

# Hydrogenproduksjon fra sol med lagring i metallhydrider

Viljar Isdal  
Sebastian Sorteberg

Bacheloroppgave i Energiteknologi  
Bergen, Norge 2023







## Hydrogenproduksjon fra sol med lagring i metallhydrider

Viljar Isdal  
Sebastian Sorteberg

Institutt for Maskin- og Marinfag  
Høgskulen på Vestlandet  
NO-5063 Bergen, Norge

Høgskulen på Vestlandet  
Fakultet for Ingeniør- og Naturvitskap  
Institutt for maskin- og marinfag  
Inndalsveien 28  
NO-5063 Bergen, Norge

Omslag fotografi © Norbert Lümmer

English title: Solar hydrogen production with metal hydride storage

Forfattere, studentnummer: Viljar Isdal, h594609  
Sebastian Sorteberg, h594598

Studieprogram:	Energiteknologi
Dato:	Mai 2023
Rapportnummer:	IMM 2023-M72
Veileder ved HVL:	Jonathan Økland Torstensen
Oppdragsgiver:	Greenstat
Oppdragsgivers referanse:	Juni Marie Lerøy Schaefer
Antall filer levert digitalt:	2

## Forord

Denne oppgaven markerer slutten på et lærerikt og spennende bachelorløp i Energiteknologi ved Institutt for Maskin- og Marinfag (IMM) ved Høgskulen på Vestlandet (HVL). Oppgaven er et resultat som gjenspeiler kunnskap opparbeidet gjennom tre år som studenter ved HVL. Begge gruppe-medlemmene valgte hydrogenteknologi som valgfag ved femte semester hvor metallhydrider ble introdusert. Etter samtaler med Greenstat ble interessen for metallhydrider enda større. Det ble derfor valgt å skrive en oppgave som avdekker om hydrogenproduksjon og metallhydrider kan erstatte et diesellaggregat for å gjøre en turisthytte selvforsynt med fornybar og utslippsfri energi.

Vi ønsker først å takke vår interne veileder Jonathan Økland Torstensen, og Juni Marie Lerøy Schaefer, vår eksterne veileder fra Greenstat. Dere har gitt oss glimrende veiledning underveis i oppgaveskrivingen. Vi setter stor pris på all den tid dere har brukt på å gi konstruktiv kritikk, herav både fritid og arbeidstid. Hver gang vi har stilt spørsmål eller møtt på utfordringer har dere alltid vært raske til å svare og tilby hjelp. Dere har holdt oss på rett spor og motivert oss på vei mot mål. Med deres veiledning er det blitt produsert en oppgave som gruppen er stolte av å presentere.

Vi ønsker også å takke Hallvard Benum - energisystemingeniør ved Kongsberg Kommunale Eiendom, hydrogenekspert Roman Denys fra HYSTORSYS, Stavanger turistforening og Sjur Narten Christiansen fra Kverneland Energi for all den tid, kunnskap og informasjonen som dere har delt med oss i løpet av oppgaveskrivingen. Kverneland Energi og DNT har gitt tilgang på energidata og informasjon fra Stranddalen turisthytte. Takk for gode svar på alle spørsmål som ble sendt

Hallvard har blant annet gitt oss informasjon og detaljer knyttet til hydrogenanlegget ved Vestside Ungdomsskole i Kongsberg som har vært en verdifull forbindelse med design og dimensjonering av vårt system.

Roman har med sin ekspertise på hydrogen og metallhydrider bidratt med kunnskap og informasjon som har vært svært nyttig i oppgaveskrivingen. Blant annet tilgang på rapporter, spørsmål over epost og intervju over Teams. Du har gjort arbeidet med å opparbeide seg kunnskap rundt metallhydrider vesentlig lettere og mer interessant enn det ville vært på egenhånd.

Avslutningsvis rettes det en takk til hverandre for godt samarbeid, stå på vilje og alt i alt en meget positiv og lærerik opplevelse fra start til slutt på denne oppgaven.

# GREENSTAT

## Sammendrag

Denne bacheloroppgaven vil avdekke om hydrogenproduksjon og metallhydrider (MH) kan erstatte et dieselaggregat for å gjøre en turisthytte selvforsynt med fornybar og utslippsfri energi. Stranddalen turisthytte ble valgt som utgangspunkt for oppgaven ettersom hytten benytter seg av dieselaggregat, solcellepaneler og batteri for å dekke hyttens energibehov.

Med en kombinasjon av estimater og faktiske data for brukstid, energiforbruk og energiproduksjon simuleres ett oppsett der grønn hydrogen produseres av en elektrolysør, forsynt med elektrisitet fra solceller. Hydrogenet lagres så ved hjelp av metallhydrider for senere bruk gjennom en brenselcelle.

Metallhydrider vurderes som et reelt alternativ for sesonglagring av hydrogen i nærheten av områder med varig opphold av personer så lenge en gjennomfører sikkerhetstiltakene som blir presentert senere i oppgaven. Kort oppsummert er fordelene lavt trykk under lagring, lavt vedlikeholdsbehov, lang levetid og minimal eksplosjonsfare.

For å gjøre turisthytten utslippsfri er det nødvendig å øke den fornybare energiproduksjonen. Resultatene viser at Stranddalen turisthytte kan bli selvforsynt med fornybar energi dersom den installerte effekten på solcellepanelene økes fra 45 kWp (kiloWattpeak) til 70,9 kWp i kombinasjon med installering av elektrolysør, brenselcelle og et MH-hydrogenlager på 252 kg. Den totale investeringskostnaden for et slikt system ble estimert til 12,828 millioner NOK. Selve MH-lagringssystemet hadde en estimert kostnad på 10,475 millioner NOK. Ved å benytte den nedre brennverdien til hydrogen og en elektrisk virkningsgrad på 42,9 % for brenselcellen finner en at MH-lageret på 252 kg kan lagre 3603 elektriske kilowattimer (kWhe). Noe som gir en spesifikk lagringskostnad på 2907 NOK/kWhe.





## Abstract

This bachelor's thesis addresses whether hydrogen production and metal hydrides (MH) can replace a diesel generator in order for a mountain lodge to become self-sufficient with renewable and emission-free energy. Stranddalen mountain lodge in Norway was chosen as the reference location as the lodge currently has implemented use of a diesel generator, solar panels, and batteries in the energy supply.

Using a combination of estimates and actual data for time of operation, energy consumption and energy production, a new energy system was designed. The system will produce green hydrogen from water-electrolysis from solar energy. The hydrogen is then accumulated in a MH-storage for later use through a fuel cell.

Metal hydrides are considered a viable option for seasonal storage of hydrogen in areas with seasonal residence assuming the presented safety measures are implemented. In short, the advantages are low pressure during storage, low maintenance requirements, long service life and minimal risk of explosion.

For the lodge to become emission-free with the proposed energy system, it is necessary to increase the renewable energy production. The results show that Stranddalen mountain lodge can become self-sufficient with renewable energy if the installed capacity of the solar panels is increased from 45 kWp (kiloWattpeak) to 70.9 kWp in combination with the installation of an electrolyser, fuel cell and a MH-storage with a hydrogen capacity of 252 kg. The total cost of investment for the system was estimated at NOK 12,828 million. The MH-storage system itself had an estimated cost of NOK 10,475 million. Using the lower heating value of hydrogen and an electrical efficiency of 42.9% for the fuel cell, it is concluded that a MH-storage with a hydrogen capacity of 252 kg can store 3603 electric kilowatt hours (kWhe). This gives a specific storage cost of 2907 NOK/kWhe.



## Innhold

Forord.....	V
Sammendrag.....	VII
Abstract .....	IX
Nomenklatur.....	XV
1. Innledning .....	1
2. Teori.....	3
2.1 Hydrogen som energibærer.....	3
2.2 Elektrolyse.....	5
2.2.1 PEM.....	6
2.2.2 Alkalisk .....	7
2.3 Brenselceller.....	8
2.3.1 PEM.....	8
2.4 Lagring av hydrogen.....	9
2.4.1 Risiko ved hydrogen, lover og retningslinjer .....	9
2.4.2 Komprimert hydrogen .....	10
2.4.3 Flytende hydrogen .....	10
2.4.4 Metallhydrider .....	10
2.4.5 Materialer i metallhydrider .....	12
2.4.6 Sammenligning av lagringsformer.....	15
3. Metode og framgangsmåte .....	16
3.1 Strukturering av arbeidet .....	16
3.2 Valg av hytte og innhenting av informasjon .....	17
3.3 Innhenting av informasjon.....	17

3.4	Verktøy for løsning av oppgaven.....	18
3.5	Formler for løsning av oppgave.....	18
3.5.1	Solcellepanel, inverter, batteri. ....	19
3.5.2	Elektrolyser .....	19
3.5.3	Brenselcelle .....	20
3.5.4	Metallhydrid virkningsgrad .....	20
3.5.5	Systemvirkningsgrad .....	21
3.5.6	Dieselforbruk og CO <sub>2</sub> - utslipp fra eksisterende energiproduksjon.....	22
4.	Relevante metallhydrid-prosjekter.....	23
4.1	GKN Hydrogen .....	23
4.2	HYSTORSYS.....	23
4.3	Vestsiden ungdomsskole i Kongsberg .....	23
4.3.1	HYSTORSYS MH-lagringssystem.....	24
5.	Resultater og analyse.....	28
5.1	Valg av hytte .....	28
5.1.1	Stranddalen turisthytte.....	29
5.2	Analyse av dagens system: diesel, solceller og batteri.....	33
5.2.1	Forbruk og produksjonsdata .....	34
5.2.2	Dieselforbruk og CO <sub>2</sub> utslipp.....	36
5.3	Estimere energiproduksjon for et helt år.....	37
5.3.1	Estimater fra Kverneland Energi.....	37
5.3.2	Estimater fra PVGIS .....	39
5.3.3	Solceller, batteri og hydrogen.....	41
5.4	Valg av elektrolyser, brenselcelle og metallhydrid.....	43

5.4.1	Valg av metallhydrid .....	43
5.5	Optimalisering av energisystemet.....	44
5.5.1	Nullsystem.....	45
5.5.2	Konsekvensen av å underdimensjonere PV-anlegget.....	46
5.5.3	Konsekvensen av å overdimensjonere PV-anlegget.....	47
5.5.4	Dimensjonering av hydrogenlageret .....	47
5.5.5	Dimensjonering av elektrolyser og brenselcelle .....	48
5.5.6	Varmeberegninger .....	48
5.5.7	Risiko og forebygging .....	49
5.6	Det endelige energisystemet .....	52
5.7	Minimumkostnader.....	53
6.	Diskusjon av resultater .....	55
6.1	Reduksjon av energiforbruk .....	55
6.2	Oppskalering av batteri istedenfor hydrogen? .....	56
6.3	Feilkilder og usikkerheter i energidata.....	56
6.4	Lønnsomhet.....	57
6.4.1	Samspill mellom energiforbruk og energiproduksjon .....	58
6.4.2	Utslipp og dieselbruk .....	59
6.4.3	Sammenlikning mellom lagringsmetoder som kan benyttes på Stranddalen.....	59
6.4.4	Vindturbin .....	60
6.4.5	Videre arbeid .....	60
7.	Konklusjon .....	61
8.	Referanser .....	62
	Formelliste .....	65

Figurliste .....	66
Liste over Tabeller .....	69
Vedlegg.....	70

## Nomenklatur

<b>Forkortelse / Symbol</b>	<b>Forklaring</b>
<i>AC</i>	<i>Alternating current / Vekselstrøm</i>
<i>AEM</i>	<i>Anion exchange membrane</i>
<i>CCS</i>	<i>Carbon capture and storage</i>
<i>CH<sub>2</sub></i>	<i>Komprimert hydrogen</i>
<i>CO</i>	<i>Karbonmonoksid</i>
<i>CO<sub>2</sub></i>	<i>Karbondioksid</i>
<i>COP</i>	<i>Coefficient of performance</i>
<i>DC</i>	<i>Direct current / likestrøm</i>
<i>ESP</i>	<i>Emergency power / Nød-strømforsyning</i>
<i>H<sub>2</sub>O</i>	<i>Vann</i>
<i>HHV</i>	<i>Higher heating value / Øvre brennverdi</i>
<i>kWe</i>	<i>Benevning for elektrisk effekt i kilowatt</i>
<i>kWhe</i>	<i>Elektrisk kilwatttime</i>
<i>kWp</i>	<i>kiloWatt peak</i>
<i>LH<sub>2</sub></i>	<i>Flytende hydrogen</i>
<i>LHV</i>	<i>Lower heating value / Nedre brennverdi</i>
<i>MH</i>	<i>Metallhydrid</i>
<i>N<sub>2</sub></i>	<i>Nitrogen</i>
<i>NH<sub>3</sub></i>	<i>Ammoniakk</i>
<i>Nl</i>	<i>Normalliter</i>
<i>O<sub>2</sub></i>	<i>Oksygen</i>
<i>P<sub>abs</sub></i>	<i>Absorpsjonstrykk</i>
<i>P<sub>des</sub></i>	<i>Desorpsjonstrykk</i>
<i>PEM</i>	<i>Proton exchange membrane</i>
<i>PRP</i>	<i>Primary power / Primærkraft</i>
<i>PV</i>	<i>Photovoltaic / Fotovoltaisk</i>
<i>SOFC</i>	<i>Solide oxide fuel cell</i>
<i>STP</i>	<i>Standard trykk og temperatur</i>
<i>Wt%</i>	<i>Masseprosent</i>





## 1. Innledning

På global basis er det et økende behov for energi i både Industrielle- og utviklingsland [1]. Tilgang på fornybar og utslippsfri energi er derfor spesielt viktig. FNs bærekraftsmål nummer 7 handler blant annet om at alle skal ha tilgang til pålitelig, bærekraftig og moderne energi til en overkommelig pris [2]. Noe som også henger sammen med bærekraftsmål nummer 13 som handler om å stoppe klimaendringene. I et forsøk på å bremse klimaendringene er det viktig å benytte fornybare energikilder i størst mulig grad. I dag står fornybar energi for rundt 17% av det totale energiforbruket i verden ifølge FN [2]. Det er altså en generell utfordring å være 100% selvforsynt med fornybar energi. I Norge gjelder dette spesielt for hytter som ligger avsidesliggende til der en tilkobling til strømmettet er kostbart, eller rett og slett ikke mulig.

