

## Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

---

Del 3: Potensial for lønnsom utbygging av vassdrag i Rullestad

*Kyrre Sundseth*

*Steffen Møller-Holst, Kjetil T. Midthun, Vibeke S. Nørstebø*



## Ekstern rapport nr 10-2019

### Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

**Utgitt av:** Norges vassdrags- og energidirektorat  
**Redaktør:** Erlend Støle Hansen  
**Forfatter:** Kyrre Sundseth  
Steffen Møller-Holst, Kjetil T. Midthun, Vibeke S. Nørstebø

**Trykk:** NVEs hustrykkeri  
**Forsidefoto:** NVE/Arne T. Hamarsland  
**ISBN:** 978-82-410-1833-6

**Sammendrag:** NVE har i samarbeid med Småkraftforeninga gjennomført et treårig FoU-prosjekt om hydrogenproduksjon ved småkraftverk. I delrapport tre har SINTEF undersøkt mulighetene for hydrogenproduksjon fra Skromme, Kvernhuselva og Bordalen kraftverk i Rullestad i Hordaland. Hovedkonklusjonen fra studien er at hydrogenproduksjon i Rullestad, under gitte forutsetninger og en riktig tilpasset forretningsmodell, kan være lønnsom og basert på fornybar energi.

**Emneord:** vannkraft, småkraft, hydrogen, hydrogenproduksjon, oksygen, fornybar energi, SINTEF, Småkraftforeninga

Norges vassdrags- og energidirektorat  
Middelthunsgate 29  
Postboks 5091 Majorstua  
0301 OSLO

Telefon: 22 95 95 95  
Epost: [nve@nve.no](mailto:nve@nve.no)  
Internett: [www.nve.no](http://www.nve.no)

12.3.2019

## Konsulentrapport utarbeidet for NVE av SINTEF og Småkraftforeninga

SINTEF og Småkraftforeninga har med FoU-midler fra NVE undersøkt og evaluert de tekno-økonomiske aspektene for hydrogenproduksjon ved småkraftverk. Denne undersøkelsen er utført som del 3 av NVEs prosjekt *Hydrogenproduksjon ved småkraftverk*. Studien tar for seg potensialet for hydrogenproduksjon tilknyttet Skromme, Kvernhuselva og Bordalen kraftverk i Rullestad i Etne kommune. Kraftverkene har konsesjon, men vil sannsynligvis ikke bli bygget grunnet høy kostnad for nettilkobling. Studien undersøker muligheten for å benytte energiresursene i Rullestad i en elektrolysør, og utnytte og lagre den fornybare energien i form av hydrogen som potensielt kan avsettes lokalt eller regionalt.

Kraftverkene i Rullestad må produsere kraft på den tilgjengelige vannføringen i elvene, noe som ifølge studien gjør det krevende å få lønnsomhet i investeringen i elektrolyseren. Men med potensial for bruk av hydrogen i vegtransport (E134 rett i nærheten), en kai som kan brukes til utskiping av hydrogen og et settefiskanlegg som kan anvende oksygen, anses det likevel som sannsynlig at investering i et elektrolyseanlegg ved Rullestad kan gi positiv avkastning. Før endelig investeringsbeslutning tas, er det behov for å etablere robuste scenarier for forventet markedsutvikling for hydrogen og identifisere geografiske områder som kan betjenes.

Innholdet i rapporten, herunder prinsipielle betraktninger, står for SINTEFs regning.



Rune Flatby  
avdelingsdirektør



Øystein Grundt  
seksjonssjef

2018:01284 - Åpen

# Rapport

## Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

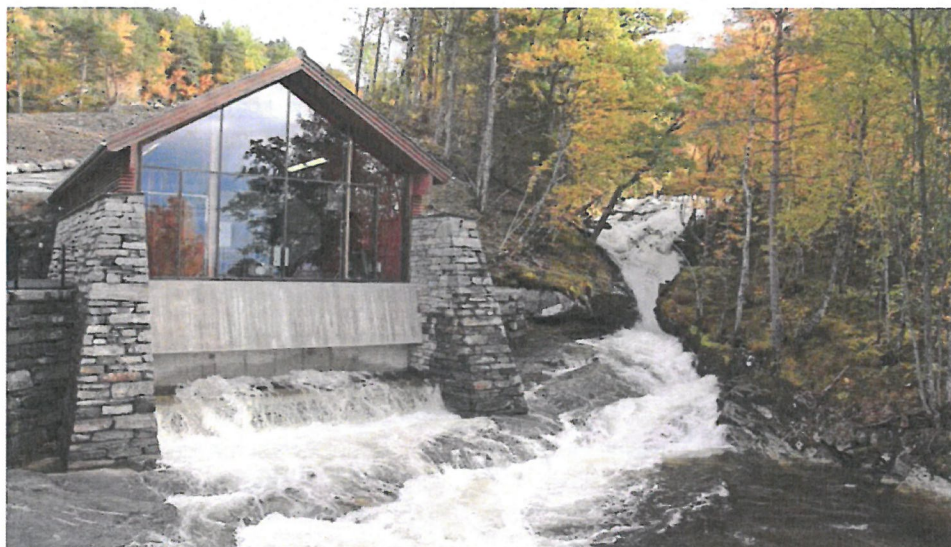
*Delprosjekt 3:*

*Potensial for lønnsom utbygging av vassdrag i Rullestad*

### Forfattere

Kyrre Sundseth

Steffen Møller-Holst, Kjetil T. Midthun, Vibeke S. Nørstebø





# Rapport

## Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

Delprosjekt 3:  
Potensial for lønnsom utbygging av vassdrag i Rullestad

**EMNEORD:**

Småkraft  
Hydrogen  
Oksygen  
Elektrolyse  
Oppdrett  
Kraftnett

**VERSJON**

1

**DATO**

2018-11-30

**FORFATTER(E)**

Kyrre Sundseth  
Steffen Møller-Holst, Kjetil T. Midthun, Vibeke S. Nørstebø

**OPPDRAGSGIVER(E)**

NVE gjennom Småkraftforeninga AS

**OPPDRAGSGIVERS REF.**

Knut Olav Tveit

**PROSJEKTNR**

Prosjektnummer

**ANTALL SIDER OG VEDLEGG:**

27+ vedlegg

**SAMMENDRAG****Sammendrag**

Som del 3 av NVE-prosjektet "Hydrogenproduksjon ved småkraftverk", tar denne studien for seg potensialet for hydrogenproduksjon tilknyttet Skromme-, Kvernhuselva-, og Bordalen kraftverk i Rullestad i Etne kommune (helt sør i Hordaland). Det foreligger konsesjon for utbygging av kraftverkene, men det er lite sannsynlig at disse vil bli bygget ut da kostnadene for å etablere av en ny kraftlinje inn i området er høye. Dersom energiresursene i Rullestad i stedet benyttes i en elektorlysør, vil man kunne spare linjekostnaden, utnytte og lagre den fornybare energien i form av hydrogen som potensielt kan avsettes lokalt eller regionalt.

Kraftverkene i Rullestad har ingen vannmagasiner, noe som gjør det krevende å få lønnsomhet mht investeringen i elektorlysøren. Men med potensial for bruk av hydrogen i vegtransport (E134 rett i nærheten), en kai som kan brukes til utskipping av hydrogen og et settefiskanlegg som kan anvende oksygen, anses det likevel som sannsynlig at investering i et elektorlyseanlegg ved Rullestad kan gi positiv avkastning. Før endelig investeringsbeslutning tas, er det behov for å etablere robuste scenarier for forventet markedsutvikling for hydrogen og identifisere geografiske områder som kan betjenes.

**UTARBEIDET AV**

Kyrre Sundseth

**SIGNATUR****KONTROLLERT AV**

Anders Ødegård

**SIGNATUR****GODKJENT AV**

Ingeborg Kaus

**SIGNATUR****RAPPORTNR**

2018:01284

**ISBN**

ISBN-nummer

**GRADERING**

Åpen

**GRADERING DENNE SIDE**

Åpen

# Innholdsfortegnelse

<b>1</b>	<b>Generelt om hydrogenproduksjon ved småkraftverk</b>	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>Om prosjektet</b>	<b>5</b>
2.1	Bakgrunn og målsetning	5
2.2	Organisering	6
2.3	Tekno-økonomisk optimeringsmodell	6
<b>3</b>	<b>Konsept og valg av case</b>	<b>7</b>
3.1	Konsept	7
3.2	Valg av case	7
3.2.1	Case 1 – Utbygging av små kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen	7
3.2.2	Case 2 - Utbygging av tre kraftverk og Regional anvendelse av hydrogen	8
<b>4</b>	<b>Teknologiske aspekter</b>	<b>8</b>
4.1	Rullestad-prosjektet	8
4.1.1	Skromme kraftverk	9
4.1.2	Kvernhuselva kraftverk	10
4.1.3	Bordalen kraftverk	10
4.1.4	Sentralnett/regionalnett	11
4.2	Fjæra/Åkrabotn	11
4.2.1	Hydrogenproduksjon	12
4.2.2	Lagring av hydrogen	13
4.2.3	Brenselcelleanlegg	14
4.2.4	Hydrogenstasjon v/E134	14
<b>5</b>	<b>Distribusjon og mulig regional anvendelse</b>	<b>14</b>
5.1	Distribusjon	14
5.2	Mulig regional anvendelse	16
<b>6</b>	<b>Lønnsomhetsanalyse</b>	<b>17</b>
6.1	Datagrunnlag og forutsetninger	17
<b>7</b>	<b>Resultater</b>	<b>19</b>
7.1	Case 1 – Utbygging av små kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen	19
7.1.1	Utbygging av Kvernhuselva kraftverk	19
7.1.2	Utbygging av Skromme kraftverk	20
7.1.3	Kombinert utbygging av Kvernhuselva og Skromme kraftverk	22

7.2	Case 2 – Utbygging av tre kraftverk og Regional anvendelse av hydrogen .....	23
<b>8</b>	<b>Konklusjoner og anbefalinger for realisering av elektrolyseanlegg .....</b>	<b>24</b>
<b>9</b>	<b>Referanser.....</b>	<b>26</b>
<b>A</b>	<b>Vedlegg.....</b>	<b>27</b>

## 1 Generelt om hydrogenproduksjon ved småkraftverk

Olje og Energidepartementet har tidligere pekt på om lag 3 TWh uutnyttede småkraftkonsesjoner der det er nødvendig å identifisere og sikre tilleggsinntekter for å oppnå lønnsomhet ved anleggene (Energi21, 2018). Hydrogenproduksjon ved småkraft kan bidra til økt lønnsomhet da dette i noen geografiske områder vil eliminere uforholdsmessige høye nettkostnader. I tillegg kan bruk av hydrogenet til strømproduksjon via en brenselcelle gi økt lokal forsyningssikkerhet i perioder med lav kapasitet ved kraftverkene eller som back-up ved drift av kritiske infrastruktur eller ved industrielle prosesser/operasjoner.

Tidligere studier (for eksempel NVE, 2017b) viser imidlertid at det likevel kan være utfordrende å oppnå lønnsomhet i et hydrogenproduksjonsanlegg så lenge småkraften er uregulert. De naturlige variasjonene i vassføring gjør dimensjonering av anlegget krevende og utnyttelsesgraden av elektrolyseren blir følgelig lav i store deler av året. Potensialet for en positiv avkastning avhenger dessuten av energi-/produksjonskostnaden ved hvert enkelt kraftverk, samt distribusjonskostnader knyttet til lagring og transport av hydrogenet. I tillegg er det en forutsetning at hydrogenet som produseres blir avsatt i et marked med tilstrekkelig etterspørsel og til en tilfredsstillende pris.

Et potensielt marked for salg av hydrogen i Norge vil i stor grad knytte seg til politiske ambisjoner om klimakutt i transportsektoren. Hydrogen egner seg godt som 0-utslipp drivstoff i kjøretøy/fartøy som har behov for kort fylletid og lang rekkevidde samt i tilfeller der batteridrift blir uforholdsmessig dyrt eller upraktisk. Norge har inntatt en pionerrolle når det kommer til implementering av hydrogenteknologi i transportsektoren, i det man beveger seg fra testing og innfasing av hydrogenkjøretøy (100 kW), til anskaffelse av tyngre hydrogenkjøretøy (200 kW), og i løpet av noen år, fullskala hydrogenbåter (1 000 kW). Bruk av hydrogen i tog diskuteres også (Nordlandsbanen og Raumabanen), noe som vil kreve 600 kW for passasjertog og 5-6 MW for frakt-tog. I tillegg finnes det forskjellige insentiver for å utnytte hydrogen både i industri, innen oppgradering av biogass, raffinering, i tillegg til produksjon av kunstgjødsel.

