



HYDROGEN I KVINNHERAD – EN MULIGHETSSTUDIE

GREENSIGHT 

Om Greensight

Greensight er et rådgivende analyseselskap som jobber med å få fart på det grønne skiftet ved hjelp av balansert og teknologinøytral informasjon som kan omsettes i lønnsomme prosjekt. Vi samler den mest oppdaterte og pålitelige informasjonen om energi- og klimateknologi, og presenterer den på en enkel og forståelig måte.

Våre eksperter hjelper kunder med å identifisere og synliggjøre potensiale i grønne næringer og satsingsområder med utgangspunkt i nåværende og framtidige energibehov, tilgang- og kapasitet basert på analyser av hele energisystemet. Formålet er å skaffe informasjon som kan øke avkastningen på grønne investeringer og grønn forretningsdrift, samt redusere risiko for feilinvesteringer.

Greensight er et datterselskap av Greenstat AS.

www.greensight.no

Rapport 30035

Versjon 1.1

Forfatter: Martin Larsen Hirth, Daniel Janzen og Karoline Ullaland Hove.

Kontroll: Hilde Holdhus

Forsidefoto: Jan Rabben

Innholdsfortegnelse

Sammendrag	4
1. Om prosjektet	5
2. Organisering og gjennomføring	5
3. Hydrogen – en kort status for Norge	6
4. Markedsvurdering i Kvinnherad	8
4.1 <i>Hurtigbåter</i>	8
4.2 <i>Ferger</i>	9
4.3 <i>Andre maritime brukere</i>	10
4.4 <i>Landtransport</i>	11
4.5 <i>Industri</i>	12
4.6 <i>Oppsummering av markedet</i>	12
5. Tilgjengelige innsatsfaktorer i Kvinnherad	13
5.1 <i>Kraftressurser</i>	13
5.2 <i>Utbygde kraftressurser</i>	14
5.3 <i>Områder med nettkapasitet</i>	15
5.4 <i>Vannressurser</i>	15
6. Transportkostnader for hydrogen	16
7. Hydrogen og oppdrettsbransjen	18
8. Arealbehov	19
9. Sikkerhet og regelverk	21
9.1 <i>Samtykke</i>	22
9.2 <i>Eksempler på fyll/bunkringsanlegg</i>	22
9. Potensielle tomter	25
10. Støttmuligheter	29
11. Scenarioer	30
11.1 <i>Scenario 1A – 600 kilo hydrogen per dag</i>	31
11.2 <i>Scenario 1B – 600 kilo hydrogen per dag m/ekspansjonsmuligheter</i>	33
11.3 <i>Scenario 2 – 1000 kilo hydrogen per dag</i>	35
11.4 <i>Scenario 3 – 40 kilo hydrogen per dag</i>	36
11.5 <i>Sensitivitetsanalyser for strøm og nettleie</i>	37
11.6 <i>Prissammenligning med diesel</i>	38
12. Diskusjon og anbefalinger	39
13. Appendiks	41
13.1 <i>Sikkerhetsavstander</i>	41
13.2 <i>Lover, forskrifter og veiledninger</i>	41
13.3 <i>Sensitivitetsanalyser</i>	42
14. Sluttnoter	44

Sammendrag

Kvinnherad kommune har gode naturgitte forutsetninger for å produsere hydrogen, med en rekke større kraftverk og enda flere småkraftverk spredt rundt i kommunen. I arbeidet med å kartlegge et fremtidig hydrogenmarked har vi derfor brukt mest tid på å identifisere sluttbrukere. Etter vår vurdering er hurtigbåtsambandet mellom Bergen og Rosendal den mest sannsynlige storforbrukeren av hydrogen i nærmeste fremtid, med nytt tilbud for sambandet tidligst i 2023.

Basert på forventet forbruk for hurtigbåten, samt et visst innslag av personbiler og nyttekjøretøy, har vi anslått en daglig produksjon og salg av 600 kilo hydrogen. Med utgangspunkt i dette har vi analysert flere scenarier og kommet frem til en realistisk salgspris for hydrogen på mellom 40-55 kroner per kilo hydrogen ved produksjon fra 600 til 1000 kilo hydrogen daglig. Et slikt prisnivå er konkurransedyktig med diesel/bensin for landtransport og for nedre estimat ca 20 prosent høyere kostnader enn dagens drivstoffkostnader for hurtigbåten.

En produksjon av 600 kilo hydrogen krever i underkant av 20 MWh elektrisitet daglig og utgjør en kraftmengde småkraftverkene i kommunen ikke kan garantere gjennom året. Dersom man ønsker å samlokalisere hydrogenproduksjon med kraftverk er vår anbefaling å gjøre dette i Matre – i nærheten av Blåfalli-kraftverkene. Også fordi areal- og kraftbehovet gjør at lokalproduksjon nær hurtigbåtkaien synes vanskelig å få til.

Produksjon i Matre medfører transportkostnader på ca 10 kr/kg for å frakte hydrogen til kai på Løfallstrand, men er ansett som den enklest gjennomførbare løsningen. Matre er også det området av de arealene vi har vurdert som er best egnet til enda større produksjonsvolum enn hva denne rapporten har konsentrert seg om.

1. Om prosjektet

Kvinnherad kommune er en kraftkommune med stort overskudd av ren energi fra vannkraft, både fra større kraftstasjoner og småkraftanlegg..

En mulig utnyttelse av kraften er produksjon av hydrogen ved elektrolyse, og Kvinnherad kommune ønsker å utrede mulighetene knyttet til produksjon og bruk av hydrogen lokalt i Kvinnherad, og på grunnlag av innhentet informasjon utarbeide en økonomisk analyse for hydrogenproduksjon.

I Kvinnherad er det mange steder det er mulig å produsere hydrogen, både fra eksisterende kraftkilder og uutbygde ressurser. Vår tilnærming til arbeidet har vært å finne de mest realistisk gjennomførbare prosjektene, hvor nøkkelen har vært å finne en stor sluttbruker og unngår transportkostnader på hydrogen frem til denne brukeren.

Først har vi gitt en kortfattet status for hydrogen i Norge, med eksempler på prosjekter som er langt fremme i utviklingsløpet eller som allerede er realisert. Videre har vi identifisert potensielle forbrukere av hydrogen i Kvinnherad kommune innenfor en tidshorison på fem år. Basert på denne gjennomgangen har vi skissert ulike scenario for etablering av hydrogenproduksjon og gjennomført en økonomisk analyse av hvert scenario.

Formålet med analysen er å gi et best mulig estimat på hvordan, hvor og hvor billig hydrogen kan produseres i Kvinnherad, og gi kommunen et kunnskapsgrunnlag de kan benytte ovenfor relevante myndigheter eller næringsaktører

2. Organisering og gjennomføring

Martin Larsen Hirth hos Greensight har vært prosjektleder, med støtte fra Daniel Janzen (økonomisk analyse) og Karoline Ullaland Hove (research). Hos Kvinnherad kommune har samfunnsutvikler Harald Maaland vært kontaktperson. I tillegg er det gjennomført samtaler med flere av deltakerne i kommunens egen referansegruppe, bestående av representanter fra Gasnor, Kvinnherad Energi, Sunnhordland Kraftlag og Småkraftforeninga.

Det er gjennomført flere møter i prosjektet:

- 3.september – oppstartsmøte i Kvinnherad
- 4.oktober – arbeidsmøte under hydrogenkonferanse i Florø
- 28.oktober – synfaring i Kvinnherad og separate møter med Kvinnherad Energi og Kvinnherad kommune
- 28.november – presentasjon av foreløpige konklusjoner for referansegruppen.

Sluttrapporten ble overlevert 20.desember 2019.

3. Hydrogen – en kort status for Norge

Hydrogenmarkedet i Norge må fortsatt betegnes som umodent, men en rekke prosjekter er igangsatt de siste årene, og spesielt for personbiler er det flere serieproduserte modeller på markedet. I dette kapitlet gir vi en kortfattet innføring for de mest relevante markedene i norsk sammenheng.

Personbiler:

Ved utgangen av 2017 var det 96 hydrogenbiler registrert i Norge. I løpet av 2018 er det grunn til å tro at tallet vil dobles, blant annet gjennom salg av Huynlais nye hydrogenmodell Nexo, som sammen med Toyota Mirai er de to modellene som er i salg i Norge p.t. I tillegg har Skedsmo kommune en hydrogendreven varebil – en Renault Kangoo, som bygges om til hydrogendrift av det franske selskapet Symbio Fucel Cell. I løpet av de kommende årene er det ventet hydrogenmodeller fra en rekke av de store bilprodusentene¹.

Forbruket for en personbil er rundt 0,5 kilo hydrogen per dag. Dersom kjøretøyet brukes i drosjevirkosomhet er forventet forbruk rundt 1,5 kilo hydrogen per dag. Rekkevidden for en hydrogenbil varierer fra 5-600 kilometer og tanken fylles på fire til fem minutter.

Hydrogenstasjoner i Norge:

I Norge er det i dag tre offentlig tilgjengelige hydrogenstasjoner: på Kjørbo i Akershus, på Hvam i Skedsmo kommune og i Åsane i Bergen kommune. Alle tre er driftet av selskapet Uno-X Hydrogen, som i 2019 planlegger å åpne stasjoner i Ås kommune og Søreide i Bergen kommune. Prisen for ett kilo hydrogen er 72 kr eks mva.

Uno-X Hydrogen oppgir også konkrete planer om å åpne stasjoner på Sandmoen i Trondheim kommune og Hell i Stjørdal kommune. Enova delte i november ut støtte til disse stasjonene, samt Fredrikstad og en midlertidig stasjon som først er planlagt i Akershus og senere som korridorstasjon mellom øst og vest².

I tillegg har ASKO en egen fyllestasjon med både 350 og 700 bars hydrogen ved sitt anlegg i Trondheim, hvor det er mulig for privatkunder å fylle hydrogen etter avtale.

Tungtransport:

Asko har bestilt fire hydrogenlastebiler fra Scania, som blir levert i første kvartal 2019. Kjøretøyet har et treakselet chassis på 26 tonn og 21 palleplasser, og har en rekkevidde opp mot 500 kilometer³. Forventet forbruk er 20-25 kilo hydrogen per dag, avhengig av kjørelengde og last.

Flere norske aktører har også reservert den hydrogendrevne trekkvogne Nikola Two, med forventet leveranse fra 2021. Nikola oppgir en rekkevidde på inntil 1600 kilometer og hydrogentanker på 85 kilo⁴. I november lanserte Nikola en ny modell – Nikola Tre – som i større grad er tilpasset det europeiske markedet, og som selskapet oppgir skal testes i Norge fra 2020. Rekkevidden på kjøretøyet er oppgitt til inntil 1200 kilometer og er lovet på markedet i 2023. Også denne er reservert av flere norske aktører.

Globalt er det en rekke initiativ og demonstrasjonsprosjekt for hydrogen i tungtransport.

Huynundai offentliggjorde i september 2018 planer om serieproduksjon av en lastebil med rekkevidde på 400 km og et hydrogenforbruk på 7-8 kg/100 km i løpet av 2019. Parallelt ble det inngått intensjonsavtale med et sveitsisk konsortium, ledet av selskapet H2 Energy, om kjøp av 1000 lastebiler⁵.

Buss:

Kollektivoperatøren Ruter har gjennom prosjektet HyNor Oslo Bussⁱ hatt fem hydrogenbuss i drift i Oslo siden 2012. Bussene har hatt et hydrogenforbruk på 13,2 kilo per 100 kilometer og har fått hydrogen fra et produksjonsanlegg eid av Ruter. På kjøpstidspunktet i 2010 hadde bussene en stykkpris på elleve millioner kroner. Prøveprosjektet var planlagt avsluttet i 2017, men er nå videreført til 2020⁶.

I juni ble det annonsert at Ruter kjøper ytterligere 10 hydrogenbuss, som del av EU-prosjektet JIVE 2⁷. Denne anbudsprosessen startet opp i november 2018, med valg av bussoperatør i januar 2018. Den samlede kostnadsrammen for prosjektet er 134 millioner kroner og det er foreløpig ikke opplyst stykkpris per buss. Det har imidlertid vært en betydelig kostnadsreduksjon de senere år, med en maksimal pris på 650 000 Euro for en 12 meter lang buss i 2016⁸.

Maritim:

Innen maritim bruk av hydrogen er Norge posisjonert langt fremme i den globale utviklingen. I 2021 blir den første hydrogenferjen satt i drift mellom Hjelmeland og Nesvik i Rogaland, som del av en utviklingskontrakt i regi av Statens Vegvesen. I november ble kontrakten tildelt Norled. Ved overgang til nullutslippsalternativ i fergesektoren forventer Statens Vegvesen et årlig behov på ca 10 000 tonn hydrogen⁹. Parallelt leder Fiskarstrand Verft et Pilot-E-prosjekt for å bygge den første hydrogenrevne ferjen¹⁰.

I Trøndelag gjennomføres et utviklingsprosjekt for hydrogenrevne hurtigbåt mellom Trondheim og Kristiansund, hvor ny driftskontrakt trer i kraft i 2022. Og i Sogn og Fjordane er det prosjektert en hurtigbåt mellom Florø og Måløy, som en del av Grønt Kystfartsprogram.

Innenfor oppdrettsbransjen jobber Osland Havbruk, Kvernevik Engineering og Greenstat Hydrogen med den første hydrogenrevne oppdrettsbåten, for bruk i Høyanger kommune i Sogn og Fjordane¹¹.

Også for større fartøy vurderes det bruk av hydrogen. NCE Maritime Cleantech, Wärtsila Ship Design og Equinor utvikler et konsept for en hydrogenrevne PSV. Stortingsvedtaket om nullutslipp fra turistskip- og ferger i verdensarvfjordene senest fra 2026 har aktualisert hydrogen som energibærer. Både Viking Cruises og Royal Caribbean Cruise Lines har lansert planer om nye turistfartøy som helt eller delvis vil ha brenselceller og hydrogendrift. De nye kystruteskipene til Havila blir også tilrettelagt for bruk av hydrogen¹².

Tog:

I Norge er det politisk flertall på Stortinget for å teste ut hydrogenrevne tog, foreløpig er regjeringen avventende til hydrogentog¹³. Aktuelle strekninger i fremtiden er Rørosbanen,

ⁱ Den norske delen av EU-prosjektet CHIC – Clean Hydrogen in European Cities, i regi av FCH JU

Nordlandsbanen eller Raumabanen, strekninger som i dag ikke er elektrifiserte. I Tyskland ble de første hydrogendrevne passasjertogene satt i drift på en 100 km lang strekning i september 2018. Toget, som er levert av franske Alstom, har en rekkevidde på ca 1000 kilometer på en tank¹⁴.

Energiforsyning/lagring:

I EU-prosjektet Haeolusⁱⁱ undersøker Sintef, Hydrogenics, Varanger Kraft og en rekke andre samarbeidspartnere utvikle og teste hydrogenproduksjon fra vindkraft. På grunn av manglende nettkapasitet får ikke Raggovidda Vindpark utnyttet sitt produksjonspotensial og målet er å se på bruk av variabel og innestengt kraft til hydrogenproduksjon. I løpet av prosjektet skal anlegget testes i flere ulike driftsmodus: energilagring, mini-grid og til drivstoffproduksjon¹⁵.

Et lignende prosjekt, men i mye mindre skala, er tidligere gjennomført i Utsira. Som en del av Hydros hydrogensatsing ble det satt opp to vindturbiner på 600 kW, som produserte elektrisitet til hydrogenproduksjon. Slik ble øyens ti husstander de første hydrogenhustander mellom 2004 og 2010, før prosjektet ble avsluttet og vindturbinene gikk over til ren kraftproduksjon¹⁶.

4. Markedsvurdering i Kvinnherad

4.1 Hurtigbåter

Det er i dag to hurtigbåtsamband som er innom Kvinnherad kommune:

- Ruten Sunnhordland – Austevoll – Bergen har tre stopp underveis i kommunen, på Ranavik, Fjelbergøya og Sunde, med endestopp i Bergen og Ølen. Sambandet opereres i dag av Norled, med varighet frem til 31.12.2030 og påfølgende opsjoner på 2+2 år.
- Ruten Bergen-Rosendal har endestopp i Rosendal og driftes i dag av Rødne & Sønner frem til 31.12.2023

For korte hurtigbåtsstrekninger, opp til 10 nautiske milⁱⁱⁱ, kan fartøyene være batterielektriske eller batterihybrider. For lengre samband er hydrogen et bedre alternativ, først og fremst på grunn av lavere vekt enn for batteriløsninger¹⁷.

Begge de to sambandene som er innom Kvinnherad har en lengre distanse enn 10 nautiske mil^{iv} og er dermed godt egnet for hydrogendrift. Hvorvidt det er aktuelt å bunkre i Kvinnherad er imidlertid et annet spørsmål. For å sikre en mest mulig effektiv overfart, er det i utgangspunktet best å bunkre ved et endestopp, hvor fartøyene uansett har et opphold mellom avgangene.