Bruken av solcellepanel for å produsere fornybar elektrisitet har sett en skarp økning de siste årene. I løpet av 2022 ble det i Norge registrert solcellepanel med en samlet effekt på 153 MW mot 43 MW i 2021 [3]. Det er også mulig å montere mindre vindturbiner, men dette er ikke like utbredt. Utfordringen med fornybare energikilder som sol og vind er at produksjonen ikke er regulert, noe som fører til at tidspunkt for produksjon og forbruk ofte ikke samsvarer. Det kan til en viss grad løses ved hjelp av batterier, men for sesonglagring vil det fort bli ugunstig ettersom de fleste elektrokjemiske batterier lades ut over tid. Den lave volumetriske energitettheten til batterier gjør også at det kreves store volum og arealer dersom energi skal sesonglagres. Som resultat blir en ofte avhengig av et aggregat som går på fossilt drivstoff med utslipp av klimagasser, noe som ikke samsvarer med utviklingen mot et utslippsfritt samfunn. Et alternativ er derfor å produsere hydrogen når energiproduksjonen er større enn energiforbruket. På den måten kan en regulere, lagre og sikre energiforsyningen samtidig som en kan eliminere klimagassutslipp fra energiproduksjonen.

Hydrogen er en energibærer, som sammenlignet med diesel har relativt lav volumetrisk energitetthet under atmosfæriske forhold. Derfor er det vanlig at hydrogenet blir satt under høyt trykk, typisk rundt 300-700 bar. Trykksettingen har derimot noen negative konsekvenser. Den er i seg selv energikrevende, noe som reduserer systemvirkningsgraden. Lagring under høyt trykk vil også øke tekniske krav og kostnader til nesten alle ledd i hydrogenproduksjonen sammenlignet med lagring under atmosfæriske trykk. Generelle farer og risikoer som knyttes til et hydrogenanlegg vil også øke ved høy trykksetting.

Lagring som flytende hydrogen ( $\text{LH}_2$ ) eller ammoniakk ( $\text{NH}_3$ ) er to andre metoder som også er mulig, men som anses som uegnet for småskala langtidslagring i nærheten av bebyggelse. Nedkjølingen av hydrogen til flytende tilstand er energikrevende som følge av at kokepunktet til hydrogen er ved  $-253^\circ\text{C}$  [4]. Et energiforbruk på 12-15 kWh/kg med  $\text{LH}_2$  som produseres er vanlig [5]. Flytende hydrogen må

også lagres i spesielle tanker som settes under vakuum for å minimere varmeoverføring fra omgivelsene til hydrogenet. En kryptank har likevel et daglig hydrogenavkok som følge av varmeoverføring fra omgivelsene. Linde oppgir som eksempel et daglig hydrogenavkok på 0,5 % til 1 % på sine tanker. [6]

Lagring som ammoniakk ( $\text{NH}_3$ ) er teknisk sett en mulighet, men denne kjemiske lagringsmetoden har noen grunnleggende ulemper. I tillegg til å klassifiseres som miljøfarlig, giftig og korroderende, har ammoniakk en stikkende og kraftig lukt som kan oppleves ubehagelig selv i små konsentrasjoner på 1-50 ppm [7]. Konsentrasjoner på 500 ppm kan gi varig øyeskade og konsentrasjoner rundt 3000 ppm er livstruende.

Hydrogen som lagres i metallhydrider (MH) har derimot mange fordeler over lagringsmetoder som  $\text{CH}_4$ ,  $\text{LH}_2$  og ammoniakk. Ved hjelp av metallhydrider kan hydrogen lagres ved lave trykk uten behov for kompressorer, samtidig som den volumetriske energitettheten er i nærheten av energitettheten til  $\text{LH}_2$  som er på rundt  $71 \text{ kg.H}_2/\text{m}^3$  [8]. Metallhydrider har også liten sannsynlighet for lekkasje ettersom mesteparten av hydrogenet er kjemisk bundet til metallhydridene. Metallhydrider opplever heller ikke noe nevneverdig kapasitetstap over tid. Dermed kan metallhydrider være et godt alternativ for sesonglagring av hydrogen.

Denne rapporten vil derfor undersøke metallhydrider som en alternativ lagringsmetode for hydrogen. Med utgangspunkt i en turisthytte med faktiske data for brukstid, energiforbruk og energiproduksjon simuleres ett oppsett der grønn hydrogen produseres av en elektrolyser som forsynes med elektrisitet fra solceller. Hydrogenet lagres så ved hjelp av metallhydrider for senere bruk gjennom en brenselcelle. Det overordnede målet med oppgaven vil være å avdekke om hydrogenproduksjon og metallhydrider kan erstatte et dieselaggregat for å gjøre en turisthytte selvforsynt med fornybar og utslippsfri energi.

Videre kan oppgaven deles opp i følgende delmål:

- Velge hytte og analysere det eksisterende energisystemet på et overordnet nivå.
- Estimere energiproduksjonen for et helt år.
- Undersøke kommersielle MH-prosjekter for å finne elektrolyser, brenselcelle og metallhydrider til det nye utslippsfrie energisystemet.
- Dimensjonere ett utslippsfritt energisystem, og verifisere at systemet er selvforsynt når hydrogenproduksjon og MH-lager implementeres.
- Bestemme nødvendig størrelse på elektrolyser, brenselcelle og hydrogenlager.
- Beskrive omtrentlig kostnad knyttet til implementering av det fornybare energisystemet.
- Beskrive hvilke sikkerhetstiltak som anbefales for tilsvarende MH-systemer.

## 2. Teori

Teoridelen har som mål å gi leser en grunnleggende beskrivelse av prinsippene og teknologien oppgaven omfatter. Blant annet beskrive egenskapene til hydrogen samt hvordan relaterte teknologier fungerer. Herav elektrolyser, brenselceller og lagring av hydrogen. Det legges mest vekt på å gi leseren en forståelse av hovedkomponentene som brukes i det undersøkte systemet slik at det vil være mulig å forstå hvordan systemet fungerer på en best mulig måte.

### 2.1 Hydrogen som energibærer

Hydrogen er det vanligste grunnstoffet som eksisterer og utgjør 90 % av alle atomer i universet [4]. Hydrogen har en øvre brennverdi (HHV) tilsvarende 141,8 MJ/kg. Den nedre brennverdien (LHV) oppgis til 120MJ/kg [9]. Forskjellen i brennverdi baserer seg på en forskjell i antatt eksostemperatur. I kWh tilsvarer dette henholdsvis 39,39 kWh/kg og 33,33 kWh/kg. Diesel har til sammenligning en nedre brennverdi på 11,97 kWh/kg [10]. Hydrogen har en volumetrisk energitetthet på 0,089 kg/m<sup>3</sup> ved 0°C og 1 bar, noe som er vesentlig lavere enn diesel. Den lave volumetriske energitettheten er hovedårsaken til at lagring av hydrogen krever komprimering eller nedkjøles til væskeform.

Produksjon av hydrogen har også en grunnleggende utfordring; Hydrogen er nesten alltid kjemisk bundet til et annet stoff og derfor ikke er fritt tilgjengelig på egenhånd. Med unntak av noen få hydrogenbrønner i Brasil, Mali og Russland [11] er mesteparten av hydrogenet bundet i vann (H<sub>2</sub>O), proteiner, karbonforbindelser (f. eks hydrokarboner, proteiner og alkoholer) og fettsyrer.

I vann er hydrogen bundet med oksygen som H<sub>2</sub>O. Elektrolyse av vann er en metode for å fremstille hydrogen, som kan ha nullutslipp av karbondioksid (CO<sub>2</sub>) når elektrolysen utføres ved hjelp av fornybare energikilder som sol og vind. I elektrolysen omdannes vann til hydrogen og oksygen ved hjelp av en elektrolyser. Hydrogenet fungerer som en energibærer og kan benyttes i en brenselcelle for å hente ut energi i form av elektrisitet og varme ved behov.

Når hydrogen produseres blir den tildelt en teoretisk farge avhengig av hvordan den blir produsert og hvilke energikilder som blir benyttet. Hydrogenet som produseres kan i hovedsak deles inn i tre hovedtyper; grått, blått eller grønt hydrogen. Grått hydrogen kjennetegnes ved at den produseres fra fossile energikilder som kull, olje eller naturgass[12]. Grått hydrogen er den billigste produksjonsmetoden av de tre. Den er også den minst miljøvennlige ettersom grått hydrogen slipper ut klimagasser som CO<sub>2</sub> under hydrogenproduksjonen. Blått hydrogen produseres også av kull, olje og naturgass. Forskjellen er at blå hydrogenproduksjon fanger opp den mengden CO<sub>2</sub> som vanligvis ville blitt sluppet ut i atmosfæren. På den måten blir utslipp av CO<sub>2</sub> unngått. CCS (carbon capture and storage) er en metode for å forhindre CO<sub>2</sub>-utslipp fra produksjonen [13]. Ved CCS brukes primært geologisk

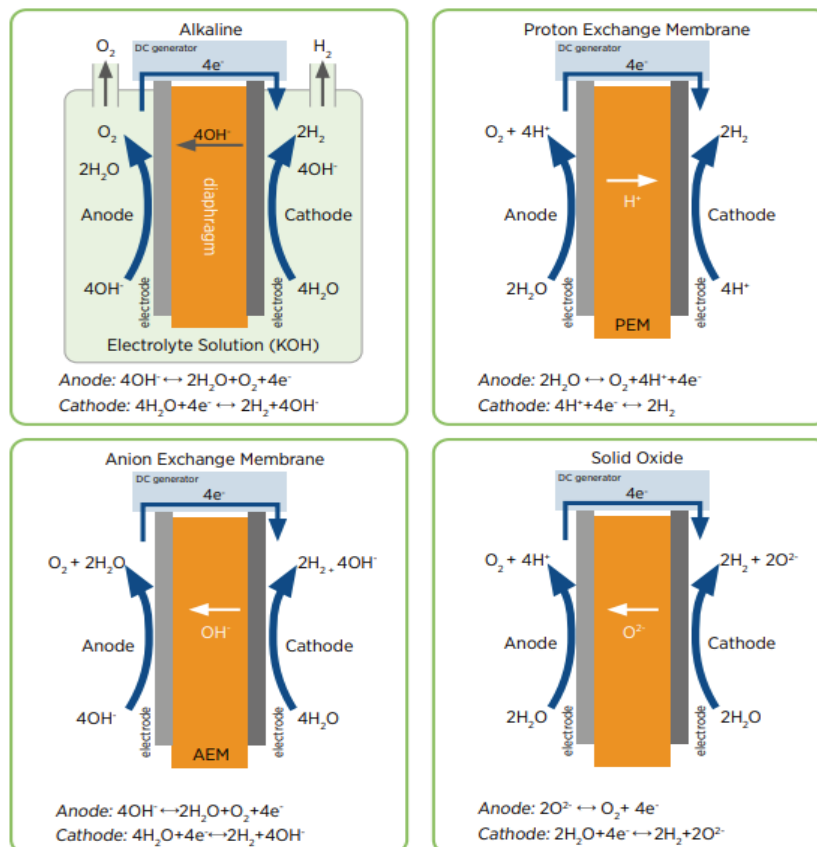
lagring. Eksempelvis under havbunnen og kontinentalsokkelen. Karbonfangst egner seg best for storskala hydrogenproduksjon. Grønt hydrogen produseres fra fornybare energikilder som vann, vind og sol. Grønn hydrogenproduksjon medfører dermed ikke direkte utslipp av klimagasser.

