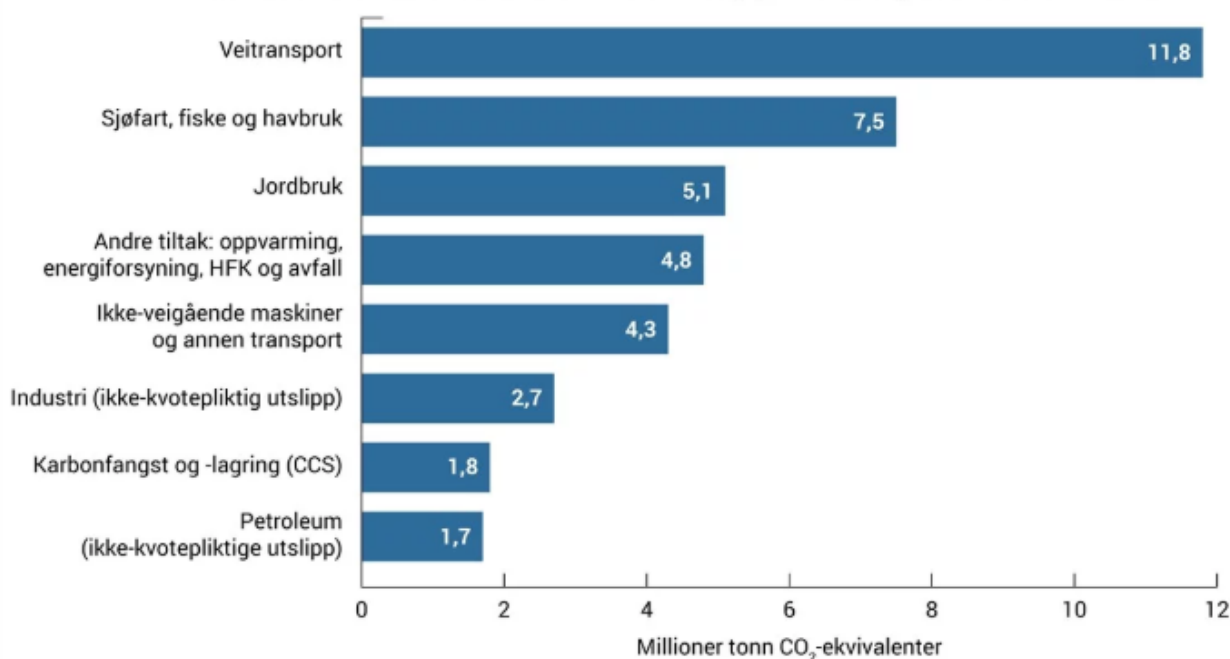
FOTO: TORGEIR RAMFJORD

Nasjonale politiske mål: Klimakur 2030

Klimakur 2030 er et svært omfattende dokument utarbeidet av Miljødirektoratet, ENOVA, Statens vegvesen, Kystverket, Landbruksdirektoratet og NVE. Dokumentet utreder hvilke tiltak som kan kutte norske utslipp i ikke-kvotepliktige sektorer med 50 % innen 2030 (sammenlignet med 2005), og vurderer barrierer og mulige virkemidler for tiltakene.

Muligheter for bruk av hydrogen og ammoniakk til avkarbonisering av land- og sjøtransport er et sentralt tema. Hydrogen er nevnt hele 549 ganger i løpet av rapportens 1197 sider, og inngår som en av mulighetene som er utredet både for lastebiler, langdistansebusser, sjøfart, fiske og havbruk. Både for lastebiler, langdistansebusser, offshorefartøy, havbruk, hurtigbåter, cruiseskip og spesialfartøy vurderes hydrogen å kunne være et konkurransedyktig alternativ mht. kostnad per tonn CO₂-reduksjon. Det påpekes at behovet for infrastruktur i dag utgjør en barriere for bruk av hydrogen, og at samordning av strategier for skip, kjøretøy og infrastruktur er avgjørende for å lykkes.

Klimakur 2030: Potensial for utslippsreduksjoner 2021-2030



Klimakur 2030 har utredet tiltak for alle ikke-kvotepliktige utslipp. | *Figur: Klimakur 2030.*

Nasjonale politiske mål: Klimaplan 2021 - 2030

Januar 2021 la regjeringen fram stortingsmeldingen «Klimaplan for 2021 – 2030». Stortingsmeldingen tar bl.a. for seg tiltak for å redusere utslipp fra såkalt ikke-kvotepliktig sektor, bl.a. skipsfart og fiske. Det overordnede målet i meldingen er en halvering av utslippene innen 2030. For skipsfart og fiske er dette presisert til en halvering av utslippene i 2030 sammenlignet med 2005.

Klimaplanen inneholder en rekke forslag til tiltak for å framskynde omstilling mot lav- og nullutslippsløsninger i maritim sektor:

- Økning av avgiftene på ikke-kvotepliktige utslipp av klimagasser fra ca. 600 kr/t CO₂ i dag til ca. 2000 kr/t CO₂ i 2030.
- Krav om lav- eller nullutslipp for ferger og hurtigbåter i løpet av hhv. 2023 og 2025.
- Utfasing av refusjonsordningen for CO₂-avgift for fiskefartøyer.
- Krav om lav- eller nullutslippsløsninger for havbruksfartøyer fra 2024.
- For internasjonal skipsfart understrekes det at det er en global næring og at klima- og miljøkrav derfor bør etableres i IMO. Norge skal være en pådriver for lav- og nullutslippsløsninger i IMO.

Stortingsmeldingen ble behandlet i stortinget i april. Stortingsbehandlingen førte dessverre til en omfattende uthuling av ambisjonene og forslagene som lå i meldingen, men det er ventet at en god del av forslagene vil bli tatt opp igjen etter stortingsvalget høsten 2021. Det er knyttet spesielt stor spenning til den videre skjebnen til forslaget om en solid og forpliktende økning i CO₂-avgiftene. Dette vil, hvis innført, gi et stort bidrag for å gjøre hydrogen mer konkurransedyktig mot fossile alternativer.

Nasjonale politiske mål: Regjeringens hydrogenstrategi

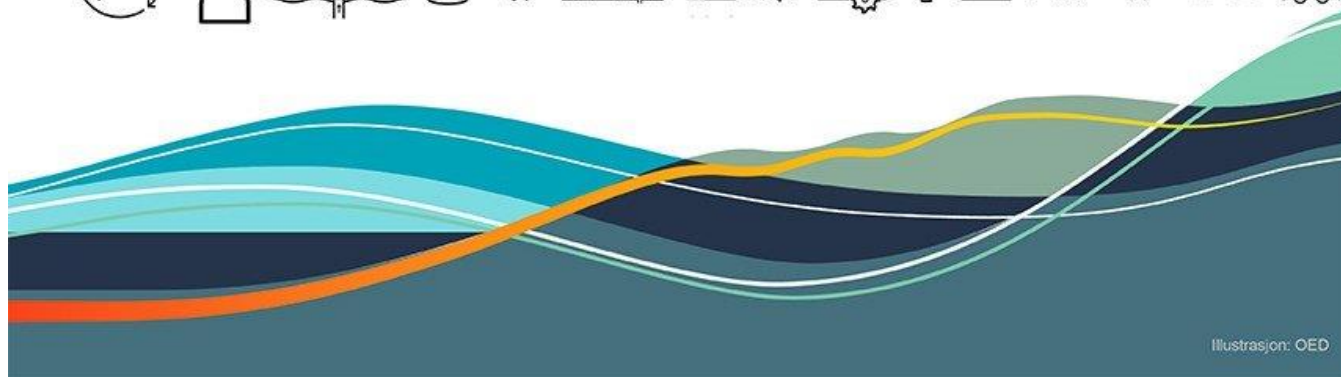
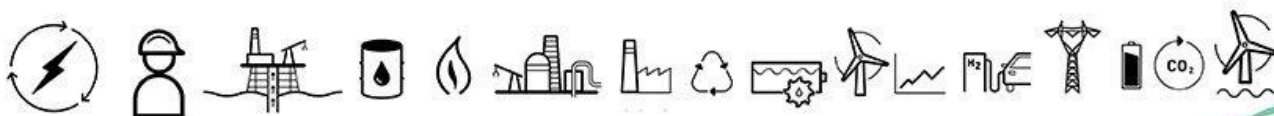
Juni 2020 lanserte regjeringen en lenge etterlengtet norsk hydrogenstrategi. Hydrogenstrategien peker på maritim sektor, tungtransport og industrielle prosesser som de mest aktuelle bruksområdene for hydrogen. Videre slås det fast at hydrogen vil være et viktig bidrag på veien mot lavutslippssamfunnet.

Hydrogenstrategien gir en god beskrivelse av status, men den inneholder ingen nye virkemidler, tydelig strategi eller målbare ambisjoner. De konkrete virkemidlene som er beskrevet er videreføring av eksisterende ordninger for støtte til pilot- og demonstrasjonsprosjekter. Ut over det er strategien preget av vage formuleringer som «vurdere virkemidler», «fortsette å støtte», «bidra til å utvikle», «kartlegge», «utarbeide en handlingsplan», «fortsette arbeidet med» og «fortsette å legge til rette for». Strategien framsto derfor som en skuffelse, og ble til dels hardt kritisert både av næringsaktører, bransjeorganisasjoner og miljøorganisasjoner.

Regjeringen har derfor fortsatt arbeidet med hydrogenstrategien og varslet at det vil bli lagt fram et **veikart for hydrogen** i sammenheng med **stortingsmeldingen om langsiktig verdiskaping fra energisektoren og fra norsk sokkel** som forventes framlagt en gang i månedsskiftet mai-juni. Forhåpningene er store til at veikartet vil adressere og svare ut noe av kritikken som kom mot hydrogenstrategien.

Stortingsmelding

Langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser



Illustrasjon: OED

Internasjonale politiske mål: EUs Green Deal

EUs Green Deal ble lagt frem av EU-kommisjonen 11. desember 2019. Green Deal beskriver en helhetlig tilnærming i EUs klima- og miljøpolitikk på tvers av politikkområder, og som integrerer bærekraft i videre politikktutforming og i gjennomføring og revisjon av gjeldende regelverk. Målet om et klimanøytralt EU i 2050 er styrende for innholdet i Green Deal. Dette skal sikre en mer bærekraftig og sirkulær økonomisk utvikling med mindre forurensing, lavere klimagassutslipp, bedre helse, økt livskvalitet og flere arbeidsplasser. Partnerskap både mellom det offentlige og det private og på tvers av regioner er sterkt vektlagt. Green Deal lister opp 10 tematiske handlingsområder. En rekke av disse omfatter konkrete forslag av betydning for EUs hydrogenpolitikk:

1. Klimatiltak

Omfatter forslag om et mer omfattende klimaregelverk, tiltak og ordninger, samt om å vurdere innføring av en karbongrensemekanisme for å redusere risikoen for karbonlekkasjer. Sistnevnte vil f.eks. kunne utgjøre en beskyttelse mot at fornybar hydrogen utkonkurreres av import av ikke-fornybar hydrogen.

2. Ren, rimelig og sikker energi

Omfatter utvikling av en rekke strategier, bl.a. for smart sektorintegrasjon og offshore vind, og en gjennomgang av ambisjonsnivået i alle medlemslandenes nasjonale energi- og klimaplaner (NECP).

3. En industrisatsing for en ren og sirkulær økonomi

Omfatter flere strategier, handlingsplaner og initiativer innenfor sirkulær økonomi og bærekraft. Viktigste mht. hydrogen er forslaget om å fremme CO₂-nøytral stålproduksjon innen 2030, noe som vil utgjøre et stort marked for fornybar hydrogen.

4. Bærekraftig og smart mobilitet

Omfatter forslag om en ny strategi for bærekraftig og smart mobilitet, forslag om å innlemme skipsfart og veitransport i EUs klimakvotestystem (EU ETS), forslag om innstramning i utslippsstandards for kjøretøy mm.

8. Integrering av bærekraft

Omfatter fremlegging av en ny strategi for bærekraftig finansiering og revisjon av retningslinjer for statsstøtte bl.a. på miljø- og energiområdet.

Internasjonale politiske mål: EUs taksonomi

EUs taksonomi for bærekraftig aktivitet er et klassifiseringssystem for økonomiske aktiviteter som er bærekraftige i henhold til definerte miljømål som ble lansert i januar 2021. Taksonomien er en bærebjelke i EUs handlingsplan for bærekraftig finans og også viktig i EUs grønne vekststrategi Green Deal. Ordningen skal bidra til en felles forståelse for hvilke investeringer som er bærekraftige, med mål å flytte kapital til mer bærekraftige selskap og investeringer. Taksonomien vil bli særlig viktig for bedrifter eller prosjekter med behov for finansiering fra europeiske finansaktører.

Taksonomien inneholder seks miljømål knyttet til klima, sirkulær økonomi, forurensing og økologisk bærekraft. For å klassifiseres som bærekraftig må aktiviteten bidra positivt til minst ett av miljømålene, og ikke være til vesentlig skade for noen av de andre målene. Taksonomien er fortsatt under utvikling, men en del punkter begynner å komme på plass.

Blant de viktigste fra et hydrogen-perspektiv er at tiltak som øker utslippsfri mobilitet, bidrar til bruk av bærekraftige råvarer eller produserer utslippsfrie drivstoff fra fornybare energikilder regnes for å gi vesentlige positive bidrag til miljømålet knyttet til klima. På motsatt side er det klart at fossil energiproduksjon uten CCS ikke vil defineres som bærekraftig i henhold til taksonomien. Dette medfører bl.a. at hydrogen produsert ved gassreforming eller hydrogen produsert fra kull-, olje- eller gasskraft uten CCS ikke vil regnes som bærekraftig.

Internasjonale politiske mål: EUs hydrogenstrategi

I juli 2020 vedtok EU-kommisjonen en hydrogenstrategi for EU – A Hydrogen Strategy for a Climate Neutral Europe». Målet med strategien er å fremme produksjonen av fornybar hydrogen i Europa og å øke bruken av hydrogen i sektorer hvor hydrogen kan erstatte fossile brenslers. Dette beskrives som et avgjørende element for å lykkes med en overgang til fornybar energi og CO₂-nøytralitet.

EUs hydrogenstrategi fokuserer på hydrogen fra fornybare energikilder, definert som hydrogen produsert ved elektrolyse med strøm fra fornybare energikilder eller fra reformering av biogass eller konvertering av biomasse hvis det gjøres på en bærekraftig måte. Strategien anerkjenner likevel at det kan være behov for det som omtales som lavkarbon-hydrogen i en overgangsfase. Dette omfatter hydrogen fra reformering av naturgass med CCS og hydrogen produsert ved elektrolyse med strøm fra ikke-fornybare energikilder.

Strategien er delt inn i tre faser:

Fase 1 (2020 – 2024)

I Fase 1 er målet å avkarbonisere produksjonen av hydrogen til eksisterende bruksområder, som kjemisk industri, og å jobbe for å etablere flere bruksområder for hydrogen. Dette kvantifiseres til et behov for minst 6 GW elektrolysekapasitet i EU (opp fra ca. 1 GW i dag) med en årlig produksjon på ca. 1 million tonn.

Fase 2 (2024 – 2030)

I Fase 2 er målet å gjøre hydrogenproduksjon og -bruk til en integrert del av energisystemet i EU. Det er definert et mål om minimum 40 GW elektrolysekapasitet med en årlig produksjon på opptil 10 millioner tonn. I tillegg er det et mål å bidra til å etablere ytterligere 40 GW elektrolysekapasitet i randsoneland i sør og øst. Dette vil gjøre det mulig med omfattende bruk av hydrogen i nye sektorer som stålproduksjon, tungtransport, jernbane og sjøtransport.

Fase 3 (2030 – 2050)

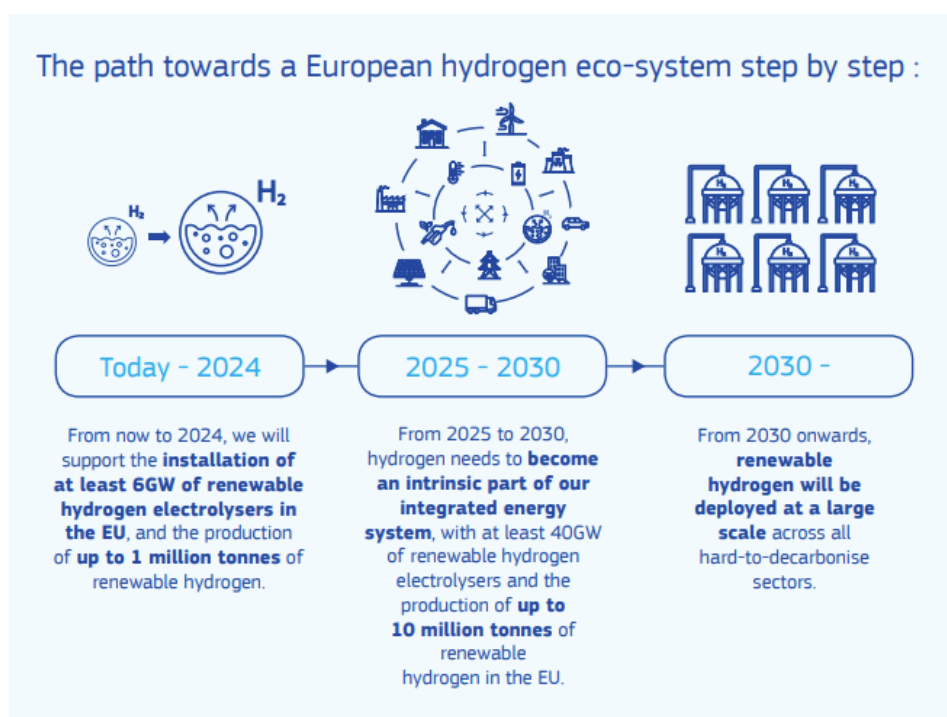
I Fase 3 er målet at hydrogenteknologi skal nå en modenhet og konkurransekraft som gjør at det etableres i stor skala som en utslippsfri løsning for sektorer og bruksområder hvor direkte elektrifisering ikke er mulig.

Internasjonale politiske mål: EUs hydrogenstrategi (forts.)

Sett fra Kråkøya er de viktigste punktene i EUs hydrogenstrategi planene om en rask oppbygging av elektrolysørkapasitet, innføringen av økonomiske virkemidler for å gjøre strategien mulig og målet om omfattende bruk av hydrogen innen sjøtransport. Å etablere opp mot 80 GW elektrolysørkapasitet innen 2030 vil kreve omfattende investeringer både i elektrolysørene i seg selv og i kapasitet for produksjon av elektrolysører. I strategien er samlet investering estimert til et sted mellom 180 og 470 milliarder euro.

Strategien er tydelig på at det vil være behov for økonomiske virkemidler fram til hydrogenteknologi når modenhet og konkurransekraft i Fase 3. Innretningen av støtteordningene er foreløpig ikke endelig vedtatt, men to av de mest aktuelle alternativene er justeringer i systemet for handel med utslippskvoter (EU ETS) eller innføringen av differansekontrakter for karbonpris (CCfD). Sistnevnte vil fungere slik at investorer kan gi bud på utbygging av hydrogenproduksjon med støtte for differansen mellom karbonprisen i EU ETS og karbonprisen som ville gjort hydrogen lønnsomt. Det vurderes også å innføre en ordning for opprinnelsesgarantier for hydrogen. Hydrogenstrategien inkluderer imidlertid ikke noen nye direkte støtteordninger som innmatingstariffer (støtte per tonn produsert hydrogen) e.l. Dette har blitt mye kritisert, spesielt med tanke på realismen i å nå målet på 6 GW i Fase 1.

