



Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

Delprosjekt 2: Flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten settefiskanlegg

Kyrre Sundseth, Steffen Møller-Holst og Kjetil Midthun

73
2017



R
A
P
P
O
R
T

Rapport nr 73-2017

Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

Utgitt av: Norges vassdrags- og energidirektorat

Redaktør:

Forfattere: Kyrre Sundseth, Steffen Møller-Holst og Kjetil Midthun

Trykk: NVEs hustrykkeri

Opplag:

Forsidefoto: Smoltens settefiskanlegg i Mørsvikbotn. Foto: NVE

ISBN 978-82-410-1626-4

ISSN 1501-2832

Sammendrag: NVE har i samarbeid med Småkraftforeninga et treårig FoU-prosjekt om hydrogenproduksjon ved småkraftverk. Formålet med prosjektet er å undersøke om hydrogenproduksjon er en mulig utnyttelse av kraft fra småkraftverk, og om slik produksjon kan skje i områder med begrenset eller uten nettkapasitet. I denne rapporten har SINTEF undersøkt de tekno-økonomiske aspektene av flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Storvatnet kraftverk og Smolten AS sitt settefiskanlegg på Innhavet i Nordland.

Emneord: vannkraft, småkraft, hydrogen, oksygen, brønnbåt, Smolten, settefisk, SINTEF, Småkraftforeninga

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

Telefon: 22 95 95 95
Telefaks: 22 95 90 00
Internett: www.nve.no

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 2 av NVEs prosjekt *Hydrogenproduksjon ved småkraftverk*. Studien tar for seg flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten AS settefiskanlegg på Innhavet i Hamarøy kommune.

Hydrogenproduksjon ved småkraftverk kan bli en interessant måte å verdiøke norsk vannkraft ved å produsere hydrogen mens kraftprisene er lave for så å selge det som en foredlet energibærer året gjennom. Dersom hydrogenet produseres lokalt ved det enkelte kraftverk, øker den potensielle lønnsomheten betraktelig fordi man da eliminerer nettleien og man unngår dessuten nett-tap ved å anvende kraften på stedet. Når det kommer til sluttbruken av hydrogenet, er det pekt på at hydrogen er svært godt egnet som drivstoff i (større) kjøretøy og fartøyer med behov for kort fylletid og lang rekkevidde. Hydrogenbiler finnes allerede på markedet, og spiller i kombinasjon med andre tiltak og teknologier (som rene elbiler og biodrivstoff) en viktig rolle for at Norge skal kunne oppnå raske klimakutt i transportsektoren.

SINTEF har utarbeidet rapporten om flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten settefiskanlegg. Tekno-økonomiske analyser er gjennomført med utgangspunkt i at Storvatnet kraftverk ligger i umiddelbar nærhet til Smolten settefiskanlegg. Denne samlokaliseringen gir mulighet for bruk av energiressurser til vannelektrolyse og bruk av oksygenet og varmen fra elektrolysøren direkte i smoltanlegget, mens hydrogenet potensielt kan anvendes i en brenselcelle som back-up løsning for strømforsyning til smoltanlegget eller som drivstoff både innen vei- og sjøtransport.

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



Rune Flatby
avdelingsdirektør



Øystein Grundt
seksjonssjef

2017:00231 - Fortrolig

Rapport

Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

*Delprosjekt 2:
Flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten
settefiskanlegg*

Kyrre Sundseth, Steffen Møller-Holst og Kjetil Midthun



Foto: Nordlaks

Rapport

Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

Delprosjekt 2:
Flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten settefiskanlegg

EMNEORD:
Hydrogenproduksjon,
Småkraft, elektrolyse,
oksygen,
sirkulær økonomi,
tekno-økonomisk
optimering

VERSJON
2.0

DATO
2017-08-14

FORFATTER(E)
Kyrre Sundseth, Steffen Møller-Holst og Kjetil Midthun

OPPDRAGSGIVER(E)
NVE via Småkraftforeninga

OPPDRAGSGIVERS REF.
80154

PROSJEKTNR
MK102015561

ANTALL SIDER OG VEDLEGG:
35 + vedlegg

SAMMENDRAG


Sammendrag

Denne forstudien er utført som del 2 av NVEs prosjekt "Hydrogenproduksjon ved småkraftverk", og tar for seg flerbruk av hydrogen, oksygen og varme ved Smolten AS sitt settefiskanlegg på Innhavet i Hamarøy kommune. Hovedmålet med delprosjektet har vært å evaluere hvordan en eventuell etablering av et elektrolyseanlegg tilknyttet Storvatnet kraftverk kan gjennomføres, samt å sette kraftverkseier (Smolten AS) i stand til å ta kommersielle valg for en slik investering.

Tekno-økonomiske analyser er gjennomført med utgangspunkt i at Storvatnet kraftverk ligger i umiddelbar nærhet til Smolten settefiskanlegg. Denne samlokaliseringen gir mulighet for bruk av energiresurser til vannelektrolyse og bruk av oksygenet og varmen fra elektrolysøren direkte i smoltanlegget, mens hydrogenet potensielt kan anvendes i en brenselcelle som back-up løsning for strømforsyning til smoltanlegget eller som drivstoff både innen vei- og sjøtransport.

Hovedkonklusjonen fra forstudien er, under de antakelser som er tatt og innenfor de begrensede ressurser som var avsatt til forstudien, at en investering i et elektrolyseanlegg ved Smolten AS kan gi en positiv avkastning. Videreføring i form av et hovedprosjekt anbefales.

UTARBEIDET AV
Kyrre Sundseth

SIGNATUR


KONTROLLERT AV
Anders Ødegård

SIGNATUR


GODKJENT AV
Ingeborg Kaus

SIGNATUR


RAPPORTNR **ISBN**
2017:00231 ISBN-nummer

GRADERING
Fortrolig

GRADERING DENNE SIDE
Fortrolig

Innholdsfortegnelse

1	Bakgrunn og motivasjon	4
2	Delprosjektets målsetting	6
2.1	Mål	6
2.2	Delmål.....	6
3	Beskrivelse av konseptet og tekniske installasjoner for anvendelse v/Smolten AS.....	7
3.1	Konsept og valg av case	7
3.2	Storvatnet kraftverk.....	9
3.3	Energi- og oksygenbehov hos Smolten AS.....	10
3.3.1	Energibehov (el og varme).....	10
3.3.2	Oksygenbehov	11
3.4	Elektrolyseanlegg	11
3.4.1	Plassering av elektrolyseanlegg ved Smolten AS.....	13
3.4.2	Lagring av hydrogen	14
3.4.3	Brenselcelle.....	15
3.4.4	Hydrogenstasjonsmodul.....	15
3.4.5	Bruk av hydrogen som drivstoff i brønnbåt.....	16
3.5	Markedsperspektiver og betalingsvillighet for hydrogen.....	18
4	Lønnsomhetsanalyse	20
4.1	Tekno-økonomisk optimeringsmodell	20
4.2	Datagrunnlag og forutsetninger	20
4.2.1	Kostnader for strøm.....	21
4.2.2	Kostnader for elektrolyseanlegg.....	22
4.2.3	Kostnader for lagring av hydrogen	22
4.2.4	Kostnader for hydrogenstasjonsmodul	22
5	Resultater	24
5.1	Referansecase – utbygging av anlegget uten investering i elektrolyser.....	24
5.2	Case 1 – Elektrolyser dimensjonert for leveranse av hydrogen til brønnbåt	24
5.3	Case 2 – Elektrolyser dimensjonert for leveranse av oksygen til Smolten	26
5.3.1	Case 2a - Oksygenbehov dekkes av elektrolyser	26
5.3.2	Case 2b – Mulighet for kjøp av oksygen i markedet.....	27
5.4	Case 3 – Elektrolyser for leveranse av oksygen til Smolten og hydrogen til fyllestasjon	28

5.5	Oppsummering av resultater	30
6	Konklusjoner og anbefalinger for realisering av elektrolyseanlegg v/Storvatnet kraftverk	31
6.1	Konklusjoner	31
6.2	Diskusjon og anbefalinger for videre arbeid	32
6.3	Offentlig finansiering	33
	Referanser	34
A	Produksjonsprofil ved Storvatnet kraftverk og effektbehov hos Smolten AS.....	35

BILAG/VEDLEGG

Bilag 1 Oppdragsgivers beskrivelse- og oppdragstakers spesifikasjon av oppdraget

Bilag 2 Presentasjon avholdt ved Småkraftdagene i Stavanger 29. mars, 2017: Smolten – et komplett case: H₂, O₂, varme og innestengt kraft

1 Bakgrunn og motivasjon

Denne forstudien er utført av Stiftelsen SINTEF for Småkraftforeninga våren 2017 og utgjør del 2 av et oppdrag (prosj.nr.: 80154) som Småkraftforeninga har mottatt fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) under tittelen "Hydrogenproduksjon ved småkraftverk". Oppdraget fra NVE er nærmere beskrevet i bilag 1 og hovedmålet for oppdraget er å utvikle et generisk verktøy for beslutningsstøtte med tanke på hydrogenproduksjon ved småkraftverk.

Hypotesen i oppdraget fra NVE baser seg på at det er mulig å tilrettelegge for hydrogenproduksjon fra småkraftverk i et helt nytt energimarked der forretningsideen er å produsere hydrogen mens kraftprisene er lave for så å selge det som en foredlet energibærer året gjennom. Dersom hydrogenet produseres lokalt ved det enkelte vannkraftverk, øker den potensielle lønnsomheten betraktelig fordi man da eliminerer nettleien og man unngår dessuten nett-tap ved å anvende kraften på stedet. Når det kommer til sluttbruken av hydrogenet, er det pekt på at hydrogen er svært godt egnet som drivstoff i (større) kjøretøy og fartøyer med behov for kort fylletid og lang rekkevidde. Hydrogenbiler finnes allerede på markedet og spiller i kombinasjon med andre tiltak og teknologier (som rene elbiler og biodrivstoff) en viktig rolle for at Norge skal kunne oppnå raske klimakutt i transportsektoren. Det er dessuten forventet at Enova vil støtte etablering av offentlig tilgjengelige hydrogenstasjoner i Norge, noe som vil bidra til framveksten av et marked for hydrogen i transportsektoren.

En tidligere mulighetsstudie gjennomført av IFE (IFE, 2015) konkluderte med at hydrogenproduksjon ved småkraftverk kan være hensiktsmessig i et tidlig marked for hydrogen, da storskala hydrogenproduksjon ikke er lønnsomt ved en begrenset hydrogenetterspørsel. Studien indikerte videre 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. Tekno-økonomiske evalueringer av småskala produksjon av hydrogen (200 kW) ved Rotnes Bruk kraftverk i Nittedal har vist at investeringskostnadene er relativt høye¹ sammenliknet med et større anlegg på noen MW, og at disse investeringskostnadene resulterer i en produksjonskostnad som er høyere enn dagens markedspris for hydrogen (90 NOK / kg inkludert mva) ved hydrogenstasjoner i Norge (IFE, 2017). Det ble følgelig anbefalt å sikre høy omsetning av lokalt produsert hydrogen samtidig med at det ble anbefalt å identifisere steder med muligheter for dedikerte hydrogenproduksjonsanlegg for flåter med hydrogendrevne tyngre kjøretøyer eller båter.

Denne forstudien fokuserer på potensialet for økt utnyttelse av energiressursene i Storvatnet kraftverk ved vannelektrolyse og anvendelse av hydrogen, oksygen og varme ved settefiskanlegget Smolten AS på Innhavet i Hamarøy kommune i Nordland. Smolten AS sine produksjonsanlegg på Innhavet, i Nusfjord og i Mørsvikbotn produserer årlig til sammen omtrent 14 millioner smolt. På Smolten AS Innhavet er det satt i gang bygging av et nytt smoltanlegg som vil mer enn doble Nordlaks sin produksjonskapasitet når anlegget står ferdig i 2019.

Hydrogenproduksjon ved Storvatnet kraftverk betraktes som spesielt interessant fordi kraftverket ligger i umiddelbar nærhet til Smolten AS sitt settefiskanlegg. Denne samlokaliseringen gir mulighet for bruk av oksygenet og varmen fra elektrolysøren i smoltanlegget, mens hydrogenet potensielt kan anvendes i en brenselcelle som back-up løsning for strømforsyning til anlegget eller som drivstoff både innen vei- og sjøtransport. Trafikkknutepunktet Innhavet ligger like i nærheten med drivstoffbehov for kjøretøyer på hovedfartsåren E6, mens settefisker blir hentet hos Smolten AS med dieselektriske brønnbåter. Nordlaks eier selv en slik båt som er av den større typen der energibehovet tilsvarer 5 000 liter diesel i døgnet ved drift. Som

¹ Selv med 50% investeringsstøtte.

en del av case-studien er det derfor interessant å se på bruken av hydrogen i hydrogendrevne kjøretøy og fartøyer som erstatning eller supplement til fossilt drivstoff.

Dagens produksjonskapasitet i Storvatnet kraftverk er 2 MW_p, mens nettkapasiteten ut til sentralnettet er begrenset til 0,5 MW_e. Installasjon av en elektrolyser vil dermed kunne øke utnyttelsen av den lokale energiressursen i perioder med kraftoverskudd. Framtidig økning i effektuttak på Innhavet som følge av utbyggingen av settefiskanlegget vil gjøre gapet vesentlig mindre, og det er derfor interessant å regne på lønnsomhet også med full nettkapasitet, da fratrukket kostnader til nettleie og innmatingstariffer.

Analysene i dette prosjektet baserer seg på relevante SINTEF-studier (som for eksempel Sintef, 2013; Sintef, 2015; Sintef, 2016) samt SINTEF sin egenutviklede tekno-økonomisk optimeringsmodell som benyttes til å evaluere lønnsomheten av å utnytte energiressursene i Storvatnet kraftverk til vannelektrolyse og anvendelse av oksygen og varme ved settefiskanlegget Smolten AS, og hydrogen til transport.

2 Delprosjektets målsetting

2.1 Mål

Hovedmålet med dette prosjektet har vært å evaluere hvordan en eventuell etablering av et elektrolyseanlegg knyttet til Storvatnet kraftverk kan gjennomføres, og sette kraftverkseier (Smolten AS) i stand til å ta kommersielle valg for en slik investering.

2.2 Delmål

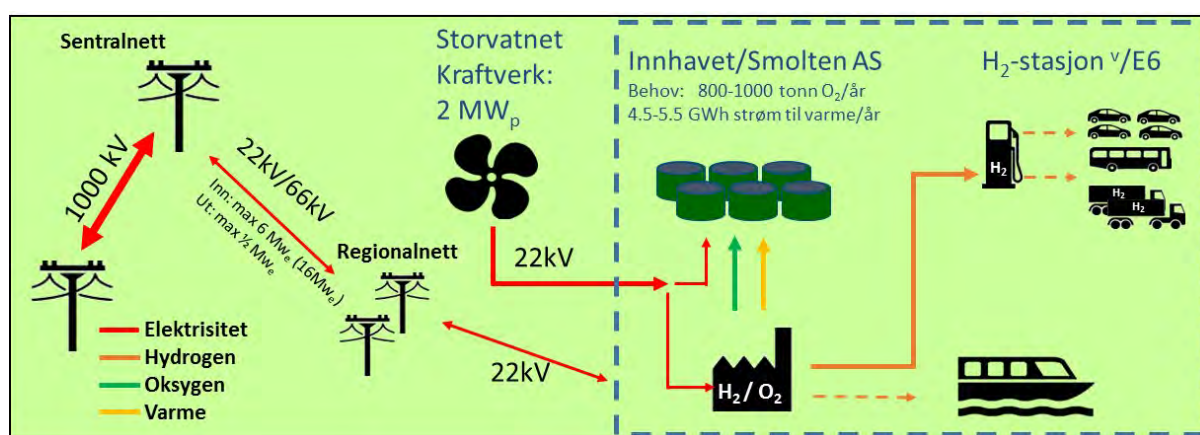
Prosjektet har følgende delmål:

1. Beskrive det overordnede konseptet for produksjon, distribusjon og bruk av hydrogen, oksygen samt varme ved Smolten AS og i regionen forøvrig, gitt behov og begrensninger som skissert av Småkraftforeninga.
2. Beskrive konkret hvordan dette konseptet kan realiseres, utarbeide kostnadsestimater basert på vurdering av nødvendig teknisk utstyr for:
 - a. Elektrolyseanlegg (produksjon)
 - b. Anvendelse av hydrogen, oksygen og varme ved settefiskanlegget
 - c. Bruk av hydrogen som drivstoff i brønnbåt(er)
 - d. Etablering av egen fyllestasjon ved egnet lokasjon ved E6
 - e. Back-up for kritiske operasjoner i anlegget (dvs. tilgang på oksygen, varme og strøm)
3. Utføre en grov lønnsomhetsanalyse for elektrolyseanlegget og avdekke eventuelle kostnadsbesparelser for Smolten AS, som forarbeid for en konkret investeringsanalyse.
4. Kartlegge mulighetene for annen regional / lokal bruk av hydrogen og oksygen som produseres ved Storvatnet kraftverk i samarbeid med regionale aktører. Herunder andre settefiskanlegg i området.
5. Forslå hvordan et anlegg for hydrogenproduksjon ved Storvatnet kraftverk kan realiseres. Herunder:
 - a. Peke på viktige trinn for gjennomføring (leverandører og samarbeidspartnere)
 - b. Forslag til offentlige støtteordninger som kan være aktuelle.

