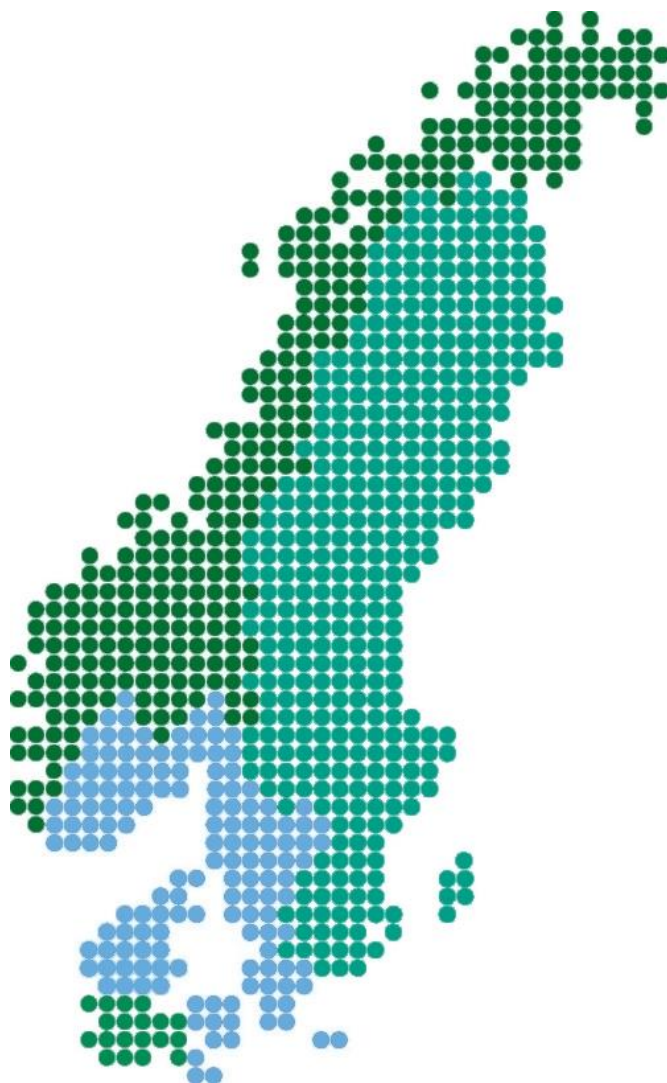


The Blue Move for a Green Economy

Mulighetsstudie for
produksjon, industri, lagring og distribusjon av hydrogen



Innholdsfortegnelse

The Blue Move for a Green Economy.....	4
Forkortelser	5
Sammendrag	6
Summary.....	7
Innledning	8
En betydelig rolle i fremtidens energisystem.....	8
Fornybar energi til transport i ØKS-regionen	11
Produksjon av hydrogen.....	12
Vannelektrolyse	12
Alkalisk elektrolyse	12
PEM (Proton Exchange Membrane) elektrolyse.....	13
SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell) elektrolyse	14
Hydrogenproduksjon basert på vannelektrolyse.....	15
Hydrogenproduksjon ved reformering.....	15
Sorption enhanced reforming (SER).....	16
Fornybare energikilder for vannelektrolyse.....	17
Vannkraft	17
Småkraftverk.....	19
Vind	20
Sol	20
Industriell produksjon og anvendelse av hydrogen.....	22
Bruk av hydrogen i industrien.....	22
H ₂ som industrielt biprodukt i ØKS-regionen	24
Lagring og distribusjon av hydrogen.....	26
Lagring av hydrogen.....	26
Trykksatt hydrogen for transportformål	27
Flytendegjøring av hydrogen	28
Lagring og komprimering i metallhydrid.....	29
Storskala lagring av hydrogen i underjordiske gasslagre.....	31
Andre anvendelsesområder.....	33
Ferger og annen maritim transport.....	33
Passasjerferger	35
Landstrøm og hydrogen.....	35
Tog.....	36
Anvendelse av hydrogen i tilknytning til luftfart	37
Bygg.....	38
Anleggsmaskiner.....	39
Utslippsfri byggeplass.....	40
Jordbruk	41
Reservestrøm	42
Sikkerhet	43

Case-studier	45
Case 1 – Storskala hydrogenproduksjon fra vannkraft	47
Case 2 – Småskala hydrogenproduksjon fra småkraft	51
Case 3 – Hydrogenproduksjon fra vindkraft	57
Case 4 – Hydrogenproduksjon fra solkraft	60
Case 5 – Hydrogenproduksjon fra reformering av biogass	66
Case 6 – Hydrogen som biprodukt fra industrien	69
Case 7 – Produksjon av hydrogen og metanol	72
Case 8 – Lagring og komprimering med metallhydrid	75
Case 9 – Distribuerat småskaligt energilager i vätgas	81
Case 10 – Storskala lagring av hydrogen	85
Case 11 – Distribusjon av hydrogen på komposittanker	87
Case 12 – Bruk av oksygen	89
Case 13 – Effekt av lav elavgift for hydrogenproduksjon	91

The Blue Move for a Green Economy

The Blue Move for a Green Economy, eller Blue Move i dagligtale, er en grenseoverskridende satsning innenfor innsatsområdet Grønn energi i ØKS-regionen.

Interreg-prosjektet, som går over tre år (august 2015 – juli 2018), er et samarbeid mellom offentlige og private aktører for å fremme økt bruk av fornybar energi gjennom bruk av hydrogen som erstatning for fossile drivstoff.

Prosjektet skal bidra til utvikling av forretningsmodeller for infrastruktur (WP4) og produksjon, lagring og distribusjon (WP3), hvilket er en forutsetning for at en bred introduksjon av hydrogenkjøretøy (WP5) vil være mulig.

Partnere i Blue Move:

GREENHYDROGEN.DK

FALKENBERG  ENERGI SE

 ENERGIKONTORET SKÅNE
En del av Kommunförbundet Skåne

RI
SE

 HYOP

 SKÅNE

nel •

 Oslo kommune

 SKEDSMO
KOMMUNE

 AKERSHUS
fylkeskommune

 Göteborgs
Stad

 OREEC
KUNNSKAPSBYEN
CENTRE OF INNOVATION

 HYSTØRSYS

INNOVATUM

VÄTGAS
SVERIGE

ZERO 

Forkortelser

CAPEX Investeringskostnad (Capital Expenditure)

CMR Christian Michelsen Research

CNG Compressed natural gas

DoE US Department of Energy

FoU Forskning og utvikling

IEA International Energy Agency

IFE Institutt for Energiteknikk

LPG Liquefied petroleum gas

MH Metallhydrid(er)

NVE Norges vassdrags- og energidirektorat

OPEX Driftskostnad (Operational Expenditure)

OSL Oslo Lufthavn Gardermoen

PEM Proton Exchange Membrane

PSA Pressure Swing Adsorption

SCN Scandinavian Cleantech Network (Interreg ØKS-prosjekt)

ØKS Øresund-Kattegat-Skagerrak

Versjon: 2

Dato: 2018-08-17

Forfattere:

Jon Eriksen, Kunnskapsbyen Lillestrøm/Hystorsys
Jan Carsten Gjerløw, Kunnskapsbyen Lillestrøm
Kristian E. Vik, Kunnskapsbyen Lillestrøm
Bjørn Gregert Halvorsen, NEL Hydrogen
Eric Lyche Rambeck, Oslo kommune
Benjamin Myklebust Rød, ZERO

Erik Wiberg, Vätgas Sverige/RISE
Björn Aronsson, Vätgas Sverige
Henrik Aleryd, Innovatum
Stefan Svedhem, Innovatum
Peter Leisner, RISE
Niels-Arne Baden, GreenHydrogen

Sammendrag

I Interreg-prosjektet Blue Move arbeider vi for å fremme økt bruk av fornybar energi som erstatning for fossile drivstoff i ØKS-regionen. Denne rapporten er en mulighetsstudie for produksjon, industri, lagring og distribusjon av hydrogen. Vi ser nærmere på hvilke produksjonsmetoder som er mest relevante i ØKS-regionen, relatert til tilgjengelig fornybar kraft. Videre beskriver vi hvordan hydrogenet kan anvendes utover veitransport, og på hvilken måte det kan ha betydning for veitransport at det også kommer andre anvendelsesområder.

Hensikten med rapporten er å gi et underlag for politikere, byråkrater og næringsliv til å fremme bruk av hydrogen produsert på bakgrunn av fornybar energi, samt bidra til at det utvikles nye forretningsmodeller for produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen. Det er blant annet en målsetting at rapporten skal gi nyttige input til arbeidet med forretningsmodeller og hydrogenstrategi i ØKS-regionen i prosjektets arbeidspakke WP4. Utover dette er det vårt håp at rapporten kan gi leseren et overordnet innblikk i hvordan hydrogen kan produseres, lagres og distribueres, samt hvilke muligheter man har for anvendelse av hydrogen industrielt, mobilt og stasjonært.

Hydrogenets potensial som en bærekraftig energibærer i ØKS-regionen konkretiseres gjennom en rekke case-beskrivelser. Selv om beskrivelsene totalt sett omfatter hele verdikjeden for hydrogen fra produksjon til lagring og distribusjon ønsker vi å presisere at utvalgte case ikke er ment å være noen uttømmende liste men snarere danne en form for underlag til inspirasjon for utvikling av nye forretningsmodeller. Case-beskrivelsene gir etter vår oppfatning imidlertid et godt bilde av mulighetsrommet for bruk av hydrogen i regionen generelt og for anvendelse av hydrogen fra fornybare energikilder spesielt.

I beskrivelsen av casene har vi benyttet fargekoder for å angi deres teknologiske modenhet, kostnad, tidsperspektiv og relevans for ØKS-regionen. I og med at rapporten skal være et underlag og inspirasjon for videre arbeid har vi tatt med case med til dels svært varierende status og gir i så måte ingen konkrete anbefalinger om metoder for produksjon, lagring og distribusjon. Av fargekodene vi har brukt vil man imidlertid kunne se hvordan vi vurderer de ulike casene med hensyn til nevnte parametere. Vurderingene er gjort ut fra en del forutsetninger. Hva som for eksempel vil være den mest lønnsomme måten å produsere hydrogen på vil avhenge av en rekke forhold. Vår intensjon er å gi et nyttig bidrag til de som ønsker å se nærmere på muligheter for produksjon, lagring og distribusjon i sitt nærområde.

Lillestrøm / Göteborg, januar 2017.

Summary

The Interreg project Blue Move promotes increased use of renewable energy to replace fossil fuels in Øresund-Kattagat-Skagerrak (ØKS) region. This report is a feasibility study for the production, industry, storage and distribution of hydrogen. The study describes the most relevant production methods in the region related to available renewable power. In Blue Move, mobility is emphasised. Here, however, we also describe how hydrogen can be used beyond mobility, and how the use of hydrogen in other application areas may affect mobility positively.

The purpose of the report is to provide a basis for politicians, bureaucrats, and industry and commerce to promote the use of hydrogen produced on the basis of renewable energy, and contribute to the development of new business models for the production, storage and distribution of hydrogen. The study is a deliverable of the Blue Move work package WP3. Thus, it has been an objective that the report will provide useful input to the work of business models and hydrogen strategy in the ØKS-region focused by the Blue Move work package WP4. Beyond this, it is our hope that this report can give the reader a general idea of how hydrogen can be produced, stored and distributed, and what possibilities exist for industrial, mobile and stationary use of hydrogen.

The potential of hydrogen as a sustainable energy carrier in the ØKS-region is concretised through a number of case-descriptions. Although the descriptions cover the entire value chain for hydrogen from production to storage and distribution, we want to emphasise that the selected cases by no means are intended to be an exhaustive list but rather form some kind of a base of inspiration for the development of new business models. The case-descriptions give, in our view, however, a good idea of the opportunity space for hydrogen utilisation in the region in general and the use of hydrogen from renewable energy sources in particular.

In the case-descriptions, we have used colours in order to indicate their technological maturity, cost perspective, time frame and relevance in the ØKS-region. Since the study has the intention to be a basis and inspiration for further work we have included cases for which their current status varies from “might be an interesting idea” to proven technology. From the colour scheme used, however, the reader will be able to determine how we classify the different cases with regard to the aforementioned parameters. The classifications are made based on certain assumptions. For instance, what would be the most profitable way of producing hydrogen will depend on numerous factors. Our intention has been to make a value-added contribution for those who want to look into possibilities for production, storage and distribution in their neighbourhood.

Lillestrøm / Gothenburg, January 2017.

Innledning

Hydrogen (H) er det grunnstoffet vi finner mest av i universet. På jorden finnes hydrogen naturlig kun i kombinasjon med andre stoffer. Den største forekomsten er i form av vann (H₂O) men hydrogen inngår også i en rekke organiske og uorganiske forbindelser som olje, naturgass, kull, planter og metalliske forbindelser. Hydrogen må derfor fremstilles og for å frigi hydrogenet må det tilføres energi. De vanligste produksjonsmetodene for hydrogen er reformering av naturgass eller elektrolyse av vann. På verdensbasis produseres ca. 600 mrd. Nm³ hydrogen pr. år. Det meste av hydrogenet brukes til forskjellige industrielle anvendelser. Mange steder tar man nå også i bruk hydrogen som energibærer både innenfor transportsektoren og til stasjonær energiforsyning. I Skandinavia er alt hydrogen til energiformål fremstilt på fornybare måter, oftest via vannelektrolyse.

En betydelig rolle i fremtidens energisystem

Det internasjonale energibyrået (IEA) har ledet arbeidet med en rekke veikart (roadmaps) for noen av de viktigste lavutslippsteknologiene innen energi. Man har blant annet identifisert nødvendige steg for å fremskynde gjennomføringen av teknologiske endringer. Veikartene skal være tjene som et grunnlag for at myndigheter, industri og investorer skal gjøre de riktige valgene. *IEA Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells*¹ viser at hydrogen er en energibærer som tilbyr fordelene ved fossilt brensel med potensielt et lavt karbonfotavtrykk. Det gjør det mulig å integrere høye andeler av variabel, fornybar elektrisitet i energisystemet.

Fakta om hydrogen (H)

Hydrogen (fra gresk: Hydro; vann. Genes; danne) er det vanligste og det letteste grunnstoffet i universet. Ved normalt trykk og temperatur er hydrogen en fargeløs, luktfri, ikke-giftig, brennbar gass bestående av molekyler med to hydrogen-atomer (H₂). Hydrogen opptrer på jorden hovedsakelig i kombinasjon med oksygen som vann, men finnes også i betydelige mengder i organiske og uorganiske forbindelser som planter, olje, naturgass og ulike og metalliske forbindelser.

Hydrogen som energibærer

Kun en svært liten del av atmosfæren består av hydrogen som fritt element (mindre enn 1 ppm i et vilkårlig volum). På lik linje med andre energibærere (som for eksempel elektrisitet) må hydrogen derfor fremstilles og er i så måte ikke å betrakte som en energikilde men en energibærer hvis hovedfunksjon er å transportere energi fra energikilden til forbrukeren.

De vanligste måtene å fremstille hydrogen på går via reformering av naturgass og vannelektrolyse, mens komprimert gass (gjærne 200 / 700 bar) og nedkjølt flytende hydrogen (ved -253 °C) er dominerende på lagringssiden. En annen, men hittil lite brukt lagringsmetode, er lagring av hydrogen på fast form ved bruk av såkalte metallhydrid. Alle de nevnte lagringsteknologiene har sine fordeler og ulemper. I Skandinavia fremstilles alt hydrogen til energiformål på fornybare måter, oftest via vannelektrolyse.

- H₂ er mer enn 14 ganger lettere enn luft (stiger raskt i luft)
 - 4 ganger høyere diffusjonskoeffisient enn metan (fortynnes raskt i luft)
 - H₂ brenner i luft med en klar blå tilnærmet usynlig flamme og danner vann (ingen røyk eller giftige utslipp)
 - H₂ er eksplosivt under visse forutsetninger og bør som alle andre typer drivstoff håndteres med forsiktighet (sikkerhet)
 - H₂ har den høyeste forbrenningsenergien pr. vektenhet av alle vanlige materialer
 - Nedre brennverdi:
 - 3,00 kWh/Nm³.....10,8 MJ/Nm³
 - 33,33 kWh/kg.....120,0 MJ/kg
 - 1 kg H₂ er ekvivalent med 2,75 kg bensin (basert på nedre brennverdi)
- N (normal): 1,013 bar, 0 °C.

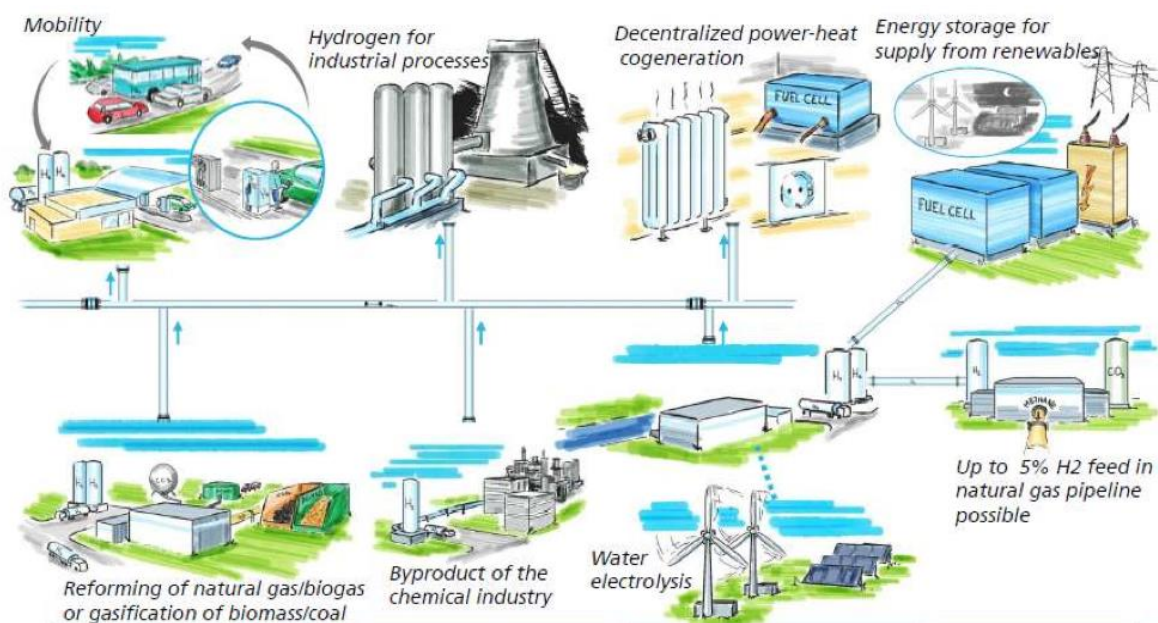
¹ IEA Technology Roadmap: Hydrogen and Fuel Cells, 2015.

<http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-hydrogen-and-fuel-cells.html>

Veikartet gjør det imidlertid også klart at det er usikkerheter knyttet til hydrogen. Like fullt er bilprodusentene ikke i tvil om at hydrogen er fremtidens drivstoff som kan dekke alle typer kjøretøy fra små personbiler til store vogntog. Tar man med små fremkomstmidler som el- og motorsykkel, samt transportmidler som tog, fly og skip er det få andre ikke-fossile energibærere som kan konkurrere med hydrogen.

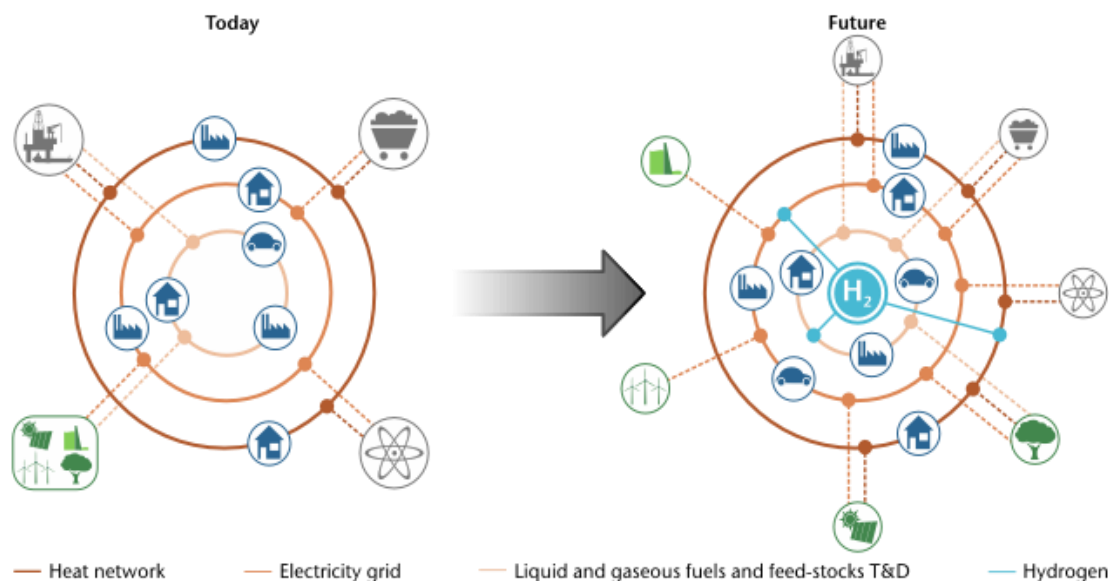
IEA mener at bruk av hydrogen som energibærer er nært knyttet til utviklingen av brenselceller og elektrolysører. Brenselceller er nøkkelen til å effektivt konvertere hydrogen til elektrisitet i transportmidler, eller for å bruke det i andre applikasjoner i bygninger og industri. Ifølge IEA er videreutvikling av teknologi for vannelektrolyse avgjørende for å etablere koblingene mellom energisektoren og anvendelsene. Veikartet gjør det klart at hydrogen kan være løsningen for noen av de viktigste utfordringene knyttet til utslippsreduksjon i sektorer som transport, industri og bygninger, samt i energisystemet generelt. Rapporten beskriver stegene regjeringer, næringsliv og forskere må ta for å fremme distribusjon av hydrogenteknologi for at det skal bli en betydelig energibærer innen 2050.

To illustrasjoner over hydrogens mangfold som energibærer er gitt i *Figur 1* og *Figur 2* nedenfor. Tilsvarende gir illustrasjonen i *Figur 3* fra Interreg prosjektet Next Move² et bilde på hvordan hydrogen fremstår som en meget fleksibel energibærer med hensyn til utnyttelse av fornybar energi.



Figur 1: Grafisk fremstilling av hydrogens mangfold som energibærer illustrert ved et utvalg produksjonsmetoder og anvendelsesområder. Kilde: SINTEF / Fraunhofer / NOW.

² <http://www.scandinavianhydrogen.org/nextmove/>



Figur 2: Hydrogen kan knytte sammen ulike energisektorer og overførings- og distribusjonsnett, og på den måten gi økt fleksibilitet i fremtidens lavkarbon energisystemer. Kilde: IEA, Technology Roadmap.



Figur 3: Hydrogen er en fleksibel energibærer. Illustrasjon: Next Move-prosjektet, Interreg ØKS.

Fornybar energi til transport i ØKS-regionen

Alle fylker og regioner som inngår i ØKS-regionen har høye politiske ambisjoner for bruk av fornybar energi til transport. Dette er blant annet beskrevet i rapporten *Scandinavian Cleantech Network - En förstudie över aktörer, kluster och aktiviteter inom förnybar energi i Öresund, Kattegat och Skagerrak-området och framtida samverkan*³. Rapporten ble utarbeidet av Interreg ØKS forprosjektet Scandinavian Cleantech Network (SCN). Prosjektet hadde som mål å kartlegge cleantech-aktører og cleantech-aktiviteter i ØKS-regionen. Kartleggingens langsiktige mål var å koble aktører for å oppnå en kritisk masse som kan medføre nye innovative løsninger innen fornybar energi, og som dermed kan bidra til at målene i strategien for Europa 2020 nås.

I SCN-rapporten gjengis blant annet de ulike regionenes målsettinger med hensyn til fossilfri transport for de kommende år der blant annet:

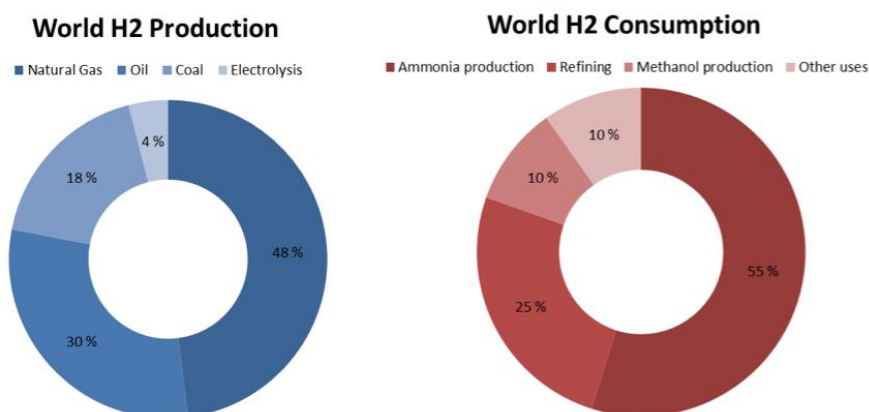
- Region Skåne har som mål at 100% av alle transporter skjer med fornybart drivstoff i 2020.
- København skal bli verdens første CO₂-nøytrale hovedstad i 2025.
- Oslo og Akershus har en felles hydrogenstrategi med ambisjon om å ha 10 000 biler og 100 busser som kjører på hydrogen i regionen i 2025.

I Blue Move arbeider vi for å fremme økt bruk av fornybar energi som erstatning for fossile drivstoff i ØKS-regionen. Denne mulighetsstudien for produksjon, lagring og distribusjon av hydrogen ønsker vi skal bidra som et underlag for politikere, byråkrater og næringslivet som arbeider for å bruke hydrogen som drivstoff, og med å utvikle nye forretningsmodeller som kan gjøre dette lønnsomt.

³ Scandinavian Cleantech Network. Forprosjekt Interreg ØKS, 2014-2015. Samarbeid mellom OREEC, Innovatum og Sustainable Business Hub.

Produksjon av hydrogen

Hydrogen er en energibærer, og ikke i seg selv en energikilde. Man må bruke energi for å produsere hydrogen. Mange ulike energikilder kan benyttes. I dag er nesten alt hydrogen i verden produsert fra fossilt brensel, hovedsakelig naturgass, ved hjelp av dampreforming. I denne prosessen brukes damp ved høy temperatur til å danne hydrogen og CO₂. Hydrogenproduksjon ved vannelektrolyse utgjør kun om lag 4 % av den globale hydrogenproduksjonen. I denne prosessen splittes vann til hydrogen og oksygen ved hjelp av elektrisitet. Så å si alt hydrogenet som produseres i verden benyttes pr. i dag i ulike industriprosesser, *Figur 4*.



Figur 4: Produksjon og forbruk av hydrogen i verden. Kilde: SINTEF.

Vi skal i dette kapittelet se nærmere på ulike måter for produksjon av hydrogen. I prosjektet Blue Move har vi som målsetting å bidra til økt produksjon av hydrogen fra fornybar energi. Vi fokuserer derfor på vannelektrolyse (som er den produksjonsmetoden som i all hovedsak benyttes til energiformål i Skandinavia i dag), men vil også beskrive relevante metoder for reformering av naturgass eller biogass. I tillegg kan man få hydrogen som biprodukt fra industrien. Det kommer vi nærmere tilbake til senere i rapporten.

Vannelektrolyse

Ved elektrolyse av vann splittes vannmolekylene (H₂O) i hydrogen og oksygen. Prosessen skjer i en elektrolysør. Elektrolysører har to elektroder med en elektrolytt som leder ioner imellom, *Figur 5*. Det finnes flere ulike typer elektrolysører, med ulike karakteristikk avhengig av hva slags elektrolytt de benytter.

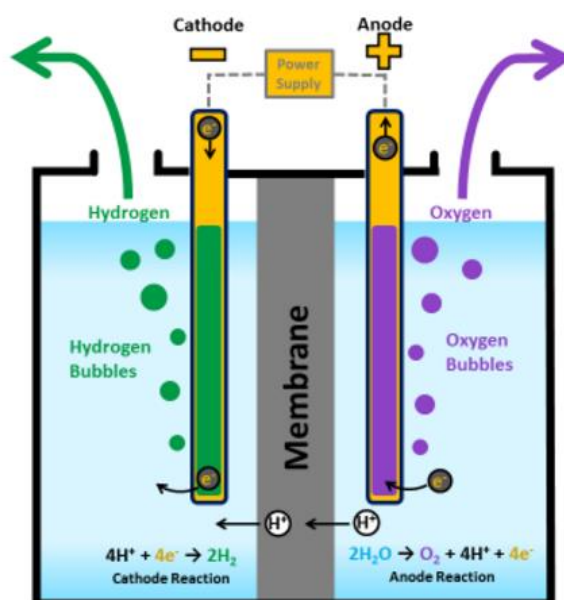
Alkalisk elektrolyse

Alkalisk elektrolyse er en moden teknologi basert på en flytende kaustisk elektrolytt, vanligvis ca. ~30 % KOH (kalilut). Som elektrodemateriale benyttes gjerne billige metaller som nikkel eller forniklet stål påført katalytiske belegg. Katalysatorene kan være edle, men også ikke-edle metaller kan benyttes. Hydrogenet og oksygenet holdes avskilt av gasstette diafragma/membran og pakninger. Alt i alt gir dette en relativt rimelig men samtidig robust og pålitelig konstruksjon.

I en alkalisk elektrolysør produseres hydrogen typisk med en renhet på 99,8 %. Denne renheten kan imidlertid enkelt økes ytterligere (til typisk 99,9998 %) ved å fjerne vann og

oksygen. Normal driftstemperatur ligger gjerne på 70-90 °C. Gjennomsnittlig energiforbruk for dagens kommersielle teknologi er omkring 4,5 kWh/Nm³ hydrogen produsert hvilket gir en elektrisk virkningsgrad på rundt 67 %. Det leveres elektrolysører som produserer hydrogen ved atmosfærisk trykk og opp til 30 bar. Teknologien er modulær og det selges moduler med effektbehov fra noen få kW til flere MW.

Alkalisk elektrolysør inngår i *Case 4* i siste del av denne rapporten.



Figur 5: US Department of Energy's (DoE) illustrasjon av vannelektrolyse basert på såkalt PEM-teknologi (se nedenfor). Kilde: DoE⁴.

PEM (Proton Exchange Membrane) elektrolyse

PEM-elektrolysører bruker et fast stoff, en ioneledende polymer, som elektrolytt. Teknologien bygger på samme type membran som brukes i PEM-brenselceller, men det benyttes delvis andre katalysatorer og materialer.

PEM-elektrolysører har de senere årene økt i utbredelse, blant annet på grunn av følgende egenskaper:

- En av de største fordelene til PEM-elektrolyse er dens evne til å operere ved høye strømtettheter. Dette kan resultere i reduserte driftskostnader, spesielt for systemer kombinert med dynamiske energikilder som vind og solenergi.
- PEM er spesielt godt egnet ved behov for storskala produksjon når man har visse begrensninger å forholde seg til. Spesielt gjelder dette for anlegg som har plassbegrensning. Anleggets fotavtrykk blir vesentlig mindre for store anlegg med PEM enn med alkalisk elektrolysør. Kostnadsforskjellen mellom PEM og alkaliske anlegg avtar derfor relativt med anleggets størrelse.
- Det er enklere å trykksette hydrogenet ut fra PEM-elektrolysøren. Dette kan gjøre komprimering for videre transport eller lagring mer effektivt og mindre kostnadskrevende i neste ledd.

⁴ <http://energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

- Renhetsgraden fra PEM-elektrolysøren er svært høy, noe som gir mange anvendelsesområder for hydrogenet. Til forskjell fra en alkalisk elektrolysør kreves det ikke ekstra utstyr med hensyn til å fjerne spor av KOH for å øke hydrogenets renhetsgrad.

Den største ulempen ved PEM-elektrolysører er kostnaden. For små anlegg er CAPEX nesten det dobbelte av konkurrerende alkaliske elektrolysører. Relativ prisforskjell avtar noe med anleggets størrelse. Det er også levert færre enheter globalt enn av alkaliske elektrolysører. PEM er en yngre teknologi, og det er få leverandører som kan vise til et stort antall installasjoner. Av aktuelle leverandører på det europeiske markedet har man Hydrogenics (CA/BE), ITM Power (UK), Air Liquide (F) og Siemens (DE), *Figur 6*.



Figur 6: SILYZER 200, PEM-elektrolysør fra Siemens. Kilde: Siemens AG.

Bransjen forventer at kostnaden for PEM-elektrolysører vil nærme seg alkaliske elektrolysører⁵. Dette vil trolig ta minst 5-10 år. De viktigste årsakene til dette er at arealet for «stackene» kan økes, noe som vil gjøre at bruk av materialer og anleggets fotavtrykk blir redusert. Det vil igjen redusere kostnadene. Man vil ikke se den samme utviklingen for alkaliske elektrolysører. Her forventes det at man kun vil oppnå små, inkrementelle forbedringer og tilsvarende små kostnadsreduksjoner. Videre bør det imidlertid bemerkes at siden alkaliske elektrolysører gjerne er atmosfæriske, mens PEM-elektrolysører som oftest er trykksatte, er det vanskelig å sammenligne alkalisk og PEM hva kostnader angår. En PEM-elektrolysør leverer gjerne hydrogen ved 10-30 bar men de senere årene har det også kommet kommersielle produkter på markedet som leverer hydrogen ved 80 bar⁶, og på prototypstadiet finnes det PEM-elektrolysører med opp til 350 bar⁷ trykk.