Ved lokal produksjon og avsetning av hydrogen fra småkraftverk kan det tenkes at man gjennom sirkulærøkonomiske prinsipper kan finne og etablere en forretningsmodell som skaper lønnsomhet og grønn konkurransekraft. Ved lokal omsetning og flerbruk av hydrogen, oksygen og varme, vil man kunne utnytte hydrogenet og bi-produkter (oksygen og varme) som produseres i elektrolyseprosessen, samt kunne eliminere det fordyrende lagrings- og transportleddet.

I tilfeller det er snakk om betydelige energiresurser tilgjengelig for hydrogenproduksjon, kan det tenkes at hydrogenproduksjonen er større enn hva kan avsettes lokalt og at det følgelig er nødvendig at hydrogenet avsettes i et større marked, enten til flåter på land eller maritimt. Det er foreslått (av for eksempel NEL (2018)) at ved produksjon av tilstrekkelige mengder hydrogen, vil det innen en radius av 2.5 timer kjøring være økonomisk forsvarlig med regional distribusjon da dette tillater en lastebil å kjøre tur/retur på en arbeidsdag/ett skift.

Hydrogenproduksjon gir dessuten betydelige stordriftsfordeler, noe som gjør det mest attraktivt å investere i større anlegg. Dette betyr at det er de småkraftverkene med størst energiresurser og høyest alternativkostnad (som ved nettutbygging og tilknytning) som er mest aktuelle i startfasen med tanke på å investere i et hydrogenproduksjonsanlegg, gitt at man får avsatt hydrogenet som produseres. For å sikre lønnsomhet, vil det i en tidlig fase være nødvendig å redusere investeringsrisiko gjennom å identifisere, teste ut og etablere fordelaktige konsepter som gir størst mulig positiv nåverdi.

Innen EU, jobbes det i dag på flere hold for å identifisere og validere lønnsomme konsepter innen fornybar kraftproduksjon kombinert med produksjon- og bruk av hydrogen. Eksempelvis gjennom EU-prosjektet REMOTE, testes det i dag ut øy-drift konsepter der fornybar kraftproduksjon uten nettilknytning ("off-grid") kombineres med hydrogensystemer der hydrogenet produseres fra overskuddstrøm via en elektrolyser, lagres



og senere konverteres tilbake til strøm i en brenselcelle (RMEOTE, 2018). Øygruppen Froan utenfor Trøndelagskysten er en av 4 lokasjoner i Europa (Norge, Hellas og to i Italia) der et "off-grid" system bestående av energiproduksjon fra vind- og solkraft, samt et 50 kW PEM elektrolysesystem, et hydrogenlagringsystem med kapasitet til å lagre 100 kg hydrogen, et 100 kW brenselcellesystem, og en buffer litium-ion batteripakke testes ut. Alternativet til dette hybridsystemet, er å investere i en ny sjøkabel fra land, noe som er forventet å koste flere titalls millioner kroner. Ved å benytte hydrogensystemet, vil øygruppen vil bli selvforsynt med fornybar strøm, noe som forventes å være økonomisk gunstig sammenliknet med å investere i en ny sjøkabel.

## 2 Om prosjektet

### 2.1 Bakgrunn og målsetning

Denne studien er en del av et NVE-prosjektet som har hatt som mål å se på tre ulike, konkrete case- studier som hver for seg belyser ulike sider ved problemstillingen rundt hydrogenproduksjon fra småkraftverk. Den første studien (del 1) ble gjennomført av IFE (NVE, 2017a) og fokuserte på Rotnes Bruk kraftverk i Nittedal, Akershus. En tekno-økonomisk evaluering av småskala hydrogenproduksjon (200 kW), viste at investeringskostnadene er relativt høye sammenliknet med et større anlegg på noen MW, og at dette resulterer i en produksjonskostnad som er høyere enn dagens markedspris ved hydrogenstasjoner i Norge. Det ble forøvrig påpekt at hydrogenproduksjon ved småkraftverk under gitte forutsetninger kan være lønnsomt, men at denne lønnsomheten vil avhenge av variasjoner i vannføring, elektrisitetspris, avtaler og kontrakter, samt utviklingen av selve hydrogenmarkedet. Det ble videre anbefalt å sikre høy omsetning av lokalt produsert hydrogen samt se på muligheten for dedikerte hydrogenproduksjonsanlegg for flåter med hydrogendrevne tyngre kjøretøyer eller båter.

I del 2 av oppdraget, gjennomførte SINTEF en studie der det ble fokusert på potensialet for økt utnyttelse av energiressursene i Storvatnet kraftverk til vannelektrolyse og flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten AS sitt settefiskanlegg på Innhavet i Nordland (NVE, 2017b). Settefiskanlegget kunne dra nytte av oksygen og varme i sin daglige virksomhet og i tillegg kunne hydrogenet potensielt avsettes lokalt, da hovedfartsåren E6 med drivstoffbehov for biler går like i nærheten. Ved hjelp SINTEF sin egen tekno- økonomiske optimeringsmodell ble det konkludert med at en investering i hydrogenproduksjon ved Smolten settefiskanlegg kan føre til en positiv avkastning. Det ble følgelig anbefalt å følge opp forstudien for å avklare usikre aspekter rundt mulig avsetning av oksygen i andre smoltanlegg i regionen samt hydrogenet som drivstoff både i maritim- og landtransport. Det ble videre anbefalt å vurdere en trinnvis utbygging av et elektrolyseanlegg i tråd med økt etterspørsel etter hydrogen og oksygen i området.

Dette prosjektet (del 3), fokuserte på potensialet for en utbygging av Skromme-, Kvernhuselva-, og Bordalen kraftverk i Rullestad. Dersom disse kraftverkene bygges ut, vil dette gi en betydelig samlet energiproduksjon i området (omtrent 78 GWh). Det foreligger konsesjon for utbygging, men det er i dag lite sannsynlig at disse vil bli bygget ut da kostnadene ved å etablere av en ny linje inn i området ansees å være uoverkommelige. Dersom energiressursene i Rullestad-prosjektet i stedet benyttes i en elektorlysør, vil man kunne spare linjekostnaden og man vil kunne lagre store mengder fornybar energi som potensielt kan avsettes lokalt eller regionalt. Rullestad-prosjektet ble valgt som en case-studie nettopp på grunn av mengden energiressurser som kan gjøres tilgjengelig for videreforedling via vannelektrolyse. I tillegg til produksjon av hydrogen, vil man dessuten oppnå produksjon av oksygen og varme fra prosessen, som kan avsettes lokalt, fortrinnsvis i settefiskanlegget til Marine Harvest AS som er lokalisert i området. Ved kraftverkene er det kort vei til infrastruktur som hovedveier, og til utskipingshavn. Med tilrettelagt infrastruktur både for land og sjø ble dette vurdert som en opplagt case for utvikling både med tanke på sluttbruker, industrien og til leveranser ut av området.

Delprosjektets overordnede målsetning var dermed å skissere hvordan hydrogenproduksjon kan bidra til å realisere utbyggingen av, Kvernhuselva-, Skromme-, og Bordalen kraftverk i Rullestad. Prosjektet hadde som mål å sette kraftverkseierene i stand til å vurdere lønnsomheten av en eventuell investering i et elektrolyseanlegg som et alternativ til å investere i en ny strømlinje, samt å kunne foreta kommersielle valg med tanke på lokal eller regional avsetning av produktene; hydrogen og oksygen.

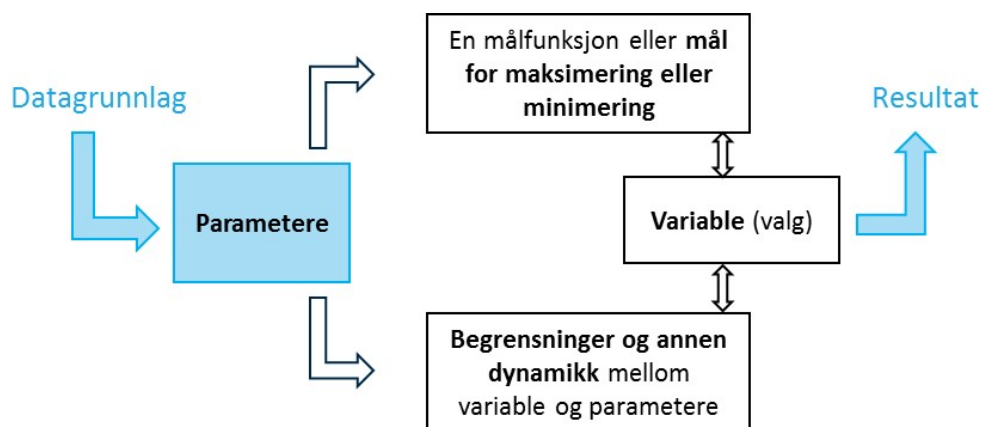
## 2.2 Organisering

Denne forstudien ble utført av SINTEF AS (tidligere Stiftelsen SINTEF) for Småkraftforeninga våren 2018 og utgjør siste del (del 3) av et treårig FoU-prosjekt som Småkraftforeninga har mottatt fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE). Formålet med prosjektet var å se på mulighetene for hydrogenproduksjon ved småkraftverk, og om slik produksjon kan skje i områder med begrenset eller mangel på nettkapasitet.

Daglig leder, Knut Olav Tveit har vært kontaktperson i Småkraftforeninga, mens Salgs- og markedssjef Halvard Tesdal, har vært kontaktperson i Småkraft AS. Øvrige ressurspersoner var Bjarne Vaage og Lars Sandvold fra henholdsvis Småkraft AS og Marine Harvest AS.

## 2.3 Tekno-økonomisk optimeringsmodell

Lønnsomhetsanalysene utført i dette delprosjektet er basert på SINTEF sin egenutviklede tekno-økonomiske optimeringsmodell. Modellen maksimerer nåverdi profitt eller kostnader ved optimal dimensjonering av systemet og tar samtidig hensyn til begrensninger og dynamikk mellom de ulike parametrene og variabler som kraftproduksjon, markedsetterspørsel, samt varierende kraftpriser. Ved å analysere sensitivitetene til variablene, vil man oppnå forståelse av de viktigste driverne for lønnsomhet i prosjektet, noe som gir et godt grunnlag for en eventuell mer detaljert investeringsanalyse. En konseptuell beskrivelse av SINTEF sin tekno-økonomiske modell er vist i Figur 1.