3 Beskrivelse av konseptet og tekniske installasjoner for anvendelse v/Smolten AS

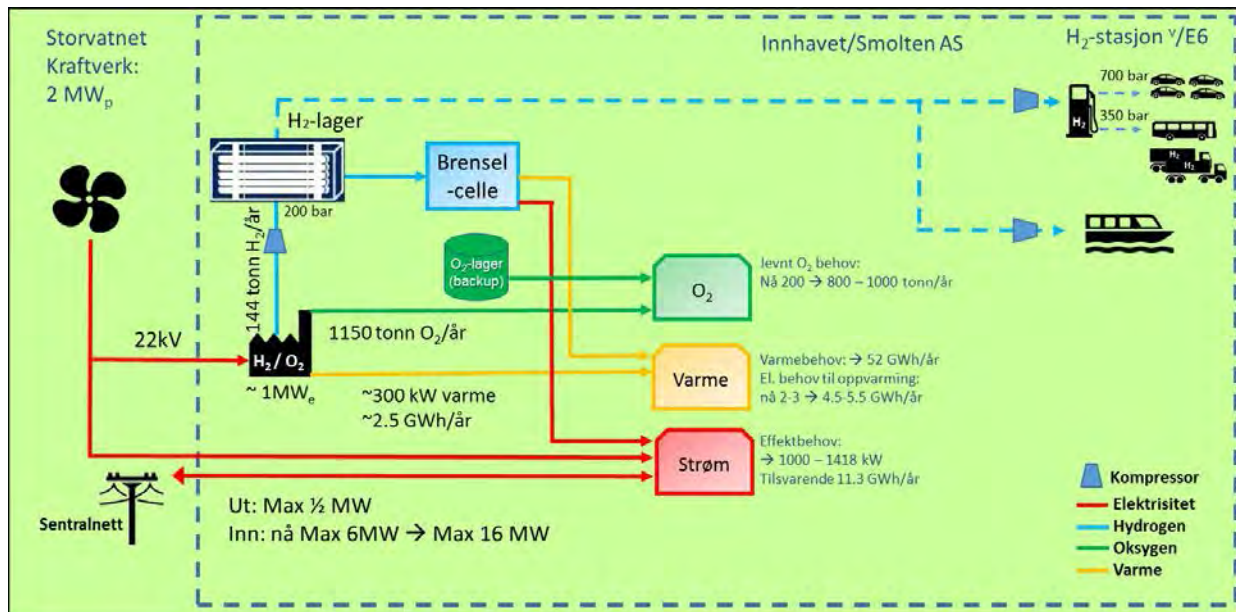
3.1 Konsept og valg av case

Denne studien tar for seg Storvatnet kraftverk og settefiskanlegget Smolten AS. Storvatnet kraftverk eies av Smolten AS og produserer kraft som enten kan benyttes for direkte effektuttak ved Smolten AS eller til vannelektrolyse, da Smolten AS har behov for både oksygen og varme i produksjonsanlegget. Hydrogenet kan anvendes som drivstoff i transportsektoren eller i (brønn)båter. Sammen utgjør dette et helhetlig konsept for hydrogenproduksjon som kan realiseres ved anvendelse av ulike tekniske installasjoner som skissert i Figur 1 og i Figur 2.



Figur 1 Overordnet skisse av konseptet ved Smolten AS. En mer detaljert skisse av prosessanlegget er vist i Figur 2.

Figur 2 viser det fremtidige behovet for oksygen varme og strøm ved Smolten AS Innhavet etter utbyggingen i 2019, samt hvordan dette behovet kan imøtekommes ved vannelektrolyse. Figuren eksemplifiserer også forventet produksjon av hydrogen, oksygen og varme fra en mellomstor (1 MW) elektrolyser. En detaljert beskrivelse av konseptet og de ulike tekniske installasjonene er gitt i delkapitlene nedenfor.



Figur 2 Mer detaljert konseptskisse med tekniske installasjoner for selve anlegget og behovet for oksygen varme og strøm ved Smolten AS (pilene representerer fremtidig situasjon etter utbygging i år 2019).

SINTEF har i dette delprosjektet og med bakgrunn i konseptet skissert i Figur 1 og Figur 2, valgt å vurdere det økonomiske potensialet til følgende alternative Case:

Case 1 – Elektrolyser dimensjonert for leveranse av hydrogen til brønnbåt:

I Case 1 antas det en investering i et vannelektrolyseanlegg og anvendelse av oksygenet og varmen fra elektrolyseanlegget ved Smolten AS på Innhavet. Elektrolyseren dimensjoneres for leveranse av hydrogenbehovet til brønnbåt.

Case 2 – Elektrolyser dimensjonert for leveranse av oksygen til Smolten AS på Innhavet:

I Case 2 antas det en investering i et vannelektrolyseanlegg (samt H₂ kompressor) og anvendelse av oksygen og varme ved Smolten AS, men ingen avsetning av hydrogenet. Det antas videre at elektrolyseren dimensjoneres for å kunne dekke oksygenetterspørselen til Smolten AS på Innhavet, og casen inkluderer følgelig ikke kostnadsberegninger knyttet til hydrogenlager eller infrastruktur for omsetning av hydrogenet. I casen antas følgende varianter:

- Case 2a: Leveranse av oksygen utelukkende fra elektrolyser.
- Case 2b: Leveranse av oksygen fra elektrolyser med tilgang til å kjøpe oksygen fra markedet.

Case 3 – Elektrolyser for leveranse av oksygen til Smolten AS og hydrogen til fyllstasjon:

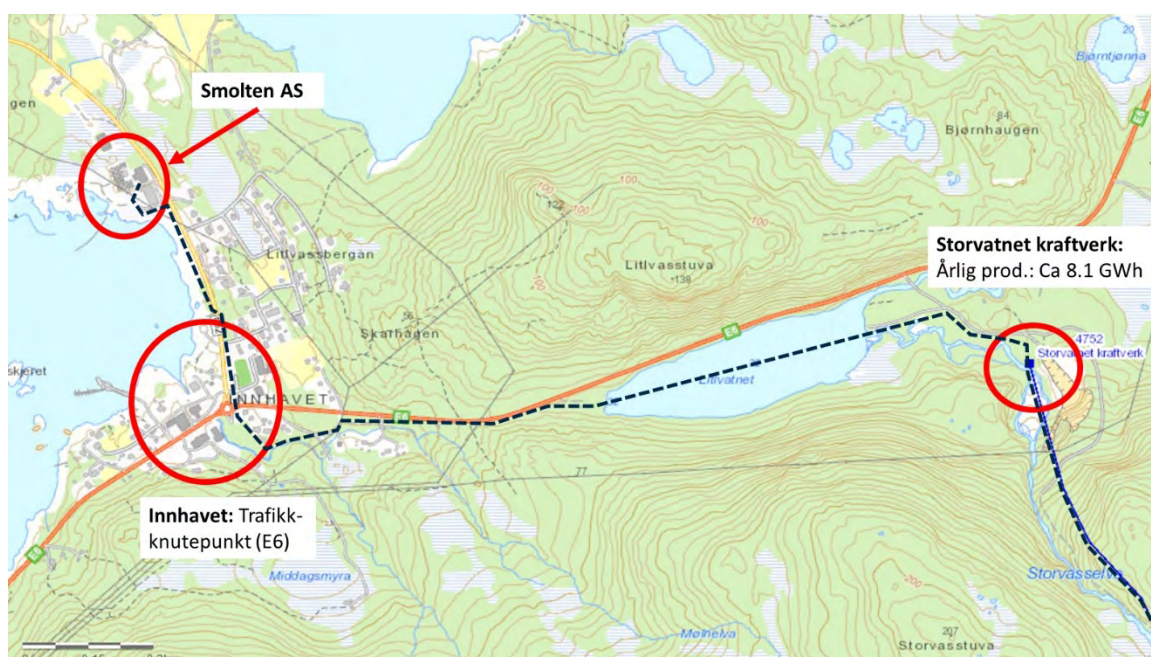
Case 3 tar for seg en investering i vannelektrolyseanlegg og anvendelse av oksygen og varme ved Smolten AS, samt leveranse av hydrogen til fyllstasjon på Innhavet. Da det ikke eksisterer et etablert marked og en etterspørsel etter hydrogenet som produseres, antas det at leveranse av oksygen til Smolten AS på Innhavet er førende for dimensjonering av elektrolyser.

3.2 Storvatnet kraftverk

Storvatnet kraftverk ligger i tilknytning til Smolten AS sitt smoltanlegg på Innhavet og har en årlig produksjon på omtrent 8.1 GWh. Kraftverket har en installert effekt på 2 MW_p mens overføringskapasiteten til sentralnettet er begrenset til ca. 0.5 MW_e. Selve kraftverket ligger ved Storvasselva som renner ut fra Storvatnet og derfra ligger det en 22 kV kabel som går direkte til Smolten AS via Litjvatnet og Innhavet. Bilder fra Storvatnet kraftverk er vist i Figur 3, mens kartutsnitt av Storvatnet kraftverk, Innhavet og Smolten AS er vist i Figur 4.



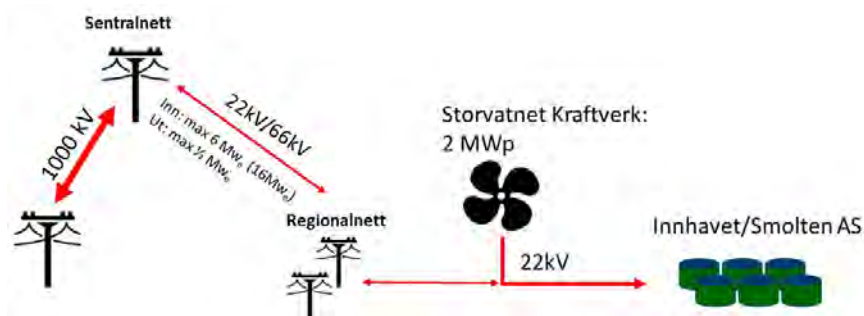
Figur 3 Storvatnet kraftverk (Kilde: Smolten AS; Welde, 2017)



Figur 4 Kartutsnitt av Storvatnet kraftverk, Innhavet og Smolten AS. Kabelen fra Storvatnet kraftverk til Smolten AS (22 kV) er illustrert ved prikket linje.

Tilgangen på kraft ved Smolten AS er illustrert i Figur 5. Denne er delvis dekket av egen produksjon via en 22 kV kabel som går fra Storvatnet kraftverk direkte til Smolten AS og delvis dekket av overskuddskraft i regionen via tilkobling til regionalnettet. Nettkapasiteten lokalt til Innhavet består av en 22kV linje med importkapasitet på ca. 6MW_e. En ny 22kV linje med 10MW_e er under utbygging, noe som gjør at effekt inn i regionen

i prinsippet ikke er en begrensning. En begrensning på 0.5MW_e ligger likevel i kapasiteten for eksport av kraft fra regionen til sentralnettet. Det er dessuten en stor mengde overskuddskraft i regionen, spesielt i perioder med stor vannføring, noe som gjør det lite lønnsomt å eksportere kraft ut av regionen i perioder med høy produksjon.



Figur 5 Tilgangen på kraft ved Smolten AS.

Med dagens effektbehov ved Smolten AS er det i perioder av året et potensiale for kraftoverskudd, men i praksis, som følge av mye overskuddskraft i regionen samt begrensning i nettkapasitet, reguleres produksjon etter effektbehovet hos Smolten AS. Etter utbyggingen av smoltanlegget på Innhavet som ferdigstilles i 2019, vil det fremtidige effektuttaket fra Storvatnet kraftverk være betydelig høyere. Produksjonsprofil (gjennomsnitt per måned) ved Storvatnet kraftverk med- og uten dagens begrensning i nett er illustrert i Figur 6, basert på data som er vist i Tabell 6 og i Tabell 7 i Vedlegg A.

3.3 Energi- og oksygenbehov hos Smolten AS

3.3.1 Energibehov (el og varme)

Strømproduksjonen ved Storvatnet kraftverk benyttes både til oppvarming av magasinene i smoltanlegget, ved bruk av varme-veksler og varmepumper, samt til øvrige prosesser ved anlegget som drift av pumper, strømningsystemer og lys etc. Dagens system er et gjennomstrømningsanlegg, mens det nye anlegget i 2019 vil være et mer energieffektivt resirkuleringsanlegg, hvilket betyr at forventet økning i oppvarmingsbehov er betydelig lavere enn den forventede økningen i smoltproduksjonen (fra 350 til 2 000 tonn/år). Det er forventet at økningen i oppvarmingsbehov fra strøm (el) vil være omtrent 2.5 GWh i 2019, noe som betyr at det årlige varmebehovet fra strøm i produksjonen vil øke fra dagens 2-3 GWh til 4.5-5.5 GWh i 2019. Temperaturen i vannet bør ligge på mellom 6-14 °C og det er følgelig ingen behov for oppvarming i sommermånedene juli og august. I tillegg til strøm, benyttes energigjenvinning fra slam/avløpssystemet som varmekilde. Forventet energibehov (el og varme) for Smolten AS i 2019 etter utbyggingen er vist i Tabell 8 i Vedlegg A.

Produksjonsprofilen ved Storvatnet kraftverk og effektbehovet til Smolten AS med og uten begrensning i nett er oppsummert i Figur 6.



Figur 6 Produksjonsprofil ved Storvatnet kraftverk og effektbehov hos Smolten AS.

Det vil i perioder være kraftunderskudd der Smolten AS må basere seg på innkjøpt kraft. Dette kraftunderskuddet vil bli betydelig høyere ved økt effektbehov i det utvidede anlegget fra 2019. Lyseblått område i Figur 6 representerer kraftoverskudd og vil i prinsippet være tapt kraftproduksjon da det vanskelig lar seg gjøre å utveksle kraft mot sentralnettet på grunn av betydelig overskuddskraft i området. Siden figuren kun viser månedlig gjennomsnitt av produksjonsdata og effektbehov, er det verdt å merke seg at det er store svingninger i kraftproduksjonen fra dag til dag. Dette er indikert med grønn strek i figuren der kraftproduksjonen eksempelvis kan variere mellom 500 kW og 2 000 kW når gjennomsnittet ligger på 1 000 kW.

3.3.2 Oksygenbehov

Per i dag er oksygenbehovet i smoltproduksjonen på Innhavet jevnt 200 tonn/år mens dette behovet vil øke til 800 – 1 000 tonn/år i 2019. Innkjøpskostnadene for dette oksygenet vil ifølge Smolten AS være i størrelsesorden 2 MNOK/år. Vannelektrolyse ved bruk av 1 MW elektrolysør vil ved full utnyttelse føre til produksjon av 1 150 tonn oksygen/ år, noe som er mer enn nok til å dekke oksygenbehovet ved Smolten AS sitt anlegg på Innhavet. Smolten AS har også andre settefiskanlegg i området (Mørsvikbotn, 4 mil sør) som eventuelt kan avta oksygen. Per i dag er oksygenbehovet for Mørsvikbotn 400 tonn/ år, mens oksygenbehovet vil i 2019 være likt (800-1 000 tonn/ år) i begge anleggene.

Oksygenet som produseres fra elektrolysøren er rent og bruken av oksygen kan bidra til å bedre økonomien ved en eventuell installasjon av et elektrolyseanlegg. Smolten AS har i dag en avtale om levering av flytende oksygen. Det er imidlertid verdt å merke seg at ved bruk av oksygen fra vannelektrolyse, er det likevel behov for noe flytende oksygen som back-up som lagres i tanker på Smolten AS.