Kanal- og short-sea shipping pekes ut som de to mest lovende segmentene for bruk av hydrogen i et kortere tidsperspektiv, mens det i et lenger tidsperspektiv også pekes på lengre distanser og deep-sea.



IMO-strategier

IMO, den internasjonale maritime organisasjonen, har foreløpig ikke utarbeidet noen egen hydrogenstrategi. Reduksjon av CO₂-utslipp fra skip har likevel lenge vært et sentralt tema i organisasjonens arbeid. Siden 1997 har IMO jobbet med å kartlegge og kvantifisere utslippene fra skipsfart, og siden 2016 har det blitt jobbet aktivt med utviklingen av en egen strategi for utslippsreduksjon.

I 2018 vedtok IMO en innledende strategi for reduksjon av CO₂-utslipp fra skip. I denne er det satt opp mål om 40 % reduksjon i karbonintensiteten til skip innen 2030 og 70 % innen 2050 (begge sammenlignet med 2008). I den samme strategien er det også satt som mål at de samlede utslippene fra sjøtransport (i absolutte tall, altså uavhengig av eventuell vekst i sektoren) skal reduseres med minst 50 % i 2050 sammenlignet med 2008. Dersom IMOs egne vekstprognoser slår til, vil dette kreve en reduksjon i karbonintensiteten til skip på ca. 85 %. Det er anslått at i underkant av halvparten av dette kan oppnås gjennom bedre design og drift, mens det resterende vil kreve innovative teknologier som batterihybridisering og lav- eller nullutslippsdrivstoff. IMO-strategien og målene skal etter planen revideres i 2023.

IMO sin innledende strategi er ikke i overenstemmelse med EUs mål om 40 % reduksjon av CO₂e-utslipp innen 2030, 60 % innen 2040 og 80 % innen 2050. På grunn av dette diskuteres det å inkludere shipping i EUs system for kvotehandel (EU-ETS). Dette vil være et svært omstridt tiltak, og det er ventet at IMO innfører tilstrekkelig sterke tiltak i 2023-revideringen til at dette ikke gjennomføres.

Forventet utvikling av teknologi og kostnader

Teknologi for hydrogenproduksjon har de senere årene vært i en svært rask utvikling, og det er ventet at denne vil fortsette. Flere internasjonale aktører, bl.a. IEA, IRENA, Bloomberg New Energy Finance og The International Council on Clean Transportation publiserer jevnlig rapporter om teknologistatus og framskrivninger. Framskrivningene går som oftest fram til 2050. Det er til dels store sprik i forventningene om hvor fort utviklingen vil gå, men stor grad om enighet om situasjonen i 2050.

Forventningene mot 2050 er at fokus på utvikling av hydrogenproduksjonsteknologi i større grad vil dreie mot systemer framfor enkeltkomponenter. Oppskalering både av produksjonsvolum og størrelse ventes å gi det viktigste bidraget til kostnadsreduksjon. Mål og forventninger for sentrale parametere mot 2050 er at kostnadene skal ned mot 2000 NOK/kW og effektiviteten opp mot 80 % samtidig som levetiden holdes over 50 000 timer.

Virkningen av den forventede kostnadsreduksjonene vil være at energikostnaden og eventuelle transportkostnader får større betydning for hvor hydrogenproduksjon er konkurransedyktig.

Prisutvikling elektrolysører (i 2020-kroner/kW)



Kommunens muligheter til å fremme utvikling av hydrogen

En rekke avgjørende faktorer for lønnsomheten og utbredelsen av hydrogen avhenger av internasjonale politiske mål og støtteordninger og den generelle markedsutviklingen. Dette gjør at mulighetene for å få i gang og lykkes med lokale initiativer i betydelig grad vil være prisgitt eksterne faktorer utenfor lokal kontroll. For prosjekter som i hovedsak omhandler lokal produksjon- og bruk finnes det likevel en rekke muligheter kommunen har til å fremme utvikling:

1. Informere om muligheter

Til tross for at hydrogen får stadig økende oppmerksomhet er det fortsatt et nytt og ukjent felt for mange. En konsekvens av dette er at det bør forventes at det finnes bedrifter som ikke kjenner til hvilke muligheter de selv har. Her kan kommunen spille en viktig rolle i å nå ut med informasjon om muligheter og vekke interesse.

2. Fasilitere prosjekter og konsortier

Hydrogenprosjekter vil de kommende årene være støttestrengte. Dette innebærer at gjennomføring vil kreve kontakt med ulike deler av virkemiddelapparatet, enten for å muliggjøre lønnsomhet i prosjekter eller for risikoavlastning. Ofte vil det også være prosjekter som krever samarbeid på tvers av bedrifter eller bransjer. Dette vil være et ukjent territorium for mange bedrifter. Her kan kommunene spille en viktig rolle i å føre aktører sammen, få i gang prosesser og bistå med kunnskap.

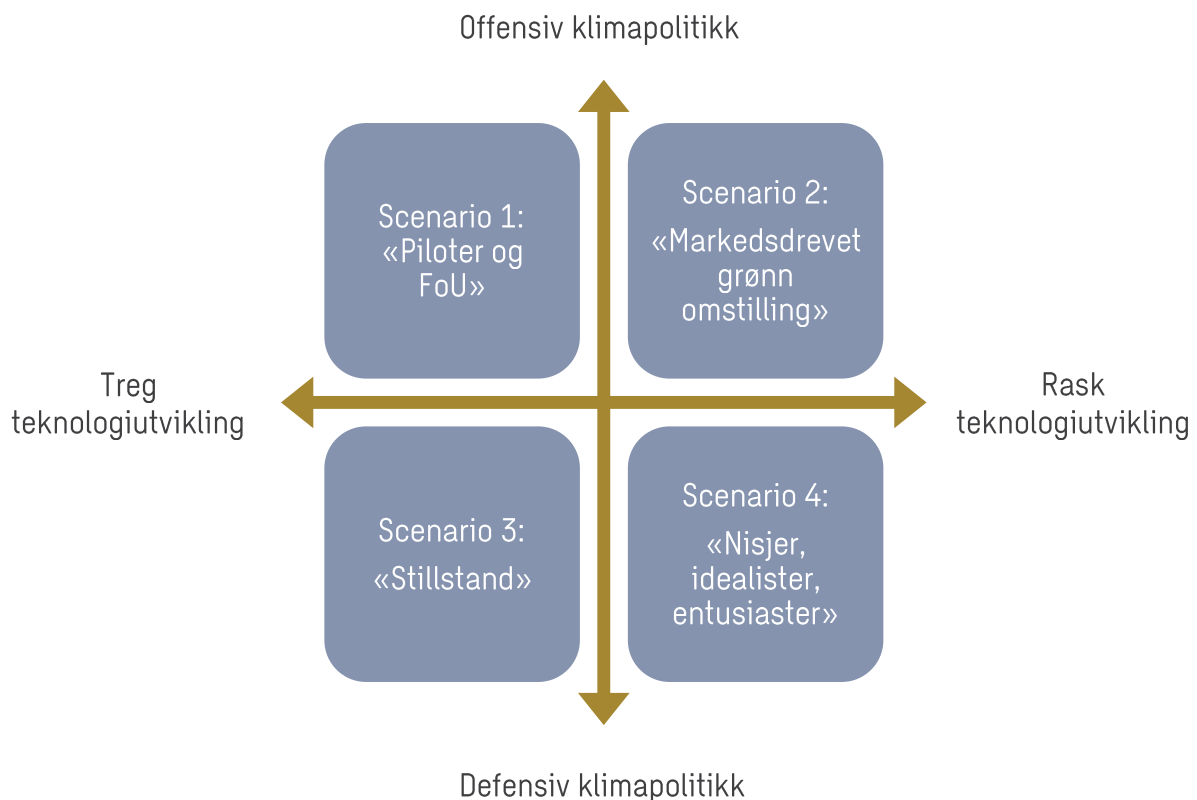
3. Legge til rette for lokal markedsutvikling

Kommunene styrer også flere virkemidler som direkte kan brukes for å legge til rette for lokal markedsutvikling. Viktigst her er arealdisponeringer som muliggjør samlokalisering og helhetlige verdikjeder.

Scenarioer

Ut ifra et aksekryss med to dimensjoner – ambisjonsnivå i klimapolitikken og hastighet i teknologiutviklingen – kan det defineres scenarioer for den framtidige utviklingen i markedsgrunnlag for hydrogen. Formålet med scenariene er å spenne opp et mulighetsrom gjennom å tydeliggjøre noen av de forholdene som kan virke inn på den framtidige etterspørselen etter hydrogen og vurdere og kvantifisere virkningen av disse. Det understrekes at scenarioene ikke er sidestilte med hensyn til sannsynlighet.

For hvert av scenarioene er forventet etterspørsel etter hydrogen innenfor de fire primære markedssegmentene presentert i Arbeidspakke 1 – Markedsmuligheter kvantifisert og summert til et tall for gjennomsnittlig etterspørsel per dag. 2025 og 2030 er brukt som eksempel-år.



Scenario 1: «Piloter og FoU»

Scenario 1 «Piloter og FoU» er et teknologipessimistisk scenario som antar at både norske og internasjonale politikere står ved de ambisiøse målene som er satt for klimapolitikken, men at teknologiutviklingen går tregere enn ventet. Dette fører til at det tar lengre tid før hydrogen blir et økonomisk konkurransedyktig alternativ, og at markedsadopsjonen derfor går tregt. Igangsatte prosjekter har høye støttebehov, og er derfor begrenset til piloter og FoU-prosjekter med tung offentlig støtte.

I scenarioet antas det at båten som bygges i forbindelse med det pågående Pilot-E prosjektet vil være den eneste kunden i 2025, men at den vil suppleres av ytterligere 1 – 2 arbeidsbåter, et pilotprosjekt med transport av laks i hydrogendrevne lastebiler med 2 biler/uke og hydrogendrift av én fôrflåte innen 2030. Dette gir en etterspørsel etter hydrogen på ca. 30 kg/døgn i 2025 og 240 kg/døgn i 2030.

År	Nærskipstrafikk	Annen skipstrafikk	Landtransport	Oppdrett og industri	Sum døgn
2025	30	0	0	0	30
2030	90	0	30	100	220

Scenario 2: «Markedsdrevet grønn omstilling»

Scenario 2 «Markedsdrevet grønn omstilling» er et optimistisk scenario som antar at både norske og internasjonale politikere står ved de ambisiøse målene som er satt for klimapolitikken, og at teknologiutviklingen fortsetter eller akselererer. Dette gjør at hydrogen raskt blir et økonomisk konkurransedyktig alternativ på de områdene hvor det er godt egnet. Innen de best egnede bruksområdene blir hydrogendrevne skip og kjøretøy tatt i bruk på privat initiativ, mens det offentlige bidrar med støtte for å muliggjøre nye bruksområder.

I scenarioet antas det at båten som bygges i det pågående Pilot-E prosjektet får følge av to tilsvarende båter samt én hurtigbåt innen 2025. Innen 2030 er det etablert en liten flåte på 10 hydrogendrevne arbeidsbåter, og tre forflåter drives på hydrogen. Innen 2030 er de første hydrogendrevne brønnbåtene satt i drift, med i gjennomsnitt én bunkring per uke på Kråkøya. Et pilotprosjekt med transport av laks i hydrogendrevne lastebiler med 2 biler/uke er i gang innen 2025, og utvides til 2 biler/dag innen 2030. Dette gir en etterspørsel på 420 kg/døgn i 2025 og 2100 kg/døgn i 2030.

År	Nærskipstrafikk	Annen skipstrafikk	Landtransport	Oppdrett og industri	Sum døgn
2025	390	0	30	0	420
2030	600	1000	200	300	2100

Scenario 3: «Stillstand»

Scenario 3 «Stillstand» er et pessimistisk scenario som antar at norske og internasjonale politikere ikke iverksetter tilstrekkelig sterke tiltak for å følge opp målene som er satt for klimapolitikken, og at teknologiutviklingen går tregere enn ventet. Dette fører til at alt igangsatte prosjekter videreføres så lenge de får økonomien til å gå rundt på egne ben, mens det blir vanskeligere å få finansiering til nye prosjekter eller initiativer. Hydrogen framstår ikke som et alternativ for private, og det offentliges interesse er begrenset til forskningsprosjekter.

I scenarioet antas det at båten som bygges i forbindelse med det pågående Pilot-E prosjektet vil være den eneste kunden både i 2025 og i 2030. Det vil være en viss interesse fra forskningsmiljøer for å utvide prosjektet til områder som landtransport og fôrflåter, men det finnes ikke tilstrekkelig solide støtteordninger til at deltakelse i denne typen prosjekter er interessant for private aktører. Dette gir en etterspørsel etter hydrogen på ca. 30 kg/døgn i 2025 og 2030.

År	Nærskipstrafikk	Annen skipstrafikk	Landtransport	Oppdrett og industri	Sum døgn
2025	30	0	0	0	30
2030	30	0	0	0	30

Scenario 4: «Nisjer, idealister og entusiaster»

Scenario 4 «Nisjer, idealister og entusiaster» er et teknologioptimistisk scenario, men som antar at norske og internasjonale politikere ikke iverksetter tilstrekkelig sterke tiltak for å følge opp målene som er satt for klimapolitikken. Teknologiutviklingen gjør likevel at hydrogen er et økonomisk konkurransedyktig alternativ og blir tatt i bruk på privat initiativ innenfor de nisjene hvor det er best egnet og hvor teknologiutviklingen har kommet lengst. Det blir vanskeligere å få finansiering til nye prosjekter eller initiativer. Dette gjør at videre teknologiutvikling og spredning av hydrogenteknologi til nye bruksområder er begrenset til idealister og entusiaster.

I Scenarioet antas det at båten som bygges i forbindelse med det pågående Pilot-E prosjektet vil være den eneste kunden både i 2025, men at det innen 2030 vil oppstå nisjemarkeder for karbonnegativ laks med så høy betalingsvilje at avkarbonisering av fulle produksjonskjeder med bruk av hydrogen blir et mulig marked for de mest fremoverlente produsentene. Dette gir en etterspørsel etter hydrogen på ca. 30 kg/døgn i 2025 og ca. 340 kg/døgn i 2030.

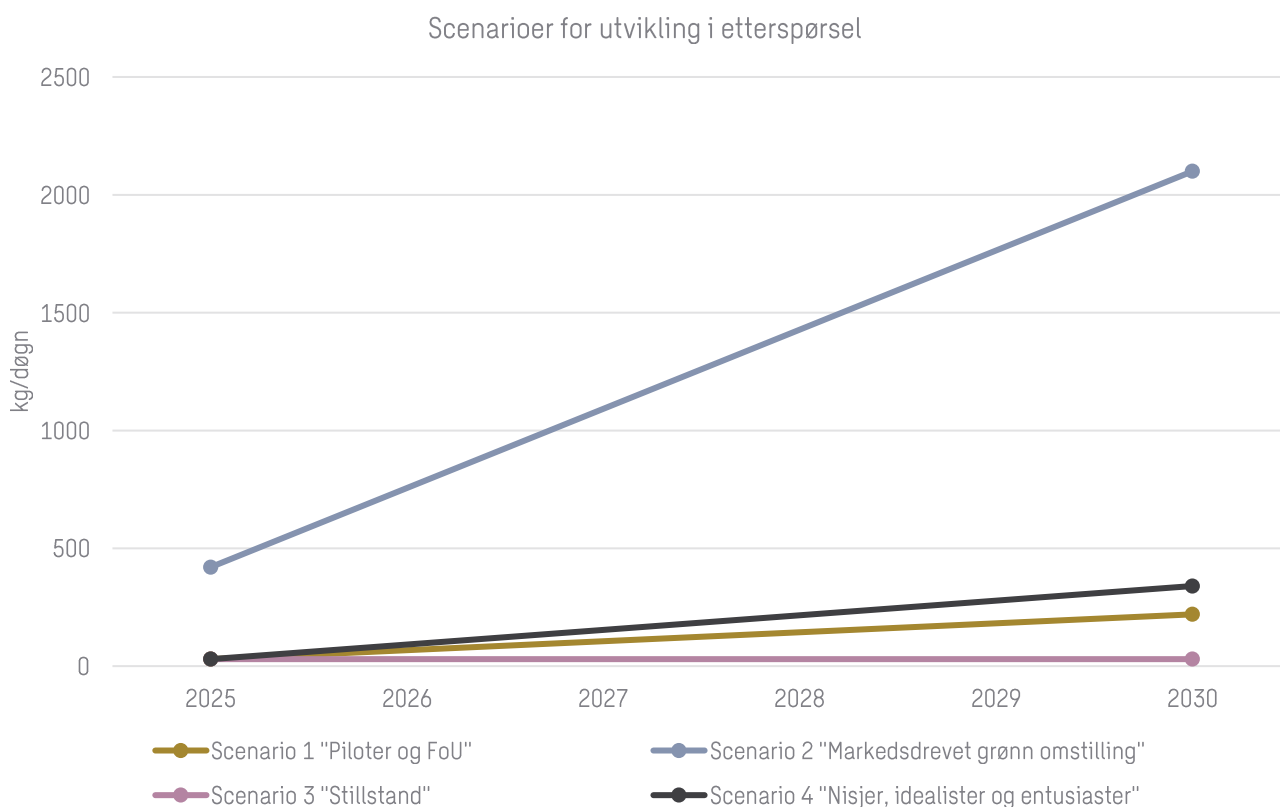
År	Nærskipstrafikk	Annen skipstrafikk	Landtransport	Oppdrett og industri	Sum døgn
2025	30	0	0	0	30
2030	90	0	50	200	340

Resultater scenarioer

Scenarioene viser den betydelige usikkerheten som ligger i det fremtidige markedet for hydrogen fra Kråkøya. I det mest optimistiske scenarioet, hvor politikk og teknologiutvikling samvirker og lykkes med å gjøre hydrogen til et lønnsomt alternativ der hvor det er best egnet kan etterspørselen innen 2030 bli betydelig. I det mest pessimistiske scenarioet, hvor både teknologiutviklingen og den politiske interessen bremser, kan etterspørselen bli begrenset til det pågående Pilot-E prosjektet.

Dette tydeliggjør viktigheten av å ha en fleksibel og pragmatisk innstilling til utviklingen av hydrogenproduksjon på Kråkøya. Selv om det mest sannsynlig vil være en stor fordel å være tidlig ute med infrastruktur, er en rekke av de viktigste markedsdriverne så overordnede og internasjonale at risikoen i å forsøke å utvikle et lokalt marked med utgangspunkt i tilgang alene vil være svært høy.

Anlegget bør derfor innrettes modulært slik at det enklest mulig kan utvides ettersom nye markedsmuligheter oppstår. I denne sammenhengen blir det viktig å sikre tilstrekkelige arealer til framtidige utvidelser både i produksjon og markeder.