SOEC (Solid Oxide Electrolyser Cell) elektrolyse

En tredje type elektrolysør er SOEC. Dette er en fastoksid-brenselcelle som går i regenerativ modus (dvs. at brenselcellen driftes i revers) for elektrolyse av vann, ved hjelp av en fastoksid, eller keramisk, elektrolytt. Systemet opererer ved høye temperaturer, vanligvis mellom 500 og 850 °C. En høy-temperatur elektrolysør vil produsere omtrent 40 % mer hydrogen fra en gitt energitilførsel enn en konvensjonell vannelektrolysør⁸.

⁵ Kilde: Øystein Ulleberg, forskningsleder IFE, og leder av IEA HIA (International Energy Agency, Hydrogen Implementing Agreement, Task 33, Local H₂ supply for energy applications.

⁶ Kilde: Se for eksempel

https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/01/f19/fcto_2014_h2_energy_storage_grid_transportation_svcs_wkshp_rose.pdf.

⁷ Kilde: Se for eksempel <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1464285914702846>.

⁸ Kilde: Ceramtec, <http://www.ceramtec.com/technology/top-ceramic-technologies/synthetic-fuel/SOEC.php>.

Denne teknologien er foreløpig til dels umoden og mer FoU må til før den blir kommersielt tilgjengelig.

Hydrogenproduksjon basert på vannelektrolyse

CMR Prototech har i sitt tekniske notat Hydrogen og brenselceller på ferjer⁹ gjort en sammenligning av teknologiene for hydrogenproduksjon ved elektrolyse, vist i *Tabell 1*. Tabellen viser også beregnet produksjons- og distribusjonskostnad pr. kg hydrogen. Alkalisk og PEM er de mest modne og kommersielt tilgjengelige teknologiene, mens SOEC har stort potensial men er fortsatt på et FoU-stadium.

Tabell 1: Sammenligning av teknologier for hydrogenproduksjon ved vannelektrolyse

Teknologi	Alkalisk	PEM	SOFC
Modenhet	Moden, lang erfaring	Moden	Ikke kommersielt tilgjengelig
Virkningsgrad (HHV)	70-75 %	65-70 %	75 %
Virkningsgrad 5-10 år	75-80 %	80-85 %	80-90 %*
Elektrolysør pris pr. kW	1000-1200 €	1900-2100 €	N/A
Elektrolysør pris pr. kW 5-10 år	600 €	760 €	1500 €
Estimert kostnad pr. kg hydrogen inkl. kompresjon og fylling	50 NOK/kg	60 NOK/kg	N/A
Estimert kostnad pr. kg hydrogen 5-10 år inkl. kompresjon og fylling	30 NOK/kg	30 NOK/kg	30 NOK/kg

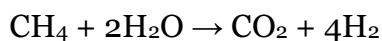
*) Virkningsgrad kan økes ytterligere ved å tilføre varme.

Kilde: CMR Prototech.

Et hydrogenproduksjonsanlegg basert på vannelektrolyse vil bestå av kraft fra ekstern energikilde (fortrinnsvis vannkraft, vindkraft, solenergi, eller andre fornybare kilder), elektrolysør, kompressor og et mellomtrykkslager. Videre vil en fyllestasjon ta hydrogen fra et mellomtrykkslager og komprimere (og kjøle ned) til trykknivå på 350 eller 700 bar avhengig av anvendelsesområde. *Tabell 1* viser at alkalisk elektrolyse er mest moden og gir lavest hydrogenpris på kort sikt. På noe lengre sikt er pris pr. kg hydrogen (inkludert kompresjon og fylling) forventet å nå 30 kr/kg H₂. Det er verd å merke seg at strømprisen utgjør størstedelen av kostnadene for hydrogenproduksjon. Lønnsomheten er derfor svært avhengig av denne.

Hydrogenproduksjon ved reformering

I industriell skala framstilles hydrogengass fra metan. Metan finner vi i naturgass fra for eksempel Nordsjøen. Framstillingen består i at metan (CH₄) og vanndamp (H₂O) under trykk og høy temperatur reagerer med hverandre til hydrogen (H₂) og karbondioksid (CO₂). Det er økonomisk gunstig¹⁰ å kjøre prosessen ved trykk mellom 3 og 25 bar og temperaturer mellom 700 og 850 °C. Den eksterne varmen er ofte tilført ved å forbrenne fyrgass, som oftest en fraksjon av innkommende fødegass blandet med andre tilgjengelige avgasser som for eksempel avgasser fra hydrogenrensesystemet. Den forenklete reaksjonsligningen kan skrives:



⁹ Hydrogen og brenselceller på ferjer. Teknisk notat. CMR Prototech, TN_32866_PR_01, mars 2015.

¹⁰ www.forskningsradet.no/prognett-hydrogen/31_Innledning/1234130630356

I tillegg til CO₂ og H₂ inneholder i realiteten produktgassen også CO og CH₄. Gassen blir derfor etter nedkjøling typisk sendt til en såkalt skiftreaktor for å konvertere resterende CO til CO₂. CO₂ fjernes i en absorpsjons-/ dampstrippingprosess. Strippet CO₂ slippes ut fra regeneratoren som eksos og kan deretter håndteres og deponeres. Etter dette vil produktgassen bestå av omlag 98,2 % H₂, 1,8 % CH₄ og bare spormengder av CO og CO₂. Ønskes høyere hydrogenrenhet enn dette, er det vanlig å bruke et siste såkalt *polerings*-trinn, *Pressure Swing Adsorption* (PSA), for fjerning av urenheter.

PSA er en separasjonsprosess der gass under trykk sendes gjennom en tank fylt med adsorpsjonsmateriale. Noen av komponentene i gassen adsorberes og blir igjen i tanken, mens andre passerer fritt gjennom. Kontinuerlig drift av et PSA-system oppnås ved å operere flere tanker i parallell, der forskjellige tanker er i ulike faser i absorpsjons-/ regenereringssyklusen. Hydrogenrenheten ut av et PSA-system kan være svært høy, gjerne 99,999 % eller bedre.

Energieffektiviteten til reformeringsprosessen er omtrent som vannelektrolyse, men energi i form av naturgass er de fleste steder mye billigere enn elektrisk energi. Siden energi er den viktigste innsatsfaktoren i hydrogenproduksjon, er det i storskala-hydrogenproduksjon normalt dyrere å produsere med vannelektrolyse enn dampreforming. Dampreforming (SR - Steam Reforming) med CO₂-lagring (CCS – carbon capture and storage) kan i så måte betraktes som en «konkurrent» til vannelektrolyse.

Sorption enhanced reforming (SER)

En alternativ reformeringsmetode er *sorption enhanced steam methane reforming* (SESMR). Med denne teknologien blandes en CO₂-absorbent, som for eksempel kalsiumoksid (CaO), sammen med en dampreformeringskatalysator. Absorbenten fjerner CO og CO₂ samtidig som dampreformeringsreaksjonen foregår.

Resulterende produktgass har en betraktelig høyere andel av hydrogen enn den som produseres i en katalytisk dampreformeringsreaktor. I tillegg frigis det varme. Totalreaksjonen:



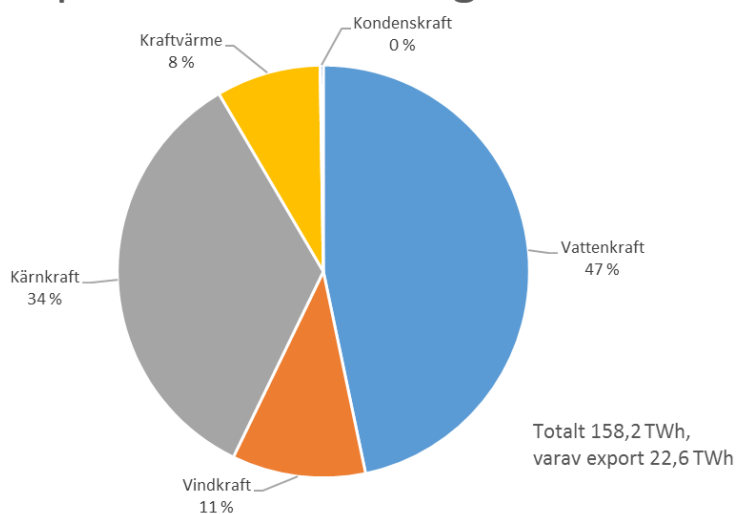
blir omtrent termisk nøytral. Dette betyr at reaksjonen kan kjøres ved lavere temperatur enn i den vanlige dampreformeringsreaksjonen og prosessen er mindre temperaturavhengig. Produktgassen har ca. 90 % H₂, 10 % CH₄, 0,5 % CO₂ og <50 ppm CO. Med denne teknologien blir prosessen enklere og behovet for H₂-rensing, som kan være dyr i småskala produksjon, blir mindre. Hovedutfordringen ligger i å finne absorbenter med gode mekaniske egenskaper, høy absorpsjonskapasitet, relativt lav regenereringstemperatur og akseptabel levetid.

Institutt for energiteknikk (IFE) på Kjeller utenfor Lillestrøm har utviklet en SESMR-teknologi som benyttes av ZEG Power, og som er testet ut ved HyNor Lillestrøm. Case-beskrivelsen *Case 5* i siste del av denne rapporten ser nærmere på ZEG Powers hydrogenproduksjon basert på *sorption enhanced reforming* inkludert CO₂-fangst.

Fornybare energikilder for vannelektrolyse

De regionale myndighetene i ØKS-regionen har som nevnt store ambisjoner for bruk av fornybar energi til drivstoff. Regionen har også tilgang til store mengder fornybar kraft, om enn fra ulike kilder. I Norge er vannkraften den klart dominerende. Selv om man i det siste har sett en betydelig økning av installert solkraft, så er total installert effekt fortsatt svært liten. Det bygges også ut større anlegg for produksjon av vindkraft i Norge, men svært lite i den delen av landet som tilhører ØKS-regionen. I Sverige har man i tillegg til vannkraft tilgang på kortreist vindkraft i regionen (*Figur 7*), mens man i Danmark har tilgang på betydelige mengder vindkraft. I dette kapitlet skal vi se nærmere på hvordan fornybare energikilder kan benyttes til hydrogenproduksjon i ØKS-regionen.

Elproduksjon i Sverige 2015



Figur 7: Den totala elproduktionen i Sverige 2015. Källa Energimyndigheten.

Vannkraft

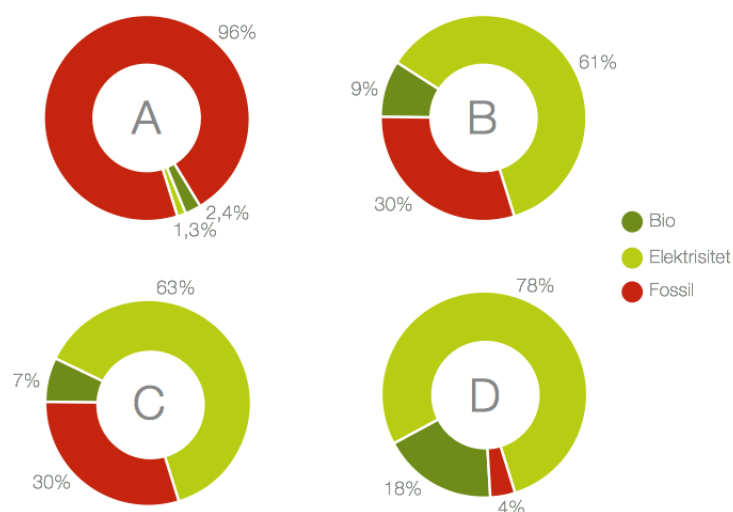
Norge er en av verdens største vannkraftprodusenter. Reell produksjon varierer fra år til år avhengig av værforhold. Vannkraftpotensialet i Norge er anslått til hele 214 TWh/år av NVE (Norges vassdrags- og energidirektorat). Vel 60 % av dette er bygget ut, og i 2014 var produksjon på 136 TWh. Det har i snitt vært kraftoverskudd i Norge de siste tre tiårene, med en betydelig netto eksport på totalt ca. 144 TWh i perioden 1980– 2012¹¹. Det er forventet et kraftoverskudd i flere år fremover. Dette skyldes at mer fornybar kraft kommer inn i energisystemet, blant annet gjennom ordningen med grønne sertifikater. Nye overføringsledninger til utlandet kan redusere kraftoverskuddet, men de vil sannsynligvis ikke eliminere overskuddet.

Overskudd av fornybar kraft innebærer også lave kraftpriser. Dette er en utfordring for energiselskapene. De seneste årene har man sett betydelig reduksjon i overskudd hos kraftprodusentene. Dette er ikke bare en utfordring for det enkelte selskap. Det er stort sett stat, fylker og kommuner som eier kraftselskapene. Overskuddene brukes til å finansiere offentlige tjenester som skoler, sykehjem, infrastruktur osv. Kraftselskapene

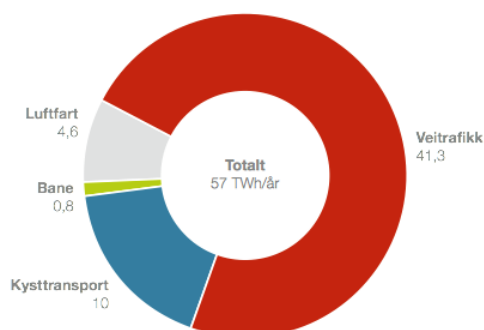
¹¹ Det norske energisystemet mot 2030. Kjell Bendiksen, UiO Energi, 2014.

og deres eiere er derfor svært interessert i å finne nye forretningsmodeller som kan gi de høyere inntekt for strømmen som produseres.

Som det framgår av *Figur 8* og *Figur 9* er transportsektoren spesielt viktig å fokusere på for å redusere bruk av fossil energi. Omleggingen i transportsektoren begrenses i Norge av teknologi og infrastruktur, ikke mangel på fornybar energi. I motsetning til de fleste andre land har Norge mer enn nok vannkraft og bioenergi til å fase ut fossil energi i transportsektoren fullstendig. Hydrogen vil spille en viktig rolle i elektrifisering av transportsektoren, og her har kraftprodusenter mulighet til å etablere nye forretningsmodeller. Et annet interessant trekk ved denne sektoren er at dagens ordning med bensinstasjoner drevet av store kjeder og med drivstoff som transporteres inn til stasjonene vil bli radikalt endret. Hydrogen kan produseres sentralt og transporteres til stasjonen, men det kan også produseres lokalt på stasjonen. Vi vil se nye aktører som tar en posisjon i distribusjon av drivstoff. Dagens distributører er foreløpig avventende til utviklingen, og risikerer at nye aktører tar store markedsandeler på dette området.



Figur 8: Sektorvis netto innenlands energiforbruk fordelt på energikilder; a) Transport, b) Industri og bergverk, c) Andre næringer og d) Husholdninger. Tall fra 2011. Kilde: Bendiksen, UiO Energi, 2014.



Figur 9: Energiforbruk i transportsektoren fordelt på hovedområder. Kilde: Bendiksen, 2014 / SSB, 2011.

Spesielt interessant er det å se på muligheten for storskala hydrogenproduksjon fra overskudd av vannkraft. Her kan man legge produksjonsanlegget ved kraftstasjonen og dermed spare kostnader til nettleie og andre avgifter. Strømprisen utgjør mer enn halve produksjonskostnaden for hydrogen. Jo mer man klarer å redusere prisen på denne innsatsfaktoren desto større margin vil det gi.

I Sverige är den storskaliga vattenkraften i princip färdigbyggd. Det finns ytterligare potential, men den finns i älvar som är skyddade från utbyggnad. Under ett normalår producerar vattenkraften ca. 67 TWh, vilket motsvarar ca. 45 % av elproduktionen i Sverige. Vattenkraften används som reglerkraft för att hantera svängningarna i elkonsumtionen men även i viss mån för produktionsvariationer för vindkraft och solkraft.

Case 1 nedenfor ser nærmere på storskala hydrogenproduksjon fra vannkraft.

Småkraftverk

Småkraftverk klassifiserer av NVE i tre grupper: mikrokraftverk på <100 kW (0,1 MW), mini-kraftverk på 0,1–1 MW og småkraftverk på 1–10 MW. NVE har utviklet en metode for digital ressurskartlegging av små kraftverk mellom 50 og 10 000 kW¹². Metoden bygger på digitale kart, digitalt tilgjengelig hydrologisk materiale og digitale kostnadsfunksjoner. I følge NVE finnes det et utbyggingspotensiale på nye 18 TWh med investeringsgrense på 3 kr/kWh fra små kraftverk med ytelse på inntil 10 MW (av dette ligger 11,7 TWh innenfor kategorien småkraftverk). Legger man til de ytterligere 7 TWh som allerede var kartlagt før NVE startet sitt «digitaliseringsprosjekt» utgjør det samlede utbyggingspotensiale med et kostnadsnivå under 3 kr/kWh ca. 25 TWh. NVE anslår at det kan være mulig å bygge ut om lag 5 TWh av dette over en tiårsperiode.

Småkraft er relativt forutsigbar og vil i stor grad kunne benyttes lokalt eller regionalt - og i mindre grad belaste stamnettet. Småkraftforeninga har i den senere tid vist stor interesse for hydrogen. Årsaken er at blant annet at mange småkraftverk trenger nye forretningsmodeller for å skape lønnsomhet.

Små vattenkraftverk i Sverige är kraftverk under 10 MW. Det finns idag ca. 2 000 stycken kraftverk som tillsammans producerar ca. 4,3 TWh/år. Dessa är kraftigt ifrågasatta av vissa för att hindra fiskens vandring. Miljömyndigheterna har dessutom börjat hävda att den moderna svenska lagstiftningen Miljöbalken gäller även för dessa och att de ska uppfylla alla dagens krav. De flesta vattenkraftverk bedrivs med tillstånd utifrån 1918 års vattenlag. Om ägarna till dessa småkraftverk blir tvungna att uppfylla Miljöbalken kommer de att bli tvingade till en Miljökonsekvensbeskrivning, som är individuell för varje kraftverk, och som kostar stora pengar. Detta riskerar att leda till att lönsamheten blir så dålig för de minsta kraftverken att många kommer att läggas ned eller gå i konkurs.

Det är ytterst sällan som nya småkraftverk tas i drift i Sverige.

Case 2 i siste del av denne rapporten ser nærmere på småskala hydrogenproduksjon fra småkraft ved Rotnes Bruk, basert på en mulighetsstudie utført av IFE.

¹² Beregning av potensial for små kraftverk i Norge, NVE Rapport nr 19-2004, www.nve.no.

Vind

I 2015 ble det ifølge NVE produsert 2,5 TWh fra vindkraft i Norge. Samlet installert effekt var på 873 MW fordelt på 374 vindturbiner. I tillegg har Norge har store, ubrukte vindkraftressurser. I Midt-Norge skal Statkraft, Trønderenergi og Nordic Wind Power sammen bygge Europas største landbaserte vindkraftanlegg. Prosjektet omfatter fire vindparker på Fosen, én i Snillfjord og én på Hitra. Prosjektet vil ifølge Statkraft produsere 3 400 GWh fornybar energi i året når det står ferdig. På Smøla har Statkrafts vindkraftanlegg 150 MW installert effekt. Et annet eksempel er Varanger KraftVind sitt anlegg på Raggovidda sørøst for Berlevåg. Selskapet har konsesjon til å produsere 200 MW. Pr. i dag består anlegget av 15 vindturbiner med en maksimal ytelse på 3 MW pr. turbin (totalt 45 MW). Videre utbygging fordrer imidlertid at overføringskapasiteten i nettet utvides.

Og dette er nettopp en del av den fornybare energiens natur: Den finnes overalt, og gjerne i rikt mon på avsidesliggende steder. For en rekke (potensielle) vindkraftanlegg er det en stor utfordring at det ikke er kapasitet til å transportere ut all kraft ved full produksjon. En del av denne vindkraften blir «innestengt» (på engelsk ofte referert til som «Stranded Power»). For Raggovidda vil det for eksempel ta minimum 10 år før overføringskapasiteten til sentralnettet forsterkes.

SINTEF har i et forprosjekt beregnet de samlede «innestengte» *on-shore* vindressursene i Finnmark til å være 8 TWh/år. Omdannet til hydrogen tilsvarende dette drivstoff for 1 million personbiler. For hydrogen produsert i så stor skala synes eksport i flytende form å være et aktuelt alternativ – en mulighet som Siemens, Varanger Kraft og Kawasaki Heavy Industries har sett på med hensyn til storskala produksjon av hydrogen for transport. Nylig etablerte SINTEF, NEL og internasjonale samarbeidspartnere et FCH JU-prosjekt der potensialet for produksjon og eksport av flytende hydrogen er et tema.

Under 2015 producerades det i Sverige 16,6 TWh vindkraft. 2015 var ett blåsigtt år och produktionen var därför högre än normalt. Normalårsproduktionen beräknades till 15,2 TWh. Normalårsproduktionen vid utgången av 2016 beräknas till 16,6 TWh. Enligt Energimyndighetens ”Produktionskostnadsbedömning för vindkraft i Sverige” från oktober 2016 finns en potential för drygt 12 TWh till en kostnad under 50 öre/kWh. För en kostnad mellan 50-60 öre/kWh finns ytterligare 140 TWh vindkraft.

Utöver ovanstående finns ett antal havsbaserade vindkraftsprojekt på ytterligare ca. 11 TWh som är tillståndsgivna. Totalt finns en havsbaserad potential fram till 2050 på ca. 50 TWh. Den totala potentialen för vindkraft i Sverige kan då summeras till ca. 220 TWh.

Case 3 nedenfor ser nærmere på hydrogenproduksjon fra vindkraft.

Sol

Det norske solenergimarkedet er i sterk vekst, men i installert effekt er det fortsatt svært lite. I 2015 var det ca. 15 MW installert effekt i Norge, mens Sverige og Danmark hadde henholdsvis 127 MW og 790 MW. I Norge finner vi først og fremst solcelleanlegg på næringsbygg, i landbruket og på privatboliger. Det er lite sannsynlig at det etableres anlegg som utelukkende vil ha som formål å levere strøm til hydrogenproduksjon. Det er imidlertid reelle muligheter for kombinerte anlegg som leverer strøm til ulike formål, deriblant hydrogenproduksjon.

Den 22. november 2016 åpnet Uno-X Hydrogen sin første hydrogenstasjon på Kjørbo i Sandvika basert på dette prinsippet. Stasjonen er etablert basert på et samarbeid mellom Uno-X Hydrogen og Asplan Viak der overskudds solkraft fra Asplan Viaks Powerhouse benyttes til hydrogenproduksjon gjennom vannelektrolyse på stedet. Prosjektet har støtte fra Akershus fylkeskommune og Enova. Nylig fikk også ASKO støtte fra Enova til å etablere en hydrogenstasjon i Trondheim, med blant annet strøm fra solceller.

Sverige ligger etter på solelsområdet og ved årsskiftet 2015/16 fanns endast ca. 127 MW installert med en produksjon på ca. 120 GWh. De fleste anläggningarna är anslutna till elnätet och är antingen hushållsanläggningar, 0-20 kW, eller kommersiella anläggningar, >20 kW.

Solel omfattas av flera stödsystem:

- Först och främst finns ett investeringsstöd på 20 % för privatpersoner och 30 % för kommersiella aktörer.
- Sedan finns elcertifikaten som ger ett stöd per producerad MWh.
- Sist, men inte minst, finns det ett skatteavdrag för all el som matas ut på elnätet på 60 öre/kWh.

Dessa stöd gör att det i dagsläget inte finns starka ekonomiska incitament för energilager. Utöver dessa stöd har det nyligen kommit ett stöd för energilager i batteri på 60 %. Det är trots detta svårt att hitta bra affärsmodeller för batterilager vid solcellsanläggningar.

År 2040 ska Sverige ha 100 % förnybar elproduktion. För att uppnå 100 % förnybart anser Energimyndigheten att solelen bör uppgå till mellan 5 och 10 % av den totala elanvändningen i Sverige 2040. Det motsvarar 7-16 TWh beroende på hur elanvändningen utvecklas. För att nå detta behöver mängden solel ökas med mellan 55-135 gånger.

En fylldig case-beskrivelse av hydrogenproduksjon fra solkraft ved hydrogenstasjonen på Kjørbo er gitt i Case 4 i siste del av denne rapporten.

Industriell produksjon og anvendelse av hydrogen

Vätgas har länge använts i industrin, men det som håller på att förändras är dels att bilar och andra fordon lanseras som drivs med vätgas, dels industrins generella ökade ambition att hitta förnyelsebara alternativ. Under årtionden har fordonstillverkare och underleverantörer utvecklat bränslecellsfordon till olika tillämpningar, såsom maskiner, nyttofordon och personbilar. Dessa fordon kan typiskt befinna sig i, eller i omdelebar närhet till, konventionell industri som antingen använder vätgas i dag eller utifrån ekonomisk- eller miljöhänsyn önskar bruka vätgas som energibärare i framtiden.

Sett från ett infrastrukturperspektiv kan det i ett inledande skede finnas ett behov av ett täckande nät av tankstationer men med låg avsättning för vätgas per station. Avsättningen kommer att öka med tiden, men för att kunna producera vätgas på plats vid tankstationen istället för att frakta den är det förmånligt att redan från början leta synergier med existerande vätgasanvändning. Flera industrier använder elektrolysörer för att framställa vätgas till sina egna processer; dessa kan kopplas till vätgastankstationer för att förse dessa med vätgas som är ekonomiskt och miljömässigt hållbart producerad, även i små mängder eftersom investeringskostnaden redan täcks av den egna processen. Fordon som använder en sådan tankstation kan brukas av den egna organisationen men stationen kan även förse andra fordon med vätgas. För industrier som använder gaffeltruckar finns det även vätgasdrivna sådana med flera fördelar, speciellt om de används både utomhus och inne där batterier inte ger en tillräcklig räckvidd.

En annan möjlighet är för industrier inom exempelvis elektroniktillverkning, där mycket ren syrgas används, är att använda en elektrolysör för att producera denna på plats och sälja vätgasen vid en tankstation. Det finns gasleverantörer som idag tillverkar syrgas och vätgas med mycket hög renhet, där intäkten från syrgasen överstiger den från vätgasen.

Vi tittar därför i följande stycken dels på industriell användning av vätgas och syrgas, dels på biprodukten av dessa gaser.

Bruk av hydrogen i industrien

Hydrogen har flere industrielle anvendelser, og potensial til å redusere klimagassutslippene fra industrien betydelig. Den globale produksjon og bruk av hydrogen er på omlag 50 million tonn pr. år. Mesteparten av dette produseres og forbrukes av gjødselindustrien (Ammoniakk – NH_3) og store oljeraffinerier. Andre typiske industrielle brukere av hydrogen er annen kjemisk industri, metall-/elektronikk industri, glass-/keramisk industri, farmasøytisk industri, matvareindustrien og laboratorier.

Norsk hydrogenforum har i sitt innspill til Regjeringens Energimelding i 2015 pekt på hvordan hydrogen kan bidra i nye, innovative industriprosesser der blant annet samspillet mellom industrien og transportsektoren er ett av punktene:

- Hydrogen vil sikre full fleksibilitet i produksjon fra raffinerier (Mongstad/Slagentangen). Hvis hydrogenet baseres på fornybare kilder, vil det kunne redusere CO_2 -utslippene betydelig.
- Hydrogen kan erstatte kull i industriprosesser, blant annet i smelteverk.
- Biodrivstoff forventes å gi viktige bidrag til utslippsreduksjon i transportsektoren. Biomasse er en begrenset ressurs. Tilsats av hydrogen produsert fra fornybar kraft

vil kunne øke potensialet for produksjon av biodrivstoff. For eksempel vil utbyttet i biogass-produksjon kunne økes med 50-100 %, ved å omdanne CO₂-resten (~40 %) fra prosessen til biometan.

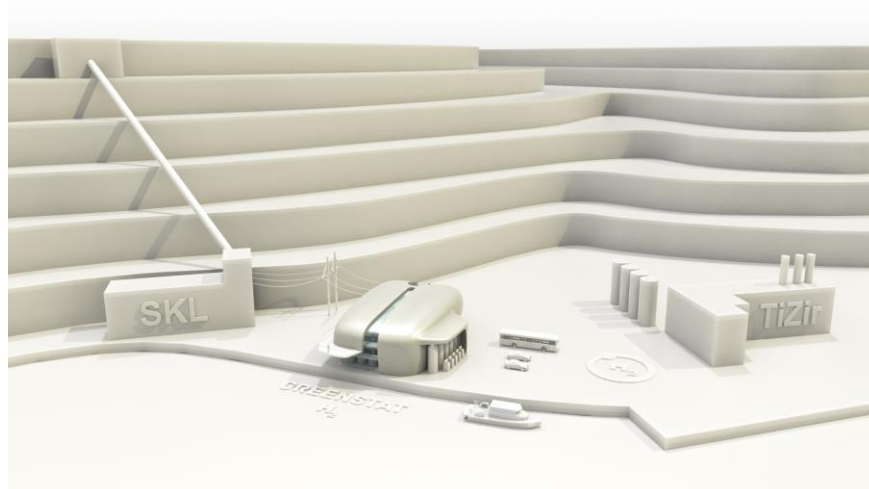
- Produksjon og bruk av hydrogen til industrielle prosesser kan også få allmenn miljømessig og samfunnsøkonomisk nytte dersom det tilrettelegges for at deler av en *on-site* hydrogenproduksjon kan selges som drivstoff på hydrogenstasjoner etablert i umiddelbar nærhet av industrianlegget.

Det er i dag en klar tendens til at industrikunder ønsker egen *on-site* produksjon – dette av to grunner:

- Det er dyrt å kjøpe hydrogen fra industrigasselskapene. Legger vi AGA/Lindes, Messers eller Air Liquides pris i København for 100 kg hydrogen i 5N-kvalitet til grunn, var denne for få år siden ca. 55-75 EUR/kg, eller ca. 500-675 NOK/kg). Dette bilde bedrer seg noe ved større leveranser, men prisen dikteres på mange måter av de store industrigasselskapene. Med *on-site* produksjon har man således mulighet til å frigjøre seg fra disse. NEL Hydrogen har det siste året snakket om at deres løsninger innen transport skal være konkurransedyktige med fossilt drivstoff (såkalt fossil-paritet). I så fall snakker vi om en verdikjede for produksjon, distribusjon og dispensing til en kostnad på 50 NOK/kg H₂.
- utfordringer knyttet til sikker levering på grunn av transportvanskeligheter.

Hydrogenintensivt industrieksempel fra Norge

Tizir Titanium & Iron AS er lokalisert i Tyssedal i Odda kommune på Vestlandet. Bedriften produserer titandioksidkonsentrat (brukes blant annet i maling og plast) og høy-rent støpejern fra ilmenitt. Innen 2025 har ilmenittverket satt seg som mål å redusere CO₂-utslippene med 9 %, samt bruke 40 % mindre energi. Dette skal skje ved at man bruker hydrogen der man i dag bruker store mengder kull. En konseptskisse over verdikjeden fra Sunnhordaland Kraftlags kraftproduksjon, via Greenstats hydrogenfabrikk til TiZir og transportsektor som hydrogenforbrukere er gitt i *Figur 10*.



Figur 10: Verdikjeden fra Sunnhordaland Kraftlag (SKL) sin kraftproduksjon, Greenstat sin hydrogenfabrikk til TiZir og transportsektor som hydrogenforbrukere. Kilde: Greenstat.

Omleggingen skal foregå i tre steg. Fase én er et demonstrasjonsanlegg som skal stå ferdig i 2019. Fase to er et fullskala pilotanlegg som skal stå ferdig i 2021. Fase tre vil være en

fullstendig ny produksjonslinje i 2025. Enova gir tilskudd til prosjektets første fase hvor det skal gjøres endringer i selve produksjonsprosessen som skal gi en besparelse på 22 GWh årlig. Dette tilsvarer en årlig utslippsreduksjon på 23 000 tonn CO₂. Samtidig skal produksjonskapasiteten øke med 20 %. I andre fase vil TiZir bygge en ny ovn og en ny produksjonslinje der kull erstattes med hydrogen. Deretter skal kull fases ut og erstattes med hydrogen også i dagens produksjonslinje.

Fra ca. 2020 vil TiZir ha behov for hydrogen i størrelsesorden 30 tonn/dag. Det krever et 50 MW elektrolyseanlegg som igjen vil forbruke 1,5 GWh/dag. Greenstat inngår i prosjektet som hydrogenprodusent og arbeider for å utvikle konsept for en storskala hydrogenfabrikk. I tillegg til direkteleveranse av hydrogen til TiZir vil hydrogen-fabrikken dimensjoneres for leveranse av hydrogen til transportsektoren i regionen. Forprosjektet gjennomføres i 2016, et demoprojekt med et 500 kW produksjonsanlegg i 2017-2019, og et fullskala vannelektrolyseanlegg på 50 MW skal etableres i 2020. I mai 2016 har Stortinget vedtatt et forslag om at Regjeringen må forplikte seg til å støtte overgangen fra kull til bruk av hydrogen ved TiZir.

Vätgasintensivt eksempel i Sverige

LKAB, SSAB och Vattenfall driver tillsammans projektet HYBRIT för att reducera järnmalm till järn med hjälp av väte istället för fossilt kol. Siktet är inställt på att ställa om hela produktionen, och en förstudie är avslutad som lett till att pilotanläggning ska byggas. Målet är att en första anläggning ska finnas på plats 2035 och projektet stöts av energimyndigheten. För att ersätta hela kolanvändningen i svensk stålindustri behövs ungefär 2 kärnreaktorer eller 1 700 vindkraftverk á 3 MW, alltså en stor del av Sveriges elproduktion.

H₂ som industrielt biprodukt i ØKS-regionen

Case 6 i siste del av denne rapporten ser nærmere på hvordan hydrogenet fra kjemiindustrien i Sverige kan utnyttes til transport slik man har fått til ved HYOPs stasjon på Herøya ved Porsgrunn, *Figur 11*.



Figur 11: HYOPs stasjon på Herøya i Porsgrunn forsynes med hydrogen fra Inovyns Klor-/VCM-fabrikk på Rafnes. Kilde: HYOP.

