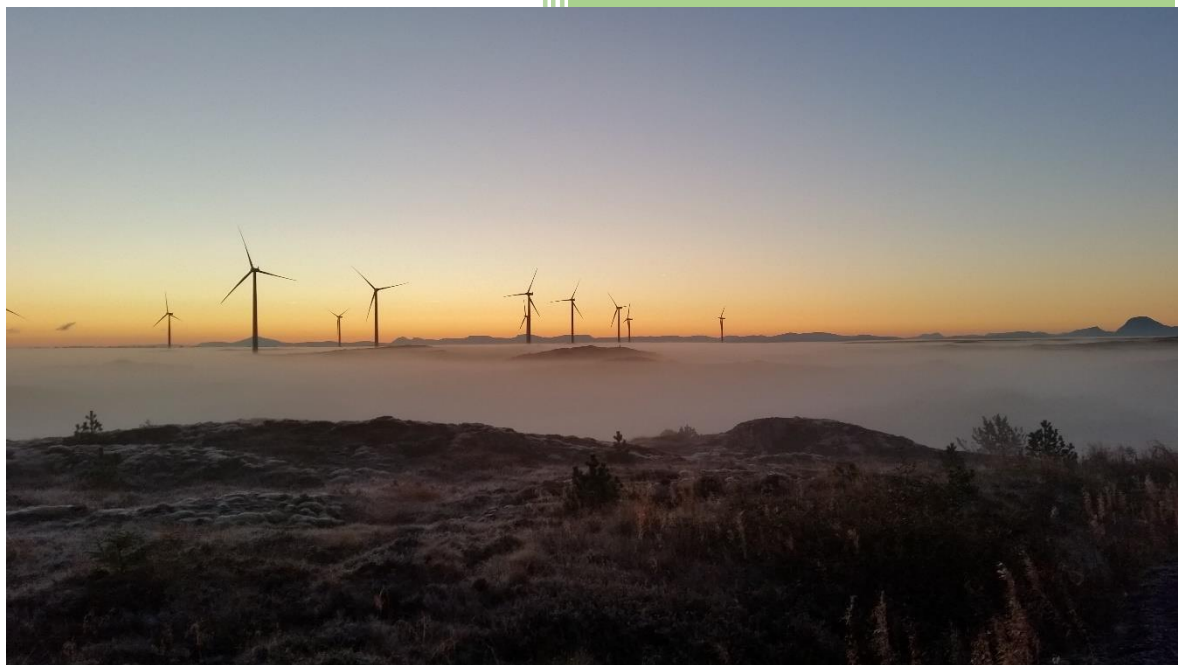


Nasjonalt Vindenergisenter AS

2018

Bærekraftig verdikjede Hydrogen



Pål Preede Revheim og Thomas Bjørdal

Nasjonalt Vindenergisenter AS

22.10.2018

Rapporten er utarbeidet av Nasjonalt Vindenergisenter AS på oppdrag fra Smøla Kultur og Næringscenter KF. Finansierte gjennom regionale utviklingsmidler fra Møre og Romsdal Fylkeskommune.



NASJONALT
VINDENERGISENTER

NVES jobber i skjæringspunktet mellom offentlige myndigheter, næringsliv og akademia.

Vi ser muligheter, fører aktører sammen og tar initiativ til prosjekter der nyskapning og FoU innen fornybar energi bidrar til økt lønnsomhet og reduserte klimagassutslipp.



NEAS

INNHold

- 1. Bakgrunn**
- 2. Markedsanalyse**
- 3. Nøkkelbegreper**
- 4. Teknisk analyse**
- 5. Økonomisk analyse (hoveddel)**
- 6. Risikoanalyse og forretningsmodell**

1: Bakgrunn

I 2017 ble det gjennomført en forstudie på mulighetene for hydrogenproduksjon på Smøla, rapporten ble utarbeidet av Nasjonalt Vindenergisenter AS (NVES). En av konklusjonene fra rapporten var at det fylkeskommunale prosjektet for nullutslipps hurtigbåt mellom Trøndelag og Møre og Romsdal åpner for hydrogenproduksjon i en skala som gir muligheter for lokal næringsutvikling.

Ved starte opp et pilotanlegg før hurtigbåten kommer i drift, vil man ha bygget unik kompetanse på maritim bruk av hydrogen og slik legge til rette for at fylleinfrastruktur til deler av ruten mellom Trondheim og Kristiansund blir lagt til Edøya. Smøla Nærings og Kultursenter KF ønsket derfor å gå videre med et forprosjekt med mål om å få i gang en bærekraftig verdikjede for hydrogen med utgangspunkt i Smøla. Sammen med relevante aktører i en verdikjede for hydrogenproduksjon og forbruk ble det søkt om, og tildelt midler fra Regionale utviklingsmidler for Møre og Romsdal.



Våren 2018 ble det inngått et partnerskap mellom Smøla Næringscenter KF, Nasjonalt Vindenergisenter AS (NVES), Nordmøre Energiverk AS (NEAS) og Nekton Havbruk hvor hensikten er å utforske videre samarbeid om hydrogenproduksjon og salg. Selfa Arctic blir også med i prosjektet med sin maritime kompetanse.

Prosjektet tar utgangspunkt i verdikjeden fra strøm til konsument og skal analysere marked, teknologi og økonomi. Basert på analysene vil det gjøres en risikoanalyse som gir et beslutningsgrunnlag for interessepartene i verdikjeden til å sette opp en hensiktsmessig forretningsmodell for opprettelse av et pilotanlegg for produksjon og forbruk av hydrogen.

Mål og Aktiviteter

Effektmål

- Bidra til økt fokus på det grønne skiftet og nye teknologiske muligheter innen hydrogenproduksjon
- Gir muligheter for nullutslipp for flere næringer (eks. transport og havbruk)
- Økt omdømme for Smøla kommune (og fylket) som pådriver for teknologi og innovasjon
- Muligheter for næringsutvikling, flere arbeidsplasser (økt internhandel)

Resultatmål

Forprosjektet skal resultere i en analyse av de mest vesentlige faktorene for utvikling av et pilotanlegg som tar for seg marked, teknologi, økonomi og risiko.

I tillegg vil det utarbeides et beslutningsgrunnlag og intensjonsavtaler for videreutvikling av et pilotanlegg.

Måleindikatorer

Måleindikator i dette forprosjektet er de planlagte analysene og beslutningsgrunnlaget.

- markedsanalyse
- teknologisk analyse
- økonomisk analyse
- risikoanalyse
- forretningsmodell
- Beslutningsgrunnlag og intensjonsavtale med pilotkunde (forutsatt positive utfall av analysene)

Aktiviteter

1. Gjennomføre en markedsanalyse: Kartlegging av kundesegmentene (industripartnere på teknologi og brukersiden), samt potensielle samarbeidspartnere.
2. Gjennomføre økonomisk analyse – kraftpris, elektrolyser, brenselcelle, LCOE
3. Gjennomføre teknologisk analyse – Dimensjonering av produksjon og forbruk.
4. Utrede egnet forretningsmodell for verdikjede hydrogen Smøla – organisering (partnere, eierskap)
5. Risikoanalyse og beslutningsgrunnlag for videreføring til pilotprosjekt
6. Utvikling av intensjonsavtaler for potensiell pilotkunde

Målgrupper

I markedsanalysen vil vi etablere kontakt med potensielle samarbeidspartnere på teknologi og marked innen hydrogenproduksjon- og salg.

Det vil også gjøres en grundigere kartlegging av de potensielle kunder og avklaring av behov innenfor de segmentene som ble beskrevet i forstudien.

2: Markedsanalyse

Det er etablert kontakt med potensielle samarbeidspartnere, fra energileveranse via teknologileverandører til sluttbrukere. NEAS er med som sentral prosjektpartner og strømleverandør fra nett, Statkraft er også involvert på et overordnet nivå som strømleverandør fra vindkraft. NEL er leverandør av elektrolyseløsninger og er også med i prosjektet. Videre har vi initiert møter og kontakt med flere lokale potensielle forbrukere av hydrogen, der Selfa Arctic ble med som prosjektpartner på bakgrunn av deres egne planer om å utvikle drivlinjer for hydrogenbåter.