Sambandet Sunnhordland-Austevoll-Bergen er på 95 nautiske mil og har et anslått dieselforbruk på 1900 liter per overfart, eller rundt 400 kilo hydrogen, avhengig av

ⁱⁱ Prosjektperioden er fra 1.januar 2018 til 31.desember 2021

ⁱⁱⁱ 10 nautiske mil tilsvarer 18,52 kilometer

^{iv} Sunnhordland-Austevoll-Bergen er 95 nm, mens Bergen-Rosendal er 49 nm

virkningsgrad på dagens forbrenningsmotor og brenselcelle. Med nåværende bunkringsteknologi kan det fylles 10 kg hydrogen per minutt. Men ettersom sambandets endestopp ikke er i Kvinnherad kommune vil en bunkring underveis – ved ett av de tre anløpene i kommunen forlenge overfarten med 40 minutter i ren bunkringstid. Det er dermed lite trolig at sambandet Sunnhordland-Austevoll-Bergen representerer en lokal forbruker for hydrogenproduksjon i Kvinnherad kommune.

Situasjonen er annerledes for sambandet Bergen-Rosendal, som har endestopp i kommunen. Inneværende kontrakt på sambandet innehas av rederiet L. Rødne & Sønner og utløper 31.12.2023, med opsjonsmuligheter på 2 + 2 år. I 2014 gjennomførte CMR Prototech en mulighetsstudie for bruk av hydrogen i maritim sektor med hurtigbåtruten Bergen-Rosendal som en av flere caser¹⁸. Her ble det anslått at hurtigbåten ville trenge 600 kilo komprimert hydrogen per dag, med to ganger tur-retur Bergen-Rosendal. Det tilsvarer 150 kilo hydrogen per overfart.

På grunn av vekt- og plassbegrensninger på hurtigbåten er det mest realistisk at den bygges med lagringstanker om bord til en krysning av sambandet Bergen-Rosendal tur-retur + en sikkerhetsmargin, med påfølgende bunkring før dagens andre krysning. En mulig løsning er 3x150 kg, slik Brødrene Aas hurtigbåtkonsept har. Da er det trolig nok hydrogen til også å gjennomføre ekstraturen Rosendal-Os tur/retur på torsdag og fredag, og fremdeles klare seg med to bunkringer per dag.

Med dagens teknologi kan det bunkres 10 kilo hydrogen per minutt – en estimert bunkringstid på 30-35 minutter.

Et foreslått bunkringsmønster med dagens rutetrafikk kan være som følger:

Kl. 06:30/50 – Avgang fra Rosendal med ca 300 kg hydrogen
Kl. 08:35 – Ankomst Bergen
Kl. 08:50 – Retur fra Bergen mot Rosendal med ca 150 kg hydrogen
Kl. 10:45 – Ankomst Rosendal med tilnærmet tomme tanker
Kl. 11-11:40 - Bunkring av hydrogen – 300 kilo
Kl. 14:25 - Avgang fra Rosendal med ca 300 kg hydrogen
Kl. 16:20 - Ankomst Bergen
Kl. 16:30 - Retur fra Bergen mot Rosendal med ca 150 kg hydrogen
Kl. 1825/35 - Ankomst Rosendal

Påfølgende bunkring for å starte neste dag med fulle drivstofftanker.

4.2 Ferger

I 2021 skal den første hydrogenrevne bilfergen etter planen settes i drift på sambandet Hjelmeland – Nesvik – Skipavik. I Kvinnherad kommune er det i dag fire ferjesamband:

- Utåker – Skånevik – kontraktsutløp 31.12.2029 + 1 år – Boreal Sjø AS
- Ranarvik – Skjersholmane – kontraktsutløp 31.12.2029 + 1 år – Fjord1
- Gjermundshavn-Årsnes – kontraktsutløp 31.12.2029 + 1 år – Fjord1
- Fjelberg-Sydnes-Utbjoa-Skjersholmane – 31.12.2019, forlenget frem til 31.12.2029 – Norled

Utgangspunktet her er at de fergesambandene som kan være helelektriske bør av hensyn til energieffektiviteten være det. Rekkevidden varierer naturlig nok med størrelsen på batteripakken, men også med marsjfart og størrelse på ferger.

LMG Marin, Norsk Energi og CMR Prototech utførte i 2016 en potensialstudie for energieffektiv og klimavennlig fergedrift i Norge. Her kommer de frem til følgende rekkevidde for helelektriske ferger.

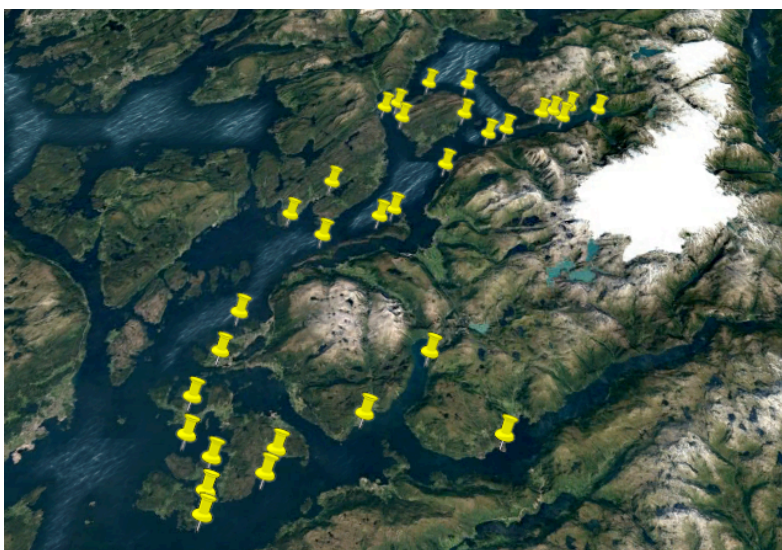
Tabell 7 – Rekkevidde for batteriferger¹⁹

Batteri og landstrømbegrensning	70 bilers aluminium batteriferge				125 bilers aluminium batteriferge			
	8 knop	10 knop	12 knop	14 knop	8 knop	10 knop	12 knop	14 knop
500 kWh batt og 1000 kW lading	9 km	6,5 km	5 km		8 km	6 km		
1000 kWh batt og 2000 kW lading	19 km	14 km	10,5 km	7,5 km	17 km	13 km	10 km	5,5 km
2000 kWh batt og 4000 kW lading	39 km	29 km	22 km	15,5 km	35 km	27 km	21 km	14,5 km

Alle fire sambandene skal fra kontraktsoppstart 1. januar 2020 vil ha høy grad av elektrifisering²⁰²¹ og vil ikke utgjøre et potensielt hydrogenmarked før tidligst i 2030 når de nylig inngått kontraktene utløper. Dersom den batterielektriske løsningen fungerer tilfredsstillende er det liten grunn til å tro at det skjer endringer i fremdriftssystem ved fremtidige kontrakter.

4.3 Andre maritime brukere

Kvinnherad er hjemsted til en rekke oppdrettsselskap – både globale aktører og lokale, familieeide selskap. Det er ikke foretatt en fullstendig kartlegging, men det anslås å være et titalls arbeidsbåter med hjemmehavn i Kvinnherad kommune. Disse benytter i dag dieseldrift og betaler rundt 7-8 kroner per liter marin diesel.



Figur 1: Oversikt over akvakulturlokaliteter, inkludert settefiskanlegg og slakteri. Kilde: Fiskeridirektoratet

I Høyanger kommune i Sogn og Fjordane har oppdrettsselskapet Osland Havbruk, Kvernevik Engineering, Greenstat Hydrogen og Høyanger Næringsutvikling designet en hydrogendrevet

oppdrettsbåt²². Daglig hydrogenforbruk for en arbeidsbåt avhenger naturlig nok av bruksmønster og driftsprofil, men generelt sett vil ett kilo hydrogen erstatte ca liter diesel^v. En arbeidsbåt som bruker 100 liter diesel per dag vil derfor trenge ca 20 kilo hydrogen. Slike arbeidsbåter benytter, i likhet med hurtigbåter, hydrogen med 350 bars trykk.

En snittberegning angir at en arbeidsbåt under 15 meter bruker i overkant av 61 000 liter diesel per år – noe som gir et tilsvarende daglig hydrogenforbruk på ca 31 kilo hydrogen²³. Det er trolig arbeidsbåtene med lengst vei til merdene som er aktuelle for hydrogendrift. Mange av de 690 arbeidsbåtene i drift i Norge opererer på avstander som dekkes av batteridrift.

Ambulansebåten for Sunnhordlandsbassenget er stasjonert på Sunde i Kvinnherad. GulenSkyss vant kontrakten for videre drift med oppstart i 2019 og bygger nå et nytt fartøy med dieselmotorer. Kontrakten gjelder for seks år fremover, pluss 2+2 år med opsjoner. Vår vurdering er at ambulanssebåten – som av natur har et uforutsigbart driftsmønster – er avhengig av sikker tilgang på drivstoff uansett hvor i Sunnhordlandbassenget fartøyet beveger seg. Det er derfor lite trolig at en ambulanssebåt vil gå på hydrogen før det er etablert flere bunkringspunkt i regionen.

4.4 Landtransport

For personbilmarkedet er det vanskelig å si noe sikkert om innfasing av hydrogenbiler i Kvinnherad. I forbindelse med åpningen av den første hydrogenstasjonen i Bergen ble det gjennomført et flåteinnkjøp på 23 biler (Hyundai IX-35fc) og en lignende tilnærming er selvsagt mulig andre steder. I Odda jobbes det for tiden, sammen med Notodden kommune, om et felles innkjøp av 2 x 10 Renault Kangoo med ombygging fra Symbio Fuel Cell. Det kan være mulig for Kvinnherad kommune og andre lokale aktører å foreta en lignende tilnærming mot en leverandør, eller søke samarbeid med andre kommuner/regioner.

Tabell 8 viser sammensetningen av landbasert transport registrert i Kvinnherad kommune.

Tabell 8 – Antall kjøretøy registrert i Kvinnherad kommune

<i>Registrerte kjøretøy</i>	<i>Antall</i>	<i>Antall</i>	<i>Antall</i>
<i>Personbiler</i>	2 842	3 579	382
<i>Ambulanser</i>	0	2	0
<i>Busser</i>	1	31	0
<i>Varebiler</i>	83	1 229	10
<i>Kombinerte biler</i>	10	75	0
<i>Lastebiler</i>	4	101	0
<i>Mopeder</i>	772	16	1
<i>Lette motorsykler</i>	78	0	0
<i>Tunge motorsykler</i>	574	0	1
<i>Beltemotorsykler</i>	41	0	0
<i>Traktorer</i>	130	961	1
<i>Motorredskaper</i>	8	19	0

^v Basert på standard virkningsgrad for brenselceller og dieselmotor

En felles flåtebestilling på f.eks 30 personbiler ville gitt et daglig hydrogenbehov på rundt 15 kilo. Et scenario hvor 10 prosent av kommunens fossile personbiler legger om til hydrogendrift, ville krevd rundt 330 kilo hydrogen per dag. Det er imidlertid vanskelig å ta utgangspunkt i personbiler for å bygge et lokalt hydrogenmarked da dagsbehovet er så lite at en produsent/aktør trolig vil drive med underskudd over lang tid eller måtte ta en så høy hydrogenpris at det ikke er konkurransedyktig.

Inneværende kontrakt for bussdrift i Kvinnherad innehas av Tide og utløper i juni 2025. I Skyss sin temaplan for lav- og nullutslippsbusser i Hordaland oppgis det at bussene i Sunnhordland innen 2025 skal ta i bruk utslippsfritt og fornybart biodrivstoff²⁴. Det er dermed ingen signal om at hydrogen vurderes som drivstoff – noe som trolig ikke ville vært aktuelt før utløpet av inneværende kontrakt.

4.5 Industri

Den desidert største industriaktøren i Kvinnherad kommune er Hydro Husnes, hvor det produseres 95 000 tonn aluminium i året. Det er vedtatt å investere 1,4 milliarder kroner for å doble dagens kapasitet – opp til 190 000 tonn aluminium – ved å gjenåpne produksjonslinje B. Oppgraderingen skal være ferdig i første kvartal 2017²⁵.

Hydro Husnes benytter i dag flytende naturgass (LNG). Ved støperiet støpes egenprodusert elektrolysemetall og innkjøpt kaldmetall. Ovnene i støperiet fyres hovedsakelig med LNG. Lett fyringsolje benyttes som back-up for LNG. LNG benyttes også til forvarming av diverse prosessutstyr i anode- og katodeverkstedet²⁶. LNG-terminalen på Husnes har en kapasitet på 500 m³ LNG og årlig levert volum er 18 m³²⁷. Hydro opplyser at de per i dag ikke har planer om å benytte hydrogen til industrielle formål, men det er opprettet en dialog med Kvinnherad Energi rundt spørsmålet.

Hydrogenkjøretøy har tidligere vært vurdert, men valgt bort på grunn av ombygningskostnader for kjøretøyene. De har i dag 40 spesialkjøretøy, 20 trucker og øvrige 20 nyttekjøretøy som bruker diesel som drivstoff, resten av bilparken er elektrifisert^{vi}.

4.6 Oppsummering av markedet

Etter vår vurdering er etableringen av lokal hydrogenproduksjon- og bruk i Kvinnherad er i stor grad knyttet opp mot hydrogendrift på hurtigbåten Bergen-Rosendal. Hurtigbåten alene utgjør et daglig hydrogenbehov på 600 kilo i ukedager og et ukesnitt på 512 kilo hydrogen.

En slik type kunde vil trolig gi trygghet til andre aktører og privatpersoner at det er en sikker forsyning/fyllemuligheter for hydrogen i Kvinnherad – og dermed bidra til å utløse ytterligere marked til konkurransedyktig pris.

Basert på undersøkelsene omtalt i kapittel 3 har vi fire ulike scenario for hydrogenproduksjon i Kvinnherad kommune – som presenteres i kapittel fem.

^{vi} E-postkorrespondanse med teknisk sjef Stig Bruntveit, november 2018

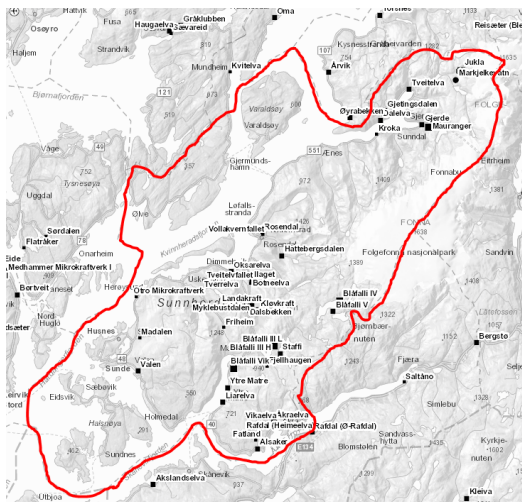
Tabell 9: Ulike produksjonsscenario

Navn	Hydrogen per dag	Maksimal mulig produksjon	Sluttbrukere
Scenario 1	600 kg	660 kg	Hurtigbåt – mulighet for flåteprosjekt innen personbiler
Scenario 2	600 kg	1024 kg	Hurtigbåt – mulighet for flåteprosjekt innen personbiler og rom for ytterligere ekspansjon
Scenario 3	1000 kg	1024 kg	Hurtigbåt, flåteprosjekt, arbeidsbåter til oppdrett m.m.
Scenario 4	40 kg	43 kg	Flåteprosjekt til personbiler/lette kjøretøy

5. Tilgjengelige innsatsfaktorer i Kvinnherad

5.1 Kraftressurser

Det er godt kjent at Kvinnherad har store energiressurser fra vannkraften. Dagens 39 vannkraftverk har til sammen en årlig midlere energiproduksjon på 2 666 GWh²⁸, noe som gir et årlig kraftoverskudd i kommunen på rundt 1 000 GWh²⁹. Dersom alt overskuddet ble brukt til lokal hydrogenproduksjon tilsvarer det en daglig produksjon på ca 16,5 tonn hydrogen.



Figur 2: Vannkraftverk i Kvinnherad kommune, Kilde: NVE

Av de 39 vannkraftverkene har fem av dem en effekt på over 10 MW, 19 er mellom 1-10 MW og omtales som regel som småkraftverk, mens de resterende 15 betegnes som mikrokraftverk med en effekt under 1 MW.

Et alternativ til å kjøpe elektrisitet på ordinær måte med leveranse gjennom nettet, er å plassere hydrogenproduksjonen i nærheten av et kraftverk og hente nødvendig kraftmengde direkte med en egen produksjonsradial. Det vil gi en økt investeringskostnad, avhengig av distanse fra kraftverk til elektrolyser, men samtidig en redusert nettleie. Der blir ofte småkraftverk pekt på som potensielle samarbeidspartnere, gjerne i områder uten eller med begrenset nettkapasitet. I Kvinnherad er det heller ikke alle områder av kommunen hvor det er god nok kapasitet til å koble til en elektrolyser på inntil 2,2 MW til strømmettet.

Småkraftforeninga har sammen med NVE et pågående FoU-prosjekt, hvor studier fra Sintef og IFE viser at en slik tankegang kan være økonomisk lønnsomt³⁰.