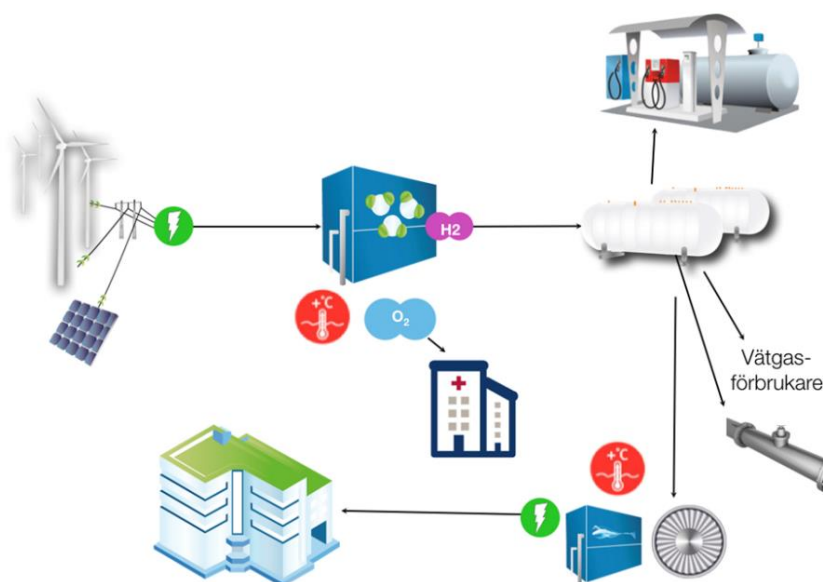
I ØKS-regionen finnes det kjemisk industri med hydrogen som biprodukt på følgende steder:

- Borregaard Industries Limited, Sarpsborg, Norge
- Borealis Polymers, Stenungsund, Sverige
- Eka Chemicals, Göteborg, Sverige
- Eka Chemicals, Bohus, Sverige
- INOVYN, Stenungsund, Sverige
- INOVYN, Porsgrunn, Norge
- INOVYN, Bamble, Norge

Den vanligaste användningen för biprodukt-vätgas är förbränning för värme till egna lokaler. Sommartid facklas dock gasen då inget värmebehov finns. Samtidigt minskar biprodukt-vätgasförbränningen tydligt incitamentet för energieffektiviseringar i de egna lokalerna. Om denna vätgas istället används i en stationär bränslecell för att producera el med hög verkningsgrad blir värdet betydligt högre. Detta görs idag vid flera klorproducerande industrier runt om i världen. Spillvärmens från en av de vanligaste bränslecellerna som används för detta är ca 60-80 °C vilket är tillräckligt för att fortsatt användas för att värma lokaler. Andra bränslecellstekniker ger dock upp till 1 000 °C värme. Även här kan en del av vätgasen levereras till en tankstation för fordon, där betalningsviljan är högre än för både värme och elektricitet.

Lagring og distribusjon av hydrogen

Mulighetene for lagring og distribusjon av hydrogen er mange og varierte. Det er derfor viktig å finne den løsningen som er best egnet i hvert tilfelle. Et konsepteksempel er gitt i *Figur 12*. I tillegg til lagring og distribusjon av hydrogen til transportformål, industrikunde og for injisering i naturgassnettet, viser konseptskissen hvordan både oksygen og hydrogen kan benyttes til behandling og nødstrøm i et sykehus.



Figur 12: Konsept for produksjon, lagring og anvendelse av hydrogen og oksygen. Kilde: Erik Wiberg, Vätgas Sverige.

Lagring av hydrogen

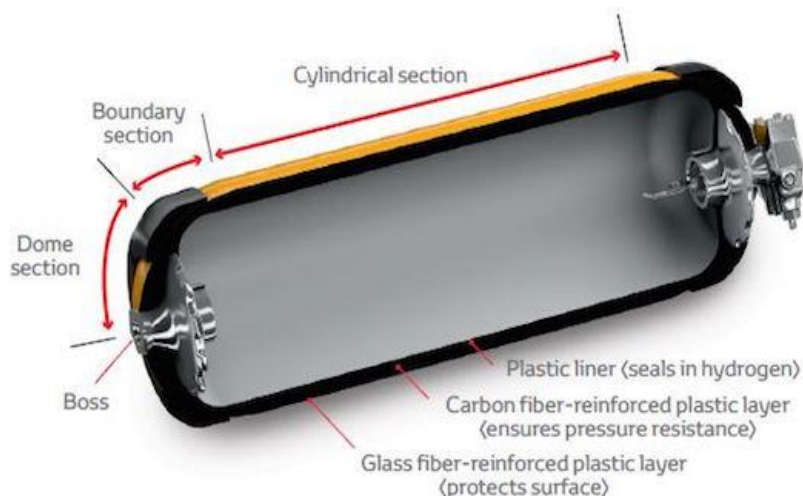
Hydrogen kjennetegnes ved høy energitetthet pr. vektenhet (1 kg H₂ er ekvivalent med 2,75 kg bensin, se faktarute side 8), men har lavere volumetrisk energitetthet enn konvensjonelle drivstofftyper. Hydrogen kan oppbevares på tre ulike måter:

- som en gass
- som en flytende væske
- eller på fast form¹³

Trykksatt gass er pr. i dag mest brukt til transportformål, *Figur 13*. Personbiler har fått en standard på 700 bars lagringstanker, mens gaffeltrucker, busser og større kjøretøy gjerne bruker 350 bars tanker. Årsaken er at man i slike kjøretøy gjerne har bedre plass til lagertanker, og at kostnaden ved å bruke 700 bars trykk er langt høyere enn 350 bar. Flytende hydrogen benyttes ofte ved behov for lagring av store mengder hydrogen. For flytendegjøring må hydrogenet kjøles ned til -253 °C. Metallhydrid er et stoff bestående av et eller flere metaller og hydrogen. Ved lagring av hydrogen i metallhydrider bindes gjerne hydrogenet kjemisk til et metallpulver. Dette gjør at man blant annet kan binde

¹³ Som metallhydrider (MH; kjemiske forbindelser mellom hydrogen og ett eller flere metaller), i et metallorganisk stoff (porøst materiale) eller på overflaten av karbonrør og karbonkjegler.

store mengder hydrogen uten at trykket øker nevneverdig. Ulempen kan være at metallpulveret er tungt.

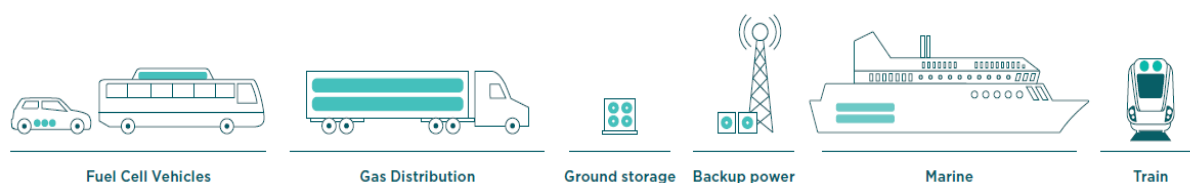


Figur 13: Gjennomskåret lagertank av kompositt med plastikk-liner. Kilde: Magnus Thomassen, SINTEF.

Som for alt annet drivstoff og alle former for lagring av energi vil det være en risiko knyttet til lagring og bruk av hydrogen. Bruk av hydrogen i biler og busser har vist at det er fullt mulig å designe systemer som ivaretar sikkerhet på en minst like god måte som eksisterende teknologier.

Trykksatt hydrogen for transportformål

Hexagon Composites er markedsleder innen lette komposittanker for lagring og transport av ulike gasser under trykk. Selskapet har hovedkontor i Ålesund og konsernet har mer enn 500 ansatte på verdensbasis. Produksjonsanleggene er lokalisert på Raufoss og i Lincoln, USA. Hexagon Composites leverer lette lagerløsninger til bilindustrien, tunge kjøretøy, gasstransport, stasjonær lagring på bakken og reservestrukløsninger basert på selskapets Type 4 komposittanker, Figur 14.



Figur 14: Hexagon Composites har lette lagertanker av kompositt til en rekke hydrogen-applikasjoner. Kilde: Hexagon Composites.

Transport av gass under høyt trykk er en utfordring. For hvert kg hydrogen som transporteres, kreves det ca. 80 kg stål dersom man baserer seg på tradisjonelle stålsylindere. Med Hexagon Composites' 250 bar X-STORE® og TITAN® XL-konsept reduseres vektforholdet mellom hydrogenet og tanksystemet til kun ca. 22 kg komposittank pr. kg hydrogen som transporteres. Videre vil plastikk-lineren (se Figur 13 ovenfor) og komposittstrukturen i TITAN® gjøre denne type tanker sikrere da de ikke er utsatt for korrosjon og tretthetsbrudd på samme måte som for ståltanker.

Bruken av komposittanker muliggjør transport av større mengder hydrogen av gangen på en lastebil. Lagring og distribusjon av hydrogen på komposittanker er nærmere beskrevet i Case 11 nedenfor.

Flytendegjøring av hydrogen

Flytendegjøring av hydrogen er først og fremst relevant for transport av store mengder hydrogen eller i tilfeller der flytende hydrogen benyttes som kjølevæske. Pr. i dag finnes det kun fire anlegg i Europa som leverer flytende hydrogen til kunder (Air Liquides anlegg i Waziers (FR), Air Products' anlegg i Rotterdam/Rosenberg (NL) og Lindes to anlegg i Ingolstadt og Leuna (DE))¹⁴.

Selv om flytende hydrogen har vært demonstrert for bruk i personbil og andre kjøretøy, Figur 15, er dette trolig mest relevant i større skala som for eksempel skipsfart og maritime applikasjoner, men kan kanskje også på sikt bli aktuelt innen veibasert langtransport. Japanerne er tydlige på at de vil importere store mengder hydrogen i årene fremover, da trolig som flytende hydrogen på skip¹⁵.



Figur 15: DaimlerChryslers NeCar 4 fra 1999 med Lindes 100 l (5 kg), 9 bar flytende hydrogentank. Kilde: h2mobility.org.

Vi vil således ikke gå veldig mye i dybden på dette med eksport av flytende hydrogen i stor skala i denne rapporten, men ønsker kun kort å nevne at dette er en aktuell problemstilling for innestengt kraft fra for eksempel Raggovidda i Finnmark. NEL ASA (NEL) has sammen med blant andre SINTEF, Statoil, Linde Kryotechnik, Mitsubishi Corporation, Kawasaki Heavy Industries og NTNU satt i gang prosjektet "Hyper"¹⁶, en mulighetsstudie av potensialet for storskala hydrogenproduksjon i Norge for eksport til Europa og Japan. Prosjektet har fått 14 millioner kroner i tilskudd fra ENERGIX-programmet i Norges forskningsråd. Målet med prosjektet er å studere muligheten, samt gjøre det mulig for planlegging, bygging og drift av et kommersielt anlegg for hydrogenproduksjon, kondensering og eksport basert på storskala vindkraftressurser.

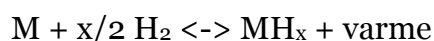
¹⁴ Hydrogen Analysis Resource Center, <http://hydrogen.pnl.gov/hydrogen-data/hydrogen-production>

¹⁵ HySTRA – A CO₂-free Hydrogen Energy Supply-Chain Technology Research Association
https://global.kawasaki.com/en/corp/newsroom/news/detail/?f=20160401_4614

¹⁶ <http://www.businesswire.com/news/home/20160412006931/en/NEL-ASA-Initiates-Feasibility-Partner-Study-Large-Scale>

Lagring og komprimering i metallhydrid

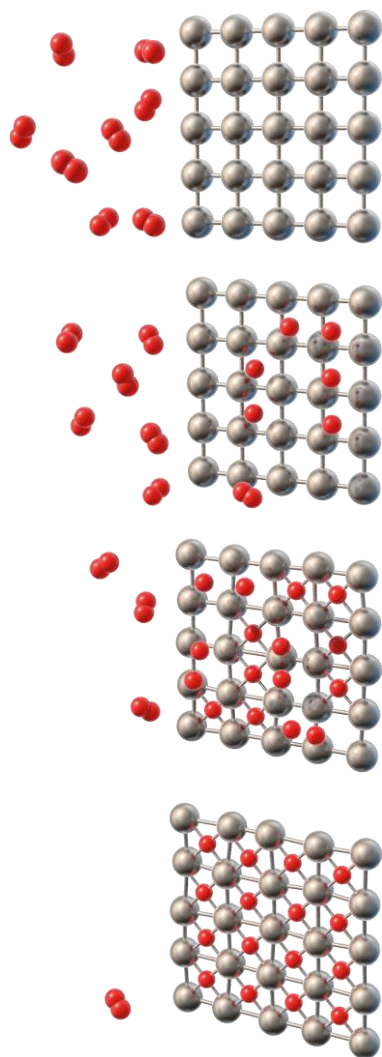
De fleste metaller kan reagere med hydrogen og lage et metallhydrid. Noen metaller tar opp hydrogen (absorpsjon) ved romtemperatur og ved atmosfærisk trykk (1 bar) mens andre metaller tar opp hydrogen kun ved større trykk og høyere temperatur. Tilsvarende vil den omvendte prosessen, desorpsjon (frigjøring av absorbert hydrogen), variere fra metallhydrid til metallhydrid når det gjelder trykk og temperatur. Den kjemiske reaksjonen mellom metallet (M) og hydrogenet (H) kan uttrykkes ved:



der x er antall hydrogenmolekyler som reagerer med metallet. Metallhydrid har høy hydrogentetthet – i enkelte tilfeller høyere enn i flytende hydrogen. Den høye hydrogentettheten koblet med evnen til å absorbere store mengder hydrogen, Figur 16, ved nær atmosfærisk trykk og romtemperatur gjør flere av metallhydridene til et lovende medium for lagring og komprimering av hydrogen til praktiske formål. Metallhydrider med ønskede egenskaper i forhold til praktisk lagring og komprimering av hydrogen er i all hovedsak legeringer som gjerne er knust til et fint pulver og anbrakt i lufttett tank. Ved å kontrollere temperaturen på tanken kan man således styre om hydrogenet skal tas opp i (absorberes) eller frigjøres fra (desorberes) metallet. Om man i tillegg kontrollerer hydrogenets bevegelsesfrihet ved hjelp av ventiler kan man fremtvinge trykkøkninger; altså termisk hydrogenkompresjon.

En stor fordel med lagring av hydrogen i metallhydrider er sikkerheten. For det første kan denne teknologien lagre store mengder hydrogen selv ved lave trykk (typisk noen titalls bar). For det andre vil det aller meste av det lagrede hydrogenet være kjemisk bundet til metallet, noe som gjør at hydrogenet i utgangspunktet ikke er umiddelbart flyktig ved en eventuell lekkasje. At man kan operere ved lave trykk gjør at man i gitte tilfeller kan se for seg at produsert hydrogen kan overføres til lager uten komprimering. Dette gir både reduserte investerings- og driftskostnader. Videre slipper man unna sikkerhetsutfordringene rundt tradisjonelle kompressorer. At hydrogenet ikke er flyktig gjør at metallhydrider kan være godt egnet for sesonglagring. Hovedutfordringen er at metallhydrider er tunge. Metallhydridlager er derfor, gjerne best egnet for stasjonære applikasjoner.

For transportsektoren er lagring av hydrogen i metallhydrider først og fremst egnet der vekt er ønskelig eller ikke reduserer brukeropplevelsen nevneverdig. Dette kan være maritime eller skinnegående applikasjoner, nyttekjøretøy som gaffeltrucker og



Figur 16: Hydrogenabsorpsjon. Hydrogenet binder seg kjemisk til metallens gitterstruktur på atomær form. Illustrasjon: Hystorsys AS.

trekkvogner av ulike slag, men også anleggsmaskiner og annet terrenggående materiell. Når det er sagt har metallhydrider vært demonstrert både for buss, personbil, moped, el-sykkel og en lang rekke andre applikasjoner. Den mest kjente formen for lagring av hydrogen i form av metallhydrider finner vi imidlertid i de tyske ubåtene, *Figur 17*.



Figur 17: Tysk ubåt av typen 212 med nok hydrogen lagret i form av metallhydrider for 30 dagers undervannsoperasjon. Illustrasjon: h2mobility.org.

Kompresjon av hydrogen ved bruk av metallhydrider demonstreres i full skala av Hystorsys¹⁷ ved Hynor Lillestrøms anlegg på Kjeller, *Figur 18*. En metallhydrid-kompressor er en termisk maskin som utnytter en temperaturforskjell mellom for eksempel kaldt kjølevann og industriell spill-/overskuddsvarme til å komprimere hydrogen. Teknologiske fortrinn i forhold til konkurrerende løsninger kan oppsummeres på følgende måte:

- Ingen bevegelige deler (bortsett fra aktivatorer, ventiler o.l.) muliggjør et minimalt vedlikeholdsbehov, reduserte vedlikeholdskostnader og lengre driftstid.
- Mekaniske og elektrokjemiske kompressorer må tilføres kostbar høyverdig energi som elektrisk kraft, mens metallhydridteknologi utnytter lavverdig energi i form av varme.
- Praktisk talt lydløs drift og ingen vibrasjoner gjør systemene enkle å plassere i de fleste omgivelser.
- Høy egensikkerhet. MH-kompressorer har lav risiko for innblanding av luft.
- Høy renhet. Metallhydrider kan også benyttes til rensing da de har den egenskapen at de renser hydrogenet det er i kontakt med.



Figur 18: HYPEHC-10 – 2-steps termisk metallhydridkompressoren fra Hystorsys AS. Komprimerer 10 Nm³/h hydrogengass fra 10 bar til 200 bar i en kontinuerlig prosess. Foto: Hystorsys AS.

¹⁷ www.hystorsys.no

Storskala lagring av hydrogen i underjordiske gasslagre

Av de omlag 100 underjordiske gasslagrene rundt om i verden eies og driftes to av Energinet.dk i Danmark. Anleggene ligger i Stenlille midt på Sjælland og Lille Torup nord på Jylland, *Figur 19*.

I dag drives de to anleggene som et felles lagringspunkt for metan i det danske naturgassnettet og er med på å sikre stabile forsyninger av naturgass året rundt. Om sommeren, når forbruket er lavt, fylles lageret opp. Om vinteren, når forbruket overstiger den daglige produksjon fra Nordsjøen, suppleres forbruket med gass fra lageret. Totalt kan det danske gasslageret lagre inntil 11 TWh målt i *power-to-gas* (P2G).

På sikt er det planer om at lagrene også kan brukes til storskala lagring av hydrogen.

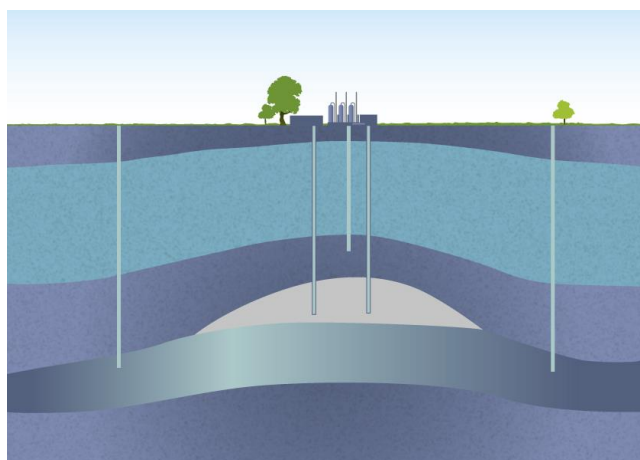


Figur 19: Olje- og naturgassnettet i Danmark. Kilde: Den Store Danske, Gyldendal.

Stenlille Gasslager

Stenlille Gasslager er et såkalt akvifer lagringsanlegg, *Figur 20*. Gassen er lagret i vannfylte sandlag som ligger omtrent 1 500 m under jordoverflaten. Over sandlaget ligger et 300 m tykt gasstett lag av leire som sikrer at gassen ikke trenger gjennom til overflaten. Leirelaget har en lett hvelvet struktur som danner et underjordisk basseng.

Gassen pumpes ned i lageret i løpet av sommeren ved hjelp av mekanisk kraft (kompressorer) via såkalte «produksjonsbrønner». Når gassen pumpes inn i sandlaget, blir vannet presset nedover og ut til sidene. Gassen, som alltid befinner seg på gassform, legger seg på toppen av sandlaget. Når gassen så trekkes ut av sandlaget i løpet av vinteren, vil vannet i det fortrente vannet virke som en fjær. Dette sikrer at gassen kan frigjøres fra lageret uten behov for mekanisk kraft. Gassen som tas ut fra lageret blir renset for vannpartikler etc., før gasstrykket reduseres og gassen kan distribueres via gassnettet.



Figur 20: Skjematisk fremstilling av Stenlille Gasslager. Kilde: Energinet.dk.

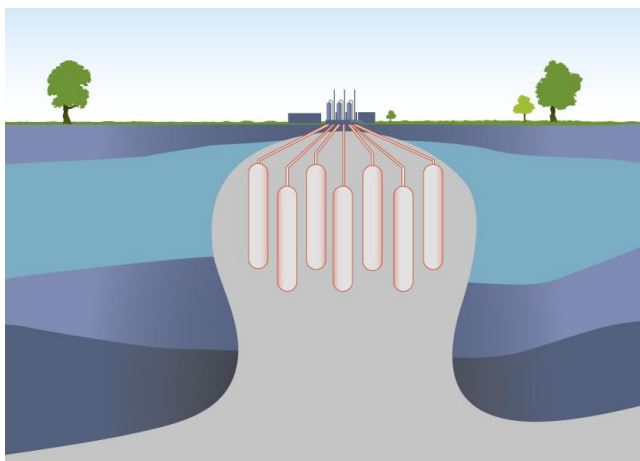
Lille Torup

Lille Torup Gasslager ble tatt i bruk i 1987 og består av syv gigantiske hulrom, eller grotter, i en stor underjordisk saltkuppel, *Figur 21*. Saltkuppelen har en diameter på 5 km, mens toppen befinner seg 300 m under jordoverflaten. De syv grottene ligger 1,2 og 1,5 km under bakken og har en høyde på 200-300 m. Med en bredde på 50-65 m tilsvarer dette grotter på størrelse med tre og en halv fotballbane.

Hulrommene er spylt ut med vann fra Hjarbæk Fjord, og det tok typisk 2-3 år å spyle ut én grotte. Totalt har rundt åtte millioner tonn rent salt blitt hentet ut på Lille Torup. Før massene fra uthulingene ble sluppet ut i Limfjorden måtte derfor saltet utvannes tilstrekkelig til at det ikke kunne utgjøre noen trussel for miljøet.

Grottene brukes i dag som naturgasslagre. I prinsippet kan man se på grottene som syv enorme gassflasker. Saltet i kuppelen er plastisk, hvilket sikrer at gassen forblir i grottene, og at det bare kan komme ut gjennom rørene opp til prosessanlegget på overflaten. Det «plastiske byggematerialet» gjør også at hulene ikke er helt rigide. Etter 10-20 års drift regner man derfor med at man igjen må spyle grottene for å kompensere for krymping som har funnet sted. Det maksimale trykket er 150-200 bar når hulrommene er fulle.

Lille Torup Gasslager har en kapasitet tilsvarende ca. to måneders forbruk. Ved etablering av lageret ble det pumpet mer gas ned i grottene enn det senere ved normal drift kan hentes opp igjen. Den reversible gassmengden kalles arbeidsgass, mens den samlede mengden gass kalles totalgass. Ved Lille Torup er volumkapasiteten på ca. 700 millioner Nm³ totalgass, hvorav ca. 440 millioner Nm³ er arbeidsgass. Den resterende mengde gass er med på å opprettholde trykket i grottene slik at krympingen minimeres. Denne kalles restgass.



Figur 21: Skjematisk fremstilling av Lille Torup Gasslager. Innsiden av kavitettene er ikke så glatt og fin som på fremstillingen, da strukturen i veggene egentlig er grov og ujevn. De syv grottene har navn fra norrønmytologi: Heimdall, Tyr, Idun, Frøy, Frøya, Brage og Balder. Kilde: Energinet.dk.

Andre anvendelsesområder

Hydrogen har en rekke anvendelsesområder i tillegg til veitransport og industriell bruk. Noen er aktuelle i dag, andre er i en tidlig fase og vil være aktuelle først noen år fram i tid. Dette er ikke områder som det arbeides spesielt med i Blue Move, men det er allikevel relevant å se på den betydningen de kan ha i forhold til nye forretningskonsepter for hydrogen. Den sentrale utfordringen er i stor grad å øke volumet av anvendt hydrogen, slik at det blir mulig å produsere hydrogen i stor skala og på en kostnadseffektiv måte. Alle anvendelser som bidrar til dette vil være positivt for utviklingen.

Ferger og annen maritim transport

De siste årene har maritim sektor i Norge fått betydelig interesse for hydrogen. Særlig klyngen NCE Maritime Cleantech har vært viktig for å fremme muligheter på dette området. En rekke nye aktører, både rederi og verftsgrupper, har meldt sin interesse, og en rekke workshops de siste årene har økt kunnskapsgrunnlaget betydelig. Kombinasjonen av fossilfri fergedrift og muligheten for omstilling i en tradisjonsrik norsk næring gjør at dette temaet er svært interessant og får stor oppmerksomhet.

Politiske myndigheter har nå gjennom flere år fattet vedtak om at det skal stilles krav om nullutslippsteknologi (og lavutslippsteknologi) ved kjøp av fergetjenester. Regjeringens maritime strategi trekker frem Statens innkjøp av fergetjenester som et viktig virkemiddel for å utvikle og implementere ny miljøvennlig teknologi i maritim sektor. Statens Vegvesen har gjennom sin fergeanbudsprosess vært tydelige på å etterspørre nullutslippsløsninger. De mener utviklingskontrakter, tilsvarende kontrakten som resulterte i MF Ampere, verdens første batteridrevne ferge, som opererer i Sognefjorden, er et godt virkemiddel for utvikling av ny teknologi.

Statens Vegvesen har gjennomført et første studie ledet av Norsk Energi, LMG Marin og CMR Prototech, hvor man har diskutert hvilke barrierer som finnes og hvilken teknisk standard og pilotering som må igangsettes¹⁸. Rapporten konkluderer med at ren batteridrift er mest klimavennlig. Ren batteridrift er dog ikke like godt egnet for alle typer samband og drift, og får utfordringer spesielt ved høy fart, lange distanser og/eller om rutetid ikke er tilpasset nødvendig ladetid. Når det gjelder hydrogen konkluderer rapporten med:

- *Hydrogen og brenselceller kan fungere som et fullverdig energieffektivt alternativ for nullutslipp fremdrift av ferger*
- *Brenselceller er særlig fornuftig for lengre strekninger, hvor ren batteridrift ikke er mulig av hensyn til vekt og ladekapasitet*
- *Elektrisk kraft til hydrogenproduksjon representerer den største kostnaden – det er nødvendig med god infrastruktur.*

Siemens og Miljøstiftelsen Bellona¹⁹ utarbeidet i 2015 en mulighetsstudie for elektrisk drift av norske fergesamband²⁰. Her anslås det at med dagens teknologi er det lønnsomt

¹⁸ Statens Vegvesen rapporter: Energieffektiv og klimavennlig ferjedrift. Etatsprogram Lavere energiforbruk i Statens vegvesen (LEIV), 2013-2017. Utført av Norsk Energi, CMR Prototech og LMG Marin.

¹⁹ www.bellona.no

²⁰ Syv av ti ferger er lønnsomme med elektrisk drift – en mulighetsstudie. Bellona og Siemens, august 2015.

å skifte ut totalt 127 av Norges 180 ferger til enten batteri eller hybrid drift. Det tilsvarer over 70 % av dagens norske fergeflåte.

Helt på tampen av 2016 fikk Fiskerstrand-gruppen med partnere²¹ innvilget FoU-støtte for utvikling, design og pilotering av en ferge, *Figur 22*, basert på hydrogen og brenselceller gjennom PILOT-E ordningen til Forskningsrådet, Enova og Innovasjon Norge. Prosjektet, som har fått tittelen HYBRIDskip (HYdrogen- og BatteRiteknologi for Innovative Drivlinjer i skip), har som mål å konkretisere kunnskap om fremdriftssystemer for lengre overfarter/operasjonstid og større fartøy i form av et pilotprosjekt for en hybridferge som skal være i drift før 2020.



Figur 22: Forskningsrådet, Enova og Innovasjon Norge gir støtte til utvikling, design og pilotering av hydrogenferge. Kilde: Fiskerstrand-gruppen.

Bruk av metanol til maritim transport

Flera studier om nya förnybara bränslen för sjötransport pågår eller har genomförts som handlar om övergång till metanol som ett möjligt bränsle. Här kan man då använda metanolen som energibärare av förnybart framtagen vätgas. Detta skulle möjliggöra en övergång till fossilfri framdrivning då det finns olika spår för att tillverka metanol med förnybara råvaror. Konvertering av traditionella fartygsmotorer till metanoldrift är relativt enkelt och därför tilltalande för att kunna fasa ut dagens dieselolja snabbare jämfört med till exempel vätgas eller CBG/LBG som kräver större ombyggnader.

Ett av dessa möjligheter är att tillverka metanol från vätgas och insamlad CO₂. För att förstå omfattningen av behovet av vätgas för detta ändamål kan följande exempel användas:

En traditionell passagerarfärja mellan Göteborg och Kiel resa tur och retur kräver ca. 50 ton metanol vilket kan ge en fingervisning om hur mycket vätgas som krävs vid tillverkningen av metanolen vid övergång till en metanoldriven fordonsflotta.

Case 7 i siste del av denne rapporten ser nærmere på produksjon av hydrogen og metanol.

²¹ Partnere i HYBRIDskip: Fiskerstrand Holding AS (prosjekteier), Fiskerstrand Verft AS, Multi Maritime AS, SINTEF, NEL ASA, Hexagon Raufoss ASA, DNV GL, Sjøfartsdirektoratet, DSB (Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap), Møre & Romsdal Fylkeskommune.

Passasjerferger

Som et svar på byenes stadig økende behov for effektiv og miljøvennlig kollektivtransport lanserte Maritime CleanTech West i mars 2014 konseptet Urban Water Shuttle, *Figur 23*, et konsept som kan sammenlignes med et T-banenett til sjøs, drevet av nullutslippsenergi. Siden fartøyet vil trafikker i befolkningstette områder, vil redusert utslipp av luftforurensende stoffer som svoveloksider (SO_x), nitrogenoksider (NO_x), samt partikler og svevestøv (PM) gi en stor miljømessig gevinst. Videre vil overføring av trafikk fra vei til sjø gi redusert belastning på veinettet med de samfunnsøkonomiske gevinster dette medfører.

Urban Water Shuttle vil ha installert batteri som blir ladet fra strømnettet på land. Framdriften skal være basert på hybridteknologier; en kombinasjon av brenselcelle og batteri. Båten bygges i aluminium, som er et energieffektivt og bærekraftig materiale med lave vedlikeholdskostnader.



Figur 23: Urban Water Shuttle. Illustrasjon: Maritime Cleantech West.

Regelverk for bruk av hydrogen på hurtiggående passasjerferger antas å ligge et stykke fram i tid på grunn av utfordringer med sikkerhet knyttet til høy hastighet og hydrogenlagre. Når en slik godkjenningssprosess vil være aktuell, og dermed konsepter som Urban Water Shuttle kan realiseres, er derfor vanskelig å si. I desember 2016 ble det imidlertid bevilget midler fra det nevnte Pilot-E programmet til en første helelektrisk versjon av Urban Water Shuttle. En slik variant er et første steg på vegen mot en løsning med kombinert hydrogen- og batteridrift. Én av strekningene man ønsker skal trafikkeres med en slik hurtigbåt er pendlerruten mellom Hurum og Oslo i indre Oslofjord. Konseptutredning for dette prosjektet pågår.

Landstrøm og hydrogen

Når skip ligger til havn, bruker man i dag dieselgeneratorer for å produsere strømmen skipene bruker. Dette er forbundet med betydelige utslipp. Et gjennomsnittlig cruiseskip forbruker 3 000 liter diesel pr. time når det ligger til kai²². Siden 2012 har ColorLines skip i Oslo havn koblet seg til landstrøm. Color Magic og Color Fantasy bruker årlig ca. 5 GWh²³. I juni 2015 ble det første supply-skipet i Bergen Havn koblet til landstrøm.

²² SINTEF rapport A27350, 2016: Nasjonale rammebetingelser og potensial for hydrogensatsingen i Norge. SINTEF Teknologi og samfunn, SINTEF Materialer og kjemi, NTNU.

²³ Kilde: Color Line, Oslo Havn og Bellona: Fakta om Landstrøm, 2011.

Besparelsene i utslipp for de to installasjonene tilsvarer henholdsvis 1 700 (Oslo) og 4 800 (Bergen) personbiler. I mai 2016 bevilget Enova 82 MNOK til totalt 13 landstrømsprosjekter. I Oslo kommune er dette også satt på dagsorden, og man vurderer her samtidig muligheten for å kombinere et anlegg for landstrøm med hydrogenproduksjon. Hydrogenet er da tenkt benyttet til ulike transportformål som passasjerferger, distribusjonsbiler, busser og logistikkjøretøy. I desember 2016 fikk Oslo Havn 9 millioner kroner til landstrøm til ferger på Vippetangen. Det er DFDS og Stena Line sine ferger mellom Oslo og Danmark som bruker Vippetangen i dag.

Tog

Interessen for bruk av hydrogen til tog har vokst de siste årene. Verdens første brenselcelledrevne persontog blir nå bygget av Alstom i Niedersachsen i Tyskland. I følge en intensjonsavtale mellom Alstom og tre regioner i Tyskland (Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen og Baden-Württemberg) signert i 2014, skal to tog bygges innen utgangen av 2018, og intensjonen er at ca. 40 slike togsett skal settes i drift innen 2020. De tyske delstatene har ansvaret for jernbaneutvikling på mindre regionale linjer i landets utstrakte jernbanenett. I Tyskland er det fremdeles slik at omtrent halvparten av alle jernbanestrekninger ikke er elektrifisert, og her brukes i dag mange dieselelektriske tog. Alstom og Hydrogenics har inngått en 10-årig eksklusiv rammeavtale om utvikling og levering av 200 brenselcellesystemer og service til 100 regiontogsett.