Hydrogen kan være en viktig del av fremtidens fornybare energikretsløp. En nøkkelegenskap til hydrogen som energibærer er at den ikke inneholder karbon. Ved grønn hydrogenproduksjon kan hydrogen benyttes som energibærer uten utslipp av CO<sub>2</sub>. Kostnadseffektivisering av produksjons- og lagringsmetoder er derimot avgjørende for å akselerere bruken av hydrogen i industri, bygg, transport og maritim sektor [14]. Konkurransedyktig pris på hydrogen sammenlignet med kommersielle drivstoff vil også bidra til å fremme hydrogen som energibærer og skape en verdikjede. Ulike metoder for lagring og produksjon av hydrogen, har ulike fordeler og ulemper. Det er varierende hvilke metoder som benyttes for lagring avhengig av hva hydrogenet skal benyttes til og hvilke forutsetninger som ligger til rette.

## 2.2 Elektrolyse

Elektrolyse kan kort forklares på følgende måte: «Energien som er lagret i hydrogengass ligger enkelt forklart i elektronene hydrogenatomene deler. Elektronene kan tilføres gjennom elektrolyse, hvor elektrisitet blir ledet gjennom vann via to elektroder, som fører til at vannmolekylene splittes i hydrogengass og oksyngass» [15]. Det finnes hovedsakelig fire forskjellige teknologier for vannelektrolyse. Herav PEM (Proton Exchange Membrane/ Polymer electrolyte membrane), alkalisk, AEM (Anion exchange membrane) og SOEC (Solide oxide electrolyzer cell) [16]. Teknologiene skilles på bakgrunn av valg av elektrolytt og temperaturområdet som de opererer innenfor. Figur 1 viser en sammenligning av de fire elektrolysecellene som er kommersielt tilgjengelig.

Det grunnleggende prinsippet til elektrolyse består av to elektroder som er adskilt av en elektrolytt. Elektrolytten er ansvarlig for å frakte anionene og kationene som genereres fra en elektrode til en annen. I den alkaliske typen benyttes ofte en flytende løsning som inneholder Kaliumhydroksid (KOH). For PEM, AEM og SOEC benyttes en fast elektrolytt for å transportere ioner mellom elektrodene.

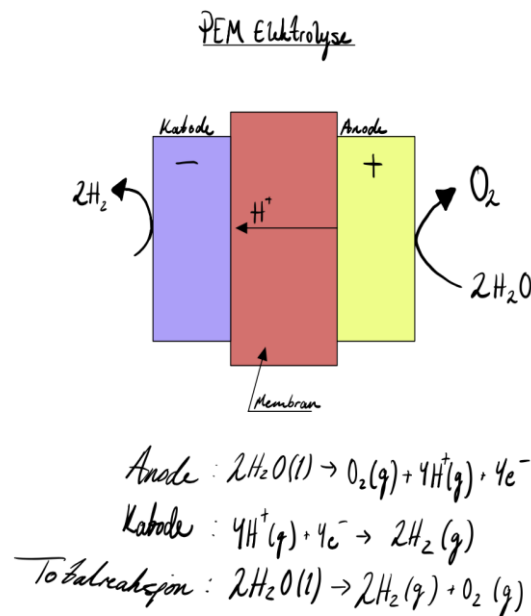


Figur 1 - Oversikt over reaksjonsligninger til ulike elektrolyser-teknologier.

Figuren er konstruert av IRENA.

### 2.2.1 PEM

I en PEM-elektrolysør brukes elektrisk energi til å splitte vann til hydrogen og oksygen. Kort oppsummert består PEM-elektrolysøren av en anode, katode og protonutvekslingsmembran[17]. Anoden er vanligvis laget av et edelmetall, som platina eller iridium, som katalyserer oksidasjonen av vann for å produsere oksygen og protoner. Katoden er vanligvis laget av et overgangsmetall som nikkel eller kobolt som katalyserer reduksjonen av protoner for å produsere hydrogengass. Reaksjonene i en PEM – elektrolysør er vist ved figur 2.



Figur 2 - PEM Elektrolyse med reaksjonslikninger, tegnet selv.

Protonutvekslingsmembranen er vanligvis laget av en perfluorert sulfonsyrepolymer som muliggjør transport av protoner over membranen samtidig som transporten av elektroner blokkeres. [18]

PEM-elektrolysørens teknologi for produksjon av hydrogen har flere fordeler. Blant annet høy effektivitet, rask responstid og lav driftstemperatur mellom 50°C til 80°C[16]. Den raske responstiden til PEM-elektrolysøren skyldes lav motstand i den protonledende membranen, som muliggjør rask protontransport over membranen. Dette reduserer risikoen for termisk nedbrytning og øker holdbarheten til membranen. Virkningsgraden til en elektrolysøren er ofte mellom 40-66% (LHV) [16]

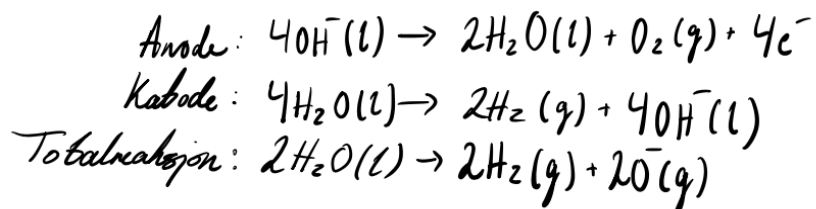
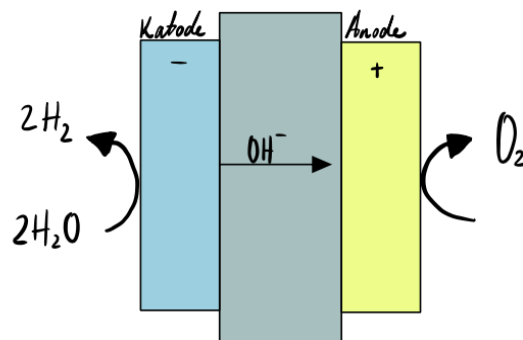
PEM-elektrolyse har flere bruksområder. Blant annet produksjon av hydrogen til brenselcellekjøretøyer, industrielle applikasjoner og energilagring. En grunnleggende ulempe med PEM-elektrolysører er at de ofte krever bruk av edle metaller som platinum og iridium. Dette bidrar til å øke kostnader og redusere tilgjengeligheten[19]. En PEM-elektrolysør er vanligvis 50-60 % dyrere enn en tilsvarende alkalisk elektrolysør i følge IRENA [16].

### 2.2.2 Alkalisk

Alkalisk elektrolyse anses ofte som mer moden en PEM elektrolyse, i tillegg er ofte prisen mer konkurransedyktig. Alkaliske elektrolysører er heller ikke like avhengig av edle metaller slik som PEM-elektrolysørene. Som elektrodemateriale er det ofte tilstrekkelig å bruke rustfritt-stål som er belagt med nikkel [16]. Som membran brukes ofte en mikroporøs struktur som tillater gjennomgang av hydroksidioner, men ikke oksygen og hydrogen. Alkalisk elektrolyse bruker som nevnt en KOH-elektrolyttløsning for å gjennomføre elektrolysen. Ved katoden reduseres vannmolekyler for å danne hydrogengass ( $H_2$ ) og hydroksidioner ( $OH^-$ ). Ved anoden oksideres hydroksidionene til vann ( $H_2O$ ) og oksygen (O<sub>2</sub>). [19]. Reaksjonen er illustrert av figur 3.

Typiske virkningsgrader for alkalisk elektrolyse er mellom 43-67% (LHV), med normal driftstemperatur mellom 70°C - 90°C [20].

### Alkalisk elektrolyse



Figur 3 - Alkalisk elektrolyse, tegnet selv.

## 2.3 Brenselceller

Blant lavtemperatur brenselceller er det som med elektrolyse mest utbredt med PEM og Alkalisk. En brenselcelle snur prosessen som utføres ved elektrolyse. Brenselceller har flere fordeler sammenliknet med tradisjonelle fossile kraftkilder[21]. Blant annet høyere effektivitet i de fleste tilfeller, null eller nesten ingen utslipp av klimagasser og stillegående drift. Brenselceller som benytter hydrogen som drivstoff har kun utslipp av vann. De er også skalerbare og kan monteres i ulike stabler for å møte behovene til forskjellige applikasjoner.

Brenselceller har blitt brukt med suksess i ulike bruksområder innenfor transport og stasjonær kraftproduksjon. I transportsektoren tilbyr brenselcellekjøretøyer ofte lengre rekkevidde, raskere oppfylling og høyere energitetthet enn elektriske batteridrevende kjøretøyer. Ved stasjonær kraftproduksjon kan brenselceller brukes til distribuert kraftproduksjon, reservekraft og strømforsyning utenfor nettet. [22] Brenselceller er en voksende teknologi for å generere ren og effektiv kraft. Det er gjort betydelige fremskritt i utviklingen av brenselceller de siste tiårene. Det finnes flere eksisterende løsninger for brenselceller. De mest vanlige inkluderer PEM, SOFC og alkalisk. I denne oppgaven er det valgt å begrense seg til PEM brenselcelle ettersom denne er mest relevant for valgt problemstilling.

### 2.3.1 PEM

En PEM brenselcelle er en enhet som konverterer den kjemiske energien i hydrogenet til elektrisk energi og varme ved hjelp av en elektrokjemisk prosess. Driften av en PEM brenselcelle er basert på den samme elektrokjemiske reaksjonen mellom hydrogen og oksygen som brukes ved elektrolyse. Nå er det derimot hydrogengassen som oksideres for å produsere protoner ( $H^+$ ) og elektroner. Protonene migrerer gjennom membranen til katoden, mens elektronene føres til katoden via en ekstern krets som genererer elektrisk effekt [23]. Ved katoden tilføres oksyngass som reagerer med protonene og elektronene slik at vann produseres. Hovedkomponentene i en PEM brenselcelle inkluderer anode, katode, protonutvekslingsmembran, strømkollektorer og bipolare plater. Anoden og katoden består av elektroder belagt med en katalysator, ofte av platina som bidrar til å fremme den elektrokjemiske reaksjonen. Membranen tillater passering av protoner samtidig som den forhindrer blanding av hydrogen og oksyngasser. De bipolare platene skiller de individuelle brenselcellene i en stabel og gir kanaler for flyten av hydrogen, oksygen og kjølevæske.



## 2.4 Lagring av hydrogen

Kapittel 2.4 vil introdusere leser for tre ulike lagringsmetoder for hydrogen. Herav komprimert form, (CH<sub>2</sub>), flytende hydrogen (LH<sub>2</sub>) og metallhydrid, med fokus på sistnevnte. Leser vil også introduseres for grunnleggende sikkerhetsprinsipper som er viktig å være oppmerksom på når det gjelder lagring og produksjon av hydrogen.

### 2.4.1 Risiko ved hydrogen, lover og retningslinjer

Alle hydrogenanlegg bærer med seg en viss risiko. Hydrogen har noen spesielle egenskaper som en bør kjenne til. Blant annet[24]:

- 14 ganger lettere en atmosfærisk luft.
- Stiger 6 ganger raskere en naturgass.
- Luktløs, men ikke giftig.
- Kan antennes og eksplodere med en hydrogen/luft andel på 4 – 75%.
- Ekstremt lettantennelig. Har en minste antennelsesenergi tilsvarende 0,02 mJ.
- Negativ Joule-Thompson-effekt og tendens til å selvantenne av lekkasjer fra høyt trykk.

For hydrogen er det derfor viktig å ta sikkerhetsmessige hensyn. Storulykkeforskriften [25] stiller krav til godkjenning av fagmyndighet dersom en oppbevarer mer enn 5 tonn hydrogen. I Norge er det DSB som regulerer bruk og håndtering av brannfarlig, trykksatt og farlig gods, samt transport av disse. Hydrogen faller inn under denne kategorien. I følge DSB skal risiko knyttet til håndtering av farlig stoff vurderes, jfr. § 14 annet ledd [26]. Det skrives også at prioritering av tiltak med fordel kan gjøres ut fra følgende prioriterte liste:

1. Eliminere farer og uønskede hendelser.
2. Redusere sannsynligheten for uønskede hendelser.
3. Redusere konsekvensene av uønskede hendelser.