Basert på markedsgjennomgangen i kapittel 3 tar vi utgangspunkt i et daglig hydrogenbehov fra 600 kilo og opp mot 1000 kilo. Med et estimat på 58 kWh per kilo dispenserklart hydrogen, er strøm- og effektbehov estimert i tabell X.

Tabell 10 – Kraftbehov for ulike scenario

<i>Produksjonsmengde</i>	<i>Effektbehov</i>	<i>Daglig strømbehov</i>	<i>Årlig strømbehov</i>
<i>43 kg hydrogen</i>	Ca 0,2 MW	2,5 MWh	Ca 0,91 GWh
<i>600 kg hydrogen</i>	1,4 MW	34,8 MWh	12,70 GWh
<i>1000 kg hydrogen</i>	2,2 MW	58 MWh	21,17 GWh

Ved å se på NVEs oversikt over midlere årsproduksjon for de 39 kraftverkene i Kvinnherad, er det 13 kraftverk som har en daglig produksjon på over 36 MWh og syv kraftverk som i snitt har mer enn 60 MWh produksjon per dag i snitt. Men det er store sesongvariasjoner i produksjonen og f.eks opplyser Kvinnherad Energi at to av de største småkraftverkene, Valen og Hattebergsdalen, i beste fall vil ha stor nok kraftproduksjon til å forsyne en elektrolyser i halve året^{vii}. Basert på gjennomgangen av kraftverkene synes det nødvendig å være tilkoblet kraftnettet uansett om man etablerer en egen produksjonsradial fra et småkraftverk. Det er selvsagt fullt mulig, men vil redusere besparelsen på nettleien. I tillegg kommer transportkostnader fra produksjonssted og frem til sluttbruker.

Trolig er det kun de fem største kraftverkene i kommunen som er store nok til å forsyne hydrogenproduksjonen direkte. Dette gjelder Blåfalli Vik, Blåfalli III H og Blåfalli IV (alle Sunnhordland kraftlag) på Matre, sørøst i Kvinnherad, og Mauranger og Jukla innerst i Maurangerfjorden og fjellområdene over. Felles er at de ligger et stykke unna dagens hurtigbåtkai- og trasé, slik at eventuell produksjon i tilknytning til disse kraftverkene gir transportkostnader frem til sluttbruker. Men et annet viktig poeng, som er til disse områdenes fordel, er at de har nok kraft til å forsyne en fremtidig storskalaproduksjon i Kvinnherad kommune, hvor man også tar sikte på å forsyne omkringliggende kommuner/eksportmarkeder.

5.2 Uutbygde kraftressurser

Det er for tiden to søknader hos NVE for kraftverk i Kvinnherad kommune, begge fra Sunnhordland Kraftlag. Blåfalli Fjellhaugen kraftverk er en opprusning og utvidelse i Blåvassdraget som vil øke produksjonen med rundt 70 GWh årlig³¹. NVEs innstilling til Olje- og Energidepartementet er positiv. Videre har SKL søkt om utbygging av Onarheim kraftverk med en forventet årsproduksjon på 28,96 GWh. Søknad er p.t. til behandling hos NVE³². I tillegg er det to småkraftverk som har fått konsesjon, men ikke er bygget. Valedalen med en søkt produksjon på 5,40 GWh og Eikeelva med søkt produksjon på 6,30 GWh.

NVE oppgir også at det i Kvinnherad er et innestengt kraftpotensiale på 138,1 GWh årlig som ikke lar seg realisere på grunn av svakt utbygget kraftnett³³. Utfordringen ved å benytte disse kraftressursene til hydrogenproduksjon er at det ikke er mulig å kjøpe kraft fra nettet i perioder

^{vii} E-post med Kjell Enes, teknisk leder Kvinnherad Energi, 7.november 2018. Valen har en effekt på 3,8 MW og midlere årsproduksjon på 20 GWh, mens Hattebergsdalen har en effekt på 4,96 MW og en midlere årsproduksjon på 25 GWh.

med lav produksjon. Dermed er det vanskelig å oppnå den jevne og forutsigbare produksjonen som er nødvendig for å forsyne f.eks kollektivtransport uten fordyrende og plasskrevende lagringstanker for å sesonglagre hydrogen fra perioder med svært høy produksjon.

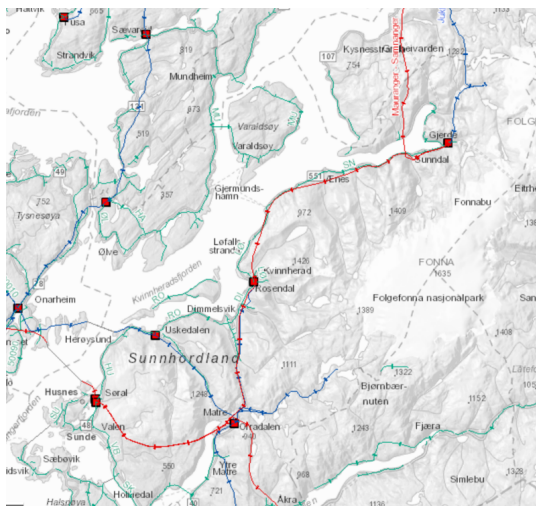
5.3 Områder med nettkapasitet

Et effektbehov på 2,2 MW for hydrogenproduksjon på opptil 1 tonn om dagen, er ikke uproblematisk med dagens nettkapasitet. Kvinnherad Energi opplyser at nettkapasiteten for ny kraftkrevende industri i kommunen er varierende, men det finnes muligheter blant annet på Børnes og industriområdene på Husnes. For sistnevnte er det i kartleggingsarbeid for mulige datasentertomter i Hordaland anslått en ledig kapasitet i dag på 5 MW.

Områdene som har størst nettkapasitet er Austrepollen i Mauranger, helt nord i kommunen og Matre-området, nedenfor de store produksjonsanleggene Blåfalli I – V, som eies og driftes av Sunnhordland Kraftlag. For Matre er det per i dag ikke reserveforsyning for store kraftuttak, men dersom det etableres storindustri vil reserveforsyning få prioritet, og kunne leveres fra overliggende kraftnett eid av Haugaland kraft.

I Rosendal-området er det tilgjengelig 2,2 MW i Rosendal sentrum ved dagens hurtigbåtkai og tidligere verftsområde. Ved den nedlagt fergekaien på Løfallsstrand er det ikke kapasitet til 2,2 MW uten oppgraderinger i nettet. En slik oppgradering blir vanligvis bekostet forbruker som anleggsbidrag og må dermed inngå i investeringskostnadene for hydrogenprosjektet. Ved Årsnes fergekai er det planlagt oppgradering av nettet i forbindelse med elektrifisering av fergesambandet til Gjermundshavn, men det legges ikke opp til å bygge ekstra kapasitet med mindre kunder bestiller strøm, og dermed også betaler den ekstra oppgraderingen^{viii}.

Effektbehovet for løsningen skissert i scenario 4 – med en mindre elektrolyser og fyllstasjon for et flåteprosjekt – er ca 100 kW og er mulig å realisere de aller fleste steder i kommunen.



Figur 3: Oversikt over nettanlegg i Kvinnherad

5.4 Vannressurser

Foruten kraft er vann den andre innsatsfaktoren for å produsere hydrogen ved elektrolyse. Det er varierende hvor mange liter som trengs per kilo produserte hydrogen, men for alkaliske

^{viii} E-postutveksling med Kjell Enes, teknisk leder Kvinnherad Energi 28.september og 7.november 2018

elektrolysører er det ca 11 liter per kilo hydrogen³⁴. En daglig produksjon på 1000 kg hydrogen krever derfor 11 m³ med vann.

Kvinnherad kommune eier ni vannverk. I tillegg kommer private Uskedal Vassverk. Kommunen står også selv for distribusjon i alle områder, med unntak av nevnte Uskedal Vassverk og i Rosendal, hvor distribusjon håndteres av Rosendal og Omland Vassverk.

Tabell 11 – Vanntilgang fra kommunalt vannverk^{ix}

<i>Område</i>	<i>Status</i>
<i>Rosendal, Omvikkaldalen/Dimmelsvik og Årsnes</i>	God kapasitet
<i>Ølve-Hatlestrand</i>	God kapasitet
<i>Varaldsøy</i>	Uten ekstra kapasitet
<i>Ænes</i>	Uten ekstra kapasitet
<i>Uskedalen</i>	Uvisst
<i>Herøysund</i>	Uten ekstra kapasitet
<i>Husnes, Sunde, Valen og Halsnøy</i>	Kapasitet alle plasser, noe begrenset på Halsnøy
<i>Sandvoll</i>	God kapasitet
<i>Utåker</i>	Uten ekstra kapasitet
<i>Matre</i>	Uten ekstra kapasitet

6. Transportkostnader for hydrogen

Det er mulig å få redusert nettleie ved å hente strøm direkte fra kraftverket (med egen tilkobling), men det medfører kostnader knyttet til transport av hydrogen til sluttbruker. For å velge en slik løsning må besparelsen i nettleie være større enn transportkostnaden og infrastrukturtiltak for å koble seg til kraftverket.

Med utgangspunkt i de gjeldende tariffene fra Kvinnherad Energi Nett vil energileddet utgjøre ca 8 kroner/kg hydrogen, mens effektledd (inkl. fastledd og Enova-avgift) utgjøre ca 3 kr/kg hydrogen³⁵. Hydrogenproduksjon ved elektrolyse er fritatt for elavgift³⁶. Slik tariffen er innrettet holder denne kostnaden seg stabil, mer eller mindre uavhengig av produksjonsvolum.

I tabellen under har vi tre alternativ:

- All kraft kjøpes fra nettet «på vanlig måte» (Alt. 1)
- Koblet til nettet i 9 av 12 mnd og 50 prosent av kWh kjøpes fra nettet (Alt.2)
- Koblet til nettet i 6 av 12 mnd og 25 prosent av kWh kjøpes fra nettet (Alt 3)

Tabell 11 – Nettleiekost per kilo hydrogen

<i>Produksjon</i>	<i>Kr/kg fra energiledd</i>	<i>Kr/kg fra effektledd</i>	<i>Samlet nettleie kr/kg</i>
<i>Alt. 1</i>	Ca 8 kr/kg	Ca 3 kr/kg	Ca 11 kr/kg
<i>Alt.2</i>	Ca 4 kr/kg	Ca 2,25 kr/kg	6,25 kr/kg
<i>Alt.3</i>	Ca 2 kr/kg	Ca 1,50 kr/kg	3,50 kr/kg

^{ix} Basert på informasjon fra Egil Eide i Kvinnherad kommune og Svein Arne Sæberg i Rosendal og Omland Vassverk

For de aller fleste småkraftverkene i kommunen anslår vi at sesongvariasjoner medfører at man mesteparten av året må være koblet til kraftnettet, mens for større småkraftverk som Valen og Hattebergsdalen vil trenge nettkobling og strømkjøp fra nettet hhv. 2/3 og halve året. Ettersom vi ikke har hatt tilgang til detaljerte produksjonsprofiler for de individuelle småkraftverkene er det ikke mulig å anslå hvor stor andel av kilowattimer som må kjøpes fra nettet.

For Blåfalli-kraftverkene i Matre-området, samt Mauranger er produksjonen så stor at jevn forsyning til hydrogenproduksjon ikke er et problem.

Den største begrensingen relatert til transportkostnader er hvor mye vekt et vogntog får lov til å transportere på norske veier:

- Lastebil med slep/påhengsvogn – maks 50 tonn og maks 19,5 meter.
- Semitrailer – maks 50 tonn og maks 17,5 meter.

Dette innebærer normalt sett ca. 25-30 tonn nyttelast. Det er verdt å merke seg at modulkjøretøy ikke er tillatt til farlig gods, selv om veien kan tillate det.

De aktuelle veiene i Kvinnherad er i veigruppe A og har ingen ekstra vektbegrensinger³⁷.

Per i dag er det en type kontainer – en 20 fots ISO-kontainer fra Umoe med 312 kg hydrogen ved 300 bar – som er godkjent for bruk i Norge. Den har tanker av kompositt/glassfiber, og brukes til å frakte hydrogen blant annet fra Rjukan til hydrogenstasjoner i Bergen. Kontaineren løftes av på 10 minutter og kan kobles direkte til fyllestasjonen. Selve godkjenningprosessen tok ett år for eier og bruker Uno-X Hydrogen. To slike containere vil dekke det daglige behovet for hurtigbåten Bergen-Rosendal i ukedagene og en kontainer i helgen.

Etter vår vurdering er ingen av dagens småkraftverk både nær nok hurtigbåten til å gi lave transportkostnader og samtidig ha stor nok produksjon til å oppnå besparelser i nettleie. Hattebergsdalen Kraftverk – ca 4 kilometer utenfor Rosendal er et tvilstilfelle, men kraftverket ligger i et landskapsvernområde og det er tvilsomt om inngrep – enten ved å tilrettelegge for hydrogenproduksjon ved kraftverket eller bygge en egen linje ned til Rosendal – vil bli tillatt.

Da gjenstår alternativene Matre og Mauranger, som ligger henholdsvis ca 20 og 32 kilometer fra Rosendal. For transport fra Matre anslår Lyngsnes Transport en kostnad på ca 3000 kroner pr tur – totalt 6000 kroner per dag med to turer Matre-Rosendal. Prisen gjelder kun for rene transporttjenester, hvor transportør stiller med ADR-godkjent kjøretøy og sjåfører, men hydrogenprodusenten investerer i transportkontainere.

Basert på transport av 312 kg hydrogen per tur øker det hydrogenprisen med rett i underkant av 10 kr/kg. Det er imidlertid mulig å se for seg transport av større kvantum, slik at det holder med en tur per dag. Det finnes flere containere på markedet som er store nok, men som foreløpig ikke er godkjent for bruk i Norge. Med en tur om dagen vil transportkostnaden per kilo hydrogen halveres til like under 5 kr/kg.

I tillegg kommer investeringer i transportkontainere – som skal fraktes mellom A og B. For å alltid ha en kontainer ved dispenserpunktet og en ved produksjonsanlegget som fylles opp, trengs to containere. I tabell 12 gir vi et estimat på hvor mye hydrogenprisen vil ved transport fra Matre til Rosendal/Løfallstrand-området.

Tabell 12 – Transportkostnader Matre-Rosendal

	2 turer x 300 kg/dag (20 ft / 300 bar)	1 tur x 600 kg/dag (40 ft / 300 bar)	1 tur x 1000 kg/dag (40 ft / 500 bar)
Transporttjenester	Ca 10 kr/kg	Ca 5 kr/kg	Ca 3 kr/kg
Infrastruktur	Ca 1 kr/kg	Ca 1,5 kr/kg	Ca 4,5 kr/kg
Økt bemanning	Ca 1 kr/kg	Ca 1 kr/kg	Ca 1 kr/kg
Totalt	Ca 12 kr/kg	Ca 7,50 kr/kg	Ca 8,50 kr/kg

Sammenligner vi med tabell 11, vil transportkostnader fra Matre kunne oppveies av bortfall av nettleie, eller i noen tilfeller gi en prisreduksjon per kilo. Et mer detaljert regnestykke krever større detaljplanlegging enn hva rammen har vært i dette prosjektet.

7. Hydrogen og oppdrettsbransjen

NVE og Småkraftforeninga samarbeider om et treårig FoU-prosjekt om hydrogenproduksjon ved småkraftverk. Hydrogenproduksjon fra elektrolyse gir oksygen som biprodukt. For hvert kilo hydrogen får man ca åtte kilo oksygen, som slippes ut i friluft fra elektrolysøren. Oksygen er en viktig innsatsfaktor i oppdrettsbransjen, spesielt for settefiskanlegg på land, hvor det er høyt forbruk av oksygen.

Som del av prosjektet er det gjennomført et forprosjekt som undersøker muligheten for flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten settefiskanlegg, hvor alle forbrukere er samlokalisert³⁸. I rapporten konkluderer Sintef at slik flerbruk «har potensiale for økt verdiskaping». Men også at det trengs en nøyere gjennomgang av omliggende faktorer «før endelige konklusjoner kan trekkes».



Figur 4: Akvakulturlokaliteter i Kvinnherad og nabokommuner, kilde: Fiskeridirektoratet

Bildet over viser aktive oppdrettslokalteter i kommunen, hvor det er settefiskanlegg i nord i Sundal (Sjøtroll) og Ænes (under bygging av Eide Fjordbruk og Lingalaks) og Hyttevågen (Ølve Bruk). En samlokalisering med settefiskanlegget på Ølve fordrer båttransport av hydrogen til Rosendal/Husnes-området og anses ikke som en god løsning. Det er heller ingen småkraftverk i umiddelbar nærhet til settefiskanlegget. I Sundal er det kraftressurser, men konsesjonssøknaden for Bondhus Kraftverk, med en effekt på 3,9 MW og en antatt årsproduksjon på 16,70 GWh ble i 2009 avslått av hensyn til landskap, friluftsliv- og reiseliv³⁹.