I Norge er det tre større jernbane-strekninger som ikke er elektrifisert; Nordlandsbanen, Rørosbanen (med Solørbanen) og Raumabanen, *Figur 24*. Flere aktører har det siste året arbeidet for å bidra til at hydrogentog kan bli et reelt alternativ også i Norge. Jernbaneverket (fra 01.01.2017 Bane NOR) har gjennomført en utredning om banestrekningene som ikke er elektrifisert. I rapporten konkluderer man med at:

Elektrifisering av Røros- og Solørbanen bør umiddelbart vurderes i det aktuelle arbeidet med godsstrategi for Jernbaneverket. Elektrifisering av Nordlandsbanen og Raumabanen anbefales vurdert i samband med neste rullering av Nasjonal Transportplan (NTP).



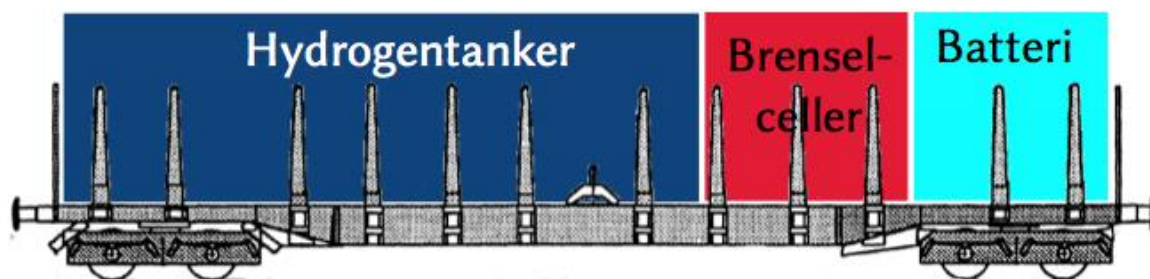
Figur 24: Jernbanestrekninger i Norge som ikke er elektrifisert er markert med rødt. Kilde: SINTEF.

Videre anser Jernbaneverket at en hybridløsning med hydrogen og batteri er spesielt interessant.

SINTEF har bistått Jernbaneverket med en omfattende rapport om alternativer for elektrifisering av jernbanenettet²⁴. I sluttrapporten er hybrid hydrogen- og batteridrift, *Figur 25*, en anbefalt løsning for flere av dagens dieseltogstrekninger. Raumabanen er

²⁴ Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner. SINTEF A27534 – Sluttrapport, februar 2016.

spesielt interessant, da denne av ulike årsaker er uaktuell for elektrifisering med bruk av kontaktledninger.



Figur 25: Vogn for hybrid togdrift med hydrogentanker, brenselceller og batteri. Hydrogenlageret er her dimensjonert slik at lagertankene opptar den tilgjengelige lastekapasitet på boggivognen etter at brenselceller og batterier er på plass. Det betyr at lageret kan bli stort – for kortere banestrekninger som Raumabanen blir det da mange togbevegelser/turer pr. tanking. Kilde: SINTEF.

Under et SINTEF-foredrag på HFC Nordic 2016 i Sandviken ble også Nordlandsbanen trukket frem som en jernbanestrekning hvor hydrogentog av ulike grunner kom meget godt ut sammenliknet med alternativene. Også her er koblingen til veitransport interessant. Et produksjonsanlegg for hydrogen til tog vil innebære stort volum og være kommersielt interessant. Fyllestasjoner for tog kan kombineres med stasjoner for veitransport (bil, buss, lastebil etc.), og dermed innebære et godt *business case* for produksjon og distribusjon av hydrogen.

I Sverige finns sträckningar som inte är elektrifierade av olika skäl. På inlandsbanan, som till allra största delen inte är elektrifierad, går godståg med skogsprodukter, såväl som turisttrafik sommartid. Båda dessa trafiktyper kan ersättas med bränslecellståg, då skogsprodukterna i regel lastas ovanifrån vilket gör att elektrifiering hindrar lastningen. Turiststågen har gles turtäthet vilket gör att de inte i sig motiverar en elektrifiering, samtidigt som det komfortmässigt för resenärer skulle vara önskvärt med eldrift.

Det finns även andra sträckor i Sverige som inte elektrifierats men där pendeltåg är en viktig del i transportsystemet. Ett exempel är Krösatågen mellan Jönköping, Nässjö och Värnamo, där elektrifiering ännu inte är genomförd men där länstrafiken gärna ser eldrift på loken.

Anvendelse av hydrogen i tilknytning til luftfart

Kunnskapsbyen Lillestrøm med partnere har gjennom to prosjekter utredet muligheten for bruk av hydrogen på og i tilknytning til Oslo Lufthavn Gardermoen (OSL). Utgangspunktet for prosjektene var at OSL har hatt store ambisjoner om reduksjon av klimagassutslipp, samt at Ullensaker kommune, Akershus fylkeskommune og Transnova har hatt et ønske om å få ned utslippene fra en stor utslippskilde i regionen. En mulighetsstudie, *Muligheter for anvendelse av hydrogen på Oslo Lufthavn Gardermoen og tilknyttede områder*²⁵ ble utført i 2012, i samarbeid med Avinor, IFE og Hynor Lillestrøm. Her ble det redegjort for potensialet for bruk av hydrogen til ulike mobile og

²⁵ Muligheter for anvendelse av hydrogen på Oslo Lufthavn Gardermoen og tilknyttede områder. Kunnskapsbyen Lillestrøm, mai 2012.

stasjonære anvendelser. Det ble også anbefalt å gjennomføre et forprosjekt for videre utredning av mulighetene.

Forprosjektet²⁶ ble gjennomført av Kunnskapsbyen Lillestrøm i samarbeid med OSL, IFE, Hynor Lillestrøm og HYOP. Som en følge av dette samarbeidet kunne blant annet HYOP etablere sin hydrogenstasjon på Gardermoen. Prosjektgruppen anbefaler at HYOPs stasjon må være starten på en større satsing på bruk av hydrogen til transport på landside og flyside ved Gardermoen. Videre utbygging bør gjøres modulært, slik at stasjonen kan utvikles i takt med økt etterspørsel.

Forprosjektet peker på flere relevante anvendelser av hydrogen, både på flyside og landside. HYOPs hydrogenstasjon er etablert på landside, kun 10 meter fra gjerdet til flyplassen. Den kan derfor med enkle grep også gjøre tilgjengelig fra flyside for å forsyne kjøretøy på begge sider av gjerdet ned hydrogen. Rapporten fra forprosjektet skisserer ulike scenarier med høyt og lavt volum for bruk av hydrogen.

På flyside vurderes det bruk av kjøretøy som bagasje-traktor, gaffeltruck, buss, samt lett og tung varebil. På landside har man foreslått bruk av personbiler til Taxi, OSLs Airport Patrol, nærliggende kommuner og privatpersoner. I tillegg anses shuttle-busser, rutebusser, samt lette og tunge varebiler som aktuelle. Det har vært og gjennomføres fortsatt ulike pilotprosjekter for flyplassrelaterte spesialkjøretøy flere steder i verden, blant annet gjennom EU-prosjektet *HyLIFT* –



Figur 26: Mulag Comet Fuel Cell Towing Tractor 3 FC, bagasjetraktor. Foto: Mulag.

Clean Efficient Power for Materials Handling. Gjennom denne type prosjekter har man blant annet testet ut mobile strømforsyningsenheter, gaffeltrucker bagasjetraktorer og andre trekkvogner.

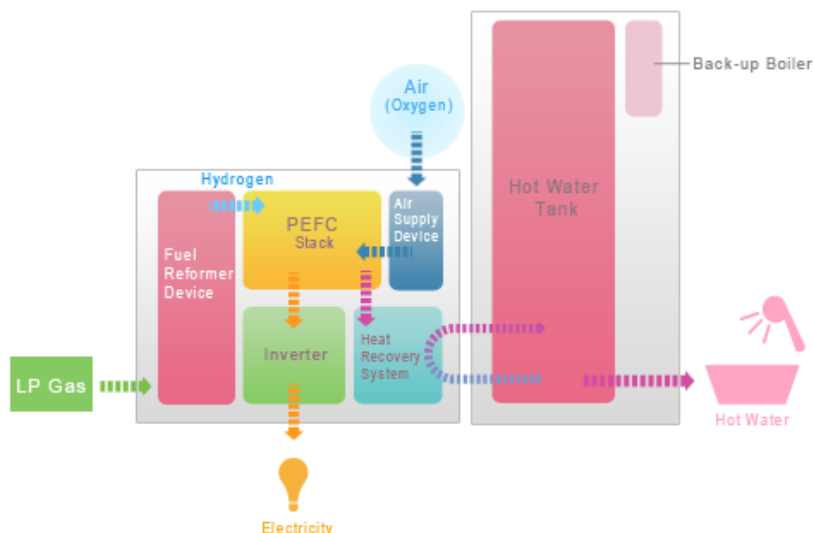
Bygg

Når det gjelder energiforsyning til bygg kan hydrogen og brenselceller være med på å øke den totale energieffektiviteten. Samproduksjon av strøm og varme gjør det mulig å benytte overskuddsvarme fra strømproduksjon til oppvarming. Desentralisert produksjon av elektrisitet og varme ved hjelp av slike små systemer gjør at denne fordelene kan realiseres der man ikke har fjernvarmenett. Slike brenselcellesystemer er enten basert på en PEM brenselcelle eller en fastoksid brenselcelle (SOFC). Dette er ikke så utbredt i det Europeiske markedet så langt, men i det japanske markedet er mer enn 120 000 såkalte *Ene-Farm*-systemer for samproduksjon av varmtvann/vannbåren varme og strøm allerede solgt med en statsstøtte som varte frem til september 2014, *Figur 27*. *Ene-Farm*-programmet er et konsortium av store japanske energileverandører og brenselcelleprodusenter, og har levert denne type enheter til japanske kunder først og fremst med prioritet på varmtvann/vannbåren varme. Den elektriske kraftproduksjonen har vært begrenset til mellom 300 W og 1 kW, hvilket kan synes noe lavt i det Europeiske markedet. I Japan brukes propan eller butan som kilde for reformering til hydrogen, som

²⁶ H2OSL forprosjekt – sluttrapport. Kunnskapsbyen Lillestrøm, august 2015.

så benyttes i brenselcellen. Ved å bruke hydrogen direkte kan man unngå reformeringsenheten i et slikt anlegg.

Brenselcelleteknologien kan også brukes for næringsbygg, og til flere ulike formål. I Norge har flere aktører vist interesse for dette. Mer om dette under avsnittet om reservestrøm.



Figur 27: Ene-Farm-systemskisse. Illustrasjon: Japan LP Gas Association.

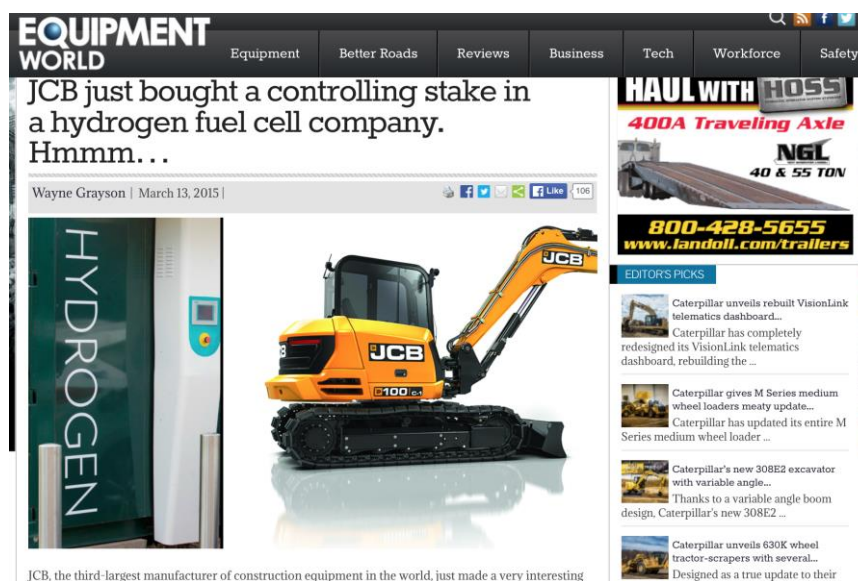
Anleggsmaskiner

Et anvendelsesområde som har fått aktualitet de siste årene er anleggsmaskiner. Her definerer vi anleggsmaskiner bredt; det kan for eksempel være maskiner som benyttes til logistikkvirksomhet i havn, gravemaskiner og annet som benyttes på byggeplasser og tyngre maskiner til bygging av infrastruktur, gruvedrift etc. Det finnes en rekke gryende initiativ i anleggsbransjen for lav- og nullutslipps anleggsdrift.

Det finnes en lang rekke nisjer for arbeids- og anleggsmaskiner som har behov for lavt utslipp og/eller stillegående drift. Oslo kommune identifiserte gjennom sitt arbeid med en klima- og energistrategi at anleggsvirksomhet står for hele 24% av utslippene i transportsektoren i hovedstaden²⁷. Tallet omfatter store og små anleggsmaskiner, sistnevnt av typen gressklippere, snøscootere, skiprepareringsmaskiner og lignende.

Anleggsmaskinaktører som JCB, Doosan og Bobcat har vist interesse for utvikling av nullutslippsløsninger. JCB, verdens tredje største produsent av anleggsmaskiner, annonsert i mars 2015 at de hadde kjøpt en kontrollerende eierandel i ITM Power, som er produsent av elektrolysører til hydrogenstasjoner og større *power-to-gas* anlegg, Figur 28.

²⁷ Det grønne skiftet. Utkast til klima- og energistrategi for Oslo kommune. Klima- og energiprogrammet, april 2015.



Figur 28: JCB kjøpte seg inn i ITM Power i mars 2015. Faksimile fra www.equipmentworld.com.

Også Statens Vegvesen har fokus på nullutslipp i store byggeprosjekter, og har signalisert at de ønsker å bidra til pilotering av nullutslipps anleggsmaskiner. En mulighet som har vært luftet er å bruke en svært begrenset andel av budsjettet i store veiutbygginger til miljøtiltak som kan demonstrere slike løsninger.

Hydrogenproduksjon og distribusjon på et stort anleggsprosjekt kan designes på en slik måte at en stasjon settes opp permanent allerede ved anleggsstart på det stedet der en fyllestasjon kan dekke veitrafikken den dagen veistrekningen åpnes for trafikk noen år senere, Figur 29. Koblingen mellom anleggsmaskiner og veitransport er derfor svært relevant.



Figur 29: Illustrasjon som viser hvordan en hydrogenstasjon kan settes opp permanent i en tidlig fase av et stort anleggsprosjekt i den hensikt å betjene maskiner og utstyr også i anleggsperioden. Kilde: Kunnskapsbyen Lillestrøm.

Utslippsfri byggeplass

Omsorgsbygg Oslo KF er et kommunalt foretak som er en av landets største eiendomsforvalter med mer enn 900 000 m² i porteføljen. Dette er barnehager,

sykehjem, brannstasjoner, omsorgsboliger og andre kommunale formålseiendommer. Som et resultat av markedets positive respons på et pilotprosjekt med fossilfri anleggsdrift ved utbyggingen av Lambertseter flerbrukshall har Omsorgsbygg, Undervisningsbygg og Kultur- og idrettsbygg Oslo KF gått et skritt videre – nå etterspør de utslippsfrie byggeplasser. I praksis betyr dette el- og hydrogendrift. Dette har de nylig fått støtte til gjennom Klimasatsmidlene fra Miljødirektoratet. Initiativet viser hva man kan vente seg innen hydrogen og brenselceller fra offentlige og større private eiendomsforvaltere innenfor dette området i tiden framover.

Jordbruk

Også innenfor jordbruket finnes vesentlig potensiale for utslippsreduksjon ved en dreining mot hydrogenbaserte energiformer. Det pekes gjerne på traktoren som et første steg på veien ved at eksisterende forbrenningsmotor byttes ut med brenselcelleteknologi. New Hollands NH²-initiativ, *Figur 30*, er et godt eksempel på dette.

Gårdsbruk har gjerne god plass. Det er derfor nærliggende å tenke seg at hydrogenet kan produseres lokalt via vannelektrolyse basert på fornybare energiresurser som småkraft (se *Case 2* nedenfor), vindmølle eller solcelleanlegg. Dette vil gi kort vei for distribusjon. For å gi et best mulig *business case* bør hydrogenproduksjonen omfatte en større del av verdikjeden enn kun til maskiner og utstyr. Et eksempel her er gartneri eller dyrefjøs, som kan hente energien til varme/lys fra et hydrogenlager i stedet for å benytte fossilt brennstoff.

På litt sikt kan man også se for seg en overgang mot selvkjørende traktorer og redskaper. Utvikling av landbruksroboter er allerede godt i gang²⁸ og forskerne mener det vil komme flere landbruks-roboter i løpet av ganske få år, *Figur 31*. I utviklingsfasen benyttes gjerne batteridrift. Målet er imidlertid å automatisere så mange traktor-funksjoner som mulig (inkludert pløying), samt å kunne drifte systemene 24 timer i døgnet. Dette vil være mulig dersom man går over til hydrogen-elektrisk drift.

En av de store fordelene med brenselceller og elektrisk fremdrift er muligheten for å plassere hjul og utstyr fritt uten å måtte tenke korteste vei for kraftoverføring fra motor. Det åpner opp muligheter for å tenke annerledes og mer modulært rundt jordbearbeiding. Redskap med lav vekt og lavere marktrykk kan også potensielt redusere fenomener som jordpakking og skader på dreneringsanlegg, med mindre utslipp både fra maskin og fra jordskorpen som resultat.

NEW HOLLAND NH²™ HYDROGEN POWERED TRACTOR EASY / SAFE / CLEAN



Figur 30: New Holland lanserte den første hydrogendrevne NH²-traktoren allerede i 2011. Kilde: New Holland.

²⁸ I ØKS-regionen - blant annet ved Norges miljø- og biovitenskapelige universitet (NMBU, www.nmbu.no) på Ås rett sør for Oslo.



Figur 31: Landbruksroboten Thorvald er en form for selvkjørende robotplattform, som kan kobles til diverse utstyr og verktøy. Torvald er utviklet ved NMBU på Ås utenfor Oslo og har så langt vist seg effektiv både som så- og lukemaskin. Foto: Pål Johan From, NMBU.

Reservestrøm

DigiPlex²⁹ eier og drifter datasenter på tre steder i Osloområdet. Gjennom sin deltakelse i OREEC har DigiPlex vist interesse for bruk av hydrogen og brenselceller som erstatning for dieselaggregater til nødstrøm. Målet er blant annet å styrke datasentrenes grønne profil. I tillegg kan man tenke seg at et datasenter med et nødstrømsanlegg med relativt stor kapasitet også kan spille en rolle i en by eller regions fremtidige energisystem.

Innovasjonsavdelingen ved det regionale helseforetak Helse Sør-Øst³⁰ har også vist interesse for bruk av hydrogen og brenselceller til nødstrøm og eventuelt andre applikasjoner. Det samme har den statlige forvaltningsbedriften Statsbygg³¹. Slike store offentlige aktører kan være drivere i utviklingen. De har tydelige miljøambisjoner og har ressurser til å gjennomføre testprosjekter og på den måten bidra til at ny teknologi demonstreres og raskere blir tilgjengelig i markedet.

Bruk av hydrogen til boliger, byggeplasser og nødstrøm er eksempler på stasjonære anvendelser. Felles for disse er at behovet for hydrogen pr. anlegg er relativt lite. Et nødstrømsanlegg er for eksempel sjelden i bruk. Når behovet er der kan imidlertid forbruket være stort i den tiden det benyttes. Utover dette vil bruken bestå i periodiske tester av anlegget. Det er derfor fornuftig å se slike anvendelser i sammenheng med andre anlegg for produksjon og anvendelse. Man kan for eksempel tenke seg et nødstrømsanlegg kombinert med en hydrogenstasjon med lokal hydrogenproduksjon. Et lager for nødstrømanlegget skal alltid være fylt opp. Blir det behov for bruk av nødstrøm kan lageret fylles opp med produksjon fra hydrogenstasjonen. Sammen med opplegg for tilkjørt hydrogen kan man således sikre nødvendig leveranse og ha flere anlegg å fordele kostnadene på.

²⁹ www.digiplex.com

³⁰ www.helse-sorost.no

³¹ www.statsbygg.no

Sikkerhet

Alle typer energibærere har noen grad av fare forbundet med seg. Det ligger i deres natur. Sikker bruk av kjemiske energibærere fokuserer på å forebygge situasjoner der energibæreren (eller drivstoffet om du vil), tennkilde (gnist eller varme) og oksidant (luft) er til stede samtidig. Basert på en grundig forståelse av egenskapene til hydrogen, kan man derfor utforme tilpassede sikkerhetssystemer og fastsette retningslinjer og standarder for å sikre trygg håndtering og bruk av hydrogen. Videre er et bevisst materialvalg av avgjørende betydning for utforming av sikre hydrogensystemer da enkelte materialer har en tendens til å bli sprø når de utsettes for gjentatt eksponering av hydrogen.

En rekke av hydrogenets egenskaper gjør det tryggere å håndtere og bruke enn konvensjonelle drivstoff. Hydrogen er for eksempel ikke giftig. I tillegg, fordi hydrogen er mye lettere enn luft og har stor oppdrift og diffusjonsevne, vil en lekkasje raskt tynnes ut i omkringliggende luft og stige til værs. I motsetning til en ulykke med en bensin-/diesebil der drivstoffet lekker ut og blir liggende å brenne på bakken rett under kjøretøyet, vil en hydrogenflamme stige rett opp og dø raskt ut. Filmstripen i *Figur 32* viser brannforløpet slik det utviklet seg det første 1,5 minuttet i et eksperiment med to identiske kjøretøy, der det ene var utstyrt med hydrogentank og det andre med bensintank³².



Figur 32: Fra venstre mot høyre: 3 sekunder etter antennelse; 1 minutt etter antennelse; 1,5 minutt etter antennelse. Hydrogenbil til venstre, bensinbil til høyre.

Noen av hydrogenets egenskaper krever tilrettelagte sikkerhetsløsninger for å sikre trygg bruk. Nærmere bestemt har hydrogen et bredere antennesområde i luft (spekteret av brannfarlige konsentrasjoner) og lavere antennesenergi enn konvensjonelle drivstoff, hvilket betyr at den kan antennes lettere. Typiske tiltak for å forebygge en potensiell farlig situasjon er derfor å sørge for tilstrekkelig ventilasjon og å installere hydrogendetektorer som kan varsle om eventuelle lekkasjer. Fordi hydrogen brenner med en nesten usynlig flamme, bør også spesielle flamedetektorer vurderes i gitte tilfeller som sikkerhetslementer i utformingen av trygge hydrogensystemer.

Arbeidet med standarder og regelverk innen hydrogen og sikkerhet har pågått i flere tiår og begynner på mange områder å falle på plass. I dag finnes det for eksempel en standard for hvordan man skal bygge en hydrogenstasjon. Før et hydrogensystem slippes på markedet eller settes i drift har det gjennomgått utstrakt testing med hensyn til sikkerhet. Det være seg lekkasjetester, simuleringer av gasslekkasje i garasjeanlegg, miljøtester (temperatursvingninger, vibrasjoner, etc.) og slipp av / kollisjonstester / rifleskudd mot

³² The 40 Fires Foundation, www.40fires.org

tanker for hydrogenkjøretøy. Alle disse testene har vist at hydrogen kan produseres, lagres og fylles/tankes om på en trygg måte.

SP Fire Research AS utarbeidet i januar 2016 en rapport på oppdrag fra Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) og Direktoratet for byggkvalitet (DiBK) med hensyn til kartlegging av brannrelaterte problemstillinger ved el- og gassdrevne kjøretøy i innelukkede rom³³. Rapporten tar opp utfordringer ved gasskjøretøy sammenlignet med konvensjonelle kjøretøy der risikoaspektet er basert på litteraturinnsamling og kommunikasjon med aktører, og ikke på bakgrunn av egne eksperimentelle resultater eller beregninger. Ulike lukkede rom omtales i rapporten, men det er lagt spesiell vekt på brannrisikoen i parkeringskjellere. I forhold til gassdrevne kjøretøy er det tre forhold som trekkes frem:

- At man bør tillate parkering av gassbiler i parkeringskjellere som oppfyller bestemte bygningstekniske krav, eksempelvis sprinkler-/ vanntåkeanlegg, men også at gassdeteksjon er hensiktsmessig.
- Det bør være krav om Ex-sikre elektriske installasjoner.
- Viktigheten av tett oppfølging slik at sikkerhetsmekanismene fungerer som de skal.

Det er forøvrig interessant å merke seg at i forhold til gassholdige drivstoff, har man valgt å fokusere mer på hydrogen enn andre gasser. Dette begrunnes med at hydrogen har en renere miljøprofil enn LPG og CNG. Selv om det i dag er flere kjøretøy som benytter LPG enn hydrogen, er det et nasjonalt mål å øke antallet kjøretøy med brenselceller i årene fremover.

I tillegg til å designe og installere nødvendige sikkerhetsfunksjoner er det viktig med opplæring i sikker håndtering av hydrogen i praksis både for å sikre trygg bruk av hydrogen men også for folks egen sikkerhetsoppfatning og mestring. Etter hvert som flere og flere hydrogen-demonstrasjoner kommer i gang, kan hydrogens omdømme styrkes ved at det bygges tillit til at hydrogen kan være en vel så sikker energibærer som dagens drivstoff.

³³ SP Fire Research AS, *Brannsikkerhet og alternative energibærere: El- og gasskjøretøy i innelukkede rom*, januar 2016.

Case-studier

I det følgende vil vi synliggjøre potensial og muligheter for anvendelse av hydrogen fra fornybare energikilder i ØKS-regionen gjennom en rekke case-beskrivelser. Case-beskrivelsene dekker hele verdikjeden for hydrogen produksjon, lagring, distribusjon og bruk, samt effekten av lav elavgift for hydrogenproduksjon ved vannelektrolyse, *Tabell 2*.

Tabell 2: Oversikt over case-beskrivelsene og hvilke deler av verdikjeden de dekker

Case #	Beskrivelse	Produksjon	Lagring	Distribusjon	Bruk	Annet
1	Storskala hydrogenproduksjon fra vannkraft	x	x	x	x	Infrastruktur
2	Småskala hydrogenproduksjon fra småkraftverk	x	x	x	x	Infrastruktur
3	Hydrogenproduksjon fra vindkraft	x	x	x	x	Biogass-oppgradering
4	Hydrogenproduksjon fra solkraft	x	x	x	x	Infrastruktur
5	Hydrogenproduksjon fra reformering av biogass	x			x	Bruk av CO ₂
6	Hydrogen som biprodukt fra industrien	x			x	Infrastruktur
7	Produksjon av hydrogen og metanol	x	x		x	Drivstoff
8	Lagring og komprimering med metallhydrid	x	x	x	x	Infrastruktur
9	Distribuert småskala hydrogenlagring	x	x		x	Stand alone
10	Storskala hydrogenlagring		x			Flytende, høy og lavt trykk
11	Distribusjon av hydrogen på komposittanker			x		
12	Bruk av oksygen	x		x	x	O ₂ på sykehus, H ₂ til infrastruktur
13	Effekt av lav elavgift for hydrogenproduksjon	x				Vannelektrolyse

Case #	Beskrivelse	Teknologisk modenhet	Kostnad	Tidsperspektiv	Aktualitet ØKS
1	Vannkraft				
2	Småkraft				
3	Vindkraft				
4	Solkraft				
5	Reformering				
6	Biprodukt				
7	Metanol				
8	Metallhydrid				
9	Distribuert				
10	Storskala lager				
11	Komposittanker				
12	Oksygen				
13	Elavgift				

Fargekoder benyttet:

Teknologisk modenhet	Gode løsninger tilgjengelig i dag	Tilgjengelig innen 3-5 år	Tilgjengelig om mer enn 5 år
Kostnad (pr. kg hydrogen)	Fordelaktig kostnad	Høy kostnad	Svært høy kostnad
Tidsperspektiv	Kan implementeres nå	Realistisk innen 3-5 år	Ikke realistisk før minimum 5 år
Aktualitet ØKS	Relevant for ØKS	Kan være relevant ved gitte betingelser	Ikke relevant

Kommentar til bruk av fargekodene:

Bruken av farger er ment å gi leseren en rask oversikt over de ulike casenes aktualitet. Det er viktig å understreke at det i de fleste casene er flere forhold som spiller inn med hensyn til teknologisk modenhet, kostnad, tidsaspekt og relevans i ØKS. Man må derfor gå inn i det enkelte case og se på forutsetninger som er lagt til grunn for å gjøre seg opp en formening om disse elementene.

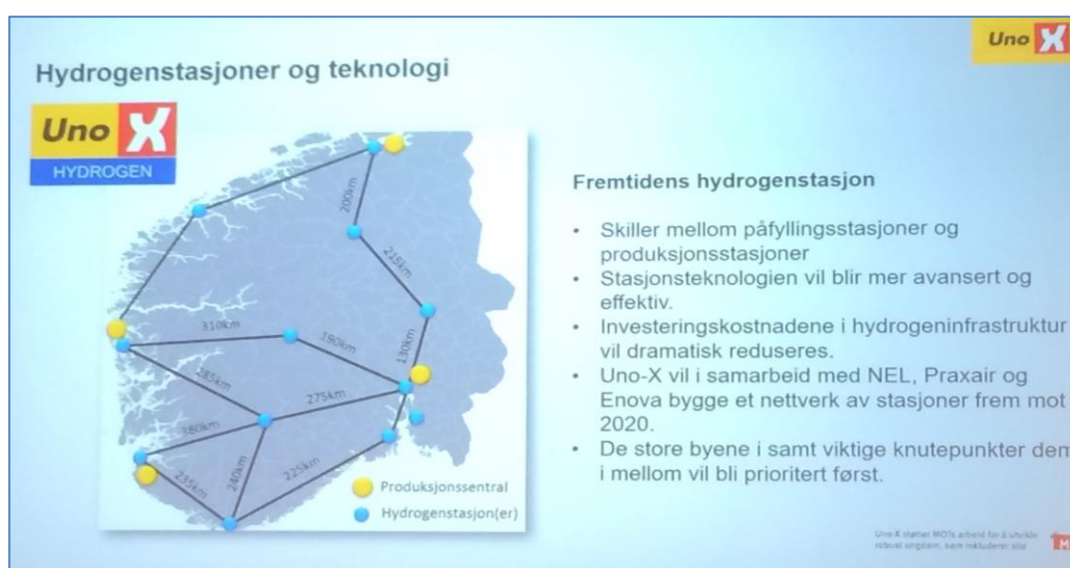
Det har ikke vært vår hensikt å gjøre en teknisk-økonomisk analyse av de enkelte case. Beskrivelsene er av varierende detaljeringsgrad på dette området, og man må gjøre mer detaljerte mulighetsanalyser for hvert case for å kunne si noe mer sikkert på dette punktet. Vi har gjengitt tekniske og økonomiske tall der dette finnes, og ut fra det gjort våre vurderinger i den hensikt at disse skal kunne gi leseren en viss oversikt over potensial og muligheter for realisering av casene.

Case 1 – Storskala hydrogenproduksjon fra vannkraft

Hydrogenstasjoner kan ha lokal produksjon eller få tilkjørt hydrogen fra et sentralt produksjonsanlegg. I dette caset ser vi på storskala produksjon ved bruk av vannkraft, der hydrogenproduksjonsanlegget er lokalisert på kraftstasjonen. Med det slipper man å ta strømmen ut på nett før den benyttes til produksjon.

Bakgrunn

Dette caset er relevant når en sentral produksjonsenhet skal distribuere hydrogen til hydrogenstasjoner i en region. Det kan også være aktuelt for hydrogenproduksjon til bruk i industribedrifter. Et eksempel på førstnevnte kan være i henhold til Uno-X Hydrogens planer for hydrogenproduksjon til sitt nettverk av hydrogenstasjoner, *Figur 33*, mens sistnevnte er relevant for en bedrift som TiZir Titanium & Iron AS³⁴ lokalisert rett ved Sunnhordland Kraftlags vannkraftverk i Tyssedal.



Figur 33: Uno-X planlegger å bygge 20 hydrogenstasjoner innen 2020. Noen vil ha lokal produksjon, noen vil forsynes med hydrogen produsert ved større sentraler. Kilde: Presentasjon av Ole Johannes Tønnesen, Uno-X Hydrogen, på Norsk Petroleumsinstituttets Årskonferanse, november 2016.

Systemskisse og dimensjonering

En generell systemskisse for storskala hydrogenproduksjon fra vannkraft med mulig dimensjonering er gitt *Figur 34*.

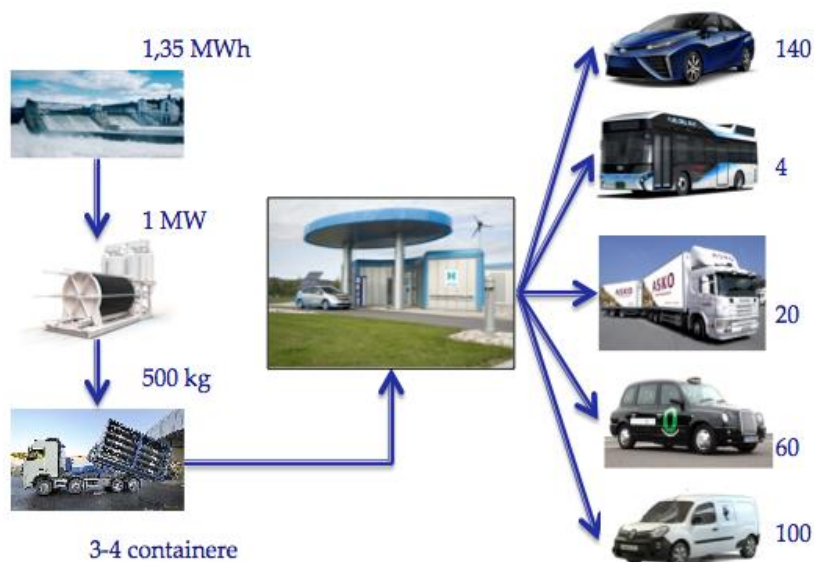
Storskala produksjonsanlegg

Produksjon av hydrogen i stor skala er ikke entydig og trenger således en avgrensning. Et vannkraftverk kan produsere mange MWh. Tar man Akershus Energis kraftverk på Rånåsfoss som et eksempel, så kan dette produsere 280 GWh elektrisk kraft i året. I dette eksempelet tar vi utgangspunkt i følgende dimensjonering av et produksjonsanlegg for hydrogen:

- Elektrolysør: 1 MW

³⁴ Se beskrivelse av TiZir på side 22 ovenfor.