Videre skriver DSB at det skal gjennomføres tiltak for å redusere risikoen til et nivå som med rimelighet kan oppnås. Her kan det leses at; «*Forskriftens kriterium som med rimelighet kan oppnås*» gir uttrykk for et prinsipp (ALARP) hvor kostnader forbundet med reduksjon av risiko må sammenholdes med den sikkerhetsgevinst som kan oppnås. ALARP-prinsippet innebærer at risikoen skal reduseres så langt som praktisk mulig (As Low As Reasonably Practicable). Avgrensningpunktet vil ideelt sett være der hvor kostnadene forbundet med ytterligere fysiske eller organisatoriske tiltak for å redusere risikoen marginalt vil være urimelig store. I en slik risikovurdering må tiltak for å redusere risikoen for tap av liv og skade på helse ha prioritet.» [26]

#### 2.4.2 Komprimert hydrogen

Hydrogen i komprimert form ( $\text{CH}_2$ ) brukes for det meste i sammenheng med transport. Komprimert hydrogen fungerer under høyt trykk som drivstoff i biler ved 700 bar og i busser og lastebiler ved 350 bar. Ved å komprimere hydrogen kan det oppnås en tetthet på  $23 \text{ kg/m}^3$  hydrogen ved 350 bar og  $40 \text{ kg/m}^3$  eller mer ved 700 bar. Komprimering av hydrogen krever en energimengde på mellom 3-6 kWh/kg hydrogen. For å kunne komprimere hydrogen til disse stadiene trenger man hjelp av en kompressor. Lagring under høye trykk stiller også høye krav til lagringstankene. Tankene som oppbevarer hydrogenet må være produsert av metaller eller kompositter med egenskaper som forhindrer lekkasjer, hydrogensprøhet og tåler høyt trykk. Det høye trykket i tankene innebærer risiko og kan medføre til eksplosjoner ved lekkasje [27]. Dette er også en negativ side ved lagring av komprimert hydrogen siden det ikke er ønskelig å installere et lagringssystem som potensielt setter liv i fare ved ulykke.

#### 2.4.3 Flytende hydrogen

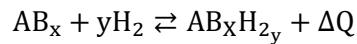
Lagring av flytende hydrogen ( $\text{LH}_2$ ) er mest relevant for store mengder og frakt over lange distanser. Den volumetriske energitettheten for flytende hydrogen er som nevnt i innledningen,  $71 \text{ kg/m}^3$  noe som tilsvarer  $2366 \text{ kWh/m}^3$  [8]. Flytende hydrogen er derimot energikrevende å produsere. Det krever fra 12-15 kWh/kg hydrogen som blir produsert. Grunnen til det høye energibehovet er kokepunktet til hydrogen på  $-253^\circ\text{C}$ . [28]. Hydrogenet må etter nedkjøling lagres i kryptanker for å beholde den lave temperaturen. En åpenbar ulempe med flytende hydrogen er derfor at det ikke egner seg til et system som skal oppbevare hydrogen over lengere tid, men heller kan brukes i et system som er i kontinuerlig bruk. Slik situasjonen er i dag må  $\text{LH}_2$  transporteres fra utlandet dersom det skal brukes. Norge har ingen produsenter av  $\text{LH}_2$ . Prosjekter som bruker  $\text{LH}_2$  vil derfor være avhengig av transport som øker kostnaden av å bruke det som energibærer.

#### 2.4.4 Metallhydrider

Teorien for metallhydrider er hentet fra en rapport utarbeidet av HYSTORSYS [29]. I tillegg ble det mottatt informasjon via epost og intervju over teams. Denne oppgaven benytter videre metallhydrider undersøkt av HYSTORSYS for bruk på Vestsiden ungdomsskole.

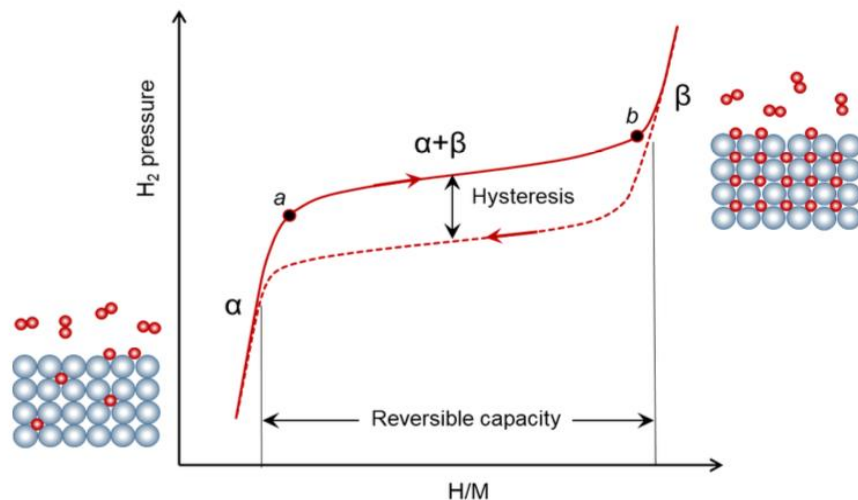
Lagring av hydrogen ved hjelp av metallhydrid skiller seg ut fra andre lagringsmetoder fordi metallhydrider ikke er avhengig av høyt trykk eller lave temperaturer slik som komprimert og flytende lagring. Dannelsen av metallhydrid er en reversibel eksoterm prosess der metallet absorberer hydrogen samtidig som varme frigjøres. Frigjøring av hydrogen fra metallhydridene er en endotermisk prosess som krever varmeenergi. Lagring av hydrogen i metallhydrid handler om å utnytte den kjemiske reversible prosessen der et metall kan absorbere og desorbere hydrogen. Denne reaksjonen kan forklares av formel 1.

Formel 1 – Reaksjonslikning for metallhydrider



I formel 1 representerer A et innskuddsmetall som former et stabilt hydrid, eksempelvis Titan (Ti) eller Zirkonium (Zr). B representerer et innskuddsmetall som ikke former et stabilt hydrid, eksempelvis Mangan (Mn), Krom (Cr), Jern (Fe), Kobolt (Co) eller Nikkel (Ni).  $\Delta Q$  representerer nødvendig reaksjonsvarme for å absorbere eller frigjøre hydrogen fra metallhydridene.

En PCT-kurve kan beskrive de termodynamiske egenskapene til et metallhydrid. Figur 4 viser en typisk PCT-kurve for et intermetallisk metallhydrid. Et intermetallisk metallhydrid karakteriseres ved at hydrogen kan oppta de interstitielle hulrommene mellom metallatomene og bindes kjemisk til metallet. Figur 4 beskriver hvordan hydrogentrykket i en lukket beholder med metallhydrider vil variere ved konstant temperatur og økende andel hydrogen. Den vertikale akselen beskriver hydrogentrykket mens den horisontale akselen beskriver andel hydrogen i forhold til metall, forkortet med H/M. Den faste linjen beskriver trykkøkningen ved absorpsjon. Den stiplede linjen beskriver trykkreduksjonen ved desorpsjon.



Figur 4 - PCT kurve for hydrogen absorpsjon (fast linje) og desorpsjon (stiplet linje). Figuren er gjengitt med tillatelse fra HYSTORSYS.

Videre beskriver kurven på figur 4 de tre ulike fasene som oppstår ettersom andelen hydrogen økes. Ved begynnelsen av absorpsjonskurven vil  $\alpha$ -fasen representere et irreversibelt område hvor hydrogen for første gang bindes til metallhydridene. I  $\alpha$ -fasen bindes en liten mengde hydrogen til metallhydridene. Den andelen hydrogen som bindes i denne fasen vil ikke være mulig å hente ut igjen under normal drift. Kurven viser også at konsentrasjonen av hydrogen i  $\alpha$ -fasen er en funksjon av trykk, noe som betyr at  $\alpha$ -fasen opplever en skarp trykkøkning i forhold til mengden hydrogen som bindes til metallhydridene.

Når hydrogen-konsentrasjonen i metallhydridet overstiger et bestemt punkt (a) vil metallhydridet gå inn i en reversibel tofaseregion ( $\alpha + \beta$ ) hvor alt hydrogen som tilføres kan hentes ut igjen. Dette gjelder frem til metallet mettes til et bestemt punkt (b) og  $\beta$ -fasen oppstår. I den reversible tofaseregionen vil trykket holdes tilnærmet konstant ettersom andelen hydrogen i metallhydridet øker. Når metallhydridet er mettet vil videre tilførsel av hydrogen føre til at trykket i beholderen øker skarpt i forhold til mengden hydrogen som tilføres. Figur 4 viser også at det er en vesentlig forskjell mellom trykket ved absorpsjon og desorpsjon. Denne karakteristikken er kjent som en som «*hysteres*». Det er ønskelig at sonen mellom absorpsjonslinjen og desorpsjonslinjen er så liten som mulig. Hysteres kan defineres som  $\ln(P_{\text{abs}}/P_{\text{des}})$ . Hysteres-faktoren gir et mål på hvor mye energi som tapes gjennom en absorpsjon-desorpsjon-syklus. Større *hysteres*-sone indikerer at legeringen krever mer varme for å frigjøre hydrogen, i forhold til varmen som frigjøres fra metallhydridene ved opptak av hydrogen.

#### 2.4.5 Materialer i metallhydrider

Et lagringssystem basert på metallhydrider har høy vekt, og egnes derfor best for statiske applikasjoner eller steder hvor vekt ikke påvirker eller skaper utfordringer. Legeringene som brukes i et MH-lagringssystem består som regel av kostbare metaller. Dette gjør at totalkostnaden til et MH-lagringssystem er sterkt påvirket av metallene som brukes.

De finnes mange ulike legeringer til lagring av hydrogen. De har forskjellige egenskaper og oppbevarer ulike mengder med hydrogen. Vanligvis velges legeringer som har høy reversibel kapasitet, driftstrykk rundt 10 bar ved romtemperatur, flat tofaseregion med minst mulig hysteres, lett aktivering og toleranse for urenheter av gass i form av CO, CO<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>O og N<sub>2</sub> [29]. Likevel vil prisen på selve legeringen ofte være den avgjørende faktoren for valg av legering til kommersielle prosjekter.

Etter samtaler med HYSTORSYS ble det opplyst at GKN Hydrogen (GKN) og GfE (Gesellschaft für Elektrometallurgie) produserer MH-legeringer i Europa. HYSTORSYS utvikler og kan levere ulike MH-legeringer fra GfE sin fabrikk i Tyskland og andre produsenter i Asia. HYSTORSYS har vurdert AB<sub>5</sub> og AB<sub>2</sub> legeringer som de best egnede legeringene til Vestside Ungdomsskole. Her ble det konkludert med at deres egenutviklede AB<sub>5</sub> legering og GfE sin Hydralloy C5 er de best egnede legeringene å bruke. Hydralloy C5 er en AB<sub>2</sub> legering som produseres med hovedkomponentene Titan (Ti), Mangan (Mn) og Jern (Fe). AB<sub>5</sub> legeringen til HYSTORSYS består av en blanding mellom Lantan (La) og Cerium (Ce) som A-komponent og Nikkel (Ni) som B-komponent. Det eksisterer også mange andre typer metallhydrider samtidig som nye legeringer kan utvikles. Denne oppgaven begrenser seg derimot til legeringene som ble foreslått av HYSTORSYS til Vestside Ungdomsskole.

Tabell 1 beskriver de viktigste egenskapene til Hydralloy C5 og AB<sub>5</sub>-legeringen. Hydralloy C5 har Titan som hovedkomponent i legeringen, dette bidrar til høye kostnader sammenlignet med andre legeringer. Hydralloy C5 er et raskt reagerende metallhydrid har lavest vekt og gir høyest gravimetrisk energitettethet av de undersøkte metallene [30]. Hydralloy C5 er tidligere testet og brukt i store systemer som vil si det

er trygt, brukbart og optimalisert som ett metallhydrid. Ulempen med Hydralloy C5 er lang leveringstid og høy kostnad i forhold til AB<sub>5</sub>.