Oppsummering scenarioer

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3	Scenario 4
Kg hydrogen per døgn (2025/2030)	30 / 220	420 / 2100	30 / 30	30 / 340
Arealbehov (m ²) (2025/2030)	78 / 325	325 / 1600	78 / 78	78 / 325
Effektbehov (MW) (2025/2030)	0,2 / 0,7	1,1 / 4,2	0,2 / 0,2	0,2 / 1,1
Prosessvann per døgn (m ³) (2025/2030)	0,3 / 2,2	4,2 / 21	0,3 / 0,3	0,3 / 3,4
Kjølevann per døgn (m ³) (2025/2030)	11 / 62	97 / 370	11 / 11	11 / 88
Investeringskostnad (mill. NOK) (2025/2030)	12 / 30	40 / 100	12 / 12	12 / 35

Arbeidspakke 3: Hydrogenproduksjon på Kråkøya

Hydrogenproduksjon på Kråkøya

Arbeidspakke 3 vurderer hvilke tiltak og investeringer som er nødvendige for å dekke den forventede etterspørselen av hydrogen frem mot 2030. Sentrale temaer er arealbehov og plassering, hva som kreves av fysisk infrastruktur, estimerer for investeringsnivåer og en oversikt over nødvendige planavklaringer og tillatelser.

Kartleggingen gir grunnlag for en rekkefølgeplan for utbygging av infrastruktur tilpasset de forventede scenarioene fra Arbeidspakke 2.

Pilot-E prosjektet «Utslippsfri arbeidsbåt for havbruk» er sikret delfinansiering av et landanlegg for hydrogenproduksjon på Kråkøya. Prosjektet skal med basis i kjent teknologi utvikle nye løsninger for mest mulig fleksibel og kostnadseffektiv hydrogenproduksjon og -distribusjon. Prosjektet vil demonstrere løsninger som er skalerbare og rettet mot både nasjonale og internasjonale markeder. Design, FoU og kravspesifikasjoner pågår i 2021, byggestart og produksjonsstart i 2022.

Anlegget gir Kråkøya et fortrinn som et av verdens første produksjonsanlegg av hydrogen til maritim transport.

Hydrogen

Hydrogen er det vanligste og letteste grunnstoffet i universet. Ved normalt trykk (1 bar) og temperatur er hydrogen en fargeløs, luktfri og ikke giftig gass bestående av to hydrogenatomer (H_2). På jorda opptrer hydrogen oftest i kombinasjon med oksygen som vann (H_2O), men også i en mengde andre organiske og uorganiske forbindelser. Siden hydrogen i all hovedsak er bundet med andre stoffer kreves det en form for prosessering – hydrogenproduksjon – for å få hydrogen i ren form.

På verdensbasis produseres det ca. 70 millioner tonn hydrogen per år. Det aller meste av dette går til ulike industrielle anvendelser (produksjon av ammoniakk og metanol, raffinering av olje mm.), men bruken av hydrogen innenfor transportsektoren og til energiforsyning er økende. Det jobbes også svært aktivt med å muliggjøre bruk av hydrogen i andre industrielle prosesser, som stål- og plastproduksjon.

	Kokepunkt (°C)	Gravimetrisk energitetthet (kWh/kg)	Volumetrisk tetthet (kg/m ³)	Volumetrisk energitetthet (1 bar, kWh/m ³)	Volumetrisk energitetthet (300 bar, kWh/m ³)	Volumetrisk energitetthet (700 bar, kWh/m ³)	Volumetrisk energitetthet (flytende, kWh/m ³)
Hydrogen	- 253	33,3	0,08988	3	666	1332	2360

Produksjon av hydrogen

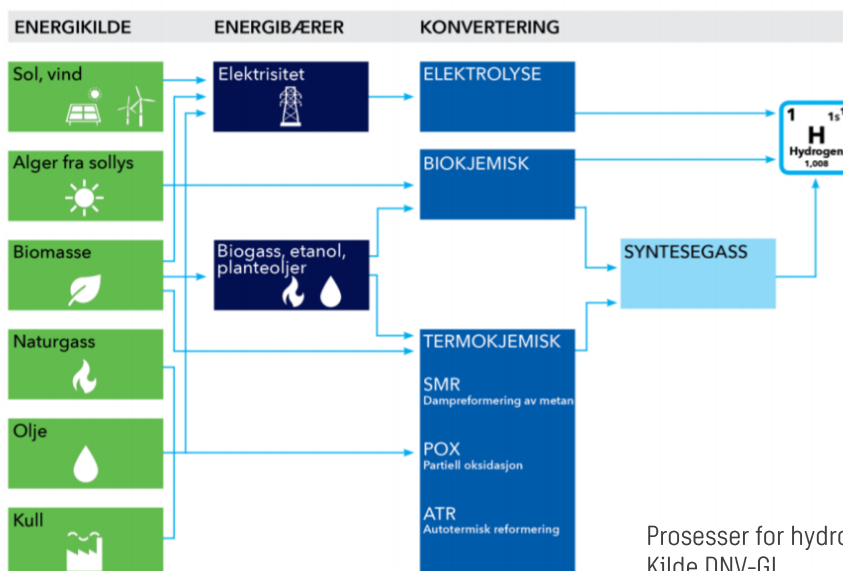
I dag produseres det aller meste av hydrogen globalt fra fossile brensler (ca. 95 %), mens hydrogen fra fornybare energikilder står for det resterende.

Hydrogenproduksjon med vannelektrolyse

Ved vannelektrolyse splittes vannmolekylene H_2O i hydrogen og oksygen ved å tilføre elektrisitet. Prosessen skjer i en elektrolysør. Det finnes flere typer elektrolysører med ulike karakteristikk. Per i dag er de to klart dominerende teknologiene for vannelektrolyse **Alkalisk elektrolyse** og **Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolyse**. Tradisjonelt har alkalisk elektrolyse vært den mest velprøvde og kostnadseffektive teknologien, men PEM har de siste årene hatt en økende utbredelse og prisfall. PEM har to store fordeler i at den er godt egnet til bruk sammen med variable energikilder som sol- og vindenergi, og at anleggene er mindre plasskrevende enn tilsvarende anlegg for alkalisk elektrolyse. En tredje type elektrolysør er **Solid Oxide Electrolyser Cell (SOEC) elektrolyse**. Denne teknologien har potensiale til å nå høyere virkningsgrader enn alkalisk- og PEM elektrolyse, men er foreløpig ikke kommersielt tilgjengelig eller testet i stor skala.

Hydrogenproduksjon med gassreforming

Ved gassreforming fremstilles hydrogen fra metan ved at metan (CH_4) og vanddamp (H_2O) reagerer med hverandre til hydrogen. Prosessen resulterer i betydelige mengder CO_2 (10 - 14 kg CO_2 per kg H_2). For at hydrogen produsert ved gassreforming skal være utslippsfri må denne CO_2 -en fanges og lagres (CCS). Energieffektiviteten til gassreforming er omtrent den samme som med vannelektrolyse. Konkurransesevnen vil derfor avhenge av gasspris, CO_2 -pris og CCS-kostnader. Hydrogenproduksjon med gassreforming fra bioressurser vil også være en mulighet.



Prosesser for hydrogenproduksjon.
Kilde DNV-GL.

Lagring: Komprimert hydrogen

Hydrogen har høy gravimetrisk energitetthet (33,3 kWh per kg), men svært lav volumetrisk tetthet (0,089 kg/m³ ved 1 bar, tilsvarende ca. 3 kWh). For at den skal kunne lagres eller transporteres er det behov for å øke den volumetriske energitettheten. Den enkleste og mest bruket metoden ved mindre mengder H₂ er komprimering. Ved å øke trykket til 300 bar oppnås en tetthet på ca. 20 kg/m³ (tilsvarende ca. 666 kWh) og ved trykk på 700 bar en tetthet på ca. 40 kg/m³ (tilsvarende ca. 1332 kWh). Til sammenligning vil et moderne litium-ionbatteri veie i overkant av 2 800 kg/m³ og ha en lagringskapasitet på ca. 730 kWh.

Lagringstanker til komprimert hydrogen finnes i stål, glassfiber og karbonkompositt. For stasjonær lagring av større mengder hydrogen hvor plass ikke er avgjørende er den rimeligste og mest brukte løsningen lagring i ståltanker med lavt trykk (typisk 20 – 30 bar). I mindre kjøretøy som privatbiler og gaffeltrucker hvor plass er en viktig begrensende faktor brukes normalt karbonkompositt-tanker. Til maritim bruk, i fyllestasjoner mm. kan også glassfibertanker, eller en kombinasjon av ulike typer tanker med komprimering i flere trinn være et alternativ.

Ulempen med komprimering av hydrogen er at komprimeringen krever en del energi. Komprimering til 350 bar krever ca. 1,5 kWh per kg hydrogen, mens komprimering til 700 bar krever ca. 2,6 kWh per kg hydrogen. Dette reduserer energieffektiviteten til systemet.



Hydrogenlagringstanker i karbon.
Bilde: Hexagon.



Lagringstank i stål.
Bilde: Linde.

Lagring: Flytende hydrogen

Hydrogen må kjøles ned til ca. -253 °C for at gassen skal omgjøres til flytende form ved 1 bar. Flytende hydrogen har en volumetrisk tetthet på ca. 71 kg/m^3 (tilsvarende ca. 2360 kWh/m^3), noe som er betydelig høyere enn det som er mulig å oppnå ved ordinære omgivelsestemperaturer. Flytendegjøring kan derfor gjøre det mulig å lagre enda større energimengder på mindre plass enn ved komprimering.

Ulempene med flytendegjøring av hydrogen er at temperaturen som kreves for flytendegjøring er svært lav. Per i dag går det med mellom 8 og 11 kWh per kg flytende hydrogen. Det forventes at vil bli mulig å få dette ned i 6,4 kWh per kg, men dette vil fortsatt utgjøre nesten 20 % av energiinnholdet i hydrogenet. Ved lagring og transport av flytende hydrogen vil man også ha noe avdamping (0,2 – 0,5 % per dag + 3 – 5 % ved lossing). I sum gjør dette at energieffektiviteten til systemer basert på flytende hydrogen bli betydelig lavere enn for komprimert hydrogen.

Flytendegjøring er også dyrt sammenlignet med komprimering, men med betydelige storskalafordele. I litteraturen antydes det en nedre grense på 5 – 10 tonn per døgn for at flytendegjøring skal være et alternativ. Dette tilsier at flytendegjøring av hydrogen vil begrenses til sentralisert produksjon i stor skala.

Per i dag finnes det lite norsk erfaring med flytende hydrogen, men dette vil endre seg de neste årene. Fergen Hjelmeland – Nesvik i Rogaland som starter opp i seinere i år skal gå på flytende hydrogen, det samme med Vestfjordsambandet (Bodø – Værøy – Røst – Moskenes) fra 2024/2025. Sistnevnte forventes å utløse norsk produksjon av flytende hydrogen. Det jobbes også med en lang rekke andre prosjekter, bl.a. i Øygarden utenfor Bergen og i Berlevåg.

Lagring: Ammoniakk

Et tredje alternativ for lagring av hydrogen som har fått økende oppmerksomhet de siste årene er lagring av hydrogen bundet i ammoniakk (NH_3). Ammoniakk produseres ved at hydrogen og nitrogen (normalt fanget fra luften) kombineres under høyt trykk gjennom Haber-Bosch syntese. Ammoniakk kan enten brukes direkte i en forbrenningsmotor eller brenselcelle for ammoniakk, eller det kan gjennomgå en cracking-prosess som splitter det opp i hydrogen og nitrogen etter transport. Ammoniakk er i likhet med hydrogen en karbonfri energibærer.

Ammoniakk inneholder 17,6 % hydrogen per vekt, men har et veldig mye høyere kokepunkt enn ren hydrogen ($-33,4^\circ\text{C}$). Ammoniakk har også ca. 50 % høyere volumetrisk energitetthet enn flytende hydrogen (ca. 3600 kWh/m^3), og er langt mindre brennbart. Dette gjør at ammoniakk stadig oftere foreslås som et alternativ for transport av hydrogen.

Ulempene med bruk av ammoniakk som hydrogenbærer er at det innebærer ekstra investeringskostnader og energitap i syntese og eventuell cracking. Energitalpet vil likevel være lavere enn ved flytendegjøring av hydrogen. Ammoniakk har også en stor ulempe i at det er giftig både for mennesker og miljø og etsende i høye konsentrasjoner.

Hvert år transporteres nær 40 millioner tonn ammoniakk på skip. Dette gjør at det allerede finnes mye erfaring med bruk og håndtering, og at regelverk og en del infrastruktur allerede er på plass. Også i Norge finnes det betydelig erfaring med transport og håndtering av ammoniakk bl.a. knyttet til Yara sin aktivitet på Herøya og i Glomfjord.

Hvilke komponenter er det behov for?

Et anlegg for hydrogenproduksjon, lagring og bunkring/fylling vil bestå av følgende komponenter:

- **Elektrolysør**
Enheten som produserer hydrogen. Plassert i én eller flere ISO-kontainere eller eget bygg.
- **Strømforsyning**
Strømforsyning til anlegget. Størrelse avhengig av effektbehov.
- **Styringsskap/HMI kabinett**
Arealbehov ca. 1 m².
- **Kompressorer**
Antall og arealbehov avhengig av elektrolysertype, avstand mellom elektrolysør og lagring mm.
- **Lavtrykks mellomlagring**
Lagring ved 200 – 250 bar trykk. Arealbehov 20 – 50 m² per 500 kg hydrogen.
- **Høytrykks fyllelagring**
Lagring ved høyere trykk før fylling. Arealbehov ca. 6 m² per 100 kg.
- **Stasjonsmodul**
Modul som komprimerer og kjøler hydrogen til bunkring/fylling. Arealbehov ca. 8 m².
- **Dispensere**
En eller flere dispensere. Arealbehov ca. 1 m² per dispenser.

Som eksempel gir dette et arealbehov for tekniske komponenter på ca. 80 m² for et anlegg med kapasitet 30 kg/døgn, ca. 350 m² for et anlegg med kapasitet 220 kg/døgn og ca. 800 m² for et anlegg med kapasitet 1000 kg/døgn. Sikkerhetssoner og eventuelle arealer for adkomst til fylling av lastebiler o.l. kommer i tillegg.

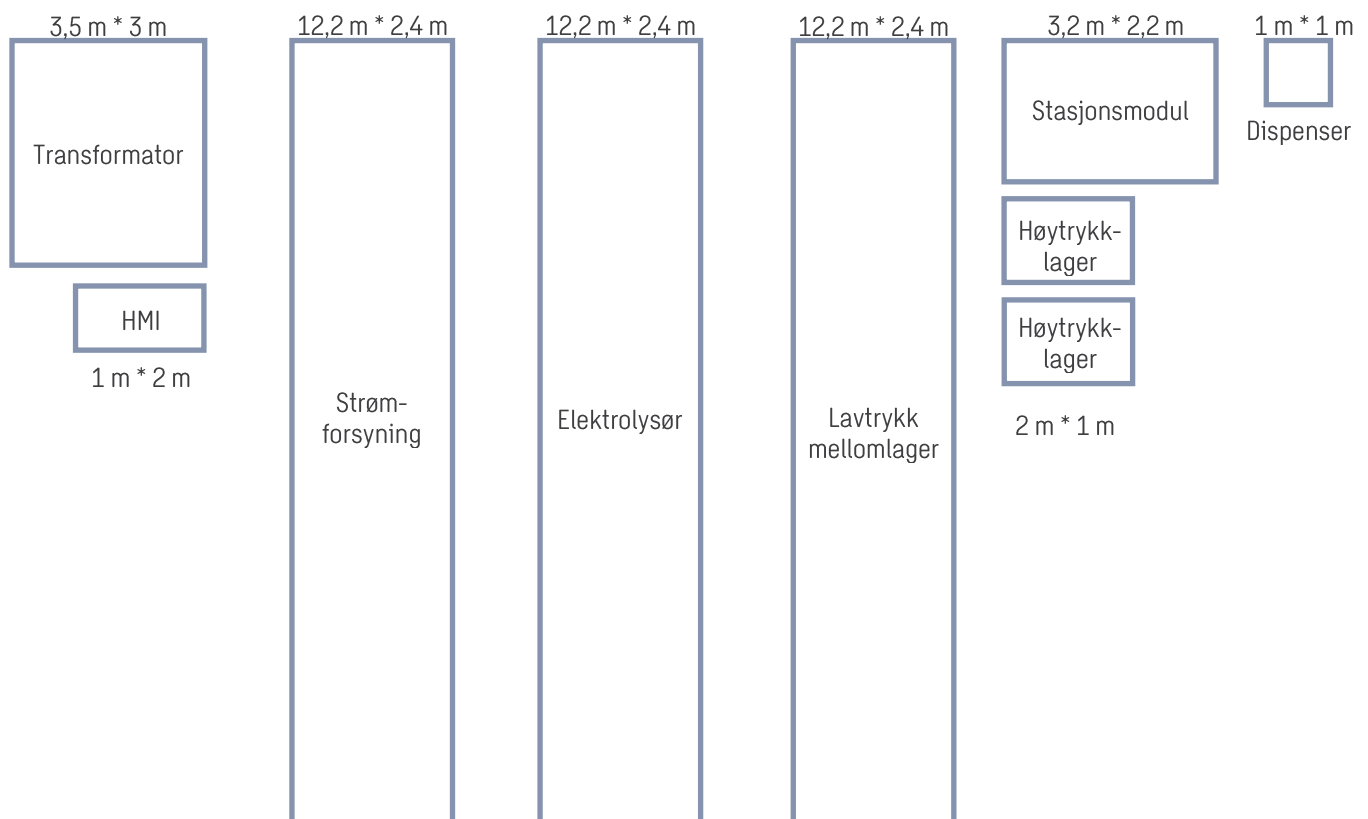
Anleggene har en betydelig fleksibilitet mht. plassering. For eksempel vil det være mulig å plassere de mest plasskrevende komponentene – elektrolysør og lavtrykks mellomlagring – et annet sted enn komponentene for høytrykks fyllelagring og dispenser og transportere hydrogen i rør imellom. På samme måte kan dispenser plasseres inntil 100 meter fra høytrykks fyllelagring og stasjonsmodul.

Med unntak av dispenser bør alle komponenter adgangssikres gjennom inngjerding e.l.

Eksempel på layout

Eksempel på typiske mål og layout for hydrogenproduksjonsanlegg med produksjonskapasitet ca. 220 kg/dag og to dagers produksjon i buffer i lavtrykk mellomlager.

Elektrolysøren i eksempelet er en PEM-elektrolysør fra NEL hvor elektrolysør og strømforsyning er plassert i 40-fots ISO-containerne. Denne løsningen kan (med oppgraderinger) produsere opp til 900 kilo/døgn på samme areal. Dette vil imidlertid kreve en økning av lagringskapasiteten, som igjen vil kreve mer areal.