3.4 Elektrolyseanlegg

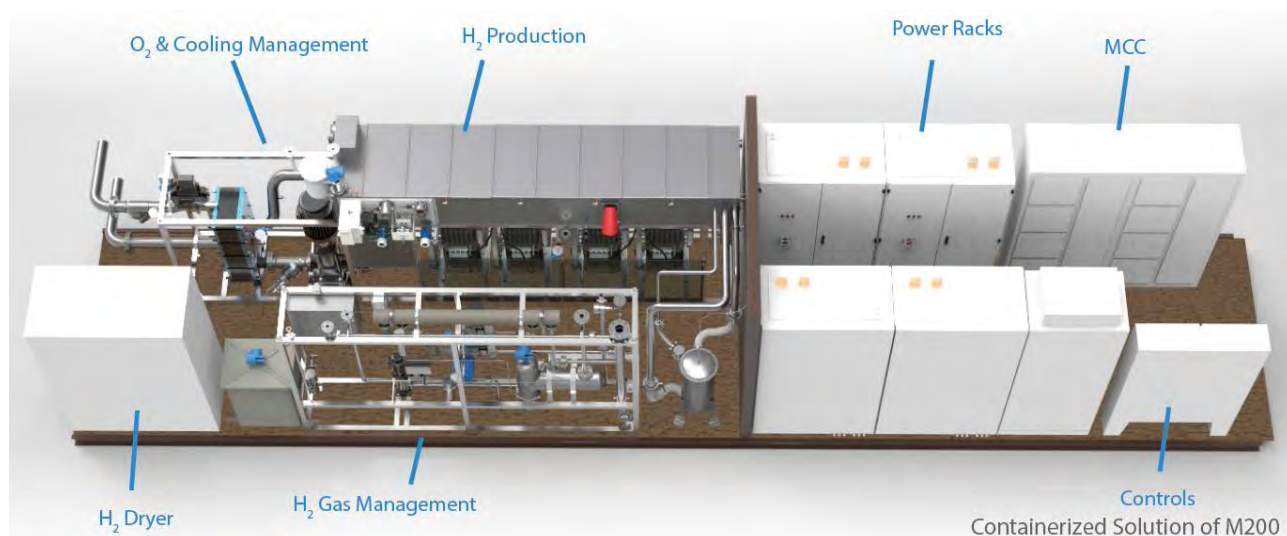
Vannelektrolyse er en velkjent teknologi som har vært i industriell utvikling i omtrent 100 år. Teknologien er spesielt godt egnet når billig elektrisitet er tilgjengelig og den forventes å få økt anvendelse etter hvert som andelen av fornybare energikilder og dermed behovet for energilagring øker. En rekke ulike konsepter for

vannelektrolyse er kjent, og de skilles typisk av elektrolytten som benyttes, samt driftstemperaturen. De mest relevante teknologiene og deres karakteristika er oppsummert i Tabell 1.

Tabell 1 De mest vanlige elektrolyseteknologiene, deres karakteristika og utviklingsstadium (Kilde: Sintef, 2015; Sintef, 2013, Shell, 2017)

Teknologi	Temperatur °C	Elektrolytt	Størrelse på anlegg	Virkningsgrad	Renhet	Utviklingsstadium
Alkalisk elektrolysør	60-80	Kaliumhydroksid	1.8-5 300 kW	65-82%	99.5%-99.9998%	Kommersielt tilgjengelig
Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolysør	60-80	Fast membran	0.2-2 000 kW	65-78%	99.9%-99.9999%	Kommersielt benyttet for medium og små enheter (<300 kW)
Anion Exchange Membrane (AEM) elektrolysør	60-80	Polymer membran	0.7-4.5 kW	N/A	99.4%	Kommersielt tilgjengelig for begrenset bruk
Solid Oksyd (SOE) elektrolysør	700-900	Oksyd keramisk	Eksperimentelt stadium (lab)	85% (lab)	N/A	Eksperimentelt stadium

Alkaliske elektrolysører er per i dag den dominerende teknologien innenfor vannelektrolyse, mens Proton Exchange Membrane (PEM) elektrolysører har vært kommersielt tilgjengelig for små enheter i omtrent 10 år.



MODEL	M200	M400
Description	Large-scale, modular, skid-based, on-site hydrogen generator. Load following operation automatically adjusts input to follow supply or output to match demand.	
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) - caustic-free	
Hydrogen Production*	200 Nm ³ /hr 432 kg per 24 hours	400 Nm ³ /hr 864 kg per 24 hours
Delivery Pressure	30 barg / 435 psig	
Hydrogen Purity*	> 99.9995% (water vapor < 2 ppm, -72°C (-98°F) dewpoint, N ₂ < 2 ppm, O ₂ < 1 ppm, all others undetectable)	
Electrical Power Consumption	1 MW @ Cell Stacks	2 MW @ Cell Stacks

* Each platform is scalable at 50 Nm³/hr increment.

* With hydrogen dryer

Summary specifications are subject to change. For full technical specifications, please contact Proton OnSite.

Figur 7 Et eksempel på et PEM elektrolyseanlegg samt spesifikasjoner fra NEL/Proton (Kilde: Proton)

Elektrolysører basert på Anion Exchange Membrane (AEM) teknologi er nylig rapportert som kommersielt tilgjengelig til begrenset bruk, mens Solid Oksyd (SOE) elektrolysører fortsatt befinner seg på forskningsstadiet. I tillegg til kostnadsreducerende tiltak, foregår i dag utstrakt forskning på å øke virkningsgraden av elektrolyseanlegg, levetid og effekttetthet, samt reduksjon av størrelse på komponenter (Shell, 2017).

I praksis vil forskjellene i kostnadene for alkalisk- og PEM- teknologiene være små men som følge av at PEM-teknologien med fordel kan opereres mer dynamisk og er mer kompakt, betrakter vi i dette prosjektet et elektrolyseanlegg med PEM elektrolyser. Et eksempel på et slikt anlegg² fra NEL/Proton er vist i Figur 7.

3.4.1 Plassering av elektrolyseanlegg ved Smolten AS

Elektrolyseanlegget er antatt å kunne plasseres ved Smolten AS sine lokaler der det er oppgitt å være 20-30 mål ledig areal. Innskiping av stort utstyr kan skje til Smolten AS sin egen havn som ligger i direkte tilknytning til egnet lokasjon for elektrolyseanlegget. Havn til innskiping og mulig plasseringen av elektrolyseanlegget er vist i Figur 8.

² Det er verdt å merke at dette spesifikke anlegget angir noe høyere hydrogenproduksjon enn hva som er lagt til grunn for våre beregninger.



Figur 8 Plassering av elektrolyseanlegget og innskipping av stort utstyr ved Smolten AS på Innhavet (Kilde: Smolten AS; Welde, 2017).

3.4.2 Lagring av hydrogen

Elektrolyseanlegget (som beskrevet under delkapittel 3.4) produserer hydrogen ved lavtrykk (omtrent 30 bar). Lagring av komprimert hydrogen kan gjøres i ståltanker (opp til 350 bar) eller i komposittanker som tåler høyere trykk (700 bar). I dette prosjektet antas det at hydrogenet vil bli lagret i komprimert gassform (CGH₂) i ståltanker (sylindre) ved Smolten AS på Innhavet da dette ansees å være det mest gunstige alternativet med tanke på kostnader. Et eksempel på en slik lagringsløsning kan observeres i Figur 9.



Figur 9 Lagring av CGH₂ i tanker (Kilde: h2tools.org)

Transport av hydrogen langs landevei foregår i dag primært i stålsylindre ved et trykk på 200 bar. En trailer med slike stålsylindre kan transportere om lag 300 kg hydrogen, mens en trailer med lav-vekt komposittanker vil kunne transportere betydelig høyere kvantum (mer enn 1 tonn hydrogen). Det er imidlertid viktig å merke seg at det i dag er begrensninger i Europa på hvor store tankene for hydrogentransport kan være, noe som fordrer en revisjon av regelverket for å sikre at slike trailere skal kunne brukes. I dette prosjektet, er det kun sett på lokal bruk av hydrogen og en videre utgreiing av en løsning for transport er følgelig ikke nødvendig.

3.4.3 Brenselcelle

En brenselcelle omdanner den kjemiske energien i hydrogenet til elektrisitet og varme. En lavtemperatur brenselcelle har en driftstemperatur på omtrent 80 °C og er den teknologien som benyttes i hydrogendrevne biler. En høytemperatur brenselcelle har en driftstemperatur på opp mot 1 000 °C og kan i tillegg til hydrogen også drives av naturgass/biogass eller metanol (Hydrogenforum, 2013).

Ved hydrogenproduksjon og installasjon av en brenselcelle, kan Smolten AS i perioder med kraftoverskudd fra Storvatnet kraftverk produsere hydrogen og dermed lagre energi som de kan benytte i perioder med kraftunderskudd. Smolten AS vil da kunne redusere kostnadene av innkjøpt strøm til markedspris.

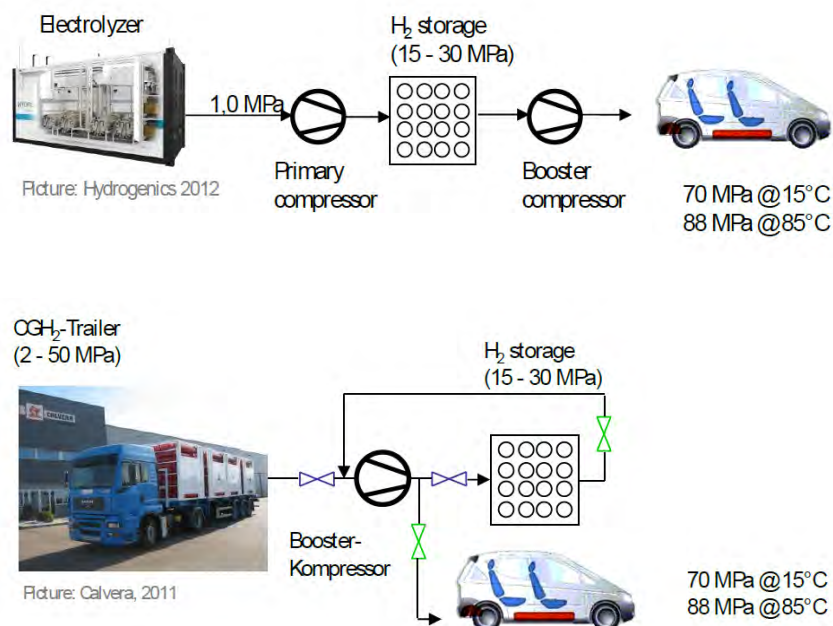
3.4.4 Hydrogenstasjonsmodul

En hydrogenstasjonsmodul ved Innhavet³ (Figur 10) vil gjøre hydrogenet tilgjengelig for nullutslippskjøretøyer og det vil ikke være behov for en løsning for transport av hydrogenet. For å kunne fylle hydrogen på en hydrogenbil, vil det være nødvendig å øke trykket med en booster kompressor opp til 800 bar der dispenser vil kunne fylle med et trykk på 700 bar for personbiler eller 350 bar for lastebiler. En systemoversikt over en typisk hydrogenstasjonsmodul er illustrert i Figur 11.



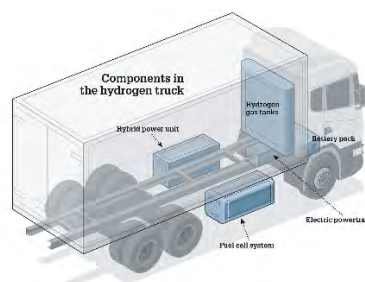
Figur 10 Bilder fra tettstedet Innhavet som er et trafikknutepunkt langs E6 (kilde: ukjent).

³ Innhavet har allerede infrastruktur for å kunne lade elbil-batterier.



Figur 11 Eksempel på komprimert hydrogen-fyllestasjon med og uten lokal elektrolyse (Kilde: LBST; SINTEF, 2013).

Hydrogenkjøretøy er i praksis elektriske kjøretøy med hydrogentank og brenselceller som drives av hydrogen. Norge innehar en pionerrolle når det kommer til implementering av hydrogen-teknologier i forskjellige segmenter av transportsektoren og teknologien kan anvendes i personbiler, busser, båter, lastebiler og andre nyttekjøretøyer, samt i tog (Sintef, 2015b). Hydrogendrevne biler er i dag kommersielt tilgjengelig på det norske markedet og det finnes flere bilprodusenter som tilbyr denne teknologien (Figur 12). ASKO har også konkrete planer om å konvertere Scania lastebiler til hydrogendrift innen 2018.



Figur 12: Eksempler på kjøretøy drevet av hydrogen, Toyota Mirai (til venstre) og Scania (til høyre). (Kilde: Toyota.no og Scania.com).

3.4.5 Bruk av hydrogen som drivstoff i brønnbåt

Settefisker ved Smolten AS hentes med dielelektriske brønnbåter. Nordlaks eier selv en slik båt av den større typen der effektbehov er 1 500 kW ved fremdrift. En illustrasjon av en slik brønnbåt er vist i Figur 13. Ulike parametere benyttet for å beregne hydrogenbehov for en slik brønnbåt er oppgitt i Tabell 2.

Tabell 2 Parametere ved beregning av hydrogenbehov for brønnbåt.

Parametere	Verdi
Dieselforbruk ved drift	5000 liter i døgnet
Operativ	300 døgn i året
Brennverdi diesel	10 kWh/liter
Dieselbehov	15 GWh/ år
Virkningsgrad for ICE (diesel)	30%
Virkningsgrad brenselcelle	50%
Hydrogenbehov	9 GWh tilsvarende 273 tonn/ år

Driften av en brønnbåt krever 9 GWh hydrogen per år, noe som tilsvarer omtrent **273 tonn hydrogen/ år**. Det er imidlertid viktig å merke seg at en konvertering til hydrogen av en slik båt betinger fyllemuligheter også andre steder langs kysten der båten opererer. I den tekno-økonomiske analysen av Case 1 antas det likevel at brønnbåten fyller hydrogen ved Smolten AS én gang i uken. Dette ansees som noe urealistisk, men vil likevel gi en pekepinn på kostnadene ved å avsette hydrogenet som produseres i et slikt hypotetisk marked.


Figur 13 Illustrasjon av Brønnbåt (Nordlaks) (Kilde: Bladet Vesterålen, 2008).

Bruk av hydrogen som drivstoff i båt betinger en skipsombygging der det installeres et brenselcelle- og hydrogenlagringssystem. Tester har vist at brenselceller fungerer godt under maritime forhold og det er i dag en rask utvikling på området. Blant annet har Fiskarstrand satt som mål å utvikle en passasjerferge med hydrogenbrenselcelle og batteridrift innen utgangen av 2020. Det er forventet at resultatene fra ombygging og testing av denne fergen også skal kunne benyttes for andre skipstyper (Fiskarstrand, 2017).

Lønnsomheten ved bruk av hydrogen som drivstoff i brønnbåt vil med stor sannsynlighet avhenge av investeringskostnader knyttet til hydrogenteknologien, samt prisen på produsert hydrogen sammenliknet med alternativt drivstoff. Det er også sannsynlig at en omlegging til bruk av hydrogen som drivstoff vil føre til reduserte samfunnsøkonomiske skadekostnader knyttet til direkte utslipp av drivhusgasser (som CO₂) og partikler (NO_x). Kostnader og besparelser ved å investere i hydrogenteknologi i brønnbåt ligger utenfor omfanget av denne forstudien og er følgelig ikke tatt med videre i beregningen.

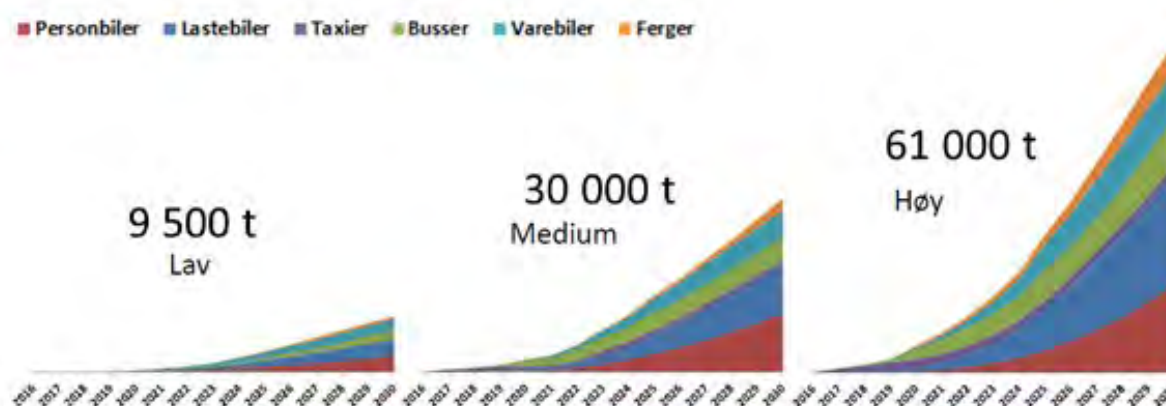
3.5 Markedsperspektiver og betalingsvillighet for hydrogen

For øyeblikket er konvertering av naturgass den billigste måten å produsere hydrogen på i stor skala, men det er viktig å merke seg at ulike markeder for hydrogen gir rom for prisdifferensiering. Mens salgsprisen for hydrogenet som innsatsfaktor i industrien eller til re-elektrifisering bestemmes av prisen på naturgass, tillater bruk av hydrogenet i transportsektoren en betydelig høyere salgspris. Denne prisen avhenger av betalingsvilligheten til sluttbruker for et lavutslipp- hydrogen drivstoff sammenliknet med prisen for fossile drivstoff. Et eksempel på en slik hydrogenpris (8.99 NOK/ hektogram hydrogen) ved en fyllestasjon på Østlandet er vist i Figur 14. Dette tilsvarer 72 NOK/ kg hydrogen + mva, der prisen er kunstig satt til å være tilnærmet lik prisen på bensin og diesel. En kilo hydrogen er nok til å kjøre omtrent 10 mil med en hydrogen drevet personbil. Transportsektoren kan derfor betraktes som det mest attraktive markedet for avsetning av hydrogenet som produseres. Det er imidlertid viktig å merke seg at hydrogenprisen avhenger av politikk så vel som kostnadene ved alternative drivstoff, inkludert effekter av CO₂-kvotemarkedet⁴.