Tabell 1 - Spesifikke verdier for legeringer

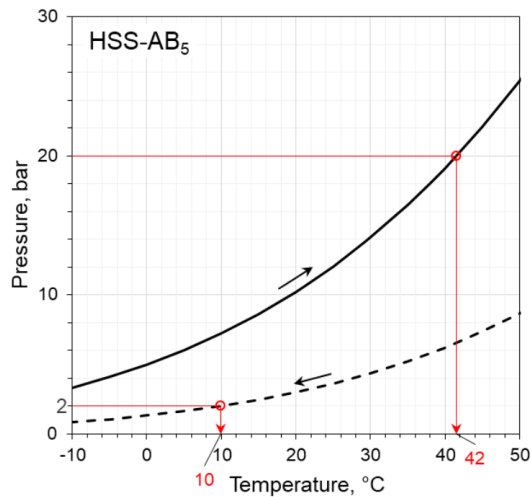
Egenskaper	C5 (GfE)	AB <sub>5</sub> *
Legeringstetthet [kg/L]	6,2	8,4
Maks lagringskapasitet ved 20°C og 20 bar, C <sub>max</sub> [wt. %]	1,73	1,37
Reversibel kapasitet ved 20°C i 2-20 bar intervall, C <sub>r</sub> [wt. %]	1,53	1,26
Volumetrisk hydrogenkapasitet [kg/m <sup>3</sup> ]	89	92
Absorpsjon entalpi, ΔH <sub>ABS</sub> [kJ/mol H <sub>2</sub> ]	-22,5	-23,1
Absorpsjon entropi, ΔS <sub>ABS</sub> [kJ/ (K mol H <sub>2</sub> )]	-97	-101
Desorpsjon entalpi, ΔH <sub>DES</sub> [kJ/mol H <sub>2</sub> ]	28,3	25,1
Desorpsjon entropi, ΔS <sub>DES</sub> [kJ/ (K mol H <sub>2</sub> )]	112	104
Minimum temperatur for H <sub>2</sub> frigjøring ved 2 bar [°C]	-1	10
Maks temperatur for H <sub>2</sub> opptak ved 20 bar [°C]	29	42
Kostnad mottatt fra produsenter i 2018 [NOK/kg pulver]	572	211

\*AB<sub>5</sub>-legering utviklet av HYSTORSYS

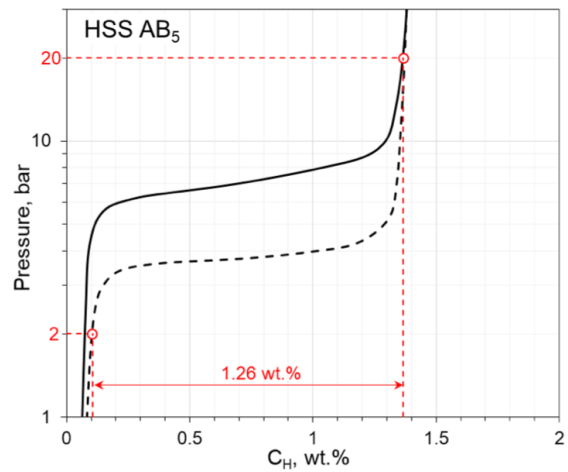
AB<sub>5</sub> har til sammenlikning lavere kostnad, men høyere vekt. Denne legeringen er i motsetning til Hydralloy C5 ikke enda optimalisert for bruk som metallhydrid. Det kan derfor være mulig å oppnå bedre resultater med AB<sub>5</sub> en det tabellen viser med modifikasjoner og utbytting av komponenter i legeringen. Denne oppgaven vil ikke gå nærmere inn på hvordan legeringen kan forbedres. Vurderinger vil derfor bli gjort i henhold til verdiene og spesifikasjoner gitt av HYSTORSYS. Fra tabellen kan en se at entalpien og entropien ved absorpsjon og desorpsjon er relativt lik for begge legeringene. Ingen av disse verdien skiller seg fra hverandre i så stor grad at det kan begrunne et valg av hvilket metallhydrid som brukes. Temperaturintervallet legeringene operer i er også relativt like mellom minimum og maksimum temperatur for opptak og frigjøring av hydrogen. Den avgjørende faktoren for å velge metall er da å se på kostnaden. I 2018 var kiloprisen på C5 og AB<sub>5</sub> henholdsvis 572 NOK/kg og 211 NOK/kg. Prisen på AB<sub>5</sub>-legeringen gjør den derfor til den mest aktuelle.

Figur 5 viser forholdet mellom trykk, temperatur og komposisjon til AB<sub>5</sub>-legeringen. Fra figur 5 ser en at hydrogenopptaket må foregå mellom 2 og 20 bar for at opptaket skal være reversibelt. En ser også at den reversible hydrogenkapasiteten oppgis til 1,26 wt % mellom 2 og 20 bar. Den faste linjen viser hvordan trykket i MH-tanken stiger ettersom andelen hydrogen stiger. Den stiplede linjen viser hvordan trykket reduseres ettersom andelen hydrogen reduseres.

Figur 6 viser at metallhydridene må ha en temperatur på minimum 10 °C for å ha et trykk på 2 bar. En ser også at temperaturen må være under 42 °C for å ikke overstige 20 bar. Dette betyr at temperaturen ikke bør være under 10°C i metallet ved uttak av hydrogen til brenselcellen. Videre bør temperaturen ikke overstige 42°C ved fylling av MH-tankene ettersom trykket i MH-tankene deretter vil overstige 20 bar og dermed gå ut av det reversible området.



Figur 6 – PT-kurve som viser trykk og temperaturgrenser for absorpsjon og desorpsjon av hydrogen.



Figur 6 -PCT kurve for hydrogen absorpsjon (fast linje) og desorpsjon (stiplet linje) i AB5 legering.

Den åpenbare fordelen med bruk av metallhydrider er at det kan lagres store mengder hydrogen uten veldig høyt trykk, AB<sub>5</sub>-legeringen operer eksempelvis mellom 2 og 20 bar. Metallhydrider krever heller ikke noen ekstern kompresjon i de fleste tilfeller. Sikkerheten er også høyere sammenlignet med komprimert lagring da det som nevnt i innledningen ikke krever høyt trykk og har lav sannsynlighet for lekkasje. Hydrogenet er kjemisk bundet og krever varmetilførsel for å frigjøres. Hydrogen i metallhydrider kan også sesonglagres uten tap i motsetning til flytende lagring.

### 2.4.6 Sammenligning av lagringsformer

Tabell 2 sammenligner energitettheten til CH<sub>2</sub>, LH<sub>2</sub> og metallhydrider. I tillegg oppsummeres de største fordelene og ulempene til forskjellige lagringsmetodene har.

Tabell 2 - Sammenlikning av ulike lagringsmetoder for hydrogen.

Egenskap	CH <sub>2</sub> (350 bar)	LH <sub>2</sub>	MH
Gravimetrisk energitetthet, hydrogen [kWh/kg]	33,33	33,33	33,3
Volumetrisk energitetthet [kg/m <sup>3</sup> ]	23 [31]	71 [8]	52*
Volumetrisk energitetthet [kWh/m <sup>3</sup> ]	767	2366	1733
Sikkerhetsrisiko	Lekkasje som kan føre til eksplosjoner.	Holder lav temperatur og lekkasje kan fryse og gjøre stor skade på rør og omgivelser.	Metallbrann. Metallhydrider som utsettes for oksygen vil selvantenne rolig.
Viktigste fordeler	Billigste lagringsmetode og utviklet og forsket på i størst grad.	Høy volumetrisk energitetthet og egner seg derfor godt til lagring der det er begrenset med plass.	Tryggeste metode for lagring. Lang levetid og krever lite vedlikehold.
Største ulemper	Høyt trykk er et risikomoment. Kan gjøre stor skade på mennesker og bygg ved ulykke.	Energikrevende å produsere. Egner seg ikke for sesonglagring da anlegget mister energiinnhold daglig.	Høy investeringskostnad

\*: Basert på oppgitt hydrogenkapasitet til HYSTORSY sine MH-sylindere med AB<sub>5</sub>-legering.

### 3. Metode og framgangsmåte

Kapittel 3 vil i hovedsak beskrive hvordan arbeidet ble strukturert, hvordan oppgaven ble gjennomført og hvilke metoder som ble brukt.

#### 3.1 Strukturering av arbeidet

For å løse oppgaven ble det satt opp en grov fremdriftsplan som beskrev oppgaver som skulle utføres samt temaer for undersøkelse. Arbeidet kan deles inn i følgende faser:

Fase 1:

- Undersøke og finne samarbeidspartner for å få tak i energidata.
- Få tillatelse til å bruke mottatt informasjon og energidata.
- Begynne å analysere og systematisere energidata.

Fase 2:

- Undersøke om det er prosjekter som har tatt i bruk metallhydrider som energilager.
- Undersøke hvilke kommersielle MH-lagringsmetoder som eksisterer.
- Innhente priser for de aktuelle MH lagringssystemene.

Fase 3:

- Designe et system med metallhydrider, elektrolyser og brenselcelle.
- Utføre energiberegninger med utgangspunkt i de kommersielle produktene som ble funnet og vurdert relevant.
- Beskrive virkningsgrader og hvordan det aktuelle systemet fungerer.

Fase 4:

- Diskutere resultatet, utfordringer og risikoer.
- Sammenligne MH-systemet med et system for komprimert hydrogenlagring.

Fase 5:

- Oppsummering, konklusjon, forord og innledning.



### 3.2 Valg av hytte og innhenting av informasjon

Det første som ble undersøkt var hvilken hytte eller lokasjon som skulle brukes. I samarbeid med Greenstat ble følgende betingelser satt for valg av lokasjon og hytte:

- Ligger i et spredt eller generelt ubefolket område.
- Har ikke tilkobling til det generelle strømmettet.
- Har installert fornybar energiproduksjon som dekker deler av energiforbruket.
- Ønske om å redusere/bli uavhengig av fossilt strømaggregat.
- Har en oversikt over dagens energiproduksjon og energiforbruk.

Det var ønskelig å se på en hytte som ikke er tilkoblet strømmettet for å så vurdere om bruk av fornybare energikilder kunne produsere hydrogen, lagret i metallhydrider slik at hytten blir selvforsynt med energi. Søkelyset ble rettet mot Den Norske Turistforening (DNT) siden de har en rekke turisthytter uten tilkobling til et sentralisert strømmettet i den norske fjellheimen. Det ble videre brukt nettsøk og DNT sitt artikkelarkiv[32] for å få en oversikt over alternative turisthytter, noe som resulterte i at Stranddalen turisthytte ble valgt som utgangspunkt for oppgaven etter at de ble kontaktet på mail og telefon.

### 3.3 Innhenting av informasjon

DNT og Kverneland Energi har bistått med produksjon og forbruksdata fra Stranddalen turisthytte. Energidataene fra Stranddalen ble oversendt som Excel-filer, og har dannet grunnlaget for videre analyse. Litteratursøk og innhenting av informasjon fra ulike leverandører har også vært en vesentlig del av oppgaven.

HYSTORSYS har gitt tilgang til rapporter med mye nyttig informasjon. Det har vært kontakt med de over e-post og digitale samtaler over Teams. Informasjonen de har gitt tilgang på er tall og spesifikasjoner av metaller brukt i metallhydrider, hvordan systemet fungerer og ser ut. Informasjonen de har vært villig til å dele har gjort det mulig å produsere et troverdig resultat basert på dataene som har vært tilgjengelige.

Greenstat har bistått med ekstern veileder som har vært tilgjengelig når det har vært behov for å snakke eller diskutere oppgaven. Hjelp med utregninger og uthenting av informasjon har vært en viktig brikke for å hjelpe arbeide å komme fremover når det har vært nødvendig.

### 3.4 Verktøy for løsning av oppgaven

Excel ble brukt for å systematisere og analysere dataene knyttet til energiproduksjon og energiforbruk, samt beregning og sammenligning av ulike estimater og konstruering av energibalanser.

PVGIS[33] (photovoltaic geographical information system) ble brukt for å kontrollere energidataene som vi ble tilsendt, samt for å undersøke maksimal energiproduksjon for et fotovoltaisk system med 45 kWp (kW peak) installert effekt på samme lokalisasjon som den valgte hytten, altså en breddegrad på 59.438° og en lengdegrad på 6.718°. Det ble huket av for automatisk beregnet horisontprofil, frittstående silisiumbaserte solceller, systemtap på 10 %, med SARA2 som valgt database. PVGIS er et nettbasert verktøy som gjør det mulig å estimere solinnstråling og systemytelse for fotovoltaiske systemer. Verktøyet er gjort tilgjengelig av EU-kommisjonens interne vitenskapstjeneste, Joint Research Centre. SARA2 er en satellittbasert database for solinnstråling. Dataene som er tilgjengelige er langtidsgjennomsnitt, beregnet fra globale og diffuse irradiansverdier per time i perioden 2005-2020.

Diagrams.net [34] og Notability ble brukt for å konstruere systemdiagrammer og figurer.

### 3.5 Formler for løsning av oppgave

Denne seksjonen vil forklare hvordan virkningsgradene for de ulike systemdelene ble bestemt og definert. I tillegg presenteres formler for utregning av dieselforbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp fra dieselaggregatet.

På et overordnet nivå kan virkningsgrad defineres med følgende formel:

*Formel 2 - Virkningsgrad*

$$\eta = \frac{\text{Nyttig energi ut av systemet}}{\text{Total energi inn i systemet}}$$

Der virkningsgraden,  $\eta$  er definert som forholdet mellom den totale energien som føres inn i et system, og den nyttige energien som kan hentes ut av systemet. «Nyttig energi» blir definert som energi som kan brukes til å dekke hyttens energibehov i form av elektrisitet eller varme.

### 3.5.1 Solcellepanel, inverter, batteri.

Vanligvis vil det være energitap knyttet til overføring av elektrisitet mellom solcellepanel, inverter og batteri. Denne oppgaven vil derimot negligjere tapene til overnevnte overføringer ettersom produksjonsdataene beskriver elektrisitetsproduksjonen ut av inverterer. Dermed er overføringstapet fra solcellepanel gjennom inverter allerede tatt hånd om når produksjonsdataene er registrert etter at eventuelle overføringstap har funnet sted. Dataene knyttet til batteriet beskriver batterikapasiteten i prosent og effekt som leveres av eller til batteriet. På den måten blir et eventuelt overføringstap inkludert ved at det registreres en lavere verdi i datasettet. Som utgangspunkt blir det derfor ikke lagt til noe ekstra tap.

### 3.5.2 Elektrolysør

Med utgangspunkt i den overordnede definisjonen av virkningsgrad får en to definisjoner for virkningsgraden til elektrolysøren. Den elektriske virkningsgraden til elektrolysøren,  $\eta_{el1}$  blir definert med formel 3.