Regionalt hydrogenmarked

På kort sikt er det teknologisk og regulatorisk mulig å levere hydrogen til biler og busser. På Smøla er dette et for lite marked. Maritim transport og havbruksnæringen er våre nærmarked. På kort sikt vil det være mulig å utvikle en mindre pilotbåt på hydrogen, eller brenselcelledrift av en foringsflåte eller en anleggsplass som alternativ til aggregatdrift. Nekton Havbruk har beregnet antall båter og ruter til havbruksnæringa på Smøla, og det er et stort potensial. Vi har også vært i dialog med Salmar, som har gjort noen tidlige studier på hydrogenbruk på foringsflåter. Pow Unit utvikler brenselcelleløsninger til anleggsplasser, og har regionen som et aktuelt område. På mellomlang sikt er Kystekspresen den forbrukeren som vil gi mulighet til å få skalert opp produksjonen til økonomisk bærekraft. I kjølvannet av Kystekspresen tror vi det vil komme flere muligheter til hydrogenrevne båter i faste ruter, før vi ser for oss et stort marked med større skipstrafikk når målet om 40% utslippskutt slår inn i 2030.

2019	2022	2030
<ul style="list-style-type: none">•Oppdrettsanlegg<ul style="list-style-type: none">•Havmerder•Lokalitetsbåt•Buss (bil/trailer)•Oksygen/Varme•FC Anlegg	<ul style="list-style-type: none">•Hurtigbåt•Båter i faste ruter•Regional eksport•Vekst i 2019 marked	<ul style="list-style-type: none">•40% utslippsred.•Infrastruktur langs leia•Brønnbåter•Større skipstrafikk

Figur: Hydrogenmarked for produksjon på Smøla

Høna og egget er den berømte utfordringen for hydrogen. Og selv om enkelte pilotprosjekter kommer i gang med produksjon eller små lokale marked med produksjon og forbruk, vil mangelen på en dekkende fylleinfrastruktur bli den neste utfordringen. Det er langt mellom de forskjellige hydrogeninitiativene langs kysten, og hvert enkelt av disse er avhengige av et lokalt marked av en viss størrelse (og lav strømpris) for å få stor nok produksjon til at det er økonomisk gjennomførbart. Oppstart av flere produksjonssteder vil med andre ord være positivt for alle. Det vil skape et marked for flere forbrukere, og i de tidsperspektiv vi her snakker om vil det ikke finnes konkurrenter i negativ forstand. Transportkostnadene av hydrogen gjør at det vil være en naturlig begrensning i størrelsen på de enkeltes lokalkmarked. Maritim industri og utvikling, slik som Fiskerstrand og Selfa Arctic, ønsker å levere drivlinjer/bygge båter med hydrogendrift, og mener at med flere fyllesteder vil det åpne for flere aktuelle prosjekter.

Prosjekter og utredninger om hydrogenproduksjon til nullutslippstransport er gjort og gjøres på Brekstad, flere steder på Fosen av Trønderenergi, Hemne, Hellesylt og Florø. I tillegg kan Tjeldbergodden bli en stor produsent av hydrogen reformert fra naturgass når volumet er stort nok til at fangst og lagring av Co2 er mulig å få til.

Equinor har i deres strategi fokus på det store europeiske markedet med å redusere naturgass til oppvarming med hydrogen. De har også et maritimt prosjekt hvor de ser på neste generasjon fartøy «Targeting the first followers» der de ser muligheter i markedet etter «first movers», og et lokalt prosjekt hvor de ser bruk av overskuddshydrogen fra Tjeldbergodden uten Co2 lagring.

3: Nøkkelbegreper

- **Elektrolyser**
Produksjonsenhet for hydrogen fra vann. Finnes kommersielt tilgjengelig i to varianter, hhv. alkalisk og PEM (Proton Exchange Membrane). Alkaliske elektrolysører er per i dag det mest velprøvde og rimeligste i størrelsene det her vil være snakk om, mens PEM-elektrolysører har større potensiale for prisfall og er bedre egnet til å håndtere svært varierende effekt.
- **Kompressor**
Hydrogen kjennetegnes ved høy energitetthet per vektenhet, men lav volumetrisk energitetthet. For å begrense nødvendig lagringsvolum er det derfor mest vanlig å lagre hydrogen i komprimert form. Komprimering til høyere trykk krever mer energi og dyrere lagringstanker. Ved lagring av større volum er det derfor vanlig å lagre ved et lavere trykk enn man vil bruke i f.eks. transportmidler hvor plassen er begrenset.
- **Lagringstank**
Komprimert hydrogen er per i dag det mest brukte til transportformål og det eneste aktuelle alternativet i mengdene og til bruksområdene det foreløpig vil være snakk om på Smøla. For store volum vil også flytende lagring av hydrogen være et alternativ. Lagringstanker for hydrogen produseres av stål, glassfiber eller komposittmaterialer. Ståltanker er rimeligst, men er svært tunge (ca. 80 kg stål per kg hydrogen i transporttanker). Kompositt-tanker er på motsatt side dyrest, men også lettest (ned mot 20 kg per kg hydrogen i transporttanker). Glassfibertanker plasserer seg mellom stål og kompositt både i pris og vekt, men finnes primært som stasjonære lagringstanker.
- **Fyllestasjon**
Omfatter kompressor og et mindre lager i tillegg til selve dispensereren. For komprimert hydrogen er det vanligste med 350 bar dispensere til busser, lastebiler og tyngre brukere, og 700 bar til personbiler. For maritim bruk vil 350 bar eller lavere være det mest aktuelle.

4: Teknisk Analyse

Tilstrekkelig teknisk analyse er utført tidligere i rapport «Vindkraft til hydrogen – Nye muligheter for Smøla» fra februar 2017

5: Økonomisk Analyse

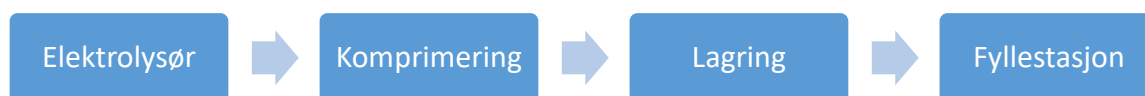
Systembeskrivelser

Systembeskrivelsene angir hovedkomponentene i hydrogenproduksjonsanlegg for to scenarier – produksjon ved fyllestasjon og produksjon i vindparken. Beskrivelsene er ikke ment å gå i detalj på alle delkomponenter da dette vil kreve optimalisering og diverse valg som avhenger av bruksområdet for hydrogenet, men er ment å vise skjematisk hvilke komponenter som vil inngå og hva som er forskjellene på et anlegg på de to ulike produksjonslokasjonene.

Scenario 1: Hydrogenproduksjon ved fyllestasjon

Ved hydrogenproduksjon ved fyllestasjon vil elektrolyser, kompressor og lagring plasseres så tett på fyllestasjonen som mulig. Lagrings- og kompressorbehov vil her styres av forbruksmønsteret – hyppighet og mengder ved fyllinger. Ved regelmessig fylling av mindre mengder vil det trolig være tilstrekkelig med ett komprimeringstrinn, ved sjeldnere fylling av større mengder vil det trolig være hensiktsmessig med lagring ved lavere trykk og dermed behov for to komprimeringstrinn.

Fordeler ved produksjon ved fyllestasjon er at det ikke er behov for transport, omlaster mm. og oppsettet kan derfor gjøres enklere. Dette sparer både investeringskostnader og øker energieffektiviteten. Ulempen er at man ikke har den samme fleksibiliteten i lokalisering av produksjonen, noe som kan gi høyere strømkostnader og utfordringer mht. arealbehov.