Figur 14: Et eksempel på hydrogenpris ved fyllestasjon i Norge i 2017 (Kilde: Twitter, UnoX).

Sintef har nylig utført en studie som har tatt for seg forventet etterspørsel etter hydrogen i transportsektoren i Oslo, Bergen, Trondheim og Stavanger (Sintef, 2016). Rapporten konkluderte med tre mulige utviklingstrekk som vist i Figur 15.



Figur 15: Total etterspørsel etter hydrogen (kg hydrogen/år) for lavt, medium og høyt scenario (Kilde: Sintef, 2016).

⁴ Eksempelvis vil en høy CO₂-kvotepris gjøre det mer attraktivt for industrien å anvende "lav-CO₂" hydrogen som er produsert ved elektrolyse, noe som kan åpne for nye markedssegmenter.

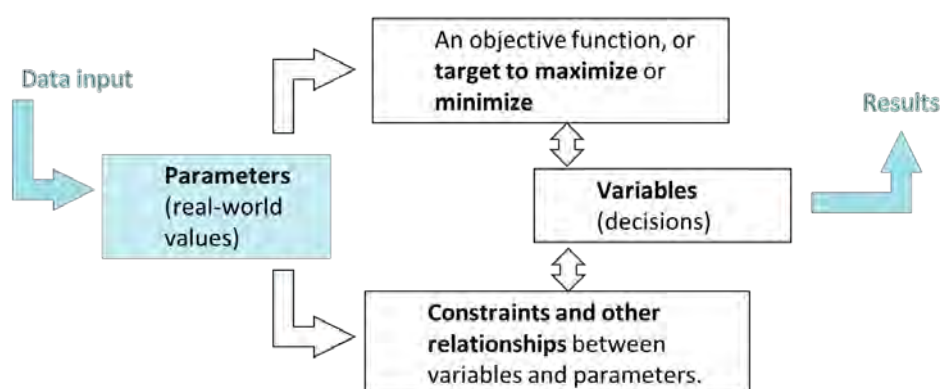
I følge Sintef-rapporten vil de største forbrukerne av hydrogen i transportsektoren på lang sikt være personbiler og lastebiler, men siden det i begynnelsen er et potensiale for høyt forbruk av hydrogen i flåtekjøretøy, er det mest hensiktsmessig å prioritere en tidlig innfasing av hydrogen i flåtekjøretøy i transportsektoren (Sintef, 2016). Det kan derfor argumenteres med at etablering av en lokal kjøretøysflåte på Innhavet basert på brenselcelleteknologi er avgjørende for at hydrogenet som produseres ved Smolten kan avsettes. Her spiller også infrastrukturen som nevnt i delkapittel 3.4.4 en viktig rolle.

4 Lønnsomhetsanalyse

4.1 Tekno-økonomisk optimeringsmodell

Lønnsomhetsanalysen i dette delprosjektet er basert på en tekno-økonomisk optimeringsmodell utviklet ved SINTEF som maksimerer nåverdi profitt eller kostnader og finner optimal dimensjonering av systemet. Modellen tar hensyn til begrensninger og dynamikk i systemet og finner riktig dimensjonering gitt variabel kraftproduksjon (time-, daglige- og sesongvariasjoner), markedsetterspørsmål (etter hydrogen, oksygen eller kraft), samt varierende kraftpriser. Modellen egner seg videre godt til å utføre sensitivitetsanalyser med tanke på variasjoner i priser, kapasitet, etterspørsmål, design og dimensjoner. Dette gir en god forståelse av de viktigste driverne for lønnsomheten i prosjektet og gir samtidig et godt grunnlag for en eventuell investeringsanalyse.

En konseptuell beskrivelse av den tekno-økonomiske modellen er vist i Figur 16.



Figur 16 Konseptuell beskrivelse av tekno-økonomisk modell utviklet av SINTEF.

4.2 Datagrunnlag og forutsetninger

Datagrunnlaget for modellen er hentet fra direkte samtaler med Smolten AS angående fremtidig kraftproduksjon ved Storvatnet kraftverk (2019) og forventet behov for oksygen og varme ved Smolten AS etter utbygging (2019). Data for teknologi og kostnader er innhentet fra ulike SINTEF-prosjekter. Parametere benyttet i modellen er oppgitt i Tabell 3.

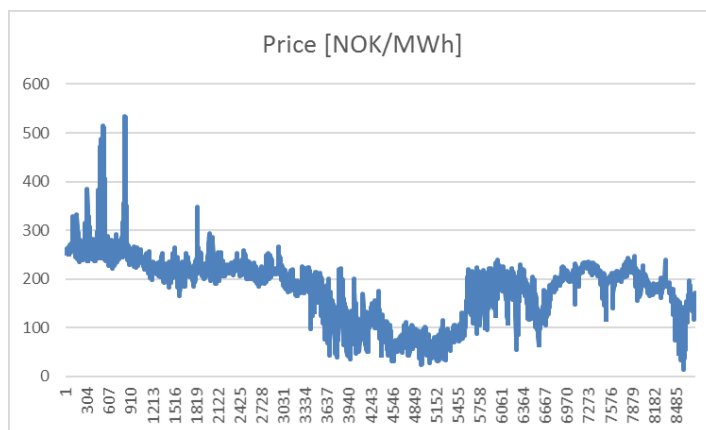
Tabell 3 Parametere benyttet i SINTEF-modellen.

Parametere	Verdi	Enhet
Diskonteringsrate	7	%
Prosjektets levetid	20	år
Elektrolyseør:		
Kostnad, CAPEX	6.5	MNOK / MW
Kostnad, OPEX	5	% av CAPEX
Kostnad regenerering	1.2-1.5	MNOK
Produksjonskapasitet - H ₂	18	Kg H ₂ / MWh
Produksjonskapasitet – O ₂	145.5	Kg O ₂ / MWh
Virkningsgrad	65	%, tilsvarende 50 kWh / kg H ₂
Levetid	80 000	Timer, tilsvarende 10 år
Kompressor for komprimering av H₂:		
Kostnad, CAPEX	1.35	MNOK
Kostnad, OPEX	2	% av CAPEX
Komprimert lagring av H₂ (ståltanker):		
Kostnad, CAPEX	1 670	NOK / kg
Kostnad, OPEX	2	% av CAPEX
Oksygen kostnad, markedspris (små volumer)	4	NOK /kg
Oksygen kostnad, Smolten AS (store volumer)	2	NOK / kg
Kostnad hydrogenfyllestasjon	9	MNOK / modul

Kostnader i forbindelse med prosjektering, klargjøring av tomt osv. er ikke medtatt i beregningene. Øvrige antagelser er diskutert i de påfølgende del-kapitler.

4.2.1 Kostnader for strøm

Det betales ikke nettleie på kraften fra Storvatnet kraftverk til Smolten. Storvatnet kraftverk har en markant sesongbasert produksjon (Figur 6) og det forventes at i perioder med produksjonsoverskudd, vil inntekt på salg av kraft være svært lav. Det antas videre at overskuddskraften fra Storvatnet kraftverk er kostnadsfri. Ved kraftunderskudd på Innhavet antas det i analysen at kraft kjøpes inn til Nor Pool Spot pris (Figur 17).


Figur 17 Nor Pool Spot pris (NOK/ MWh; 2015 -data).

4.2.2 Kostnader for elektrolyseanlegg

Kapitalkostnadene (CAPEX) for alkalisk elektrolyseanlegg⁵ opplyses i litteraturen til å ligge mellom € 1 000 - 1 200 per kW (pluss installasjon). PEM teknologi oppgis å ligge noe høyere (mellom € 1 900-2 300 per kW), men denne teknologien har opplevd en betydelig kostnadsreduksjon de siste årene, der mye av forklaringen på kostnadsreduksjonen forbindes med en betydelig forskning og utvikling på området, noe som har lagt til rette for økt produksjonsvolum og erfaring. I denne studien har vi basert på erfaring antatt at kapitalkostnader for investering i PEM elektrolyser i dag vil ligge på 6.5 MNOK / MW. Vannelektrolyseteknologien har likevel store rom for forbedringer både med tanke på kostnader og effektivitet. Internasjonale studier (E4Tec 2014) har anslått at kostnadene for de to mest utbredte elektrolyseteknologiene (Alkalisk og PEM) vil falle med henholdsvis 50% og 65% i perioden fram mot 2030. Energiforbruket er i samme periode anslått å falle fra omtrent 55 kWh/kg i dag til 50 kWh/kg i 2030, hvilket tilsvarer en effektivitet på 66% (LHV).

Størsteparten av de variable kostnader (OPEX) ved vannelektrolyse er vanligvis knyttet opp mot elektrisitetskostnaden når anlegget er i drift store deler av året. Andre operasjonelle kostnader er vanligvis knyttet opp mot service og vedlikehold osv. I tilfeller med lav utnyttelsesgrad (få driftstimer per år), vil CAPEX dominere hydrogenprisen. Det antas videre i denne studien at de årlige, operasjonelle kostnadene i forbindelse med elektrolyseren utgjør 5% av elektrolyseren sine kapitalkostnader (CAPEX), mens de operasjonelle kostnadene i forbindelse med lagringssystemet og kompressorer antas å utgjøre 2% av deres CAPEX.

4.2.3 Kostnader for lagring av hydrogen

Ståltanker er i dag en langt rimeligere løsning enn lagring i komposittanker. Prisen på ståltanker er konservativt antatt å ligge på omtrent 1 700 NOK/ kg lagret hydrogen. Det finnes også løsninger for å lagre kryo-komprimert eller flytende hydrogen, men dette ansees ikke å være økonomisk eller praktisk hensiktsmessig i casene som skisseres i dette prosjektet.

4.2.4 Kostnader for hydrogenstasjonsmodul

Gjennomsnittlige investeringskostnader for hydrogenstasjonsmodulen oppgis i litteraturen å ligge på ca. € 1 million totalt (Sintef, 2013; LBST 2009) En oversikt over de ulike komponentene som inngår i dette estimatet er vist i Tabell 4. I litteraturen antas det betydelige kostnadsreduksjoner ved eventuelle fremtidig serieproduksjon av hydrogenstasjonsmoduler (dvs. kumulativt 1 000 moduler i dette tilfellet), men siden antallet slike moduler er relativt beskjedent i dag, antas videre at det konservative estimatet som oppgis i litteraturen for 1 enhet å være gjeldende (Tabell 4).

⁵ . Elektrolysesystem + lagring + nettilkoblingskostnader

Tabell 4 Gjennomsnittlige investeringskostnader for en hydrogenstasjonsmodul, 120 tonn hydrogen/ år (kilde: Sintef, 2013; LBST 2009)

Component	1 unit [€]	1,000 units [€]	B
H ₂ storage	206,830	115,155	0.10
High pressure buffer	16,714	9,306	0.10
Primary compressor	165,152	91,950	0.10
Booster compressor	327,466	182,321	0.10
Pre-cooling	130,000	72,379	0.10
Dispenser	103,802	57,793	0.10
Software for dispenser	22,231	12,377	0.10
Piping	3,762	3,762	-
Safety inspection	12,650	12,650	-
Installation	6,353	6,353	-
Total	994,959	564,047	-

5 Resultater

Tekno-økonomiske analyser er gjennomført for følgende 3 ulike case som er beskrevet i kapittel 3, og for hver av disse er lønnsomhetsberegningene basert på optimal dimensjonering av de ulike systemkomponentene. Det henvises til Figur 2 for en detaljert konseptskisse av anlegget.

Det er verdt å merke seg at bruk av brenselcelle (som vist i Figur 2) som kan benyttes i perioder med kraftunderskudd ble beregnet som ulønnsomt for alle de ulike casene, og er derfor ikke videre medtatt i kostnadsberegningene.

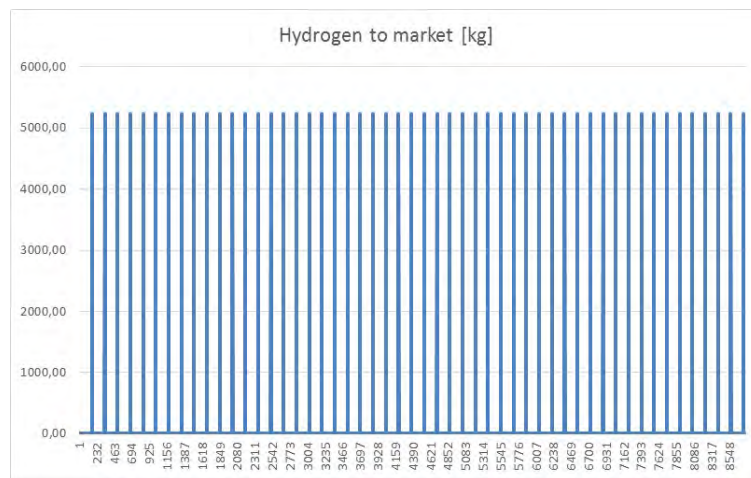
5.1 Referansecase – utbygging av anlegget uten investering i elektrolysør

Som referanse for de 3 casene som er valgt (kapittel 5.2-5.4), har vi valgt å foreta beregningen av kostnaden for smoltanlegget uten at det investeres i et vannelektrolyseanlegg. I referansekjøringen er kostnaden for oksygen satt til 2 NOK/kg, da dette er alternativ-kostnaden hvis det ikke installeres en elektrolysør, og investeringskostnaden for elektrolyseren er tatt ut. I dette tilfellet får vi følgende kostnader for å tilfredsstille el-behov og oksygen-behov i anlegget: 1.4 MNOK i kostnad for kjøp av elektrisitet fra markedet, og 1.8 MNOK i kjøp av oksygen fra markedet per år. Dette gir en total årlig driftskostnad på 3.2 MNOK. Totalt over 20 år, med en diskonteringsrate på 7% gir dette en nåverdi for kostnadene på 34.1 MNOK. I noen perioder av året blir det solgt en liten mengde kraft til markedet fra Storvatnet, og når vi tar med denne inntekten havner vi på en total negativ nåverdi på 32.7 MNOK over de 20 årene.

5.2 Case 1 – Elektrolysør dimensjonert for leveranse av hydrogen til brønnbåt

I den første casen antar vi at hydrogenet fra elektrolyseanlegget på Smolten benyttes som drivstoff i en brønnbåt. Drivstoffbehovet for brønnbåten er (som vist i Tabell 2) beregnet til 273 tonn hydrogen i året og vi antar at den fyller en gang i uken. Dette etterspørselsmønsteret er vist i Figur 18. Det er viktig å merke seg at antagelsen om frekvens på fylling vil påvirke dimensjoneringen av hydrogenlageret både på land og ombord. Videre antas det i modellen at oksygen benyttet i Smolten AS sitt anlegg primært leveres fra elektrolyseren, men at det også kan handles oksygen i markedet. Prisen for oksygenet i markedet er i samråd med Smolten AS satt til 4 NOK/kg⁶ da volumene som handles forventes å bli betydelig mindre enn i referansecasen.

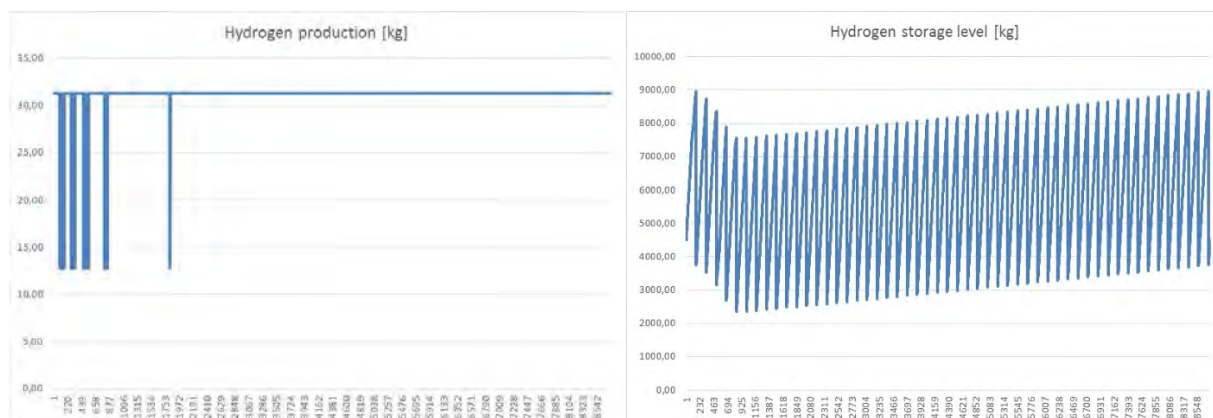
⁶ Dette er noe usikkert da mengden oksygen som handles likevel er ganske stor og pris kan forhandles deretter.