*Formel 3 – Elektrisk Virkningsgrad elektrolysør*

$$\eta_{el1} = \frac{E_{Hi}}{E_i}$$

$E_{Hi}$  representerer energiinnholdet i hydrogenet som produseres av elektrolysøren og føres inn i hydrogenlageret.  $E_i$  representerer elektrisk energi som må tilføres elektrolysøren for å oppnå hydrogenproduksjonen  $E_{Hi}$  som defineres med formel 4.

*Formel 4 - Termisk energiinnhold*

$$E_{Hi} = LHV_{H_2} * m_{H_2}$$

$LHV_{H_2}$  tilsvarer den nedre brennverdien til hydrogen.  $m_{H_2}$  tilsvarer massen til mengden hydrogen som produseres og føres inn i hydrogenlageret.

Dersom varmen som produseres av elektrolysøren kan benyttes til å dekke hyttens varmebehov vil en kunne øke den effektive virkningsgraden. Den totale virkningsgraden til elektrolysøren,  $\eta_{EL2}$  kan dermed defineres med formel 5.

*Formel 5 - Total virkningsgrad elektrolysør*

$$\eta_{el2} = \frac{E_{Hi} + Q_i}{E_i}$$

$Q_i$  representerer varmen som kan nyttiggjøres fra elektrolyseren, altså dekke hyttens varmebehov.  $E_i$  er elektrisiteten som tilføres elektrolyseren.

### 3.5.3 Brenselcelle

Den elektriske virkningsgraden til brenselcellen,  $\eta_{fc1}$  kan defineres med formel 6.

*Formel 6 - Elektrisk virkningsgrad brenselcelle*

$$\eta_{fc1} = \frac{E_o}{E_{H_0}}$$

$E_{H_0}$  representerer energiinnholdet til hydrogen som går inn i brenselcellen.  $E_o$  er den resulterende elektriske energien som produseres fra brenselcellen.  $E_{H_0}$  defineres på samme måte som  $E_{H_i}$ . Den totale virkningsgraden til brenselcellen kan defineres formel 7.

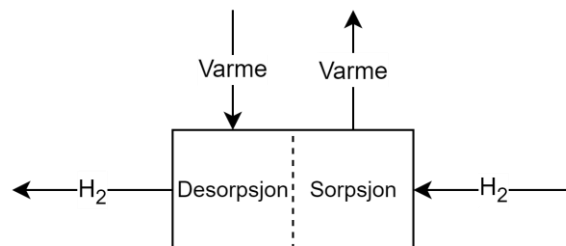
*Formel 7 - Total virkningsgrad brenselcelle*

$$\eta_{fc2} = \frac{E_o + Q_o}{E_{H_0}}$$

$Q_o$  representerer den nyttige varmen som produseres fra brenselcellen.

### 3.5.4 Metallhydrid virkningsgrad

Teorien for utregningen av virkningsgraden til metallhydridene er noe mer komplisert. En god start kan derfor være å sette en systemgrense rundt MH-lageret, som illustrert med figur 7 nedenfor.



Figur 7 - Illustrasjon som viser hvordan energien forflytter seg i MH ved sorpsjon og desorpsjon.

Ved hjelp av figur 7 ser en tydelig hvilke ledd som må tas hensyn til ved utregning av virkningsgrad for en lagringssyklus med hydrogen. Virkningsgraden til MH kan dermed defineres ved hjelp av formel 8.

*Formel 8 – Virkningsgrad, metallhydrid*

$$\eta_{MH} = \frac{\text{Nyttig energi ut av MH}}{\text{Nyttig energi inn i MH}} = \frac{E_{H_0} + Q_{abs}}{E_{H_i} + Q_{des}} = \frac{Q_{abs}}{Q_{des}}$$

$E_{H_0}$  = Energiinnhold i hydrogen, ut av metallhydrid

$E_{Hi}$  = Energiinnhold i hydrogen, inn i metallhydrid

$Q_{abs}$  = Varme som frigjøres fra MH ved absorpsjon av hydrogen

$Q_{des}$  = Varme som må tilføres til MH ved desorpsjon av hydrogen

$E_{Ho}$  og  $E_{Hi}$  er totalt sett like store som følge av at sorpsjonen av hydrogen foregår innenfor et reversibelt område hvor alt hydrogen som føres inn i MH også kan hentes ut. Dermed blir virkningsgraden til metallhydridet kun avhengig av  $Q_{abs}$  og  $Q_{des}$ .

Absorpsjonsvarmen,  $Q_{abs}$  kan bestemmes ved formel 9.

*Formel 9 - Absorpsjonsvarme*

$$Q_{abs} = F_{iH_2} * (\Delta H_{abs} + (C_{pH_2} * T_{H_2}))$$

$F_{iH_2}$  representerer strømningshastigheten til hydrogenet som tilføres metallhydridene.  $\Delta H_{abs}$  representerer absorpsjonsentalpien til metallet.  $C_{pH_2}$  representerer spesifikk varmekapasiteten til hydrogen.  $T_{H_2}$  representerer temperaturen til hydrogenet oppgitt i Kelvin.

Desorpsjonsvarmen,  $Q_{des}$  som må tilføres MH ved uttak av hydrogen kan bestemmes ved hjelp a formel 10.

*Formel 10 – Desorpsjonsvarme*

$$Q_{des} = F_{oH_2} * (\Delta H_{des} + (C_{pH_2} * T_{H_2}))$$

$F_{oH_2}$  representerer strømningshastigheten til hydrogenet som tas ut av metallhydridene.  $\Delta H_{des}$  representerer desorpsjonsentalpien til metallet.  $C_{pH_2}$  representerer spesifikk varmekapasiteten til hydrogen.  $T_{H_2}$  representerer temperaturen til hydrogenet oppgitt i Kelvin.

### 3.5.5 Systemvirkningsgrad

Den totale elektriske virkningsgraden for hydrogensystemet,  $\eta_{EL}$  kan dermed bestemmes med utgangspunkt i virkningsgradene for elektrolyser, brenselcelle og MH, som utgjør formel 11.

*Formel 11 – Systemvirkningsgrad, elektrisk*

$$\eta_{EL} = \eta_{el1} * \eta_{fc1} * \eta_{MH}$$

Den totale termiske virkningsgraden for hydrogensystemet,  $\eta_{tot}$  kan dermed defineres som

*Formel 12 – Systemvirkningsgrad, termisk*

$$\eta_{tot} = \eta_{el2} * \eta_{fc2} * \eta_{MH}$$

Dette er naturligvis en vesentlig forenkling ettersom energisystemet i praksis blir utsatt for flere parasittlaste som for eksempel sensorer, overvåkningssystemer og ventilasjonsvifter. Formlene vil likevel gi en god indikasjon på hvilken systemvirkningsgrad som kan forventes.

### 3.5.6 Dieselforbruk og CO<sub>2</sub>– utslipp fra eksisterende energiproduksjon

Det eksisterende energisystemet ved Stranddalen er avhengig av et dieselaggregat for å kunne levere nok energi til å dekke energibehovet. Formel 13 viser hvordan dieselforbruket kan regnes ut.

*Formel 13 – Beregning av dieselforbruk*

$$\text{Dieselforbruk} = \frac{\text{Produsert elektrisk energi}}{\eta_{D.agg}} * \frac{1}{LHV_{diesel}}$$

$\eta_{D.agg}$  representerer den elektriske virkningsgraden til dieselaggregatet.  $LHV_{diesel}$  representerer den nedre brennverdien til diesel.

Formel 14 viser en metode for å beregne utslippet av CO<sub>2</sub>– ekvivalenter fra et dieselaggregat.

*Formel 14 – Utslipp CO<sub>2</sub> Ekvivalenter*

$$\begin{aligned} \text{Utslipp av CO}_2\text{ekvivalenter} &= (\text{Energiforbruk, diesel}) * \text{utslippsfaktor} \\ &= \left( LHV_{diesel} \left[ \frac{\text{GJ}}{\text{liter}} \right] * \text{dieselforbruk [liter]} \right) * \text{utslippsfaktor} \left[ \frac{\text{kg CO}_2}{\text{GJ}} \right] \end{aligned}$$

## 4. Relevante metallhydrid-prosjekter

Dette kapitlet vil presentere to relevante bedrifter som leverer MH-løsninger, herav GKN og HYSTORSYS. I tillegg vil hydrogenanlegget ved Vestsiden ungdomsskole i Kongsberg presenteres.

### 4.1 GKN Hydrogen

GKN Hydrogen [35] er en bedrift som har komplette modulære løsninger for lagring av hydrogen ved hjelp av metallhydrid. På nettsiden [35] er det vist til flere prosjekter som er under utvikling og det er under intervjuer med HYSTORSYS blitt informert om at GKN er et av selskapene som er ledende innenfor bruk av metallhydrid til energilagring på global basis. GKN utvikler og produserer egne metallhydrid. De leverer også komplette containere som inneholder elektrolyser, brenselceller og metallhydrid. Den største containeren som de leverer er på 20 fot, med en vekt på 30 tonn. Denne kan lagre 250 kg hydrogen [36]. Et relevant referanseprosjekt er Arieshof i St. Lorenzen, nord i Italia. Prosjektet omhandler et lite hotell som er selvforsynt med fornybar energi fra solceller, biomasse og GKN sine løsninger[37].

GKN fanget fort oppmerksomheten i starten av prosjektet som en bedrift det var ønskelig å komme i kontakt med. Ved hjelp av e-post og telefon ble det forsøkt både av studenter og veileder å ta kontakt, uten å lykkes.

### 4.2 HYSTORSYS

HYSTORSYS er et norsk firma som utvikler og leverer hydrogen kompressorer og lagringssystemer basert på metallhydrid [38]. Firmaet er et utspring fra «Institutt for energiteknikk» i Norge (IFE, Norway). HYSTORSYS ble kontaktet tidlig i oppgaven med et ønske om å skaffe informasjon om metallhydrid, sammen med MH-løsningene som de leverer. Etter videre samtaler har de vært villig til å dele mye nyttig informasjon som har hjulpet i oppgaveskrivingen. Veldig relevant for oppgaven som undersøkes var at HYSTORSYS har levert MH-lager til Vestsiden Ungdomsskole i Kongsberg. Prosjektet beskrives nedenfor.

### 4.3 Vestsiden ungdomsskole i Kongsberg

Under arbeidet med oppgaven kom vi i kontakt med Vestsiden Ungdomsskole i Kongsberg som holder på å etablere et hydrogenanlegg med lagring i metallhydrid. Gjennom kontakt med Hallvard Benum, som er energisystemingeniør i Kongsberg kommunale eiendom fikk vi tak detaljer om anlegget. Blant annet detaljer om hvilke elektrolyser, brenselceller og hydrogenlager som skal brukes.

Vestsiden ungdomsskole i Kongsberg er en nybygget skole som stod klar til skoleåret 2019-2020. Skolen er bygget som et plusshus i massivtre, med energiproduksjon fra solceller og energibrønner. Solcellene har en installert effekt på 300 kWp. I tillegg er skolen det første bygget i Norge som er prosjektert med et eget MH-hydrogenlager [39]. På sommerstid vil overskuddselektrisiteten fra solcellene benyttes til å produsere hydrogen ved hjelp av to elektrolysører fra Enapter. På vinterstid vil hydrogen omgjøres til varme og elektrisitet på ved hjelp av to brenselceller fra Intelligent Energy.

Vestsiden ungdomsskole skal to stk AEM Electrolyser EL 4.0 moduler fra Enapter, og to stk brenselceller av type IE-Lift 804 fra Intelligent Energy. Metallhydridene leveres av Hystorsys og har en hydrogenkapasitet på 42 kg. I tillegg har skolen en batteribank på 50 kWt, og et varmelager på 8 m<sup>3</sup> vann for termisk lagring. I følge Benum koster elektrolysørene totalt ca. 300 000 kr. Brenselcellene, 2 stk a 4 kW koster ca. 870 000 kr. Lageret med metallhydrid kostet ca. 4,4 millioner kr. Inkludert installasjon og sammenkobling kommer hele anlegget på opp mot 14 mill. hvorav 7,4 millioner kr kommer fra Enova. Etter et intervju ved Roman Denys fra HYSTORSYS den 18. april 2023 ble det opplyst om at delene til hydrogenanlegget for tiden er under bygging.

#### 4.3.1 HYSTORSYS MH-lagringssystem

Dette delkapittelet vil beskrive MH-lagringssystemet til HYSTORSYS med illustrasjoner og spesifikasjoner hentet fra HYSTORSYS. Alle illustrasjoner som brukes i dette kapittelet er gjengitt med tillatelse fra HYSTORSYS.