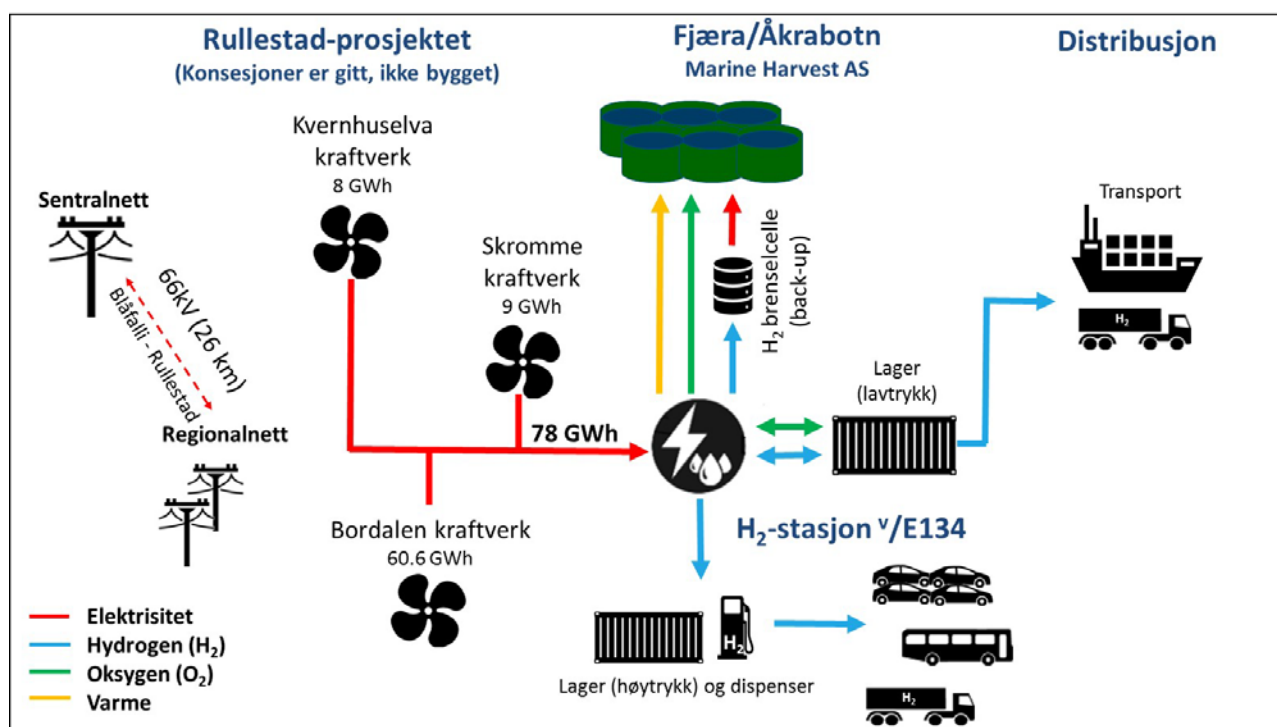
**Figur 1: Konseptuell beskrivelse av tekno-økonomisk modell utviklet av SINTEF.**

En beskrivelse av selve konseptet, tekniske installasjoner og valg av case for dette delprosjektet er gitt nedenfor.

### 3 Konsept og valg av case

#### 3.1 Konsept

Denne studien fokuserer på mulig utbygging av konsesjonene som er gitt til Skromme-, Kvernhuselva- og Bordalen og kraftverk, samt anvendelse av oksygen i settefiskanlegget til Marine Harvest AS som er lokalisert i Fjære/Åkrabotn i Rullestad-området (helt sør i Hordaland). Kraften som produseres, kan benyttes i et elektrolyseanlegg for å produsere hydrogen (og oksygen) som et alternativ til å bygge ny kraftlinje inn til området. Hydrogenet kan avsettes som drivstoff ved hydrogenstasjon som kan lokaliseres ved hovedvei E134, benyttes som back-up i en brenselcelle eller distribueres ut av området med lastebil eller båt. Selve konseptet som evalueres i dette prosjektet er presentert i Figur 2.



Figur 2: Konseptet som evalueres i dette prosjektet.

#### 3.2 Valg av case

I denne studien er det valgt 2 ulike case studier for å beregne lønnsomhet. Disse er presentert under.

##### 3.2.1 Case 1 – Utbygging av små kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen

Case 1 innbefatter utbygging av Skromme- og Kvernhuselva kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen. Både utbygging av kraftverkene hver for seg, samt en samlet utbygging av begge kraftverkene analyseres. Utbyggingskostnadene for kraftverkene samt kostnader for å kabel ned til Marine Harvest AS sitt settefiskanlegg holdes utenfor analysen. Selve investeringsanalysen fokuserer på hydrogenanlegget og dimensjonering av elektrolyseanlegg for å levere oksygen til Marine Harvest AS, samt anvendelse av hydrogen lokalt. For det lokale markedet antar vi at hydrogen kan omsettes rett ut fra elektrolyseanlegget, og at eventuelle lager- og logistikk-kostnader må bakes inn i den endelige prisen for hydrogenet. I analysene varierer produksjonskostnaden for hydrogenet, og differansen mellom denne og dagens pumpepris på 72 kroner per kg

hydrogen (uten mva.) vil da måtte dekke ekstra kostnader knyttet til lager, logistikk og annet. Som utgangspunkt for lønnsomhetsberegningene, benyttes en salgspris på 50 kroner per kg hydrogen i analysene.

Innenfor case studien, ser vi på følgende delcaser:

- **Delcase a – Basecase**  
I basecasen er modellen satt til å dimensjonere anlegget slik at optimal utnyttelse av elektrolyser og kraftressursene, dvs. gi høyest mulig lønnsomhet, gitt de ulike forutsetningene nevnt ovenfor.
- **Delcase b – Effekt av oksygenlager (kun ved Case 1 - Utbygging av små kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen)** Dersom man investerer i et oksygenlager, vil det være mulig å levere oksygen til Marine Harvest AS selv om produksjonen varierer fra dag til dag. Ved full utnyttelse av alle energiressursene i Rullestadprosjektet (Case 2), vil det ikke være nødvendig å investere i O<sub>2</sub>-lager da det vil være tilstrekkelig kraftressurser tilgjengelig (i et normalår) til å nesten dekke alt O<sub>2</sub> behov, også ved minimum produksjon.
- **Delcase c – Full utnyttelse av vannkraftressursene**  
Her dimensjoneres elektrolyseren slik at den er stor nok til å utnytte alle tilgjengelige vannkraftressurser ved et normalår. I dette tilfellet vil utnyttelsesgraden til elektrolyseren være lavere enn ved optimal dimensjonering (delcase a - Basecase).

### 3.2.2 Case 2 - Utbygging av tre kraftverk og Regional anvendelse av hydrogen

Denne casen tar for seg utbygging av Skromme-, Kvernhuselva- og Bordalen kraftverk, noe som vil gi en betydelig høyere kraftproduksjon og dermed også potensielt sett en mye høyere hydrogenproduksjon. For å få omsatt den økte mengden hydrogen, antas det at hydrogenet distribueres regionalt. Dette innebærer at lagerkostnader og en antatt transportkostnad (på 13 NOK/kg hydrogen) ut av produksjonsområdet er medtatt i beregningene for å estimere totale kostnader. Det er imidlertid viktig å bemerke at de totale logistikk-kostnadene avhenger av en rekke antagelser, og det er nødvendig å gjøre oppfølgingsstudier der man i mer detalj studerer de ulike mulighetene avhengig av hvilke markeder man ønsker å betjene. I Case 2 ser vi på Delcase tilsvarende a og c over, mens Delcase b utelates.

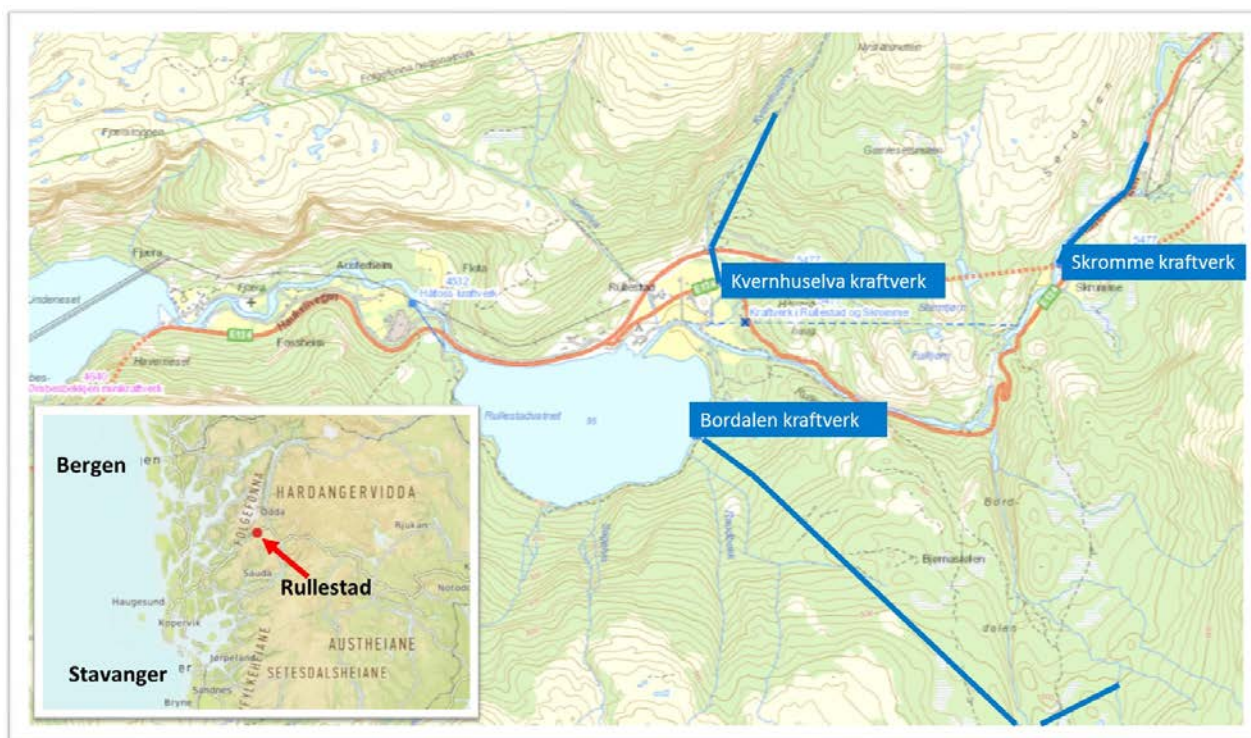
De ulike teknologiske aspektene knyttet til selve konseptet og casene er diskutert i detalj nedenfor.

## 4 Teknologiske aspekter

### 4.1 Rullestad-prosjektet

Rullestad og Skromme Energi AS ble i 2016 tildelt konsesjon til utbygging av kvernhuselva, Skromme og Bordalen kraftverk i Rullestad i Etne kommune, noe som vil kunne gi en årlig kraftproduksjon på om lag 78 gigawattimer (GWh). Samtidig ble det gitt tillatelse til bygging og drift av 66 kV kraftledning fra Rullestad til Blåfalli i Kvinnherad kommune (NVE, 2016). Figur 3 viser geografisk plassering av kraftverkene.



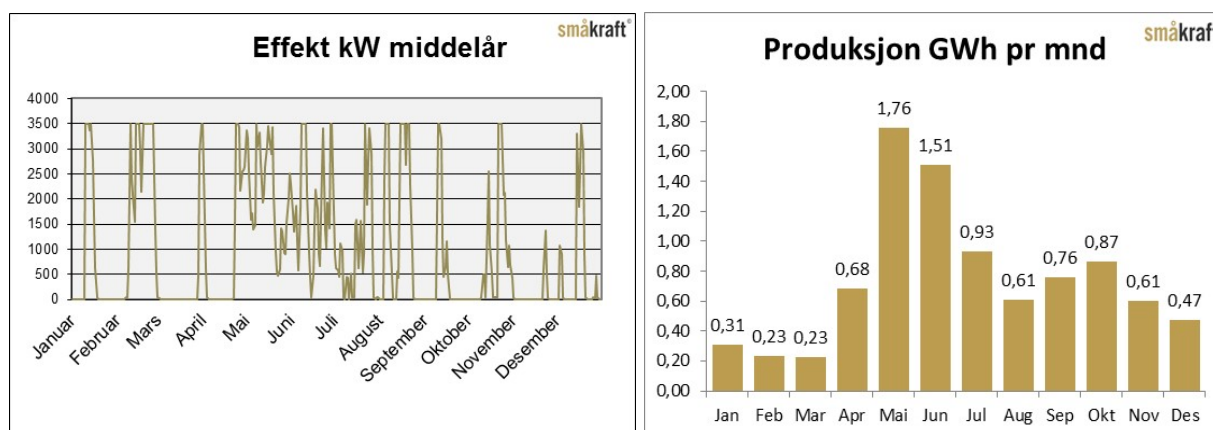


**Figur 3 Geografisk plassering av kraftverkene samt tilhørende tunnelgater i Rullestad.**

Rullestad-prosjektet som er et samarbeid mellom grunneierne og Småkraft AS, vil kunne produsere nok fornybar kraft til å dekke strømbehovet til omtrent 4 000 husstander. Kostnadene knyttet til utbyggingene av omtrent 78 GWh er samlet sett antatt å være i overkant av 200 MNOK for de tre kraftverkene. En beskrivelse av forventet kraftproduksjon ved de ulike kraftverkene, samt oversikt over mulig nettutbygging er gitt nedenfor.

#### 4.1.1 Skromme kraftverk

Skromme kraftverk er prosjektert med en installert effekt på 3.7 MW og en beregnet årsproduksjon på 8.9 GWh med 2 550 timer brukstid. Turbinen er planlagt plassert på 110 moh. Forventet produksjon over året er vist i Figur 4. Estimert vinterproduksjon (fra 1.10-30.4) ligger på 3.4 GWh, mens estimert sommerproduksjon (fra 1.5 til 30.9) ligger på 5.5 GWh.