Figur 1 – Skisse av oppsett ved hydrogenproduksjon ved dispenser

Scenario 2: Hydrogenproduksjon i Smøla vindpark

Ved hydrogenproduksjon i Smøla vindpark vil elektrolyser, kompressor og lagring plasseres i vindparken. Fra mellomlagringen vil hydrogenet lastes over i tankbil eller løse tanker og kjøres til fyllestasjon. Avhengig av transportkonsept vil hydrogenet her enten losses over på en lagringstank plassert nær fyllestasjonen eller losses av og kobles direkte på fyllestasjonen. Kompressorbehov vil avhenge av trykk under lagring og transport, men det vil mest trolig være både nødvendig og hensiktsmessig med komprimering på begge sider av transporten.

Fordeler ved produksjon i vindparken er at elektrolyseren vil kunne kobles «bak måler» og slik gi lave strømkostnader. Ulempen er at det innføres flere kostnadskrevende prosesser, som transport og en ekstra mellomlagring, mellom produksjon og forbruker. Denne lagringen kan evt. gjøres i flyttbare tanker, men det vil enten innebære høyere lagringskostnader (ved bruk av komposittanker) eller høyt transportbehov og høye transportkostnader (ved bruk av ståltanker).



Figur 2 – Skisse av oppsett ved hydrogenproduksjon i vindparken

Kostnader

Kostnadene ved hydrogenproduksjon fordeler seg på etablering av selve anlegget, løpende driftskostnader og finansieringskostnader. Fordelingen vil avhenge av bl.a. produksjonskapasitet, brukstid, strømpris mm. Hoveddelene av etableringskostnadene består i innkjøp av elektrolyser, lagring, kompressor(er), fyllestasjon og prosjekterings- og installasjonskostnader. De løpende driftskostnadene består i innkjøp av strøm, drift og vedlikehold og eventuelle transportkostnader.

Å finne gode prisoverslag på komponentene som vil inngå i et hydrogenproduksjonsanlegg er en krevende øvelse. Dette skyldes dels at flertallet av teknologileverandørene opererer som totalleverandører og er lite villige til å oppgi priser på annet enn totalløsninger. Den andre årsaken er at de fleste mindre hydrogenanlegg er bygget som one-off løsninger, ofte med betydelige innslag av økonomiske støtteordninger, og at det derfor er vanskelig å overføre priser.

Utfordringene med å finne priser per komponent gjør det vanskelig å planlegge og dimensjonere et anlegg uten at det gjøres i tett samarbeid med teknologileverandørene, som igjen vil ha en klar egeninteresse i valg av løsning. Det gjør det også vanskelig å sammenligne ulike valgmuligheter innenfor samme type anlegg.

For å stå friest mulig til å vurdere og sammenligne ulike alternativer har vi derfor forsøkt å dekode komponentpriser fra åpne kilder og i tilbud som er innhentet. Pga. prisfall på komponenter benyttes kun kilder fra siste år. Disse viser til dels store sprik i kostnader til elektrolyser og fyllestasjon. I beregningene er dette brukt som et høyt og et lavt scenario for å synliggjøre utfallsrommet. Det må imidlertid presiseres at prisene gjennomgående anses som konservative estimater.

Tabell 1 - Komponentkostnader

	Sintef 2017¹	IFE 2017²	Innhentede priser
Alkalisk elektrolyser	6500 kr/kW	10 – 15 000 kr/kW	
Stack elektrolyser	1500 kr/kW	5000 kr/kW	
Vedl. elektrolyser	5 % av CAPEX	5 % av CAPEX	
Kompressor	1,35 mill NOK	1,35 mill NOK	
Vedl.kompressor	2 % av CAPEX	2 % av CAPEX	
Lagring (stål)	1700 kr/kg		
Lagring (glassfiber)			~4000 kr/kg
Lagring (kompositt)		8000 kr/kg	~6250 kr/kg
Vedlikehold lagring	2 % av CAPEX	2 % av CAPEX	
Dispenser	9 mill NOK	6,5 mill NOK	
Vedl. fyllestasjon	5 % av CAPEX	5 % av CAPEX	
Installasjonskostnad		10 % av CAPEX	

¹ Hydrogenproduksjon ved småkraftverk. Delprosjekt 2: Flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten settefiskanlegg. NVE-rapport 73/2017.

² Hydrogenproduksjon ved småkraftverk. Delprosjekt 1: Casestudie Rotnes Bruk. NVE-rapport 72/2017.

Anlegget som er vurdert er en elektrolyser på 600 kW og lagringskapasitet til 400 kg H₂. Elektrolyserstørrelsen tilsvarer NELs modell A-150, som er den minste industriell-skala alkaliske elektrolyseren NEL tilbyr, og anses som et godt kompromiss mellom pris og ytelse.

Denne har en produksjonskapasitet fra ca. 100 kg H₂/dag til ca. 300 kg H₂/dag. Lagringskapasitet er satt til 400 kg. Da forbruk er ukjent er det ikke forsøkt noen form for optimalisering av verken elektrolyser eller lagringskapasitet.

Basert på komponentkostnadene i Tabell 1 blir total investeringskostnad for Scenario 1 (produksjon ved fyllestasjon) kr 13 680 000 (lavt) og kr 20 850 000 (høyt), og for Scenario 2 (produksjon i vindparken) kr 17 930 000 (lavt) og kr 24 310 000 (høyt). Kostnadsestimatene inneholder en byggekostnad på 10 % av CAPEX, men ut over det ikke kostnader til planlegging, prosjektering osv.

Tabell 2: Investeringskostnader (NOK)

	Lav	Høy	Transport lav	Transport høy
Elektrolyser (600 kW)	3 900 000	7 200 000	3 900 000	7 200 000
Kompressor	1 350 000	1 350 000	1 350 000	1 350 000
Lagring (400 kg)	680 000	1 400 000		
Lagring transport (2*400 kg)			5 000 000	5 000 000
Dispenser	6 500 000	9 000 000	6 500 000	9 000 000
Installasjon (10% av CAPEX)	1 250 000	1 900 000	1 180 000	1 760 000
Total investeringskostnad	13 680 000	20 850 000	17 930 000	24 310 000

Driftskostnader består i all hovedsak av drift og vedlikehold, rentekostnader og strøm. Kostnader til drift og vedlikehold er satt på bakgrunn som prosentandeler av CAPEX per år som presentert i Tabell 1. Rentekostnad tilsvarer 100 % belåning av investeringskostnad med tilbakebetaling over 10 år som annuitetslån med én termin per år ekskl. gebyrer. Transportkostnad anses som konservativt, men realistisk, anslag på kostnaden av å få kjørt en 20-fot container med hydrogen t/r vindparken-fyllestasjonen.

Tabell 3: Faste driftskostnader (NOK)

	Lav	Høy	Transport lav	Transport høy
Drift og vedlikehold (år)	560 000	870 000	650 000	940 000
Rentekostnad (10 år, 3 %)³	2 360 000	3 590 000	3 090 000	4 190 000
Transport (400 kg)			3000 kr/tur	3000 kr/tur

³ Samlet rentekostnad ved nedbetaling som annuitetslån over 10 år. 100 % belåning. 1 termin per år. Eks. gebyrer.

For strømpris er det benyttet fire verdier - 25 øre/kWh, 50 øre/kWh, 75 øre/kWh og 100 øre/kWh. Strømpriser er behandlet som brutto pris per kWh, inklusive eventuell nettleie og alle avgifter. Det er anslått et forbruk på 75 kWh per kg H₂, som er antatt å inkludere all energibruk fra nett til levert H₂ fra fyllestasjon. I praksis vil energibruken fra nett til levert

Tabell 4: Kostnad strøm per år (NOK)⁴

	25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
100 kg/døgn	547 500	1 095 000	1 642 500	2 102 400
200 kg/døgn	1 095 000	2 190 000	3 285 000	4 204 800
300 kg/døgn	1 642 500	3 285 000	4 927 500	6 570 000

⁴ Inkl. evt. nettleie og gebyrer

Inntekter

Inntekter fra hydrogenproduksjon kommer fra salg av hydrogen og eventuelt fra restkomponentene oksygen og varme. Hydrogen til bruk i kjøretøy for vei har i Norge en pris på 72 kr/kg + MVA, satt for å gi tilsvarende drivstofføkonomi som fossilt drivstoff. Med priser på maritim diesel som ligger betydelig under dieselpriene for vei-gående transportmidler vil det kreves priser godt under 72 kr/kg – trolig rundt 40 kr/kg – for å oppnå økonomisk konkurransekraft.