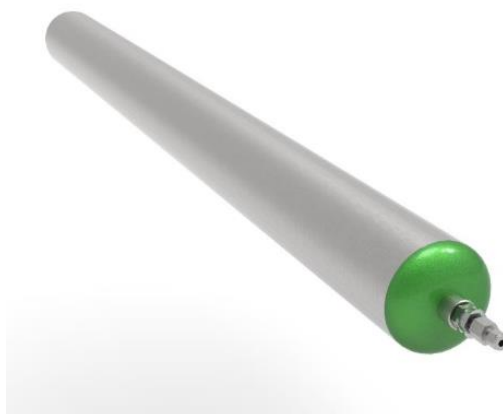
MH-lagringssystemene til HYSTORSYS er sammensatt av flere sylinder-enheter som så kobles sammen for å utgjøre et fullstendig lagringssystem. Figur 9 viser en illustrasjon av en sylinder. Spesifikasjonene til sylindere kan leses fra tabell 3. Sylindrene er av ASTM 316/316L rustfritt stål [29]. Utgangen av sylindere er designet med filter på 0.5-2 mikrometer for å unngå forurensing av ventiler og rør. Sylindrene er designet slik at det møter sikkerhetskrav og oppnår de beste operative ferdighetene. For å minimere pakkingsgraden til MH-pulveret i sylindere ved repetitiv fylling og tømning er det viktig at sylindrene installeres i en liggende i en horisontal posisjon. Figur 8 viser et fotografi av AB<sub>5</sub> – legeringen i uhydrogenert tilstand. Her vises flak-formede partikler på 1 - 5 mm. Etter flere sykluser med absorpsjon og desorpsjon vil flakene bli gjort om til et finkornet sort pulver med en gjennomsnittlig partikkelstørrelse på 10 mikrometer.





Figur 8 – Foto av AB<sub>5</sub> - legering

En sylinder har en total hydrogenkapasitet på 0,721 kg. 0,713 kg av hydrogenet vil være bundet til metallhydridene, mens 0,008 kg vil være i gassform. Hydrogenet i gassform brukes til å starte brenselcellen, deretter vil varmetilførsel kunne frigjøre hydrogenet som er kjemisk bundet til metallhydridene.



Figur 9 – Illustrasjon av MH-sylinder kombinert med spesifikasjonene til sylindere.

Tabell 3 - Oversikt over spesifikasjonene til en MH-sylinder.

Lengde [cm]	150
Ytre diameter [mm]	144,3
Tykkelse [mm]	3,05
Indre Volum [liter]	13,8
Egenvektvekt [kg]	13,2
Trykkbegrensing [bar]	65
Total lagringskapasitet, hydrogen [kg]	0,721*
Hydrogen bundet til metallhydrider [kg]	0,713
Hydrogen i gassform [kg]	0,008

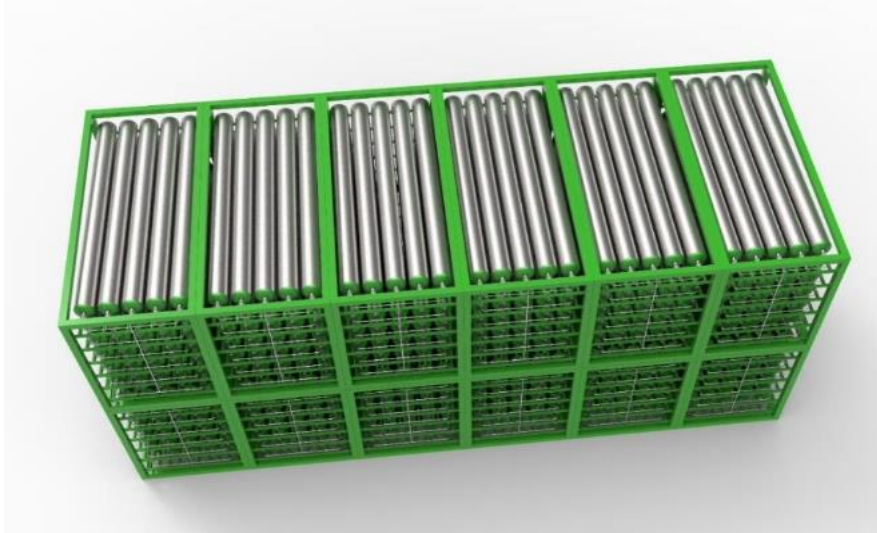
\*Oppgitt lagringskapasitet forutsetter bruk av AB<sub>5</sub>-legering, ved 20°C og 20 bar.

MH-sylindere kombineres i 5 x 6 stabler for å danne en modul bestående av 30 sylindere. En modul har en hydrogenkapasitet på 21 kg. En modul har en vekt på 2.3 tonn. Figur 10 viser en illustrasjon av en slik modul.



Figur 10 – Fremstilling av en modul med 30 MH-sylindere, og en total lagringskapasitet på 21 kg hydrogen. og dimensjonering i meter på 0.7 x 1.7 x 0.9 (lende x bredde x høyde).

Ved å kombinere flere moduler kan en sette sammen et modulert lagringssystem. Figur 11 viser en illustrasjon av et MH-lagringssystem bestående av 12 moduler, med en total lagringskapasitet på 252 kg hydrogen.



Figur 11 - Fremstilling av 12 MH-moduler med, lagringskapasitet på 252 kg hydrogen og dimensjonering i meter på 4.2x1.7x1.8 (lengde x bredde x høyde).

## 5. Resultater og analyse

Følgende kapittel vil ta leser gjennom hvordan undersøkelser og utregninger i oppgaven er utført. Det er valgt å presentere det i rekkefølgen det er gjort i sanntid slik at gjennomlesing av kapitelet skal gi tydelig innblikk i fremgangsmåte og hvordan analysedelen er utført.

### 5.1 Valg av hytte

Gjennom e-post og telefon ble både Strandalen og Rauhelleren kontaktet. Stranddalen ble valgt siden denne hytten hadde produksjon og forbruksdata tilgjengelig. Via DNT Stavanger og Kverneland Energi ble timesdata for energiproduksjon og forbruk for sommersesongen tilgjengelig. Det ble oversendt rapporter for 2020, 2021 og 2022. For hver time kan en lese av effekt fra solcellene, hyttens effektbehov, effekt fra batteri, batteristatus, og effekt fra dieselgeneratoren. Figur 12 viser et utklipp av timesdataene fra 2022 rapporten. Figur 12 er kun ment til å illustrere hvordan datafilen ser ut.

#	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	Time	Solarinverter power	Solarinverter power Unit	Consumer power	Consumer power Unit	Battery power	Battery power Unit	Battery state_of_charg	Battery state_of_charge Unit	Generator power	Generator power Unit
472	2022-06-26T00:00:00	0	watt	2604,508475	watt	2,659322034	kilowatt	52,57627119	percent	0	kilowatt
473	2022-06-26T01:00:00	0	watt	3439,84	watt	3,548333333	kilowatt	50,015	percent	0	kilowatt
474	2022-06-26T02:00:00	44,59166667	watt	3856,665	watt	3,781666667	kilowatt	46,01	percent	0	kilowatt
475	2022-06-26T03:00:00	935,7305085	watt	2378,340678	watt	1,352542373	kilowatt	41,36440678	percent	0	kilowatt
476	2022-06-26T04:00:00	1104,491667	watt	5964,993333	watt	4,77	kilowatt	33,96333333	percent	0	kilowatt
477	2022-06-26T05:00:00	5545,538333	watt	5705,896667	watt	0,166666667	kilowatt	30,545	percent	0	kilowatt
478	2022-06-26T06:00:00	8764,074576	watt	5013,650847	watt	-3,740677966	kilowatt	32,56779661	percent	0	kilowatt
479	2022-06-26T07:00:00	8883,038333	watt	6357,651667	watt	-2,555	kilowatt	35,785	percent	0	kilowatt
480	2022-06-26T08:00:00	15327,42712	watt	13012,75085	watt	-2,322033898	kilowatt	37,90338983	percent	0	kilowatt
481	2022-06-26T09:00:00	13972,05	watt	10129,325	watt	-3,841666667	kilowatt	42,17833333	percent	0	kilowatt
482	2022-06-26T10:00:00	19834,85667	watt	8036,523333	watt	-11,80333333	kilowatt	49,20833333	percent	0	kilowatt
483	2022-06-26T11:00:00	10557,58475	watt	11512,90678	watt	0,954237288	kilowatt	54,28135593	percent	0	kilowatt
484	2022-06-26T12:00:00	10067,80169	watt	7263,884746	watt	-2,784745763	kilowatt	58,11694915	percent	0	kilowatt
485	2022-06-26T13:00:00	4867,435	watt	4898,176667	watt	0,018333333	kilowatt	59,39666667	percent	0	kilowatt
486	2022-06-26T14:00:00	596,4633333	watt	8149,398333	watt	7,61	kilowatt	56,91166667	percent	0	kilowatt
487	2022-06-26T15:00:00	340,5433333	watt	8480,921667	watt	8,058333333	kilowatt	49,59	percent	0	kilowatt
488	2022-06-26T16:00:00	4222,450847	watt	8756,09322	watt	4,518644068	kilowatt	41,55423729	percent	0	kilowatt
489	2022-06-26T17:00:00	210,3116667	watt	10677,58167	watt	-5,003333333	kilowatt	34,925	percent	16,03666667	kilowatt
490	2022-06-26T18:00:00	0	watt	7515,651667	watt	-30,50666667	kilowatt	53,82666667	percent	39,50166667	kilowatt
491	2022-06-26T19:00:00	291,0655172	watt	6576,92931	watt	-12,7137931	kilowatt	74,29827586	percent	19,33275862	kilowatt
492	2022-06-26T20:00:00	0	watt	3935,19	watt	4,043333333	kilowatt	74,32833333	percent	0	kilowatt
493	2022-06-26T21:00:00	0	watt	4401,348333	watt	4,62	kilowatt	70,88166667	percent	0	kilowatt
494	2022-06-26T22:00:00	0	watt	4180,079661	watt	4,26440678	kilowatt	66,79152542	percent	0	kilowatt
495	2022-06-26T23:00:00	17,65333333	watt	3807,238333	watt	3,938333333	kilowatt	63,34333333	percent	0	kilowatt
496	2022-06-27T00:00:00	0	watt	3981,622034	watt	4,083050847	kilowatt	59,8559322	percent	0	kilowatt
497	2022-06-27T01:00:00	0	watt	6287,756667	watt	6,443333333	kilowatt	54,945	percent	0	kilowatt
498	2022-06-27T02:00:00	0	watt	3950,871667	watt	3,956666667	kilowatt	50,60833333	percent	0	kilowatt
499	2022-06-27T03:00:00	636,7016949	watt	3759,961017	watt	3,022033898	kilowatt	47,39661017	percent	0	kilowatt

Figur 12 - Utklipp av timesdata fra 2022 rapport, tilgjengelig via Kverneland energi

### 5.1.1 Stranddalen turisthytte

Stranddalen turisthytte drives av Stavanger turistforening. Hytten ligger 5 km fra nærmeste vei ved Stranddalsvatnet i Suldal, 970 meter over havet. Hytten er åpen hele året, men er kun bemannet i sommersesongen, hovedsakelig fra juni til september. I tiden før og etter sesong fungerer deler av hytteanlegget som en selvbetjent hytte. Anlegget har 16 rom med i alt 64 senger (+ hemser). Utenom sesong er det mulighet for selvbetjent overnatting i anneks (12 senger + hems). Frakt av forsyninger foregår hovedsakelig med helikopter, ellers er det kun turstier opp til hytta.

Stranddalen turisthytte fornyet energiforsyningen sommeren 2020 med montering av solcellepanel, batteripakke, fornyet dieselgenerator samt et automatisert system som sikrer samhandling mellom de ulike komponentene. Hyttens plassering har en breddegrad på 59.438° og en lengdegrad på 6.718°. Fotoer av hytten og utklipp fra Google Maps vises med figur 13 – 18.



Figur 13 - Geografisk lokalisering av Stranddalen turisthytte. (Utklipp fra Google Maps.)



Figur 15 - Lokalisering av hytten i forhold til Stranddalsvatnet. Den svarte streken indikerer størrelsen på Stranddalsvatnet. (Utklipp fra Google Maps.)



Figur 14 - Stranddalen turisthytte, sett fra sør. (Foto av Kverneland Energi.)



Figur 17 - Stranddalen turisthytte, sett fra vest. (Foto av Kverneland Energi.)



Figur 16 - Takmonterte solcellepanel sett ovenfra. (Foto av Kverneland Energi.)