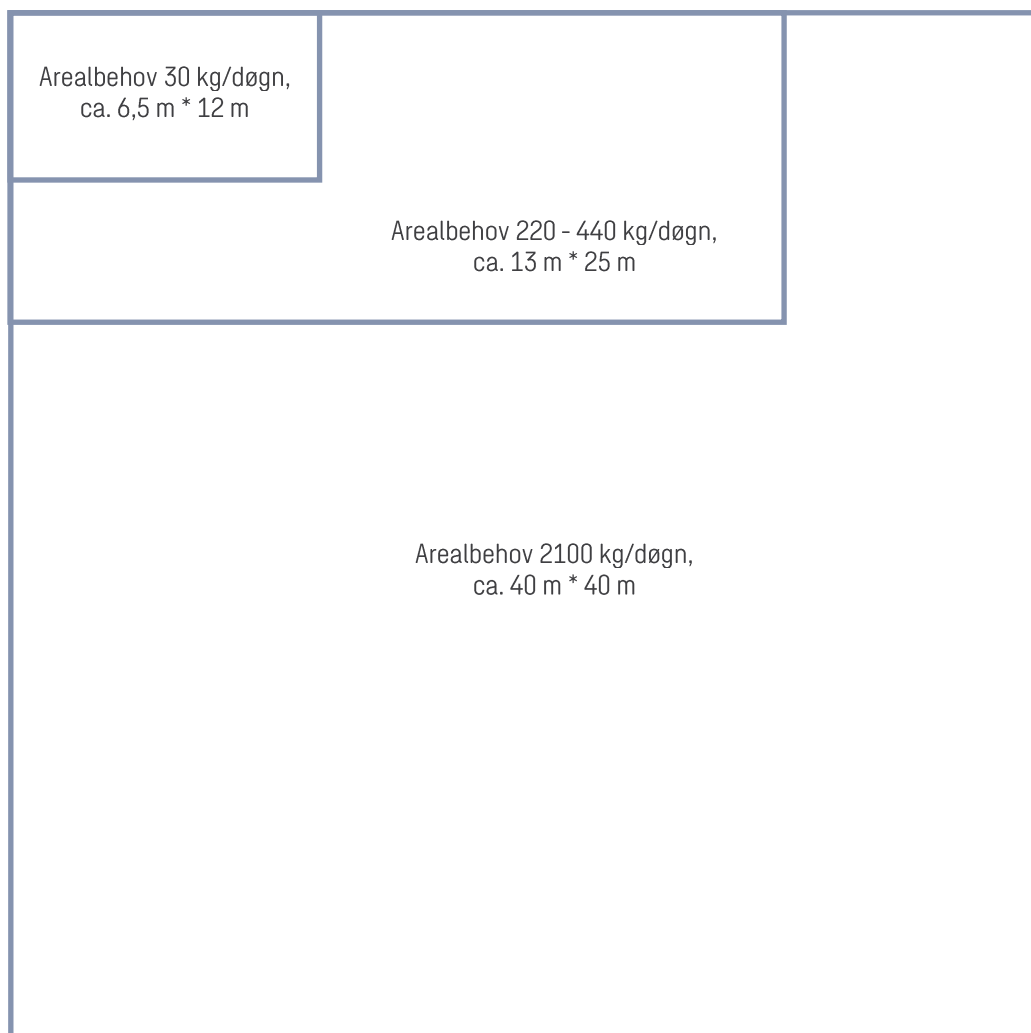


Arealbehov

Figuren viser typisk arealbehov til et komplett anlegg for produksjon, lagring og bunkring/fylling av hydrogen med en døgnproduksjon på henholdsvis 30 kg, 220 – 440 kg og 2100 kg og to-dagers bufferlager. Som figuren viser øker arealbehovet med døgnproduksjon, men selv med en produksjon på 2100 kg/døgn er ikke arealbehovet større enn ca. 1 600 m². Dette er et begrenset arealbehov i forhold til de tilgjengelige arealene på Kråkøya.

Komponentene er i all hovedsak modulære, så man er ikke låst til geometriene som er vist i figuren.

Sikkerhetssoner og eventuelt areal for tilkomst til dispensere for kjøretøyer kommer i tillegg til arealbehovet til de tekniske komponentene.



Sikkerhet

Ved etablering av hydrogenproduksjon, lagring og bunkring/fylling er det viktig å sørge for at sikkerheten for omkringliggende virksomheter er ivaretatt. Hydrogen er svært eksplosivt, og dette må tas på alvor både gjennom strenge krav til teknisk utstyr, god planlegging og gode rutiner under drift. Sikkerhet vil være et gjennomgående tema i alle faser av prosjektgjennomføringen inkludert driftsfasen.

I den innledende fasen er det viktigste å avklare hvilke omtrentlige sikkerhetsavstander det er behov for, og hvilke eventuelle begrensninger dette vil gi for plasseringen av anlegget. Det understrekes at dette kun er en innledende vurdering, og ikke en vurdering som tilfredsstiller kravene som stilles til kvantitative risikoanalyser og eventuelt simuleringer før bygging og drift av hydrogenanlegg.

For naboer til hydrogenanlegget er faren først og fremst knyttet til forsinket antenning av en hydrogenlekkasje med påfølgende eksplosjon. Dette kan føre til skader på bygg, materiell og mennesker, enten fra eksplosjonstrykket eller fra fragmenter som slynges ut av eksplosjonen. Risikoen for skader fra fragmenter kan i stor grad motvirkes med gjerder eller andre barrierer.

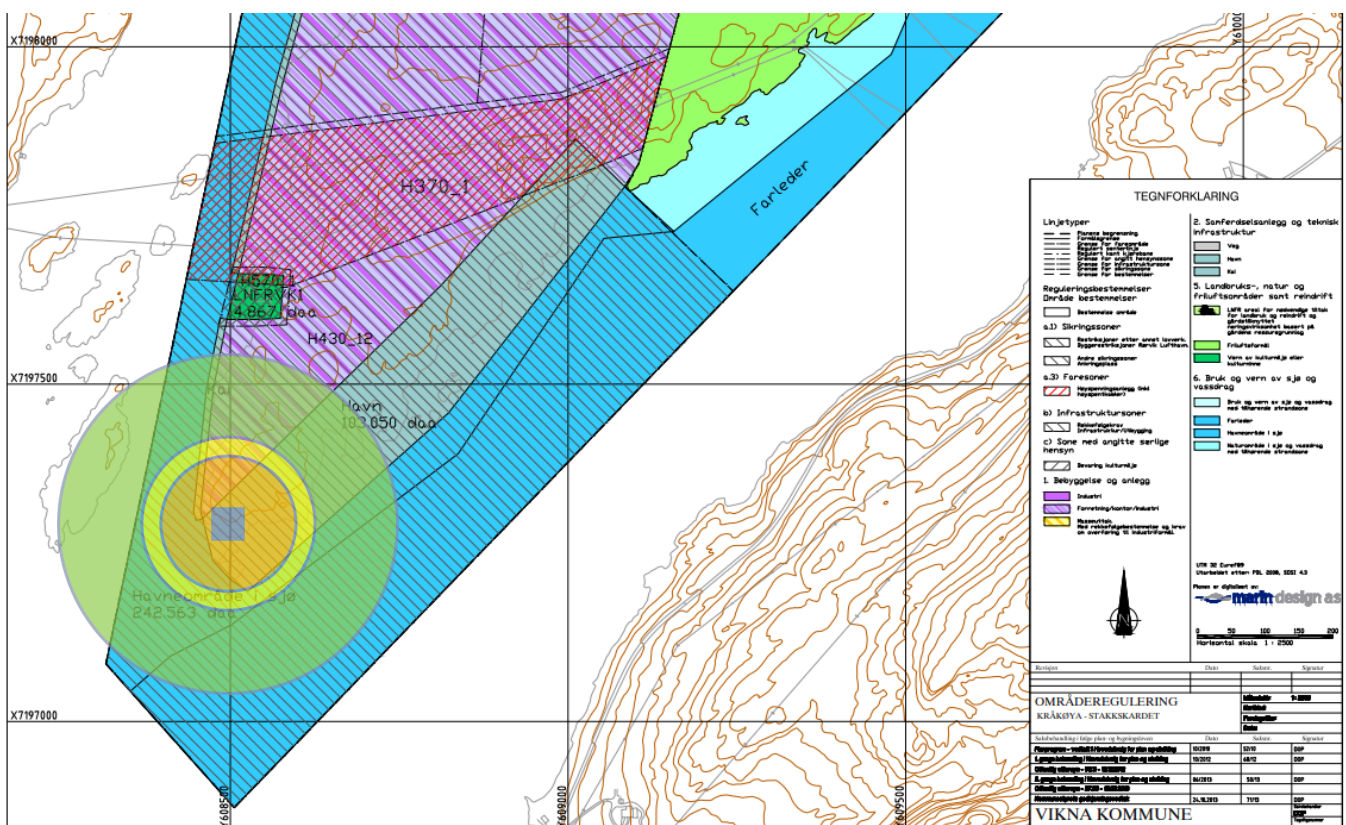
Lloyd's Register (nå Vysus Norway) har på oppdrag fra DSB utarbeidet et sett med retningslinjer for kvantitative risikovurderinger for anlegg som håndterer farlig stoff. I disse er det definert faregrenser for eksplosjonstrykk for ytre og midtre sone, i tillegg til en dødelighetsgrense (indre sone). Sonene inkluderer risiko for dødelighet som følge av fragmenter.

Sone	Akseptert aktivitet i sonen	Terskelverdi trykk (mbar)	Anslått fareavstand (m)
Ytre sone	Områder regulert til boligformål, inkl. butikker og mindre overnattingssteder	20	205
Midtre sone	Offentlig vei, kai, faste arbeidsplasser innen industri- og kontorvirksomhet.	50	95
Indre sone	Virksomhetens eget område. Kortvarig forbipassering av tredjeperson aksepteres	74	70

Sikkerhetsavstander illustrert i kart

Bildet illustrerer arealbehov for anlegg med kapasitet 2100 kg/døgn med antatte omtrentlige sikkerhetsavstander. Sikkerhetsavstandene er svært konservative anslag, og det anses som sannsynlig at disse kan reduseres ved mer detaljerte kvantitative vurderinger, eventuelt i kombinasjon med risikoreduserende tiltak.

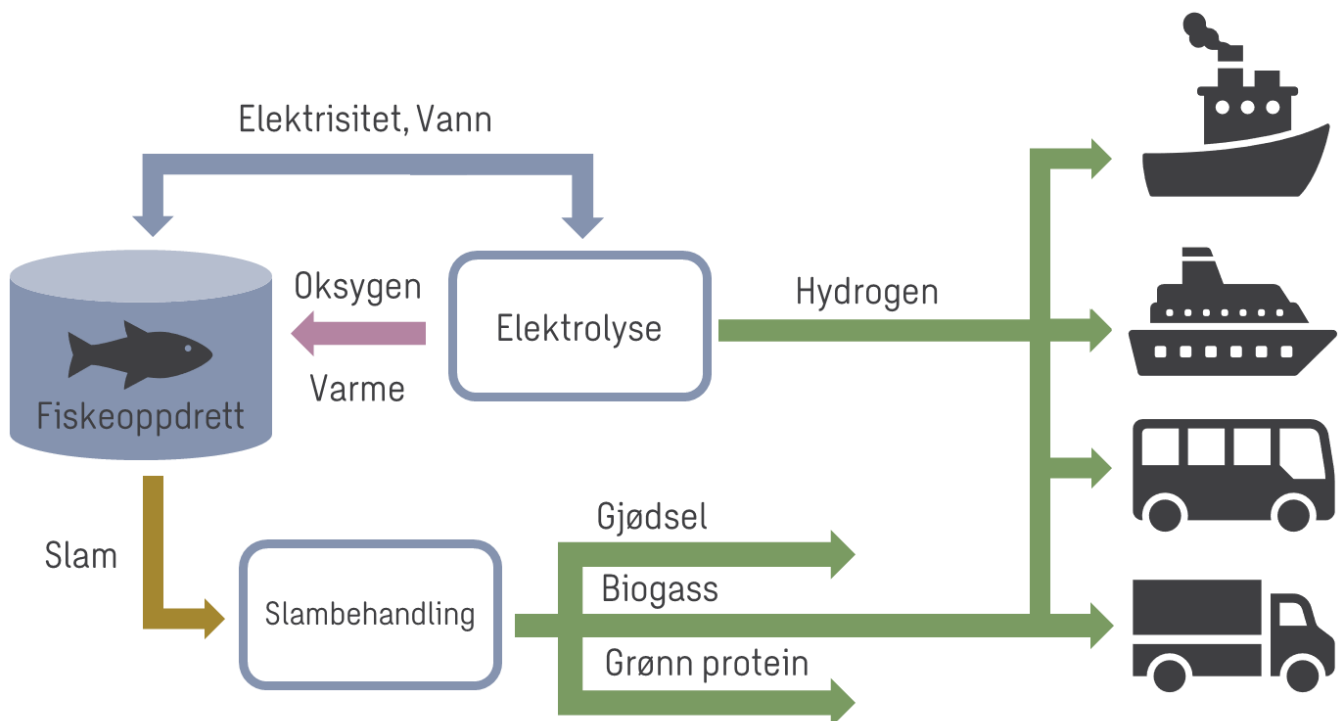
Merk at den foreløpige vurderingen kun er ment som en illustrasjon og et utgangspunkt for planlegging, og ikke er i henhold til kravene som stilles til kvantitative risikovurderinger før bygging og drift av hydrogenanlegg.



Hydrogen i sirkulærøkonomi

Hydrogen kan utgjøre en viktig bestanddel i et sirkulærøkonomisystem, og være en avgjørende brikke for å lykkes med målet om klimanøytralitet. Under er det vist en skisse av hvordan hydrogen kan samvirke med landbasert fiskeoppdrett og slambehandling, og muliggjøre fiskeoppdrett med redusert energibehov og klimanøytral uttransport av både fisk og andre produkter.

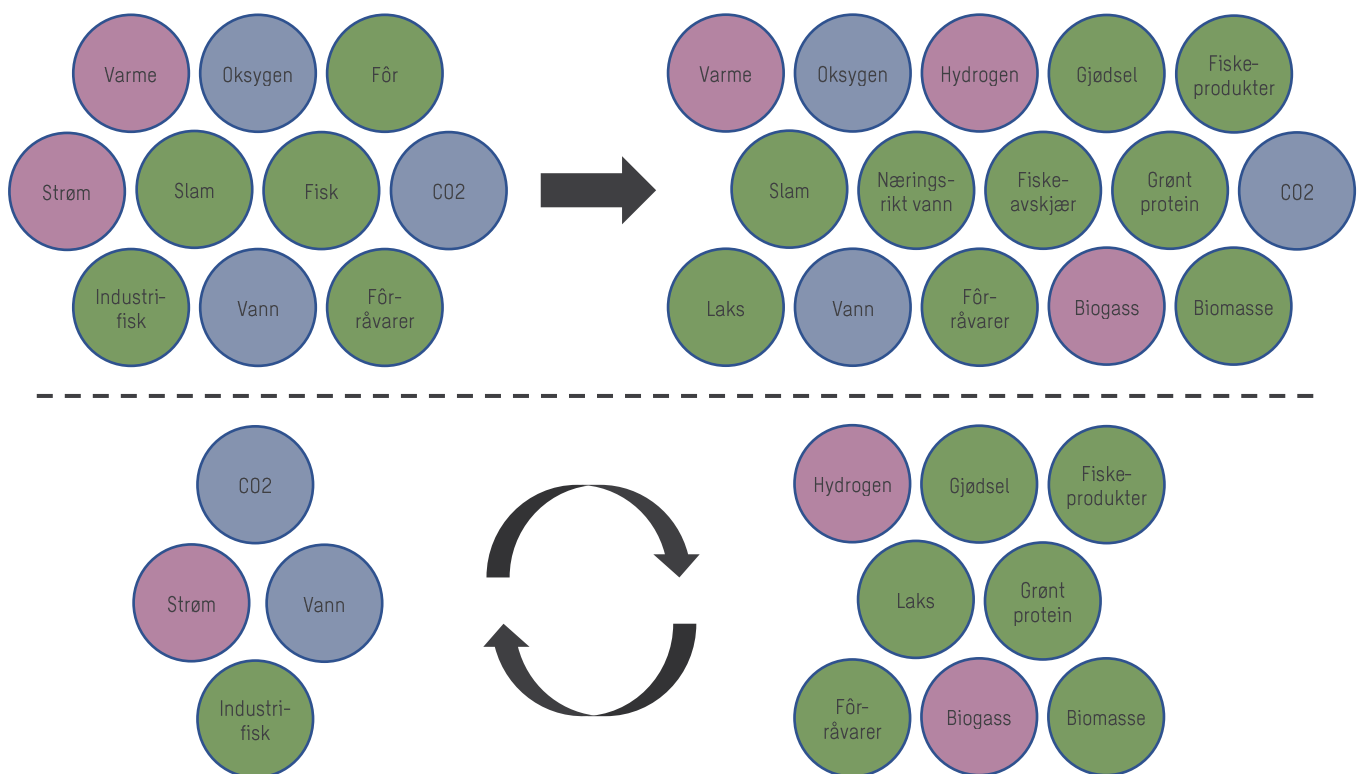
Det finnes en lang rekke lignende muligheter som inkluderer flere eller andre aktiviteter. Fellestrekket er at det enten er prosesser som krever lavtemperatur varme, eller som resulterer i en eller annen form for bioest.



Hydrogen i sirkulærøkonomi (forts.)

Ved å tenke enda bredere om sirkulærøkonomi – den enes avfall er den andres ressurs – kan man oppnå store gevinster i form av redusert behov for tilførte råvarer og reduksjon av restprodukter og avfall. Figuren over streken viser skjematisk input og output for hydrogenproduksjon, slambehandling, landbasert oppdrett, fiskeprosessering, produksjon av fôrråvarer og algeproduksjon hvis alle virksomhetene opererer uavhengig av hverandre.

Figuren under streken viser skjematisk input og output for de same aktivitetene, men med optimal sirkulær utnyttelse av restprodukter og avfall. Å lykkes med denne typen tankegang vil både gi bedre økonomi og betydelig lavere klimaavtrykk.