- Produksjonsvolum: 500 kg pr. dag
- Komprimering: Komprimeres til et trykk som er egnet for transport.
- Distribusjon: På containere med komposittanker for transport. 3-4 containere, som hver tar minimum 500 kg H₂ (eventuelt >500 kg dersom tankene ikke tømmes helt – se diskusjon nedenfor).



Figur 34: Storskala hydrogenproduksjon fra vannkraft. Elektrisitet fra kraftverket brukes til å produsere hydrogen ved vannelektrolyse og for transport til et distribusjonsanlegg. Derfra kan hydrogenet brukes i ulike applikasjoner. Det er her også angitt en mulig dimensjonering av et anlegg, både med hensyn til produksjonskapasitet og alternativ for anvendelse av hydrogenet i form av en miks av antall kjøretøy (se nedenfor).

Produksjon og komprimering

Det er antatt en vannelektrolysør på 1 MW. Det kan enten være en atmosfærisk elektrolysør eller en trykksatt elektrolysør. En viktig forutsetning er imidlertid at produksjonsanlegget lokaliseres vegg-i-vegg med kraftstasjonen, slik at strømmen går direkte til elektrolysør og ikke ut på strømmettet. Det gir lave strømkostnader og en bedre forretningsmodell.

Noen elektrolysører leverer hydrogen ved atmosfærisk trykk, andre kan levere høyere trykk, gjerne opptil 80 bar. Man må så komprimere hydrogenet ytterligere, avhengig av hvilken transport- og lagerløsning man benytter. Ulike alternativer finnes her, og man kan velge å trykksette hydrogenet så mye som mulig ved produksjonsanlegget eller på hydrogenstasjonen. I og med at transport av hydrogen er kostbart er det normalt en fordel å transportere det under høyest mulig trykk, slik at man får transportert mest mulig av gangen.

Lagring og transport

Lagring og distribusjon må dimensjoneres etter produksjon og forbruk. Det såkalte Swap Body systemet fra Hexagon muliggjør rask utskifting av containere med lagertanker, *Figur 35*. For et slikt anlegg kan man dimensjonere lager- og transportsystemet ut fra størrelse på produksjonen og kapasiteten i dette lagersystemet. Tenker man seg at en

container med lagertanker har samme kapasitet som produksjonen, kan dette organiseres med tre containere som følger:

- En container står til fylling
- En container er i forflytning med lastebil
- En container leverer hydrogen på en fyllestasjon

Sannsynligvis bør man også ha en container i reserve, slik at ikke mangel på containere/lagringsenheter blir en flaskehals i systemet. Skal man levere til flere hydrogenstasjoner, noe som er rimelig for et storskala anlegg, må hver av stasjonene ha sine lagerenheter. Se for øvrig *Case 11* for nærmere beskrivelse av transportmuligheter med kompositt lagertanker.

En annen problemstilling er at man ikke klarer å få tømt komposittankene helt på produksjonsanlegget, slik at det alltid vil være en viss mengde hydrogen igjen i tanken når den kommer tilbake til produksjonsstedet. Skal man produsere og levere 500 kg pr. dag må derfor containeren dimensjoneres slik at den har en kapasitet >500 kg, kanskje bortimot 600 kg.



Figur 35: Hexagon Composites Swap Body system. Kilde: Hexagon Composites.

Anvendelse

Et daglig produksjonsvolum på 500 kg kan benyttes på ulike måter. Nedenfor er et eksempel på hvilket behov et slikt volum antas å dekke. Estimert daglig forbruk er hentet fra H2OSL forprosjekt og i diskusjon med Øystein Ulleberg, IFE.

Scenariet tar som utgangspunkt at følgende behov kan dekkes:

Type bruk	Bil	Lett varebil	Gaffel-truck	Lastebil	Tung lastebil	Taxi	Buss	Totalt
Daglig bruk (kg H ₂)	0,5	0,5	1	3	3	3	35	
Trykk (bar)	700	700	350	350	350	700	350	
Antall kjøretøy	140	100		20		60	4	
kg H ₂ pr. dag	70	50		60		180	140	500

Økonomisk vurdering

Vi har ikke satt opp noen kalkyler for dette caset. De viktigste kostnadselementene for investeringen vil være elektrolysør og transportløsning, da inklusive lagertankene. De viktigste driftskostnadene vil være strøm og transport.

Forretningsmodellen vil bedres desto større volumer som produseres, og jo kortere distanse det skal transporteres. Det at man legger elektrolysør ved kraftstasjonen gir reduserte avgifter og med det lave strømkostnader. Det er en betydelig fordel for forretningsmodellen (se også *Case 13* om Effekt av lav elavgift for hydrogenproduksjon).

Vurdering av caset

Storskala produksjon med vannkraft er et svært relevant case for Norge og også deler av Sverige. Det muliggjør høyt produksjonsvolum til lav kostnad.

Fordeler

- Lokalisering av elektrolysør ved kraftstasjonen gir garantert lavt CO₂ fotavtrykk for hydrogenproduksjonen. Det vil ikke være diskusjon om kraftmiksen for selve produksjonen. Effekten av alternativ bruk av kraften vil man imidlertid ikke unngå. Kan strømmen i stedet eksporteres og bidra til reduksjon av bruk av kull og olje i andre land?
- Man sparer skatter og avgifter ved at strømmen går rett fra kraftverket til elektrolysør. Da strømforbruket er viktigste kostnadskomponenten er dette viktig for å bedre forretningsmodellen.
- Produksjon kan justeres avhengig av omsetting av hydrogen. Strømmen kan mates inn på nettet når det ikke er behov for hydrogenproduksjon.
- Elektrolysør og dermed produksjonsvolum kan utvides gradvis ved å sette inn nye moduler. Dermed kan man utvide anlegget i takt med volumet.

Utfordringer

- Selv om 500 kg som er benyttet i eksempelet her ikke er svært stor skala, er det krevende å finne anvendelse av hydrogen som rettferdiggjør så stor produksjon på kort sikt. Det vil ta flere år før man har et antall kjøretøy på vegene som vil utgjøre såpass store volumer.
- Transportkostnadene er relativt høye, og vil være avhengig av avstand fra produksjonssted til fyllestasjon. Det er viktig å finne gode transportløsninger.

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Teknologi for produksjon er tilgjengelig, men gode transportløsninger er enda ikke på plass.
Kostnad		Kostnad på elektrolysør vil fortsatt synke noe. Transport blir vesentlig billigere når nye løsninger er tilgjengelige.
Tidsperspektiv		Kan etableres nå men det vil ta tid før det er behov for store volumer innen transportsektoren.
Aktualitet ØKS		Dette anses for å være relevant i ØKS.

Case 2 – Småskala hydrogenproduksjon fra småkraft

Småkraftverk er etter NVEs klassifisering på 1–10 MW³⁵. Det er flere småkraftverk i Norge som er aktuelle for å produsere hydrogen. Småkraftverk kan være en interessant måte å produsere hydrogen lokalt, spesielt i områder hvor det er begrenset omsetning av hydrogen. Det kan spesielt være i en oppbyggingsfase, der man starter med lave produksjonsvolumer og så øker kapasiteten etter hvert.

Bakgrunn

IFE gjennomførte i 2015 en analyse av mulighetene og lønnsomheten ved hydrogenproduksjon fra Rotnes småkraftverk i Nittedal kommune ³⁶. Studien konkluderte blant annet med følgende:

- Vi anser kun alkaliske elektrolysører som konkurransedyktig for småskala hydrogenproduksjon.
- En fordel med hydrogen fra småkraftverk, som Rotnes, er at en produserer hydrogen uten å betale nettleie og elektrisitetsavgift.
- Et betydelig konkurransefortrinn for hydrogenproduksjon på Rotnes er en nær plassering til en eventuell fyllestasjon.
- Hydrogenproduksjon fra småkraft kan være hensiktsmessig i et oppstartmarked for hydrogen, da investeringer i storskala hydrogenproduksjon ikke er lønnsomt ved en begrenset etterspørsel.
- For småkrafteier vil lønnsomheten for hydrogenproduksjon blant annet variere med vannføring, elektrisitetspris, avtale med fyllestasjon, andre kontrakter og utvikling av hydrogenmarked.

I etterkant av IFEs arbeid har NVE bevilget 450 000 kroner fordelt over tre år til Småkraftforeninga. Pengene skal gå til et prosjekt om hydrogenproduksjon i småkraftverk og hvilken rolle hydrogen kan ha i fremtiden. Det er interessant at konsesjonsmyndigheten engasjerer seg på en slik måte for å vurdere hydrogen.

Beskrivelsen av dette caset baserer seg på IFEs studie av mulighet for lønnsomhet ved Rotnes Bruk. Noen fakta om Rotnes Bruk:

- Ligger ved Nitelva, i Nittedal kommune, Akershus
- Turbin: 200 kW Dobbel Francis-turbin, 1940
- Småkraftverket dekker forbruk på Rotnes grendeverk og selger resten av kraften til spotpris
- Årlig kraftleveranse:
 - 2013: 978 MWh
 - 2015: 1 228 MWh

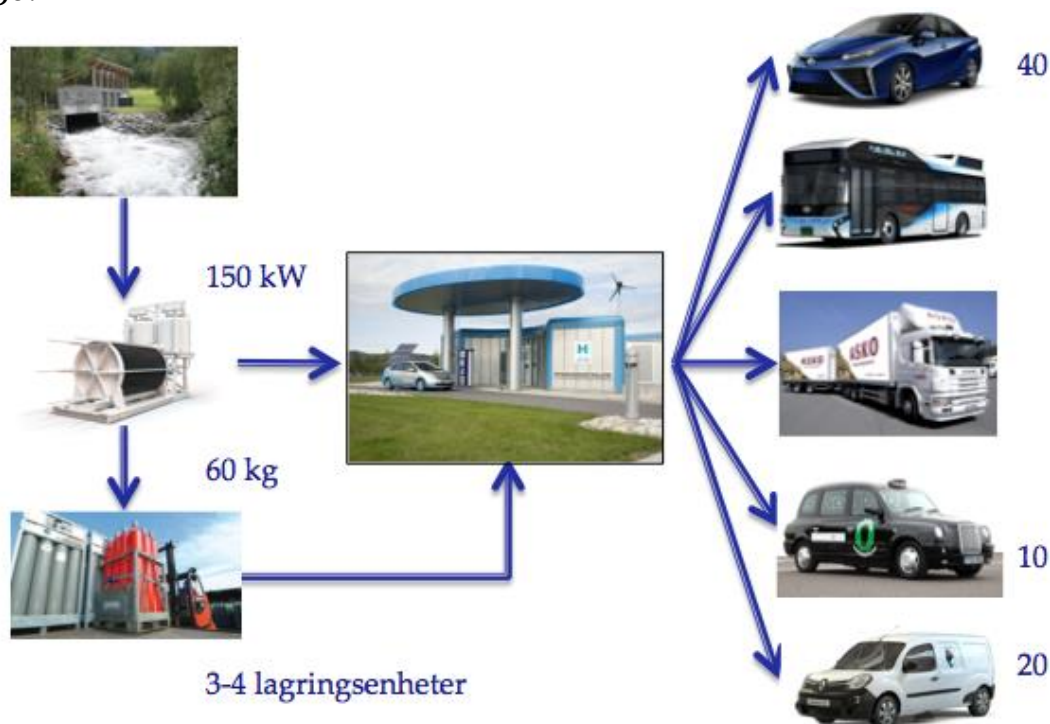


³⁵ Se avsnitt om småkraftverk side 18.

³⁶ Hydrogenproduksjon fra Rotnes Bruk. IFE/KR/E-2016/001.

Systemskisse og dimensjonering

En generell systemskisse for småskala hydrogenproduksjon fra småkraftverk er gitt i Figur 36.



Figur 36: Småskala hydrogenproduksjon fra småkraftverk. Elektrisitet fra kraftverket brukes til å produsere hydrogen ved elektrolyse og for transport eller direkte til et distribusjonsanlegg. Derfra kan hydrogenet brukes i ulike applikasjoner. Det er her også angitt en mulig dimensjonering av et anlegg, både med hensyn til produksjonskapasitet og alternativ for anvendelse av hydrogenet i form av en miks av antall kjøretøy (se nedenfor).

Et småkraftverk har en begrensning på produksjonsmengden, og kraftproduksjonen vil typisk også variere over året basert på vannmengde. Rotnes Bruk kan produsere ca. 1 000 MWh i året. Dette gir føringer på hvilken elektrolyse som bør velges. Tabell 3 gir en oversikt over ulike driftsparametere for et hydrogenproduksjonsanlegg avhengig av størrelse og type elektrolyse.

Tabell 3: Driftsparametere og mulig marked for et hydrogenproduksjonsanlegg avhengig av størrelse og type elektrolyse

Elektrolysestørrelse	kW	50	100	150	200	250	300	10 000
Type	-	PEM	PEM	Alkalisk	Alkalisk	Alkalisk	Alkalisk	Alkalisk
Effektbehov	KWh el/kg H ₂	65	65	60	60	60	60	60
Kraftbehov	MWh/ år	438	876	1 314	1 752	2 190	2 628	87 600
Hydrogen								
Produksjon	kg/ år	6 738	13 477	21 900	29 200	36 500	43 800	1 460 000
Marked*	personbiler/ år	45	90	146	195	243	292	9 733
Marked*	buss/ år	0.4	0.9	1.4	1.9	2.4	2.9	95.2
Lagerstørrelse	kg	37	74	120	160	200	240	8 000

*Antagelse: personbil - 150 kg H₂/ år, buss 42 kg H₂/ dag

Kilde: IFE.

I dette case-eksempelet tar vi utgangspunkt i følgende dimensjonering av et anlegg:

- Elektrolysør: 150 kW
- Produksjonsvolum: 60 kg H₂ pr. dag
- Komprimering: Komprimeres til 200 bar.
- Distribusjon: Man kan enten bruke hydrogenet på stedet eller transportere det til fyllestasjoner som er lokalisert et annet sted. I førstnevnte tilfelle kan stasjonen være i umiddelbar nærhet til elektrolysøren, eller hydrogenet transporteres i rørledning til en nærliggende stasjon. Transport til en fyllestasjon lengre unna forutsettes skje med containere med komposittanker eller flaskepakker i stål.

Produksjon og komprimering

Det er antatt en elektrolysør på 150 kW. Det ideelle er en PEM elektrolysør som kan håndtere svingninger i vanntilførsel og som har mindre fotavtrykk. En alkalisk elektrolysør kan imidlertid også benyttes og er billigere i anskaffelse. Det er en forutsetning her at anlegget lokaliseres vegg-i-vegg med kraftstasjonen, slik at strømmen går direkte til elektrolysør og ikke ut på strømmettet. Det gir lav strømkostnad og en bedre forretningsmodell.

Endelig må hydrogenet komprimeres slik at man utnytter lagringstankene best mulig.

Lagring og transport

Lagring og distribusjon må dimensjoneres etter produksjon og forbruk. Det såkalte Swap Body systemet fra Hexagon (se *Case 1* og *Case 11*) muliggjør rask utskifting av containere med lagertanker.

Anvendelse

Et daglig produksjonsvolum på 60 kg kan benyttes på ulike måter. Nedenfor er et eksempel på hvilket behov et slikt volum antas å dekke. Estimert daglig forbruk er hentet fra H2OSL-forprosjekt.

Scenariet tar som utgangspunkt at følgende behov kan dekkes:

Type bruk	Bil	Lett varebil	Gaffel-truck	Lastebil	Tung lastebil	Taxi	Buss	Totalt
Daglig bruk (kg H ₂)	0,5	0,5	1	3	3	3	35	
Trykk (bar)	700	700	350	350	350	700	350	
Antall kjøretøy	40	20				10		
kg H ₂ pr. dag	20	10				30		60

Økonomisk vurdering

IFE har gjennomført økonomiske vurderinger for hydrogenproduksjon fra småkraft i sin rapport. I beregningene er det gjort følgende forutsetninger:

- Kontinuerlig hydrogenetterspørsel:
 - For lite kraftproduksjon = kjøp fra nett
 - For mye kraftproduksjon = salg til nett
- Analysegrunnlag:
 - Kraftleveranse og elektrisitetspriser fra perioden 2009 - 2015
- Andre antagelser:
 - Avstand fra kraftverk til fyllestasjon: 10 km
 - Pumpepris for hydrogen: 90 kr/kg; 72 kr/kg + 25% merverdiavgift (mva)
 - Avkastningskrav: 6%
 - Nedbetalingsperiode: 10 år

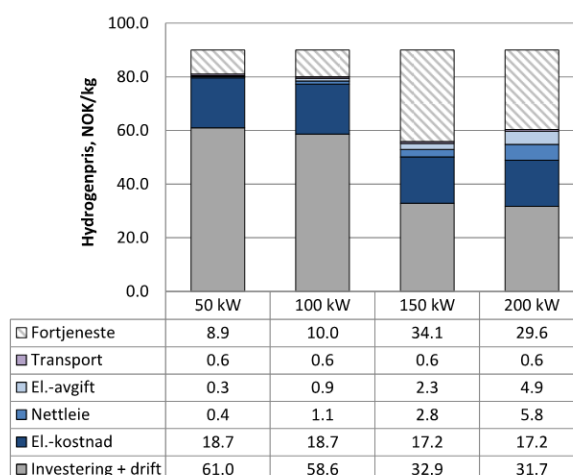
En oversikt over investeringskostnad for hydrogenproduksjon som funksjon av størrelse på elektrolyser og produksjonsmetode basert på ovennevnte forutsetninger er gitt i Tabell 4.

Tabell 4: Investeringskostnad for hydrogenproduksjon som funksjon av størrelse på elektrolyser og produksjonsmetode

Investeringskostnad, 1000 NOK/ kW							
Størrelse, kW	50	100	150	200	250	300	10000
Alkalisk elektrolyser			23	22	21	19	7
Kompresjon			4	4	4	4	4
Lager			4	4	4	4	4
Fyllestasjon			3	3	3	3	3
Total			34	32	31	30	17
PEM elektrolyser	47	45	42	40	38	36	12
Kompresjon	4	4	4	4	4	4	4
Lager	4	4	4	4	4	4	4
Fyllestasjon	3	3	3	3	3	3	3
Total	58	55	53	51	49	46	23

Kilde: IFE.

Figur 37 viser kostnader og fortjeneste for ulike størrelser av elektrolyser. En størrelse på 150 kW eller 200 kW gir fortjeneste i henhold til ovenstående forutsetninger. Denne fortjenesten skal fordeles på de ulike aktørene i verdikjeden – produsent, transportør og fyllestasjon.



Figur 37: Kostnader og fortjeneste ved hydrogenproduksjon fra Rotnes Bruk for ulike størrelser på hydrogenproduksjon ved antatt pumpepris på 90,- kroner pr. kg. Kilde: IFE.

Vurdering av caset

Småskala produksjon med vannkraft er et relevant case for Norge og deler av Sverige. Det muliggjør lokal produksjon og spesielt aktuelt i strøk der det er vanskelig å få strømmen ut på det sentrale strømmettet. Ser man på Rotnes Bruk spesielt ville man med forutsetningene beskrevet ovenfor hatt lønnsomhet i hele 7-årsperioden man har data over kraftproduksjonen ved bruket. Nedenfor gis en kort vurdering av de viktigste fordelene og utfordringene med denne type samlokalisering av småkraft- og hydrogenproduksjon.

Fordeler:

- Lokalisering av elektrolysør ved kraftstasjonen gir garantert lavt CO₂-fotavtrykk for hydrogenproduksjonen (som i *Case 1*).
- Man sparer skatter og avgifter ved at strømmen går rett fra kraftverket til elektrolysør. Da strøm er viktigste kostnadskomponenten er dette viktig for å bedre forretningsmodellen.
- Produksjon kan justeres avhengig av omsetting av hydrogen. Strømmen kan mates inn på nettet når det ikke er behov for hydrogenproduksjon, gitt at det er kapasitet og man har avtaler med netteier.
- Hydrogenproduksjon fra småkraft kan være hensiktsmessig i et oppstartmarked for hydrogen, da investeringer i storskala hydrogenproduksjon ikke er lønnsomt ved en begrenset etterspørsel.
- For småkrafteier vil lønnsomheten for hydrogenproduksjon blant annet variere med vannføring, elektrisitetspris, avtale med fyllestasjon, andre kontrakter og utvikling av hydrogenmarked.
- Det kan også gi tilgang til hydrogen for en relativt lav kostnad i strøk hvor det ellers må transporteres lange avstander fra en sentral produksjonsenhet, og på den måten bidra til at hydrogen tas i bruk raskere i større deler av regionen, samt muliggjøre hydrogenstasjoner på steder som vil være nyttig for kjøring mellom de større byene – såkalte korridorstasjoner.

Utfordringer

- Produksjon i liten skala gir relativt høye investeringskostnader i utstyr og prosjektering i forhold til driftsinntekter.
- Det er små marginer for slik produksjon, og denne skal fordeles på flere aktører. De økonomiske beregningene forutsetter også en høy utnyttelse av elektrolysøren. Hvem som sitter igjen med noen reell fortjeneste vil være avhengig av avtaler mellom aktørene. Transportkostnader må minimaliseres for å øke fortjenesten.
- Utbygging av infrastruktur planlegges gjerne på nasjonalt eller regionalt nivå, og man vil søke å optimalisere den totale produksjonen og distribusjonen av hydrogen. Et produksjonsanlegg og tilhørende stasjon som Rotnes Bruk kan i visse tilfeller være kommersielt drivverdig isolert sett, men det vil også avhenge av hvordan den totale infrastrukturen i regionen utvikles. Et sentralt produksjonsanlegg som beskrevet i *Case 1* ovenfor kan dekke hele etterspørselen i regionen og gjøre lokal småskala produksjon ulønnsom. En god avtale med distributør vil være svært viktig.
- For mange småkraftverk vil kraftproduksjonen variere over året. I noen perioder vil man kunne ha liten eller ingen hydrogenproduksjon. Det gjør at en distributør av hydrogen eller en spesifikk fyllestasjon i så fall må ha alternative forsyningskilder noe som kan medføre økte kostnader og gjøre småkraft som strømkilde mindre attraktivt.

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Teknologi for produksjon er tilgjengelig, men gode transportløsninger er enda ikke på plass.
Kostnad		Kostnad på elektrolysør vil fortsatt synke noe. Transport blir vesentlig billigere når nye løsninger er tilgjengelige. Med lite produksjonsvolum er det vanskelig å redusere kostnad pr. kg produsert hydrogen.
Tidsperspektiv		Kan etableres nå og være spesielt aktuelt i en oppbyggingsfase for hydrogen infrastruktur.
Aktualitet ØKS		Dette anses for å være relevant i ØKS. Bare i Västra Götaland finnes det ca. 300 kraftverk ³⁷ .



Foto: Småkraftforeninga, www.smakraftforeninga.no.

³⁷ Kilde: Länsstyrelsen Västra Götalands län.

Case 3 – Lagring af vindkraft som metan via hydrogen

MeGa-StoRe (Methane Gas Storage for Renewable Energy). Lagring af vindkraft i naturgasnettet ved andengenerationsopgradering af biogas.

Baggrund

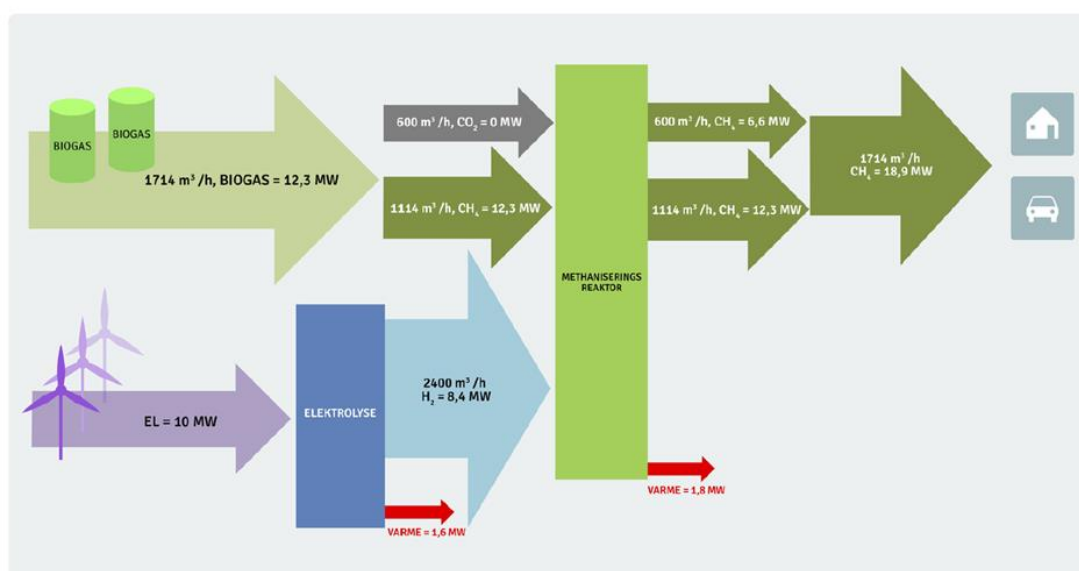
Overskydende el fra vindkraft og solceller kan omvandles til kemisk energi i form af hydrogen med hjælp af elektrolyse. Da hydrogen har relativ lav energitæthed kan der findes fordele ved at anvende hydrogen som syntesegas for dannelse af metan som er enklere at lagre – ikke minst p.g.a. en eksisterende naturgasinfrastruktur. Det danske naturgassystem kan lagre flere måneders gasforbrug og kan dermed anvendes til sæsonlagring af vind- og solenergi.

Biogas består af ca. 65 % metan (CH_4) og 35 % CO_2 . Ved såkaldt 1. generationsopgradering fjernes CO_2 , således at resterende metan kan tilføres naturgasnettet. Ved 2. generationsopgradering fjerner man ikke CO_2 , men man lader den reagere med hydrogen under dannelse af metan og vand (Sabatier-processen). Herved undgår man at udlede CO_2 og metanmængden øges med ca. 50 %.

Energistyrelsen i Danmark har besluttet at fra 2035 skal al biogas opgraderes og tilføres naturgasnettet. Fra 2050 skal al naturgas være erstattet med opgraderet biogas.

MeGa-StoRe

Målet med MeGa-StoRe-projektet er at vise, at det er muligt at realisere 2. generationsopgradering af biogas, og at teknologien kan opbygges i moduler, der muliggør lavere initial investeringer og gør det muligt for biogasbranchen at komme i gang med teknologien og opbygge erfaringer med driften, inden man satser på etablering i fuld skala, *Figur 38*. Samtidig betyder det også, at selv mindre biogasanlæg vil kunne satse på methanisering.



Figur 38: Energiflow i et 2. generationsopgraderingsanlæg, hvor en elektrisitetsmængde på 10 MW anvendes til at opgradere biogas modsvarende 12,3 MW. Anlægget producerer metan med en samlet energimængde på 18,9 MW. Yderligere udvikles der 3,4 MW varme, som delvis kan udnyttet til fjernvarme. Kilde: MeGa-StoRe, P. Møller og L. Yde (red.), Møller & Nielsen 2014. ISBN 978-87-92765-30-7.

Konsortiet bag MeGa-StoRe er de to danske virksomheder; GreenHydrogen og ElPlatek, samt Danmarks Tekniske Universitet (DTU).

MeGa-StoRe gennemføres i 3 faser. Pilotprojektet/*Proof-of-Concept* blev installeret og testet hos Lemvig Biogas ultimo 2015. Lemvig Biogas er Danmarks største termofile biogasanlæg og modtager gylle fra ca. 75 landbrug, samt yderligere affald fra industri.

Lemvig Biogas kan producere 10 mill. Nm³ biogas pr. år, hvilket efter opgradering svarer til den samme mængde ren metan. Til opgradering behøves 15 mill. Nm³ hydrogen pr. år som kræver strømforbrug på 61 mill. kWh (antag 85 % elektrolyseeffektivitet). En gennemsnitlig havsbaseret vindmølle på 6 MW leverer årligt 26 mill. kWh, hvilket betyder at kapaciteten fra 2,4 vindmøller dækker behovet for Lemvig Biogas.

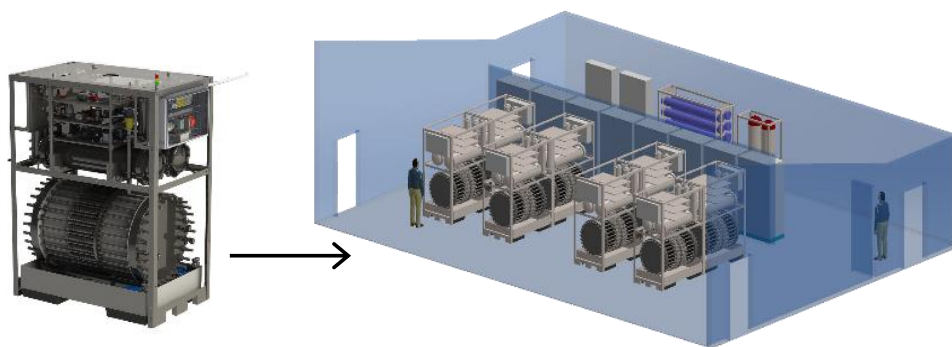
Inden biogasen kan opgraderes skal den renses for forureninger. Dette sker ved en katalytisk proces, hvor forureningerne (bl. a. svovelforbindelser) udskilles og kan anvendes som gødning sammen med den øvrige faste rest fra biogasproduktionen.

Forudsætninger, muligheder og forhindringer

I pilotprojektet blev målet nået om at kunne levere en volumen på 24 Nm³ opgraderet biogas /døgn, hvilket modsvare 8,8 kNm³/år – altså knapt en promille af Lemvig Biogas' samlede kapacitet.

Pilotprojektet gav vigtig information om, hvordan methanisering kan integreres i et eksisterende biogasanlæg og at det modulære koncept virker og kan skaleres til betydelig større volumen. Der blev samtidig opnået tilfredsstillende stabilitet i processen ved hjælp af automatisk styring og kontrol. Det er vigtigt, at methanisering kan køre automatisk og med minimal menneskelig indgriben – som øvrige processer på et biogasanlæg – for at øge rentabiliteten i processen.

Anden fase af projektet bestod primært i udviklingen af en ny og større methaniserings reaktor. Det oprindelige Sabatier-reaktor koncept viste sig ikke at være stabilt ved skalering, og der blev udviklet et nyt design, der fortsat er modulært. En anden vigtig del af projektet var færdigudviklingen af et nyt, større alkalisk elektrolyseanlæg – HyProvide™ – der også er opbygget som moduler, der koblet parallelt kan leveres med MW elektrolyse kapacitet, der kræves for at producere de store mængder hydrogen, der er behov for til methanisering, *Figur 39*.



Figur 39: Komplet HyProvide™ A60 elektrolysemodul fra GreenHydrogen kan sammensættes til MW skala elektrolyseanlæg til bl.a methanisering. Kilde: GreenHydrogen.

Sidste fase af MeGa-StoRe er i gang, og i juni 2018 forventes installation af containere med hhv. elektrolyse, methanisering og gasrensning at finde sted på NGF Nature Energy's nyeste biogasanlæg Heden ved Ringe på Fyn, *Figur 39*.

Idriftsættelse forventes at foregå i august. Det leverede anlæg skal levere en kapacitet på ca. 10 gange kapaciteten i pilotprojektet i Lemvig – dvs. ca. 10 Nm³ methaniseret biogas/time eller 240 Nm³ pr. døgn.

Driftstesten forventes at løbe i 6 måneder, hvor der løbende opsamles driftsdata og erfaringer, der skal sikre, at MeGa-StoRe kan færdigudvikles som kommerciel løsning, der kan bringes på markedet i løbet af 2019.



Figur 40: Komplet, nøglefærdig HyProvide™ elektrolyseinstallation i standard 20 fods Hi-Cube container, klart til levering som en del af MeGa-StoRe projektet i NGF Nature Energy's nyeste biogasanlæg Heden.

Oppsummeret:

Teknologisk modenhet		Elektrolyse af hydrogen er etableret teknologi. Katalytisk rensning og 2. generationsopgradering af biogas er på et industrielt udviklingsstadium.
Kostnad		Vindkraften er så veludbygget at overskudsel med fordel kan anvendes til elektrolyse.
Tidsperspektiv		Det tager tid inden at driftsikre fuldskala anlæg er klare til drift.
Aktualitet ØKS		Dette har høj relevans for ØKS. Udnyttelse af vindkraft til hydrogenproduktion, opgradering af biogas samt energilagring i den eksisterende naturgasinfrastruktur er meget attraktiv.

Case 4 – Hydrogenproduksjon fra solkraft

Bakgrunn

På Kjørbo i Sandvika rett sør for Oslo er det bygd et såkalt *Powerhouse*. På solfylte sommerdager produserer solcellepanelene (PV-paneler) på taket av bygget mer elektrisitet enn bygningsmassen forbruker. I andre halvår 2015 ble det sådd en ide om at denne «overskudds-strømmen» kunne brukes til hydrogenproduksjon hvor hydrogenet skulle brukes som drivstoff for kjøretøy. Det finns även en tankstation i Mariestad där konstruktion av solpaneler och elektrolysör håller på att utföras, vilket beräknas klart under 2018.