På Ænes bygger Lingalaks og Eide Fjordbruk smoltanlegget Ænes Inkubator, hvor byggingen startet i oktober 2018. Etter planen skal produksjonen starte i 2020 og sikre smolttilgang for eierselskapene⁴⁰. I Ænes-området er det ett mindre kraftverk med konsesjonsfritak, som er for lite til å bidra vesentlig til hydrogenproduksjonen. Det er heller ikke nok kapasitet til å hente kraften fra nettet. Med tanke på at planprosessen er avsluttet og byggingen startet, er det også vanskelig å designe flerbruk/samkjøring av de to industriprosessene. Det er også usikkert om det er nok areal til hydrogen/oksygeninfrastruktur i tillegg til selve smoltanlegget.

Som en regneøvelse tar vi likevel med noen betraktninger om flerbruk dersom de nødvendige innsatsfaktorene hadde vært til stede på Ænes. Ved oppstart har anlegget et oksygenbehov på 123 kg/time eller 1 077 480 kg oksygen per år. Etter full utbygging er behovet 250 kg/time eller 2 190 000 kg oksygen per år^x. Oppdrettere betaler i dag en pris på mellom 2-4 kroner per kg oksygen, men større kjøpere, som Ænes Inkubator vil være, er prisen i nedre sjikt. I de fleste tilfeller som tilkjørt flytende oksygen på kryogene tanker. Men det er fullt mulig å benytte oksygen i gassform med atmosfærisk trykk om det tilføres lokalt. En hydrogenproduksjon på 600 kg per dag gi en oksygenmengde på ca 4 800 kg per dag eller 1 752 000 kg per år. Dersom man tar utgangspunkt i innkjøpsprisen representerer oksygen fra hydrogenproduksjonen en årlig verdi på 3,5 millioner kroner.

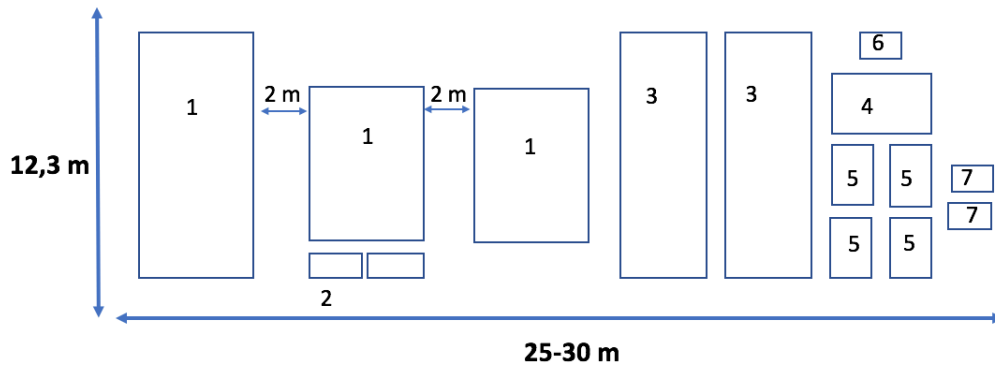
Elektrolysørene er i utgangspunktet ikke designet for å fange oksygen og en slik løsning vil kreve ombyggingskostnader. I tillegg kommer driftskostnader for oksygenanlegget og investeringer for å få oksygenet frem til sluttbruker. På generelt grunnlag er det et økonomisk potensial i flerbruk av hydrogen og dets biprodukt, som bør undersøkes nærmere ved fremtidig utbygging av smoltanlegg i regionen, spesielt dersom det skjer i nærheten av småkraftverk. Men vi deler også Sintefs konklusjon om at det er flere usikkerheter, spesielt knyttet til investeringskostnader for nødvendig oksygeninfrastruktur og drift av denne.

8. Arealbehov

I arealskissene for scenario 1-3 vist under har vi inkludert en lokal lagring av hydrogen tilsvarende minst en dags forbruk for hurtigbåten, i tilfelle driftsstans/nedetid for vedlikehold ved elektrolyser. For scenario 4 antar vi at produksjonen langt på vei tilpasses forbruket og at det ikke er behov for mye lagringskapasitet på stedet.

Scenario 1 har et arealbehov på mellom 305 og 370 kvadratmeter. Ønsket lokal lagringskapasitet kan endre arealbehovet. Elektrolysøren leveres her som containerløsning, fordelt på tre containere.

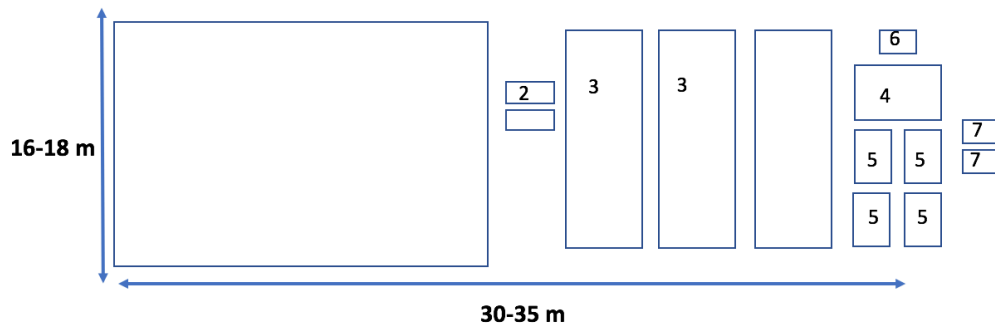
^x E-postutveksling med Tor Johannes Hjertnes/Anders Jan Rød i Eide Fjordbruk. Tallene er basert på oppgitt oksygenforbruk for ulike steg i prosessen og en gjennomsnittlig driftnivå på 60 prosent av angitt forbruk.



1. Elektrolysør (3 containere), 2 Supply/HMI kabinett, 3. Supply storage 2 x525 kg ved 200 bar, 4. Stasjonsmodul, 5. Fueling storage 4x132 kg ved 500 bar, 6. Dispenser til maritime brukere (350 bar), 7. Eventuelle dispensere til landbasert transport – 350/700 bar

Figur 4: Arealsskisse for Scenario 1

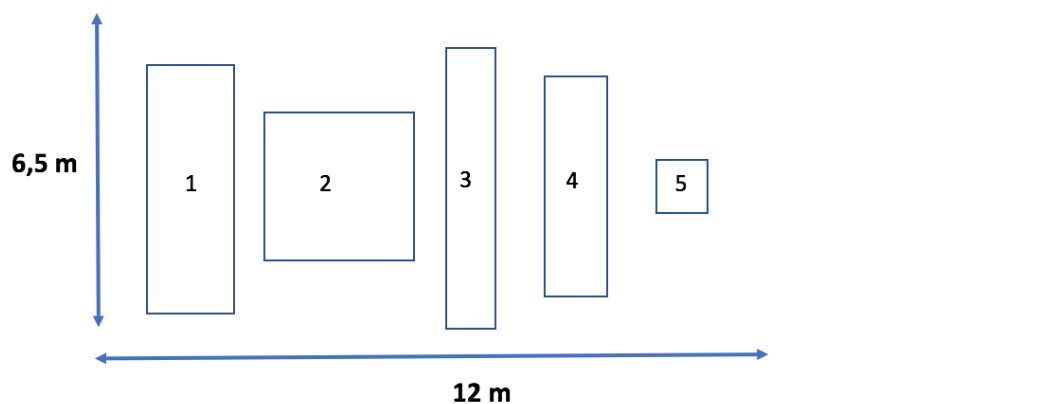
Scenario 1B og 2 har et arealbehov på mellom 480 til 630 kvadratmeter. Elektrolysøren må her installeres innendørs, i tillegg er lagringskapasiteten dimensjonert opp for å ta høyde for større produksjon.



1. Elektrolysør (eget bygg, elektrolysør 14x17,5 m), 2 Supply/HMI kabinett, 3. Supply storage 3 x525 kg ved 200 bar, 4. Stasjonsmodul, 5. Fueling storage 4x132 kg ved 500 bar, 6. Dispenser til maritime brukere (350 bar), 7. Eventuelle dispensere til landbasert transport – 350/700 bar

Figur 5: Arealsskisse for scenario 2 og 3

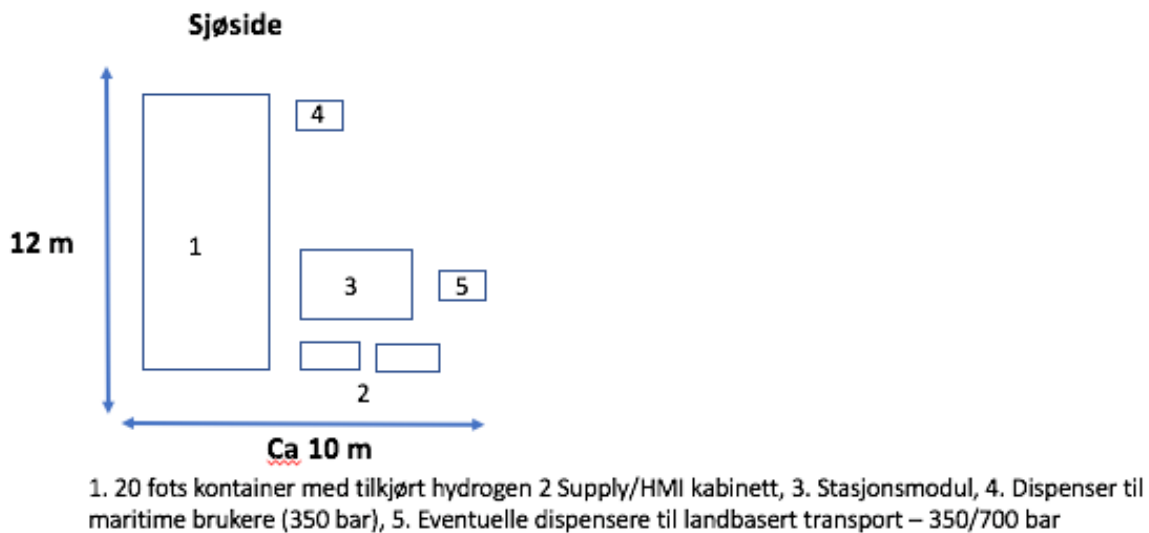
I scenario 4 trengs et areal på ca 80 kvadratmeter til elektrolysør og hydrogenstasjon med dispensere.



1. Elektrolysør, 2. Stasjonsmodul m/kompressor, 3. Lagring mellomtrykk, 4. Lagring høyt trykk (til sammen 70 kg lagret), 5. Dispenser – Ytterligere lagring ved 200 bar (utover 70 kg i punkt 3 og 4) kommer i tillegg

Figur 6: Arealsskisse for scenario 4

Illustrasjonene i figur 3-6 er tilfeller hvor både produksjon og forbruk skjer på samme areal. Dersom disse to prosessene holdes adskilt – i tilfeller hvor det er begrenset med areal eller ikke ønskelig å ha produksjonen tett på forbruket – naturlig nok mindre steder. På forbruksstedet plasseres da selve hydrogenstasjonen med kompressor, tilkjøringskabinett og i normalt sett en ISO-container med tilkjørt hydrogen som kobles til stasjonen, illustrert i figur 7 under.



Figur 7: Arealsskisse for hydrogenstasjon med tilkjørt hydrogen

For å angi de nøyaktige sikkerhetsavstandene og dermed det totale arealet hydrogenfylllestasjonen legger beslag på, må det gjennomføres en egen risikoanalyse. Fremgangsmetoden er den samme for midlertidige og permanente hydrogenfylllestasjoner. Her oppgis to ulike kvantitative teknikker som akseptable fremgangsmåter for å vurdere risiko. Kvantitativ risikovurdering (QRA) eller en konsekvensbasert modellering. En slik stasjonsspesifikk vurdering gir mulighet for å sette sikkerhetssoner.

9. Sikkerhet og regelverk

Hovedfaren ved hydrogen er at det kan oppstå en lekkasje med påfølgende antennelse. Da kan det enten oppstå varmetvikling gjennom flammer eller gasser i etterkant av flammer og eksplosjoner. Det er hydrogenanleggets eier og drifter som har det formelle ansvaret med å tilse at regelverket følges og har de godkjenninger som kreves.

I Norge er det Direktorat for Sikkerhet og Beredskap (DSB) som er den relevante fagmyndigheten for løyve til hydrogenproduksjon og fylllestasjon. De klassifiserer hydrogen som brannfarlig gass, kategori 1 og 2. «Forskrift om håndtering av farlig stoff» med tilhørende «Temaveiledning for omtapping av farlig stoff» som omhandler drivstoffanlegg, er viktige dokument^{xi}. Her viser DSB til at hydrogenanlegg i stor grad vil ha de samme sikkerhetsmessige utfordringene som drivstoffanlegg for komprimert naturgass (CNG)^{xii}.

^{xi} Ytterligere regelverk og forskrifter er listet opp i rapportens appendiks

^{xii} DSB henviser til den svenske standarden «TSA 2010 Anvisningar för tankstationer» for sikkerhetsavstander for CNG-anlegg

Fremfor standardiserte fareavstander er det i Norge som hovedregel ytelsesbaserte analyser for å vurdere risiko i hvert individuelt tilfelle, med utgangspunkt i hvor mange dødsfall/ulykker man aksepterer for et gitt antall år⁴¹. Disse er inndelt i indre, midte og ytre sikkerhetssone eller tilsvarende terminologi. Derfor er derfor vanskelig å si hvor store sikkerhetsavstander som er nødvendig, før man har detaljkunnskap om hvilke mengder hydrogen som skal produseres og oppbevares. Slike analyser utføres vanligvis av spesialistkompetanse hos f.eks DNV-GL, Gexcon eller Lloyds Register.

Dersom mengden hydrogen overstiger fem tonn blir anlegget omfattet av storulykkeforskriften, men det foreslåtte produksjonsvolumet i Kvinnherad tilsier ikke at det blir tilfelle.

9.1 Samtykke

Ved bunkring av hydrogen til passasjerskip må virksomheten søke om samtykke fra DSB. Sjøfartsdirektoratet vil samtidig kreve at bunkringen overvåkes av opplært personell.

DSB har foreløpig ikke utarbeidet en egen temaveiledning for bunkring av hydrogen, men opplyser at det må gjennomføres en kvantitativ risikoanalyse (QRA) for å sette sikkerhetsavstander og være i posisjon til å få samtykke fra direktoratet. Ved gitt samtykke er det mulig å bunkre med passasjerer om bord på fartøyet. Dette er identisk med regelverket for bunkring av LNG til passasjerskip.

I indre sikkerhetssone for det maritime bunkringpunktet er det kun tillatt med sertifisert bunkringspersonell. Det kan heller ikke foregå noen simultane operasjoner i sonen. I midtre sikkerhetssone er det tillatt med øvrig personell og simultane operasjoner, men ingen tilkomst for publikum.

I tilfeller der sikkerhetsavstandene for midtre og ytre sone strekker seg utover eiendomsgrensen, plikter eier av hydrogenanlegget å ta kontakt med kommunen for å etablere sikringsfeltet. De fastsettes da etter bestemmelser i Plan- og bygningsloven og skal innarbeides i kommuneplanens arealdel som hensynssoner

Samtykke skal foreligge "i rimelig tid" før håndtering av farlig stoff starter. DSB har en behandlingstid på tre måneder, men oppfordrer virksomheter til å søke samtykke så tidlig som mulig. Ved gitt samtykke må virksomhet startes opp innen to år. Dersom det ikke er tilfelle, mister man samtykket og må søke på nytt. Et gitt samtykke må ikke fornyes så lenge inspeksjoner ikke avdekker grunn til inndragelse.

Samtykkepliktig aktivitet kan også utløse krav om konsekvensutredning dersom tiltaket "medfører risiko for alvorlig ulykke", jfr. konsekvensutredningsforskriften §4. Det er i utgangspunktet ingen element ved hydrogenproduksjon som automatisk utløser krav om konsekvensutredning.