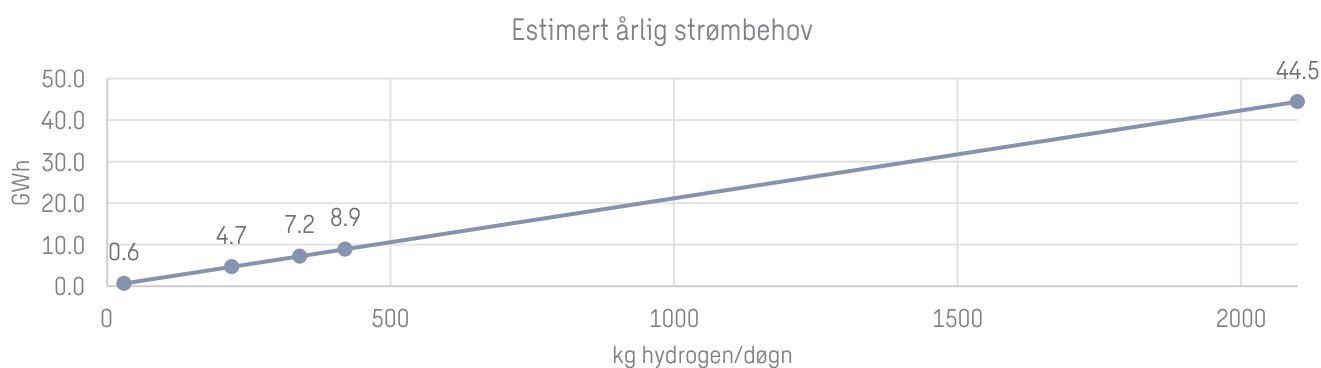
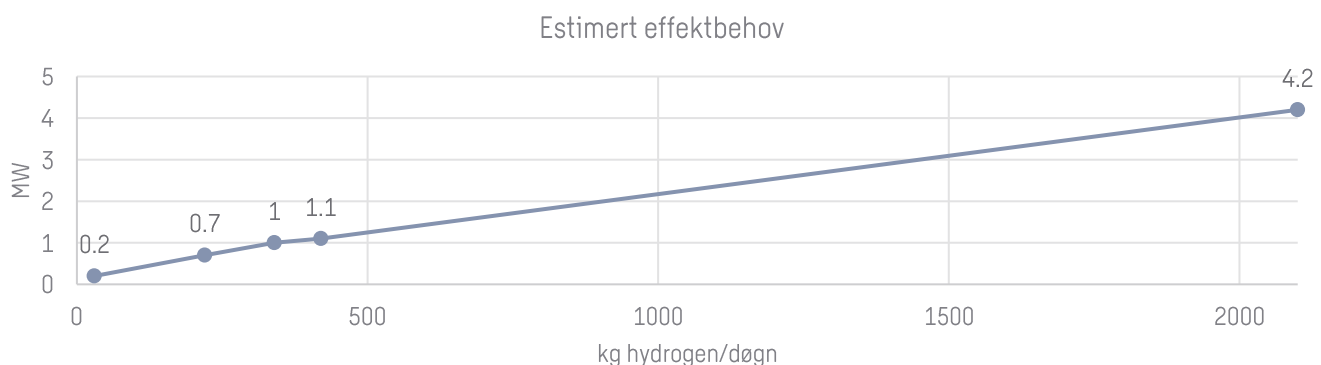


Infrastrukturbehov nett

Hydrogenproduksjon er energikrevende virksomhet. For hver kg hydrogen levert fra dispenser kreves i underkant av 60 kWh til produksjon og komprimering. Ved produksjon av 30 kg hydrogen per døgn gir dette et strømbehov på 0,6 GWh/år (ca. tilsvarende årsforbruket til 30 norske eneboliger), mens det ved produksjon av 2100 kg/døgn gir behov for hele 44,5 GWh/år (ca. tilsvarende 2 200 eneboliger).

Estimert effektbehov vil ligge i området ca. 0,2 MW til 4,2 MW. Sammenlignet med en del av den andre aktiviteter som planlegges på Kråkøya er dette relativt beskjedne tall, men det er med på å trekke opp det samlede effektbehovet.

Mulighetene som ligger i å utnytte restproduktene fra hydrogenproduksjonen inn i andre næringer krever også utbygging og dels samlokalisering av hydrogenproduksjonen og annen næringsvirksomhet, som landbasert oppdrett, slambehandling eller algeproduksjon. Også dette er energikrevende virksomhet som i sum vil gi Kråkøya et høyt effektbehov.



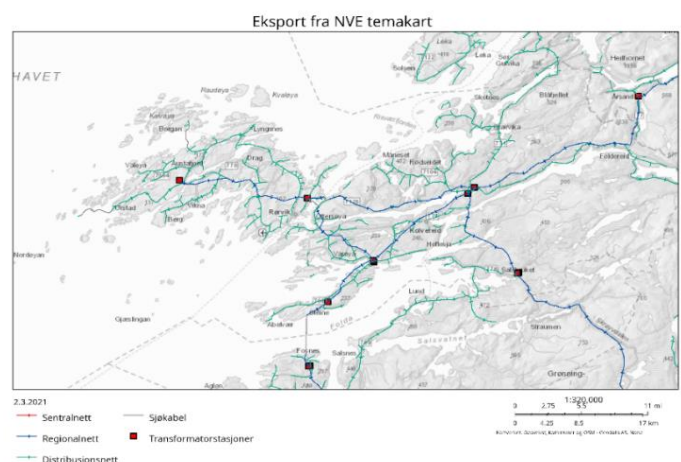
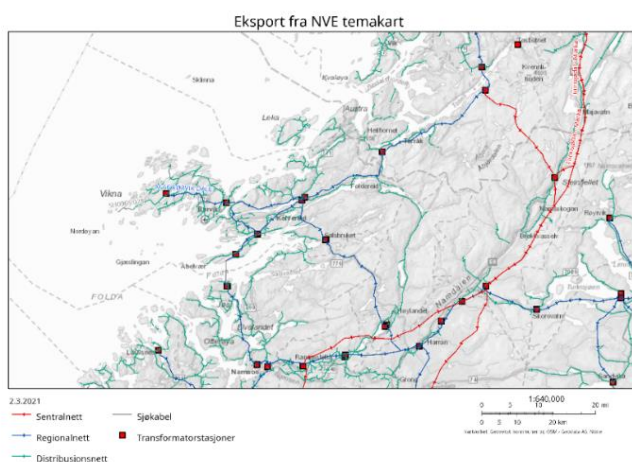
Infrastrukturbehov nett (forts.)

I forbindelse med forprosjektet ble det gjennomført en spørreundersøkelse blant kjente aktører med interesse for tomter på Kråkøya. Svarene fra denne undersøkelsen viser at det samlede effektbehovet for etableringer som er på idéstadiet eller mer konkret ligger et sted mellom 50 og 100 MW. På «veiledningsnivå» har Tensio TN opplyst at det per i dag ikke er ledig kapasitet i transformatoren som forsyner Kråkøya. Skal planene som foreligger for Kråkøya kunne realiseres er det nødvendig med en oppgradering av nettet. For at denne prosessen skal gå så fort og smidig som mulig er det avgjørende å få klarhet i når behov vil oppstå og når ny effekt kan realiseres.

Tensio TN opplyser at de jobber med en kommende oppgradering av Folda-kabelen, med planer om en trinnvis oppgradering og klargjøring for spenningsøkning på strekningen Rørvik – Namsos. På strekningen Rørvik – Kolsvik er store deler av strekningen alt tilrettelagt for kapasitetsøkning, men her begrenses mulighetene av kapasiteten i Statnett sin trafo i Kolsvik.

Hovedregelen for nye nettilknytninger er i dag at oppgraderingsbehov, kostnader osv. vurderes på bakgrunn av forespørsler fra kunder som ønsker nettilknytning. En samordning av aktørene med interesse for Kråkøya om felles innmelding og dialog om behov med Tensio TN vil gjøre det enklere for Tensio TN å håndtere og ta høyde for kommende behov, og mest trolig gjøre at prosessen med nettoppgradering kan bli både raskere og rimeligere.

En nylig forskriftsendring åpner for at nytt forbruk kan bli tilkoblet nett hvor det i de mest pressede situasjonene ikke er ledig kapasitet mot at det stilles vilkår om frakobling i pressede situasjoner. For forbruk med mulighet for fleksibilitet, som hydrogenproduksjon og prosesser som krever lavtemperatur varme kan dette være et alternativ for å muliggjøre utbygging i en overgangsfase mens nettet oppgraderes. Andre aktiviteter, bl.a. landbasert fiskeoppdrett, vil ha så høye krav til oppetid at dette ikke vil være en mulighet.



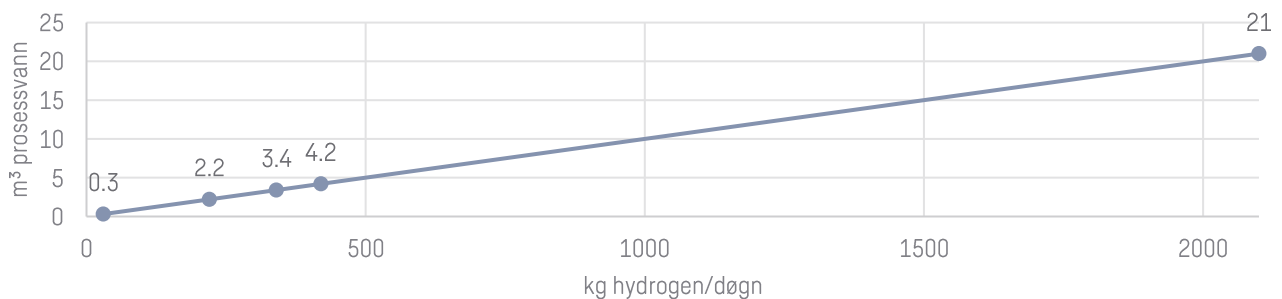
Infrastrukturbehov vann

Selve hydrogenproduksjonen krever ca. 10 liter prosessvann per kilo produsert hydrogen. Kravene til renhet er svært høye. Elektrolysør-produzenten NEL krever for eksempel en vannkvalitet som minimum er i henhold til standarden ASTM Type 2, som bl.a. stiller krav til vannets spesifikke motstand og konduktans. I praksis vil det være behov for tilførsel av vann av god kran-kvalitet som i tillegg må gjennomgå en ekstra renseprosess.

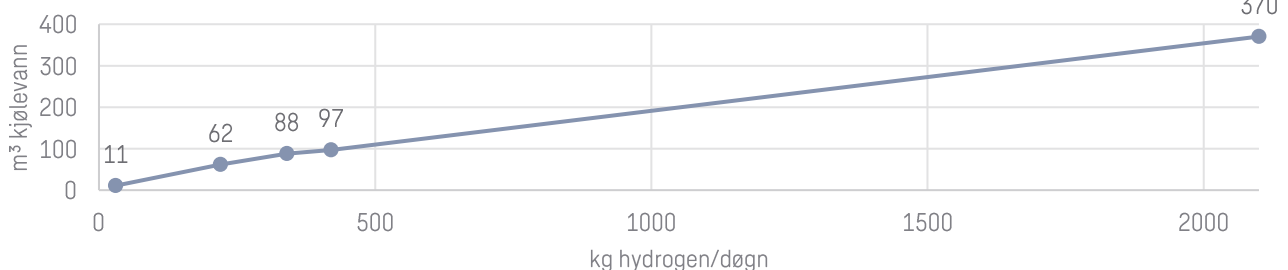
Hvis restvarmen fra elektrolysøren skal utnyttes til andre formål er man avhengig av at elektrolysøren (og evt. andre komponenter) er vannavkjølte, og at det installeres et system for distribusjon av kjølevannet. Kjølevannet har ikke samme krav til kvalitet som prosessvannet. Kjølevannet, og energimengden i kjølevannet, vil øke tilnærmet lineært med hydrogenproduksjonen. For små anlegg er det tvilsomt om det vil være kostnadssvarende å utnytte restvarmen. For et anlegg med produksjon 30 kilo/døgn vil f.eks. teoretisk utnyttbar restvarme være i underkant av 0,8 MWh/døgn. Hvor stor hydrogenproduksjonen må være før det vil være fornuftig å utnytte restvarmen vil kreve grundigere analyser som også må inkludere informasjon om tiltenkt bruksområde og betalingsvilje.

Merk at estimatene for kjølevannbehov i grafen under gjelder for gjennomstrømning, dvs. at kjølevannet slippes ut etter bruk. Ved gjenbruk av kjølevannet i et lukket system for vannbåren distribusjon av restvarme vil kjølevannsbehovet være betydelig lavere.

Estimert behov prosessvann per døgn



Estimert behov kjølevann per døgn



Prinsipper for lokalisering

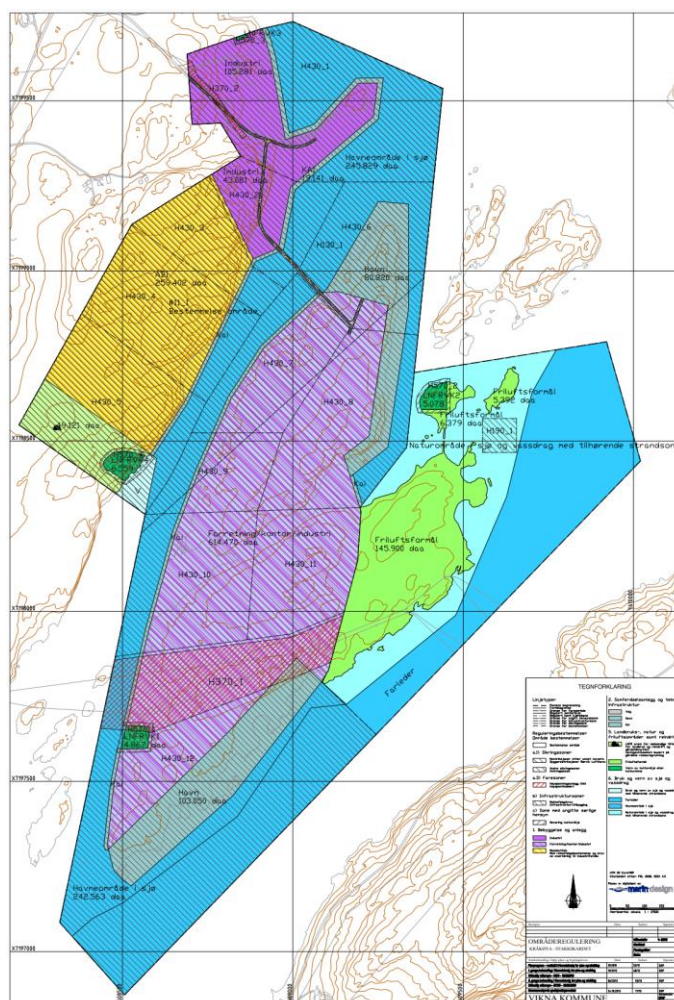
For å få til et anlegg for hydrogenproduksjon, lagring og bunkring/fylling som er så sikkert, effektivt og funksjonelt som mulig er det avgjørende at plasseringen av anlegget sees i sammenheng med øvrige planer for området. Følgende hensyn vil være viktige å ta hensyn til ved planlegging av plasseringen av hydrogenanlegget:

- **Adkomst**
Behovet for adkomst vil avhenge av hvilke markeder anlegget skal betjene. Skal anlegget også levere til landtransport/ tyngre kjøretøy må det settes av areal til at disse kan kjøre inn, tanke og kjøre ut igjen uten å være til hinder for annen aktivitet. Dispenseren kan imidlertid plasseres et stykke unna øvrige komponenter, noe som gir stor grad av fleksibilitet. Dispenser for bunkring av båter bør legges unna de mest trafikkerte kaiene. Hvis det planlegges transport av hydrogen ut av området må det settes av plass til lasting og lossing av hydrogenkontainer(e).
- **Sikkerhet**
Det vil være krav om sikkerhetssoner rundt anlegget, men størrelsen på disse og typene aktivitet som er tillatt innenfor sonene tilsier at dette neppe blir problematisk i et industriområde som Kråkøya. Det kan likevel være fordelaktig å plassere anlegget i utkanten av området. Dersom det planlegges fasiliteter for småbåter, turisttrafikk eller annen allmenn ferdsel bør dette hensyntas i plasseringen av anlegget. Med unntak av dispenser bør øvrige komponenter adkomstsikres med gjerde.
- **Utnyttelse av restprodukter**
Restproduktene fra hydrogenproduksjonen – oksygen og varme – kan utgjøre en betydelig ressurs. For å best mulig kunne utnytte disse ressursene vil det være avgjørende med størst mulig geografisk nærhet mellom hydrogenproduksjon og bruker av oksygen og varme. Dette er spesielt kritisk for utnyttelse av restvarme hvor varmetapet vil bli stort hvis restvarmen må transporteres over større avstander.

Planstatus

Hoveddelen av Kråkøya og tilgrensende områder er regulert til bebyggelse og anlegg med havne- og industriformål. I plankartet under angir grå farge eksisterende eller regulerte havneområder, lys lilla farge forretning/kontor/industri, mørk lilla farge industri og gul farge masseuttak med krav om overføring til industriformål. Den sørlige delen av planområdet krysses av to kraftlinjer med tilhørende faresoner markert med rød skravering.

Planområdet er delt inn i 12 soner med krav om detaljplan før utbygging. For områder som er regulert til forretning/kontor/industri eller industri vil det i utgangspunktet ikke være behov for omregulering for å kunne brukes til hydrogenproduksjon ut over den reguleringen som uansett må gjøres i forbindelse med detaljplan.



Planavklaringer og tillatelser

For hydrogenanlegg med samlet lagringsvolum under 5 tonn er det kommunen som er tillatende myndighet. Prosessen vil foregå i tre trinn:

1. Innledningsvis kreves det innhenting av rammetillatelse
2. Før byggestart er det krav om igangsettingstillatelse
3. Før anlegget settes i drift er det krav om brukstillatelse.

Prosessen skal i sum ivareta alle relevante aspekter, som miljø, risiko, sikkerhet mm. Anlegg for hydrogenproduksjon, lagring og bunkring/fylling er underlagt samme regelverk som andre anlegg for produksjon eller håndtering av andre brannfarlige og eksplosive stoffer. Dette stiller krav om omfattende vurderinger av risiko og sikkerhet før søknad kan behandles. Kommunen står ansvarlig for å involvere relevante faginstanser, som lokalt brannvesen.

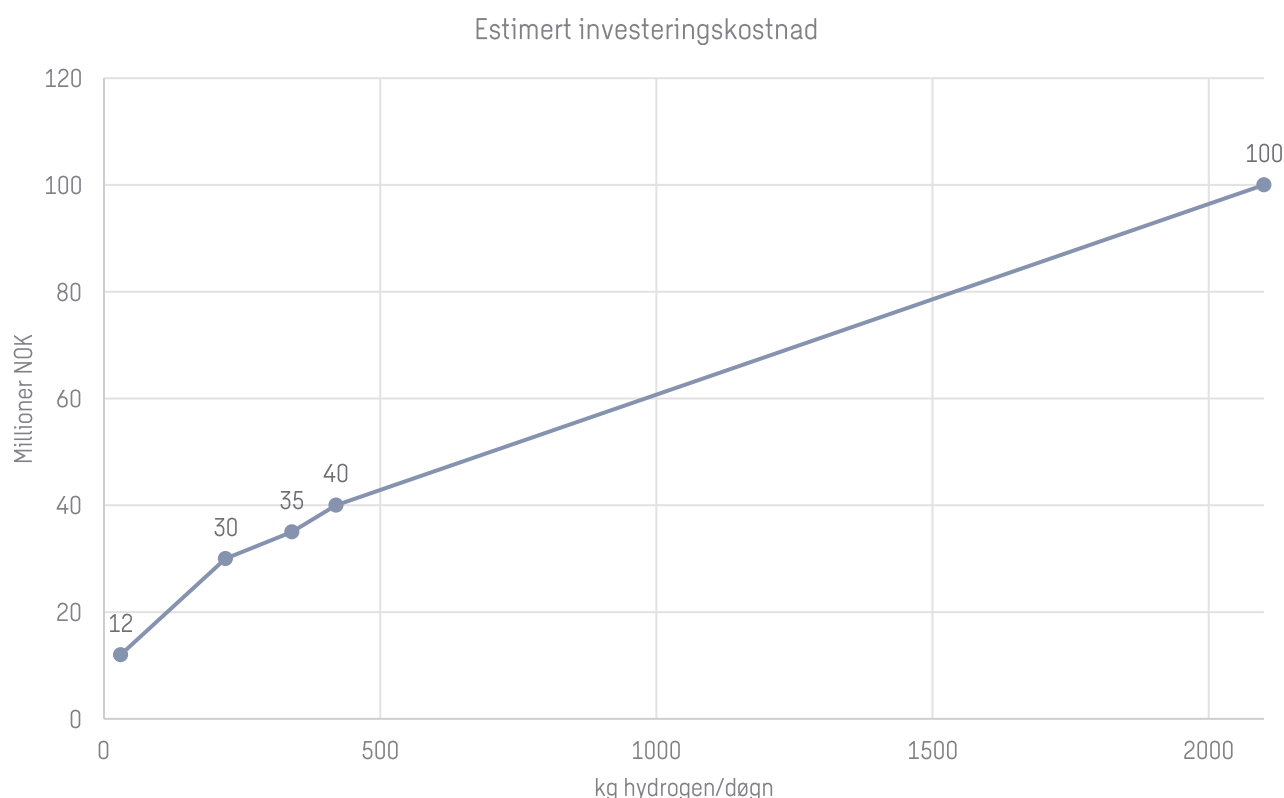
Hvis samlet lagringsvolum overstiger 5 tonn hydrogen kreves det tillatelse fra DSB etter storulykkeforskriften.