Priser på hydrogen til andre bruksområder, til nå primært industrielle, varierer avhengig av volum og transportkostnad.

Oksygen er et restprodukt fra elektrolyseprosessen. For hver produsert kg hydrogen produseres i overkant av 8 kg oksygen. Spesielt innenfor havbruksnæringen finnes det en betydelig etterspørsel etter oksygen, og sykehus og helsevesen utgjør også et mulig marked. Havbruksnæringen betaler i dag i rundt 2.60 kr/kg + MVA for oksygen levert til lokasjon. Vi har ikke sett på kostnader forbundet med lagring og transport av oksygen, men brukt 2 kr/kg som et anslag på netto inntekt fra salg av oksygen. Dette tilsvarer 16 kroner per kg hydrogen.

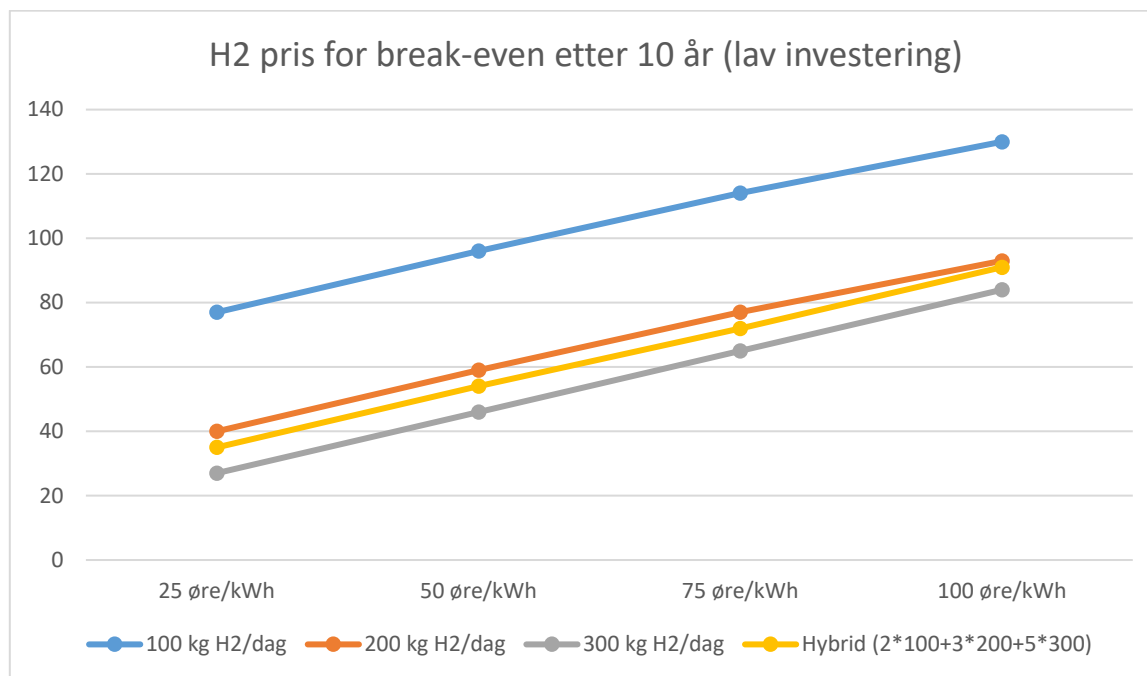
For hver kg hydrogen elektrolysøren produseres utvikles varme tilsvarende 15 kWh i form av 80 grader varmt kjølevann. Per i dag er det vanskelig å utnytte denne varmen på Smøla, så i de økonomiske beregningene er verdien satt til 0 kr, men den vil kunne gi grunnlag for næringsutvikling med behov for lavtemperatur varme. Eksempler på dette kan være tørking av tang og tare eller andre former for biorest. For eksempel jobber Nasjonalt Vindenergiserter med utvikling av et prosjekt hvor vi vil se på muligheter for tørking av biorest fra biogassproduksjon på bunnsлам fra havbruksnæringen.

Tabell 5: Inntekt hydrogen per år (NOK)⁵

	50 kr/kg	72 kr/kg	90 kr/kg
100 kg/døgn (29,2 tonn/år)	1 460 000	2 102 400	2 628 000
200 kg/døgn (58,4 tonn/år)	2 920 000	4 204 800	5 256 000
300 kg/døgn (87,6 tonn/år)	4 380 000	6 307 200	7 884 000

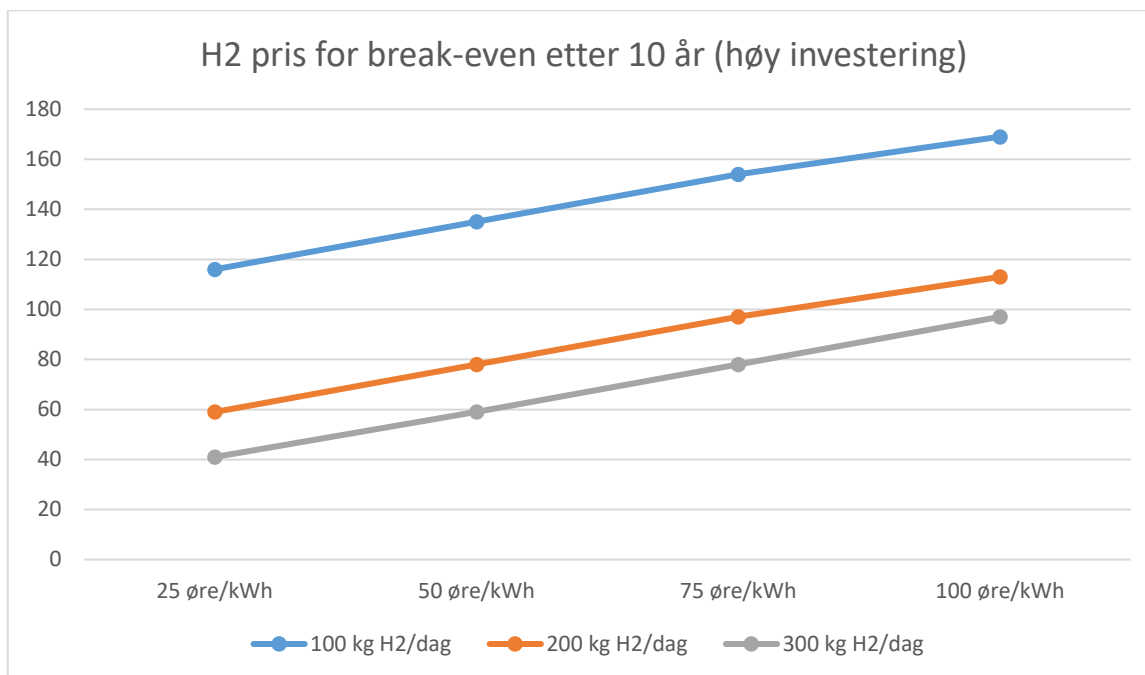
⁵Salgspris eks. MVA. Antatt 80 % oppetid for elektrolysør.