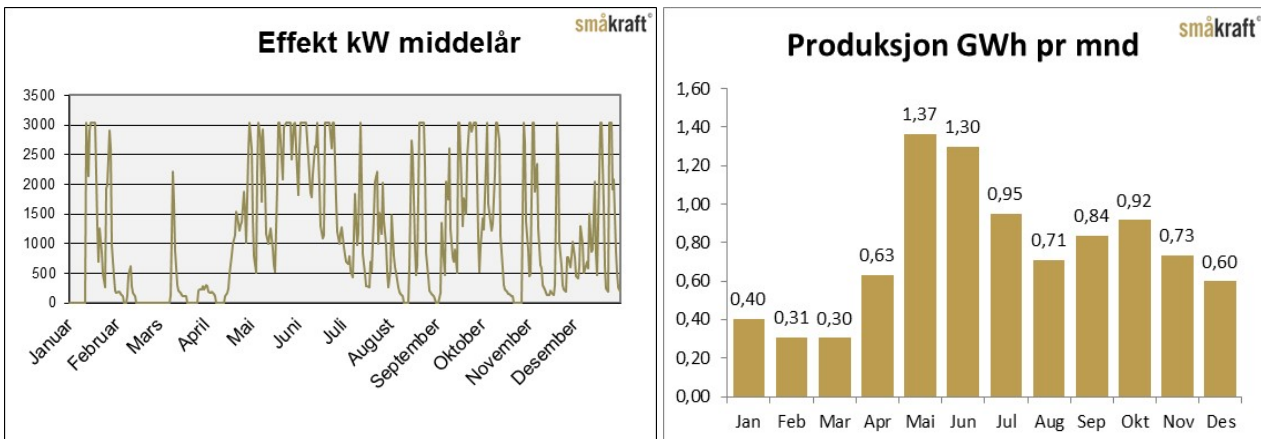


**Figur 4 Forventet kraftproduksjon over året for Skromme kraftverk (kilde Småkraft AS).**



#### 4.1.2 Kvernhuselva kraftverk

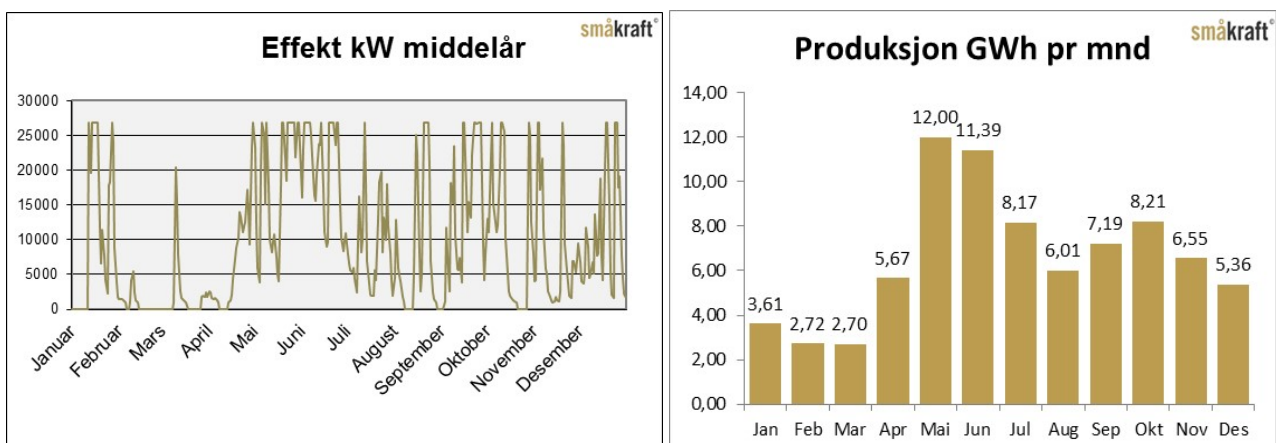
Kvernhuselva kraftverk, er med 3.2 MW installert effekt beregnet å kunne gi en årsproduksjon på 9.0 GWh. Turbin er tenkt plassert 110 m.o.h. og rørlengden er 1 000 m. Med en brukstid på 2 971 timer, gir dette en kraftproduksjon som vist i Figur 5. Kraftproduksjonen er beregnet til 3.9 GWh vinterstid, mens den forventes å ligge på 5.1 GWh sommerstid.



Figur 5 Forventet kraftproduksjon over året for Kvernhuselva kraftverk (kilde Småkraft AS).

#### 4.1.3 Bordalen kraftverk

Bordalen kraftverk er prosjektert som det største av kraftverkene og vil ifølge konsesjonssøknaden kunne produsere 79.3 GWh ved hjelp av 28.2 MW installert effekt. Turbinsenteret vil ligge på 101 m.o.h. og kraftverket vil samtidig kreve en 2.8 km lang rørledning. Kraftproduksjonen for Bordalen kraftverk er vist i Figur 6. Vinterproduksjonen ligger potensielt på 34.9 GWh, mens sommerproduksjonen ligger på 44.4 GWh.



Figur 6 Forventet kraftproduksjon over året for Bordalen kraftverk (kilde Småkraft AS).





**Figur 8: Plassering av Marine Harvest sitt settefiskanlegg i Fjæra/Åkrabotn.**

Anlegget ligger i umiddelbar nærhet til E134 samt mulig utskipingshavn. Med en årlig smoltproduksjon på omtrent 7.5 millioner, er det behov for omtrent 1 000 tonn oksygen per år. Ved anlegget er det kun behov for varme i få måneder av året og det er derfor videre sett bort fra muligheten for å levere varme inn mot anlegget og besparelsen dette vil gi i form av redusert energiforbruk.

Med dagens forbruk, er det tilstrekkelig med tilgang på strøm i området, men dersom det blir aktuelt med en utvidelse av smoltanlegget (eller etablering av andre kraftkrevende installasjoner), vil det ikke være tilstrekkelig med strøm tilgjengelig. Det kan derfor være interessant med alternativ tilførsel av strøm, eventuelt back-up kraft ved bruk av hydrogen i et brenselcelleanlegg for å produsere strøm i perioder med kraftunderskudd eller strømbrodd.

Marine Harvest opplyser imidlertid om at det er lite areal disponibelt til å plassere et elektrolyseanlegg dersom det blir snakk om fremtidig utbygging av settefiskanlegget, noe som bør tas med i betraktningen ved eventuelle fremtidige utbyggingsplaner. For å kunne gjennomføre analysene, antas det likevel i dette prosjektet at det eksisterer tilstrekkelig med ledig areal ved Marine Harvest AS sine lokaler i Rullestad eller i nærheten til å kunne plassere elektrolyseanlegget. Et elektrolysesystem i containerløsning vil typisk behøve et areal på 150 m<sup>2</sup>.

#### 4.2.1 Hydrogenproduksjon

Hydrogenproduksjon kan realiseres ved anvendelse av ulike tekniske installasjoner der strøm fra de konsesjonsgitte småkraftverkene i Rullestad anvendes direkte i elektrolyseanlegget. I elektrolyseprosessen, dannes det hydrogen, oksygen og varme. Hydrogenet som produseres i elektrolyseren komprimeres så ved hjelp av en kompressor, slik at hydrogenet kan lagres i stål- eller komposittanker. Hydrogenet kan så benyttes, enten som drivstoff for brenselcelle kjøretøy via lokal hydrogenstasjon eller for å produsere strøm via en brenselcelle, for eksempel som back-up ved kritiske industrielle operasjoner eller for å levere strøm i perioder med kraftunderskudd.

Vannelektrolyse er en velkjent teknologi som har vært benyttet i Norge i lang tid, med oppstart av Norsk Hydro i 1921. Hydrogen som framstilles ved hjelp av vannelektrolyse og fornybar småkraft kan, i motsetning til hydrogen fremstilt ved reforming eller dampgassutvikling, betegnes som utslippsfri. Det finnes i dag en rekke



leverandører av elektrolysører, inkludert den norske leverandøren NEL Hydrogen<sup>1</sup>. Dagens kommersielt tilgjengelige elektrolysører går under betegnelsen alkaliske (AEL) elektrolysører og PEM (proton exchange membrane) elektrolysører. Alkalisk elektrolyse er mer moden teknologi, med lang påvist levetid på over 15 år, mens PEM elektrolyse er enda ikke like utbredt kommersielt, men vil trolig i økende grad komme på markedet da disse systemene er mer kompakte og kan opereres mer dynamisk, noe som gjør at de egner seg godt i kombinasjon med fornybar kraftproduksjon. Disse er tilgjengelige i container-form for enkel transport og installasjon, typisk basert på 10, 20 eller 40 fots ISO containere, eller kombinasjoner av disse, men det finnes også mindre og mer kompakte anlegg. Produksjonskapasiteten til kommersielle containerstørrelse systemer er opp mot 400 Nm<sup>3</sup> hydrogen per time, mens storskala anlegg kan produsere betydelig mer.

Tidligere NVE- og SINTEF-studier (for eksempel NVE, 2017b, SINTEF, 2017) har vist at investeringskostnadene for et elektrolyseanlegg som regel har stor betydning for produksjonskostnaden knyttet til hydrogenet. Ulike elektrolyseteknologier har samtidig ulik fordeling av kostnader, der noen kan ha høyere investeringskostnader, men lavere driftskostnader og motsatt. I tillegg til investerings- og driftskostnader, har virkningsgrad stor betydning for hydrogenprisen da denne for et anlegg bestemmer hvor mye energi som trengs for å produsere en gitt mengde hydrogen. Degraderingen av elektrolysøren i et anlegg betyr at anlegget over tid vil forbruke mer energi for den gitte mengden hydrogen.

#### 4.2.2 Lagring av hydrogen

Hydrogen kan lagres i form av komprimert gass eller som nedkjølt flytende væske. I tillegg kan hydrogen lagres i metallhydrider, men dette er lite utbredt. Komprimert gass er den mest vanlige måten å lagre hydrogen når det dreier seg om volumer som transporteres innenlands. Her finnes det et utvalg av lagringstanker, fra 200 opp til 700 bar trykk. Ståltanker kan typisk lagre komprimert hydrogen på opptil 350 bar, mens det finnes komposittanker som kan lagre hydrogenet ved betydelig høyere trykk, dvs. 700 bar, men disse er foreløpig kostbare i innkjøp. På grunn av høye kostnader ved flytendegjøring, er det først ved store produksjonsvolumer, gjerne flere tonn per dag, det kan være aktuelt å lagre flytende hydrogen. Et eksempel på en stasjonær ståltanke er vist i Figur 9.



**Figur 9: Ståltank for å lagre hydrogen (Kilde: Reuther)**

Lagringskostnaden knyttet til ståltanker ligger mellom €350 og €900 per kg hydrogen lagret, avhengig av størrelsen på tanken, mens variasjoner i innkjøpspris i stor grad avhenger av prisen på stål. Også komposittanker med lagringsmuligheter opp mot 350 bar har i den senere tid vist seg å være konkurransedyktige på pris. Vi antar i dette prosjektet at hydrogenet som produseres lagres i komprimert

<sup>1</sup> Andre internasjonale leverandører inkluderer Hydrogenics (Canada og Belgia), Siemens (Tyskland), ITM Power (Storbritannia), Areva H2Gen (Frankrike), Giner og Proton OnSite (begge USA).

gassform ( $\text{CH}_2$ ) ved 200 bar, noe som i dag er en langt rimeligere løsning enn å lagre ved høyere trykk i komposittanker.

### 4.2.3 Brenselcelleanlegg

Tidlige kjøring av SINTEFs økonomiske modell har vist at bruk av brenselcelleanlegg ikke vil være lønnsomt og vi har derfor valgt å se bort fra bruk av brenselcelleanlegg i denne studien. Det bør imidlertid understrekes at hvis det (grunnet ustabil krafttilgang/svakt nett/hyppige strømbrudd) i området likevel skal investeres i en back-up løsning, har mindre brenselcellesystemer vist seg konkurransedyktige med både diesel og batteribaserte systemer. I en mulig oppfølgingsstudie av dette forprosjektet, vil det være naturlig å se nærmere på hvordan leveringssikkerhet kan verdsettes, og legge dette inn i den teknisk-økonomiske modellen.