Estimerte investeringskostnader

Grafen under viser estimerte investeringskostnader for produksjonen i scenarioene fra Arbeidspakke 2. For alle scenarioene er det antatt to dagers bufferlager. For scenarioet med produksjon på 30 kg hydrogen/dag er det antatt én 350-bar dispenser, for scenarioene med 220 – 420 kg/døgn er det antatt to dispensere, og for scenarioet med 2100 kg/døgn er det antatt fire dispensere.

De estimerte investeringsnivåene er ment å gi en pekepinn på kostnadene ved produksjon av ulike volum hydrogen. Det understrekes at dette er svært grove estimer basert på historiske erfaringstall. Det er ikke innhentet budsjettpriser eller pristilbud fra teknologileverandører spesifikt for dette prosjektet.

Lønnsomheten i et hydrogenprosjekt vil i tillegg til investeringskostnaden avhenge av forhold som brukstid, salgspris, evt. salg av oksygen og varme, finansieringskostnader, tomtekostnader, evt. kostnader til nettoppgraderinger, levetid mm.





H2 MARINE



Moen Marin



TU

INNHold ≡

LEDIGE JOBBER

WEBINARER

EKSTRA +



+ Løser Ernas hydrogen-problem: Lager arbeidsbåt og knutepunkt i Midt-Norge

Pilot-E på Kråkøya: Verdens første maritime hydrogenverdikjede?

NTE og H2 Marine bygger et produksjonsanlegg for hydrogen med utvikling av en innovativ mobil transport og bunkringsløsning på Kråkøya.

Hydrogenanlegget skal tilgjengeliggjøre hydrogen til tidlige markedsfaser, ved å få kostnadene nede selv ved små etterspørselsvolum.

Prosjektet gikk gjennom nåløyet for Pilot E finansieringsordning, og er tildelt ca 30 mill i støtte til landanlegget og arbeidsfartøyet som bygges på Moen Verft. Byggestart er 2022, og anlegget vil gå i drift- og testfase mot årsskiftet.

Anlegget er det første av sitt slag i europeisk, og mest sannsynlig også internasjonal sammenheng.

Prosjektets helhet, i at det inkluderer partnere fra energileveranse, hydrogenproduksjon til båtbygger og sluttkunde er enestående i maritim sammenheng.

Et kort sammendrag av prosjektet er på neste side.



Illustrasjon H2 Marine

Pilot-E på Kråkøya: Landanlegg for produksjon av hydrogen

Hovedmål: Utvikling og realisering av en helhetlig fleksibel og modulær løsning for produksjon-, lagring- og distribusjon/bunkring av grønt hydrogen.

Prosjektet skiller seg fra tidligere og pågående forsknings- og demonstrasjonsprosjekt ved at utviklingen i hovedsak vil være drevet av industriaktører som er fokusert på å utvikle og ta i bruk produkter/løsninger for kommersiell drift langs hele verdikjeden.

Utvikling av en **kombinert mobil hydrogen transport-/bunkringsenhet muliggjør mye større fleksibilitet** med tanke på fartøyenes geografiske arbeidsområder. Utvikling av en mobil hydrogen transportenhet godkjent for sjøtransport muliggjør også elektrifisering av merder og fôrflåter gjennom brenselcelle aggregat som erstatning til diesellaggregat.

Utvikling av ny og enklere bunkringsteknologi gir langt lavere CAPEX og OPEX enn dagens løsninger. Utvikling av simuleringsprogram for å beslutte ideell systemkonfigurasjon og produksjonslokasjon i henhold til sluttbrukers behov vil resultere i lavest mulig hydrogenpris.

Det er ikke tilstrekkelig tilgang til bærekraftig biodrivstoff for å dekke fremtidig behov i maritim næring. I tillegg har batterielektriske fartøy i dag begrensninger når det gjelder type fartøy og operasjoner. Hydrogen vil komplementere batteri på skip og gi økt rekkevidde og/eller hastighet for slike hybridskip.

Markedet for arbeidsbåter i den norske oppdrettsindustrien anslås i dag til 750-900 fartøyer. Driftsprofilen til slike fartøy tilsier ren batteridrift som svært marginal, og batteri-dieselhybrid kun vil redusere deler av utslippet. For å nå 50% og etter hvert 100% reduksjon i utslipp må en stor del av denne flåten over på hydrogenelektrisk drift.

Rørviks gunstige geografiske plassering vil gjøre det mulig å levere hydrogen til en lang rekke sluttbrukere langs kysten til konkurransedyktige priser hvis volumet blir stort nok. Derfor kan en suksessfull pilot relativt raskt bidra til å realisere ytterligere utslippskutt i flere sektorer, både i og utenfor regionen, så vel som utenfor Norge.

Nettsituasjonen i Nærøysund

Nettsituasjonen: Utfordringer og muligheter

Dette kapitlet tar for seg nettsituasjonen i Nærøysund-området og prosess og regelverk for å få nettilknytning til nytt eller økt forbruk. Bakteppet er planene for utbygging av Kråkøya og hvilke krav dette vil stille til energiforsyningen. I notatet er det antatt at behovet for nytt effektuttak knyttet til Kråkøya vil være minimum 50 MW.

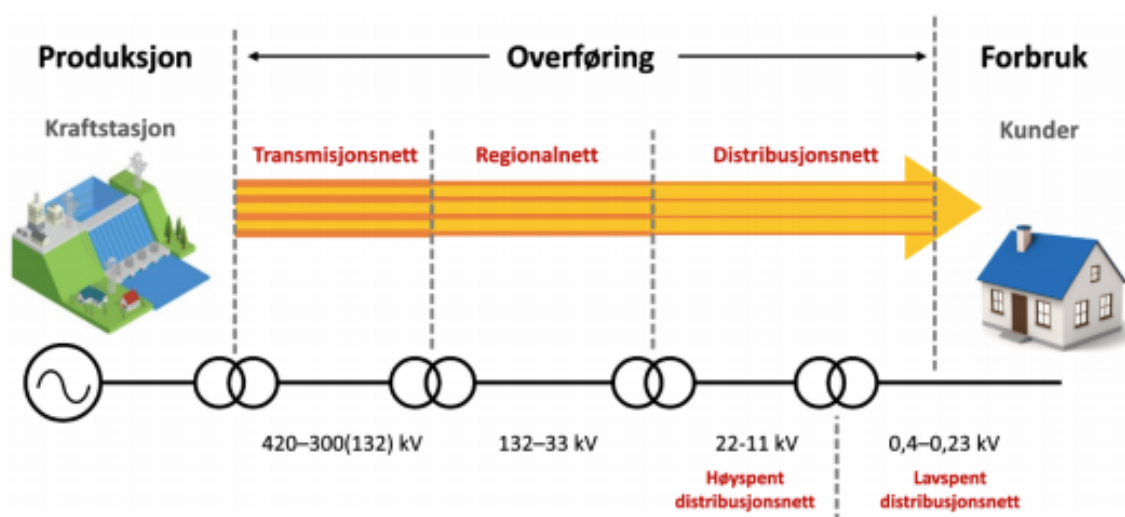
Vi starter med en gjennomgang av den overordnede strukturen i det norske kraftnettet og noen tilknyttede nøkkelbegreper. Hovedtrekkene i prosessen for tilgang til nett for nytt eller økt forbruk, og hvordan prosess og tidsbruk vil avhenge av omfanget av nødvendige tiltak blir gjennomgått trinn for trinn. Hovedtrekkene i regelverket om fastsettelse og fordeling av anleggsbidrag forklares.

Deretter gjøres det en gjennomgang av dagens nettsituasjon i Nærøysund-området, noen identifiserte utfordringer og hvilke mulige tiltak som ligger inne i siste kraftsystemutredning, og hvilke effekter som forventes å kunne realiseres fra de mulige tiltakene.

Til slutt fremmes noen konklusjoner og anbefalinger, rettet mot både aktørene med planer på Kråkøya, Tensio TN og overordnede myndigheter.

Kraftnettet består av tre nivåer

- **Transmisjonsnettet** er hovednettet for transport av elektrisk kraft i Norge. Det binder sammen store produsenter og forbrukere i et landsdekkende kraftsystem og omfatter også utenlandsforbindelser. Transmisjonsnettet består i hovedsak av linjer med 300 eller 420 kV spenning. I Rørvik-området er de relevante kontaktpunktene til sentralnettet Kolsvik og Namsos transformatorer. Transmisjonsnettet eies (i all hovedsak) og driftes av Statnett.
- **Regionalnettet** er kraftnett som dekker større områder, som regioner eller fylker. Det fungerer som et bindeledd mellom transmisjonsnettet og distribusjonsnettet. Normale spenningsnivåer i regionalnettet er 66 og 132 kV. Regionalnettet eies og driftes av regionale nettselskaper. Nettet omfattes normalt av anleggskonsesjon, dvs. en tillatelse til å bygge og drive hvert enkelt anlegg.
- **Distribusjonsnettet** er den delen av nettet som overfører og fordeler elektrisk energi til sluttbrukerne (husholdninger, næring, lettere industri). Distribusjonsnettet omfatter spenninger fra 230 V til 22 kV. Distribusjonsnettet eies og driftes av regionale nettselskaper. Nettet omfattes av områdekonsesjon, dvs. en generell tillatelse til bygging og drift innenfor gitte spenningsnivåer og et definert geografisk område.



Figur: NVE Rapport 202011402

Prosess for tilgang til nettet

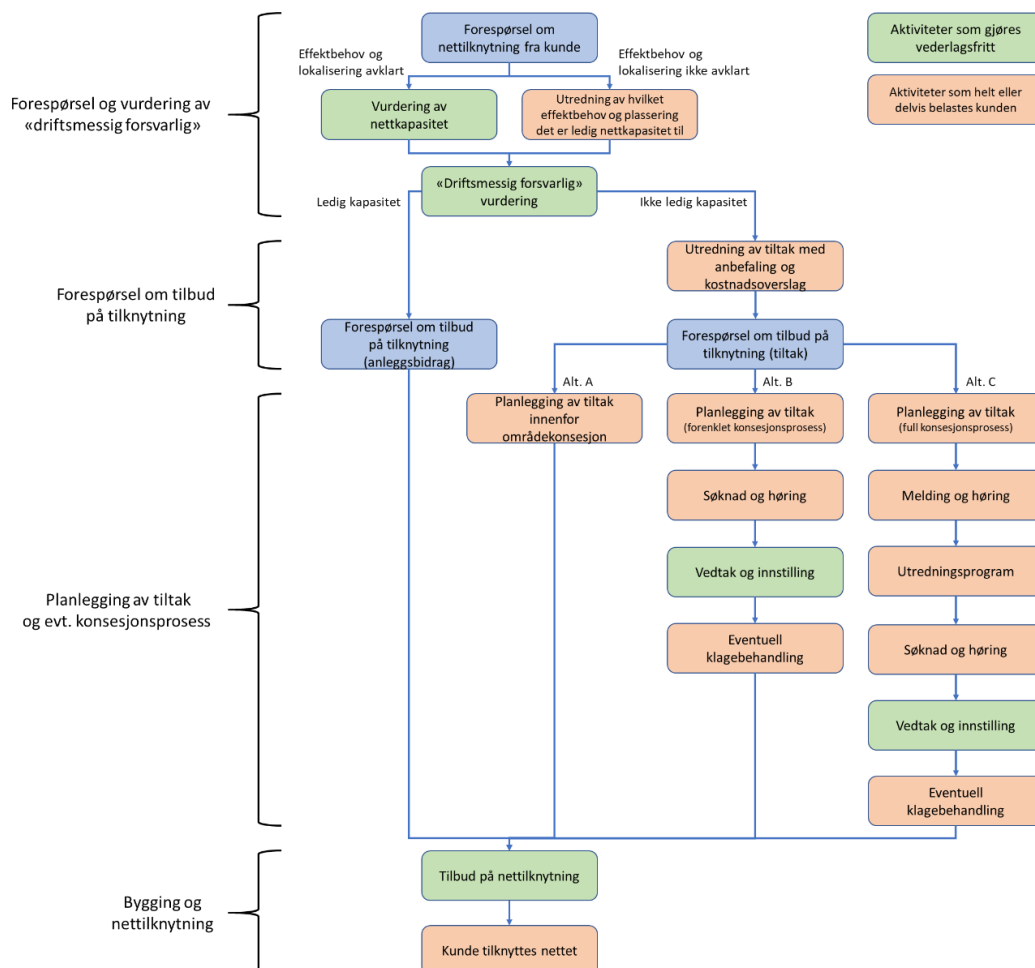
I Nærøysund-området er det Tensio TN som er netteier og områdekonsesjonær. Områdekonsesjonær har etter gjeldende regelverk (energiloven § 3-4a og NEM §§ 3-2 og 3-3) en plikt til å tilby alle som ønsker det tilgang til nettet (tilknytningsplikt). Plikten til å sørge for nettilgang er betinget av at kunden er villig til å betale de nødvendige tariffene. Med tariffen menes i denne sammenheng alle priser og andre økonomiske godtgjørelser for tilknytning og bruk av nettanlegg.

Før en tilknytning tillates, plikter Tensio TN å gjøre en vurdering av om tilknytningen er driftsmessig forsvarlig, dvs. at tilknytningen ikke går ut over leveringskvaliteten til eksisterende kunder, eller om det må gjøres investeringer i nettet før tilknytningen kan gjennomføres (utredningsplikt). Tensio TN vil være ansvarlig for å avklare nettsituasjonen med overliggende eller tilgrensende konsesjonærer. Etter at nødvendige utredninger er gjennomført skal Tensio TN orientere den som ønsker tilgang til nettet om status, eventuell videre prosess for konsesjonssøknad, forventet tidspunkt for når det vil kunne gis tilknytning og om en eller flere av konsesjonærene vil søke om fritak fra tilknytningsplikten. Dette er en mulighet som kan benyttes der tiltakene ikke vurderes å være samfunnsmessig rasjonelle.

Forespørsel om nettilknytning

Kunden som ønsker nettilknytning tar kontakt med nettselskapet. Avhengig av hvor godt definert behovet i forespørselen er – viktigst om effektbehov og lokalisering er avklart – gjør nettselskapet enten en vurdering av om det er tilgjengelig nettkapasitet eller en utredning av f.eks. hvilket effektbehov det er ledig kapasitet til eller hvor i nettet det er mest ledig kapasitet. Vurderingen eller utredningen resulterer i en vurdering av om det er driftsmessig forsvarlig med nettilknytning av kunden.

Hvis det er tilstrekkelig ledig kapasitet fremmer kunden forespørsel om tilbud på tilknytning. Dette vil normalt medføre reservasjon av ledig nettkapasitet. Hvis det ikke er tilstrekkelig ledig kapasitet gjennomfører nettselskapet en utredning av nødvendige tiltak for at nettilknytningen kan gjøres forsvarlig, og på bakgrunn av denne fremmer kunden forespørsel om tilbud på tilknytning.



Planlegging av tiltak

Avhengig av omfanget på nødvendige tiltak følger den videre prosessen tre løp:

A: Hvis tiltakene faller innenfor nettselskapets områdekonsesjon, dvs. at nettilknytningen kan løses med en 22 kV tilknytning innenfor nettselskapets område, kan nettselskapet bygge uten å søke om konsesjon fra NVE. Det er likevel krav om at tiltakene må legges fram for direkte berørte, som kommuner, statsforvalter og grunneiere, og at NVE må involveres hvis det fremmes vesentlige innsigelser.

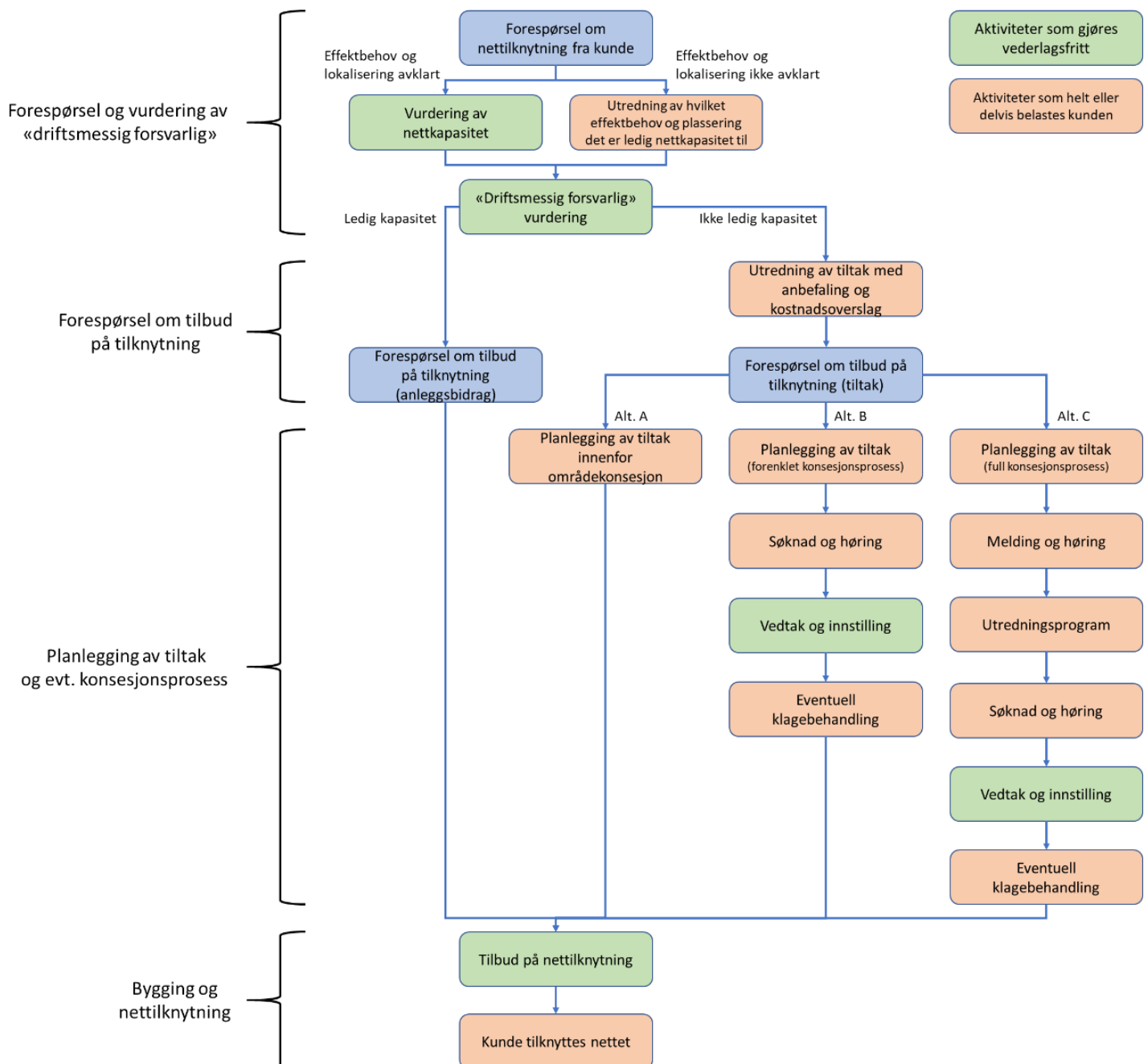
B: Hvis nettilknytningen kan løses med kraftlinje med spenning lavere enn 132 kV eller kortere enn 15 km (uavhengig av spenningsnivå over 22 kV) kreves det konsesjon fra NVE med forenklet konsesjonsprosess.