Resultater



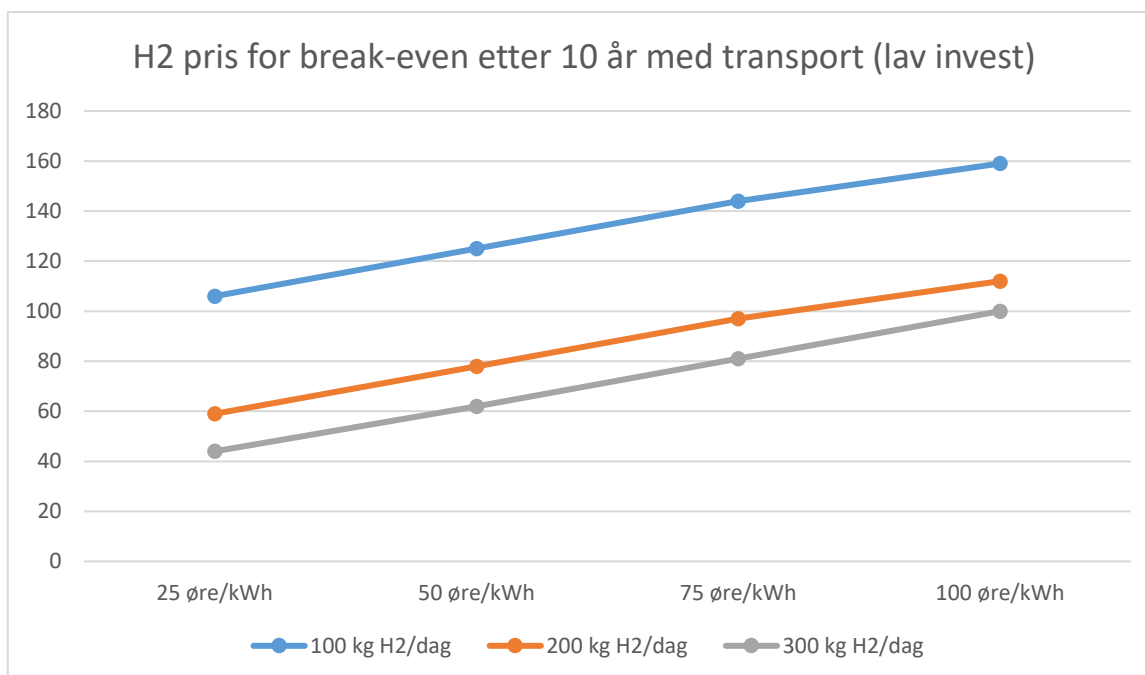
Figur 3 – H2 pris for break-even etter 10 år ved produksjon ved fyllestasjon (lav investering)

Figur 3 viser nødvendig hydrogenpris for at anlegget i Scenario 1 (hydrogenproduksjon ved fyllestasjon, lav investering) skal gå i null ved nedbetaling over 10 år. Som det går tydelig fram vil man ved en produksjon på 100 kg/dag trenge priser langt over dagens pumpepris (72 kr/kg) selv med en strømpris på 25 øre/kWh. Nødvendig hydrogenpris reduseres raskt med økende produsert volum, og ved en produksjon på 300 kilo/dag vil produksjonskostnad ligge under pumpepris ved strømpris i overkant av 75 øre. Ved strømpriser under 50 øre/kWh og en produksjon på 300 kilo/dag vil man også nærme seg konkurransekraft for maritime anvendelser. I et hybridscenario, hvor produksjonsvolum økes gradvis fra 100 kilo til 200 kilo etter to år, og videre til 300 kilo etter 5 år vil produksjonskostnaden per kg H2 i snitt tilsvare pumpepris ved strømpris 75 øre/kWh.



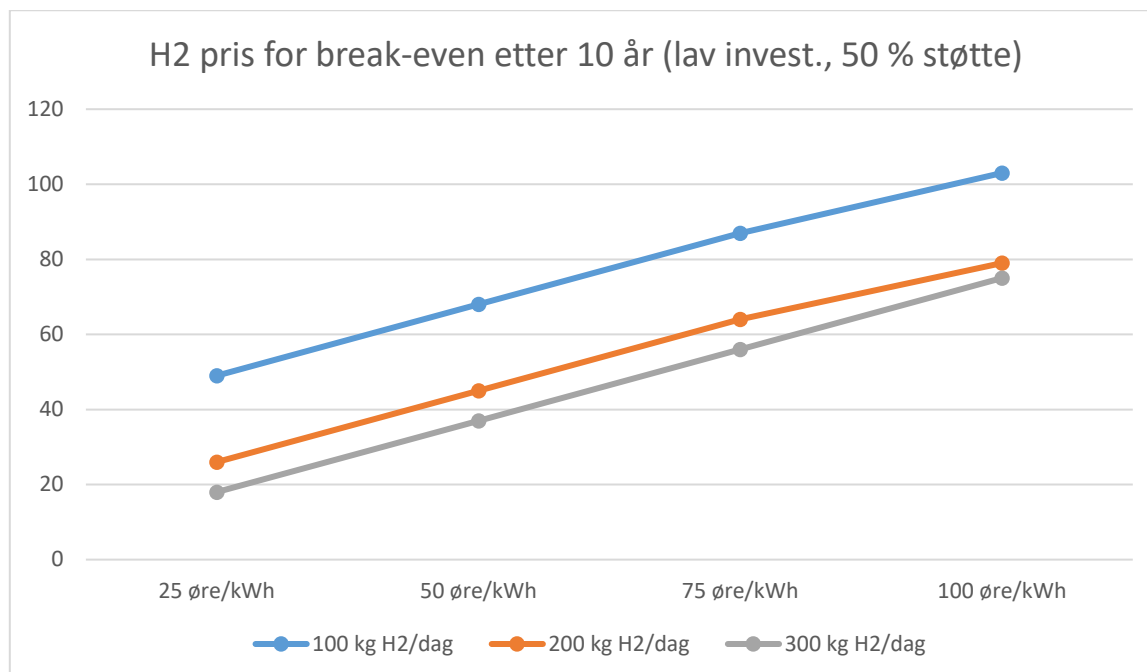
Figur 4 – H2 pris for break-even etter 10 år ved produksjon ved fyllestasjon (høy investering)

Figur 4 viser nødvendig hydrogenpris for at anlegget i Scenario 1 (hydrogenproduksjon ved fyllestasjon, høy investering) skal gå i null ved nedbetaling over 10 år. Som i Figur 3 gir en produksjon på 100 kilo/dag priser langt over dagens pumpepris. 200 kilo/dag er konkurransedyktig ved strømpris 25 øre/kWh, og 300 kilo/dag ved strømpris opp til i overkant av 50 øre/kWh.



Figur 5 – H2 pris for break-even etter 10 år ved produksjon i vindparken (lav investering)

Figur 5 viser nødvendig hydrogenpris for at anlegget i Scenario 2 (hydrogenproduksjon i vindparken og transport til fyllestasjon) skal gå i null ved nedbetaling over 10 år. Transporten utgjør en merkostnad per kg H2 på mellom 29 kr/kg (100 kg/dag) og 16 kr/kg (300 kg/dag). Som i de foregående figurene gir 100 kg/dag priser langt over dagens pumpepris. 200 kilo/dag er konkurransedyktig med pumpepris ved strømpriser opp til noe over 25 øre/kWh, mens 300 kg/dag er konkurransedyktig ved strømpriser opp til noe over 50 øre/kWh.



Figur 6 – H2 pris for break-even etter 10 år ved produksjon ved fyllestasjon (lav investering med 50 % investeringsstøtte)

Figur 6 viser nødvendig hydrogenpris for at anlegget i Scenario 1 (hydrogenproduksjon ved fyllestasjon, lav investering) skal gå i null ved nedbetaling over 10 år hvis det innvilges 50 % investeringsstøtte fra f.eks. ENOVA. Investeringsstøtten senker kostnaden per kg H2 med mellom 28 kr/kg (100 kg/dag) og 9 kr/kg (300 kg/dag). Investeringsstøtten har en sterk positiv virkning på kostnaden ved produksjon av 100 kg/dag, hvor man nå er konkurransedyktig med pumpepris ved strømpriser opp til 50 øre/kWh. Både 200 kg/dag og 300 kg/dag er konkurransedyktig med pumpepris ved strømpriser opp til over 75 øre/kWh. 200 kg/dag er trolig konkurransedyktig til maritimt bruk ved strømpriser opp til noe over 30 øre/kWh, og 300 kg/dag opp til 50 øre/kWh.