### 4.2.4 Hydrogenstasjon v/E134

Dersom en hydrogenstasjon plasseres i nærheten av Marine Harvest AS sitt settefiskanlegg i Fjæra/Åkrabotn, vil hydrogen kunne avsettes ved hovedfartsåren E134 Haugeli/Rogaland, mens oksygenet kan benyttes i smoltproduksjonen.

En hydrogenstasjon består typisk av en stasjonsenhet, et hydrogenlager, og en (eller flere) dispenser(e). I skisseringen av "fotavtrykket" under, har vi tatt utgangspunkt i UMOE sin 20-fot containerløsning i forbindelse med lavtrykk lagring for tilførsel av hydrogen. Antatt størrelse på stasjonsmodulen er basert på NEL sin stasjonsmodul og inkluderer høytrykk lagring. Et eksempel på komponenter og konfigurasjon av hydrogenstasjon-moduler er vist i Figur 10. Denne løsningen gir et fotavtrykk på under  $50 \text{ m}^2$ . Det er imidlertid ikke tatt høyde for eventuelle behov for sikkerhetsavstander, noe som kan medføre et større fotavtrykk.



Figur 10: Eksempel på komponenter og konfigurasjon av hydrogenstasjon-moduler (Kilde: SINTEF)

## 5 Distribusjon og mulig regional anvendelse

### 5.1 Distribusjon

Valget av transportløsning avhenger i stor grad av bruk, mengde, og avstand fra produksjonssted til sluttbruker. Med E134 i nærheten og med antatt tilgang til havnen ved Fjæra, vil man kunne frakte komprimert hydrogen enten med lastebil eller med containerskip via sjøveien.



Ved vegtransport, avhenger kostnaden av hydrogenets operasjonelle trykk i lagringstankene, lastekapasiteten til hver lastebil, samt avstanden til sluttbruker. Det er dermed et poeng at trykket er høyt nok til at størrelsen på transportlagringen reduseres. Høyere trykk øker transportkapasiteten, men øker samtidig innkjøpskostnadene av tankene da disse er dyrere i innkjøp. Ved kort avstand til sluttbruker, vil man kunne utnytte en lastebil til flere turer, mens ved lengere avstand vil man kunne utføre færre leveringer.

Det eksisterer i dag flere produsenter som tilbyr container-løsninger som kan anvendes til transport av komprimert hydrogen. Fraktkapasiteten på en 20 fot ISO-container ligger på omtrent 200-450 kg hydrogen ved henholdsvis 200 og 350 bar trykk, mens man kan doble kapasiteten ved å benytte en 40 fot container. UMOE har anslått at en slik containerløsning, vil koste mellom €400-500 per kg hydrogen. Det er også forventet at godkjente transportløsninger med lagring av hydrogen ved opptil 700 bar trykk i Hexagon komposittanker vil kunne tilbys om få år.

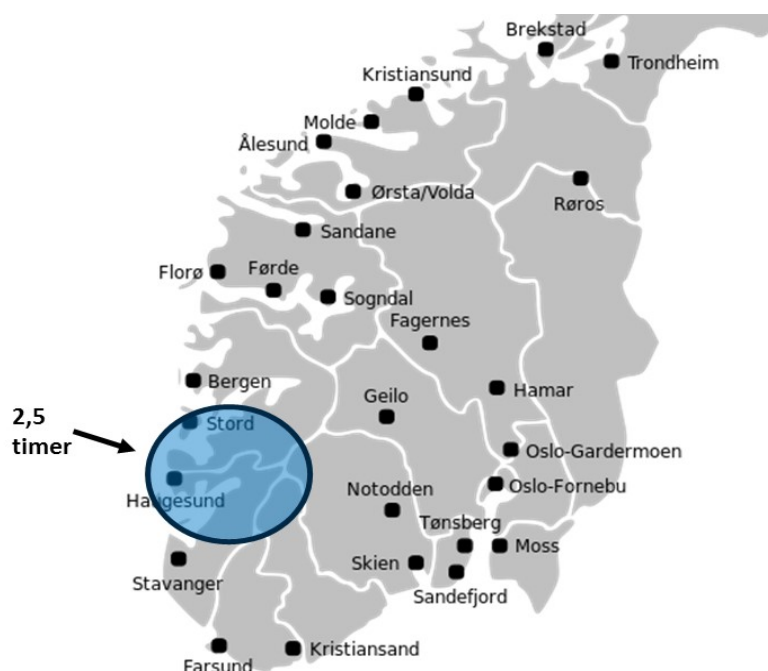
Lagringstankene kan integreres i containerløsninger slik at de enkelt kan transporteres på vei. En oversikt over tekniske spesifikasjoner for UMOE Advanced Composites sine 350 bar komposittanker er vist i Tabell 4i vedlegget.



**Figur 11: UMOE Advanced Composites container som løftes på lastebil (Kilde: UMOE<sup>2</sup>).**

NEL har opplyst om at høytrykk (700 bar; 1 500 kg hydrogen) transport vil koste 13 NOK per kg hydrogen og at maksimum 2,5 timer kjøring fra en sentral storskala hydrogenproduksjon vil være innenfor en optimal distribusjonskostnad. Fra Rullestad, tilsvarer dette distansen til Færøysund eller Seljord langs E134, eller til Stanghelle eller Judaberg ved riksveg 13. Antatt distanse for distribusjon ved 2,5 timers kjøring med lastebil, tilsvarer sirkelen som er illustrert i Figur 12Figur 1.

<sup>2</sup> <https://www.h2fc-fair.com/hm17/images/forum/tf/2017-04-27-1200.pdf>



**Figur 12: Markedsområde for regional distribusjon ved 2,5 timer kjøring med lastebil.**

Dersom man tar utgangspunkt i oppgitte investeringskostnader for UMOE sin 20 fot container og antar at det er behov for tre containere, dvs. én under transport, én for bruk ved avleveringssted, og én for fylling ved hydrogenanlegget, vil man sammen med transportkostnader for forskjellige avstander, kunne beregne kostnaden ved å distribuere hydrogenet på veg.

Avstanden fra Rullestad til Stavanger og Bergen er ganske lik (omtrent 3 timer kjøring) og vil føre til en transportkostnad for lastebil på omtrent 3 500 NOK tur/retur (searates.com). Med en containerkostnad på 3 350 NOK per kg hydrogen, vil dette gi en total distribusjonskostnad på 12 NOK/ kg hydrogen<sup>3</sup>. Transportkostnaden for lastebil til Oslo vil være omtrent 6 400 NOK tur/retur (searates.com), noe som vil gi en total distribusjonskostnad på 19 NOK/ kg hydrogen.

Flytendegjøring av hydrogenet egner seg for transport av store volumer. Flytendegjøring av hydrogen vil kreve et flytendegjøringsanlegg samt en lagringsenhet, noe som er kostbart i innkjøp. I tillegg er dette en energikrevende prosess. I denne studien, er ikke volumet av hydrogen som produseres stort nok til å vurdere flytendegjøring, og transport av komprimert hydrogen og innenlands sluttbruk vil trolig være løsningen.

Transportkostnaden ved bruk av skip, avhenger av seilingstid. I tillegg må det påregnes transport til havn samt håndtering av containere på havn og i mottakshavn.

## 5.2 Mulig regional anvendelse

Hydrogen som energibærer kan bidra til omlegging av dagens fossile energi- og transportsystemer, og kan i tillegg til å dekke behov for fleksibilitet og energilagring, benyttes til å oppnå karbon-kutt i industrien. Internasjonale og nasjonale mål om utslippsreduksjoner knyttet til klimagasser er en viktig driver. Selv om dagens etterspørsel etter hydrogen er knyttet til industriell bruk i innen kjemisk- og metallurgisk industri og raffinering, er det ventet at bruken i transportsektoren og som energilager vil øke betraktelig de neste årene.

<sup>3</sup> 4% diskonteringsrente over 15 års levetid.

Det er nærliggende å tro at hydrogen produsert fra småkraftverk til en konkurransedyktig pris kan komme til å spille en viktig rolle i den regionale omleggingen.

DNV GL gjennomførte i 2016 en mulighetsstudie for Sogn og Fjordane, Møre og Romsdal og Hordaland Fylkeskommuner, der potensialet for hydrogen som energibærer på Vestlandet. Rapporten pekte blant annet på industribedriften TiZir i Tyssedal, som planlegger å benytte hydrogen i sin reformeringsprosess, der en intensjonsavtale om leveranse av 110 tonn hydrogen per år fra Sunnhordaland Kraftlag og GreenStat til et demonstrasjonsanlegg er signert (DNV GL, 2016). Ved fullskala anlegg, vil etterspørselen ligge på 11 000 tonn per år, noe som vil kreve et elektrolyseanlegg på 50 MW. Potensiell etterspørsel vil også være knyttet til utviklingen rundt bruk av hydrogen i marin sektor og da spesielt med tanke på bruk som drivstoff i ferger og hurtigbåter i regionen.

## 6 Lønnsomhetsanalyse

### 6.1 Datagrunnlag og forutsetninger

Datagrunnlaget for lønnsomhetsanalysen i dette delprosjektet er basert på samtaler med kontaktpersoner og øvrige ressurspersoner angående forventet kraftproduksjon og utbyggingskostnader ved Rullestad-prosjektet og forventet behov for oksygen, kraft og varme ved settefiskanlegget lokalisert i området. Øvrig teknologidata og kostnadsdata, er innhentet fra ulike SINTEF-prosjekter, SINTEF-modeller, ulike teknologileverandører, samt fra litteraturen. Av konkurransehensyn er det ikke mulig å oppgi tallgrunnlaget fra ulike leverandører i en offentlig tilgjengelig rapport. Datagrunnlaget som ligger til grunn for hydrogenproduksjonssystemet oppgis derfor som et gjennomsnittlig/omtrentlige erfaringstall som kun til en viss grad tar høyde for størrelse og spesifikasjoner knyttet til elektrolyser.

Parametere benyttet som grunnlag for SINTEF-modellen er oppgitt/oppsummert i Tabell 1.

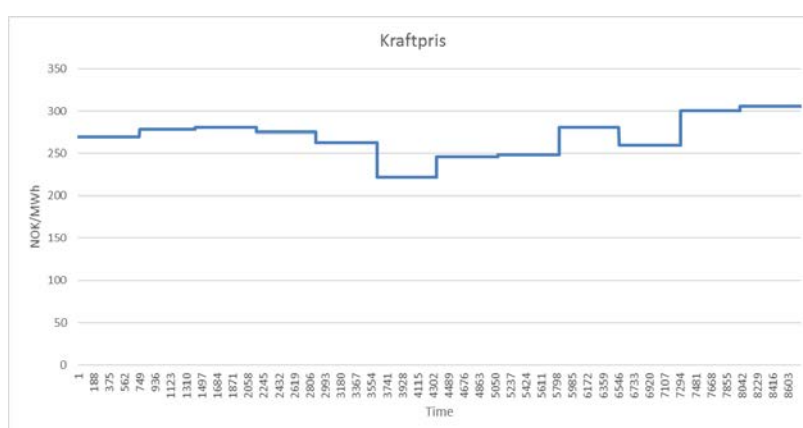
**Tabell 1: Parametere benyttet som grunnlag for SINTEF-modellen**

Parametere	Verdi	Enhet
Reelt avkastningskrav	4	%
Prosjektets levetid	20	år
Kostnad (CAPEX), elektrolysesystem, inkl. kompressor	13	MNOK/MW <sub>e</sub>
Kostnad, installasjon, transport og opplæring	1.65	MNOK
Kostnad (OPEX), elektrolysesystem unntatt strøm	4.5	% av CAPEX
Kostnad regenerering, elektrolyser	1.35	MNOK/MW <sub>e</sub>
Produksjonskapasitet – H <sub>2</sub>	18	Kg H <sub>2</sub> / MWh
Produksjonskapasitet – O <sub>2</sub>	144	Kg O <sub>2</sub> / MWh
Levetid, elektrolyser	8.5	år
Kostnad (CAPEX), komprimert (200 bar) lagring av H <sub>2</sub>	3 800	NOK/kg H <sub>2</sub> kapasitet
Kostnad (OPEX), komprimert lagring	0.5	% av CAPEX
Kostnad, transport – H <sub>2</sub>	13	NOK/kg H <sub>2</sub>
Markedspris H <sub>2</sub>	50	NOK/kg
Markedspris O <sub>2</sub> (små volumer)	4	NOK/kg
Markedspris O <sub>2</sub> (store volumer)	2	NOK/kg

Kostnader i forbindelse med prosjektering, klargjøring av tomt osv. er ikke medregnet. Øvrige antagelser er forklart nedenfor. I alle analysene benyttes et reelt avkastningskrav på 4% og tidshorizonten er på 20 år.