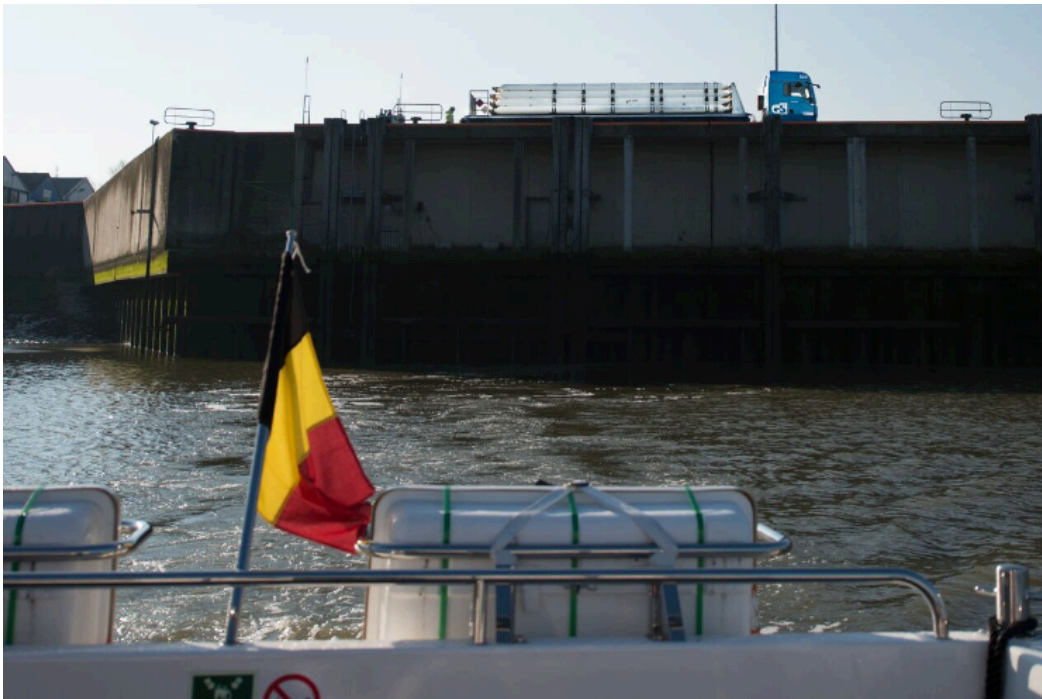
9.2 Eksempler på fyller/bunkringsanlegg

Uno-X Hydrogen sin hydrogenstasjon på Kjørbo i Akershus åpnet i november 2016. Stasjonen har lokalproduksjon av hydrogen på stedet og ligger tett på vei, kontorbygninger, offentlige tjenester og idrettsanlegg. Stasjonen har kapasitet til å fylle 200 kilo med hydrogen om dagen⁴².



Figur 8: Plassering av hydrogenstasjon på Kjørbo i Akershus

Per i dag finnes ingen bunkringsanlegg for maritim bruk av hydrogen i Norge. I Belgia går passasjerbåten *Hydroville* som en diesel-hydrogen-hybrid på elvene ut fra Antwerpen med bunkring fra lastebil på et industriområde som ligger langs elven. De er nå i ferd med å utvikle et anlegg som kombinerer lokalproduksjon fra 1 MW elektrolysør og bunkringsmuligheter for både land- og sjøtransport^{xiii}.



Figur 9: Bunkringsprosedyre for *Hydroville*, Antwerpen

^{xiii} E-postkorrespondanse med Roy Campe, 4. desember 2018

Også prosjektet *Water-go-round* i California vil benytte bunkring fra lastebil, men dette er primært for å oppnå størst mulig fleksibilitet for et fartøy som ikke skal inn i fast rutedrift, men være et demonstrasjonsprosjekt^{xiv}.

For å tilrettelegge for maritim bunkring er flere læringspunkter fra bunkring av flytende naturgass (LNG). I DSBs veiledning for omtapping av farlig stoff fremgår det at hydrogen ikke har noen prinsipielle tilleggskrav enn et LNG/CNG-anlegg, men det må tas hensyn til at operasjonene skjer ved høyere trykk.

Ved Gasnors anlegg på Halhjem, som betjener fergesambandene Halhjem-Sandvikvåg og Halhjem-Våge, er avstanden til veibane og nausttomter rundt 15 meter og kun adskilt med en tre meter høy natur/betongmur, som fungerer som skjerming dersom det skjer uhell. Anlegget har en kapasitet på 1000 m³ (2x 500 m³) og fylles med tilkjørt LNG på flak.



Figur 10: LNG-anlegg på Halhjem

^{xiv} Foredrag fra daglig leder Joe Pratt under Conference on Marine Renewable Energy and Maritime Technology 3-4.oktober 2018 i Florø

9. Potensielle tomter

Med utgangspunkt i hurtigbåtsambandet som hovedkunde av hydrogen har vi primært sett på mulige tomter med sjøtilgang/kaiplass. På figurene^{xv} under har vi markert arealbehovet for scenario 1-3, hvor det ikke er markert noe annet. Grønn firkant er et anlegg med maksimal produksjon på 660 kg hydrogen om dagen, mens blå firkant er 1040 kg hydrogen per dag^{xvi}.



Figur 11: Rosendal sentrum – gammel verftstomt vis-a-vis dagens hurtigbåtkai



Figur 12: Nedlagt fergekai på Løfallsstrand

^{xv} Illustrasjonene er laget med tjenesten Kommune kart, levert av Norkart.

^{xvi} Illustrasjonene er laget med tjenesten Kommune kart, levert av Norkart.



Figur 13: Årsnes ferjekai



Figur 14: Børnes industriområde



Figur 15 – Matre v/SKL



Figur 16 – Scenario 3 med 43 kg fyllestasjon beregnet for personbiler – Husnes Industriområde

Tabell 13 – Vurdering av tomter

Område	Pluss	Minus
<i>Rosendal sentrum</i>	+ Tilgjengelig nettkapasitet i dag + Tilgjengelig vann + Nærhet til hurtigbåt + Egnert areal i dag	÷ Areal regulert til kombinasjon av bolig/næring, attraktiv områdedel for sentrumsutvidelse, ikke ønskelig med båndlegging av areal pga faresoner ÷ Kronglete plassering for tyngre kjøretøy på landsiden
<i>Løfallsstrand</i>	+ Kaianlegg + Nær dagens hurtigbåtkai (ca 2,7 nm) + Tilgjengelig vann + Ingen annen aktivitet i umiddelbar nærhet + Grunneier positiv til utvikling av kaiområde + Trengs kun ny transformatorstasjon for å ha bunkringsstasjon for tilkjørt H2	÷ Mangler nettkapasitet til lokalproduksjon ÷ Vil øke biltrafikk forbi bolig for dagens grunneier
<i>Årsnes</i>	+ Ledige areal + Tilgjengelig vann + Kaianlegg + Nærhet til oppdrettsaktører	÷ Mangler nettkapasitet, også etter opprustning for el-ferge Årsnes-Gjermundshavn ÷ Avstand fra Rosendal for hurtigbåten
<i>Børnes</i>	+ Ledig kapasitet i nettet + Tilgjengelig vann + Industriområde + Plassering midt mellom Husnes og Rosendal	÷? Usikkert om det er nok areal ÷ Tre mil t/r fra Rosendal for hurtigbåt ÷ Mye biltrafikk inn på industriområde
<i>Matre</i>	+ Tomt allerede regulert for næring/industri (tenkt til datasenter) + Nærhet til kraftverk/SKL + Tilgjengelig kraft/nett + Best egnet for storskala/senere utvidelse	÷ Ikke tilgjengelig vann fra kommunalt vannverk ÷ Hydrogen må transporteres til H2-stasjon annet sted i kommunen – økte kostnader
<i>Husnes</i>	+ Tilgjengelig nettkapasitet + Tilgjengelig vann + Tilgjengelig areal	÷ Hydrogen til hurtigbåt må transporteres ÷ Gir økt investering i infrastruktur om det skal være fyllestasjon både på Husnes og Rosendal ÷ Mulig økt trafikk inn på industriområde for fylling av H2

10. Støttemuligheter

Støtte til hydrogeninfrastruktur gis gjennom det statlige foretaket ENOVA. De offentliggjorde i juni 2018 oppdaterte støttekriterier^{xvii}. Det tas sikte på å dele ut tre hydrogenstasjoner i per utdeling. I denne rapporten er søknadskriterier for 2018 lagt til grunn.

ENOVA gir kun investeringsstøtte, avgrenset til inntil 40 prosent av prosjektkostnadene, og kun dersom støtten er avgjørende for at prosjektet blir gjennomført. Det gis ikke støtte til drift.

For at prosjektet skal være støtteberettiget må følgende krav være innfridd:

- Stasjonen må være offentlig tilgjengelig
- Minimum 50 kilo hydrogen tilgjengelig på stedet per dag
- Det må være mulig å fylle hydrogen med 700 bar
- Oppetiden må minst være 97 prosent og være tilrettelagt for brukerbetaling med vanlige betalingsløsninger
- Minimum tre års drift

Ved bruk av investeringsstøtte som virkemiddel, er det vanligvis merkostnadene søker har for å oppnå miljøgevinsten som er støtteberettiget. Men i direkte kontakt med Enova opplyses det om følgende: «I dette programmet regner vi ikke merkostnader, dvs. det sammenliknes ikke med alternative løsninger som f.eks bensinstasjon»^{xviii}.

To andre støtteprogram rettet mot maritim sektor, *Demonstrasjon av ny energi- og klimateknologi* og *Fullskala innovativ energi- og klimateknologi*, kan også utløse støtte til hydrogenprosjekter. Etter vår vurdering er det mulig at et utviklingsprosjekt/førstegangsløsninger tatt i bruk i Kvinnherad kan passe inn i disse ordningene, men at man som utgangspunkt bør tilpasse seg

Demonstrasjon av ny energi- og klimateknologi: Bedrifter kan låne inntil 60 prosent av prosjektets godkjente kostnader. Dersom prosjektet ikke lykkes, kan bedriften søke om å få ettergitt hele eller deler av lånet. Betingelsene for ettergivelse av lån settes individuelt for hvert prosjekt. Følgende områder har rett på støtte: reduserte klimagassutslipp, energieffektivisering, reduserte effektuttak eller utjevning av effektopper, utnyttelse av overskuddsenergi og produksjon av fornybar energi. Prosjektene skal ikke ha kommersiell drift som hovedmål.

Fullskala innovativ energi- og klimateknologi: Her kan Enova støtte inntil 50 prosent av prosjektets merkostnad, og prosjektet må treffe minst ett av følgende punkter: reduserte klimagassutslipp, energieffektivisering, redusert effektuttak eller utjevning av effektopper, utnyttelse av overskuddsenergi eller produksjon av energi fra fornybare kilder.

Etter vår vurdering er det graden av innovasjon hos sluttbruker, f.eks utvikling av en ny fartøystype, som avgjør hvorvidt prosjektet får støtte.

^{xvii} For en full fremstilling av kriteriene, se [Enovas nettsider](#)

^{xviii} E-postkorrespondanse med seniorrådgiver Anne Marie Abelgaard, 13.juni 2018

Det kan også finnes andre støtteordninger, men som primært er rettet mot sluttbrukerne. Pilot-E, et samarbeid mellom Norges Forskningsråd, Innovasjon Norge og Enova, kunne vært relevant for utviklingen av en hydrogendrevet hurtigbåt, men i tildelingen i desember 2018 ble det gitt støtte for et slikt prosjekt⁴³. Etter vår vurdering reduserer det muligheten for et lignende prosjekt i fremtiden.

NOx-fondet gir støtte til tiltak som fører til reduksjon i NOx-utslipp, hvor støtten utbetales i kr/kg NOx som kan dokumenteres redusert. En slik støtte tilfaller den som eier og drifter f.eks en hydrogendrevet hurtigbåt eller arbeidsbåt til oppdrettsnæringen, og vil redusere merkostnaden med å bygge et utslippsfritt fartøy.

For Kvinnherad kommune kan Klimasatsmidler, f.eks til delfinansiering av et hovedprosjekt for hydrogenproduksjon sammen med industriaktører, være en mulig støttekilde for å fortsette arbeidet. Det er gitt midler til flere hydrogenprosjekter de siste årene og støttebeløpene varierer i de fleste tilfeller mellom 50 til 500 000 kroner. Neste søknadsfrist er 15.februar 2019.

11. Scenarier

I de følgende delkapitlene presenterer vi fire scenarier – som omtalt i delkapittel 3.6 og tabell 9. Den økonomiske kalkylen er basert på en egenutviklet modell med en rekke forutsetninger vist i tabell X under. For antagelsene knyttet til strømpris og nettleie presenterer vi også to sensitivitetsanalyser som viser hvordan variasjon for disse variablene påvirker hydrogenprisen. Alle summer er eks. mva

I alle scenarioene foregår produksjon av hydrogen i umiddelbar nærhet til hydrogenstasjonen, slik at det i utgangspunktet ikke løper noen transportkostnader. Det er også skissert nok lagringskapasitet på stedet til at hurtigbåten kan ha 1 dags ekstra forsyning lagret lokalt som back-up i tilfeller for planlagt vedlikehold eller annen nedetid.

Alle summer er eks. mva og rundet av til nærmeste hele krone.

Tabell 14 – Antagelser og forutsetninger for økonomisk analyse

<i>Hva?</i>	<i>Verdi</i>
<i>Kapitalkostnad</i>	7,8 %
<i>Lånerente</i>	3,5 %
<i>Egenkapitaldel</i>	50 %
<i>WACC</i>	5,3 %
<i>NPV (nåverdi)</i>	0
<i>Kvadratmeterleie for tomt</i>	~750 kr /m ²
<i>Strømpris</i>	300 kr/MWh
<i>Nettleie^{xix}</i>	130 kr/MWh
<i>Vedlikehold (% av Capex)</i>	3-5 %
<i>Levetid</i>	30 år
<i>Enova-støtte</i>	40 % (kun scenario 1A, 1B og 2)
<i>Utskiftning av brenselceller ilt levetid</i>	Ja – to ganger

^{xix} Basert på Kvinnherad Energi Nett sine gjeldende tariffer, per desember 2018

For scenario 1A, 1B og 2 har vi også tatt høyde for en forventet kostnadsreduksjon på 40 prosent på elektrolysøren, samt en reduksjon på 20 prosent på hydrogenstasjonen, som følge av økning av produksjonskapasitet og forventede storskalaeffekter uttalt av leverandør.

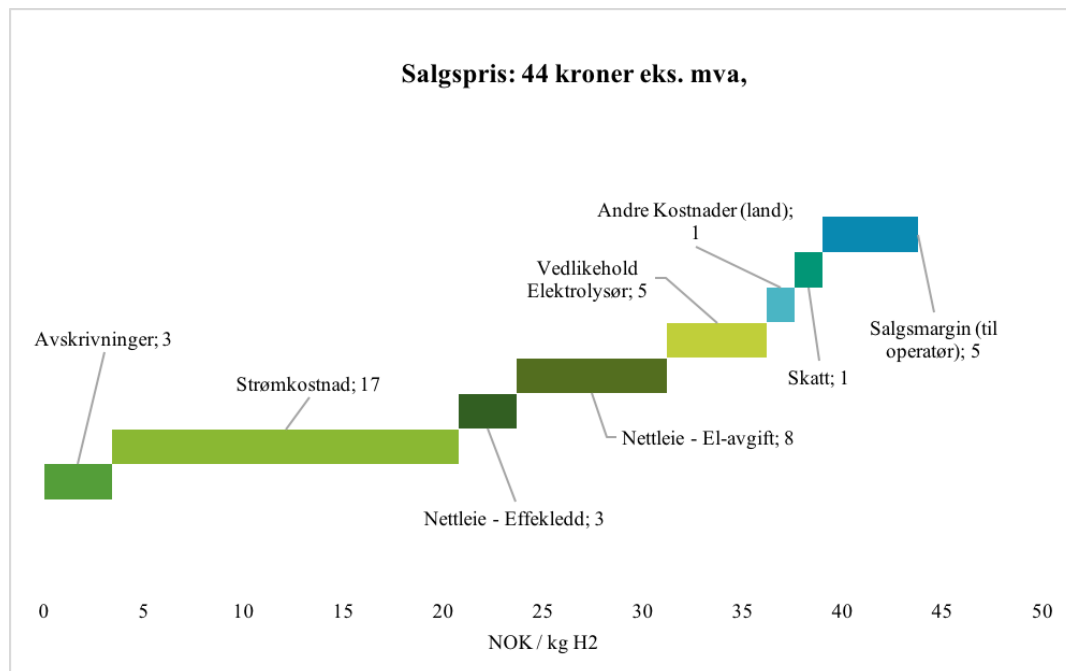
11.1 Scenario 1A – 600 kilo hydrogen per dag

Tabell 15 – Nøkkeldata for Scenario 1A

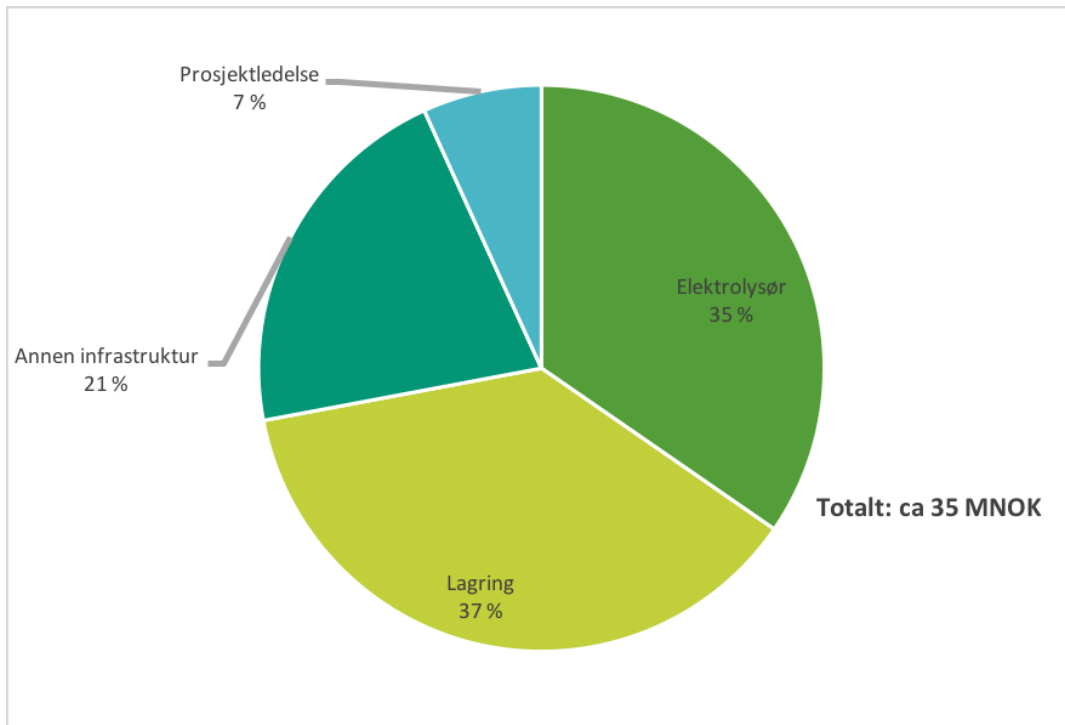
<i>Hva</i>	<i>Verdi</i>
<i>Maksimal produksjonskapasitet</i>	600 kilo hydrogen per dag
<i>Dispensere</i>	2 – 350 bar (maritim) og 700 bar (personbiler)
<i>Lagringskapasitet</i>	1100 kg – fordelt på 200, 500 og 900 bar for kaskadefylling
<i>Areal</i>	Ca 350 m ²
<i>Investeringskostnad</i>	Ca 35 millioner kroner
<i>Salgspris eks mva m/uten Enova-støtte</i>	44 kr / 48 kr

I Scenario 1A – med produksjon og salg av 600 kilo hydrogen daglig, er det mulig å oppnå en salgspris på 44 kroner per kilo hydrogen, eks mva. Uten Enova-støtte øker prisen til ca 48 kroner. Som vi ser i figur 16 er strømkjøp og nettleie de største andelene av kiloprisen. Den påfølgende figur 17 viser fordeling av investeringskostnadene og en estimert samlet investering på rundt 35 millioner kroner.