Kjørbo ligger ved Norges mest trafikkerte vei, der E18 fra Drammen og Sørlandet møter E16 fra Hønefoss og Bergen. Kombinasjonen av lokal «overskudds» fornybar elektrisitet og et bil-trafikkmessig knutepunkt, gjorde at Uno-X Hydrogen valgte å etablere en hydrogenstasjon på Kjørbo, *Figur 41*. Stasjonen imøtekommer internasjonale standarder og er et utstillingsvindu for norsk utviklet teknologi tilpasset det kommersielle markedet. Det har også vært planen at stasjonen skal knyttes til taxiprojektet som Akershus fylkeskommune har igangsatt, der 20 drosjeeiere vil få støtte til å anskaffe hydrogenbil.



Figur 41: Uno-X Hydrogen åpnet hydrogenstasjon på Kjørbo 22.11.2016. De første to månedene hadde stasjonen i snitt 4-5 fyllinger/døgn. Foto: Kunnskapsbyen Lillestrøm.

Energi fra solen

Kraften til hydrogenproduksjonen kommer for en stor del fra solcellene på Powerhouse. Strømforsyningen er koplet mot transformatorene på «innsiden» av det lokale strømnettet til Kjørbo-parken, dermed uavhengig av distriktets lokale netteier/operatør. Hydrogenstasjonen forsynes med vanlig nettkvalitet: 400 V, 3-fase.

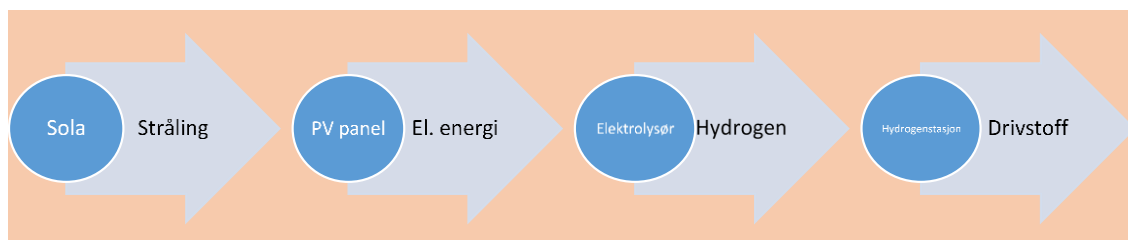
Generelt er prisen på elektrisitet tredelt:

1. Energi: som har en timespris, «spotpris» og kan pris-sikres
2. Nettavgift: som er avhengig av sesong, hvilken spenning man kopler seg på og lokale forhold
3. Avgifter til staten: elavgift og merverdiavgift (mva)

Ved å bruke solkraften direkte som på Kjørbo blir kraftprisen en separat diskusjon med solkrafteieren, mens nettavgiften og avgiftene til staten ikke blir relevante siden strømmen går rett fra kraftverket til elektrolysør.

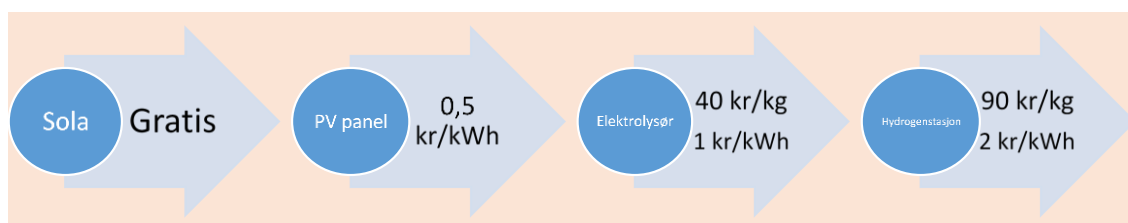
Energi- og verdikjeden for sol til hydrogen som drivstoff

Energikjeden sol til hydrogen som drivstoff kan deles opp i fire deler, *Figur 42*:



Figur 42: Energifkjeden sol til hydrogen som drivstoff der pilene angir energistrømmer og sirkelene «hardware» eller utstyr.

For at en verdikjede skal være økonomisk bærekraftig må det være fortjeneste i alle ledd. Produktet i verdikjeden ovenfor er hydrogen som drivstoff. Pr. i dag selges hydrogen i Norge for 72 kr/kg + mva. 90 kr/kg tilsvarende 2,05 kr/kWh (HHV). Dermed kan man som et eksempel tenke seg en verdikjede med priser/kostnader som gitt i *Figur 43* nedenfor.



Figur 43: Eksempel på verdikjede sol til hydrogen som drivstoff med priser/kostnader. Hvilke konkrete tall som skal stå i pilene og «binde sammen» verdikjeden er avhengig av svært mange forutsetninger og valg. Tallene i figuren er kun valgt for å illustrere hvilket område tallene kan ligge i.

Skal en gjøre en vurdering av et forretningsmessig konsept, må en gå grundig inn i de enkelte elementene i kjeden og analysere disse. Det er ulike aktører i verdikjeden og hvert ledd ønsker å maksimere sin fortjeneste. Dermed vil de valgte tallene i figuren ovenfor påvirkes i to retninger, avhengig av om man er kjøper eller selger av «varen/energien».

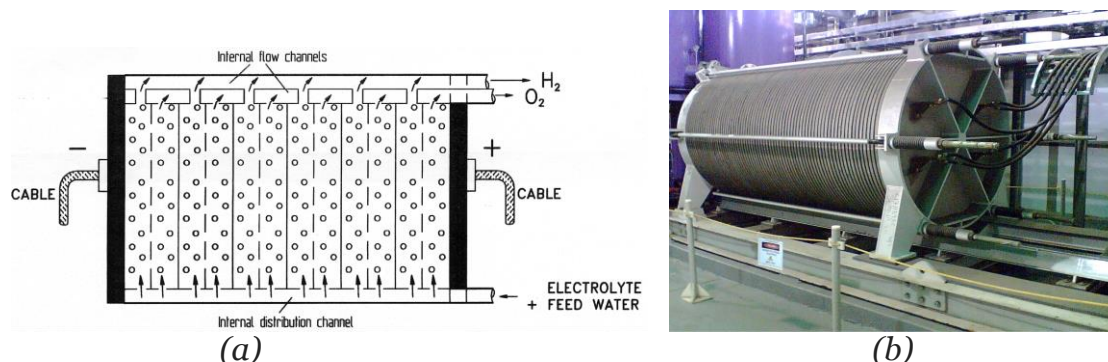
IFE nevner i sin rapport *Norske markedsmuligheter i de globale, fornybare verdikjedene*³⁸ at det norske selskapet Otovo ser for seg en strømpris fra solceller ned mot 40 øre/kWh innen 5 år.

Vannelektrolyse

I en elektrolysecelle er det en anode og katode skilt fra hverandre med en diafragma-duk eller membran. I en bipolar elektrolyser er slike elektrolyseceller satt etter hverandre, *Figur 44*.

1 kg hydrogen har 39,41 kWh med energi (HHV). Selve elektrolysøren (cellepakke) har typisk en energieffektivitet på mellom 80 og 85 %. Legger man til energitap i alle hjelpesystemer (transformatorer, kompressorer, pumper, varmeelement og liknede), kan man regne med at en hydrogenfabrikk totalt forbruker 50-60 kWh pr. kg hydrogen levert.

³⁸ Norske markedsmuligheter i de globale, fornybare verdikjedene. ISBN 978-82-7017-895-7. IFE, 2017.



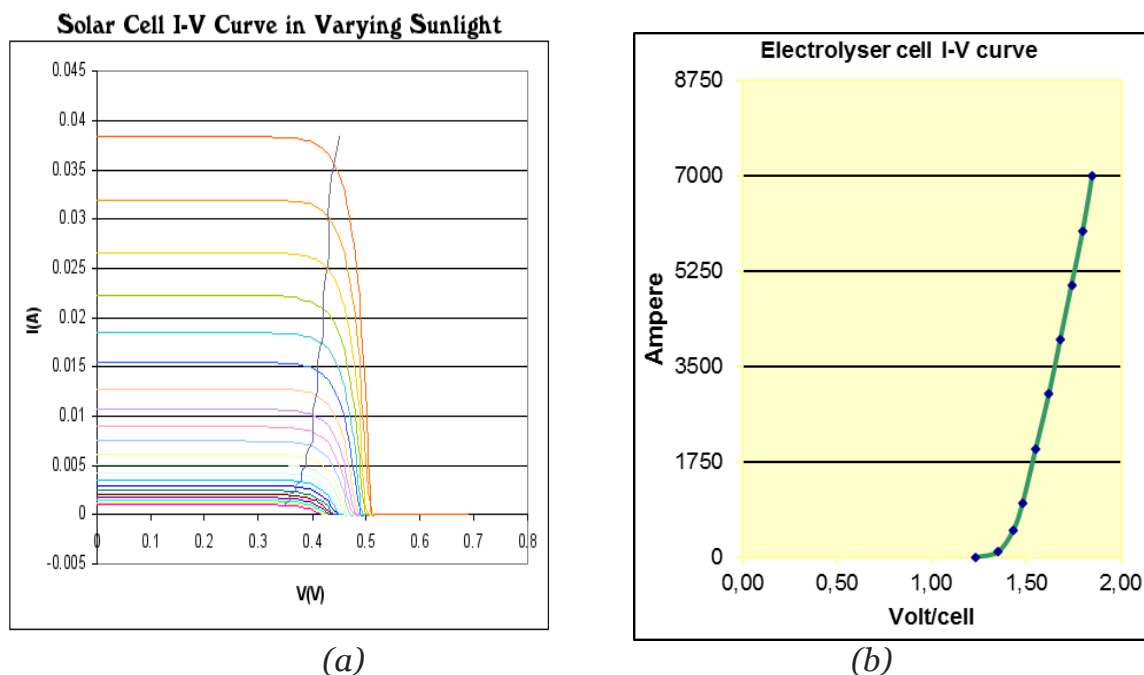
Figur 44: (a) Prinsippskisse av en bipolar elektrolyser med elektrolyseceller satt etter hverandre, (b) bipolar atmosfærisk elektrolyser fra NEL Hydrogen.

De største elektrolysere (cellepakkene) fra NEL Hydrogen er på 230 celler, ca. 2,2 MW og produserer ca. 45 kg H₂ pr. time. For å få redusert kapasiteten kan en redusere antall celler. Det er ingen begrensning i størrelsen på et vannelektrolyseanlegg som en bygger opp av enkeltenheter på 230 celler.

Elektrolyser og solceller

Spenningen som er nødvendig for å drive en elektrisk strøm gjennom en elektrolysecelle ligger i området 1,5-2,2 V. Denne spenningen er avhengig av flere forhold, og det ønskelig er at den er så lav som mulig. Spenningen (V) er proporsjonal med energiforbruket (kWh/kg), og strømmen (A) er proporsjonalt med hydrogen-produksjonen (kg/h). Effekt (W) er strøm multiplisert med spenning.

I en elektrolyser er det et gitt forhold mellom strøm og spenning. Kurven kalles en «I-V kurve», se Figur 45 (b) nedenfor. Solceller (PV) koples i parallell og i serie for å få den ønskede strøm og spenning. Også solceller har en «I-V kurve», se Figur 45 (a).



Figur 45: MPP-kurven til (a) solceller (kilde: Wikipedia) og (b) I-V-kurven til bipolare elektrolysører er sammenfallende og synes i så måte å passe sammen som en «hånd i hanske».

Den optimale kombinasjonen av spenning og strøm for et kombinerte PV/elektrolyse-system bør velges slik at PV-panelene opereres ved maksimal utgangseffekt (Maximum Power Point, MPP), dette er den «håndtegnede», nesten vertikale, linjen i *Figur 45 (a)* nedenfor. Formen på denne linjen ser i stor grad ut til å samsvare med formen på elektrolyseens I-V kurve i *Figur 45 (b)*.

Siden en bipolar elektrolyse og PV-celler synes å passe sammen som «hånd i hanske» er det en fascinerende idé å direktekoble PV-celler og en bipolar elektrolyse.

Hydrogenstasjonen på Kjørbo

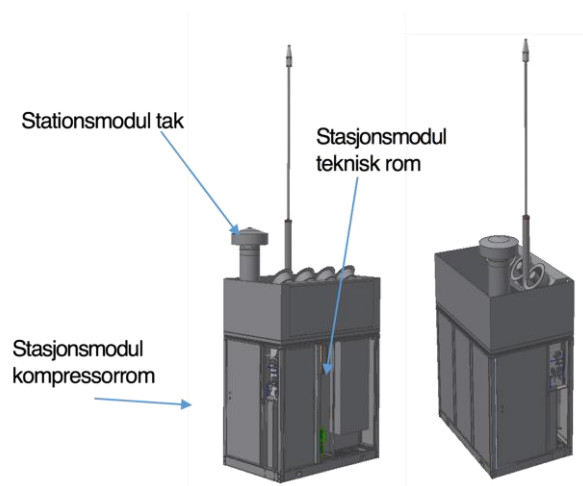
Stasjonsmodulen - SM

Stasjonsmodulen - SM består av kompressorrom som inneholder kompressoren, hydrogen varmevekslere og ventil paneler til styring av kompresjon og avkjøling av hydrogen. Stasjonsmodulen har et teknisk rom med kjøleanlegg, elektriske kabinett og luftkompressor. På taket befinner det seg tørrkjøler, pumper og ventilator. CAD-tegninger av stasjonsmodulen er gitt i *Figur 46*.

Energiforbruk pr. kg hydrogen fylt på biler er i området 4-10 kWh/kg. Dette varierer blant annet med utnyttelse av stasjonen, omgivelsetemperaturen og trykket på det stasjonære lageret.

Stasjonen har kapasitet til å fylle over 200 kg/dag. Med dagens biler med hydrogentanker på 4-5 kg er det praktisk sett vanskelig å fylle mer enn dette fra én dispenser.

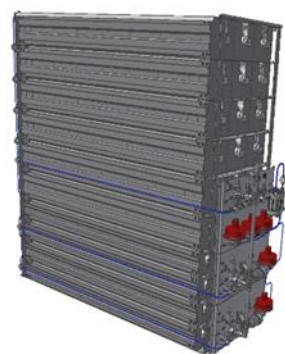
Stasjonen oppfylder ytelsene spesifisert i SAE J2601 for fylling ved -40 °C.



Figur 46: Stasjonsmodul - SM.

Fueling Storage - FS

Fueling Storage - FS er lager for fylling av biler. En CAD-tegning av Fueling Storage er gitt i *Figur 47* til høyre.



Figur 47: Fueling Storage - FS.

Dispenser - DI

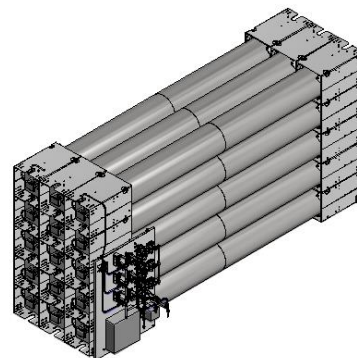
Dispenser - DI er forbindelsespunktet mellom kjøretøy og H2Station®. En CAD-tegning av Dispenser er gitt i *Figur 48* nedenfor.



Figur 48: Dispenser - DI.

Supply Storage - SS

Supply Storage - SS er et stasjonært eller mobilt lager. En CAD-tegning av Supply Storage er gitt i *Figur 49* nedenfor.



Figur 49: Supply Storage - SS.

Produksjons- og kompressorenheten, «NEL-LPE» på Kjørbo

På Kjørbo vil hydrogenet som fylles på biler bli produsert lokalt med vannelektrolyse. Oksygenet ventileres. Vannspaltingen foregår ved ca. 10 bar, deretter økes trykket med en hydrogenkompressor til maksimalt 300 bar.

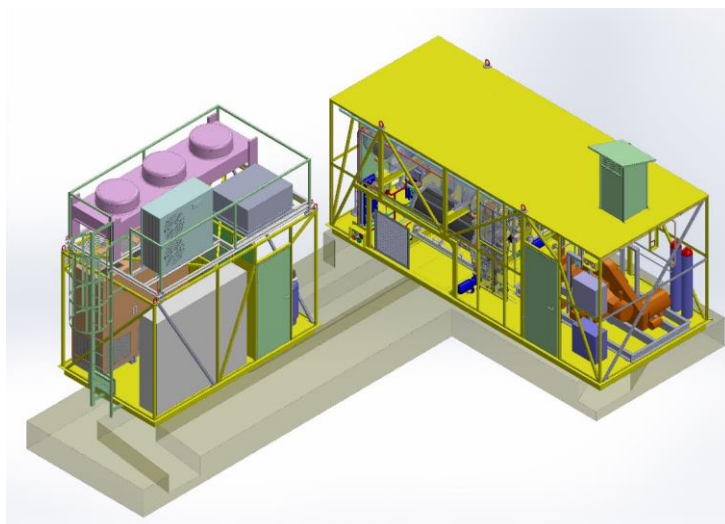
Elektrolysøren har en produksjonskapasitet på noe over 5 kg H₂ pr. time. Dette betyr at den lokale hydrogenproduksjonskapasiteten er nok til å dekke 40-50 personbilfyllinger pr. dag. Hydrogenstasjonen som sådan har imidlertid kapasitet til å fylle mer enn dette, hydrogen utover det som blir produsert lokalt må tilkjøres.

Stasjonen har et stasjonært lager av hydrogen på omlag 100 kg. Dette åpner opp for smarte løsninger som å produsere på tider det er lite fylling av hydrogen (på natta) eller mye sol (billig el.-kraft) og for å kunne håndtere perioder der en fyller mer enn elektrolysøren kan produsere.

Totalt energiforbruk for elektrolyse og kompresjon, inkludert alle hjelpesystemer er på Kjørbo forventet å være mellom 60 og 75 kWh/kg H₂, avhengig av pådrag på elektrolysøren. Forskjellen på å operere elektrolysøren på 10 % og 100 % kan typisk være 10 kWh/kg H₂, lavt pådrag er mest energieffektivt. Større industrielle hydrogenproduksjonsanlegg vil som nevnt ovenfor, være mer energieffektive enn denne relativt lille, men kompakte trykk-elektrolysøren som er valgt til Kjørbo.

En skisse av NEL-LPE³⁹ på Kjørbo er gitt i *Figur 50*. Anlegget består av to containere; en «hydrogen-container» med elektrolysør, renseenheter og kompressor og en med hjelpesystemer som transformator/likeretter, kjølesystemer, vannrenseanlegg og instrumentluft kompressor.

³⁹ LPE = Low Pressure Electrolyser.



Figur 50: Skisse av NEL-LPE på Kjørbo bestående av to containere; en «hydrogen-container» med elektrolysør, renseenheter og kompressor og en med hjelpesystemer som transformator/likeretter, kjølesystemer, vannrenseanlegg og instrumentluft kompressor.

Selskapene bak stasjonen

Uno-X Hydrogen er eid av Uno-X Norge (41%), NEL Hydrogen (39 %) og Praxair (20%). NEL Hydrogen leverer all hydrogenteknologi til stasjonen.

NEL Hydrogen Electrolyser er lokalisert på Notodden og har røtter tilbake til 1927 da Norsk Hydro igangsatte storskala hydrogenproduksjon på Rjukan. NEL Hydrogen har levert over 500 hydrogenproduksjonsanlegg basert på vannelektrolyse til mer enn 50 land. Selskapet har i senere tid fokusert mer på løsninger som kan tilpasses fornybar- og hydrogenstasjonsmarkedet. NEL Hydrogen Fueling, tidligere H₂ Logic A/S, er lokalisert i Herning i Danmark og utvikler og selger hydrogenstasjoner for biler (700 bar) og busser/nyttekjøretøy (350 bar). NEL Hydrogen er verdens største, selvstendige hydrogenstasjonsselskap og leverer hydrogenstasjoner med verdens høyeste rapporterte tilgjengelighet.

Oppsummert:

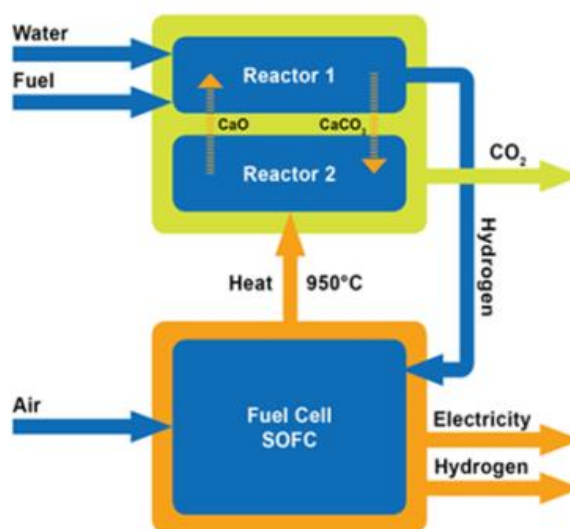
Teknologisk modenhet		Teknologi for produksjon av hydrogen fra solkraft er tilgjengelig.
Kostnad		Det er rimelig å anta at prisen for strøm fra solkraft vil være høyere enn fra et kraftverk. Det er også rimelig å anta at det vil være solkraft i relativt liten skala som er relevant, med tilsvarende produksjon av et lite volum av hydrogen. Det innebærer få kg hydrogen å fordele kostnader på.
Tidsperspektiv		Dette kan gjennomføres nå men det er lite trolig at hydrogenproduksjon vil være årsaken til at man installerer solceller. Når kostnadene for solceller reduseres ytterligere og flere installasjoner kommer kan dette være mer aktuelt.
Aktualitet ØKS		Dette kan være relevant i ØKS, men siden det er flere andre muligheter for å produsere hydrogen billigere antas dette å være aktuelt kun der forholdene ligger spesielt til rette for det, for eksempel hvis det er vanskelig å få eksportert overskuddskraften ut på grid.

Case 5 – Hydrogenproduksjon fra reformering av biogass

ZEG-teknologien (ZEG® - Zero Emission Gas) er en unik teknologi for samtidig produksjon av elektrisk kraft og hydrogen fra hydrokarboner med integrert CO₂-fangst.

Bakgrunn

Høytemperatur brenselceller (SOFC; *Solid Oxide Fuel Cell*) produserer elektrisk kraft samtidig som spillvarme fra brenselcellene brukes til å produsere hydrogen i en modifisert reformeringsreaksjon (*Sorption Enhanced Reforming* – SER). Det er ingen andre utslipp fra anlegget. Prosessen kan skjematisk fremstilles som vist i Figur 51.



Figur 51: Systemskisse av ZEG-teknologien. Kilde: ZEG Power AS.

Avhengig av anleggets størrelse og utforming viser teknisk-økonomiske studier et potensial for en totalvirkningsgrad på opptil 70-80 % selv når man inkluderer CO₂-fangst. Et *state-of-the-art* gasskraftverk har til sammenligning en virkningsgrad på ca. 60 % som reduseres til 50 % dersom det inkluderes et aminanlegg for CO₂-fangst.

ZEG-teknologiens styrke er i tillegg til høy totalvirkningsgrad, stor grad av fleksibilitet:

- Alle typer karbonbaserte gasser kan brukes som råstoff
- Relativ mengde av kraft og hydrogen som produseres i et ZEG-anlegg kan innen gitte designkriterier varieres etter kundens behov
- Teknologien er modulbasert og har ulike anvendelser i forskjellig skala fra småskala anlegg for lokal distribuert energiproduksjon til sentraliserte industrielle kraftverk.

BioZEG

BioZEG kalles konseptet der biomasse brukes som råstoff. BioZEG muliggjør en miljøvennlig og kostnadseffektiv utnyttelse av biogass til energiformål og kan bidra til sikker distribuert fornybar energiforsyning. Teknologien er særlig godt egnet for integrerte, industrielle applikasjoner og kunder som har behov for kraft (strøm, varme) og hydrogen. Dersom bruk av CO₂ i tillegg kan være en del av en større industriprosess, vil dette gi et positivt klimabidrag – med andre ord: *karbonnegativ* energiproduksjon.

Teknologien er testet i et 50 kW pilotanlegg (BioZEG-anlegget) i Hynor Lillestrøm testsenter. BioZEG-anlegget inkluderer et 30 kW reformersystem for produksjon av hydrogen og en 20 kW SOFC for elektrisk kraftproduksjon. Testkampanjer har gitt verdifull driftserfaring med BioZEG-anlegget. I tillegg er det høstet nyttig kunnskap om fleksibiliteten i prosessen og oppstarts- og nedstengingsprosedyrer. Produksjon av både hydrogen og elektrisitet er demonstrert og elektrisk kraft er sågar eksportert til nett. Varme fra SOFC-systemet er brukt for å frigi separert CO₂, og alle de kritiske elementene i ZEG-teknologien er verifisert.

Oppnådde resultater er brukt videre for optimalisering av prosessen og utvikling av et systemdesign for et anlegg i skala 400-700 kW. Samarbeid med etablerte industrielle aktører sikrer *state-of-the-art* løsninger for alle kritiske komponenter, og det er vist at det er mulig å bygge anlegg med liten teknisk risiko.

Hydrogenproduksjon basert på SER av biogass

Resultatene har også vist at *stand alone* hydrogenproduksjon med *sorption enhanced reforming*, inkludert CO₂-fangst synes å kunne gi en konkurransedyktig produksjonskostnad for hydrogen, også uten integrering med SOFC.

Bruk av biogass for hydrogenproduksjon med ZEG-teknologien er en interessant mulighet i det både biometan og rå biogass kan brukes som råstoff til reformeringsprosessen. Videre kan deponigass, biogass som ellers fakles eller annen biomasse av lav eller ingen verdi benyttes som drivstoff for CO₂-separasjonstrinnet. Produksjon av hydrogen i et ZEG-anlegg kan slik bidra til å gi flere anvendelser av biogassen, bedre totaløkonomi, forbedret total energieffektivitet og samtidig gi grunnlag for ny næringsutvikling.

Kort kan mulighetene fokusert på hydrogenproduksjon oppsummeres i tre ulike deler:

1. Prosess modifikasjon og forbedringer for biogassproduksjon og økonomi
 - Ved å tilsette hydrogen til råtnetanken oppnås økt metanutbytte og redusert mengde av CO₂
 - Rå biogass kan anvendes for SER hydrogenproduksjon uten fjerning av CO₂ i forkant
2. Lokal produksjon av hydrogen for transportsektoren i tidlig fase
 - Dette kan bidra til å sikre tilførsel og infrastruktur for hydrogenkjøretøy i regionen
3. Integreerte industrielle løsninger – både hydrogen og CO₂ som innsatsfaktorer
 - Videre industriell bruk av hydrogen for eksempel som tilsatsfaktor i et bioraffineri (flytende drivstoff) eller *on-site* småskala produksjon av ammoniakk for gjødselproduksjon / algeproduksjon
 - Ved bruk av CO₂ til algeproduksjon vil algene igjen gi grunnlag for produksjon av høykvalitets produkter i farmasi og medisin, ingredienser til fisk- og dyrefor og flytende biodrivstoff.

Muligheter og begrensninger

Avfallshåndtering er et vekstmarked i stadig endring. Det er ikke lenger lovlig å deponere avfall, det er økende miljøfokus og det innføres strengere krav til reduksjon av utslipp. Produksjon av biogass er i første rekke teknologi for avfallsbehandling og er best egnet for avfall som inneholder biologisk viktige næringsstoffer, og for energiutnyttelse av våte fraksjoner som for eksempel husdyrgjødsel, avløpsvann og slam og våtorganisk husholdningsavfall. Biogass produseres normalt ved anaerob nedbrytning eller fermentering av avfallet, hvor råtneresten også kan utnyttes. Enkelte anlegg i dag oppgraderer biogassen til transportformål eller for innblanding i gassnettet. Omtrent 20 % av gassen brukes ikke, den bare brennes ved anlegget (fakles) for å redusere klimaeffekten av utslippet.

Dagens energi- og klimautfordringer krever ny teknologi og nye løsninger. Bruk av fornybar energi, energieffektivisering og reduserte utslipp er sentrale elementer. IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) påpeker nødvendigheten av å inkludere også BioCCS (Carbon Capture & Storage) for å redusere CO₂-utslippene tilstrekkelig⁴⁰. Med ZEG-teknologien er CO₂-separasjon en integrert og nødvendig del av prosessen. Videre er det et økende fokus på *power-to-gas* hvor ZEG-teknologien kan være en viktig bidragsyter i forhold til at BioCO₂ kan være en viktig komponent for videre anvendelse av produsert hydrogen, for eksempel metanolproduksjon.

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Teknologien er foreløpig på pilot-stadium og må demonstreres og testes i større skala.
Kostnad		Som et resultat av prosessforenklinger har hydrogenproduksjon basert på SER-teknologi potensialet for en lavere CAPEX enn tradisjonell reformeringsteknologi. Også med hensyn til OPEX har SER-teknologien potensiale til en bedret totaløkonomi siden SER-prosessen kan bruke alle typer hydrokarbongasser som råstoff.
Tidsperspektiv		Planen er å ha et demonstrasjonsanlegg klart i løpet av to år mens en oppskalering til et storskala anlegg antas å ligge 5-6 år fram i tid.
Aktualitet ØKS		SER er en aktuell teknologi i ØKS-regionen som åpner for grønn produksjon av hydrogen lokalt og kan sann sett være en viktig bidragsyter for transportsektoren i en tidlig fase. Teknologien er modulbasert og har ulike anvendelser i forskjellig skala. Hydrogenproduksjon kan realiseres alene eller i kombinasjon med strøm (dersom SOFC-teknologi implementeres). Vil trolig se en konkurranse fra konkurrerende teknologi (trolig elektrolyse i denne regionen) og konkurrerende bruk av biogass/biomasse.

⁴⁰ IPCC report 2014, www.ipcc.ch/report/ar5/wg2/

Case 6 – Hydrogen som biprodukt fra industrien

Inledning

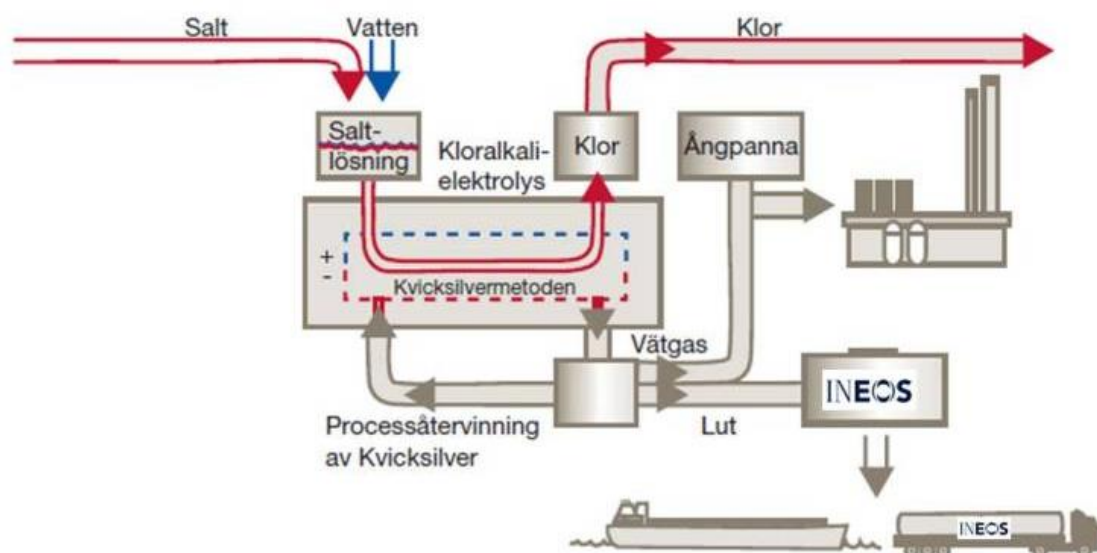
I vissa industriella processer erhålls vätgas som biprodukt, där den förbränns för värmeproduktion eller till viss del ventileras bort. Denna överskottsgas skulle kunna användas som fordonsbränsle. Det måste dock poängteras att vätgasen från biproduktströmmar i olika processer med stor sannolikhet måste renas innan de kan nyttjas i bränslecellsfordon. Bränsleceller kräver mycket hög renhet på vätgas som annars riskerar få en kortare livslängd.

Akzo Nobel

Kemiföretaget Akzo Nobel har delar av sin verksamhet utanför Sundsvall. I deras kloratprocess bildas vätgas som en biprodukt. Vätgas produceras från el i en elektrolyseprocess där syftet är att framställa klorat. Biprodukten av denna process är vätgas där en stor del används för uppvärmning och ånga i lokala processer men den del som det inte finns användning för släpps över tak. Överskottsvolymen kan ersätta fossila bränslen motsvarande 2 900 bilar förbrukning med en körsträcka på 1 200 mil per bil och år. Denna överskottsgas kan i Sundsvall kopplas direkt via pipeline till en publik tankstation vid E4an. Det är en relativt liten del av den totala producerade vätgasmängden som idag släpps över tak, men potentialen till energieffektiviseringar för värme och ånga har inte nyttjats eftersom energin till detta i form av vätgas inte tillfört någon kostnad. Om vätgasen kan användas som fordonsbränsle kan energieffektiviseringar i processen och lokalerna göra att en ännu större mängd vätgas görs tillgänglig som biprodukt från denna industri, den totala vätgasproduktionen är nästan det tiodubbla.

Klorproduktion

En stor del av biproduktvätgasen i världen och Sverige kommer från klorproduktion. Där utvinns klor ur salt (NaCl) genom elektrolys, *Figur 52*.



Figur 52: Principschema - klor utvinns ur salt (NaCl) genom elektrolys. Källa: INEOS/INOVYN.