For kraftverkene benyttes produksjonsberegninger for et middelår, og dette blir input til hydrogensystemet. Det antas videre at den eneste kraften som er tilgjengelig for hydrogensystemet kommer fra kraftverkene, og at det ikke er alternativ omsetning av eventuell overskuddskraft fra kraftverkene, dvs. for de tilfellene hvor potensiell produksjon av kraft overstiger kapasiteten i elektrolyseren.

For kraftprisene benyttes regionspesifikke månedspriser for 2017 og det antas også at det ikke vil bli ilagt noen nettariffkostnader på den kraften som benyttes i hydrogensystemet. Figur 13 viser kraftprisene som benyttes i analysene. Det er imidlertid viktig å bemerke at disse prisene ikke nødvendigvis er representative for utbyggingskostnaden og inntjeningskrav ved kraftverkene i Rullestad. Utbyggingskostnadene vil sannsynligvis ha stor betydning for den potensielle lønnsomheten knyttet til prosjektet.



**Figur 13 Kraftprisene som benyttes i analysene er regionspesifikke månedspriser for 2017.**

Oksygenbehovet ved Marine Harvest er anslått til 1 000 tonn per år, og det antas videre at dette behovet er jevnt fordelt over året (tilsvarende omtrent 114 kg per time). Det antas at oksygenet alternativt kan kjøpes av Marine Harvest for 4 NOK/kg, og dette legges da inn som en kostnad for hvert kg oksygen som ikke leveres fra elektrolyseren til anlegget. Det antas videre at dersom alt oksygenet hadde blitt kjøpt av Marine Harvest ville enhetsprisen vært lavere, og er her satt til 2 NOK/kg. Som referanse antas det derfor at kostnadene ved å levere oksygen er 2 MNOK per år. I presentasjon av nåverdiresultatene under vil det fokuseres på kontantstrømmene som tilknyttes elektrolyseren direkte. Det vil si at eventuelle kostnader ved å kjøpe oksygen fra markedet ikke inkluderes. I tillegg vil vi kommentere på den potensielle betalingen for oksygenet som blir levert til Marine Harvest. For å beregne denne verdien tar vi utgangspunkt i at kostnaden per nå er omtrent 2 MNOK per år, og at mellomlegget mellom denne kostnaden og den nye kostnaden for å supplere leveransene fra elektrolyseren med oksygen fra markedet kan tilskrives elektrolyseren. Det vil for eksempel si at dersom elektrolyseren leverer 750 tonn til Marine Harvest vil de måtte kjøpe 250 tonn i markedet til en kostnad på 1 MNOK. Det antas da at 1 MNOK (differansen mellom den gamle kostnaden på 2 MNOK og den nye på 1 MNOK) vil betales fra Marine Harvest til operatøren av elektrolyseren hvert år.

For elektrolyseren antar vi en investeringskostnad på omtrent 13 MNOK/MW<sub>e</sub> i tillegg til en fast kostnad for installasjon, transport og opplæring på 1,65 MNOK. I disse kostnadene ligger det også en kompressor som kan komprimere hydrogenet til et trykk på 200 bar. Driftskostnadene for elektrolyseren er antatt å være 4,5% av investeringskostnadene per år. Komprimert lagring av hydrogen på opptil 200 bar er antatt å koste omtrent 3 800 NOK/kg hydrogen i investeringskostnad per kapasitetsenhet, mens driftskostnadene er antatt å være 0,5% per år. Levetiden til elektrolyseren er antatt å være 8,5 år, og reinvesteringkostnadene er 1,35 MNOK/MW<sub>e</sub>. Lageret antas å ikke måtte reinvesteres i innenfor tidshorisonten på 20 år.

## 7 Resultater

### 7.1 Case 1 – Utbygging av små kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen

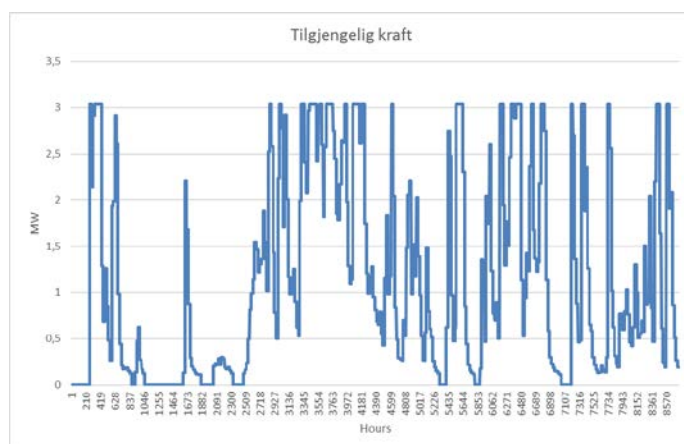
Case 1 innbefatter utbygging av Skromme- og Kvernhuselva kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen. Både utbygging av kraftverkene hver for seg, samt en samlet utbygging av begge kraftverkene er analysert. En sammenstilling av resultatene for Case 1 er vist i Tabell 2 nedenfor.

**Tabell 2: Sammenstilling av resultater for Case 1- Utbygging av små kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen**

Parameter	Enhet	Case 1 - Utbygging av små kraftverk og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen								
		Utbygging av Kvernhuselva kraftverk			Utbygging av Skromme kraftverk			Kombinert utbygging av Kvernhuselva og Skromme kraftverk		
		Basecase	Basecase m/ effekt av O <sub>2</sub> lager	Full utnyttelse av vannkraftressursene	Basecase	Basecase m/ effekt av O <sub>2</sub> lager	Full utnyttelse av vannkraftressursene	Basecase	Basecase m/ effekt av O <sub>2</sub> lager	Full utnyttelse av vannkraftressursene
Elektrolyse, størrelse	MWe	1,3	1,8	3,0	1,1	2,7	3,5	3,0	3,0	6,5
Hydrogenproduksjon	tonn H <sub>2</sub> /år	102	125	158	66	124	141	239	239	300
Oksygen levert Marine Harvest	tonn O <sub>2</sub> /år	629	1 000	629	450	1 000	450	759	1 000	759
Utnyttelsesgrad, elektrolyse		56 %	50 %	37 %	43 %	33 %	29 %	56 %	56 %	33 %
CAPEX, elektrolyseanlegg	MNOK	16,8	23,5	39,2	13,9	60,1	84,3	39,2	39,2	84,3
CAPEX reinvestering, elektrolyseanlegg	MNOK	2,2	3,1	5,2	1,8	4,6	6,0	5,2	5,2	11,2
OPEX, elektrolyseanlegg	MNOK/år	0,8	1,1	1,8	0,6	1,6	3,8	1,8	1,8	3,8
OPEX, energi	MNOK/år	1,7	2,1	2,6	1,1	2,0	4,9	3,9	3,9	4,9
Annualisert kostnad per kg H <sub>2</sub>	NOK/kg	38	41	48	43	52	57	38	38	52
Nåverdi, ved salg av H <sub>2</sub> til 50 NOK/kg	MNOK	23,2	15,9	3,9	5,9	-4,1	-14,0	40,6	40,6	-10,1
Nåverdi, justert for O <sub>2</sub> -leveranse	MNOK	30,2	43,1	10,9	3,2	23,1	-16,7	54,6	67,8	3,9

#### 7.1.1 Utbygging av Kvernhuselva kraftverk

Produksjonsprofilen for Kvernhuselva er vist i Figur 14. Figuren viser store svingninger i kraftproduksjonen som også sterkt påvirker leveranseevnen for oksygen og gjør hydrogenproduksjonen ujevn. I den første casen er ikke hydrogenlagring vurdert, men i videre studier må det sees på hvordan logistikken av hydrogenet kan ordnes rundt et slikt varierende produksjonsmønster.



**Figur 14: Tilgjengelig kraft fra Kvernhuselva.**



### Basecase

Med antagelsene presentert over er nåverdien beregnet til 23,2 MNOK. Det installeres en elektrolyser med (optimalisert) kapasitet på 1,3 MW<sub>e</sub> til en investeringskostnad på 16,8 MNOK. Den årlige driftskostnaden for elektrolyseren er 0,8 MNOK, mens nåverdien av reinvesteringskostnadene er 2,2 MNOK. Systemet betaler totalt sett 23,0 MNOK i nåverdi for kraften fra Kvernhuselva. Dette utgjør en årlig kostnad på 1,7 MNOK for energien til elektrolyseren. Gitt referansen for kostnadene til oksygen er besparelsen 0,5 MNOK per år i kostnader til oksygen ved hjelp av leveransene fra elektrolyseren. Om en legger denne besparelsen til nåverdien oppnås et nytt resultat på 30,2 MNOK.

Totalt blir det levert 629 tonn oksygen inn til Marine Harvest. Samtidig blir det produsert 102 tonn hydrogen som kan selges lokalt. Kapasitetsutnyttelsen av den installerte elektrolyseren er omtrent 56%. Av den potensielle produksjonen fra Kvernhuselva blir 6,4 GWh benyttet i hydrogensystemet. For å få utnyttet all produksjon fra Kvernhuselva må kapasiteten på elektrolyseren økes til drøyt 3,0 MW<sub>e</sub>.

### Effekt av oksygenlager

For å undersøke effekten av å ha et oksygenlager tilgjengelig gjøres det en kjøring med samme antagelser som i basecase, men i tillegg kan en fritt benytte et lager. Differansen mellom resultatet her, og nåverdien på 10 MNOK vil da gi en indikasjon på verdien av å få installert et oksygenlager og eventuelt kompressor.

Nåverdien i dette tilfellet er 15,9 MNOK. Elektrolyseren som installeres har en kapasitet på 1,8 MW<sub>e</sub> med en investeringskostnad på 23,5 MNOK, en driftskostnad på 1,1 MNOK og en reinvesteringskostnad på 3,1 MNOK. Betalingen for kraften inn til elektrolyseren er 2,1 MNOK per år, med en nåverdi på 28,1 MNOK.

Alle 1 000 tonnene som Marine Harvest trenger å få levert i løpet av et år kommer fra elektrolyseren, og i tillegg produseres det 125 tonn hydrogen. Denne oksygenleveransen har en årlig verdi på 2 MNOK, og gir en justert nåverdi for systemet på 43,1 MNOK. Kapasitetsutnyttelsen av elektrolyseren i dette tilfellet er 49,5%.

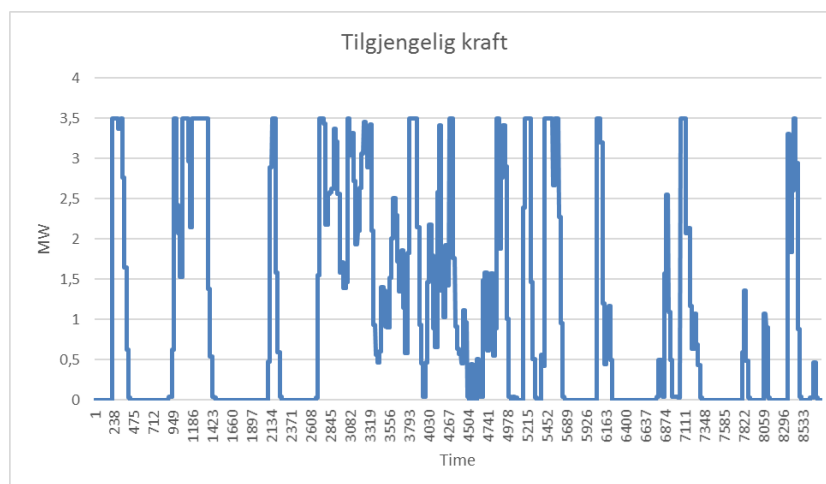
### Full utnyttelse av vannkraftressursene

Ved å installere en elektrolyser på 3,0 MW<sub>e</sub> vil all tilgjengelig kraft fra Kvernhuselva bli utnyttet i elektrolyseren og det blir da produsert 158,4 tonn hydrogen. Det blir fremdeles levert 629 tonn oksygen til Marine Harvest siden den ekstra produksjonen av oksygen kommer i perioder med stor tilgang på kraft, og hvor produksjonen av oksygen er større enn etterspørselen. For å jevne ut dette vil det være behov for å installere et oksygenlager. Ved å installere et slikt lager vil det være mulig å glatte ut leveransene av oksygen over tid og dermed ytterligere redusere behovet for å kjøpe oksygen fra annen kilde.