Konklusjoner og videre arbeid

- Høyt volum og lav strømpris er nøkkelen til lønnsomhet.
 - Produksjon av 300 kg/dag muliggjør en hydrogenpris som er konkurransedyktig med pumpepris (72 kr/kg) for strømpriser opp til 75 øre/kWh og trolig også for maritim bruk ved strømpriser opp til 50 øre/kWh.
 - Produksjon av 200 kg/dag muliggjør en hydrogenpris som er konkurransedyktig med pumpepris for strømpriser opp til i overkant av 50 øre/kWh.
 - Produksjon av 100 kg/dag er ikke lønnsomt uten betydelig investeringsstøtte, og også da kun ved strømpriser opp til 50 øre/kWh.
- Kostnaden for transport av hydrogen fra produksjon i vindparken til fyllestasjon nær Edøya utgjør fra 16 kr (300 kg/dag) til 29 kr (100 kg/dag) per kilo hydrogen. For produksjon over 200 kg/dag tilsvarer dette ca. 25 øre/kWh påslag i strømpris.
- Investeringsstøtte gir klart størst bidrag til reduksjon i produksjonskostnad ved lave produksjonsvolum (opptil 28 kr/kg ved 100 kg/dag). Ved større produksjonsvolum er bidraget lavere (opptil 9 kr/kg ved 300 kg/dag).
- Salg av oksygen kan gi et vesentlig bidrag til økonomien. Hver kr/kg for oksygen utgjør 8 kroner på hydrogenprisen.
- Til tross for at restvarme fra hydrogenproduksjonen utgjør betydelige energimengder blir denne vanskelig å anvende til eksisterende formål og kroneverdien er derfor satt til 0. Restvarmen vil imidlertid gi muligheter for ny næringsutvikling som for eksempel krever tørking eller på annen måte anvender lavtemperatur varme ($\sim 80^{\circ}\text{C}$).
- En gradvis opptrapping av produksjon ettersom markedet modnes, hvor 300 kg/dag oppnås i løpet av fem første driftsår, er et interessant case. Over 10 år vil dette gi en gjennomsnittspris som er konkurransedyktig med pumpepris for strømpriser opp til 75 øre/kWh.
- Et case med produksjon i vindparken og gradvis opptrapping av produksjonsvolum kombinert med investeringsstøtte vil være svært interessant. Dette vil kombinere fordelene med lav investering ved lave produksjonsvolum og lav strømpris ved høye produksjonsvolum.
- Potensialet for eksport av hydrogen til andre steder i regionen bør undersøkes nærmere. Dette kan være attraktivt da det gir grunnlag for høyere produksjonsvolum på Smøla, og det vil senke terskelen for å ta i bruk hydrogen andre steder ved at de slipper å ta en stor investering i produksjonsanlegg med tilhørende usikkerhet om marked.
- Det er gjennomgående vanskelig å få tak i priser på komponenter, og spriket i prisanslag i litteraturen er stort. Det er et stort behov for å ettergå alle beregninger ettersom sikrere prisanslag blir tilgjengelige.
- For valg og dimensjonering av lagrings- og transportløsninger, dimensjonering av kompressorer mm. er kunnskap om forbruksmønster som hyppighet av fyllinger, volum per fylling etc. Enten må begge sider planlegges parallelt, eller så må det tas et valg om hva som skal være dimensjonerende.

- Med unntak av stacken i elektrolysøren vil reell levetid på anlegget være betydelig lenger enn 10 år (20 – 30 år). En dobling av forventet levetid for store deler av anlegget vil gi betydelig positive virkninger for økonomien. Det bør vurderes hvordan dette best bør regnes inn, og i hvilken grad det å regne inn så lange levetider vil utgjøre en risiko anvendt på teknologi i rask utvikling.

Vedlegg 1: Break-even priser for H2

10 år (lav investering)

	25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
100 kg H2/d	77	96	114	130
200 kg H2/d	40	59	77	93
300 kg H2/d	27	46	65	84

10 år (høy investering)

	25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
100 kg H2/d	116	135	154	169
200 kg H2/d	59	78	97	113
300 kg H2/d	41	59	78	97

10 år med transport (lav investering)

	25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
100 kg H2/d	106	125	144	159
200 kg H2/d	59	78	97	112
300 kg H2/d	44	62	81	100

Hybridscenario (2 år 100 kg/d, 3 år 200 kg/d, 5 år 300 kg/d)

	25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
Pris kg H2	35	54	72	91

10 år (lav investering med 50 % støtte)

	25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
100 kg H2/d	49	68	87	103
200 kg H2/d	26	45	64	79
300 kg H2/d	18	37	56	75

Vedlegg 2: Resultat etter 10 år

Lav investering

		25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
100 kg H2/d	50 kr/kg H2	-7 843 000	-13 318 000	-18 793 000	-23 392 000
	72 kr/kg H2	-1 419 000	-6 894 000	-12 369 000	-16 968 000
	90 kr/kg H2	3 837 000	-1 638 000	-7 113 000	-11 712 000
200 kg H2/d	50 kr/kg H2	5 954 000	-4 966 000	-15 946 000	-25 144 000
	72 kr/kg H2	18 802 000	7 852 000	-3 098 000	-12 296 000
	90 kr/kg H2	29 314 000	18 364 000	7 414 000	-1 784 000
300 kg H2/d	50 kr/kg H2	19 751 000	3 326 000	-13 099 000	-29 524 000
	72 kr/kg H2	39 023 000	22 598 000	6 173 000	-10 252 000
	90 kr/kg H2	54 791 000	38 366 000	21 941 000	5 516 000

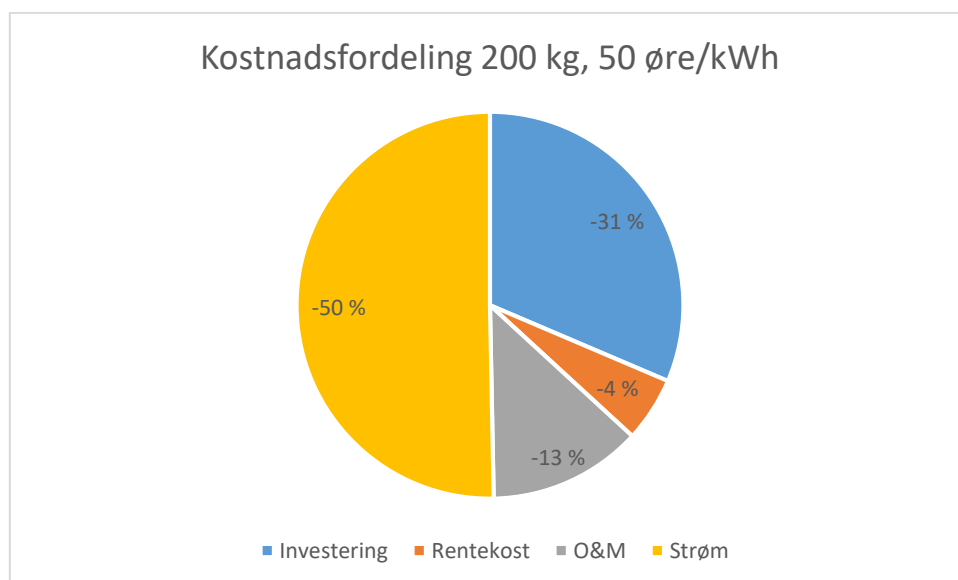
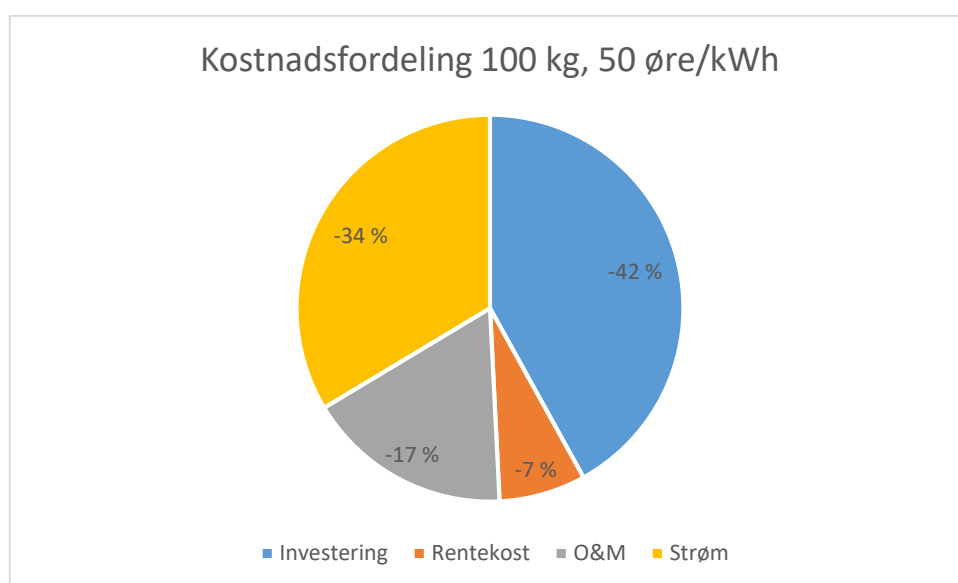
Høy investering