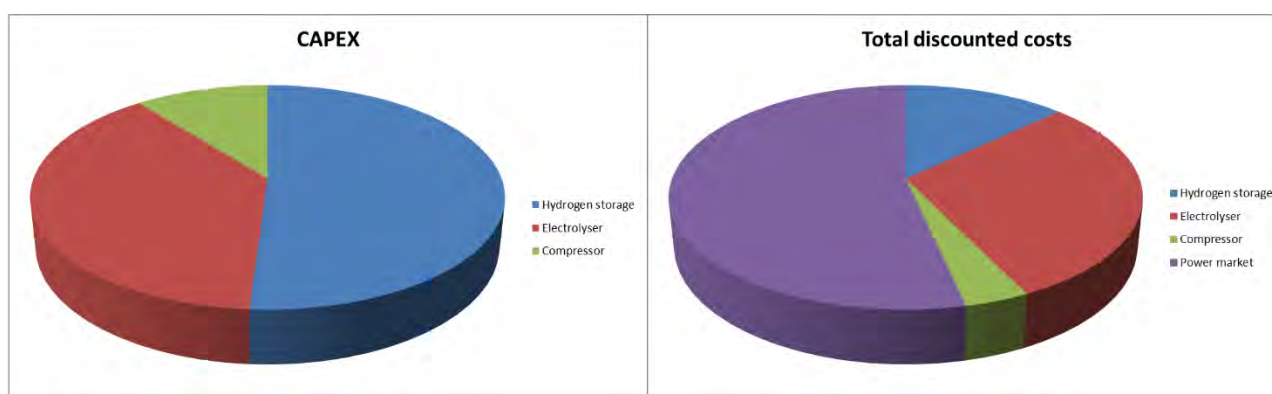
Figur 18 Valgt etterspørselsmønster for brønnbåt (ukentlig fylling) over et år gitt i kg hydrogen.

Modellering av denne casen viser at den optimale størrelsen på elektrolyseren er på 1.72 MW_e. Den vil da produsere 31.3 kg hydrogen i timen. De totale investeringskostnadene for anlegget er estimert til 29.3 MNOK, og driftskostnadene er totalt på 9.2 MNOK i året. Merk at driftskostnadene inkluderer både avsetning for regenerering av elektrolyser etter 7-10 år, samt elektrisitetskostnader til hele anlegget. Siden oksygenbehovet i sin helhet dekkes av elektrolyseren faller oksygenkostanden i referansecasen på 1.8 MNOK bort i dette tilfellet. Den årlige (annualiserte) kostnaden for anlegget er i dette tilfellet omtrent 12 MNOK. Dette er 8.8 MNOK mer enn i referansecasen. I beregningen av kostnad for hydrogen benytter vi denne merkostnaden som et estimat på kostnaden for hydrogenproduksjon siden de samme behov for oksygen og kraft er dekket som i referansecasen. Med en årlig produksjon på omtrent 273 tonn hydrogen gir dette en kostnad på omtrent 32 NOK/kg hydrogen. Det er her viktig å merke seg at både i referansecasen og i denne kjøringen antar vi at kraften som kommer fra Storvatnet er kostnadsfri. Det er også viktig å merke seg at kostnader og besparelser ved å investere i teknologi for hydrogendrevet brønnbåt ikke er tatt med i beregningen. Mengden oksygen produsert (2 200 tonn/år) tilsvarer et overskudd på om lag 1 300 tonn som vil kunne komprimeres og transporteres til andre smoltanlegg. Den potensielle markedsverdien av dette er betydelig, og denne bør beregnes i en eventuell oppfølging av dette forprosjektet.

Optimal produksjon og lagring av hydrogen over året er vist i Figur 19, mens fordelingen av investeringskostnader (CAPEX) og diskonterte totale kostnader er vist i Figur 20. I perioder med stort kraftunderskudd og høy strømpris, vil det være optimalt å redusere bruken av elektrolyser (Figur 19). Mens lagring av hydrogenet representerer de største investeringskostnadene, vil innkjøpt kraft over tid representere de største totale diskonterte kostnadene (Figur 20).



Figur 19: Optimal produksjon og lagring av hydrogen over ett år gitt i kg hydrogen.



Figur 20: Fordelingen av investeringskostnader (CAPEX) og diskonterte totale kostnader for Case 1.

5.3 Case 2 – Elektrolysør dimensjonert for leveranse av oksygen til Smolten

I denne casen fokuserer på leveranser av oksygen til Smolten-anlegget og ser i utgangspunktet bort fra verdien av hydrogenet. Det vil si at modellen beregner resulterende hydrogenproduksjon gitt at oksygenetterspørselen skal dekkes. Dette gjøres fordi denne casen ikke har noe avsetning av hydrogen (dvs. et hydrogenmarked) som kan være førende for dimensjonering av anlegget.

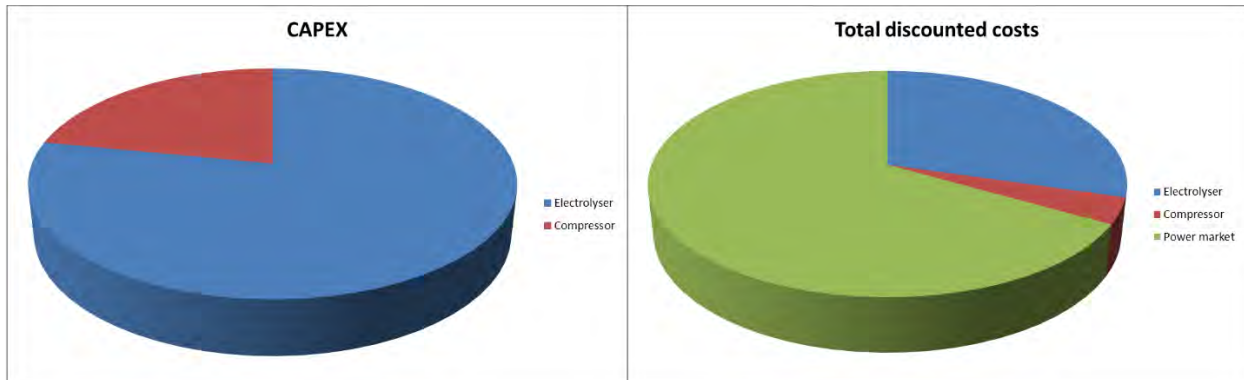
Vi har her sett på to alternativer: ett hvor all oksygenleveranse skal dekkes fra en elektrolysør, og ett annet alternativ hvor en kan supplere med leveranser fra et oksygenmarked (til 4 NOK/ kg).

5.3.1 Case 2a - Oksygenbehov dekkes av elektrolysør

I dette tilfellet installeres det en elektrolysør med kapasitet på 0.71 MW som produserer om lag 13 kg hydrogen og 103 kg oksygen/ time. Totalt over året blir det da produsert 114 tonn hydrogen. De totale investeringskostnadene i dette tilfellet er på 5.9 MNOK, og de annualiserte kostnadene er på 4.96 MNOK. Dette er bare 1.76 MNOK mer enn i referansecasen og gir en estimert kostnad på bare 15.6 NOK/ kg hydrogen produsert. Merk at dette ikke inkluderer hydrogenlager eller infrastruktur for omsetning av hydrogenet, men er kostnaden for elektrolysøren og komprimering av hydrogenet klart til lagring. Mengden hydrogen produsert (114 tonn/ år) tilsvarer drivstofforbruket for 750 personbiler med en årlig kjørelengde på 15 000 km. Det antas ikke som realistisk å få så mange hydrogendrevne personbiler i regionen, men hvis man ser på

flåtekjøretøyer, som taxier, busser og lastebiler (Innhavet er trafikknutepunkt på E6), vil det trolig innen noen år være mulig å få avsetning for denne mengden hydrogen.

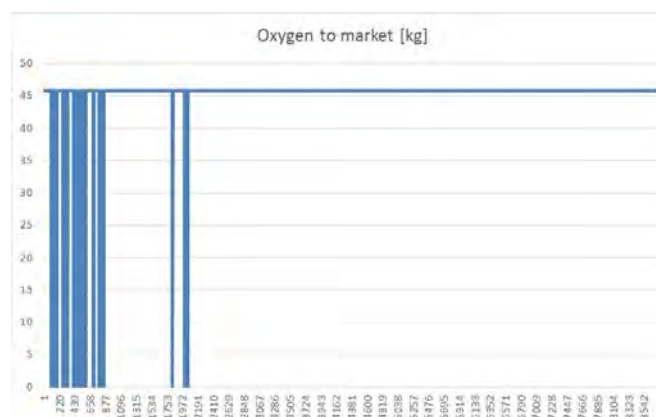
Fordelingen av investeringskostnader og diskonterte totale kostnader for Case 2a er vist i Figur 21.



Figur 21: Fordelingen av investeringskostnader og diskonterte totale kostnader for Case 2a.

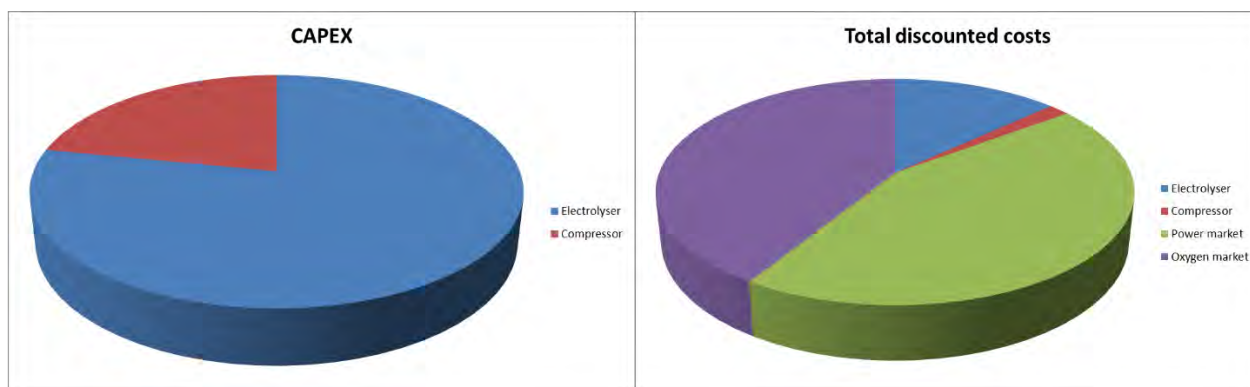
5.3.2 Case 2b – Mulighet for kjøp av oksygen i markedet

I denne kjøringen benyttes samme antagelser som for Case 2a, men i tillegg er det mulig å supplere oksygenleveransene fra elektrolysøren ved å kjøpe oksygen til en markedspris av 4 NOK/kg. Modellen velger nå å investere i en elektrolyser med kapasitet på 0,32 MW. Dette gir en hydrogenproduksjon på 5.7 kg og en oksygenproduksjon på 45.9 kg/ time (Figur 22). Totale investeringskostnader i dette tilfellet er 2.6 MNOK, og totale annualiserte kostnader er 4.92 MNOK. Dette er en merkostnad på 1.72 MNOK sammenlignet med referansecasen, og gitt en årsproduksjon på omtrent 50 tonn gir det en hydrogenkostnad på 35 NOK/ kg. De samme begrensningene gjelder som for casen over hvor anlegget ble dimensjonert for å levere alt oksygen til Smolten AS fra elektrolyser. Hydrogenvolumet som her produseres tilsvarer drivstofforbruket for om lag 330 personbiler med en årlig kjørelengde på 15 000 km.



Figur 22: Optimal oksygenproduksjon fra 320 kW elektrolyser, gitt i kg/ time over ett år for Case 2b (I perioder der strømprisen er høy, kjøpes oksygen fra markedet).

Fordelingen av investeringskostnader og diskonterte totale kostnader for Case 2b er vist i Figur 23.

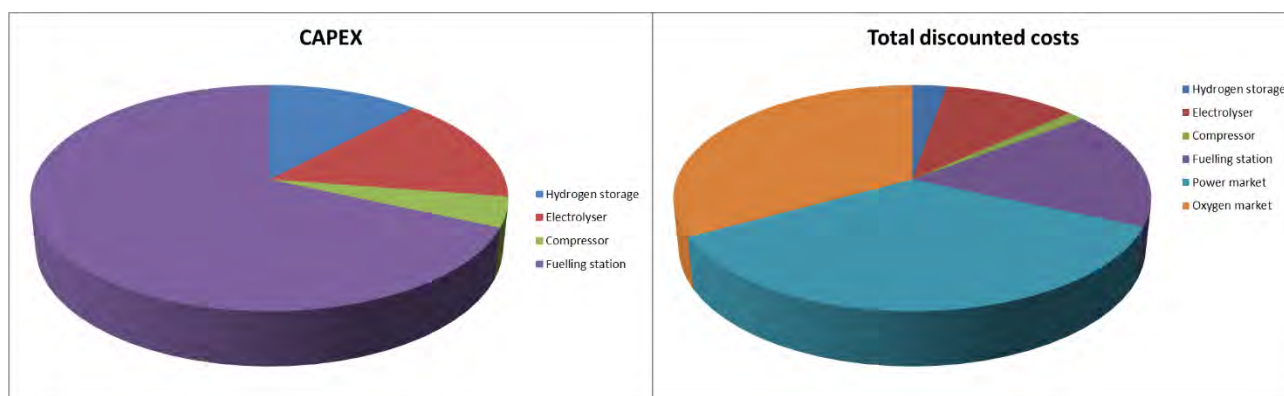


Figur 23: Fordelingen av investeringskostnader og diskonterte totale kostnader for Case 2b.

5.4 Case 3 – Elektrolsør for leveranse av oksygen til Smolten og hydrogen til fyllestasjon

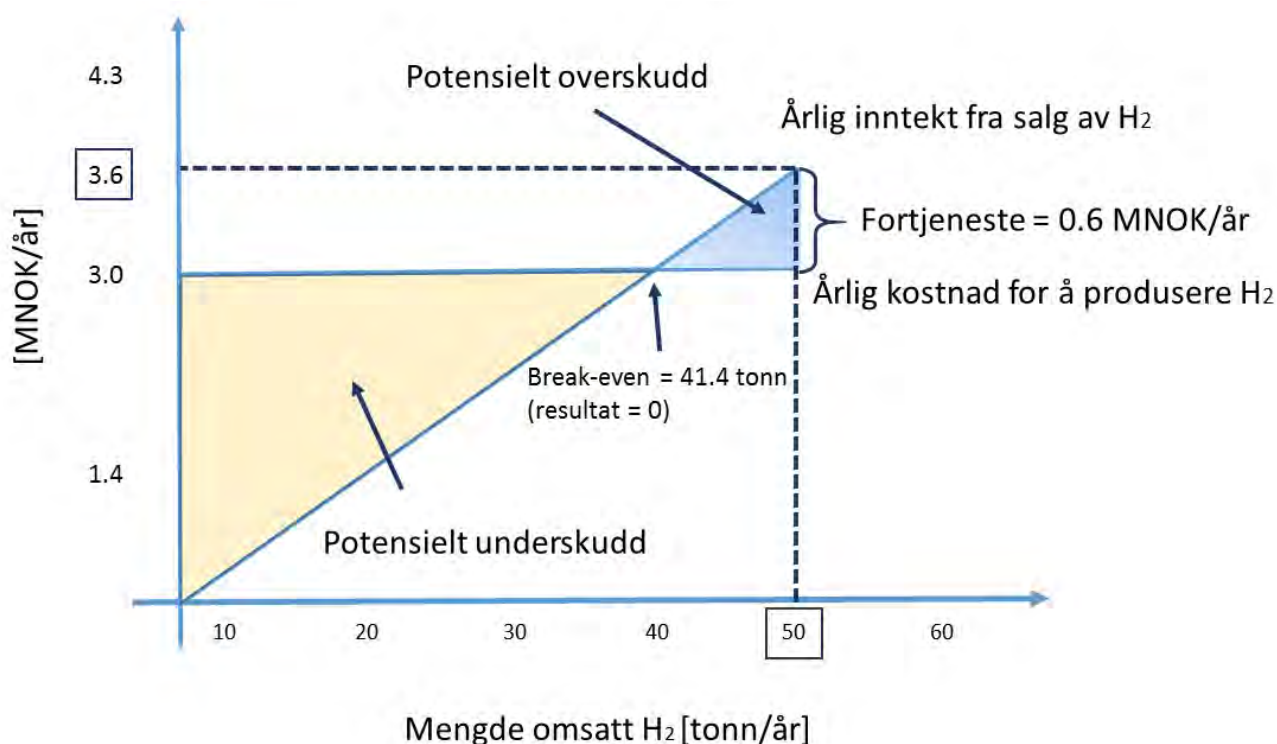
I denne casen har vi brukt samme antagelser som i Case 2b (med tilgang til oksygenmarked), og i tillegg har vi lagt til kostnader ved å etablere en hydrogenstasjon på Innhavet (E6) og et krav om at en må ha et hydrogenlager som kan lagre en ukes produksjon av hydrogen (for å gi en tilstrekkelig forsyningsikkerhet til hydrogenstasjonen). Det er antatt at kostnaden for etablering av en hydrogenstasjon er på 9.1 MNOK, og at årlige driftskostnader er på 2% av dette. Modellen investerer også her i en elektrolsør med kapasitet på 0.32 MW som produserer 5.7 kg hydrogen og en oksygenproduksjon på 45.9 kg/ time. Totale investeringskostnader er nå på 13.3 MNOK, og de totale annualiserte kostnadene er på 6.1 MNOK. Dette er 2.9 MNOK høyere enn kostnaden i referansecasen og med en årlig produksjon på omtrent 50 tonn gir dette en kostnad på 59.6 NOK/ kg hydrogen. Da utsalgsprisen for hydrogen i dag er satt til 72 kr + mva. ved hydrogenstasjoner i Norge, vil det være mulig å ha en moderat fortjeneste på om lag 600 000 NOK/ år ved å selge hydrogenet til en verdi på 3.6 MNOK/ år. Avsetningen er det imidlertid vanskelig å si noe om, og hvis stasjonsoperatøren brenner inne med hydrogen, er dette naturligvis ikke en bærekraftig forretningsmodell.