Saltet løses i vannet og får passere gjennom elektrolysceller der klorgas bildes ved anoden av titan (+) og natrium bildes ved katoden som består av kvikksilver (-). Natriumet tvättas ut kvikksilvret med vannet og da bildes våtgas og lut (NaOH). Denne reaksjonen skjer i en sekundærceile. Kvikksilvret återcirkuleras till elektrolyscellerna i ett slutet system. Anläggningen använder modern teknik för att återvinna kvikksilvret från anläggningens luft- og vattenströmmar, så att det kan återföras till processen. Utsläppen av kvikksilver från klorproduksjonen i Stenungsund är lägst i Europa när klorfabriker med kvikksilverteknologi jämförs. Våtgasen används främst till företagets ångproduksjon, men en mindre del säljs inom petrokemin i Stenungsund. Ineos i Stenungsund har fått ett investeringsbeslut att upgradera anläggningen till en kvikksilverfri membran-anläggning istället, vilket ytterligare ökar möjligheterna att ta hand om våtgasen.

Stenungsunds kemiindustri

Hos kemiföretagen i Stenungsund finns bland andra Borealis, som arbetar med framtagning av plastmaterial som eten, propen og polyeten, og Ineos som bland annat arbetar med klor-alkali processen. I deras processer finns stora mängder våtgas som skulle kunna användas för att förse fordon.

I ett samverkansprojeftet har Ineos i Stenungsund visat stor vilja att använda sin våtgas från klorfabriken till något annat än bränsle för ångpannan, som idag är den huvudsakliga og energimässigt lågvärdiga användningen av biproduktvåtgasen. Framförallt användning av truckar har utretts. Detta har vid utredningens tidpunkt inte visat sig realiserbart eftersom antal truckar per tankstation hade blivit för få även om flera industrier var intresserade, vilket skulle elda till att truckarna behövde köras alltför långt för att tankas. Det behövs alltså större åtaganden av truckanvändarna i antal beställda bränsleceilstruckar för att komma vidare med detta.

Det har saknats kunskap om våtgasens renhet från Ineos process. Våtgas Sverige tog initiativ till en utredning i sammarbete med KTH, som har inriktad forskning mot våtgaskvalitet og påverkan på bränsleceiler. Det resulterade i ett examensarbete som Erik Agartsson, student på KTH, gjorde. Våtgaskvaliteten kontrollerades genom körningar i bränsleceile. Resultaten är positiva og visar ingen påverkan på bränsleceilen. Arbetet rekommenderar därför att gå vidare med en alternativ användning av våtgasen da det på sikt kan vara mycket mer interessant både kommersiellt og miljömässigt.

Totalt från alla industrier i kemiklustret i Stenungsund produceras ungefär 6 000 årston 99,9 procentig våtgas som biprodukt, vilket räcker till ungefär 50 000 bilar som kör 1 200 mil/år, vilket är genomsnittet i Sverige. Med ytterligare investering i reningsanläggning i form av pressure swing adsorption (PSA) kan ytterligare 30 000 årston biproduktvåtgas renas till fordonsrenhetsnivå, vilket gör att den totala mängden våtgas räcker till 300 000 fordon. För att detta ska kunna genomföras behövs dock en annan värmekälla till processerna da värme og ånga behövs i ungefär samma utsträckning. Nyttan är alltså att kunna frigöra energimässigt högvärd kemisk energi i ett fordonsbränsle og istället använda lågvärd energi i annan form i processen. Ersättningsbränslet kan vara av fossilt eller förnyelsebart ursprung, där det sistnämnda förordas för att nettoeffekten av tillvaratagandet ska vara miljömässigt positivt.

Hydrogen til HYOPs hydrogenstasjon på Herøya

HYOPs hydrogenstasjon på Herøya ved Porsgrunn får sitt hydrogen fra Inovyns klorproduksjon på Rafnes industriområde. Under Frierfjorden går det en rørledning med hydrogen som blant annet føres fram til stasjonen, *Figur 53*.



Figur 53: Oversiktsbilde fra Rafnes og Herøya, med Frierfjorden i mellom. HYOPs hydrogenstasjon er lokalisert ved Herøya industripark, helt ytterst til høyre på bildet. Kilde: Presentasjon av Ola Brevig, INEOS, 2013.

Hydrogen er et biprodukt i klorfabrikken på Rafnes. I 2007 ble det produsert 7 000 tonn hydrogen i året, dagens produksjonsvolum er ikke kjent. Hydrogenet brukes i fabrikkene på Herøya, og altså en liten del av det til HYOPs hydrogenstasjon. Potensialet for bruk av hydrogen til transport herfra er stort, og HYOP har planer om å transportere hydrogen fra Herøya til sine stasjoner i Osloregionen.

Oljeindustri

Oljeraffinaderier både generar och använder vätgas i sina processer, och är i dagsläget inte optimerade för att framställa mer vätgas än vad som kan användas i processen. I ett framtida scenario där vätgas efterfrågas i större utsträckning kommer detta sannolikt att medföra ökning i produktion av vätgas, i den grad det anses lönsamt.

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Dette er tilgjengelig fra industribedrifter i dag, det kan være behov for å rense gassen fra noen bedrifter.
Kostnad		Hydrogen fra industrien kan ha en øav kostnad, men man må også regne med kostnaden for å erstatte den bruken av hydrogenet som bedriften gjør i dag (varme eller råstoff inn i produksjon).
Tidsperspektiv		Dette kan gjøres i dag flere steder, slik det gjøres på Herøya til Hyops stasjon. Det er gjerne snakk om store volumer, og en utfordring er da at det tar tid før et stort marked for bruk av hydrogen er på plass.
Aktualitet ØKS		Dette er en relevant måte å få produsert store volumer av hydrogen på til en konkurransedyktig kostnad. Én utfordring er spørsmålet om fossil eller fornybar hydrogen. Hva er energikilden for produksjonen av hydrogenen i bedriften, og hvilken energikilde vil evt erstatte deres bruk av hydrogenet i dag?

Case 7 – Produksjon av hydrogen og metanol

Inledning

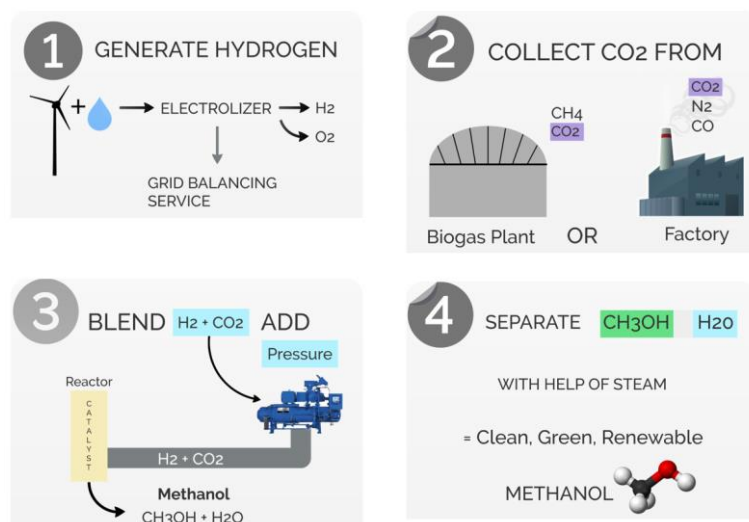
En förstudie har startats upp av ett näringslivskonsortium i Västsverige med ytterligare parter från Tyskland och Island. Denna förstudie är fristående finansierad av Västra Götalandsregionen, Fyrbodals kommunalförbund samt parterna själva. Studien pågår fram till och med februari 2017.

Bakgrund

I en värld driven av alltmer förnyelsebar elproduktion ökar behovet av stora energilagrar. Efter att ha sökt möjliga lösningar i några år och följt teknikutvecklingen nära på vätgas/bränsleceller och biogasproduktion så har det vuxit fram en insikt om att förnyelsebar metanolproduktion skulle kunna lösa ett flertal utmaningar. Förståelsen för metanol växer gradvis i västsverige tack vare Chalmers, Stena och Scandinaos som gått före och visat på möjligheterna. Ett ledande västsvenskt fastighets och vindenergibolag har nu en vision om att bygga den första anläggningen för förnyelsebar metanol från vindkraft i världen och har samlat en solid grupp organisationer för att samverka i en förstudie.

Syfte

Att med projektgruppen studera och utvärdera möjligheten att bygga en anläggning som producerar förnyelsebar metanol, *Figur 54*. Olika placeringsmöjligheter skall utredas baserat på bästa affärsmöjligheter med efterfrågan, transporter, tillverkningskostnader och annat ligger som grund. Gruppen består av experter och medlemmar i bränslevärdekedjan som kommer att bidra till byggnationen av anläggningen, gruppen innehåller också tilltänkta leverantörer och kunder till anläggningen när den är klar.



Figur 54: Förstudiens prinsipschema. Källa: Innovatum AB.

Mål

Att i fas ett efter denna förstudie bygga en pilotanläggning som producerar ca. 1 500 ton förnyelsebar metanol/år. Råvaran för produktionen är vindkraftsel och CO_2 som erhålls från en biogasanläggning eller från ett kraftvärmeverk. Vidare skall anläggningen leverera nätreglertjänster till nätbolaget. Anläggningen kommer att ha följande egenskaper och inkomstkällor:

- 1) Energilager
- 2) Koldioxidreducering
- 3) Fossilfri bränsleproduksjon
- 4) Reglertjenst leverantör

Den exakta klimatnyttan med den tilltänkta anläggningen kommer utvärderas under förstudien. Enligt de beräkningar som hittills har gjorts kommer anläggningen att reducera 2 000 ton CO₂ på årsbasis. För kommande produktionsanläggning kommer nivån att ligga på ca. 40 000 ton koldioxid per år. Projektet kommer också att ha ett livscykelperspektiv för byggnationen av anläggningen.

Anläggningen kommer även att kunna erbjuda vätgas och syrgas som genereras i processen. Om anläggningen byggs kommer det att vara den första produktionsanläggningen för förnyelsebar metanol i världen som drivs av vindkraft.

Varför använda metanol?

Att använda metanol som drivmedel kan ha flera fördelar. Det ger lägre utsläpp av föroreningar vid förbränning och har högre effektivitet än bensin och diesel. Använt i förbränningsmotorer avger metanol 15-20 % mindre CO₂ än bensin. Användning av metanol ger även reducerade NO_x-utsläpp och därmed bättre luftkvalitet. Metanol kan även användas i vanliga förbränningsmotorer inblandat i bensin.

Användning av metanol til fartyg

Stena Germanica, *Figur 55*, är en av världens största färjor, 240 meter lång, med en kapacitet på 300 bilar och 1 300 passagerare. Fartyget drivs på metanol, det första i världen. Genom att använda metanol försvinner utsläppen av svavel och partiklar nästan helt och det blir betydligt lägre utsläpp av kväveoxider. Utsläppen består huvudsakligen av vattenånga och koldioxid, vilket gör metanol till ett av de mest miljövänliga bränslen som existerar. Användandet av Metanol ger renare luft och renare vatten. Om metanol skulle läcka ut i havet så löser det upp sig helt och försvinner. Det innebär att om alla fartyg skulle köras på metanol blir konsekvenserna betydligt mindre av eventuella utsläpp. Stena Germanicas metanol kommer från naturgas. Stena Line har ambitioner att konvertera flera fartyg till att drivas med metanol.



*Figur 55: Stena Germanica använder metanol producerat av naturgas som drivmedel.
Källa: Stena Line.*

Förutsättningar, möjligheter och hinder

Resultatet av förstudien, som skall leda till ett investeringsbeslut, kommer att presenteras i en rapport. Denna rapport kommer att göras tillgänglig i samband med att ett slutseminarium, med avsikt att sprida kunskapen till en bredare publik. Rapporten kommer att innehålla svar på frågeställningarna från förstudien (se nedan) samt en aktuell omvärdsanalys på området.

Förstudien skall utvärdera:

- Var anläggningen bör placeras
- Hur stor/vilken kapacitet anläggningen skall ha
- Var råmaterial (CO₂) skall erhållas / hur det skall fraktas / vad kostnaden blir
- Vilken typ av reglertjänster som kan erbjudas och vilka som är mest värdefulla
- Vilken processtyp som skall användas i anläggningen - baserat på process-kostnader och effektivitet
- Vilka är lämpliga kunder på kort och lång sikt
- Vilka priser kan kunderna beräknas betala för metanolen, syrgasen, vätgasen
- Vad beräknas kostnaden bli för metanolen på kort / lång sikt
- Vilka regelverk/tillståndskrav gäller
- Vilka regler behöver modifieras för att möjliggöra för ett nytt fossil fritt flytande bränsle

Förstudiegruppen innehåller medlemmar från Innovatum, Chalmers, SP, Svensk Naturenergi/Wallenstam, Stena, Siemens, CRI, Uddevalla Energi, Göteborg Energi samt FreeThem.

Vissa medlemmar i förstudiegruppen har även intresse av att vara med under byggnation och att forska vidare på hur denna typ av bränsleproduktions-anläggning kommer att utvecklas och integreras i samhället. Syftet är att på sikt kunna bygga fler 'koldioxidkonsumerande energilager som producerar fossilfritt bränsle'.

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Produksjon av metanol er kjent teknologi.
Kostnad		Vurdering av kostnaden er en viktig del av forstudien som skal gjennomføres, og er foreløpig ukjent.
Tidsperspektiv		Her kan ting ta tid både når det gjelder etablering av produksjonsanlegg og få fram anvendelsesområder.
Aktualitet ØKS		Dette kan ha høy relevans i ØKS. Utnyttelse av vindkraft, fornybar produksjon av metanol som kan gjøre for eksempel skipsfart renere og samtidig produksjon av hydrogen som kan brukes til å forsyne en bilflåte.

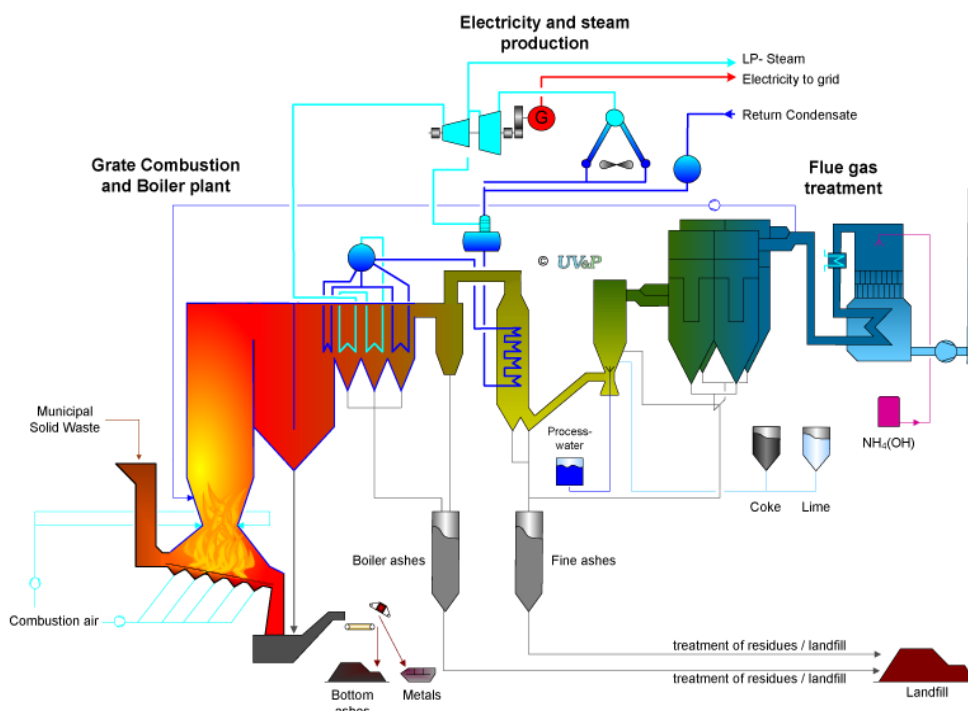
Case 8 – Lagring og komprimering med metallhydrid

Metallhydridteknologi muliggjør utnyttelse av spillvarme til komprimering og lagring av trykksatt hydrogen. I dette caset ser vi på hvordan man kan skape en vinn-vinn situasjon der hydrogen fremskaffes på bakgrunn av grønn elektrisk kraft kombinert med utnyttelse av varme fra et energigjenvinningsanlegg for husholdnings- og næringsavfall.

Bakgrunn

Med utgangspunkt i Oslo kommunes energigjenvinningsanlegg på Klemetsrud ser man på muligheten for å etablere en mer effektiv og miljøvennlig avfallsforbrenning der hydrogenbrennere erstatter dagens oljebrennere.

Klemetsrudanlegget, *Figur 56*, er Norges største energigjenvinningsanlegg med blant annet tre forbrenningskjeler, to dampturbiner og vann- og røykgassrensing. Anlegget energigjenvinner husholdnings- og næringsavfall til miljøvennlig fjernvarme og strøm. Fjernvarmen distribueres til Oslos befolkning. Klemetsrudanlegget AS vil til enhver tid søke å optimalisere produksjonen via to akser; forbrenning av avfall og levering av energi. Forbrenning av avfall er marginalt lønnsom, det betyr at forbrenning av avfall i noen tilfeller vil bedrives selv om energien fra dette avfallet ikke blir levert eller betalt for. Dette skyldes at avfall i liten grad er lagringsverdig og derfor må behandles fortløpende. Videre er Klemetsrudanlegget AS et viktig virkemiddel for Oslo Kommune i forhold til å komme bort fra bruk av fossil energi. Disse momentene, både driftsmessig, økonomisk og samfunnsansvarlig, er drivkrefter for at Klemetsrudanlegget AS ønsker å se på alternativ bruk av energien som i sommerhalvåret blir kjølt bort.



Figur 56: Generell skisse av avfallsforbrenningsanlegg representativ for energigjenvinningsanlegget på Klemetsrud. Kilde: Oslo Kommune.

Anvendelse av hydrogen (og oksygen)

Ved normal drift brennes avfallet i de tre fyrkjelene ved Klemetsrudanlegget ved en minimumstemperatur på 850 °C. Ved to tilfeller benyttes oljebrennere:

- a) oppstart av en fyrkjele, og
- b) som støtte når temperaturen i brennkammeret faller under 850 °C.

To av fyrkjelene (Kjel 1 og Kjel 2) har:

- to oljebrennere
- hver oljebrenner har en kapasitet på 120–700 kg fyringsolje pr. time (maksimalt forbruk: 2 800 kg/h)
- normal oppfyring: ca. 11 m³ fyringsolje
- pilotbrenner⁴¹: diesel

mens den tredje fyrkjelen (Kjel 3) har:

- to oljebrennere
- hver oljebrenner har en kapasitet på 1 600 kg fyringsolje pr. time (maksimalt forbruk: 3 200 kg/h)
- normal oppfyring: ca. 35 m³ fyringsolje
- pilotbrenner: propan.

Videre er forbrenningen avhengig av tilstrekkelig tilgang på oksygen. Det er ønskelig å få mindre røykgassmengder – både på grunn av investeringskostnad og driftskostnader ved røykgassrensaneanlegg. Optimalisering i forhold til oksygeninnhold i forbrenningsluften – som for eksempel anriket luft med et oksygeninnhold på 22-23 % – vil muliggjøres ved tilgang på rent oksygen.

Ved å legge om avfallsforbrenningen ved Klemetsrudanlegget vil man på bakgrunn av en lokal hydrogenøkonomi der hydrogen og oksygen fremskaffet fra vannelektrolyse på bakgrunn av egenprodusert strøm kunne:

1. Oppnå en mer effektiv og miljøvennlig avfallsforbrenning (egenprodusert hydrogen og eventuelt oksygen erstatter bruk av fyringsolje)
2. Forenkle/uniformere systemet/styringen av anlegget (hydrogenbrennere trenger ikke pilotbrennere)
3. Etablere et interessepunkt for hydrogeninfrastruktur (for eksempel hydrogenstasjon for busser)

Forutsetninger, muligheter og barrierer

Ulike systemkonfigurasjoner vil kunne være aktuelle for ulike energigjenvinningsanlegg. Også for anlegget på Klemetsrud finnes det flere opsjoner for hvordan bruk av hydrogenteknologi kan gi nye fortrinn. På bakgrunn av motivasjon og innspill fra Klemetsrudanlegget AS er det valgt å fokusere på to systemkonfigurasjoner der den éne konfigurasjonen bygger på det andre (flere detaljer under bildet), *Figur 57*:

⁴¹ Pilotbrenner benyttes for å få fyr på oljebrenneren.

305,3 kg hydrogen (LHV)) vil kunne betjene behovet for hydrogen til bruk i egen forbrenning ved energigjenvinningsanlegget.

Tillater man en fylletid⁴⁴ på 30 dager vil en hydrogenproduksjon på 175 Nm³/h være tilstrekkelig til å dekke hydrogenbehovet for basiskonfigurasjonen (det er da avsatt 8 Nm³/h av produksjonen for å understøtte energibehovet ved normal drift). Kapasiteten på prosessutstyr (gassholder, scrubber, tørke/deoxo) og kompressor følger av elektrolysekapasiteten.

Teknisk-økonomisk analyse

Ved Klemetsrudanlegget energigjenvinnes avfall til miljøvennlig fjernvarme og strøm. I den teknisk-økonomiske analysen er det antatt at varme benytte til komprimering av hydrogen i metallhydridkompressoren kan hentes ut tidlig i prosessen uten å forringe kvaliteten på fjernvarmen distribuert til Oslos befolkning. For den grønne strømmen produsert ved energigjenvinningsanlegget er det benyttet en «strømpris» på 0,25 NOK/kWh (prisen man kan se for seg at man vil kunne få dersom man solgte strømmen til spotpris).

Hovedresultatene fra den teknisk-økonomiske analysen utført av Hystorsys AS er oppsummert i *Tabell 5*.

Tabell 5: Resultater fra den teknisk-økonomisk analysen ved Klemetsrudanlegget

System	H ₂ -forbruk	Kraft-behov	Kapitalkostnader (CAPEX)				CAPEX	OPEX	H ₂ -kostnad
			H ₂ -prod.	H ₂ -komp.	H ₂ -lager	H ₂ -system			
Konfigurasjon	kg/dag	kW	MNOK	MNOK	MNOK	MNOK	MNOK/år	MNOK/år	NOK/kg
1 - Basis	375	965	8,9	11,5	39,1	1,5	6,1	3,9	73,0
2 - Basis + int. pkt. for H ₂	951	2435	24,8	13,4	47,3	15,3	10,1	8,8	17,9

- Kostnader som ikke er inkludert: Engineering, grunnarbeider på tomt, elektriske arbeider, kjøretøy
- H₂-produksjon: Alkalisk vannelektrolyse
- Kompresjon:
 - Basis konfigurasjon: både membran- og metallhydridkompressor komprimerer til 200 bar
 - Utvidet konfigurasjon: metallhydridkompressor komprimerer til 200 bar, membrankompressor komprimerer til 450 bar
- H₂-lager:
 - Basis konfigurasjon: eget forbruk av H₂ tilsvarende normal oppfyring med ca. 35 m³ fyringsolje
 - Utvidet konfigurasjon = som for basiskonfigurasjon + to dagers H₂-forbruk for 20 busser
- Strømpris: 0,25 NOK/kWh
- Levetid på vannelektrolyse (cellepakke): 90 000 timer (ca. 10 år)
- Økonomisk levetid: $n = 10$ år

For basiskonfigurasjonen peker den teknisk-økonomiske analysen spesielt på to forhold:

- Det daglige energibehovet (størrelsesorden 200 Nm³ hydrogen/dag) er meget beskjedent i forhold til det spesielle energibehovet ved oppstart av en fyrkjele (120 000 Nm³ hydrogen over 12-24 timer) – som et resultat kreves en lagringskapasitet med et kostnadsbilde som er sterkt med på å prege kg-prisen for hydrogenet.
- Generelt vil hydrogenproduksjonskostnaden for anlegg basert på vannelektrolyse være svært avhengig av strømkostnaden. Som et resultat av den omfattende lagerløsningen for hydrogen (tilsvarende det daglige energibehovet til ca. 350

⁴⁴ Tiden man tillater for at et tomt lager skal fylles helt fullt.

busser) og tilgang til billig strøm viser følsomhetsanalyser med hensyn til kraftprisen at en dobling av kWh-prisen (fra 0,25 NOK/kWh til 0,50 NOK/kWh) kun gir en økning i kg-prisen for produsert hydrogen på ca. 21 %.

Det er ikke gjort noen beregninger i forhold til optimalisering med hensyn til oksygeninnhold i forbrenningsluften da effekten av dette er vanskelig å anslå på bakgrunn av de data selskapet sitter på. Det er imidlertid ingen tvil om at anrikt luft (for eksempel luft med et oksygeninnhold på 22-23 %) vil gi bedre forbrenning både med hensyn til mindre bruk av fyringsmiddel og en renere forbrenning.

Basiskonfigurasjon + interessepunkt for hydrogeninfrastruktur

Sett i lys av Blue Move og søkelyset på hvordan ulike anvendelser av hydrogen i ØKS-regionen kan fremme synergier til miljøvennlig transport er det sett på en utvidet systemkonfigurasjon der økt hydrogenproduksjon bidrar til etablering av interessepunkt for hydrogeninfrastruktur.

Helt konkret er det sett på en utvidelse av basiskonfigurasjonen til også å inkludere opprettelse av en nærliggende hydrogenstasjon med en kapasitet tilsvarende 20 busser og eget bufferlager for to dagers drift (lagervolum: 13 440 Nm³ eller 1 200 kg hydrogen). Antar man en hydrogenproduksjon på 80 % av det maksimale dagsbehovet og en *top up* tid på 20 timer gir dette en økt elektrolysekapasitet på ca. 270 Nm³/h – hvilket gir en total hydrogenproduksjon på ca. 450 Nm³/h når man inkluderer behovet på 175 Nm³/h i basiskonfigurasjonen. Med en utsalgspris på 90 NOK/kg hydrogen⁴⁵ og en daglig omsetning på 480 kg (80 % av maksimalt dagsbehov) vil de ekstra investeringskostnadene for å etablere hydrogenstasjonen gi en daglig inntekt på ca. 34 500 NOK – noe som igjen resulterer i en kraftig redusert kg-pris for produsert hydrogen, *Tabell 5*. Denne konfigurasjonen er imidlertid «som vanlig» for hydrogenproduksjonsanlegg basert på vannelektrolyse svært avhengig av strømkostnaden. Her vil en dobling av kWh-prisen (se analyse med hensyn til basiskonfigurasjonen ovenfor) gi en økning i kg-prisen for produsert hydrogen på ca. 86 %.

Anbefalinger

Systemkonfigurasjonene analysert her er kun to av mange muligheter, og viser tydelig hvor store variasjoner ulike konfigurasjoner kan gi. Det første som bør gjøres er derfor å gå grundigere inn å analysere alle de mest aktuelle systemkonfigurasjonene før man går videre.

Avfall ved Klemetsrudanlegget må behandles fortløpende. Dette i kombinasjon med nyhetsgraden av et slikt anlegg⁴⁶, gjør at Hystorsys anbefaler en trinnvis utbygging der man tar høyde for totalkonseptet fra starten av.

En omlegging fra dagens situasjon med fyringsolje og pilotbrenner til hydrogenbrennere er teknisk mulig. Det er også mulig å benytte kombinerte hydrogen- og bioolje-brennere.

⁴⁵ Typisk pumpepris (inkludert mva) for personbiler i Norge pr. Q4, 2016. «Pumpeprisen» for buss på Rosenholm utenfor Oslo fluktuerer noe men ligger i CHIC-prosjektet i området 110-130 NOK/kg H₂. Med hensyn til fremtidig prisutvikling og antatt betalingsvilje synes dette noe høyt. Det er derfor valgt å basere den teknisk-økonomiske analysen på en utsalgspris på 90 NOK/kg hydrogen (inkludert mva).

⁴⁶ Det er for eksempel i dag lite kjent hvilken effekt det vil ha på forbrenningen at man går over til å brenne hydrogen i stedet for fyringsolje. Det er heller ikke gjort noen undersøkelser som viser hva en eventuell anrikning av oksygen vil ha å si for prosessen.

Fordelen med dette er at da vil man i en pilotfase kunne støtte seg på kjent teknologi ved anlegget samtidig som man faser inn forurensningsfri og fremtidsrettet teknologi.

Potensialet i ØKS-regionen

Potensialet for denne type anlegg i ØKS-regionen anses som stort da det er mange energigjenvinningsanlegg i regionen som dette kan være aktuelt for. Det er for eksempel store CHP (*combined heat and power*) energigjenvinnings-anlegg i København, Malmø, Göteborg og Oslo, samt at det er mindre anlegg i blant annet Uddevalla, Fredrikstad, Kristiansand, Halmstad og på Jylland. I Norge vil investeringsstøtte i form av tilskudd fra Innovasjon Norge og Enova, samt Skattefunn-støtte, kunne muliggjøre denne type investeringer.

Det er ulike insentiver i kraftproduksjonen fra energigjenvinningsanlegg. Blant annet er den elektriske kraften fra disse anleggene i København utkoblingsbar – det vil si at den er den første som tas ut av nettet ved mye vind og solkraft i nettet. En lokal hydrogenøkonomi vil således kunne slå heldig ut da overskuddskraften fra energigjenvinningsanlegget ved utkobling raskt kan kanaliseres til hydrogenproduksjon.

Videre er det ulike situasjoner med hensyn på tilgjengelig overskuddsvarme, først og fremst basert på størrelsen av fjernvarmenettet de står i. Her må det derfor gjøres individuelle vurderinger av de enkelte anlegg men ofte vil det være store mengder tilgjengelig overskuddsvarme – spesielt i sommerhalvåret.

Oppsummert:

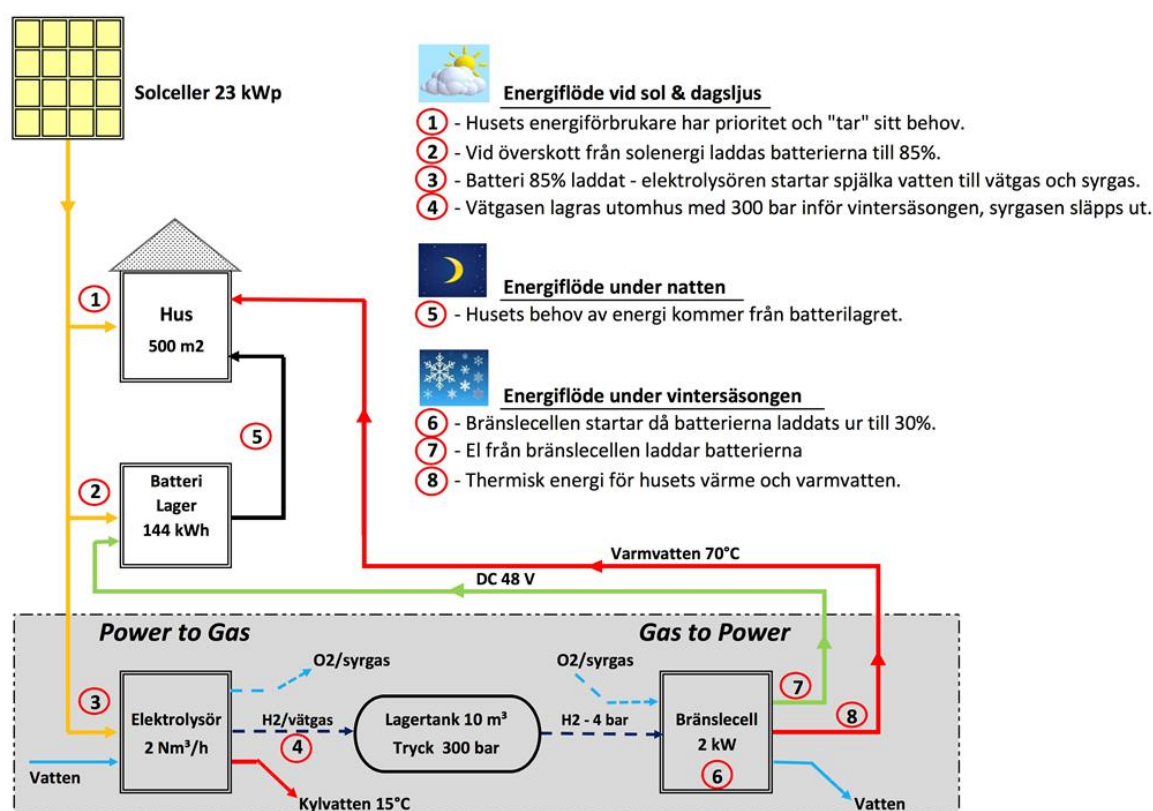
Teknologisk modenhet		Det er stort sett kjent teknologi som benyttes. Metallhydridkompressor er ikke testet ut i den skalaen som er relevant her.
Kostnad		Det er en høy investeringskostnad for et slikt anlegg. Caset viser at det kan bli en langt høyere kostnad pr. kg hydrogen ved kun eget bruk enn ved samtidig etablering av en hydrogenstasjon.
Tidsperspektiv		Det anbefales av ulike grunner en trinnvis utbygging av denne type anlegg. Dette vil videre være en fordel for metallhydridkompressoren (som representerer den minst modne teknologien i systemet) og opparbeidelsen av markedet for den anbefalte hydrogenstasjon i tilknytning til anlegget.
Aktualitet ØKS		Det er mange slike energigjenvinningsanlegg i ØKS-regionen, og dette kan være en god måte å redusere deres utslipp og samtidig legge til rette for bruk av hydrogen til transport.

Case 9 – Distribuerat småskaligt energilager i vätgas

Parkudden Energi AB är ett företag som har erfarenhet av och arbetat med förnybar energi och då med vindkraft sedan 2005. 2012 kompletterades verksamheten att även omfatta engagemang i olika energilagringssystem. För att få ett helhetsgrepp om förnybara energilagringssystem byggdes ett nytt hus med energin i fokus med tillgänglig teknik från etablerade leverantörer. Resultatet blev ett *off-grid* hus året runt där olika system som solfångare, solceller, termisk och elektrisk energilagring, tillverkning av vätgas, vätgaslagring och bränsleceller för el och värmeproduktion, se *Figur 58*.