		25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
100 kg H2/d	50 kr/kg H2	-15 013 000	-20 488 000	-25 963 000	-30 562 000
	72 kr/kg H2	-8 589 000	-14 064 000	-19 539 000	-24 138 000
	90 kr/kg H2	-3 333 000	-8 808 000	-14 283 000	-18 882 000
200 kg H2/d	50 kr/kg H2	-1 216 000	-12 166 000	-23 116 000	-32 314 000
	72 kr/kg H2	11 632 000	682 000	-10 268 000	-19 466 000
	90 kr/kg H2	22 144 000	11 194 000	244 000	-8 954 000
300 kg H2/d	50 kr/kg H2	12 581 000	-3 844 000	-20 269 000	-36 694 000
	72 kr/kg H2	31 853 000	15 428 000	-997 000	-17 422 000
	90 kr/kg H2	47 621 000	31 196 000	14 771 000	-1 654 000

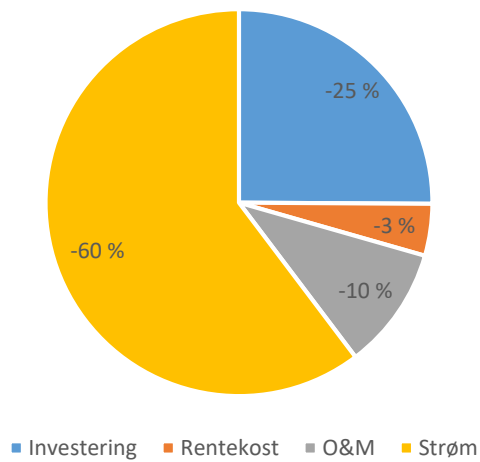
Transport (lav investering)

		25 øre/kWh	50 øre/kWh	75 øre/kWh	100 øre/kWh
100 kg H2/d	50 kr/kg H2	-16 423 000	-21 898 000	-27 373 000	-31 972 000
	72 kr/kg H2	-9 999 000	-15 474 000	-20 949 000	-25 548 000
	90 kr/kg H2	-4 743 000	-10 218 000	-15 693 000	-20 292 000
200 kg H2/d	50 kr/kg H2	-5 326 000	-16 276 000	-27 226 000	-36 424 000
	72 kr/kg H2	7 522 000	-3 428 000	-14 378 000	-23 576 000
	90 kr/kg H2	18 034 000	7 084 000	-3 866 000	-13 064 000
300 kg H2/d	50 kr/kg H2	5 651 000	-10 744 000	-27 199 000	-43 624 000
	72 kr/kg H2	24 923 000	8 498 000	-7 927 000	-24 352 000
	90 kr/kg H2	40 691 000	24 266 000	7 841 000	-8 584 000

Vedlegg 3: Kostnadsfordeling (lav investering, 50 øre/kWh)

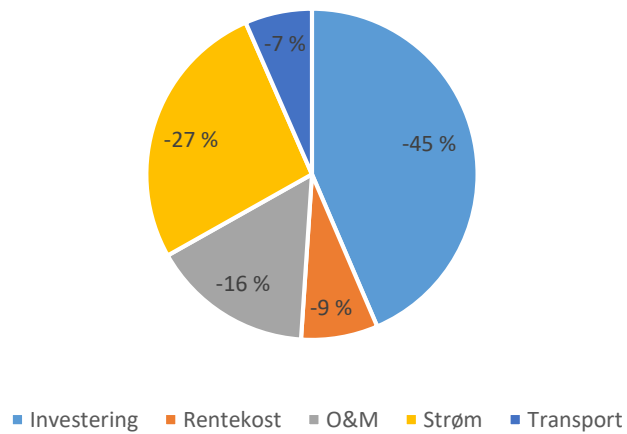


Kostnadsfordeling 300 kg, 50 øre/kWh

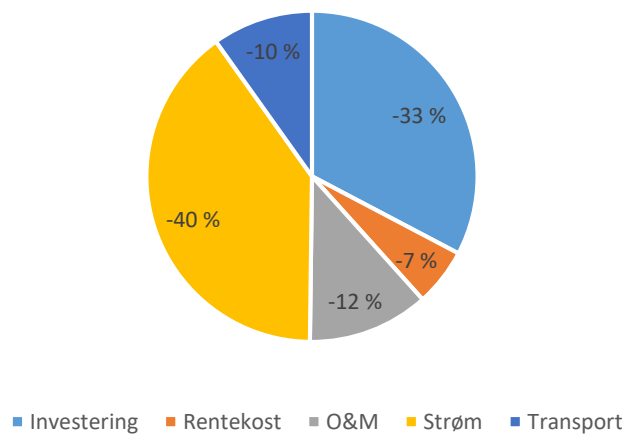


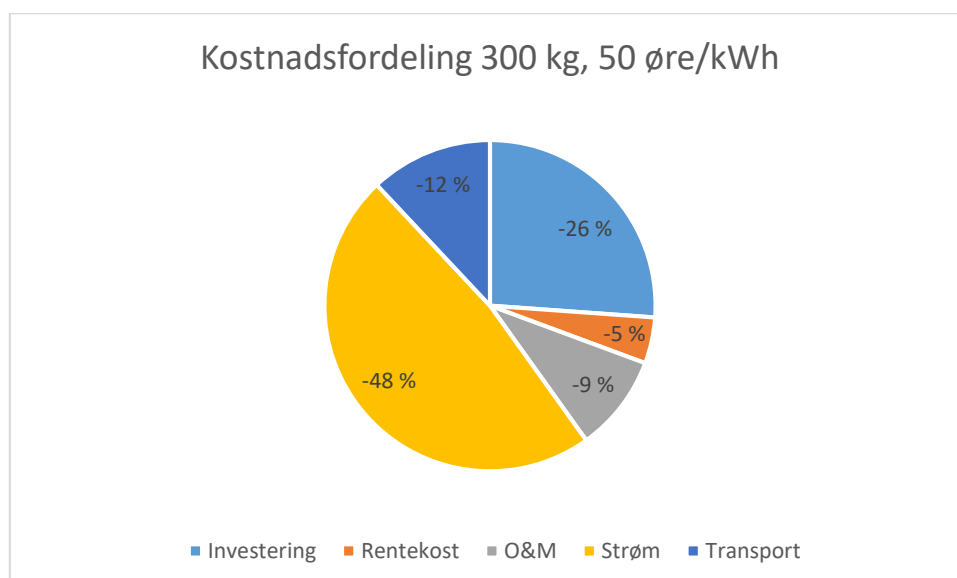
Vedlegg 4: Kostnadsfordeling med transport (lav investering, 50 øre/kWh)

Kostnadsfordeling 100 kg, 50 øre/kWh



Kostnadsfordeling 200 kg, 50 øre/kWh





6: Risikoanalyse og forretningsmodell

Det er mye som tyder på at det vil skje mye positivt på hydrogen i løpet av få år. Vi ser store prosjekter og konkrete realiseringer rundt oss. Sveits har vedtatt å bruke samferdselsvirkemiddelapparatet for å få all tungtransport over på hydrogen. Nikola i USA har bestilt brenselceller til 800 trailere, og fylleinfrastruktur fra NEL til 400 stasjoner. Regionalt går kystekspresen sin gang, og liknende hurtigbåtprosjekt i Hordaland og Sogn og Fjordane kommer på samme tid. Havilla vil bygge sine 4 Kystruter i Hurtigrutesambandet med hydrogenkapasitet. Mulighetene er med andre ord store.