Fordelingen av investeringskostnader og diskonterte totale kostnader for Case 3 er vist i Figur 24



Figur 24: Fordelingen av investeringskostnader og diskonterte totale kostnader for Case 3.

Case 3 er den mest komplette casen da denne betrakter hele verdikjeden fra hydrogenproduksjon ved elektrolyse via anvendelse av oksygen i Smolten-anlegget til omsetning av hydrogenet som drivstoff. Under de antagelser som er gjort i Case 3, vil inntektene ved salg av hydrogenet ved en fyllestasjon på innhavet dekke de total utgiftene ved å investere i elektrolyseanlegget (3.0 MNOK) dersom det omsettes mer enn 41.4 tonn hydrogen i året til en pris på 72 NOK (eksklusiv moms) / kg hydrogen. Det er verdt å merke seg at dersom det oppnås investeringsstøtte, for eksempel fra ENOVA, vil dette føre til redusert krav til mengde omsatt hydrogen for å nå break-even. Figur 25 viser potensielt underskudd og overskudd ved årlig mengde omsatt hydrogen på Innhavet til en pris på 72 NOK (eksklusiv mva)/ kg hydrogen. Prikket linje i figuren illustrerer potensielle inntekter (3.6 MNOK) ved omsatt hydrogen gitt optimal hydrogenproduksjon (50 tonn hydrogen) som estimert under Case 3. Med en kostnad på 59.6 NOK/ kg hydrogen vil fortjenesten på salg av alt hydrogenet være tilnærmet 600 000 NOK/ år.



Figur 25: Potensielt underskudd og overskudd (MNOK) ved årlig omsatt (tonn) hydrogen til 72 NOK (eks. mva)/ kg H₂ (Case 3).

5.5 Oppsummering av resultater

Tabell 5 sammenstiller resultatene for de ulike konseptene som er evaluert ved hjelp av SINTEF-modellen i denne forstudien. Merk at hydrogenkostnaden representerer kostnaden sammenliknet med kostnader for å drive anlegget uten investering i vannelektrolyseanlegg. Denne kostnaden er en beregnet størrelse og representerer den totale prisen man må oppnå for hydrogenet for å dekke inn økningen i annualiserte kostnader, sammenliknet med ikke å investere i et elektrolyseanlegg ved Smolten AS.

Tabell 5 Sammenstilling av hovedresultatene (avrundede tall)

	Referanse- case Uten investering i elektrolyse- anlegg	Case 1 Leveranse av H ₂ til brønnbåt	Case 2a Leveranse av O ₂ til Smolten AS	Case 2b Leveranse av O ₂ til Smolten AS (med O ₂ - marked)	Case 3 Leveranse av O ₂ til Smolten AS og H ₂ til fyllestasjon
Elektrolyser [MW]	-	1.7	0.7	0.32	0.32
Hydrogenproduksjon [tonn H₂/år]	-	273	113	50	50
Oksygenproduksjon [tonn O₂/år]	-	2 175 ^a	900	402 (+498 fra markedet)	402 (+498 fra markedet)
Lagring av hydrogen, kapasitet [kg H₂]	-	8 957	0	0	963
Kompressor [kg H₂/time]	-	31	13	6	6
Varmeproduksjon fra elektrolyser [GWh/år]	-	4.3	1.8	0.8	0.8
Totale investeringskostnader (CAPEX) [MNOK]	0	29.3	5.9	2.6	13.3
Totale annualiserte kostnader [MNOK/år]	3.2^f	12.0^b	5.0^c	4.9^d	6.1^e
Hydrogenkostnad [NOK/kg H₂]*	-	32.0	15.6	35.0	59.6

* Hydrogenkostnad representerer kostnaden sammenliknet med kostnader for å drive anlegget uten investering i vannelektrolyseanlegg (referansecasen).

^a Overskudd oksygen (1 300 tonn) vil kunne komprimeres og transporteres til andre smoltanlegg. Kostnader og besparelser ved dette er ikke tatt med i beregningen.

^b Inkluderer kostnader for kjøpt kraft fra kraftmarkedet ved kraftunderskudd, elektrolyser, kompressor og hydrogenlagring. Antagelse om frekvens på fylling vil påvirke dimensjoneringen av hydrogenlageret. Kostnader og besparelser ved å investere i teknologi for hydrogen-drevet brønnbåt er ikke tatt med i beregningen.

^c Inkluderer kostnader for kjøpt kraft fra kraftmarkedet ved kraftunderskudd, elektrolyser og kompressor.

^d Inkluderer kostnader for kjøpt kraft fra kraftmarkedet ved kraftunderskudd, elektrolyser, kompressor og kostnader for kjøpt oksygen fra oksygenmarkedet.

^e Inkluderer kostnader for kjøpt kraft fra kraftmarkedet ved kraftunderskudd, elektrolyser, kompressor og kostnader for kjøpt oksygen fra oksygenmarkedet, samt kostnader ved hydrogenlagring og etablert fyllestasjon.

^f Variable kostnader ved kjøp av kraft og oksygen fra markedet uten investering i elektrolyseanlegg til Smolten AS.

6 Konklusjoner og anbefalinger for realisering av elektrolyseanlegg v/Storvatnet kraftverk

6.1 Konklusjoner

I denne forstudien har SINTEF evaluert tekno-økonomiske aspekter ved en eventuell etablering av et elektrolyseanlegg knyttet til Storvatnet kraftverk.

Hovedkonklusjonen fra forstudien er, under de antakelser som er tatt og innenfor de begrensede ressurser som var avsatt til forstudien, at en investering i et elektrolyseanlegg ved Smolten AS trolig vil gi en positiv avkastning.

Det er likevel viktig å understreke at det er behov for å følge opp forstudien for å avklare en del aspekter som ligger utenfor forprosjektets målsetting. Dette innbefatter en avklaring rundt andre tilsvarende initiativ i regionen og bransjen mht. mulig avsetting av oksygen i andre smoltanlegg, samt hydrogen som drivstoff både i maritim- og landtransport.

Forstudien er utført i tett dialog med Eirik Welde i Smolten AS, og dette har vært uvurderlig for å komme fram til resultatene. Arbeidet har bidratt til å sette kraftverkseier (Smolten AS) i bedre stand til å vurdere om selskapet ønsker å gå videre og etablere et mer komplett beslutningsunderlag for en slik investering.

Mer spesifikt har denne forstudien kommet fram til følgende konklusjoner:

- Det at Storvatnet kraftverk ligger i umiddelbar nærhet til Smolten AS sitt settefiskanlegg, gir mulighet for lokal anvendelse av energiresurser til vannelektrolyse og bruke av oksygenet og varmen fra elektrolysøren direkte i smoltanlegget, mens hydrogenet enten kan anvendes i en brenselcelle som back-up løsning for strømforsyning til anlegget eller som drivstoff både innen vei- og sjøtransport.
- Teknologi for hydrogenproduksjon, lagring og anvendelse er kommersielt tilgjengelig. Hydrogenteknologi er tilgjengelig også fra norske aktører i markedet, som NEL (elektrolysører) og Hexagon (kompositt lagringstanker).
- Bruken av oksygen og varme fra vannelektrolyse kan bedre økonomien ved en eventuell investering i et elektrolyseanlegg. Verdien av dette oksygenet er i denne forstudien beregnet i størrelsesorden 2 MNOK/ år. Det er også antatt en kostnadsbesparelse i forbindelse med at elektrolysøren avgir varme til settefiskanlegget. Størrelsen på kostnadsbesparelsen av slik avgitt varme avhenger i stor grad av prisen på kraften som benyttes.
- Dersom anlegget dimensjoneres etter behovet for hydrogen som drivstoff i en brønnbåt, vil hydrogenkostnaden ligge på 32 NOK/kg hydrogen. Her vil det også være muligheter for å tilfredsstille fremtidig oksygenbehov til settefiskanlegget på Innhavet så vel som andre settefiskanlegg i området.
- Dersom anlegget dimensjoneres etter fremtidig oksygenbehov ved Smolten AS på Innhavet, vil det være lønnsomt å kjøpe inn oksygen i perioder med høy strømpris. Det er videre beregnet at det ikke vil være lønnsomt å investere i en vannelektrolyser kun for å tilfredsstille oksygenbehov ved settefiskanlegget.

- Det vil ikke være lønnsomt å investere i en brenselcelle for å benytte hydrogen for kraft og varmeproduksjon i perioder med kraftunderskudd. Det vil være billigere å kjøpe denne kraften fra markedet. En investering i brenselcelle kan likevel være aktuell dersom det er behov for strøm og varme som en back-up-løsning for på den måten å sikre kritiske operasjoner ved settefiskanlegget.
- Beregnet kostnad på hydrogen er omtrent 60 NOK/ kg hydrogen i casen som inkluderer etablering av en fyllstasjon for hydrogen på Innhavet (Case 3), altså lavere enn dagens markedspris på 72 NOK/kg eksklusiv mva ved hydrogenstasjoner i Norge. Dette gir potensiale for salg av hydrogen, men mangel på sikker etterspørsel etter hydrogen i regionen, gjør at inntektssiden er usikker og investeringsrisikoen vurderes som høy.
- Offentlig støtte til etablering av elektrolyseanlegget og hydrogenstasjonen vil imidlertid kunne gi en risiko-delning rundt realiseringen av anlegget samt kunne bidra til en akseptabel avkastning for aktørene.

6.2 Diskusjon og anbefalinger for videre arbeid

Denne forstudien har vist at hydrogenproduksjon ved småkraftverk og lokal anvendelse av hydrogen, oksygen og varme ved settefiskanlegget Smolten AS Innhavet har potensiale for økt verdiskapning. Begrensede ressurser i forstudien fordrer imidlertid en nøyere gjennomgang av omliggende faktorer, spesielt knyttet til mulig avsetning for hydrogen og oksygen i regionen før endelige konklusjoner kan trekkes. Det anbefales derfor at dette forprosjektet videreføres i et hovedprosjekt med formål å danne et robust beslutningsgrunnlag gitt ulike forutsetninger for den planlagte utbyggingen ved Innhavet og muligheter for offentlig støtte for aktuelle lønnsomme konsepter.

Datagrunnlaget for nye simuleringer i et slikt hovedprosjekt bør forbedres slik at det gjenspeiler reelle kostnadstall for de aktuelle teknologiske installasjoner basert på tilbud fra leverandører, samt variasjoner i kraftpriser. Det anbefales videre at hovedprosjektet også omfatter en vurdering av en mulig trinnvis utbygging av et elektrolyseanlegg i tråd med at etterspørselen etter hydrogen i området øker. Sist men ikke minst, bør tilgang til mer småkraft og de mest aktuelle nettførsterkninger i området tas med i de mer nøyaktige beregninger i et hovedprosjekt.

Uavhengig av størrelsen på et eventuelt elektrolyseanlegg ved Smolten AS er det viktig å sikre omsetning av hydrogenet samt eventuelt overskudd av oksygen. Hydrogenetterspørsel fra en lokal kjøretøysflåte er avgjørende da dette eliminerer kostnader i forbindelse med distribusjon av hydrogen. I et hovedprosjekt, bør det inngå en aktivitet i retning av å engasjere en mulig utbygger av en hydrogenstasjon på Innhavet, samt dialog med distribusjonsselskaper med transportoppdrag i regionen. På bakgrunn av dette vil det la seg gjøre å predikere et fremtidig marked for hydrogen. Med Statens Vegvesens forsterkede fokus på 0-utslipp i riksveiferjene, vil det være naturlig å kartlegge bruk av hydrogen som drivstoff for de lengre sambandene Bognes-Løddingen, Bognes-Skarberget og Drag-Kjøpsvik, der batteri-elektriske ferger sannsynligvis vil bli uforholdsmessig dyre sammenliknet med hydrogendrevne ferger. Rederier som opererer disse sambandene vil være naturlige partnere i et hovedprosjekt eller bør i det minste inngå i en referansegruppe for prosjektet. Innkjøpere av transporttjenester i Fylkeskommunen er en annen sentral aktør.

Også ikke-teknologiske aspekter må inngå i et hovedprosjekt, der den lokale forankringen må sikres, under den klare forutsetning at arbeid med å stimulere til introduksjon av hydrogenbiler fordrer at infrastrukturen bygges ut i forkant, og denne må være strategisk plassert og ha god kapasitet i de første årene (Sintef, 2016).

SINTEF anbefaler at Smolten AS tar eierskap til hovedprosjektet for å sikre full styring og handlefrihet i arbeidet fram mot en endelig investeringsbeslutning. Hvis hovedprosjektet konkluderer med at det vil være lønnsomt å investere i elektrolyse ved Smolten, vil en risiko-delning rundt realisering av anlegget likevel være avgjørende. Det vil med andre ord være viktig å sikre offentlige støtte både til hovedprosjektet og den eventuelt påfølgende etableringen av en elektrolyseanlegg, fra for eksempel ENOVA, Innovasjon Norge, Norges forskningsråd eller EU. Mulig finansieringskilder for det videre løp er sammenfattet i avsnittet under.

6.3 Offentlig finansiering

SINTEF anbefaler altså som første steg å forbedre datagrunnlaget og undersøke ulike teknologiske alternativer og kostnader i mer detalj i et nytt (oppfølgings)prosjekt. For prosjektet, anbefales det å benytte Forskningsrådet, Innovasjon Norge eller sondere med NVE om det kan finnes oppfølgingsmidler, gitt at forstudien har gitt så lovende resultater. For en investering i et elektrolyseanlegg, har Enova og Innovasjon Norge de best egnede støtteprogrammer.

ENOVA sitt program for ny teknologi i industri og anlegg kan ansees som mest relevant. Her kan ENOVA støtte pilotanlegg i industrien, gi betingede lån (inntil 60% av prosjektets godkjente kostnader, med mulighet for ettergivelse) til demonstrasjon av ny energi- og klimateknologi, eller støtte inntil 50% av merkostnadene ved å ta i bruk teknologien i fullskala. ENOVA støtter også forprosjekter med inntil 50% av godkjente dokumenterte merkostnader (begrenset opp til 10 MNOK).

Hos Innovasjon Norge er fokus å legge til rette for leveranser fra innovative norske industriaktører. Ved involvering av norske leverandører av f.eks. hydrogenlagringstanker (Hexagon) eller teknologi for elektrolyse (NEL ASA), anbefales det å gå i dialog med Innovasjon Norge om tilskudd.

Prosjekter i regi av EU, der FCH2-JU (The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) er den relevante instansen, kjennetegnes av en høyere dekning av kostnadene, men også av mer rigide styringsstrukturer, kompetitivt søknadsløp og lang oppstartstid fra søknad til prosjekt (omtrent 1 år). Prosessen er også avhengig av at FCH2 JU styrende organer foreslår de temaene de vil finansiere, og oppdrettsnæring er kun relevant for noen få Europeiske land og er dermed ikke et satsningsområde i EU-sammenheng.

Prosjekter i regi av Norges forskningsråd (NFR), er ikke dekket i sin helhet, men er til gjengjeld mer fleksibelt forvaltet enn EU-prosjekter, krever mindre innsats i søknadsprosessen og kan startes opp raskere. NFR stiller derimot krav til forskningshøyde og innovasjon, og det kan være krevende å få lagt inn slike aspekter i en eventuell søknad.

Referanser

Bladet Vesterålen. Web-kilde, besøkt mai 2017: <https://www.blv.no/hadsel/nordlaks-far-gigant-bronnbat/s/1-1175899-3746628> .