Nåverdien til hydrogensystemet er nå 3,9 MNOK. Justert for verdien av oksygenleveransene så blir nåverdien 10,9 MNOK. Kapasitetsutnyttelsen for elektrolyseren er nå på 37%.

## 7.1.2 Utbygging av Skromme kraftverk

Produksjonsprofilen for Skromme er vist i Figur 15. Som for Kvernhuselva, er det store svingninger i kraftproduksjonen.



**Figur 15: Tilgjengelig kraft fra Skromme.**

### Basecase

Nåverdien i dette tilfellet blir på 5,9 MNOK. Dette er betydelig lavere enn nåverdien for tilsvarende case ved utbygging av Kvernhuselva, noe som kommer av en lavere kapasitetsutnyttelse av elektrolysøren og følgelig lavere hydrogenproduksjon. Det blir installert en elektrolysør med en kapasitet på 1,1 MW<sub>e</sub>, til en investeringskostnad på 13,9 MNOK, en årlig driftskostnad på 0,6 MNOK og en reinvesteringkostnad på 1,8 MNOK. Hvert år er prisen for innkjøp av kraft 1,1 MNOK. Inntektene fra salg av hydrogen er på 3,3 MNOK i året. Det blir levert 450 tonn av de 1 000 tonn som Marine Harvest trenger fra elektrolysøren. Dermed blir denne løsningen dyrere enn dagens løsning med kjøp av oksygen fra annen kilde, dersom antagelsen om at prisen for oksygenet øker fra 2 til 4 NOK/kg holder. Sammen med oksygen blir det produsert 65,6 tonn hydrogen.

Av de tilgjengelige 8,8 GWh fra Skromme kraftverk blir 4,1 GWh benyttet av elektrolysøren. Kapasitetsfaktoren for elektrolysøren i dette tilfellet er på 43%. For en full utnyttelse av kraftressursene vil det være nødvendig å installere en elektrolysør med kapasitet på 3,5 MW<sub>e</sub>.

### Effekt av oksygenlager

Nåverdien med oksygenlager tilgjengelig er -4,1 MNOK over de 20 årene. Det installeres en elektrolysør med kapasitet på 2,7 MW<sub>e</sub>, til en investeringskostnad på 60,1 MNOK, en driftskostnad på 1,6 MNOK og en reinvesteringkostnad på 4,6 MNOK. Det kjøpes i dette tilfellet kraft fra Skromme kraftverk for 2,0 MNOK i året, tilsvarende en nåverdi på 27,3 MNOK.

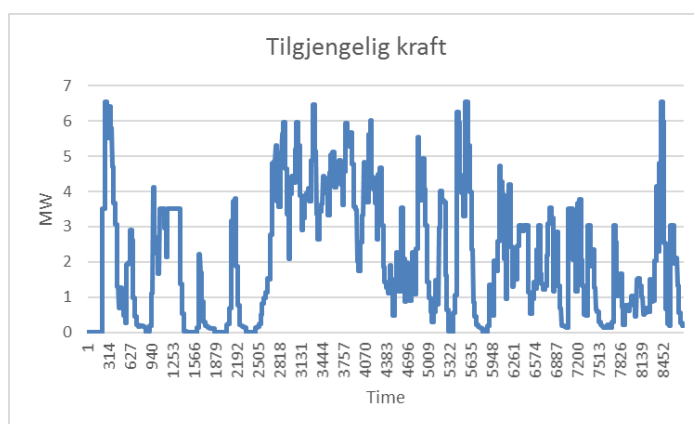
Nesten alt oksygenet som trengs til Marine Harvest leveres nå fra elektrolysøren, og bare 12 kg kjøpes i markedet. Når en legger denne sparte kostnaden til nåverdien ender en med en positiv nåverdi på 23,1 MNOK. Hydrogenproduksjonen er nå på 123,5 tonn, og kapasitetsfaktoren for elektrolysøren er 33%.

### Full utnyttelse av vannkraftressursene

Med en elektrolysør på 3,5 MW<sub>e</sub> blir nåverdien -14,0 MNOK. Investeringskostnaden for elektrolysøren er nå på 45,1 MNOK, med en driftskostnad på 2,0 MNOK og en reinvesteringkostnad på 6 MNOK. Alle kraftressursene blir benyttet, men oksygenleveransene er de samme som tidligere. Som i analysene for Kvernhuselva vil det være behov for et lager dersom en skal klare å øke oksygenleveransene til Marine Harvest AS. Hydrogenproduksjon har i dette tilfellet økt til 141 tonn, og kapasitetsutnyttelsen for elektrolysøren er nå 29%.

### 7.1.3 Kombinert utbygging av Kvernhuselva og Skromme kraftverk

Avslutningsvis for det case 1 analyseres en kombinert utbygging av Kvernhuselva og Skromme. Selv om sesongmønstrene for de to kraftstasjonene er like, er korrelasjonen over året for den potensielle produksjonen relativt liten (korrelasjon på 0,15). Ved å kombinere de to profilene får en derfor en langt jevnere tilgjengelig for kraftproduksjon enn ved å benytte en av de individuelle profilene (se Figur 16).



**Figur 16: Tilgjengelig kraft fra Skromme og Kvernhuselva kombinert.**

#### Basecase

Nåverdien i dette tilfellet er på 40,6 MNOK. Det blir installert en elektrolyser med en kapasitet på 3,0 MW, en investeringskostnad på 39,2, en driftskostnad på 1,8 og en reinvesteringskostnad på 5,2 MNOK. Hydrogensystemet bruker strøm for totalt 3,9 MNOK per år, noe som tilsvarer en nåverdi på 53,5 MNOK over de 20 årene.

Det blir produsert 758,5 tonn oksygen i elektrolyseren som kan leveres til Marine Harvest. Dermed må det kjøpes inn 241,5 tonn oksygen fra en annen leverandør i tillegg. Den årlige besparelsen estimeres til 1,0 MNOK, noe som gir en justert nåverdi for systemet på 54,6 MNOK. Det produseres samtidig 238,9 tonn hydrogen i elektrolyseren, noe som gir en kapasitetsfaktor på 56%. Av den tilgjengelige energien på 18,7 GWh blir det totalt benyttet 14,9 GWh i elektrolyseren. For å utnytte all kraften ville man måtte investere i en elektrolyser på 6,5 MW<sub>e</sub>.

#### Effekt av oksygenlager

Med et oksygenlager vil man som i Basecase oppnå en nåverdi på 40,6 MNOK. Elektrolyseren er i dette tilfellet dimensjonert til samme størrelse og kostnad som over. All oksygenetterspørsel fra Marine Harvest (1000 tonn/år) blir nå tilfredsstilt fra elektrolysesystemet. Dette gir en justert nåverdi på 67,8 MNOK.

#### Full utnyttelse av vannkraftressursene

Med en elektrolyser på 6,5 MW<sub>e</sub> blir nåverdien -10,1 MNOK. Elektrolyseren koster nå 84,3 i investeringskostnad, 3,8 i årlig driftskostnad og 11,2 i reinvesteringskostnad. Leveransene til oksygenmarkedet er de samme, og den justerte nåverdien tatt i betraktning besparelsen fra disse er på 3,9 MNOK. Hydrogensystemet benytter i dette tilfellet tilnærmet all tilgjengelig kraft (18,7 GWh), noe som gir en årlig betaling til kraftverkene på 4,9 MNOK. Hydrogenproduksjonen i dette tilfellet er på nesten 300 tonn, noe som gir en kapasitetsfaktor for elektrolyseren på 32,7%.

## 7.2 Case 2 – Utbygging av tre kraftverk og Regional anvendelse av hydrogen

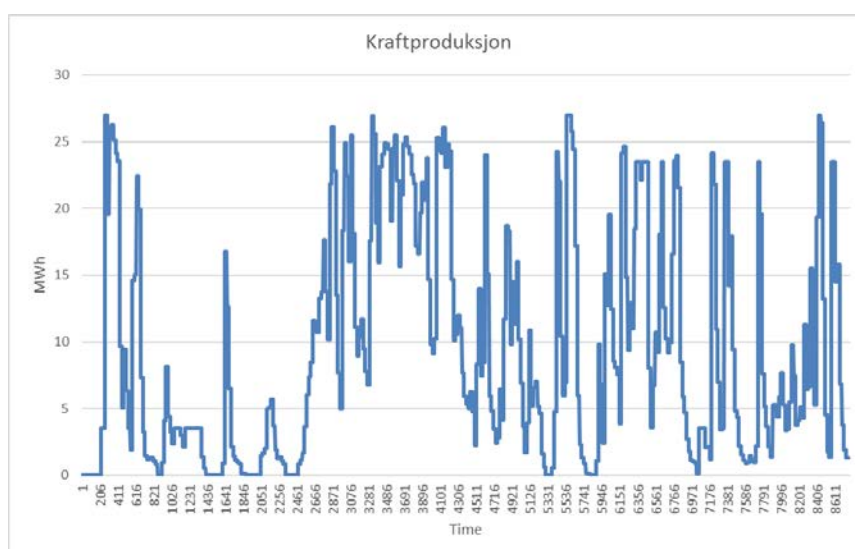
Denne casen tar altså for seg utbygging av Skromme-, Kvernhuselva- og Bordalen kraftverk, noe som vil gi en betydelig høyere kraftproduksjon enn i Case 1 og dermed også en mye høyere hydrogenproduksjon. For å få omsatt den økte mengden hydrogen, antas det at hydrogenet distribueres regionalt. En sammenstilling av Case 2 Regional anvendelse av hydrogen, er vist i Tabell 3

Sammenstilling av Case 2 Utbygging av tre kraftverk og Regional anvendelse av hydrogen.

**Tabell 3 Sammenstilling av resultater for Case2**

Parameter	Enhet	Case 2 - Utbygging av tre kraftverk og Regional anvendelse av hydrogen		
		Kombinert utbygging av Kvernhuselva, Skromme og Bordal kraftverk		
		Basecase	Basecase m/transportkostnad på 13 NOK/kg H <sub>2</sub>	Full utnyttelse av vannkraftressursene
Elektrolyser, størrelse	MWe	10,9	4,8	27,0
Hydrogenproduksjon	tonn H <sub>2</sub> /år	880	493	1 326
Oksygen levert Marine Harvest	tonn O <sub>2</sub> /år	881	881	881
Utnyttelsesgrad, elektrolyser		58 %	73 %	35 %
CAPEX, elektrolyseanlegg	MNOK	139,9	61,8	348,0
CAPEX reinvestering, elektrolyseanlegg	MNOK	18,5	8,18	46,1
OPEX, elektrolyseanlegg	MNOK/år	6,3	2,8	15,7
OPEX, energi	MNOK/år	14,6	8,2	21,8
Kostnad per kg H <sub>2</sub>	NOK/kg	37	33	50
Nåverdi, ved salg av H <sub>2</sub> til 50 NOK/kg	MNOK	155,9	28,4	-2,0
Nåverdi, justert for O <sub>2</sub> -leveranse	MNOK	176,6	49,1	18,7

Den samlede produksjonsprofilen for Kvernhuselva, Skromme og Bordal kraftverk er vist i Figur 17.



**Figur 17: Kombinert kraftproduksjon fra Kvernhuselva, Skromme og Bordal.**

### Basecase

Dersom en benytter samme antagelser som tidligere, får vi en nåverdi for hydrogensystemet på 155,9 MNOK. Det blir nå installert en elektrolyser med kapasitet på 10,85 MW, til en investeringskostnad på 139,9 MNOK, en årlig driftskostnad på 6,29 MNOK og en reinvesteringskostnad på 18,53 MNOK. Det blir levert 880,6 tonn oksygen til Marine Harvest, noe som gir en årlig besparelse på 1,52 MNOK. Med en nåverdi på 20,69 gir dette en justert nåverdi for systemet på 176,58 MNOK. I tillegg til de 880,6 tonnene med oksygen som leveres til Marine Harvest blir det også produsert 879,5 tonn hydrogen.