Utfordringene av teknisk og økonomisk art er som beskrevet tidligere i rapporten overkommelige.

Risikoen knyttes til hvordan markedet og teknologien utvikles og hvordan myndighetene bruker virkemiddelapparatet. Markedet kan endre seg, spesielt vil batterikapasiteten øke raskere enn vi forventer. Det er allerede gjort beregninger som viser at Trondheim - Brekstad kan være mulig med kun batterielektrisk fremdrift. Politisk risiko er også betydelig. Velger anbyder (fylkeskommunen) å se bort fra drivstoffets utslipp ved produksjon, kan hydrogen reformert fra naturgass uten fangst og lagring av Co2 bli aktuelt som drivstoff. Hvordan dette kan forklares som nullutslippsfartøy, blir nok en krevende øvelse, men risikoen kan man ikke se bort fra. I Statens Vegvesens anbud for hydrogenferge i Rogaland er det krav om at hydrogen skal ha renhet tilsvarende produsert av norsk elmiks i løpet av 2 år, så hvis det vil være førende for regionale anbud, er risikoen liten.

En annen risiko er at tilbydere i anbudet velger løsninger for flytende hydrogen. Det fordrer også fritak fra renhetskrav, da flytendegjøring av hydrogen i småskala er svært kostbart. De vil da basere seg på importert flytende hydrogen fra kontinentet. Fergetilbydere har antydnet at de vil gå for det i de to første år. Dette har ikke vært nevnt ifm hurtigbåtprosjektet. En annen risiko er at anbyder for hurtigbåten velger å legge til rette for en infrastruktur og anløpsløsningen som ikke gjør det mulig å levere hydrogen på Edøya, og at transport av hydrogen til andre fyllestasjoner blir dyrere enn å produsere hydrogen der.

Flere avklaringer må gjøres inn mot neste steg. Hva er formål med prosjektet? Hvem er ansvarlig pådriver og eventuelt «eier»? Hvilken organiseringsmodell kreves for å skape forpliktelse og samtidig redusere risiko. Være sluttkunde, driftsselskap eller teknologiutvikler? Hvem skal eie pilotanlegget? I den økonomiske analysen har vi grunnlag for å gå videre med aktuelle aktører i verdikjeden. Neste ledd må være å få på plass intensjonsavtaler med disse.



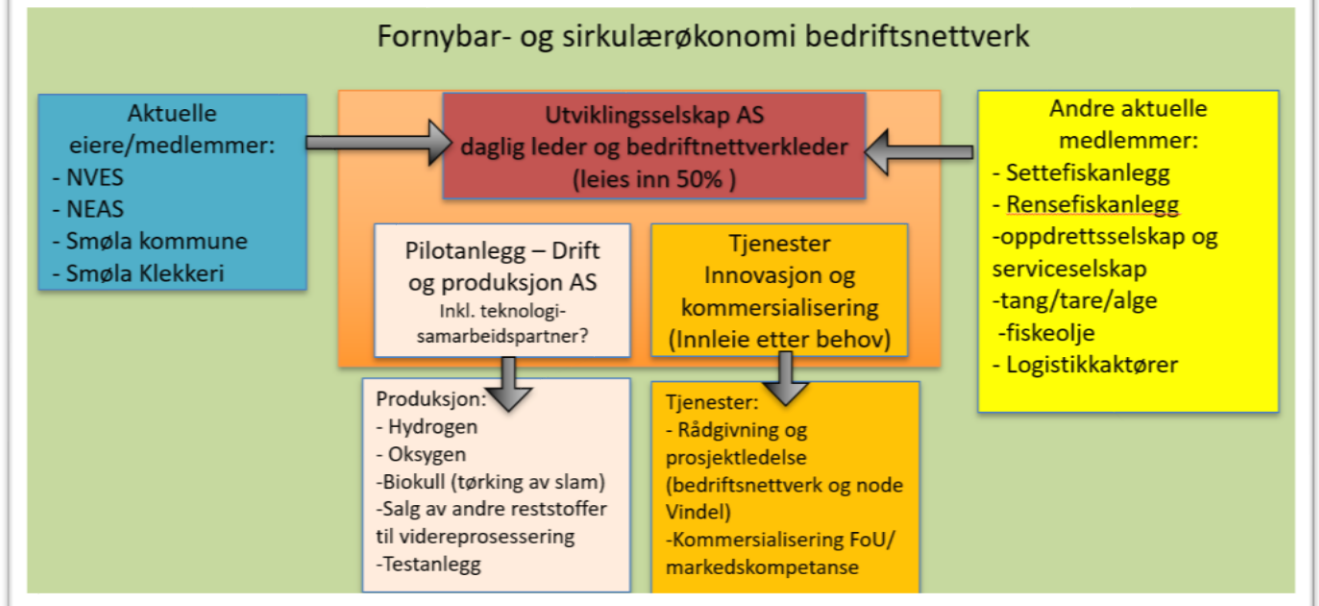
Figur: Veien videre.

Utviklingsselskapet bør være et AS. Prosjektet har sett på AS og SA som aktuell videre organisering, men anbefaler AS som er mest investor- og virkemiddelvennlig. Det er krav om aksjekapital og en «sunn utvikling/forretningsmodell». Et AS bør ikke være over 50 % offentlig eid, det gir større handlingsrom for støtte til utviklingsprosjekter. Det vil kreve kompetent og langsiktig kapital – eiere må være innforstått med formålet til selskapet, risiko og langsiktighet.

Selskapet må ha en fast inntektskilde for å besørge daglig drift og ikke tære på egenkapital. Selskapet kan ha en daglig leder i for eksempel 50% stilling, og budsjett for innkjøp av spesialkompetanse. Aktuelle inntektskilder kan være:

- Selge kompetanse innen rådgivning/prosjektledelse (få støtte gjennom næringshage og inkubator til å selge subsidierte tjenester til bedrifter)
- Kan være prosjektleder for et bedriftsnettverk (750 000 pr år)
- Prosjektleder for utviklingsprosjekter hos medlemsbedrifter (bedrifter og virkemidler)

Skisse forretningsmodell



Bedriftsnettverk Fornybar Energi og Sirkulærøkonomi

Det er mulig å ta en nasjonal posisjon for å koordinere alle initiativ på hydrogenproduksjon langs kysten. Det kan være å forenkle prosesser, avklare muligheter og slik bidra til hurtigere fremdrift i de initiativer som pågår. I forlengelsen av dette utvikle eget bedriftsnettverk basert på industriaktører (input og output), forskningsmiljø/utdanning og teknologileverandører.

Man vil også, hvis det lykkes å komme i gang med tidlig produksjon av hydrogen, utvikle en unik driftskompetanse. Det er også relevant å se på forskningsprosjekt hvor man ser på sammenhenger mellom næringsstoffer og energi mellom havbruk, tang og tare, bioråstoff o.l.

Nasjonalt Vindenergiserter vil fortsette prosjektet fremover med mål om intensjonsavtaler som neste grunnlag for videre utvikling.



Smøla, 29.10.18

Thomas Bjørdal og Pål Preede Revheim, NVES AS