Salgsmarginen på 5 kroner per kilo til operatør reflekterer de finansielle forutsetningene vist i tabell 11. Det gir operatøren en inntekt på ca 1,1 millioner kroner i år 1.



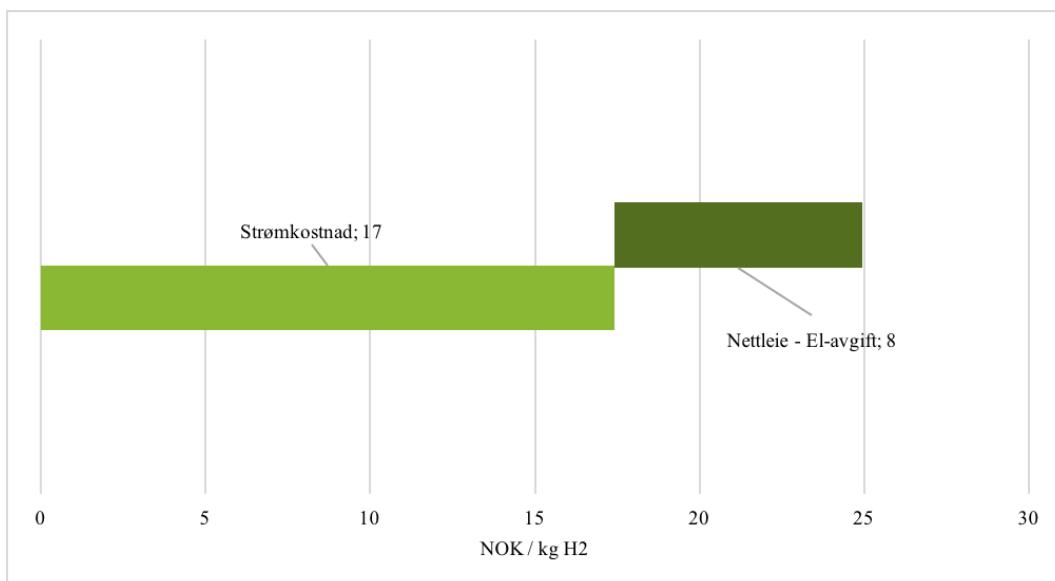
Figur 17: Kostnadsfordeling per kilo hydrogen – Scenario 1A



Figur 18: Fordeling av investeringskostnader – Scenario 1A

Marginalkostnaden er tilleggskostnaden ved en økning av produksjonen med én enhet, i vårt tilfelle ett kilo hydrogen. I Scenario 1A estimerer vi et salg av 600 kilo hydrogen per dag, fra et produksjonsanlegg som har 660 kg hydrogen per dag som sin maksimale kapasitet.

Marginalkostnaden er da hva hydrogenprodusenten må betale for å øke produksjonen fra 600 kg/dag til 601 kg/dag. Som figur 18 viser, er det kun kostnader forbundet med strømkjøp, til sammen ca 25 kroner per kilo. I Scenario 1A, hvor det er liten forskjell på produksjon og makskapasitet er ikke effekten spesielt stor, men som vi skal komme tilbake til i diskusjonen i delkapittel 11, kan det gi en gunstig effekt i andre scenarioer.



Figur 19: Marginalkostnad per kilo hydrogen – Scenario 1A

11.2 Scenario 1B – 600 kilo hydrogen per dag m/ekspansjonsmuligheter

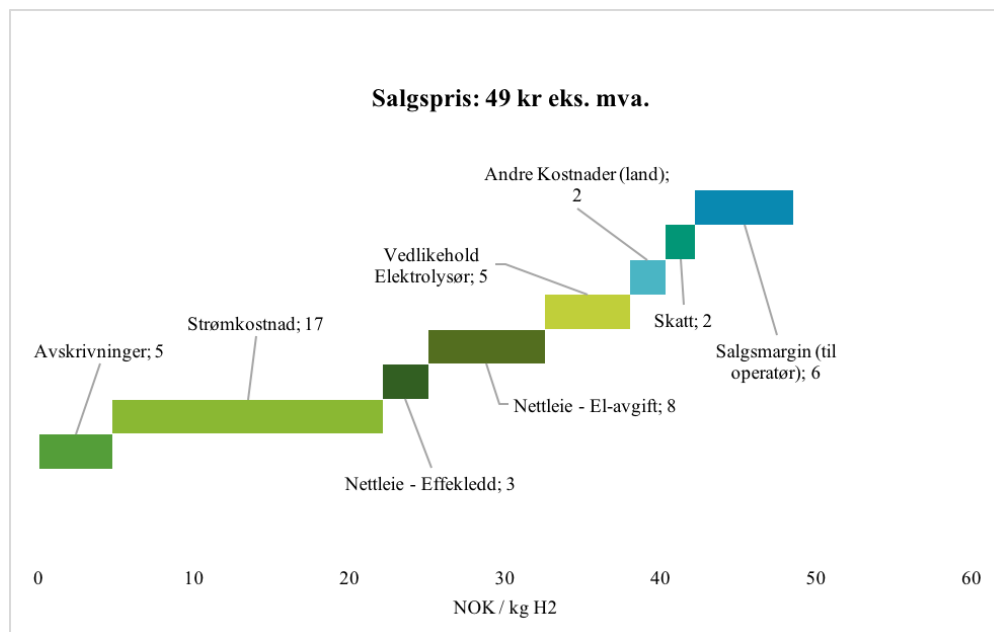
Tabell 16 – Nøkkeldata for Scenario 1B

<i>Hva</i>	<i>Verdi</i>
Maksimal produksjonskapasitet	1024 hydrogen kg hydrogen per dag
Dispensere	2 - 350 bar (maritim) og 700 bar (personbiler)
Lagringskapasitet	1600– fordelt på 200, 500 og 900 bar for kaskadefylling
Areal	Ca 480-630 m ²
Investeringskostnad	Ca 48 millioner kroner
Salgspris eks mva m/uten Enova-støtte	49 kr / 53 kr

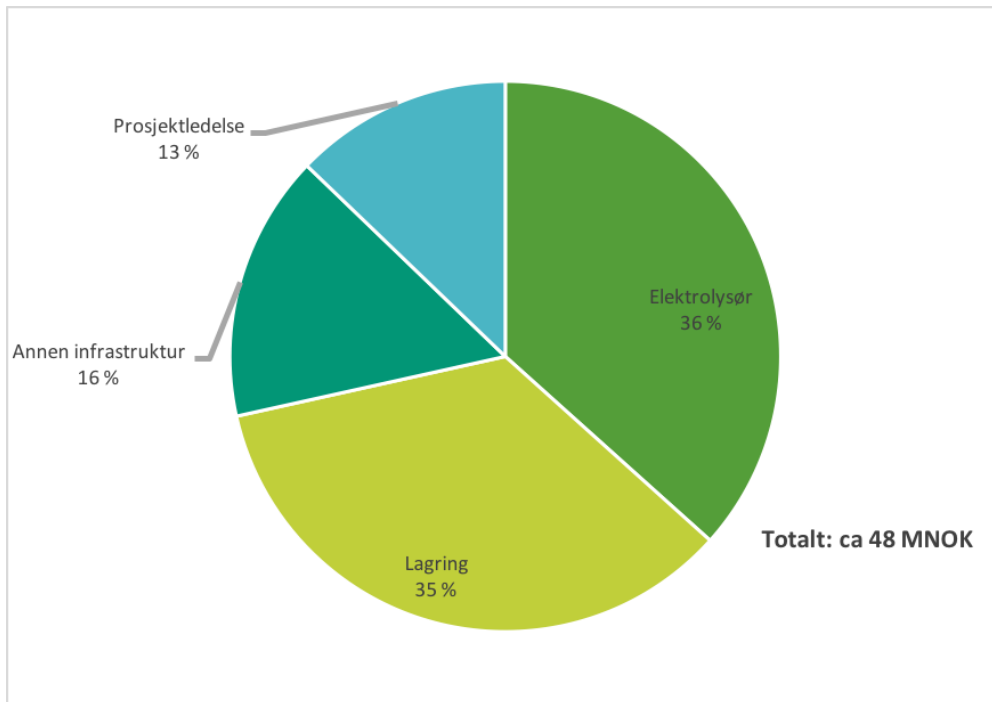
I Scenario 1B er det forventede salget av hydrogen ved oppstart fremdeles 600 kilo per dag, men anlegget er dimensjonert for en forventet markedsvekst i årene fremover. Maksimalt kan elektrolysøren produsere 1024 kilo hydrogen per dag, også lagringskapasiteten på stedet er økt med ytterligere 500 kilo hydrogen ved 200 bar trykk.

I hovedsak er det de økte investeringskostnadene som fører til at salgsprisen øker med fem kroner, til 49 kroner per kilo hydrogen eks. mva og 53 kroner per kilo uten Enova-søtte. Vi estimerer en ca økning i investeringer på 13 millioner kroner. Salgsprisen påvirkes også av en økning i årlige leieutgifter pga av større arealbehov.

Ved en produksjon og salg av ca 750 kilo hydrogen per dag, vil det økte salget utjevne den høyere investeringskostnaden og gi samme pris som i scenario 1A, og deretter gi grunnlag for en lavere salgspris. En slik økning i forbruk kan f.eks være gjennom tre arbeidsbåter til oppdrettsindustrien eller en kombinasjon av tunge og lette kjøretøy på land.

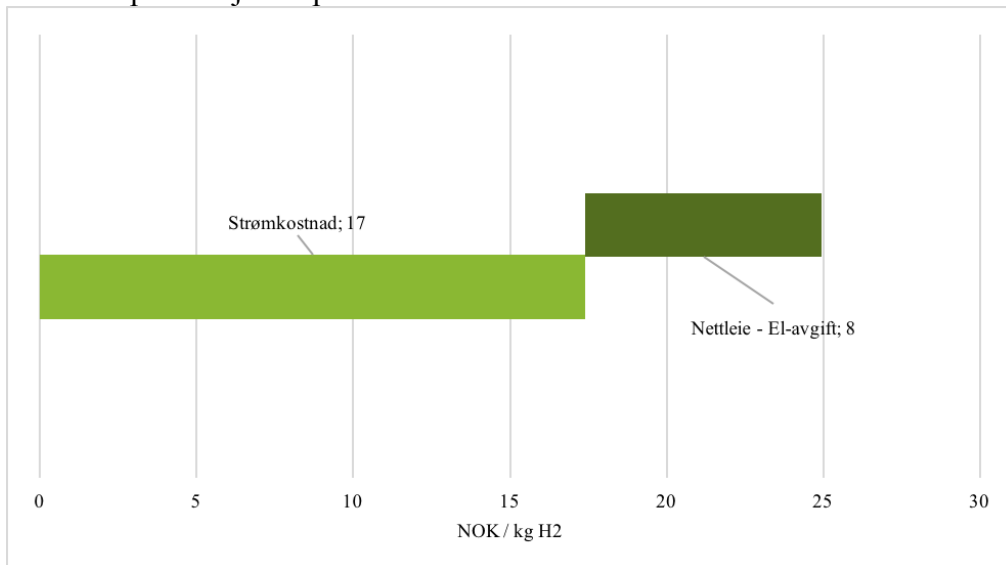


Figur 20: Kostnadsfordeling per kilo hydrogen – Scenario 1B



Figur 21: Fordeling av investeringskostnader – Scenario 1B

Marginalkostnaden består av strømpris og nettleie, slik at kostnaden for å øke produksjonen med ett kilo – fra 600 til 601 kilo – er ca 25 kroner. Dette gjelder for alle kilo opp til maksimalproduksjonen på 1024 kilo.



Figur 22: Marginalkostnad per kilo hydrogen – Scenario 1B

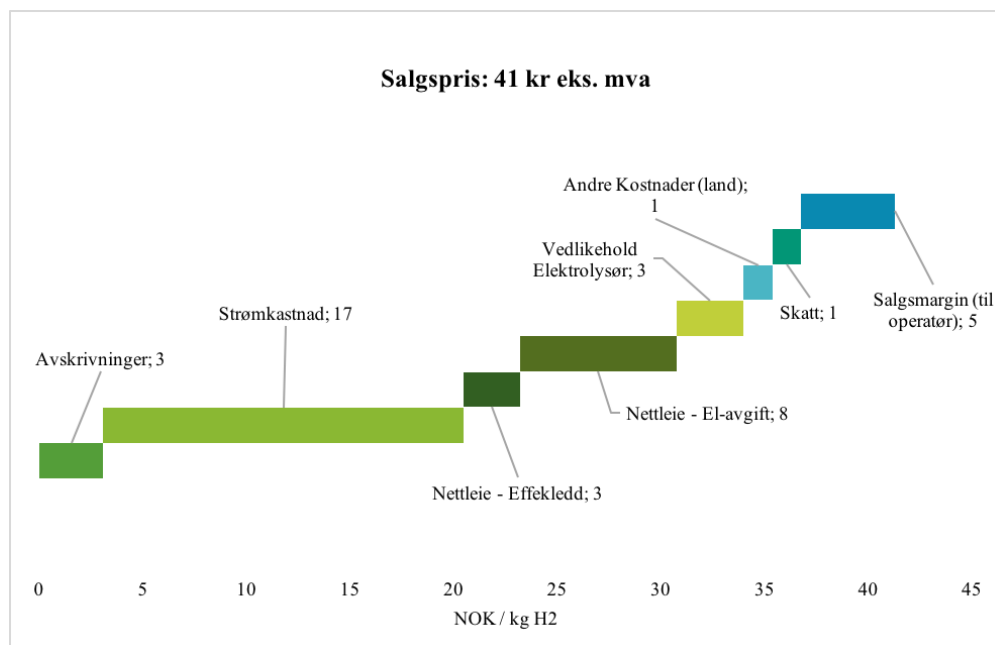
11.3 Scenario 2 – 1000 kilo hydrogen per dag

Tabell 17 – Nøkkeldata for Scenario 2

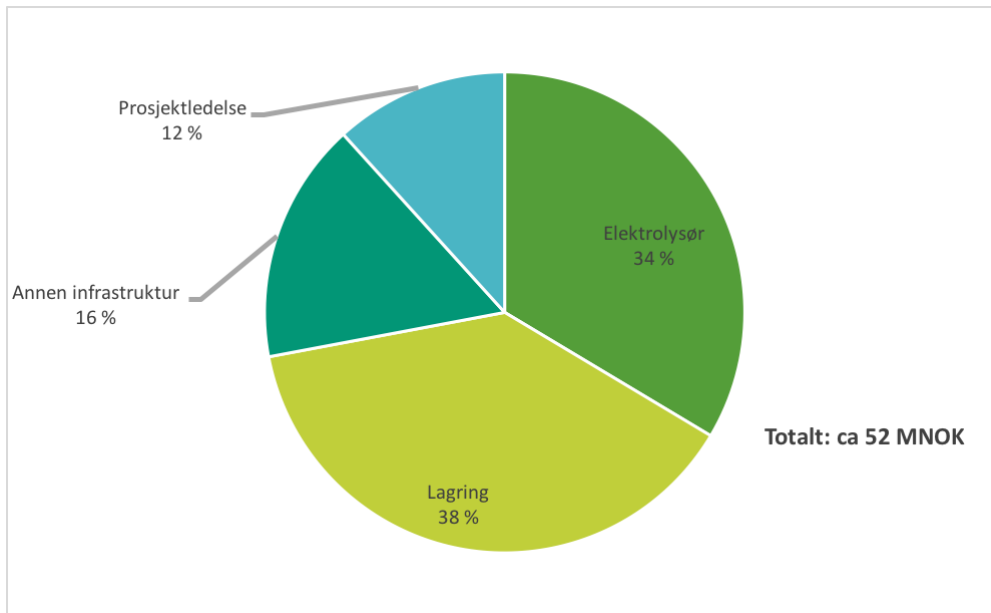
<i>Hva</i>	<i>Verdi</i>
<i>Maksimal produksjonskapasitet</i>	1024 kilo hydrogen
<i>Dispensere</i>	3 - 350 bar (maritim), 350 bar (tyngre kjøretøy) og 700 bar (personbiler)
<i>Lagringskapasitet</i>	2100 kg – fordelt på 200, 500 og 900 bar for kaskadefylling
<i>Areal</i>	Ca 480-630 m ²
<i>Investeringskostnad</i>	Ca 52 millioner kroner
<i>Salgspris eks mva m/uten Enova-støtte</i>	41 kr / 45 kr

I Scenario 2 estimerer vi en daglig produksjon og salg av ett tonn hydrogen i Kvinnherad. Vi har tatt høyde for at det fordrer større lagringsbehov for å ha en tilstrekkelig back-up forsyning til både hurtigbåtsambandet og andre maritime brukere. I dette scenarioet er det også en tredje dispenser, slik at både maritime og tunge landkjøretøy (busser, lastebiler) kan ha fyllepunkt. Begge forbrukertyper benytter hydrogen med 350 bar trykk, men av praktiske og sikkerhetsmessige årsaker anser vi det som vanskelig at de bruker samme dispenser. Til sammen er investeringskostnaden ca 52 millioner kroner.