H2tools.org. Web-kilde, besøkt mai 2017:
https://h2tools.org/bestpractices/storage/compressed_gas/storage_vessels

IFE, 2015. Forstudie Hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk. IFE, Kjeller, Norge.

IFE, 2017. Ø. Ulleberg og J. C. Gjervløw. Hydrogenproduksjon ved småkraftverk: Case studie Rotnes bruk. IFE/KR/E-2017/001. ISBN 978-82-7017-904-6. IFE, Kjeller, Norge.

E4Tec 2014. L. Bertuccioli, et al. Study on development of water electrolysis in the EU. Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking. E4tech, Switzerland.

Fiskarstrand, 2017. Web-kilde, besøkt juli 2017: <https://www.sjofartsdir.no/aktuelt/nyheter/startskudd-for-hydrogenferje-prosjekt/>

Hydrogeforum, 2013. Hydrogen og brenselceller – Viktige deler i et fornybart energisystem. Vätgas Sverige, Norsk Hydrogenforum, Hynor Lillestrøm og Kunnskapsbyen Lillestrøm. Kjeller, 2013.

LBST, 2009. C. Stiller, J. Michalski, U. Bûgner: Business case hydrogen infrastructure case study for the Greater Oslo Area. Study for Stotoi ASA bu Ludwig-Bôlkow-Systemtechnik (LBST), 2009 (presented at the 18th World Hydrogen Energy Conference, Essen, May 2010).

Proton, 2017. Web-kilde, besøkt Juli 2017: http://www.protononsite.com/sites/default/files/2016-10/pd-0600-0115_rev_a%20%281%29.pdf

Shell, 2017. Shell hydrogen study. Energy of the future? Sustainable Mobility through Fuel Cells and H2.

SINTEF, 2013. Dahl, P. I. et al. Hydrogen for transport from renewable energy in Mid-Norway. PRE-PROJECT entitiled "HYDROGEN TIL TRANSPORT FRA FORNYBAR ENERGI I MIDT-NORGE". SINTEF-rapport, Trondheim, Norge.

SINTEF, 2015. Møller-Holst, S. Hydrogenproduksjon basert på vindkraft fra Raggovidda vindpark – Forstudium. SINTEF-rapport F26826, Trondheim, Norge.

SINTEF, 2015b. Møller-Holst, S., Zenith, F., og Thomassen, M. Analyse av alternative drivformer for ikke-elektrifiserte baner. SINTEF-rapport F27096 (fortrolig), Trondheim, Norge.

SINTEF, 2016. A. Tomasgard, S. Møller-Holst, M. Thomassen, H. Bull-Berg, S. Damman, og T. Bjørkvoll. Nasjonale rammebetingelser og potensial for hydrogensatsingen i Norge. SINTEF-rapport A27350, Trondheim, Norge.

Welde, 2017. Personlig kommunikasjon med Eirik Welde, daglig leder ved Smolten AS Innhavet.

A Produksjonsprofil ved Storvatnet kraftverk og effektbehov hos Smolten AS

Tabell 6 Produksjonsprofil (gjennomsnitt/ måned) Storvatnet kraftverk, med begrensning i nett på 500kW (dagens situasjon; 2017)

Elektrisitet	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Produksjon (kW)	400	400	500	500	500	500	400	400	500	500	500	400
Driftsdager	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Driftstimer	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Produksjon (MWh)	298	269	372	360	372	360	298	298	360	372	360	298

Tabell 7 Produksjonsprofil (gjennomsnitt/ måned) Storvatnet kraftverk, uten begrensning i nett

Elektrisitet	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des
Produksjon (kW)	400	400	500	1 500	2 000	1 500	700	400	1 000	1 000	1 000	400
Driftsdager	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31
Driftstimer	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744
Produksjon (MWh)	298	269	372	1 080	1 488	1 080	521	298	720	744	720	298

Tabell 8 Energibehovet (el og varme) for Smolten AS i 2019

Energibehov 2019	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	SUM
Mengde vann til oppvarming(m3/h)	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	900	
Delta T oppvarming	8	8	8	8	6	4	0	0	4	6	8	8	
Oppvarming (kW)	8 360	8 360	8 360	8 360	6 270	4 180	0	0	4 180	6 270	8 360	8 360	
Virkningsgrad energianlegg	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Effekt behov oppvarming (kW)*	823	823	823	823	617	411	0	0	411	617	823	823	
Effekt el øvrigprosess (kW)	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	
Sum effektbehov	1 823	1 823	1 823	1 823	1 617	1 411	1 000	1 000	1 411	1 617	1 823	1 823	
Driftsdager	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Driftstimer	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8 760
Varmebehov (MWh)	6 220	5 618	6 220	6 019	4 665	3 010	0	0	3 010	4 665	6 019	6 220	51 665
El behov oppvarming (MWh)*	612	553	612	592	459	296	0	0	296	459	592	612	5 083
Elbehov øvrig prosess (MWh)	744	672	744	720	744	720	744	744	720	744	720	744	8 760
Sum elbehov (MWh)	1 356	1 225	1 356	1 312	1 203	1 016	744	744	1 016	1 203	1 312	1 356	13 843
Differanse Effektprod/effekt trekk	-1 423	-1 423	-1 323	-323	383	89	-300	-600	-411	-617	-823	-1 423	

*Estimater i samråd med Smolten AS (Welde, 2017).



Teknologi for et bedre samfunn

www.sintef.no

Bilag 1 Oppdragsgivers beskrivelse av Oppdraget

Tittel: Hydrogenproduksjon ved småkraftverk

Oppdragstaker: Småkraftforeninga

Ansvarlig: Knut Olav Tveit

Prosjektnr.: 80154

Saksnr.: 201604416

Mål for prosjektet: Prosjektet skal utvikle et generisk verktøy for beslutningsstøtte for å produsere hydrogen ved småkraftverk.

Prosjektbeskrivelse: Det er klare utredningsbehov opp mot hydrogens rolle i kraftsystemet. Det er videre et udekket FoU-behov hva angår selve hydrogenproduksjonen ved det enkelte verk. Gjennom dette prosjektet skal det utvikles et modellverktøy for å beregne lønnsomhet ved anvendelse av småskala vannkraft til hydrogenproduksjon.

Modellverktøyet vil ta utgangspunkt i ressursdata for lokale fornybare ressurser, allerede installerte eller planlagte småkraftverk, antakelser for lokale kunder for hydrogen og konkurransesituasjon for alternative energibærere. Verktøyet skal gi et godt beslutningsunderlag for dimensjonering av hydrogenproduksjonsanlegg, anbefale egnede teknologier og vurdere lønnsomheten ved hydrogenproduksjon. Innovasjonen i prosjektet er todelt:

- i) En analyse av et potensielt helt nytt marked for småskala hydrogenproduksjon,
- ii) utvikling av et generisk verktøy som gir beslutningsstøtte for hydrogenproduksjon fra småkraftverk innenfor et slikt nytt marked.

Det prosjektet vi søker støtte for vil pågå i nær kontakt med et annet prosjekt i regi av Småkraftforeninga som skal vurdere muligheten for nå på et tidlig tidspunkt å starte hydrogenproduksjon i et eksisterende kraftverk. Det prosjektet inkluderer både vurderinger av tekniske løsninger og økonomiske betraktninger. Det eksisterer ingen lignende verktøy i dag. Utviklingen av et slikt verktøy vil øke kompetansen innen hydrogen for småkraft. Småkraftforeninga er medlem av Hydrogenforum og har samarbeid /dialog med de fremste miljøene i landet på dette fagfeltet. For øyeblikket utreder de sammen med Institutt for Energiteknikk mulighetene for hydrogenproduksjon ved Rotnes kraftverk i Nittedal. Dette er finansiert av forskningsrådet gjennom VRI-programmet.

Problemstilling: Hydrogenproduksjon ved vannkraftverk kan bli en svært interessant måte å verdiøke norsk vannkraft på. Forretningsideen er å produsere hydrogen mens kraftprisene er lave for så å selge det som en ferdig energibærer året i gjennom. Dersom hydrogenet lages lokalt ved det enkelte vannkraftverk øker den potensielle lønnsomheten betraktelig fordi man da eliminerer nettleien fra strømprisen. Man unngår også nett-tap ved å bruke kraften på stedet.

Hypotese: Det er mulig å tilrettelegge for hydrogenproduksjon fra småkraftverk i et helt nytt energimarked.

Hydrogen er svært godt egnet til bruk i transportsektoren hvor hydrogendrevne elbiler er forventet å ta en stor del av markedet. Dette fordi de fornybare hydrogenbilene har kort fylletid og lang rekkevidde – karakteristika som er langt mer forbrukervennlige enn de fleste batteribilers. Flere av verdens store bilprodusenter vil lansere hydrogenbiler i arene som kommer og de første er allerede på markedet – også her hjemme. Norge vil fremover måtte ta egne klimakutt og da er det transportsektoren som er mest aktuell – en sektor hvor hydrogen er skreddersydd for å oppnå raske kutt. Miljø- og energikomiteen på Stortinget er særlig oppmerksomme på hydrogenets potensial og la nylig til rette for at Enova kan støtte utbredelsen av flere fyllestasjoner.

En hydrolysør leverer tre produkter: hydrogen, oksygen og varme. Alle disse gir i ulik grad grunnlag for verdiskapning.

Hydrogen er i kraft av å være et «grønt batteri» også godt tilpasset kraftsystemet og de utfordringene man kan møte strømmettet i arene som kommer. Noen eksempler:

- Hydrogenbiler vil fylle tanken ved behov. Da unngår man at det lokale nettet overbelastes kraftig av mange batteribiler som lader samtidig.
- Hydrogenproduksjon kan avlaste behovet for nettkapasitet for å ta imot strøm i perioder med høy, uregulert produksjon. Enkelte aktører har allerede begynt å vurdere småkraftverk uten nettilknytning - som altså bare skal produsere hydrogen.
- Småkraftverk med egen hydrolysør kan ved behov levere effekt gjennom å stenge hydrolysøren.
- Hydrogendrevne brenselceller kan levere effekt inn i nettet. Kan være aktuelt i perifere deler av nettet.
- Avsidesliggende bosetning kan få fornybar strøm uten at man bygger dyr nettilknytning for dem. Dette gjennom brenselcelle drevet av hydrogen. Eksempler: turisthytter og annen bosetning på fjellet eller ute i skjærgården.

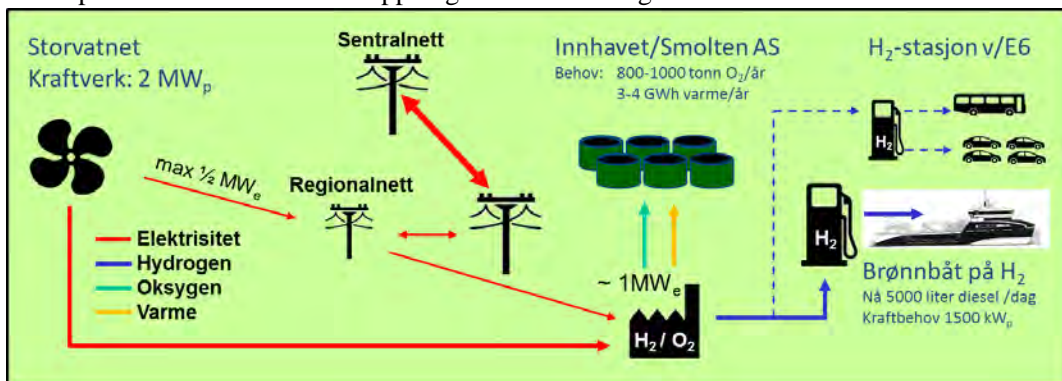
Oppdragstakers spesifikasjon av Oppdraget

Mål:

Prosjektet har som målsetting å skissere hvordan implementering av hydrogenproduksjon ved Storvatnet Kraftverk kan gjennomføres. Prosjektet skal sette kraftverkseier i stand til å ta kommersielle valg for hydrogenproduksjon. Analysen baserer seg på erfaringer og metoder fra den allerede gjennomførte forstudien *Hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk* (IFE 2015), den påfølgende mulighetsstudien "Hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk, del 2 samt følgende relevante prosjekter utført av SINTEF:

- H2 i Midt-Norge, for-prosjekt med tittel, "*Hydrogen for transport from renewable energy in Mid-Norway*", støttet av Transnova, mai 2013
- Forstudium for Berlevåg kommune, "*Hydrogenproduksjon basert på vindkraft fra Raggovidda vindpark*", SINTEF F26826, Fortrolig rapport, mars 2015
- Innspill fra de 4 norske storbyene, "*Nasjonale rammebetingelser og potensial for hydrogensatsingen i Norge*", SINTEF A27350 Åpen rapport, januar 2016

Konseptet som skal evalueres i Oppdraget er skissert i figuren under:



Delmål:

Prosjektet har følgende delmål:

1. Beskrive det overordnede konseptet for produksjon, distribusjon og bruk av hydrogen, oksygen samt varme ved Smolten AS og i regionen forøvrig, gitt behov og begrensninger som skissert av Småkraftforeninga.
2. Beskrive konkret hvordan dette kan realiseres, utarbeide kostnadsestimater basert på vurdering av nødvendig teknisk utstyr for:
 - a. Elektrolyseanlegg (produksjon)
 - b. Anvendelse av hydrogen, oksygen og varme ved settefiskanlegget
 - c. Bruk av hydrogen som drivstoff i brønnbåt(er)
 - d. Etablering av egen fyllstasjon ved egnet lokasjon ved E6
 - e. Back-up for kritiske operasjoner i anlegget (spesifiseres nærmere)
3. Utføre en grov lønnsomhetsanalyse for elektrolyseanlegget og avdekke eventuelle kostnadsbesparelser for Smolten AS, som forarbeid for en konkret investeringsanalyse.
4. Kartlegge mulighetene for annen regional / lokal bruk av hydrogen og oksygen som produseres ved Storvatnet kraftverk i samarbeid med regionale aktører.
5. Forslå hvordan et anlegg for hydrogenproduksjon ved Storvatnet Kraftverk kan realiseres. Herunder:
 - a. Peke på viktige trinn for gjennomføring (leverandører og samarbeidspartnere)
 - b. Forslag til offentlige støtteordninger som kan være aktuelle.

Delmålene vil oppnås ved at SINTEF benytter erfaringer og metoder anvendt i andre relevante prosjekter som listet under Mål ovenfor.

Prosjektbeskrivelse:

Innledning (første side) benyttes som den er, her avsnitt som skal byttes ut:

Motivasjon og utgangspunkt for prosjektet ved Storvatnet Kraftverk (se konsept skisse):

For økt utnyttelse av Storvatnet Kraftverk er det nærheten til settefiskanlegget Smolten AS og den potensielle flerbruken av elektrolysørens tre "produkter" i anlegget som gjør caset spesielt interessant. Oksygenet og varmen fra elektrolysøren kan benyttes direkte i smoltanlegget, mens hydrogenet kan anvendes som drivstoff både innen vei- og sjøtransport.

Dagens produksjonskapasitet i Storvatnet Kraftverk er 2 MW_e, mens nettkapasiteten er begrenset til ½ MW_e. Installasjon av en elektrolysør vil dermed også kunne øke utnyttelsen av den lokale energiressursen. Framtidig økning i effektuttak på Innhavet vil gjøre gapet vesentlig mindre. Det skal derfor regnes på lønnsomhet også med full nettkapasitet, da fratrukket kostnader til nettleie og innmatingstariffer.

Det årlige oksygenbehovet i smoltproduksjonen på Innhavet er 800 – 1000 tonn, og kostnaden for dette er i størrelsesorden 2 mill NOK/år. Smolten AS har også andre settefiskanlegg i området som eventuelt kan avta oksygen. Det årlige varmebehovet i produksjonene er 3-4 GWh.

Sist, men ikke minst hentes settefisken med dieselektriske brønnbåter. Nordlaks eier selv en slik båt som er av den større typen. Effektbehov er 1500 kilowatt ved fremdrift. Det går typisk 5000 liter diesel i døgnet ved drift. Båten kan anslagsvis være operativ 300 døgn på årsbasis. Som en del av case-studien bør derfor bruk av hydrogendrevne brenselceller vurderes som erstatning eller supplement til dieselmotoren for å oppnå reduserte lokale (partikler, NO_x) så vel som globale utslipp (CO₂).

Overføringsverdien av resultater fra case-studiet til oppdrettsnæring er stor og potensialet for verdiskaping er derigjennom betydelig.