C: Hvis nettilknytningen krever kraftlinjer med spenning 132 kV eller høyere som er lengre enn 15 km kreves det konsesjon fra NVE med full konsesjonsprosess.

Etter at behovet for tiltak og konsesjonsspørsmål er avklart gir nettselskapet kunden tilbud på nettilknytning. Hvis tilbudet aksepteres tildeles nettkapasitet og gjennomføring av nødvendige tiltak for nettilknytning starter.

Tidsbruk i prosessen vil avhenge av om det er tilgjengelig ledig kapasitet i nettet og omfanget og kompleksiteten til eventuelle tiltak i nettet. I det gunstigste tilfellet, med ledig kapasitet i nettet, kan prosessen fra kunden tar kontakt med nettselskapet til kunden tilknyttes nettet ta under 6 måneder. I motsatt ende av skalaen, hvis det ikke er ledig kapasitet i nettet og tiltakene som kreves faller inn under kategori C over med krav om full konsesjonsprosess, vil tilknytning normalt ta 3 – 5 år. Dersom det også er behov for større tiltak i transmisjonsnettet, kan det ta vesentlig lenger tid.

Planlegging av tiltak (forts.)



Anleggsbidrag

Nettselskapene skal fastsette anleggsbidrag for å dekke kostnadene ved nye nettinvesteringer og nettførsterkinger når kunder blir tilknyttet nettet eller får økt kapasitet.

- Anleggsbidraget kan dekke hele eller deler av kostnadene, men regelverket må praktiseres objektivt og ikke-diskriminerende, dvs. at like tilfeller må behandles på samme måte.
- Dersom kunden ikke aksepterer å betale anleggsbidrag så bortfaller nettselskapets tilknytningsplikt.
- Anleggsbidraget skal være betalt senest når kunden tilknyttes nettet.
- Anleggsbidraget skal synliggjøre kostnaden ved nettilknytning. Et estimat på anleggsbidrag fremlegges som en del av tilbudet på nettilknytning. Dette gir kunden mulighet til å vurdere kostnaden ved nettilknytning opp mot andre alternativer, som tiltak for å redusere effektbehovet eller å endre lokalisering av anlegget til et sted med bedre nettkapasitet.
- Formålet er å fordele kostnadene mellom kunden som utløser investeringen og nettselskapets øvrige kunder. Den delen av nettinvesteringene som evt. ikke dekkes gjennom anleggsbidrag vil dekkes av nettselskapets øvrige kunder gjennom økt nettleie.

Anleggsbidrag (forts.)

Anleggsbidraget beregnes i to trinn:

- Først beregnes et kostnadsgrunnlag som dekker anleggskostnaden ved investeringen, fratrasket reinvesteringskostnader, tillagt fremskyndingskostnader og samlede utredningskostnader.
- Deretter beregnes kundens andel av anleggsbidraget.

For anlegg med flere brukere – dvs. der flere ønsker om nettilknytning muliggjøres fra samme anlegg – beregnes kundens anleggsbidrag som en forholdsmessig andel av kostnadsgrunnlaget, beregnet som kundens etterspurte kapasitetsøkning delt på den økte kapasiteten i nettanlegget. Kostnadsgrunnlaget fordeles mellom kundene basert på kapasiteten kundene har bestilt.

For anlegg der kunden som bestiller nettilknytning er eneste bruker settes anleggsbidraget lik kostnadsgrunnlaget hvis nettanlegget er dimensjonert etter nettselskapets minste standard ift. kundens bestilte kapasitet.

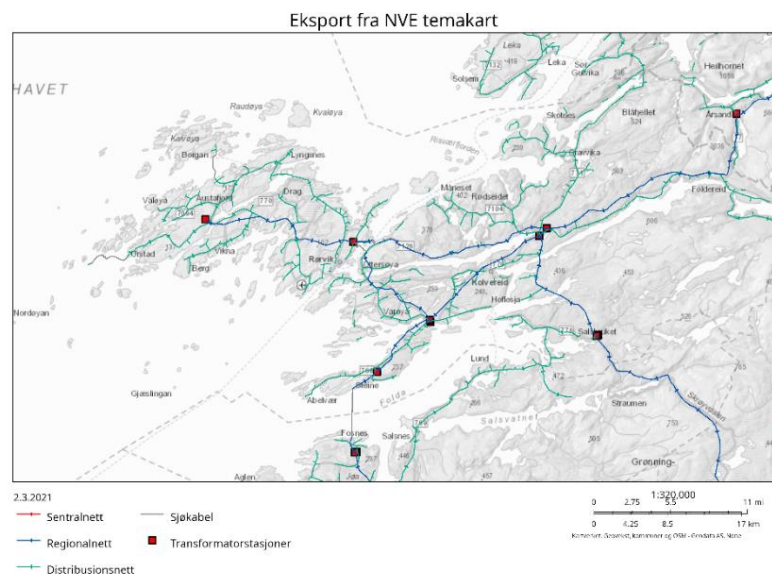
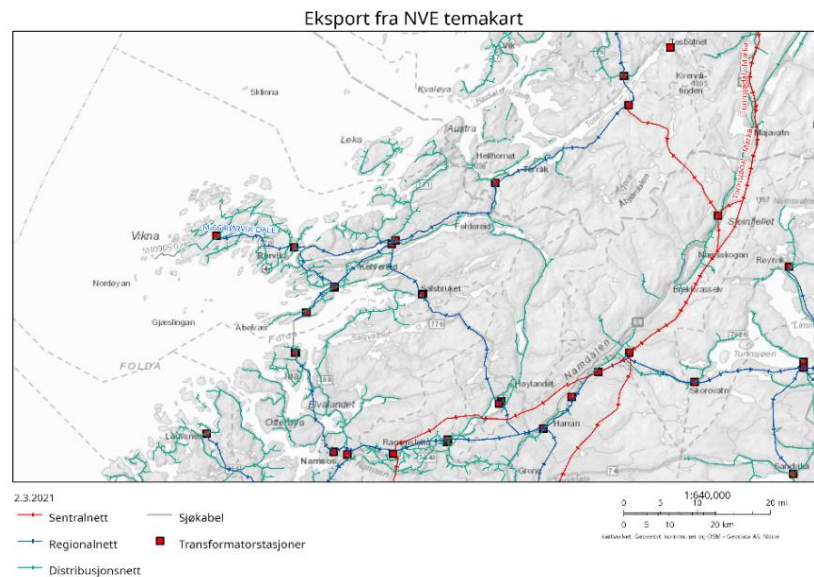
Det er kun kostnadene ved å etablere eller forsterke nettanlegget som kunden bruker som skal inngå i anleggskostnadene. Dersom nettselskapet finner at det er samfunnsøkonomisk rasjonelt å gjøre større og mer helhetlige tiltak når de først gjør investeringer i nettet må det gjøres en vurdering av hvilke kostnader som oppstår som en følge av kundens tilknytning eller kapasitetsøkning, og hvilke kostnader som er en følge av ønsket om å gjøre større og mer helhetlige tiltak.

Nettselskapet plikter å fastsette og kreve inn anleggsbidrag fra kunder som blir tilknyttet eller får økt kapasitet i nettanlegg som er finansiert av anleggsbidrag de første ti årene anlegget er i drift. I slike tilfeller skal nettselskapet betale tilbake den delen av anleggsbidraget som overstiger hver eksisterende kundes forholdsmessige del av kostnadsgrunnlaget.

Nettselskapet er i utgangspunktet ansvarlig for grave- og grunnarbeider, men det kan avtales at kunden selv står for dette arbeidet. Siden grave- og grunnarbeider til nettanlegg er nettselskapets ansvar, kan nettselskapet stille krav til utførelse. Nettselskapet kan også kreve å utføre gravearbeider selv.

Nettsituasjonen i Nærøysund

Nettet i Nærøysund er knyttet til sentralnettet gjennom tre ulike linjer i regionalnettet på 66/132kV. Linjene møter 420 kV-sentralnett i Statnett sine nettstasjoner i Kolsvik, Tunnsjødal og Namsos. Fra 2023 brytes forbindelsen til Tunnsjødal i Nedre Fiskumfoss. I tillegg til forsyningen fra sentralnettet er det kraftproduksjon i en rekke vannkraft- og småkraftverk og vindkraftverk på Ytre Vikna og Hundhammerfjellet. Fra 2023 brytes forbindelsen til Tunnsjødal i Nedre Fiskumfoss.



Nettsituasjonen i Nærøysund (forts.)

Fra Kraftsystemutredningen for Nord-Trøndelag 2020-2040 (KSU) virker det å være størst utfordringer med nettkapasitet for innmating av ny produksjon i området i og rundt Nærøysund. KSU-en konstaterer blant annet at det er begrenset kapasitet for tilknytning av ny kraftforsyning i Nærøysund og ingen kapasitet for tilknytning av ny kraftforsyning i Rørvik. Sjøkabelen mellom Abelvær og Jøa (over Folda-fjorden) har blant annet ikke nok kapasitet til å ta all produksjonen fra Abelvær når det produseres for fullt i vindkraftverkene.

Det er få prosjekter innen 0-5 år som vil kunne påvirke nettsituasjonen betydelig, spesielt etter at konsesjonen til netttutbedringer i forbindelse med Ytre Vikna 2 falt bort. Unntaket er en mulig oppgradering av sjøkabelen mellom Abelvær og Jøa. Sjøkabelen mellom Abelvær og Jøa (Foldafjorden) har i dag kapasitet på 32 MVA. I KSU-en vises det til at en oppgradering av kabelen er under utredning med mulig oppstart i 2022 og idriftsettelse i 2023. Tre ulike spenninger kabeltverrsnitt er vurdert, bl.a. avhengig av realisering og innmatingspunkt for Ytre Vikna 2. Valg av spenning vil påvirke om tilknytningsprosessen følger løp B eller C i Figur 1. Det vises også til at nettilknytning av Ytre Vikna 2 mot Namsos forutsetter at Statnett har ferdigstilt ny 420 kV linje Åfjord – Snilldal. Denne forventes i henhold til konsesjonsvedtaket å idriftsettes i 2028.

I tillegg utredes det utskifting av ledning fra Nedre Fiskumfoss til Høylandet, noe som *kan* frigjøre kapasitet opp til Saltbotn/Årsandøy, men dette er mer usikkert. I KSU-en beskrives også prosjekter innen 5-10 år som vil kunne frigjøre kapasitet i Nærøysund/Rørvik. Dette gjelder blant annet ny ledning Daltrøa-Strand med mulig idriftsettelse i 2028 eller senere. Dette prosjektet forutsetter at sjøkabelen over Foldafjorden alt er oppgradert.

Mulige løsninger på nettsituasjonen

For Kråkøya er det interessant å kartlegge hvilke tiltak som kan frigjøre tilstrekkelig kapasitet innenfor hvilke tidsrammer. Ut fra kraftbehovet til Kråkøya, estimert til minimum 50 MW, er det usannsynlig at tiltak i distribusjonsnettet vil være tilstrekkelig. Det vil derfor være behov for tiltak i regionalnettet.

Kraftsystemet i området er komplekst og deler av informasjonen som er nødvendig for å kunne vurdere best egnede løsninger er ikke offentlig tilgjengelig. På generelt grunnlag er det derfor kun Tensio TN som kan gi klare svar på hvilke tiltak som er nødvendige. Det kan derimot, ut fra det som er tilgjengelig av offentlig informasjon, gjøres noen overordnede betraktninger.

Tensio TN har i e-post datert 19. januar informert om at det siden KSU-en ble skrevet i mai 2020 er forespurt og meldt inn til sammen 13 MW nytt forbruk fra Rørvik transformator. Hvis dette samt nytt lastuttak til Marøya som var inkludert i prognosene i KSU-en blir realisert vil det være lite ledig kapasitet i Rørvik transformator. På et «veiledingsnivå» konkluderes det med at det ikke vil være ledig kapasitet i transformatoren som i dag forsyner Kråkøya. Det framgår ikke om begrensningen i kapasiteten er på inngående forsyning eller om det skyldes begrensninger i nettstasjonen selv. Dersom begrensningen skyldes inngående forsyning er det i teorien tre ulike linjer i regionalnettet som kan forsterkes. Det er spesielt interessant å se på hva en utskifting av sjøkabel mellom Abelvær og Jøa kan åpne av kapasitet.

Fornyelse av sjøkabelen gir i beste fall kapasitet til allerede innmeldt lastøkning samt er et godt utgangspunkt for videre nettforsterkninger. Statnett krever redundant forsyning i regionalnettet ved utfall av transmisjonsnettstasjoner. I tillegg må Tensio TN gjøre egne vurderinger knyttet til redundans i regionalnettet ved en så stor tilknytning som 50 MW eller høyere. Det vil derfor være nødvendig å oppgradere flere forbindelser/nettnivå for å forsyne ytterligere lastøkning. Betinget tilknytning kan være et hjelpemiddel for å redusere nivået på nettinvesteringer, eller tilknytte deler raskere dersom kundene kan akseptere det.

Mulige løsninger på nettsituasjonen (forts.)

De tre skisserte alternativene for oppgradering av sjøkabelen i KSU-en har tre ulike kabeldimensjoner og to ulike spenninger: 72,5 kV 1x3x630 mm² CU, Sjøkabel 170 kV 3x1x400 mm² CU og 170 kV 3x1x800 mm² CU. Her vil det første alternativet være innenfor Løp B (Figur 1), mens de to andre vil være innenfor Løp C. Fra ABBs kabelkataloger kommer det frem at alternativet som følger Løp B, vil ha overføringskapasiteter opp mot 90 MVA, altså en økning med nesten 60 MVA. De to andre alternativene vil følgelig ha overføringskapasiteter enda høyere enn dette, men altså følge Løp C.

Selv om en oppgradering av linja vil øke overføringskapasiteten mellom Abelvær og Jøa er det ikke gitt at dette vil forplante seg og føre til økt kapasitet til Kråkøya. Det er derimot i KSU-en skissert fremtidige oppgraderinger i nett som vil øke kapasiteten hele veien fra Daltrøa/Namsos til Rørvik ved en forutsetning om at Foldakabelen er oppgradert tidligere. Mulig idriftsettelse for Daltrøa-Strand prosjektet er 2028 eller senere, Namsos-Daltrøa og Strand-Rørvik forventes driftsettelse rundt 2030 eller senere (basert på scenario om lav vekst).

Totale kostnader for nevnte oppgraderinger, avhengig av valgt løsning, er i KSU-en estimert til å være:

- Abelvær-Jøa: 68/92/101 MNOK
- Daltrøa-Strand: 96/108 MNOK
- Namsos-Daltrøa: 35/40 MNOK
- Strand-Rørvik: 31/35 MNOK

Gjennom god dialog med aktører, og ideelt sett samlet, som ønsker tilknytning på Kråkøya eller øvrige deler av Ytre Namdal, vil man kunne påvirke tidspunktet for de ulike oppgraderingene for å raskere forsøke å imøtekomme behovene.

Nettsituasjonen: Konklusjoner

Både kostnader og tidsbruk ved tilknytning av nytt forbruk avhenger av omfanget av tiltak som er nødvendig for at tilknytning av forbruket kan anses som driftsmessig forsvarlig.

For å få gode svar på hvilke tiltak som er nødvendige å gjennomføre samt kostnaden vil det være nødvendig å rette en henvendelse til områdekonsesjonær – Tensio TN – om tilknytning av nytt forbruk. Henvendelsen bør være så detaljert som mulig mht. hvilken kapasitet som etterspørres, hvor uttaket vil være og om det foreligger noen form for opptrappingsplan/ plan for trinnvis utbygging.

Nærøysund-området har per i dag et kraftoverskudd. Fokus i tidligere gjennomførte nettutredninger (bl.a. KSUen fra 2020) har derfor primært vært på å øke overføringskapasiteten ut av området.

Hvis planene for Kråkøya samt andre planer for vekst og grønn omstilling i kommunen (jfr. Namdalskysten Næringsforening sin kartlegging av næringslivets energibehov fra oktober 2020) realiseres vil kraftoverskuddet endres til et betydelig kraftunderskudd. Dette endrer premissene for behovet for nettførsterkninger, og eventuelt også for hva som vil være mest hensiktsmessige løsninger.

En utbygging av Ytre Vikna 2 vil i teorien kunne dekke økningen i energibehov forårsaket av utbygging av Kråkøya, men forbruket på Kråkøya (spesielt landbasert oppdrett) vil i liten grad ha fleksibilitet til å tilpasses vindkraftproduksjonen. Den vil derfor i liten grad fungere som en erstatning for nettførsterkning. Det vil imidlertid være en betydelig gjensidig interesse i realisering av både planene på Kråkøya og Ytre Vikna 2 både mht. reduksjon av overføringstap i nettet og i å fordele anleggsbidrag for nettførsterkning på flere aktører.

Nettsituasjonen: Anbefalinger

- Det anbefales at aktørene med planer for energikrevende prosjekter på Kråkøya i størst mulig grad framstår med én felles stemme i kontakten med Tensio TN.
- Planene som omtales her er så store at de vil kreve transmisjonsnetttiltak. Det vil derfor være fornuftig å involvere Statnett direkte sammen med Tensio.
- Prosessen fram mot nettilknytning blir ryddigere for alle parter, og vil trolig også gjøre det lettere og raskere å komme fram til best mulig løsning.
- Dette vil også gjøre det enklere å tidlig anslå fordeling av anleggsbidrag mellom aktørene, noe som kan være med på å redusere førstegangsinvesteringen eller risikoen i de tidligste større etableringene på Kråkøya.
- I tillegg vil det sannsynligvis medføre lavere kostnader per aktør da Tensio TN har mulighet til å velge de mest rasjonelle løsningene i et samlet forsyningsperspektiv.
- Det anbefales at Tensio TN, i den grad de har eller kan gis muligheten, inntar en proaktiv rolle for å finne og realisere gode og framtidsrettede løsninger som gjør at manglende nettkapasitet ikke blir til hinder for elektrifisering eller næringsutvikling.
- Generelt oppfordrer prosjektet til at myndighetene ser på hvordan den økonomiske reguleringen av nettselskapene kan innrettes slik at nettselskapene ikke risikerer å bli straffet økonomisk ved å gjøre bærekraftige og framtidsrettede valg.