Laddsystem för elfordon från solenergi finns, samt tankning av vätgasbilar är på gång. Alla energirörelser mäts och lagras kontinuerligt som underlag för design och byggande av nya ner eller uppskalade förnybara energisystem.

Ö-drift året runt med solenergi och vätgaslagring för drift av hus och elbilsaddning



Figur 58: Schema över *off-grid*hus i Agnesberg. Källa: Hans-Olof Nilsson.

Projektet utgick från att använda befintlig teknik så husets utförande skall kunna kopieras i valfri storlek. Konstruktionen utgår från en lågenergikonstruktion av husets klimatskal utan avkall på komfort som t ex ett passivhus innebär, och med energin i fokus genom hela byggprocessen.

Huset planerades för ett boende helt utan CO₂ avtryck vad gäller energibehovet i huset och bilkörandet. För att nå detta måste energin komma från förnybar solenergi och ett energisystem som fungerar i ett fristående *off-grid* hus. Vid energibalansberäkning visade det sig snart att energilagring i batterier inte är en väg framåt för Nordiskt vinterklimat 4-5 månader om året så den enda praktiskt genomförbara metoden för

energibehovet var att flytta solenergi från sommaren till vintern genom elektrolys av vatten till vätgas.

GreenHydrogen från Danmark har levererat elektrolysören och bränslecellen är från PowerCell. Produkterna från dessa två leverantörer är huvudfunktionerna i ett energisystem som är nödvändigt för att kunna flytta energi i tiden tills det att den behövs.

Då ingen av leverantörerna har satt ihop ett komplett förnybart energisystem blev detta en ny uppgift för Parkudden som systembyggare. Då systemet inte vara av *plug-and-play* karaktär, fick en hel del integreringsjobb utföras. Resultatet från detta har blivit en fungerade metod att skala upp eller ner ett förnybart energisystem för olika behov och förutsättningar vilket har resulterat i stort intresse från en mängd olika aktörer och länder. Huset är ett levande exempel på att tekniken finns och fungerar för ett helt oberoende energisystem drivet av solen året runt.

Frånkopplade fastigheter har inte prioritet med dagens låga elpriser i Sverige samtidigt som vi har ett mycket stabilt elförsörjningssystem. När Sverige får energipriser som övriga länder och elen får en relevant prissättning kommer egen energiförsörjning att aktualiseras och vi kommer att få se fler hus likt *off-grid* huset i Agnesberg.

Husets förnybara energisystem har rönt stort intresse i afrikanska länder med mycket begränsad elförsörjning. I dessa länder är det sol, energilagring i vätgas och mikronät som kommer att byggas. Detta ger extremt robusta energisystem utan beroende av dyra transmissions- och distributionsnät.

Oppgradert installasjon

Gjennom Blue Move er energisystemet i huset oppgradert med ny vannelektrolysør og brenselcelle, dels for å bedre dekke behovet, dels for å ta et steg videre i kommersialiseringen og serieproduksjonen av anlegget. Den gamle alkaliske vannelektrolysøren fra GreenHydrogen og en eldre brenselcelle fra PowerCell er skiftet ut med *up-to-date* teknologi innen vannelektrolyse og brenselcelle fra de samme leverandørene. Videre suppleres energisystemet med en termisk hydrogenkompressor (HYMEHC-01) basert på metallhydridteknologi fra norkse Hystorsys.

De nye komponentene vil gi økt driftsstabilitet, større energilagringsskapasitet (mengde hydrogen lagret) og høyere effektivitet i konverteringen av solstrømmen (fra PV-installasjonen) til hydrogen, mens den nye hydrogenkompressoren vil avlaste strømforbruket idet den benytter varme (fra solfangerne/jordvarme) til selve komprimeringsarbeidet. Alle tre komponentene er av nyeste type og viser hvordan hydrogenteknologien har modnet vesentlig kun på få år.

Det nye elektrolyseanlæg HyProvide P1 fra GreenHydrogen i Danmark med tilhørende tørringsanlæg er baseret på PEM teknologien, hvor det tidligere elektrolyseanlæg var et alkalisk anlæg af en type, som har været anvendt i forskellige internationale testprojekter⁴⁷. Det viste sig imidlertid umuligt at reducere produktionsprisen væsentligt på små alkaliske anlæg, og få prisen ned på et niveau, der på sigt kan muliggøre en fornuftig driftsøkonomi for private husholdninger. Samtidig er alkaliske anlæg for store

⁴⁷ Bl.a. har GreenHydrogen i samarbejde med Ericsson testet energilagring baseret på elektrolyse og brændselceller til afløsning af diesel generatorer som power back-up til telemaster/RBS i øde egne.

og upraktiske med hensyn til anvendelse som *household appliance*. Elektrolyseanlæg baseret på PEM teknologien er mere kompakte, og HyProvide P1 PEM anlægget er udviklet med fokus på at være en kompakt og driftssikker *plug-and-play* løsning, der kan masseproduceres. Anlægget er styret af software og kræver minimal menneskelig indgriben i den daglige drift – primært i forbindelse med almindelig *house keeping* (som for eksempel regelmæssig udskiftning af filtre).

HyProvide P1 har en yderligere fordel. Anlægget leverer som det eneste på markedet hydrogen ved et udgangstryk på 50 bar. Dette betyder, at man kan lagre betydelig mere hydrogen på samme lagerkapacitet, og at man dermed kan spare på investeringen i lagerkapacitet. Også hvis man, som i Agnesberg, ønsker at lagre hydrogenen ved et tryk på 200+ bar for at optimere sin lagerkapacitet, er det en fordel med højt hydrogen output tryk fra elektrolyseanlægget, idet man sparer et kompressionstrin og vil således bruge mindre energi når hydrogen komprimeres.

Metallhydridkompressoren HYMEHC-01 fra Hystorsys er såkaldt *solid-state* teknologi. Det betyr at selve kompresjonsarbeidet utføres uten beveglige deler. Som et resultat får man en stillegående kompressor uten støy og vibrasjoner – noe som er en stor fordel når man skal bo i samme bygning som anlegget driftes!

Endnu et HyProvide P1 PEM anlæg og HYMEHC-01 kompressor er i juni/juli blevet installeret i Skellefteå Krafts nye *off-grid* hus i Skellefteå (Zero Sun projektet⁴⁸), hvor man også anvender hydrogen som energilager, og dette projekt vil sammen med *off-grid* huset i Agnesberg give værdifuld viden og erfaring som input til den fortsatte produktudvikling hvad angår husstands installatoner. Endvidere er der siden oktober 2017 installeret HyProvide P1 anlæg i en række energilagringsprojekter i Frankrig, Holland og Schweiz.

Driftsdata fra alle disse systemer vil løbende blive analyseret i de næste år og give vigtigt input til den videre produktudvikling kombineret med erfaringerne med at producere den første serie af elektrolyseanlægget og metallhydridkompressoren. Der er udarbejdet en udviklingsmæssig roadmap, og indledende tekniske analyser (blandt andet udarbejdet i samarbejde med underleverandører) viser, at prisen per produceret HyProvide P1 enhed kan reduceres med 20-25 % og yderligere op til 30 % eller mere, når den årlige produktionsvolumen kommer op på >250 anlæg. Metallhydridkompressoren er ved aktuelle kapaciteter konkurrencedygtig med hensyn til pris allerede i dag.

Det fungerande exemplet i Agnesberg har bidraget till att ytterligare *off-grid* installationer med vätgas system håller på att byggas:

Mariestad - mobilitet

En *off-grid*, *on-site* vätgasproduktionsanläggning driven av enbart sol för den publika vätgastankstationen är under uppförande. Här produceras och lagras vätgas för försäljning året runt samt blir också en energi och effektreserv för det VänerEnergi lokala elnät. I drift november/december 2018.

Mariestad – nya förskolor

⁴⁸ <https://www.zerosun.se>.

Två nya förskolor skall byggas, 1 600 m² golvyta per byggnad, blir *off-grid* med solceller, *on-site* vätgasproduktion, lagring och bränsleceller för året runt drift. Inflyttningsklara 2019-2020.

Vårgårda

6 flerfamiljshus med 172 lägenheter totalrenoveras, blir *off-grid* med solceller, en gemensam *on-site* vätgasproduktionsanläggning och bränsleceller i varje hus. Första huset inflyttningsklart december 2018, resterande 5 hus klara 2019-2020.

Ytterligare projekt är på gång för fastigheter och reservkraft där befintliga dieselmotorer byts ut mot vätgassystem.

En viktig erfaring med anlegget i Agnesberg, Skellefteå Kraft og øvrige installationer, også andre steder i Europa, er, at elektrolyseanlæg og metallhydridkompressorer fortsat er ny teknologi, der skal installeres og kommissioneres af tekniske eksperter/system-integratorer, der tager ansvaret for den samlede system installation inklusiv alle komponenter samt uddannelse af kunderne/brugerne. Dette vil fortsat trolig være situationen i noen år endnu, da teknologiene fortsat utvikles, men skal op på et langt højere teknisk og erfaringsmæssigt modenhedsniveau, hvis teknologien skal slå igennem til bredere anvendelse i private husholdninger.

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Mye av teknologien som benyttes er tilgjengelig men ikke alt er å anse som hyllevare. Det forventes en utvikling på flere fronter i årene framover. Dette har betydning både for effektivitet, robusthet og kostnad.
Kostnad		Foreløpig relativt kostbart utstyr i flere ledd. Sammenholdt med lave strømpriser blir dette foreløpig et kostbart anlegg.
Tidsperspektiv		Det er aktører i ØKS-regionen som har gjort dette til et forretningsområde. Det er flere installasjoner / initiativ på gang og man ser allerede for seg ytterligere installasjoner og serieproduksjon.
Aktualitet ØKS		Det er flere <i>off-grid</i> installasjoner og initiativ i gang drevet frem av aktører i ØKS-regionen. Også i andre deler av Europa finnes det en trend ⁴⁹ der man ønsker å gå <i>off-grid</i> / bli herre i eget hus, men denne type anlegg kan være vel så aktuelt i andre deler av verden (for eksempel områder med ustabilt nett og høy strømpris). Både kompetanse/ tjenester og teknologi kan være en mulig eksportvare fra ØKS.

⁴⁹ Se for eksempel Zero Sun-prosjektet til Skellefteå Kraft, <https://www.zerosun.se>.

Case 10 – Storskala lagring av hydrogen

Flytande vätgaslager

En möjlighet är att kyla gasen till en temperatur så att den blir flytande. Vätet tar i vätskeform endast upp 0,1 % av det utrymme den tar i okomprimerad gasform. Detta sker dock först vid 20,4 K, det vill säga -252,8 °C. För att nå denna temperatur krävs en omfattande kylanläggning, vilket driver kostnader. När gasen kylts lagras den normalt i en dubbelväggad ståltank med vakuum mellan för att förhindra att gasen åter förgasas. Kostnaden för lagret blir hög, men om slutanvändaren efterfrågar flytande vätgas, vilket kan vara fallet inom fordonsslag såsom flyg och tunga transporter, kan metoden vara ekonomiskt bärkraftig.

Lagring av komprimerad vätgas

Denna lagring kan aningen bestå i att använda stålfaskor med ett tryck upp till 300 bar för att lagra vätgas, eller under marken. Lagring i ståltankar är en vanlig lagringsmetod, och flaskorna tål många cykler, ungefär 35 000 fyllningar och tömningar. Trycket gasen har vid leverans till användaren är av viss betydelse för hur stor andel av lagret som kan användas. Om lagringstrycket exempelvis är 300 bar och leveranstrycket ut från lagret 30 bar så kan 90 % av lagret användas, den återstående mängden benämns buffertgas, och tjänar alltså till att bibehålla trycket; detta är det lägsta tryck behållarna håller och den kvarvarande gasen kan därmed inte användas. Kompressorn är den komponent som huvudsakligen driver kostnad för detta alternativ. Både för hög- och lågtryckslager finns möjligheten att i ett bergrum applicera en liner av exempelvis metall för att använda strukturen i berget för att hålla trycket men låta linern stå för den täthet som behövs. Detta undersöks i HYBRIT-projektet, se sid 24.

Lagring av komprimerad gas med lågt tryck

Genom att inte använda en kompressor minskar kostnaden betydligt för lagringssystemet. Idag finns elektrolysörer med tryck upp till 80 bar, men 50 bar är rimligt att anta för storskalig lagring. Då kan ett lagringstryck om 45 bar användas, vilket ställer lägre krav på godset i tankarna (mindre vätgassprödning och tryckbelastning) men kräver större lagringsvolym. Eftersom buffertgasen inverkar ännu mer på lågtryckslager än högtryckslager är det ännu viktigare att trycket till användaren är så lågt som möjligt. Om samma förutsättningar antas som i fallet ovan kan enbart en tredjedel av den lagrade gasen användas och två tredjedelar är buffertgas. Bränsleceller använder ett tryck på 1-3 bar, så vid stationära system behöver inte buffertgasen vara ett problem. Ej heller om den levereras till en tankstation som är byggd för att klara låga inmatningstryck. Tryckkärl för detta låga tryck klarar ännu fler cykler; ungefär 155 000 påfyllningar och tömningar. Det finns flera sätt att lagra gasen vid lågt tryck beroende på lokala förutsättningar. Trycktankar ovan jord och rörledningar under jord är de mest lämpliga för denna applikation och det är även dessa som används för naturgaslager, framförallt rörledningar som är ungefär 1,42 m i diameter och flera kilometer långa i serpentinform under marken. Vilket av systemen som väljs beror på hur markpriset står sig mot arbetskostnaden att gräva ner rör i marken. Om markpriset är högt kan det löna sig att gräva ner systemet då annan verksamhet såsom jordbruk kan fortsätta verka ovanför. Om kostnaderna för arbete är höga kan det istället löna sig att bygga ett system med tankar ovan jord.

En studie viser kostnaderna per lagrat kg vätgas som passerar systemet för de olika alternativen som beskrivits ovan, på skalan 12 ton lagrad vätgas. Systemen skalar dock olika; speciellt flytande väte får högre kostnader i mindre skala. De andra systemen skalar mer fördelaktigt till mindre skala:

Flytande lager:	451 EURc / kg
Lagring vid 300 bar:	77 EURc / kg
Lagring vid 45 bar i trycktankar:	55 EURc / kg
Lagring vid 45 bar i rörledningar:	66 EURc / kg

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Teknologi for lagring av flytende og komprimert hydrogen er tilgjengelig allerede i dag.
Kostnad		Kostnaden forbundet med de ulike alternativene vil variere med skala og behov – se oppstilling ovenfor.
Tidsperspektiv		Lagring av flytende hydrogen og lagring av hydrogen ved 200 bar er industristandarder i dag. Standarder for lagring ved >200 bar er under utarbeidelse, mens lavtrykkslagre gjerne er mer skreddersydde løsninger.
Aktualitet ØKS		Storskala lagring av hydrogen anses for å være en relevant problemstilling også i ØKS.

Case 11 – Distribusjon av hydrogen på komposittanker

Bakgrunn

Når det gjelder transport av betydelige mengder hydrogen på norske veier er det containerløsninger som vil være den mest ideelle løsningen. Så langt har behovet for hydrogentransport imidlertid vært relativt beskjedent, og det har vært tilstrekkelig (dog uøkonomisk) for gasselskapene å frakte hydrogenet i «bundles» av stålbeholdere. En beholder på 75 kg har hatt en kapasitet på omtrent 700 g hydrogen. Man kan dermed si at man har en tradisjon for å frakte stål, og minimale mengder med gass/energi. Allerede i dag ser man imidlertid at kapasiteten og nytteverdien av en slik løsning er for dårlig og at fremtiden krever langt bedre systemer.

Containerløsninger

For å bryte med tradisjonen med «å frakte mest mulig stål, og minst mulig gass/energi» har Hexagon Composites utviklet containerløsninger pakket med Type 4 høytrykks komposittanker. Slike Type 4-tanker går for å gi den best tilgjengelige kombinasjonen av sikkerhet, effektivitet og holdbarhet. Tankenes lette konstruksjon øker kjøretøyets rekkevidde samtidig som den forbedrer nyttelast/dødvektforholdet og forenkler håndteringen ved omlasting.

Løsninger, barrierer og muligheter

Hexagon Composites er markedsledende innen lette komposittanker for lagring og transport av gasser under trykk og har gjennom lengre tid jobbet aktivt med standardiseringsarbeidet innenfor dette feltet. Pr. i dag er imidlertid ikke regelverket/myndighetene i ulike deler av verden samkjørt, og man ender opp med ulike løsninger for ulike regioner, *Tabell 6*. I Europa støtter man seg til ADR-regulativet⁵⁰. Med bakgrunn i dette regelverket har Hexagon Composites 500 bar X-Store-lagringsløsning for hydrogen en kapasitet på 520 kg (X-Store® ADR i *Tabell 6*). For eksempel bruker USA et annet regelverk/myndighet (DOT⁵¹) og for denne standarden har X-Store-løsningen fra Hexagon Composites en kapasitet på 414 kg H₂ (X-Store® DOT i *Tabell 6*).

*Tabell 6: Utdrag av Hexagon Composites Type 4 produktportefølje**

REF	NOMINAL WORKING PRESSURE (15° C) MPa	OVERALL LENGTH MM	WATER VOLUME L	HYDROGEN CAPACITY KG
TITAN® XL	25	40 foot ISO	49 250	875
TITAN® 4	25	40 foot ISO	34 047	605
X-STORE® DOT	25	20 foot ISO	23 175	414
X-STORE® ADR	50	20 foot ISO	16 656	520

*) Pr. 1. januar 2017. Kilde: Hexagon Composites. Begge TITAN-utgavene er godkjent i henhold til DOT.

Begrensningen i ADR-regulativet ligger blant annet i en øvre begrensning i tillatt tankvolum. X-Store ADR-løsningen for 500 bar er satt sammen av beholdere som er TPED-godkjente⁵², hvilket gjør løsningen akseptert for bruk i EU. Det må allikevel søkes om tillatelse hos myndighetene i det enkelte land (Statens vegvesen i Norge) før containeren kan tas i bruk. Det finnes muligheter for å søke om å benytte et regelverk som heter M270 for å få mer effektive løsninger, hvilket både Belgia og Frankrike har gjort. Bruk av dette regelverket åpner opp for å benytte et noe høyere trykk i beholderne enn

⁵⁰ ADR: Accord européen relatif au transport international des marchandises dangereuses par route ("Den europeiske avtale om internasjonal vegtransport av farlig gods").

⁵¹ DOT = US Department of Transportation.

⁵² TPED = Transportable Pressure Equipment Directive.

hva de originalt er godkjent for, og derav få en noe høyere kapasitet på transportløsningen. Hexagon Composites har også større systemer for hydrogentransport, men dette styres av regelverk for den enkelte region, *Figur 59*.



Figur 59: Hexagon Composites har transportløsninger for hydrogengass med servicetrykk opp til 250 bar med et vannvolum på inntil 44 000 liter (single operation) eller 88 000 liter (tandem operation). Kilde: Hexagon Composites.

Hexagon Composites oppfatter ADR-regulativet som restriktivt og arbeider derfor aktivt for å påvirke dagens standard/praksis, da de mener den er skadelidende for å lage gode/økonomiske løsninger. Dette skyldes blant annet at systemkostnadene blir høyere enn nødvendig når man må sette sammen mange beholdere (ekstra ventiler, koblinger, rør) fremfor å ta utgangspunkt i tanker de som produsent mener er det optimale størrelsesforhold med tanke på gjennomførbarhet, samt kost/nytte.

Hvis/når man får godkjent det standardiseringsarbeidet (ISO 17519) det jobbes med mener Hexagon Composites at de vil kunne tilby en containerisert transportløsning med en kapasitet på 780 kg H₂. Dersom dette godkjeningsarbeidet lykkes er det naturlig å se for seg en endring i 2018/2019. Endringen innebærer blant annet, slik ISO 17519-beskrivelsen nå står, at man kan utnytte plassen/volumet i en 20-fots container på en mye mer effektiv måte ved at man tillater en øvre begrensning i tillatt beholdervolum på 3 000 liter samtidig som man øker lagringstrykk opp mot 700 bar.

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Løsningene for transport med komposittanker er utviklet og godkjent. Man venter kun på godkjenning for å utvikle enda mer effektive løsninger.
Kostnad		Kostnaden for komposittanker er mer kostbar enn ståltanker. For transport er imidlertid vekt viktig slik at man får med flere kg pr. transport. I bruk er løsningen derfor billigere.
Tidsperspektiv		Finnes tilgjengelig i markedet i dag.
Aktualitet ØKS		Dette er svært relevant. Det er om å gjøre å få redusert kostnad til transport mest mulig, se Case 10 ovenfor.

Case 12 – Bruk av oksygen

Syrgas i sjukvården

Eftersom sjukhus og andre vårdinrättningar som använder syrgas är jämnt spridda i landet på samma sätt som tankstationer för vätgas kan antas bli, har denna del fokusert på syrgas för medicinsk bruk på sjukhus. Det finns platser där syrgasen kan användas og betinga ett högre värde på grund av sig höga renhet, såsom produktion av elektronikkomponenter, men detta får studeras specifikt i varje case.

Priset till sjukvården för syrgas i sjukvården skiljer sig ekstremt; i Västra Götalandsregionen från 8,5 SEK/kg till 400 SEK/kg. Utöver detta tillgodoses en stor del av behovet idag med flytande syre, men eftersom kostnaden att kondensera syrgasen är stor og betalningsviljan låg (1,8 SEK/kg), samtidigt som volymen gasformigt syre är mer än tillräcklig för motsvarande mängd vätgas i ett tidigt skede av infrastrukturen, fokuseras här helt på gasformigt syre. Priset i det högre intervallet verkar generellt gälla för mindre förbrukare og det lägre för större förbrukare. Tyvärr har fortfarande ingen information hittats om någon aktör gått igenom processen för att få en anläggning på plats där syrgasen används för medicinsk bruk i Europa. I USA är detta möjligt, men i Europa verkar det alltså än så länge obeprøvet.

Genom kontakt med läkemedelsverket har processen og associerade kostnader utretts. Syrgas räknas som läkemedel, varför två tillstånd behövs från en anläggning som ska leverera medicinsk syrgas; ett tillverkningstillstånd från Läkemedelsinspektionen vad gäller tillverkningsprocessen og en registrering från regulatoriska enheten där registrering av läkemedel sker. Farmaci- og biotechavdelningen har det vetenskapliga kunnandet og deltar därför i utredningarna för tillstånd.

Av de fyra befintliga tillverkarna av medicinsk syrgas (Praxair, AGA, Air Liquide og Strandmøllen) framställer samtliga genom luftseparering, alltså inte genom elektrolys. Luftseparering är en relativt billig teknik, men betydligt mer rening behövs än om syrgas från elektrolys används. De flesta som søker tillstånd för medicinsk syrgas har levererat till industrin först, eftersom tillstånden är dyrare för medicinsk tillverkning, även om renhetskraven i industrin kan vara betydligt högre.

Bedömningen för tillverkningstillståndet utgår från EUs riktlinjer om god tillverkningssed för medicin ämnad för människor. Om tillverkning sker i en kontrollerad process som följer ISO 9001 bör det inte vara några problem att få tillverkningstillstånd. Registrering hos regulatoriska enheten följer mallen för Common Technical Dossier (CTD). Flytande og gasformigt väte är olika läkemedel, så separata tillstånd krävs om båda skall levereras från samma anläggning. Om en elektrolysör som del av ett energilager placeras vid ett sjukhus för att förenkla leveransen av syrgas är processen något annorlunda. Normalt sett godkänns en batch av läkemedel i taget efter att ha kvalitetssäkrats, likaså vid leverans av syrgas för medicinsk bruk. Vid kontinuerlig tillverkning finns det numera möjlighet i reglerna med så kallad real-time release, som innebär att produktionen kvalitetssäkras genom kontinuerlig processkontroll. Detta tillvägagångssätt är vanligt i annan industri men har först nyligen börjat användas för läkemedelsproduktion.

Kostnaden för att registrera ett läkemedel är ungefär 400 kSEK om processen fortgår utan problem. Detta är en engångskostnad för varje ny anläggning som producerar

syrgas. Kostnaden for tillverkningsstillstandet er 30 kSEK per år, der en inspeksjon var tredje år er inkludert.

Anvendningen av syrgas oppgår 28 000 Nm³/år, med en kostnad på 8,5-400 SEK/Nm³. Potensielle inntekter er dermed i intervallet 238-11 200 kSEK/år for en anleggning i Göteborgsområdet. Inntektene kan derfor være i storleksordningen at de dekker utgifter og stillstand, men her behøver behovet nøyere undersøkes. Ett alternativ kan være å plassere en vätgasproduktionsanleggning ved en av de store forbrukerne og dermed undvika distribusjonskostnadene.

Medisinsk bruk er ikke den anvendning av syrgas som gir størst avkastning per leverert enhet; der finnes istället flere industriprosesser. Syrgas for medisinsk bruk er dock geografisk utbredt og derfor interessant om energilagringkonseptet skal kunne anvendes også på andre steder. En synergi er at energilager ved et sykehus der vätgas produseres gir økt redundans for elleverans til sykehuset, og kan dermed kombineres med budjet for reservkraft. Åven fordonene ved sykehuset kan drives med vätgas från en tankstation. Det vore en stor kostnadsmessig fordel om en tillverkningsprosess kunde godkjennes en gang og anleggningen replikeres på vid andre energilager, men dette er alltså ikke mulig i dagsläget. Redan i dagsläget används bränslecellsbilar som polis- og bilbilar.

For å kunne garantere syrgasleveranser från elektrolysören behøver det alltid finnes avsättning for vätgasen. Det er ikke ønskvært å slappe ut eller fackla vätgasen i hendelse av overskott (om tankstationen og backuplager er fulla). Då kan det istället være lønnsamt å selja den overblivne vätgasen til naturgasnettet, der betalingsvilja forvisso er låg men ändå eksisterende. Ett alternativ er å bränna vätgasen for oppvarming av egne lokaler eller til fjärrvärmenettet. Ått koppla sig til naturgas- eller fjärrvärmenettet får ikke være forknippat med alltför stora kostnader, då inntektene från denna sida beräknas förhållandevis låga. Huvudsyftet ved denna drift er som sagt å kunne garantere syrgasleveranser.

I dagsläget innehåller naturgasnettet ca. 2 % vätgas. Dette er framförallt reglerat av avtalet til gaskundene. Teknisk har visats at opp til 5 % ikke skal orsake problem i befintlige anleggninger.

Oppsummert:

Teknologisk modenhet		Teknologi er tilgjengelig, kompleksiteten avhenger av hvilken bruk man gjør av henholdsvis oksygen og hydrogen. Godkjenninger må innhentes hvis man skal levere oksygen til sykehus.
Kostnad		Dersom man får solgt både hydrogen og oksygen styrker det forretningsmodellen. Investeringskostnader avhenger av kompleksitet i leveranse av gassene – hydrogenstasjon, sykehus, naturgassnett osv.
Tidsperspektiv		Godkjenning for produksjon av oksygen til medisinsk bruk må på plass. Det er ellers ingen større hindringer for at dette kan gjøres nå.
Aktualitet ØKS		Markedsutsikt er kanskje viktigste utfordring, å sikre bruk av både hydrogen og oksygen for å kunne garantere leveranse av oksygen.

Case 13 – Effekt av lav elavgift for hydrogenproduksjon

Bakgrunn for elavgiften

Når vi bruker strøm betaler vi elavgift pr. kWh. I 2016 er denne avgiften 16 øre/kWh. En rekke bruksområder er fritatt for elavgift, som en del industri, trikk og tog. Andre bruksområder har en lav sats på 0,48 øre/kWh, blant annet industriell elektrolyse av hydrogen. ZERO har fått slått fast at dette også gjelder vannelektrolyse av hydrogen på hydrogenstasjoner for transport. Det betyr at en hydrogenstasjon betaler 0,48 øre/kWh i stedet for 16 øre/kWh. Hva får dette å si for lønnsomheten i en stasjon?

Eksempelcase og utregninger av energibruk og avgiftsfordel

For å belyse effekten av lav elavgift for hydrogenproduksjon benyttes her den nye stasjonen til Uno-X Hydrogen på Kjørbo⁵³, som har lokal hydrogenproduksjon og er designet for å fylle opp til 200 kg H₂ pr. dag, som case. Slik situasjonen er i dag med få hydrogenbiler, og dertil liten hydrogenproduksjon, er ikke strømforbruket, og i alle fall ikke elavgiften kostnadsdrivende. Det er derfor tatt utgangspunkt i en stasjon i full drift.

På Kjørbo (se Case #4) er stasjonen utstyrt med en såkalt CAR-200⁵⁴, en stasjon som komprimerer hydrogen, og gjør det mulig å fylle. En elektrolysør som kan betjene dette hydrogenbehovet er NELs A-150⁵⁵. NEL oppgir energiforbruk pr. produserte normalkubikkmeter (Nm³, volumet av gassen ved 0 °C og atmosfærisk trykk) hydrogen-gass til å ligge i området 3,8-4,4 kWh. I beregningene nedenfor er det benyttet et energiforbruk på 4,1 kWh/Nm³ H₂ produsert. Videre gir tettheten for hydrogen at 1 kg H₂ tilsvarer 11,126 Nm³. Dette betyr at 200 kg hydrogen pr. dag tilsvarer:

$$200 \text{ kg/dag} * 11,126 \text{ Nm}^3/\text{kg} = 2\,225,2 \text{ Nm}^3/\text{dag}$$

Med et energiforbruk på 4,1 kWh/Nm³ utgjør dette:

$$4,1 \text{ kWh/Nm}^3 * 2\,225,2 \text{ Nm}^3/\text{dag} = 9\,123,32 \text{ kWh/dag}$$

Totalt over ett år blir det:

$$9\,123,32 \text{ kWh/dag} * 365 \text{ dager} = 3\,330\,011,8 \text{ kWh} \approx 3,3 \text{ GWh}$$

Med ordinær elavgift ville den årlige elavgiften utgjort:

$$3\,330\,011,8 \text{ kWh} * 0,16 \text{ NOK/kWh} = 532\,801,89 \text{ NOK}$$

Med redusert sats blir den årlige elavgiften i dette tilfelle:

$$3\,330\,011,8 \text{ kWh} * 0,0048 \text{ NOK/kWh} = 15\,984,06 \text{ NOK}$$

Avgiftsfordelen blir dermed:

$$532\,801,89 \text{ NOK} - 15\,984,06 \text{ NOK} = 516\,817,83 \text{ NOK/år ved full drift.}$$

⁵³ Se Case #4 – Hydrogenproduksjon fra solkraft.

⁵⁴ <http://nelhydrogen.com/product/h2-station-car-200/>

⁵⁵ <http://nelhydrogen.com/product/a-range/>

Elavgiften som del av energikostnaden

I eksempelet med hydrogenproduksjonen ved hydrogenstasjonen på Kjørbo utgjør dermed avgiftsfordelen ved full drift ca. 0,5 MNOK/år. Det er nyttig å se dette opp mot de totale strømkostnadene ved en slik hydrogenstasjon. I tillegg til elektrolyseren trenger stasjonen strøm til komprimering, som man kan anta ikke får avgiftsfritak, med mindre hele stasjonen avregnes under ett.

Som en tommelfingerregel kan man si at det kreves omkring 3 kWh/kg hydrogen til komprimering. Altså går det med $3 \text{ kWh/kg} \cdot 200 \text{ kg/dag} = 600 \text{ kWh/dag}$ i tillegg til elektrolyseforbruket på 9 123,32 kWh/dag, totalt 9 723,32 kWh/dag. Det månedlige forbruket blir da $9\,723,32 \text{ kWh/dag} \cdot 30 \text{ dager} = \text{ca. } 292 \text{ MWh}$. Årlig tilsvarer dette ca. 3,5 GWh.

Regner man at hydrogenproduksjonen spres gjennom døgnet over ca. 20 timer, blir effekten 486 kW. For enkelhets skyld kan man derfor anta en maksimaleffekt på 500 kW.

Om man videre tar utgangspunkt i Hafslunds vilkår for bedriftskunder i høyspentnettet (månedlig fastkostnader, NOK/kW/mnd osv.⁵⁶) med en gjennomsnittlig kraftpris på 30 øre/kWh, og antatt maksimal effekt på 500 kW, blir de totale energikostnadene (eks. mva. og elavgift) ca. 1,37 MNOK gjennom et år. Med tillegg på redusert avgift for elektrolysen, og full avgift for komprimering blir totalkostnaden for strømmen til hydrogenproduksjon 1,42 MNOK. Med ordinær avgift ville energikostnaden vært nærmere 2 MNOK, slik at redusert elavgift for elektrolyse til hydrogenstasjoner vil redusere energikostnaden med omtrent 25 % i et modent marked.

Lav elavgift på hydrogenproduksjon reduserer energikostnaden med 25 %.

Energipris og energieffektivitet

Ut fra disse tallene kan vi også se at energikostnaden pr. kg hydrogen er ca. 20 NOK/kg. Den vil bli høyere om årlig produksjon er lavere, fordi effekttariffene og faste kostnader vil utgjøre en større del av energikostnaden.

Vi kan også lese at nett-til-hjul-effektivitet (*wall-to-wheel*) for en hydrogenbil (gitt at bilen kjører ca. 100 km/kg) vil være:

$$9\,723,32 \text{ kWh} / 200 \text{ kg} \cdot 1 \text{ kg} / 100 \text{ km} = \underline{486 \text{ Wh/km}}.$$

Det er da regnet en energieffektivitet i elektrolyseren som er midt mellom øvre og nedre oppgitte grense fra leverandøren.

⁵⁶ https://www.hafslundnett.no/priser/priser_nettleie/12283

The Blue Move for a Green Economy

*Mulighetsstudie for
produksjon, industri, lagring og distribusjon av hydrogen*

Versjon 2

2018

Rapport KL-2017-01-BM-V2