Kyrre Sundseth
Prosjektleder, Forsker
Nye energiløsninger

Kjetil Midthun
Forskningsleder
Anvendt økonomi

Steffen Møller-Holst

Markedsdirektør
H₂-teknologi

Styreleder
Norsk hydrogenforum



Smolten – et komplett case:
H₂, O₂, varme og innestengt kraft



Småkraftsdagane
Stavanger,
29. mars, 2017



Bakgrunn og motivasjon

- Del-prosjektet utføres av SINTEF for Småkraftforeninga våren 2017
- Utgjør del to av et oppdrag som Småkraftforeninga har fått fra Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) under tittelen *"Hydrogenproduksjon ved småkraftverk"*.
- Motivasjonen er potensialet for økt utnyttelse av energiresursene i Storvatnet Kraftverk til vannspalting og anvendelse av hydrogen, oksygen og varme ved settefiskanlegget Smolten AS

Prosjekt mål

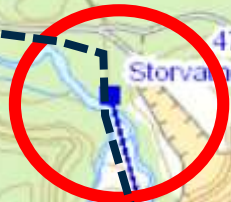
- Prosjektet har som målsetting å skissere hvordan implementering av hydrogenproduksjon ved Storvatnet Kraftverk kan gjennomføres.
- Prosjektet skal sette kraftverkseier i stand til å ta kommersielle valg for hydrogenproduksjon.
- Kontrakt signert i februar 2017
- Datainnhenting, modell under etablering mars 2017
- Foreløpige estimater (Småkraftdagane 2017)
- Simuleringer i april, rapport ila mai 2017



Smolten AS



Storvatnet kraftverk:
Årlig prod.: Ca 8.1 GWh



Innhavet: Trafikk-
knutepunkt (E6)



Storvatnet kraftverk

- Installert effekt: 2 MW_p. Nettkapasitet: 0.5 MW_e.
- Spottpris: 15-25 øre/kWh. Nettleie: 20-25 øre (HT3H tariff).
- Egen høyspent-linje (22 kV kabel) direkte til Smolten AS.



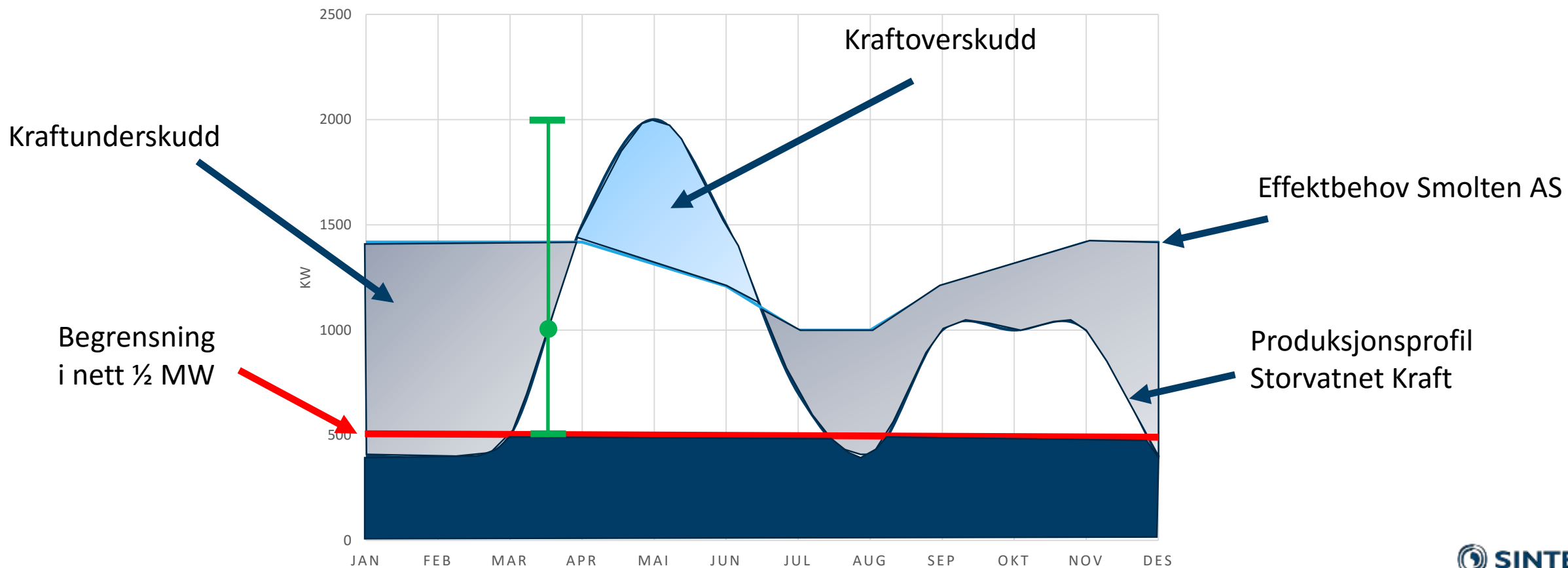
Smolten AS (350 → 2000 tonn smolt/år i 2019)

- Oksygenbehov: **800-1000 tonn O_2 /år (etter utbygging)**
 - Smolten AS har også andre settefiskanlegg i området (Mørsvikbotn, 4 mil sør) med samme O_2 behov (800-1000 tonn/år).
- El til varmebehov: øker nå fra ~ 3 til **12 – 15 GWh/år**
 - Varme fra slam/avløp + varmepumpe.
- Drivstoff, eks.: brønnbåt: **1500 m³ diesel/år**
 - Effektbehov på ~1 500 kW. Operativ ~300 døgn per år.
 - Ville kunne erstattes av ~ **300 tonn H_2 /år**,

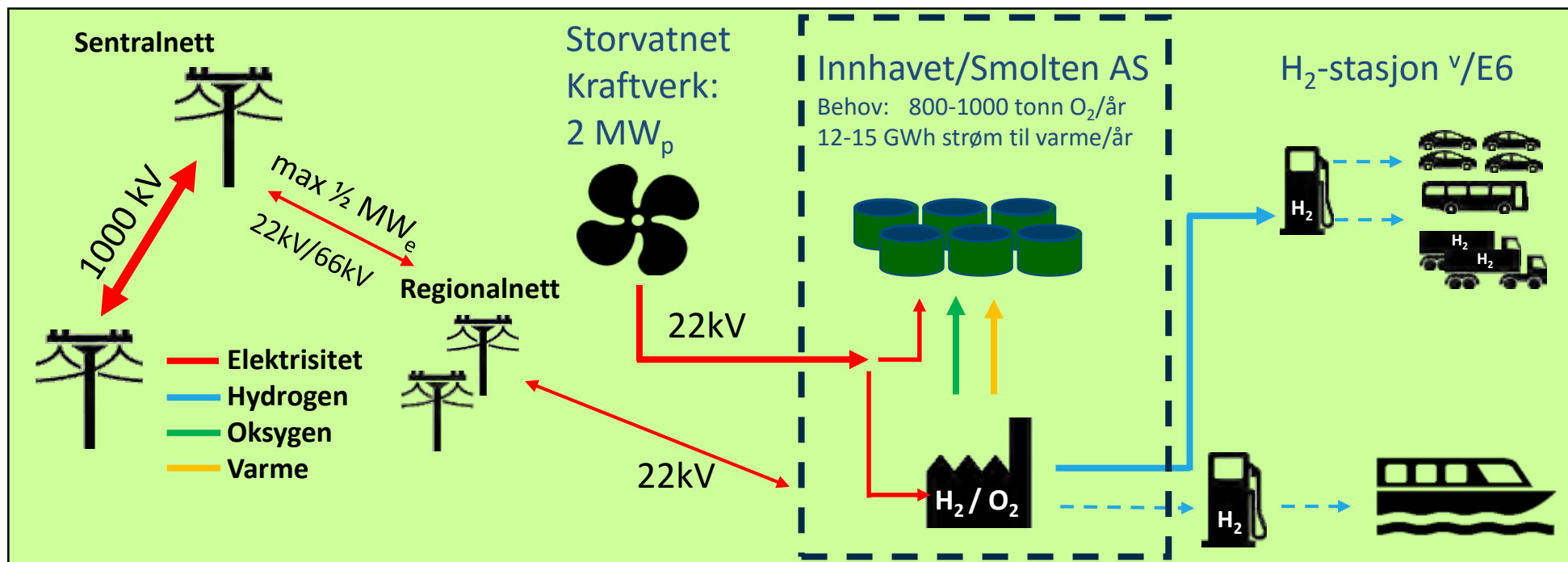


Krafttilgang og -behov

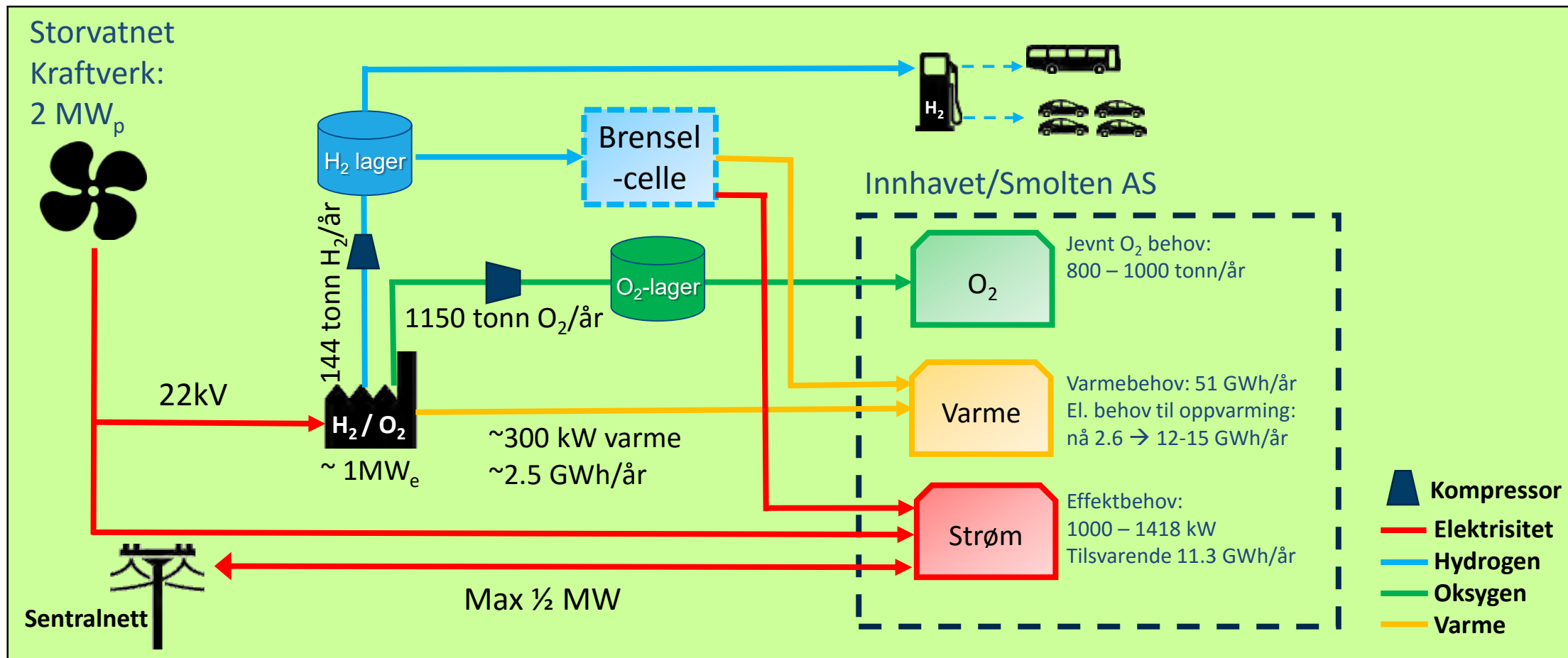
PRODUKSJONSPROFIL STORVATNET KRAFTVERK
OG EFFEKTBEHOV SMOLTEN AS



Beskrivelse av case



Beskrivelse av case / konsept



Smolten AS

20-30 mål ledig areal
Egnet lokasjon for
elektrolyse-anlegg

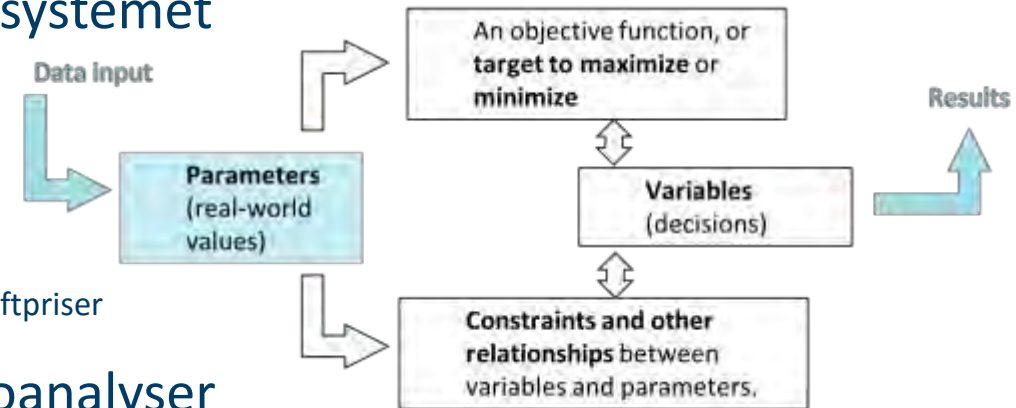
Teknisk bygg

Havn til innskiping
av stort utstyr



Modell for lønnsomhetsanalyser

- Tekno-økonomisk modell basert på optimering (Xpress-MP), case under etablering
 - Modellen finner optimal dimensjonering og drift av systemet
 - Maksimerer nåverdien av investeringene
 - Tar hensyn til systembegrensninger
 - Tar hensyn til dynamikken i systemet
 - Variabel kraftproduksjon, etterspørsel etter oksygen (og hydrogen), varierende kraftpriser
 - Godt egnet til å gjøre sensitivitetsanalyser / scenarioanalyser
 - Hva er effekten av prisendringer, kapasitetsendringer, etterspørselsendringer, design, dimensjoner?
- God forståelse av de viktigste driverne for lønnsomheten i prosjektet og et godt beslutningsgrunnlag



Mulige anvendelser for hydrogen i transport

- H₂-produksjon: 144 tonn H₂/år tilsvarer drivstoff til:
 - 1000 personbiler eller 200 taxier / 20 BC-busser / 1 liten ferge / hurtigbåt
 - Eksempel: Fordeling av 144 tonn H₂/år til ulike sluttbrukere:
 - 40 Taxier (á 75 000km/år) + 5 hydrogenbusser (á 100 000km/år)



og

- 100 Varebiler
(á 22 500km/år)



og

- 20 Traktorer
(á 800 timer/år)

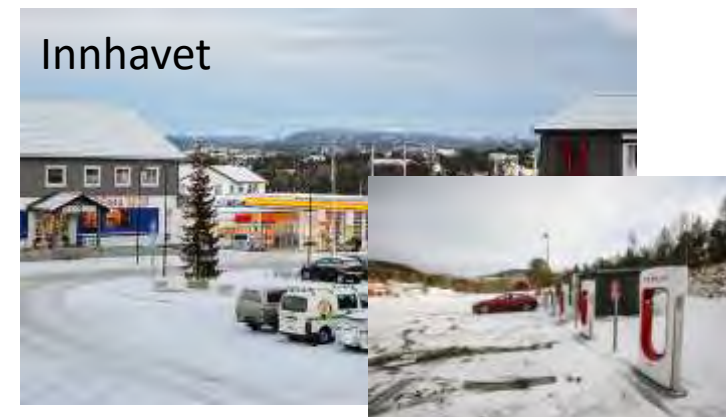


Fordrer:

- 2(-3) hydrogenstasjoner, ulike trykk:
 - 350 bar (buss/lastebil),
 - 700 bar (person/varebil)

Gir:

- Reduksjon i CO₂-utslipp:
ca 2000 tonn / år



- H₂ som drivstoff i ferger:
 - Bognes – Løddingen,
 - Bognes – Skarberget (E6)
 - Drag - Kjøpsvik

Oppsummering

- Vurderinger av et elektrolyseanlegg ved Smolten AS er nylig innledet
- Småkraft tilgjengelig i direkte tilknytning til anlegget, nettbegrensninger
- Caset virker spesielt interessant fordi:
 - *Behov for O_2 , varme og energilagring (H_2)*
 - *Unngå nettleie på strømmen til elektrolysør*
- Rammeverket for simulering av et elektrolyseanlegg er under etablering
- Lagring og re-elektrifisering av H_2 (brenselcelle) kan jevne ut krafttilgangen
- Foreløpige estimater → caset er lovende/kan være kommersielt interessant

Takk til

- Småkraftforeninga og NVE for oppdraget
- Smolten AS (Norlaks), daglig leder Eirik Welde
- Minikraft AS, prosjektleder Geir Magnor Olsen
- Kolleger i SINTEF: Kyrre Sundseth/Kjetil Midthun



NORLAKS





NORDLAKS



Teknologi for et bedre samfunn

Takk for oppmerksomheten!





Norges
vassdrags- og
energidirektorat

Norges vassdrags- og energidirektorat

Middelthunsgate 29
Postboks 5091 Majorstuen
0301 Oslo

Telefon: 09575
Internett: www.nve.no