Det blir kjøpt inn 55 GWh strøm fra småkraftverkene av de totalt tilgjengelige 83 GWh. Kapasitetsutnyttelsen av elektrolyseren er på 57,8%. For å utnytte alle kraftressursene vil det kreve en elektrolyser med kapasitet på 27 MW.

### Med transportkostnader

Når en legger til transportkostnader på 13 NOK/kg blir nåverdien til hydrogensystemet 28,4 MNOK. Reduksjonen fra 155,9 MNOK kommer som en konsekvens av transportkostnadene som går direkte utover marginen per kg for hydrogen solgt i markedet. Elektrolyseren er nå på 4,79 MW, med en investeringskostnad på 61,78 MNOK, årlige driftskostnader på 2,78 MNOK og reinvesteringskostnader på 8,18 MNOK.

Det blir kjøpt inn 30,81 GWh av de tilgjengelige 82,92 GWh med kraft, og kapasitetsutnyttelsen av elektrolyseren er på 73%.

### Full utnyttelse av vannkraftressursene

Med en elektrolyser på 27 MW blir nåverdien til systemet -2 MNOK. Det leveres imidlertid også nå 880,6 tonn med oksygen til Marine Harvest, så justert nåverdi for systemet blir på 18,68 MNOK. Elektrolyseren har en investeringskostnad på 348 MNOK, en årlig driftskostnad på 15,66 MNOK og en reinvesteringskostnad på 46,1 MNOK.

Det blir nå kjøpt inn 82,92 GWh av de totalt tilgjengelige 82,92 GWh med kraft. Fra dette blir det produsert 1326,7 tonn hydrogen. Kapasitetsutnyttelsen av elektrolyseren i dette tilfellet er på 35%.

## 8 Konklusjoner og anbefalinger for realisering av elektrolyseanlegg

Sintef har i denne studien evaluert tekno-økonomiske aspekter knyttet til en eventuell investering i hydrogenproduksjon ved Kvernhuselva, Skromme og Bordal kraftverk i Rullestad.

**Hovedkonklusjonen fra studien er at hydrogenproduksjon i Rullestad under gitte forutsetninger og en riktig tilpasset forretningsmodell kan skape lønnsomhet og bidra til grønn konkurransekraft.**

Med begrenset utbygging av tilgjengelige energiresurser i Rullestad og lokal anvendelse av hydrogen og oksygen fra elektrolyseprosessen, vil man ved samproduksjon fra flere småkraftverk kunne oppnå en langt jevnere krafttilgang enn ved å benytte kun ett av kraftverkene, noe som vil bidra til økt utnyttelse av elektrolyseren og dermed bedret økonomi. Hvorvidt investeringen er lønnsom, vil imidlertid avhenge av lager- og transport-kostnader, samt salgspris for hydrogen. Lokal utnyttelse av hydrogenet og oksygen kan bedre økonomien da dette eliminerer det fordyrende lagring- og transportleddet.

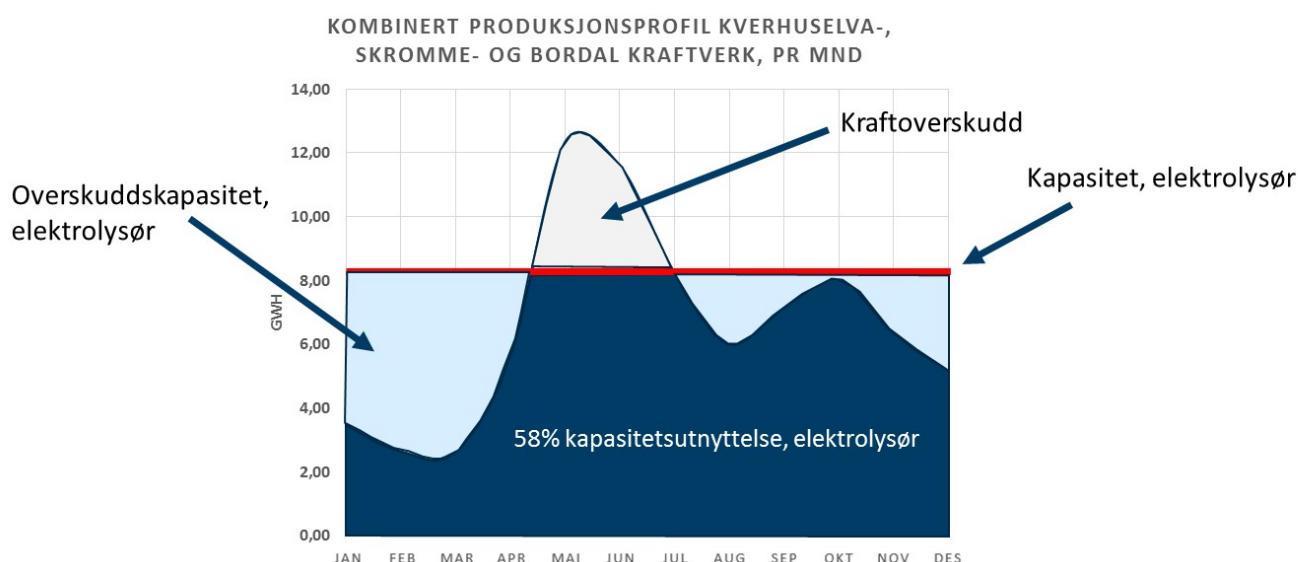
Utbygging av en større andel av de tilgjengelige, konsesjonsgitte energiresurser i Rullestad, vil gi en betydelig høyere kraftproduksjon og dermed også potensielt sett en mye høyere hydrogenproduksjon. Denne produksjonen kan en ikke forvente å få avsetning for lokalt, og må derfor omsettes regionalt i et større marked. Det er imidlertid viktig å bemerke at de tilhørende transport-kostnader er betydelige. Det er nødvendig å gjøre



oppfølgingsstudier der man etablerer scenarier for forventet markedsutvikling og i mer detalj identifiserer hvilke markeder og geografiske områder man vil kunne å betjene.

En lønnsom investering i hydrogenteknologi i et tidligmarked vil kreve høy utnyttelsesgrad av anlegget. Dette er hovedutfordringen når det kommer til småkraftverk uten mulighet for å regulere den sterkt fluktuerende krafttilgangen gjennom magasinering i områder med svakt nett. Dimensjonering av anlegget til kraftverkens maksimale effekt gir svært høye investeringskostnader, lav utnyttelsesgrad og høyere hydrogenpris. Neddimensjonering av elektrolysøren gir økt årlig driftstid og dermed lavere kostnader per kg hydrogen produsert. Et eksempel på utnyttelsesgrad ved gitt optimal størrelse på elektrolysøren er gitt i Figur 18.

Denne studien har videre vist at man under forutsetningene gitt i Case 2 og en investering i et elektrolyseanlegg der elektrolysøren er dimensjonert for full (100%) kapasitetsutnyttelse (27 MWe) vil kunne oppnå en marginal lønnsomt, mens ved investering i en optimal dimensjonert elektrolysør (11 MWe) vil man kunne oppnå en langt større lønnsomhet. I sistnevnte tilfelle vil man kunne oppnå 58% kapasitetsutnyttelse, mens man ved å benytte alle tilgjengelige energiressurser vil oppnå kun 33% kapasitetsutnyttelse.



**Figur 18: Eksempel på utnyttelsesgrad ved gitt optimal størrelse på elektrolysøren**

På generelt grunnlag kan det konkluderes med at det er de småkraftverkene med størst energiressurser og høyest alternativkostnad (som ved nettutbygging og tilknytning) som er mest aktuelle i startfasen med tanke på å investere i et hydrogenproduksjonsanlegg, gitt at man får avsatt hydrogenet som produseres. For å sikre lønnsomhet, vil det i en tidlig fase være nødvendig å minimere investeringsrisiko gjennom å identifisere, teste ut og etablere fordelaktige konsepter som gir størst mulig positiv nåverdi.

Det er nødvendig å avklare usikre aspekter rundt mulig avsetning av hydrogen og andre bi-produkter som oksygen og varme. En løsning for å redusere investeringsrisiko vil det være nødvendig å vurdere en trinnvis utbygging av et elektrolyseanlegg i tråd med økt etterspørsel etter hydrogen og oksygen, enten i området eller regionalt.

Det er viktig å understreke at studien er utført innenfor begrensede ressurser og at mer detaljerte studier rundt konkretisering av konsept og forbedret datagrunnlag i samarbeid med teknologileverandører, er nødvendig før en eventuell investeringsbeslutning kan tas.

## 9 Referanser

DNV GL, 2016. Hydrogen som energibærer på Vestlandet Mulighetsstudie 2016. DNV-GL. Rapportnr.: 2016-0931, Rev. 1. Web-link: [https://www.hordaland.no/globalassets/for-hfk/natur-og-klima/klimaradet/070417\\_hydrogensomenergibarerpavestlandet.mulighetsstudie2016002.pdf](https://www.hordaland.no/globalassets/for-hfk/natur-og-klima/klimaradet/070417_hydrogensomenergibarerpavestlandet.mulighetsstudie2016002.pdf)

Energi21, 2018. Strategi 2018. Nasjonal strategi for forskning, utvikling, demonstrasjon og kommersialisering av ny klimavennlig energiteknologi. Web-link: <https://www.regjeringen.no/contentassets/23d2b1c0760d460092950426364d593e/energi21strategi2018lr.pdf>

NEL, 2018. Presentasjon av Bjørn Simonsen ved H2-konferansen i Trondheim 14. mai, 2018.

NVE, 2016. Konesjonssak 5477, kraftverk I Rullestad og Skromme. Wwb-link: <https://www.nve.no/konesjonssaker/konesjonssak/?id=5477&type=V-1>

NVE, 2017a. Hydrogenproduksjon ved Småkraftverk. Delprosjekt 1: Casestudie Rotnes Bruk. NVE. Rapport nr 72-2017. ISBN 978-82-410-1625-7. Web-link: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_72.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_72.pdf)

NVE, 2017b. Hydrogenproduksjon ved Småkraftverk. Delprosjekt 2: Flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten settefiskanlegg. NVE, Rapport nr 73-2017. ISBN 978-82-410-1626-4. Web-link: [http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017\\_73.pdf](http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_73.pdf)

REMOTE, 2018. Web-link (besøkt November 2018): <https://www.remote-euproject.eu/>

RSE, 2011. Rullestad og Skromme Energi AS. Kraftutbyggingsplaner på Rullestad og Skromme, Etne kommune. Web-link: <http://webfileservice.nve.no/API/PublishedFiles/Download/200802132/460471>

Sintef, 2017. Hydrogen til hurtigbåter i Trøndelag – en studie på hydrogenforsyning, kaianlegg og sikkerhet. SINTEF AS, 2017. Web-link: <https://www.sintef.no/contentassets/7a7bf0e26fd44cbfb973dd47736b056a/20180102-forsyning---kainanlegg---sikkerhet---hydrogenhurtigbat-trondelag-v1.1.pdf>

## A Vedlegg

**Tabell 4: Oversikt over tekniske spesifikasjoner for UMOE Advanced Composites sine 350 bar komposittanker**

	20 ft. hook load	20 ft. ISO medium	20 ft. ISO large	40 ft. ISO medium	40 ft. ISO large
Water volume	14850	14850	18150	30600	37400
Gas weight (kg)	356	356	436	734	898
NM3	3961	3961	4851	8166	9991
Pressure vessel standard	En 12245	En 12245	En 12245	En 12245	En 12245
Container approval	ADR / TPED / SS 3021	ADR / TPED	ADR / TPED	ADR / TPED	ADR / TPED
Manifold	Customer requirements	Customer requirements	Customer requirements	Customer requirements	Customer requirements

<https://www.uac.no/350bar-hydrogen/>



Teknologi for et bedre samfunn

[www.sintef.no](http://www.sintef.no)



NVE

## Norges vassdrags- og energidirektorat

---

MIDDELTHUNSGATE 29  
POSTBOKS 5091 MAJORSTUEN  
0301 OSLO  
TELEFON: (+47) 22 95 95 95

[www.nve.no](http://www.nve.no)