Som vist i figur 22 er salgsprisen eks. mva ca 41 kroner per kilo hydrogen og ca 45 kroner uten Enova-støtte. De operasjonelle kostnadene knyttet til strømpris utgjør nå en prosentvis større andel av prisen, men den høyere produksjonsmengden gir flere kilo å fordele øvrige kostnader på. Marginalkostnaden er, som i foregående scenarier, ca 25 kroner for strømkjøp og nettleie.



Figur 23: Kostnadsfordeling per kilo hydrogen – Scenario 2



Figur 24: Fordeling av investeringskostnader – Scenario 2

11.4 Scenario 3 – 40 kilo hydrogen per dag

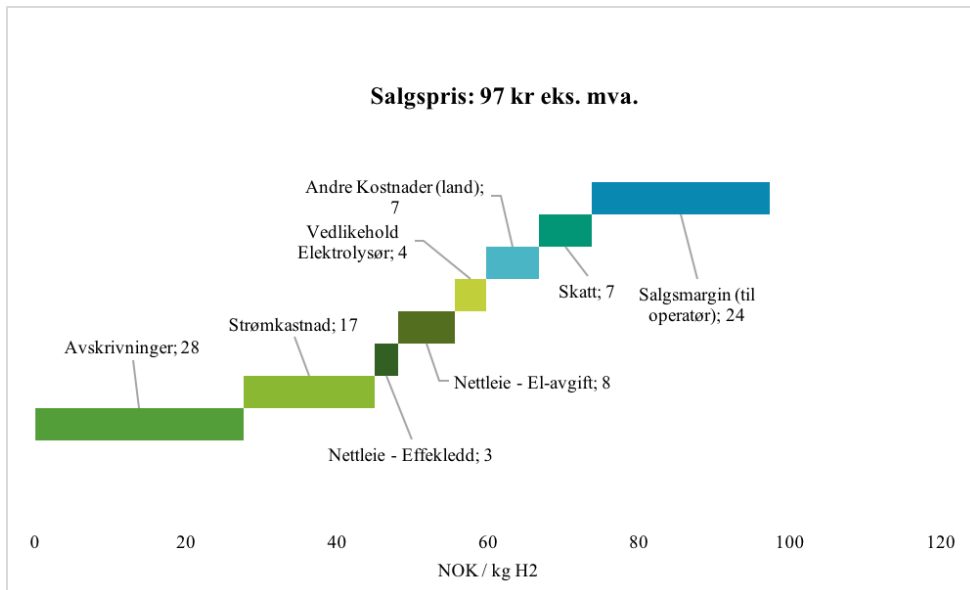
Tabell 18 – Nøkkeldata for Scenario 3

<i>Hva</i>	<i>Verdi</i>
Maksimal produksjonskapasitet	43 kilo per dag
Dispensere	2 – 350 og 700 bar
Lagringskapasitet	25 kilo
Areal	Ca 80 m ²
Investeringskostnad	Ca 12 millioner kroner
Salgspris u/Enova	97 kroner eks mva

Scenario 3 er primært inkludert for å illustrere økonomien i en mindre (og potensielt midlertidig) hydrogenstasjon. En slik løsning kan være aktuell som et lokalt prosjekt, dersom det ikke finnes en større kunde som hurtigbåtsambandet eller en industriell avtaker av hydrogen. Men som figur 24 viser, er salgsprisen vesentlig høyere enn dagens pumpepris på stasjonene i Oslo og Åsane, hvor prisen er ca 72 kr eks. mva – og 90 kroner i sluttsum til privatkunde.

Til forskjell fra de øvrige scenarioene vi har presentert, er det avskrivningene og salgsmarginen som drar opp prisen. Begge fordi det er færre kilo å henholdsvis fordele kostnader og hente margin fra. For å komme ned mot 72 kr eks mva/kg tilsvarer det hele salgsmarginen, som gjør det lite attraktivt for en aktør å etablere anlegget.

Tidligere studier viser at slike mindre stasjoner er best egnet som midlertidige løsninger for å etablere korridorer eller utvide marked, for så å bli flyttet til andre områder når markedet krever større volum⁴⁴.



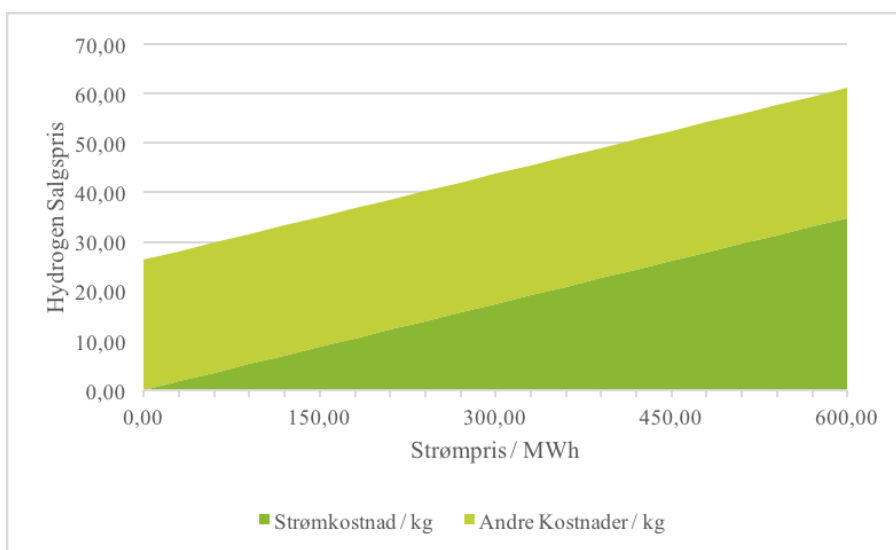
Figur 25: Kostnadsfordeling per kilo hydrogen – Scenario 3

11.5 Sensitivitetsanalyser for strøm og nettleie

De mest usikre utgiftspostene i hydrogenproduksjonen er knyttet til strømpris og nettleie. Statnett anslår i sin langsiktige markedsanalyse et spenn mellom 27 og 45 Euro/MWh i 2040, med fallende prisnivå mot 2040⁴⁵. Samtidig skal det investeres rundt 140 milliarder kroner i kraftnettet i Norge innen 2027, som vil føre til at større kostnader skal fordeles på nettkundene⁴⁶.

Vi har derfor gjennomført sensitivitetsanalyser hvor vi illustrerer hvordan en endring i henholdsvis strømpris og nettleie påvirker hydrogenprisen.

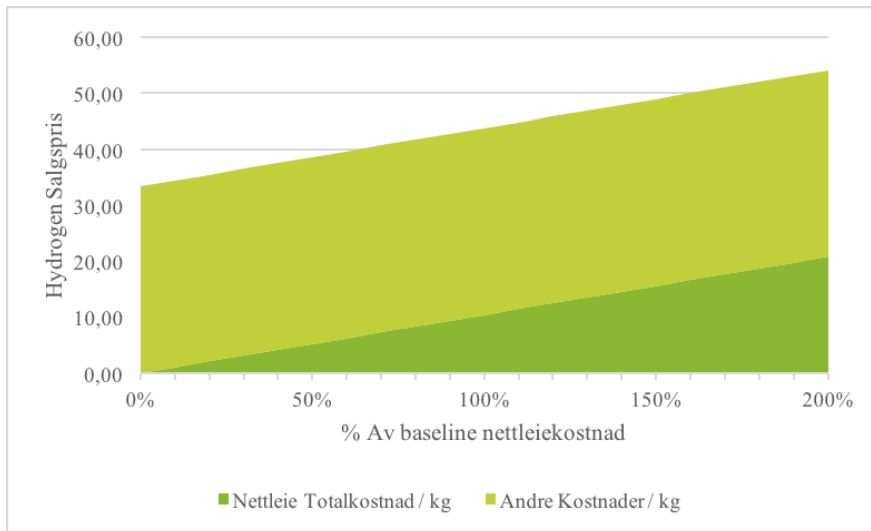
Figurene under illustrerer hvordan disse endringene slår ut i Scenario 1A – med produksjon av 600 kilo hydrogen per dag fra en elektrolyser med maks kapasitet på 660 kilo daglig produksjon, hvor det er inkludert Enova-støtte for prosjektkostnadene^{xx}.



Figur 26 – Sensitivitetsanalyse for strømpris i scenario 1A

^{xx} Se appendiks for sensitivitetsanalyser for øvrige scenario

Figuren viser et spenn fra gratis strøm til en pris på 600 kr/MWh, mens de andre kostnadene holdes i ro. Som vi ser stiger totalkostnaden jevnt, med en endring på 58 øre/kg H₂ for hvert øre/kWh strømprisen endrer seg. En doubling i strømprisen fra 300 kr/MWh til 600 kr/MWh øker hydrogenprisen med 17,5 kr/kg.



Figur 27 – Sensitivitetsanalyse for nettleie i Scenario 1a

For nettleien illustrerer vi endringen i prosent med 100 prosent som baseline nettleiekostnad i henhold til gjeldende tariff hos Kvinnherad Energi Nett. Dersom nettleien forsvinner helt – f.eks ved at man kan hente ut all kraft direkte fra et kraftverk med en egen produksjonsradial vil det i Scenario 1A redusere hydrogenprisen med ca 10 kr/kg – og bringe salgspris eks mva ned til 34-35 kr/kg.

11.6 Prissammenligning med diesel

For landbaserte kjøretøy er prisen for hydrogen i dag 8,99 kr per hekto hydrogen eller 90 kroner (72 kr eks mva) per kilo. I påvente av et større hydrogenmarked basert på tilbud og etterspørsel er prisen foreløpig «satt» til å tilsvare bensin/dieselpriiser i kostnad per kjørte kilometer.

Priser fra 72 kr eks mva for ett kilo hydrogen og nedover vil dermed være konkurransedyktig med diesel og bensin som drivstoff. Dette er mulig å oppnå i scenario 1,2 og 3, mens den mindre løsningen i scenario 4 – hvor man ikke oppnår et større forbruk knyttet til hurtigbåten – ikke oppnår en konkurransedyktig pris.

For marin diesel er literprisen mye lavere på grunn av avgiftsfritak, anslagsvis mellom 7 og 8 kroner per liter eks mva, en pris Rødne oppgir å være stigende. Med utgangspunkt i drivstoffbruken til MS Rygerfonn i dag på distansen Bergen-Rosendal har vi undersøkt hva en tilsvarende pris må være for hydrogen for å holde dagens kostnadsnivå.

MS Rygerfonn bruker i dag, inkludert venting og tomkjøring, gjennomsnittlig 640 liter drivstoff på en enkelt overfart mellom Bergen og Rosendal^{xxi}. Tilsvarende drift for hydrogen er estimert til 150 kg per.

^{xxi} E-postutveksling med driftssjef Geir Nedrebø hos Rødne & Sønner 5.desember 2018

- (i) 640 liter x 8 kroner liter = 5120 kr eks mva
- (ii) 5120 kr / 150 kg H₂ = 34,1 kr eks mva

Som utregningen viser, må hydrogenprisen være ned mot 34 kroner per kg eks mva for at kostnadsnivået til drivstoff alene skal matche dagens dieselpriiser. Dette er i utgangspunktet ikke oppnådd i noen av våre utgangsscenarioer, men i den påfølgende diskusjonen vil vi se på ulike kostnadsandeler det kan være mulig å redusere – med en positiv effekt for hydrogenprisen.

12. Diskusjon og anbefalinger

Utgangspunktet for rapporten har vært en omlegging av hurtigbåtsambandet Bergen-Rosendal til hydrogendrift, i forbindelse med ny kontraktsinngåelse som tidligst finner sted i 2023. Etter vår vurdering er det den mest realistiske «storforbrukeren» de neste fem årene i Kvinnherad. I den økonomiske analysen anslår vi at med en produksjon og salg av hydrogen på mellom 600 til 1000 kilo per dag, er det mulig å oppnå en salgspris fra 40 til 50 kr/kg eks. mva, med Enova-støtte og fra 45 til 53 kr/kg eks mva uten støtte fra Enova. Det er priser som er konkurransedyktig med bensin og diesel til landtransport, men som er fra 6-20 kroner dyrere enn tilsvarende energimengde fra marin diesel.

Men usikkerheten rundt offentlig støtte illustrerer også at beregning av hydrogenpriser frem i tid ikke er en eksakt vitenskap, men avhengig av en rekke variabler med varierende grad av sikkerhet. Det samme gjelder også for drivstoffpriser og avgiftsnivå for bensin og diesel.

Prisene vi har presentert er den nødvendige snittprisen for ett kilo hydrogen for å dekke alle kostnader og gi en tilfredsstillende salgsmargin til produsenten. Men med et produksjonsvolum på 1000 kilo hydrogen er det fullt mulig å tilby 600 kilo hydrogen til hurtigbåten til en lavere pris som matcher dagens kostnadsnivå fra diesel. I vårt Scenario 2 oppnår vi en salgspris på ca 41 kr/kg eks. mva.

For å tilby 600 kg hydrogen til 34 kr/kg eks. mva, som matcher dieselkostnadene for dagens hurtigbåt, må salgsprisen for de resterende 400 kg hydrogen være 51,50 kr/kg eks. mva. For landtransport er det fremdeles en god pris.

Samtidig viser sensitivitetsanalysene i delkapittel 11.5 hvordan strømkjøp og nettleie, som er de desidert største driftskostnadene, påvirker hydrogenprisen. En gunstig og langsiktig avtale om strømkjøp som eksempelvis sikrer en strømpris på 24 øre/kWh fremfor 30 øre/kWh reduserer hydrogenprisen med 3,50 kr/kg. Men strømprisen kan selvsagt også påvirke prisen i negativ retning, med samme intervall.

Likeledes vil ordninger som reduserer nettleien kunne gi store besparelser. Som vist utgjør nettleien ca 11 kr/kg på salgsprisen, og å hente strøm direkte fra et kraftverk kan redusere nettleiekostnadene. I Kvinnherad er det etter vår vurdering, spesielt med tanke på transport til sluttbruker, kun de større kraftverkene i Mauranger og Matre som er aktuelle for en slik løsning. På grunn av sesongvariasjoner i kraftproduksjonen er man avhengig av å kjøpe kraft fra nettet i minst halve året, selv om man er koblet direkte til et småkraftverk med egen produksjonsradial. Dermed overstiger eller utligner transportkostnadene den potensielle besparelsen.

Fra et rent økonomisk perspektiv virker lokalproduksjon på verftstomten i Rosendal sentrum med bunkringsanlegg tvers ovenfor dagens hurtigbåtkai vært den beste løsningen. Men arealet er omregulert til kombinasjon av bolig og næring, og det virker lite sannsynlig at industrivirksomhet som hydrogenproduksjon er aktuelt. Et annet alternativ nær dagens hurtigbåtkai, den nedlagte ferjekaien på Løfallstrand har ikke nødvendig kapasitet i strømnettet for lokalproduksjon av hydrogen.