Prosess og aktiviteter

Prosess og aktiviteter

Prosjektet har gjennomført flere workshops, arbeidsmøter og eksterne møter med næringsliv og sentrale myndigheter. Gjennom kartlegginger i arbeidspakke 1 satt i sammenheng med energiundersøkelsen i regi Næringsforeningen, og dialogmøtet i januar, kom det frem at energi og effektutfordringen sett opp mot nettkapasitet var kritisk. Prosjektet har naturlig nok fokusert i stor grad på dette, og initiert god dialog med Tensio og sentrale myndigheter.

- Åpent informasjons- og dialogmøte med næringsaktører, Rørvik.
- H2 Marine og NTE Pilot E prosjektet – Planlegging av hydrogenanlegg Kråkøya.
- 1-1 Innspillsmøter med aktuelle nærings- og industriaktører med tanke på etablering på Kråkøya
- Møter med Høyre, Senterpartiet, Fremskrittspartiet og Arbeiderpartiets representanter i Energi og Miljøkomiteen mfl om strømnnett og kapasitetsutfordringer samt muligheter for Kråkøya som nasjonal pilot for fremtidig havn- og industriutvikling
- Møte med Olje og Energidepartementet ved Statsråd Tina Bru – strømnnett samt muligheter for Kråkøya som nasjonal pilot for fremtidig havn- og industriutvikling
- Arbeidsmøte med Siva om kompetanse og finansiering til utvikling av Kråkøya
- Strømnnett-workshop: Hvordan sikre at nettkapasitet eller tidsbruk og usikkerhet i konsesjonsprosessen ikke hindrer etablering av ny grønn industri? Tensio og Sweco

Prosess og aktiviteter (forts.)

- Utfordringer knyttet til klimavennlig utvikling har som tematikk blitt høyaktuell i prosjektperioden. Nettkapasitetsutfordringer til elektrifisering av transport og til ny kraftintensiv industri har kommet opp som en betydelig større utfordring enn antatt. Både industriaktører, energibransjen og regionale myndigheter har belyst konsekvenser av et system som har gått ut på dato.
- Prosjektet har bidratt til denne forståelsen på nasjonalt nivå, og har igangsatt viktige lokale og regionale prosesser og dialoger mellom næringsliv, myndigheter og nettselskap. Den kapasiteten prosjektet har fått tildelt, har blitt utnyttet til både fasilitering og spisset fagkompetanse i denne prosessen.
- Som et resultat av dette er samarbeidet med Tensio godt i gang, og man jobber sammen for å finne løsninger innenfor de regulatoriske begrensninger, som likevel vil kunne gi nødvendig forutsigbarhet for næringslivet.
- Næringsalliansen Trøndelag er også involvert og har engasjert seg i utfordringen, samt andre kommunale samarbeidsfora har gått sammen om fora knyttet til denne tematikken.
- Prosjektet har bidratt til å få opp moment og kompetanse innen klimavennlig utvikling, og vil i perioden frem til prosjektavslutning ut juni sette opp avsluttende formidlingsaktiviteter for å sikre god kompetansedeling i Nærøysund kommune, Fylkeskommunen/Statsforvalter og et åpent kommunewebinar.
- For å sikre fortsatt fremdrift og moment vil vi anbefale flere aktuelle tiltak for veien videre.

Konklusjoner og anbefalinger

Anbefalinger og veien videre

Hydrogenanlegget på Kråkøya – Hvordan utnytte moment og muligheter fra Pilot-E-prosjektet:

- NTE, H2 Marine og Enova satser nær 30 millioner på å utvikle et av verdens første hydrogenlegg for maritimt bruk på Kråkøya. Anlegget vil være enestående i verdenssammenheng når det settes i drift i testfase allerede til neste år. Både realverdien i å ha et nullutslippsdrivstoff tilgjengelig, og symbolverdien av å ha fått det til, er av svært stor betydning. Anlegget kan bli starten på et viktig element i energi-delen av Kråkøya.
- Mulighetene for oppskalering og et anlegg med større ringvirkninger er store. Det kan være videreutvikling av mobile enheter, eller økt produksjon til flere fartøy/kjøretøy. En dedikert satsing med fornybare energiløsninger mot sjømatnæringen er en nærliggende mulighet – som man med utgangspunkt i Pilot E konsortiet og andre aktører har gode muligheter til å kunne lykkes med. Overgangen til en slik fase krever kompetanse og dedikerte ressurser.
- Denne prosessen anbefales videreført som et eget delprosjekt under et større hovedprosjekt for «Kråkøya som Grønn Kysthavn.»

Anbefalinger og veien videre (forts.)

Nettilknytning; regulatoriske og finansielle utfordringer:

- Skal man lykkes med nyetableringer og næringsvekst på Kråkøya og i regionen ellers, så krever det forutsigbar tilgang på fornybar energi til konkurransedyktig pris. Det samme gjelder overgangen fra fossil energi til fornybar energi i offentlig og privat transportsektor. Riktig dimensjonert nettkapasitet, og fleksible løsninger for tilknytning og finansiering av utbyggingen av nytt nett er svært viktig.
- Prosjektet har vist at dette er et utfordrende område. Regulatorsystemet og hurtig endrede behov for energi gjør dette komplisert for alle parter. Både for reguleringsmyndighet, politisk ledelse, nettselskap og næringsliv.
- Dette krever at man må jobbe med å finne løsninger innenfor dagens systemtekniske og regulatoriske begrensninger. Systemet er ikke tilpasset dagens situasjon, og definitivt ikke utvikling av et område hvor et sirkulærøkonomisk prinsipp der flere aktørers fortrinn ved samspill utfordrer en tradisjonell modell som er bygget for gårdagens «lange» etableringsprosesser med en og en aktør.
- Gjennom god dialog, og gjensidig forståelse for utfordringen er det likevel mulig å finne løsninger. Men det krever koordineringsressurser fra næringslivet for å sikre en slik prosess sammen med Tensio og reguleringsmyndighetene.
- Det vil være kritisk at dette ivaretas som en sentral del av videre utvikling av Kråkøya. Vi anbefaler at en koordineringsressurs legges til som en del av et energi-delprosjekt.

Anbefalinger og veien videre (forts.)

Tre hovedprinsipper vil være førende for planleggingen og utviklingen av Kråkøya:

Fornybar Energi

Sirkulær
ressursutnyttelse

Minimering av
transportbehov

Dette vil implementeres gjennom at komplette verdikjeder samlokaliseres, og at det planlegges- og legges til rette for at aktørene kan utnytte hverandres restprodukter. I sum vil dette gjøre det mulig å realisere Kråkøya kysthavn og industriområde som Norges første klimanøytrale industriområde. Dette vil gjøre Kråkøya til en attraktiv og fremtidsrettet lokasjon for nyetablering både av hensyn til miljø og økonomi.

- «Energi og proteiner» «Grønn kysthavn» Ambisjonene og planene for Kråkøya vil ha et behov for en kompetansetung, og sterkt forankret prosjektorganisasjon. Skal ambisjonen møtes må en slik organisasjon settes opp, med mål om å etablere et eget utviklingsselskap for Kråkøya
- Det er allerede igangsatt flere prosesser. Kommunen har utarbeidet og sendt inn søknader om støttemidler til Trøndelag fylke og Klimasatsmidler fra Miljødirektoratet.
- Prosjektet anbefaler på det sterkeste at det umiddelbart settes opp en prosjektgruppe, med et tydelig mandat og riktig kompetanse og lokal forankring.
- Vi foreslår at prosjektgruppen jobber ut fra følgende ambisjoner og mål (neste side).

Ambisjoner for Kråkøya

«Grønn kysthavn - Energi og Proteiner»

Kråkøya kan utvikles til å bli en ultramoderne, grønn kysthavn og industriområde for bærekraftig energi og proteinproduksjon. I et fremtidsbilde, hvor mer godstransport er flyttet fra vei til hav, vil denne trafikken øke og Kråkøya blir et naturlig knutepunkt for for bunkring av grønn energi i form av molekyler eller elektroner, og lasting og lossing av varer.

Samtidig skal det etableres industri på området. Industribedriftene må passe sammen i et sirkulært perspektiv, man må utnytte den sentrale beliggenheten i leia, og nye fortrinn skal oppnås ved å samarbeide om utvikling av sirkulære løsninger og forretningsmodeller.

Forutsetningene ligger til rette for store ambisjoner. Kråkøya kan bli stedet for å utvikle og etablere en helt ny, bærekraftig modell for utvikling av grønne industriområder ved transportknutepunkter. Et internasjonalt pilot og demonstrasjonsområde for nullutslipps transport og sirkulære forretningsmodeller. Konseptet skal ha overføringsverdi til nye industriområder og sentrale trafikkknutepunkter i Norge og internasjonalt.

Ambisjonen må følges av sentrale mål:

- Ha en helhetlig løsning som binder sammen kysttransport, havromsindustri, sirkulærøkonomi og fornybar energi på industriområdet
- Være knutepunkt for nullutslipp-energiforsyning til maritim transport, landtransport og kortbanenett
- Skape fortrinn for eksisterende næring som f.eks. landbasert oppdrett og fiskeforedling,
- Tiltrekke fremtidsrettet industri som f.eks. fôrfabrikk, tang og taredyrking, e-fuels mm.

Gjennomføringsprosess

Det er et langvarig og komplekst arbeid som skal gjennomføres for å realisere ambisjonen, med flere arbeidspakker/prosesser/prosjekter. Det er viktig å sette i gang prosjekter som klart leder mot hovedambisjonen til Kråkøya, men som også har en egenverdi uavhengig av hvilke beslutninger som tas etter at de aktuelle delprosjektene er gjennomført. Dette bidrar til å ta ned risikoen i det store løpet som skal i gang.

Vi ser to relativt klare hovedfaser i arbeidet:

Fase 1

Utvikling og finansiering

- Etablere arbeidsgruppe med lokal forankring + hente inn ekstern kompetanse
- Formål: Kunnskapsutvikling, forankring, fremdrift og finansiering.

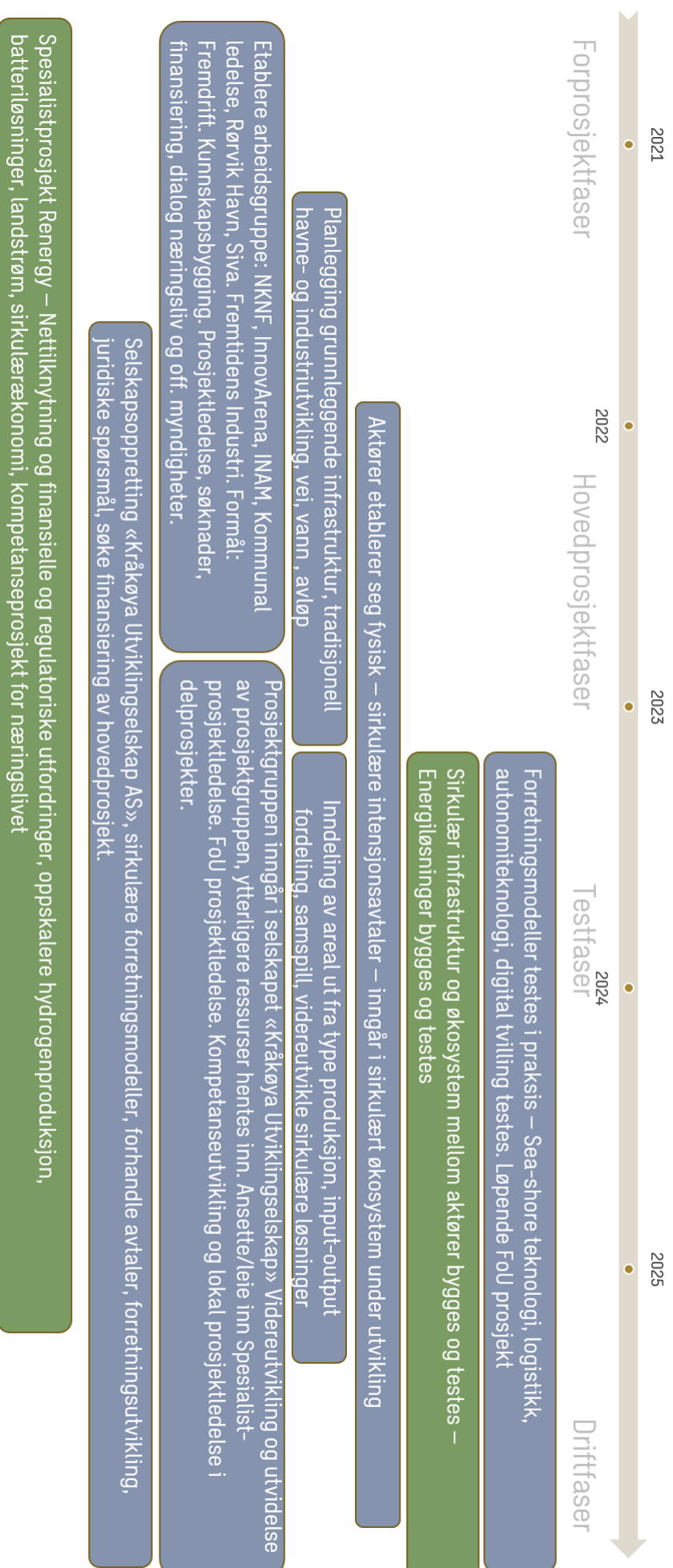
Fase 2

Pilotering av infrastruktur

Eablering og testing av:

- Sirkulære modeller
- Forretningsmodeller
- Energiinfrastruktur
- Sirkulærinfrastruktur
- Grunnleggende fysisk infrastruktur

Gjennomføringsprosess: modell



Sentrale lover, forskrifter og veiledere

Brann- og eksplosjonsvernloven

- Forskrift om håndtering av farlig stoff
- Storulykkeforskriften
- Forskrift om trykkpåkjent utstyr
- Forskrift om enkle trykkbeholdere
- Temaveiledning for håndtering av farlig stoff
- Temaveiledning for omtapping av farlig stoff
- Temaveiledning for innhenting av samtykke
- Veiledning for innmelding av farlig stoff
- Temaveiledning til storulykkeforskriften
- Veileder om sikkerheten rundt storulykkevirksomheter

Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr

- Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg
- Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr
- Forskrift om helse og sikkerhet i eksplosjonsfarlige atmosfærer
- Forskrift om utstyr og sikkerhetssystem til bruk i eksplosjonsfarlige områder

Andre relevante dokumenter

- Plan- og bygningsloven
- Forskrift om konsekvensutredninger
- Forurensningsloven
- Energiloven
- ADR/RID – regelverk for transport av farlig gods på vei og jernbane
- Forskrift om skip som bruker drivstoff med flammepunkt under 60°C
- IGF-koden (International Code of Safety of Ships using Gases or other Low-Flashpoint Liquids)
- Forskrift om brannsikring på skip

Listen er ment å trekke fram viktig regelverk som kan være relevant, men den er ikke uttømmende. Regelverket er under fortløpende utvikling og oppdatering ettersom kunnskapsnivået øker, teknologien utvikles, og internasjonal regelverk harmoniseres. Spesielt innenfor maritime anvendelser av hydrogen er regelverket i dag til dels mangelfullt og det bør forventes stor utvikling de kommende årene.

Kilder

- IRENA (2020). Green Hydrogen Cost Reduction. Scaling up Electrolysers to meet the 1,5°C Climate Goal. https://irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf
- Norsk Klimastiftelse (2020). Ammoniakk kan kutte store utslipp i skipsfart. <https://klimastiftelsen.no/publikasjoner/ammoniakk-kan-kutte-store-utslipp-i-skipsfart/#innhold>
- Arena Ocean Hyway Cluster/ HYINFRA (2019). 2030 Hydrogen Demand in the Norwegian Maritime Sector. https://static1.squarespace.com/static/5d1c6c223c9d400001e2f407/t/5eaa953e60de577608cd6dfc/1588237641225/C_Hydrogen+demand+2030+Summary+report.pdf
- Blue Move (2018). Mulighetsstudie for produksjon, industri, lagring og distribusjon av hydrogen. <http://www.nordichydrogenpartnership.com/wp-content/uploads/2018/08/Rapport-KL-2017-01-BM-V2.pdf>
- DNV-GL (2019). Produksjon og bruk av hydrogen i Norge. Synteserapport. <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>
- Olje- og energidepartementet/ Klima- og miljødepartementet (2020). Regjeringens hydrogenstrategi på vei mot lavutslippssamfunnet. <https://www.regjeringen.no/contentassets/40026db2148e41eda8e3792d259efb6b/y-0127b.pdf>
- IEA (2019). The Future of Hydrogen. <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- IFE (2020). Future compressed hydrogen infrastructure for the domestic maritime sector. <https://ife.bragen.unit.no/ife-xmlui/bitstream/handle/11250/2719412/IFE-E-2020-006.pdf?sequence=4&isAllowed=y>
- International Council on Clean Transportation (2020). Assessment of Hydrogen Production Costs from Electrolysis: United States and Europe. https://theicct.org/sites/default/files/icct2020_assessment_of_hydrogen_production_costs_v1.pdf
- T. Bjørdal og A. Tusvik (2018). Økonomisk analyse av alternative produksjonsformer innan oppdrett. <https://openaccess.nhh.no/nhh-xmlui/handle/11250/2573420>
- Greensight (2018). Hydrogen til tungtransport i Gloppen. https://www.greensight.no/wp-content/uploads/2019/02/H2_Gloppen.pdf
- UiA (2020). Sluttrapport. Hydrogenproduksjon på Sørlandet. https://www.uia.no/content/download/118966/1815042/file/200427_Sluttrapport%20H2%20S%C3%B8r.pdf
- Nordic Energy Research (2020) Nordix P2X for Sustainable Road Transport. <https://www.nordicenergy.org/wp-content/uploads/2020/09/Nordic-Power-2X-for-Sustainable-Road-Transport.pdf>
- Fornybarklyngen (2019). Veikart for hydrogen i Trøndelag. <https://renergycluster.no/wp-content/uploads/2020/02/20191121-Veikart-hydrogen-rapport-DIGITAL-WEB.pdf>
- Endrava (2019). Smøla Hydrogen Value Chain. <https://mrfylke.no/Media/filer/kompetanse-og-naering/regional-og-naering/smoela-hydrogen-value-chain-endrava>
- Greensight (2018). Hydrogen i Kvinnherad. En mulighetsstudie. <https://www.kvinnherad.kommune.no/getfile.php/4369322.1216.ssbunqszmmkabk/Rapport+1.2+hydrogen+%28ferdig%29.pdf>
- Greensight (2020). Infrastruktur for hydrogen på kai – Berlevåg – Vadsø – Kirkenes.



RENERGY
Renewable Energy Cluster



Fremtidens Industri

Pål Preede Revheim

Senior energirådgiver
Region Trondheim

+47 46 61 44 66

palpreede.revheim@sweco.no

Sweco Norge AS
www.sweco.no

Thomas Bjørdal

Project Manager

+47 95 89 32 89

thomas@renergycluster.no

RENERGY - Renewable Energy Cluster
renergycluster.no