Det trengs imidlertid kun en mindre investering i ny transformatorstasjon for å tilrettelegge for bunkring/fyllestasjon på Løfallstrand med tilkjørt hydrogen^{xxii}. En mulig løsning som kombinerer nærhet til sluttbruker, areal- og strømtilgang er å produsere hydrogen på Matre og køyre det til hydrogenstasjon på Løfallstrand. Basert på dialog med leverandører anslår vi en økning i hydrogenprisen på mellom 7,50-12 kr/kg for tilkjørt hydrogen^{xxiii}. Dersom man kommer frem til løsninger som reduserer nettleien vil det kunne veie opp for transportkostnadene. Av områdene vi har studert er Matre også best egnet for større produksjonsvolum enn de scenarioene vi har presentert i rapporten.

^{xxii} Anslått til 500-600 000 kr i dialog med Kjell Enes, teknisk leder i Kvinnherad Energi Nett

^{xxiii} Se kapittel 6 for mer detaljer

13. Appendiks

13.1 Sikkerhetsavstander

TSA 2010 Anvisningar för tankstationer

Tabell X: Sikkerhetsavstander for CNG mellom stasjon og omgivelser

	<i>Bygning, antennelig materiale, brannfarlig virksomhet</i>	<i>Materiell med stor brannfare (c)</i>	<i>Bygning med vanskelige rømningsforhold (d)</i>
<i>Gasslager 60-1000 liter</i>	3 m (b)	25 m (b)	100 m
<i>Gasslager 1000-4000 liter</i>	6 m (a)	25 m (a)	100 m
<i>Gasslager over 4000 liter</i>	25 m (a)	50 m (a)	100 m
<i>Dispenser</i>	6 m (a)	25 m (a)	100 m

- a) Kan halveres med brannsikring standard EI60 (svensk standard)
- b) Ingen avstand trengs med brannsikring standard EI60
- c) Materiell med stor brannbelastning: trelastlager, dekklager, tankanlegg for brannfarlig stoff
- d) Skole, sykehus, barnehage, publikumsvirksomhet

Tabell X - Sikkerhetsavstander for CNG mellom stasjonens ulike deler

	<i>Bygning, kompressor (c), annet gasslager (d), tennbart materiale eller annen brannfarlig virksomhet</i>	<i>Store kjøretøy oppstilt for tanking eller parkert</i>	<i>Personbiler oppstilt for tanking eller parkering</i>
<i>Gasslager 60-1000 liter</i>	3 m (b)	8 m (b)	6 m (b)
<i>Gasslager 1000-4000 liter</i>	6 m (a)	8 m (a)	6 m (a)
<i>Gasslager over 4000 liter</i>	12 m (a)	8 m (a)	6 m (a)

- a) Kan halveres med brannsikring standard EI 60
- b) Ingen avstand nødvendig med brannsikring standard EI 60
- c) Ingen avstand kreves mellom gasslager og kompressor med brannsikring standard EI 120 (svensk standard)
- d) Ingen avstand kreves mellom mobile gasslager. Ingen avstand kreves mellom stasjonært og mobilt gasslager ved brannsikring standard EI 120

13.2 Lover, forskrifter og veiledninger

Brann- og eksplosjonsvernloven:

- Forskrift om håndtering av farlig stoff
- Storulykkeforskriften
- Forskrift om trykkpåkjent utstyr

- Forskrift om enkle trykkbeholdere

Forskriften for håndtering av farlig stoff er funksjonsbasert og inneholder få konkrete krav. DSB har derfor utarbeidet flere veiledninger som utdyper og forklarer hva som skal til for å oppfylle kravene.

- 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

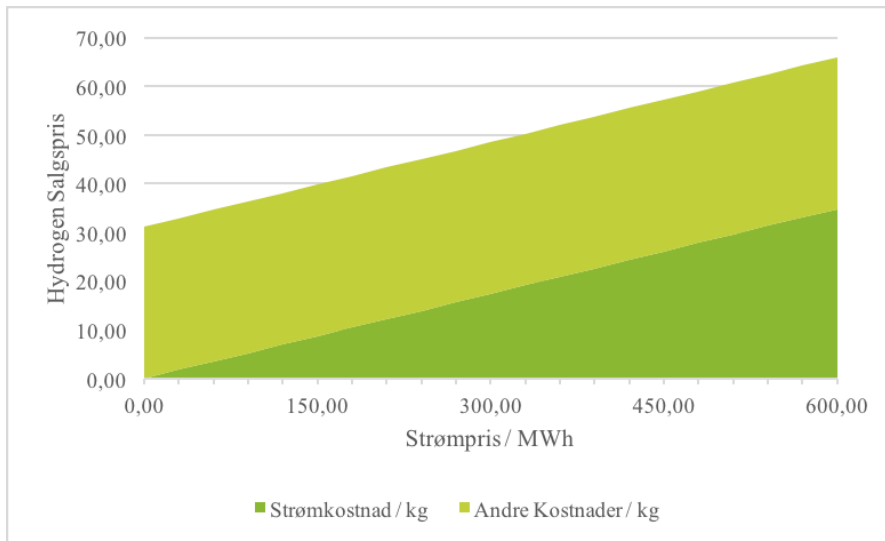
Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr

- 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

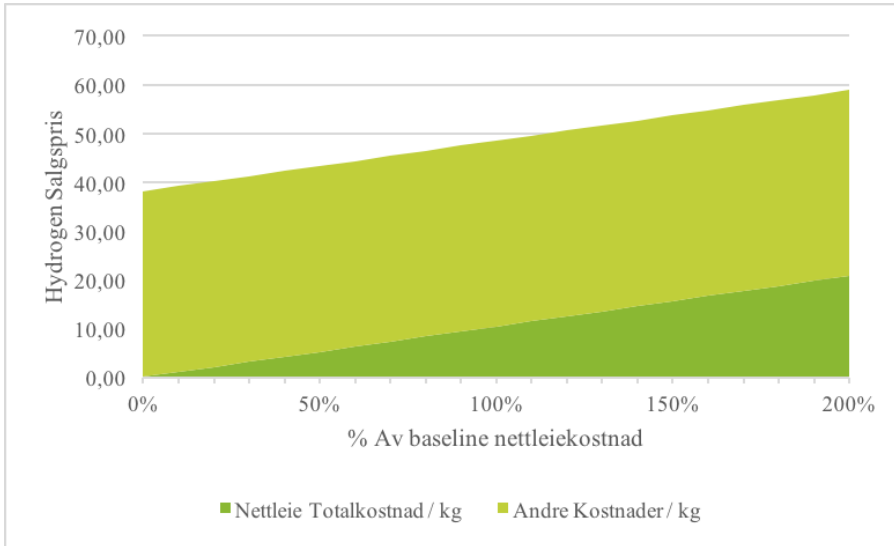
Øvrige relevante dokumenter:

- Forurensningsloven
- Energiloven
- ADR/RID – regelverk for transport av farlig gods på vei og jernbane

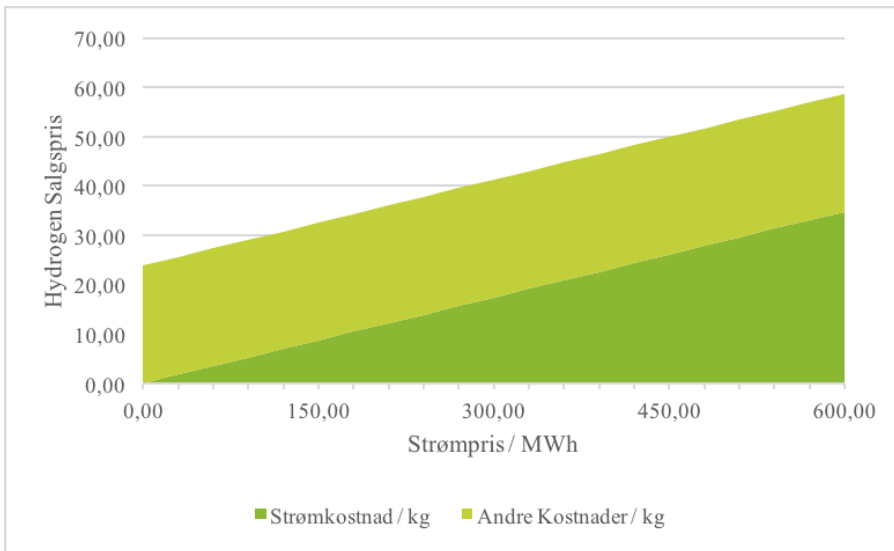
13.3 Sensitivitetsanalyser



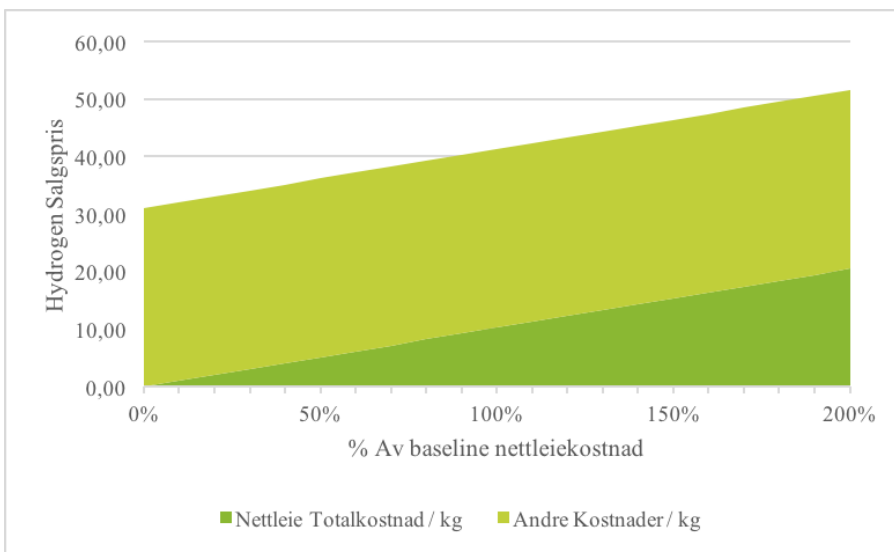
Figur 27 – Sensitivitetsanalyse for strømpris i scenario 1B



Figur 28 – Sensitivitetsanalyse for nettleie i scenario 1B



Figur 29 – Sensitivitetsanalyse for strømpris i scenario 2



Figur 30 – Sensitivitetsanalyse for nettleie i scenario 1B

14. Sluttnoter

-
- ¹ Norsk Hydrogenforum (2018) Hydrogenbiler, <https://www.hydrogen.no/kjoretøy/hydrogenbiler/>
- ² Enova (2018) [Fire nye hydrogenstasjoner får støtte fra Enova](#), publisert 28.november 2018
- ³ Teknisk Ukeblad (2017) Trondheim får landets første trucker og lastebiler med hydrogendrift, publisert 6.desember 2017
- ⁴ Nikola (2018) [Specs](#), sist besøkt 14.oktober 2018
- ⁵ Hyundai (2018) [Hyundai and H2 Energy to launch world's first fleet of Fuel Cell Truck](#), publisert 19.september 2018
- ⁶ Teknisk Ukeblad (2017) [Bruker 39 millioner kroner slik at hydrogenbussene kan kjøre tre år til](#), publisert 2.januar 2017
- ⁷ Dagsavisen (2018) [På luft og vann](#), publisert 18.juli 2018
- ⁸ Element Energy (2016) [Strategies for joint procurement of hydrogen buses](#), publisert juli 2016
- ⁹ Statens Vegvesen (2018) [Går videre med hydrogenferje-partnere](#), publisert 15.mai 2018
- ¹⁰ Teknisk Ukeblad (2018) [En av verdens første hydrogenferger: Her i hybridlaboratoriet skal verftet få en av flere brikker på plass](#), publisert 25.juni 2018
- ¹¹ NRK Sogn og Fjordane (2018) [Denne båten skal gjere oppdrettsnæringa reinare](#), publisert 25.april 2018
- ¹² Teknisk Ukeblad (2018) [Havila Kystruten gjør klar for hydrogen og brenselceller selv om teknologien ikke er moden til å tas i bruk](#), publisert 2.oktober 2018
- ¹³ Dagsavisen (2018) [Sprenger togdrøm](#), publisert 28.oktober 2018
- ¹⁴ The Guardian (2018) [Germany launches world's first hydrogen-powered train](#), publisert 17.september 2018
- ¹⁵ FCH JU (2018) [Project Haeolus](#), Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, FP7 Project
- ¹⁶ Wikipedia (2018) [Utsira vindpark](#), sist oppdatert 12.september 2018
- ¹⁷ Selfa (2016) [Batteri/brenselcelle hurtigbåt](#), rapport for Næringslivets NOX-fond
- ¹⁸ CMR Prototech (2014) Hydrogen som drivstoff på skip - Fra fornybar energi til utslippsfri fremdrift, Transnova – P5 - 2014
- ¹⁹ Statens Vegvesen (2016) [Energieffektiv og klimavennlig ferjedrift](#), Statens Vegvesens rapporter nr. 473, utarbeidet av LMG Marin, CMR Prototech og Norsk Energi
- ²⁰ Bruvik, Tomas (2017) [Det blir elektriske ferjer frå Fjord1 i Kvinnherad](#), Kvinnheringen 30.mars 2017
- ²¹ Sternhoff, Eva Marie (2017) Jakter på ingeniører – Jobber med elektrisk nyskapninger, Haugesunds Avis, 14.oktober 2017
- ²² NRK (2018) [Denne båten skal gjere oppdrettsnæringa reinare](#), sist besøkt 16.november 2018
- ²³ Tekfisk (2018) [Oppfordrer oppdrettsnæringen til å velge elektrisk](#), publisert 13.juni 2018 og ABB og Bellona (2018) [Grønt skifte i havbruket](#), sist besøkt 20.november 2018
- ²⁴ Skyss (2017) Temaplan: [Låg- og nullutslippsbussar i Hordaland](#), publisert oktober 2017
- ²⁵ Teknisk Ukeblad (2017) [Hydro investerer en milliard – vil doble aluminiumsproduksjonen](#), publisert 14.desember 2017
- ²⁶ Miljødirektoratet (2018) [Tillatelse til kvotepliktig utslipp av klimagasser for Sør-Norge aluminium](#), sist besøkt 16.nov 2018
- ²⁷ Enova (2005) [Framtidsbilde for norsk naturgassdistribusjon, 2015-2015](#), sist besøkt 16.november 2018
- ²⁸ NVE (2018) [Vannkraftdatabase](#), sist besøk 5.juni 2018

-
- ²⁹ SSB (2018) Nettoforbruk av elektrisk kraft, etter forbrukergruppe, kommunefordelt, sist besøkt 30.oktober 2018
- ³⁰ NVE (2017), [Hydrogenproduksjon ved norske småkraftverk kan være lønnsomt](#), sist oppdatert 18.september 2017
- ³¹ NVE (2018) [Blåfalli Fjelldalen kraftverk](#), sist besøk 19.november 2018.
- ³² NVE (2018) [Onarheim kraftverk](#), sist besøkt 19.november 2018
- ³³ NVE (2016) [Status og prognoser for kraftsystemet 2016](#), rapport nr. 94 - 2016
- ³⁴ NEL Hydrogen (2018) [Atmospheric Alkaline Electrolyzer](#) – produktark, sist besøkt 19.november 2018
- ³⁵ Kvinnherad Energi Nett (2018) [Nettleige – prisar 2018](#), sist besøkt 21.november 2018
- ³⁶ Lovdata (2001) [Forskrift om særavgifter](#), sist oppdatert 10.01.2014
- ³⁷ Statens Vegvesen (2018) [Vegliste 2018](#), sist besøkt 21.november 2018
- ³⁸ Sintef/NVE (2017) [Hydrogenproduksjon ved småkraftverk](#), NVE-rapport nr. 73/2017, sist besøkt 23.november 2018
- ³⁹ NVE (2009) [Konsesjonssak Bondhus Kraftverk](#), sist besøkt 24.november 2018
- ⁴⁰ Kyst.no (2018) [Start av anleggsarbeid for Ænes inkubator](#), sist besøkt 24.november 2018
- ⁴¹ Lloyds Register (2018) [Distribusjon og infrastruktur](#), presentasjon av Olav Roald Hansen for Norsk Hydrogenforum, 11.oktober 2018
- ⁴² Teknisk Ukeblad (2017) [Hydrogen vs. batteri](#), sist besøkt 23.november 2018
- ⁴³ Pilot E (2018) [Tilsagn gjennom Pilot-E i 2018 er klare](#), publisert 14.desember 2018
- ⁴⁴ Greensight (2018) [Potensiale for midlertidige hydrogenfyllestasjoner i Norge og Sverige, The Blue Move for a Green Economy](#), publisert mai 2018
- ⁴⁵ Statnett (2018) [2018-2040 Langsiktig markedsanalyse Norden og Europa](#), sist besøkt 7.desember 2018
- ⁴⁶ NVE (2016) [Status og prognoser for kraftsystemet 2016](#), NVE-rapport 94/2016, sist besøkt 7.desember 2018