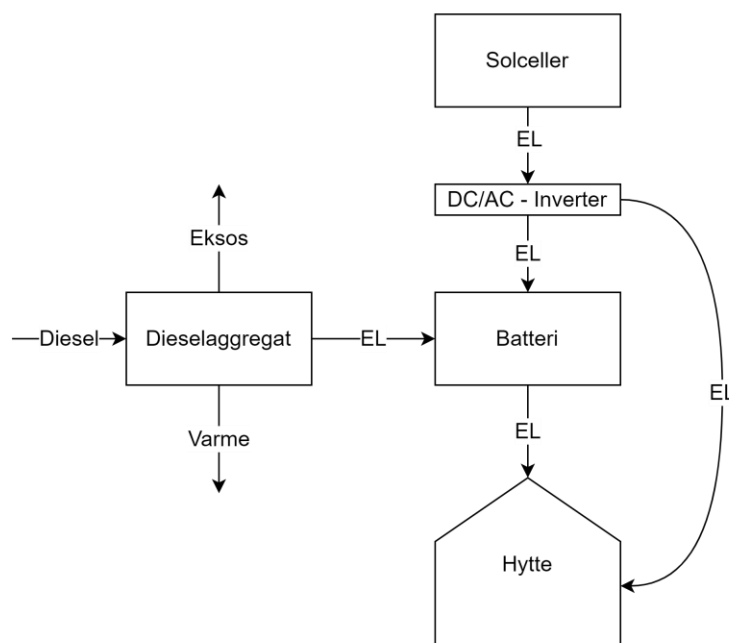


Figur 18 - Stranddalen turisthytte. (Foto av Kverneland Energi.)



## 5.2 Analyse av dagens system: diesel, solceller og batteri

Det eksisterende energisystemet består hovedsakelig av solceller, dieselaggregat, DC/AC-inverter og en batteripakke. I tillegg har de enkelte hyttene vedovner til oppvarming. Systemet fungerer slik at solcellepanelene produserer elektrisitet på dagtid utfra tilgjengelig sollys. Elektrisiteten fra solcellene brukes direkte dersom det er et samsvarende effektbehov. Dersom effekten fra solcellepanelene overstiger hyttens effektbehov, vil overskuddet av elektrisitet lagres i batteriet. Dersom hyttens effektbehov overstiger effekten fra solcellene, vil resterende behov hentes fra batteriet. Dieselaggregatet vil videre sikre energiforsyning i perioder med lite sollys og/eller lav kapasitet på batteriet ved å generere strøm slik at batteriet lades opp etter behov. Overskuddsvarme og eksos fra aggregatet slippes ut i friluft. Figur 19 viser en illustrasjon av det eksisterende energisystemet.



Figur 19 - Systemoversikt, Sol, diesel og batteri.

Utover en samlet takflate på 237,6 m<sup>2</sup> er det montert 141 solcellepaneler med en merkeeffekt på 320 Wp. Noe som gir en samlet installert effekt på 45,12 kWp [40]. DC/AC-omformerer er av typen «Sunny Tripower CORE1» har en europeisk virkningsgrad på 97,8 % og kan levere opptil 50 kW med vekselstrøm ved 230 Volt og en frekvens på 50 Hz. Batteripakken har en kapasitet på 115kWh. Dieselaggregatet har en oppgitt merkeeffekt på 53 kW<sub>e</sub> i nødstrøms-modus (ESP rating) eller 48 kW<sub>e</sub> ved kontinuerlig drift (PRP rating). Dieseltanken er på 825 liter [41]. Dieselforbruket til aggregatet var oppgitt ved fire ulike effekter. Dermed kan virkningsgraden til aggregatet,  $\eta_{D,agg}$  beregnes ut ifra formel 2, noe som gir følgende utregning:

$$\eta_{D.agg} = \frac{\text{Nyttig energi ut}}{\text{Total energi inn}} = \frac{\text{Effekt}}{\left(\frac{\text{Dieselforbruk}}{\text{time}}\right) * \text{LHV}_{\text{diesel}}} = \frac{48 \text{ kW}}{19,2 \frac{\text{l}}{\text{h}} * 10,24 \text{ kWh/l}} = 0,244$$

Fra figur 20 ser en videre at diesellaggregatet har en virkningsgrad på 24,1 % ved en effekt på 53 kW. I tillegg ser en at maksimal elektrisk virkningsgrad er 24,4 % når den leverer en elektrisk effekt 48 kW. Ellers har aggregatet en virkningsgrad på 23,2 % når den leverer en elektrisk effekt på 24 kW. Virkningsgradene er beregnet på bakgrunn av nedre brennverdi og tettheten til diesel som oppgis av Miljødirektoratet [10]. Disse virkningsgradene kan dermed brukes for å estimere dieselforbruket til Stranddalen.

Diesellaggregat, info:	
ESP, max effekt [kWe]	53
Dieselforbruk @ ESP, max [liter/h]	21,5
Virkningsgrad_ESP	0,241
PRP, max effekt [kWe]	48
Dieselforbruk @ PRP, max [liter/h]	19,2
Virkningsgrad_PRP	0,2442
75% av PRP [kWe]	36
Dieselforbruk @ 75% av PRP [liter/h]	14,6
Virkningsgrad_0,75*PRP	0,2409
50% av PRP [kWe]	24
Dieselforbruk @ 50% av PRP [liter/h]	10,1
Virkningsgrad_0,50*PRP	0,2321
LHV, diesel [MJ/kg]	43,1
Tetthet, diesel [kg/liter]	0,855
LHV, diesel [MJ/liter]	36,851
LHV, diesel [kWh/liter]	10,236

Figur 20 - Virkningsgrader til diesellaggregatet

### 5.2.1 Forbruk og produksjonsdata

Før en kan dimensjonere et hydrogenbasert energisystem er det nødvendig å ha nøkkeltall for den eksisterende energiproduksjonen og forbruket. Timesdataene for 2020, 2021 og 2022 ble derfor analysert og systematisert slik at en får en oversikt for hver måned som hadde historiske data. Datagrunnlaget var størst for 2022, deretter henholdsvis 2021 og 2020. For 2022 forelå det data fra juni til oktober med oppstart 8. juni kl. 18:00, og nedstengning 6. oktober kl. 09:00. For 2021 forelå det data fra 17. juli kl. 00:00 til 16. september kl. 11:00. For 2020 forelå det kun data for 6 dager i august og 17 dager i september. Datasettet for 2020 anses derfor som for begrenset til å bli inkludert i videre analyse.

I figur 21 kan en se nøkkeltall for PV-produksjonen, energiforbruket, energibalansen og diesellaggregatet. I tillegg kan en lese av hvor mange bruksdager anlegget hadde for hver måned. Data for solcellepanelene oppgis under «PV produksjon». Her ble det hentet ut info om månedlig elektrisitetsproduksjon (grønne celler), daglig gjennomsnittsproduksjon, maksimal effekt og et estimat på maksimal månedlig produksjon (blå celler) med utgangspunkt i det daglige snittet.

Data for energiforbruket oppgis under «Energiforbruk (elektrisk energi)». Her oppgis det tall for det månedlige energiforbruket (røde celler), daglig gjennomsnittsforkbruk samt maksimal og gjennomsnittslast for hver måned. Deretter oppgis den resulterende energibalansen under «Energibalanse». Her oppgis den månedlige energibalansen (oransje celler) samt balansen for en gjennomsnittlig dag. For dieselaggregatet er det hentet ut tall for maksimal og gjennomsnittlig effekt når aggregatet har vært påslått. I tillegg er det totale dieselforbruket estimert med bakgrunn i virkningsgraden til aggregatet når den leverer en effekt på 36 kWe, altså en virkningsgrad på 24,09 %.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	
1		<b>2022</b>									<b>2021</b>				
2		<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Okt</b>				<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Okt</b>	
3	Dager per måned	30	31	31	30	31				30	31	31	30	31	
4	Bruksdager	22,25	31,00	26,00	30,00	5,46				0	15,00	31,00	15,46	0	
5															
6	<b>PV produksjon:</b>						<b>Sum:</b>							<b>Sum:</b>	
7	Reell PV produksjon [kWh/mnd]	2 872	3 704	3 356	1 927	133	11 992			2 075	4 226	1 186		7 487	
8	Daglig snitt for PV produksjon [kWh]	129	119	129	64	24				138	136	77			
9	Max effekt [kW]	28,5	28,9	30,5	23,5	14,0				27,5	27,2	22,1			
10	Max PV produksjon [kWh/mnd]	3 872	3 704	4 002	1 927	753				4 289	4 226	2 301			
11															
12	<b>Energiforbruk (elektrisk energi)</b>						<b>Sum:</b>							<b>Sum:</b>	
13	EL-forbruk [kWh/mnd]	3 780	6 686	5 045	3 646	177	19 334			3 176	6 969	3 396		13 540	
14	Daglig snitt for EL-forbruk [kWh]	170	216	194	122	32				212	225	220			
15	Max last [kW]	19,2	20,4	17,4	18,4	1,7				19,4	20,0	18,5			
16	Gjennomsnittlig last [kW]	7,2	9,1	8,1	5,1	1,4				8,8	9,4	9,3			
17															
18	<b>Energibalanse</b>						<b>Sum:</b>							<b>Sum:</b>	
19	Månedlig balanse [kWh]	- 908	-2 982	-1 688	-1 719	- 44	- 7 342			-1 100	-2 743	-2 210		- 6 054	
20	Daglig balanse [kWh]	- 41	- 96	- 65	- 57	- 8				- 73	- 88	- 143			
21							<b>Snitt:</b>							<b>Snitt:</b>	
22	Dekningsgrad	76 %	55 %	67 %	53 %	75 %	62 %			65 %	61 %	35 %		55 %	
23	Dekningsgrad ved halvt forbruk:	152 %	111 %	133 %	106 %	150 %	124 %								
24															
25	<b>Dieselaggregat:</b>														
26	Max effekt [kWe]	39,9	39,7	40,8	41,0	0,0				42,0	42,5	42,2			
27	Gjennomsnittlig effekt [kWe]	17,8	22,1	18,0	20,1	0,0	<b>Sum:</b>			23,7	25,9	23,9		<b>Sum:</b>	
28	Dieselforbruk [liter]	368	1 209	685	697	18	2 978			446	1 113	896		2 455	

Figur 21 - Oppsummering av energidata fra Stranddalen.

I 2022 produserte solcellepanelene 11 992 kWh i perioden juni-oktober, med en maksimal effekt på 30,5 kW i august. Juli hadde den høyeste månedlige produksjonen på 3704 kWh. Juni og august hadde derimot høyere dagsgjennomsnitt på 129 kWh mot 119 kWh i juli.

Energiforbruket ble summert til 19 334 kWh, med en maksimal lasteffekt på 20,4 kW i juli. Juli hadde også det høyeste månedlige energiforbruket på 6686 kWh, noe som gav et gjennomsnittlig dagsforbruk på 216 kWh. For sommersesongen 2022 resulterte dette i en samlet fornybar-dekningsgrad på 62 %, der det resterende energibehovet på 7342 kWh ble dekket av dieselaggregatet.

I 2021 produserte solcellepanelene 7487 kWh i perioden 17. juli til 16. september. August hadde den høyeste månedlige PV-produksjonen på 4226 kWh med 31 bruksdager, noe som resulterte i et dagsgjennomsnitt på 136 kWh. Energiforbruket i august 2021 ble summert til 6969 kWh, noe som gir et daglig snittforbruk på 225 kWh.

Ettersom året 2022 inneholder de mest fullstendige dataene vil videre analyse hovedsakelig ta utgangspunkt i tall fra dette året med mindre noe annet blir spesifisert.

### 5.2.2 Dieselforbruk og CO<sub>2</sub> utslipp

I 2022 ble 7342 kWh elektrisitet produsert av dieselaggregatet, noe som tilsvarer et samlet dieselforbruk på 2978 liter når aggregatet har en virkningsgrad på 24,09 %. Beregnet ved hjelp av formel 13.

$$\text{Dieselforbruk} = \frac{\text{Produsert elektrisk energi}}{\eta_{D,agg}} * \frac{1}{LHV_{diesel}} = \frac{7342 \text{ kWh}}{0,2409} * \frac{1}{10,24 \frac{\text{kWh}}{\text{liter}}} = 2978 \text{ liter}$$

(Dersom du prøver å regne ut dieselforbruket med overnevnte formel vil du riktig nok komme til 2976,3 liter. Forskjellen på 1,7 liter skyldes avrunding.)

Med utgangspunkt i en utslippsfaktor på 73,5 kg CO<sub>2</sub>/GJ [10], gir dette et samlet CO<sub>2</sub>-utslipp (oppgitt som CO<sub>2</sub>-ekvivalenter) rett i overkant av 8 tonn i 2022. Beregnet ved hjelp av formel 14.

$$\text{CO}_2\text{ekvivalenter} = (\text{Energiforbruk, diesel}) * \text{utslippsfaktor} = \left( LHV_{diesel} \left[ \frac{\text{GJ}}{\text{liter}} \right] * \text{dieselforbruk} [\text{liter}] \right) * \text{utslippsfaktor} \left[ \frac{\text{kg CO}_2}{\text{GJ}} \right] = \left( 36,85 * 10^{-3} \frac{\text{GJ}}{\text{liter}} * 2978 \text{ liter} \right) * \frac{73,5 \text{ kg CO}_2}{\text{GJ}} = 8065 \text{ kg CO}_2 \approx 8 \text{ tonn.}$$

Den månedlige fordelingen over dieselforbruk og CO<sub>2</sub> utslipp vises i figur 22.

LHV, diesel [MJ/kg]	43,1					
Tetthet, diesel [kg/liter]	0,855					
LHV, diesel [MJ/liter]	36,851					
LHV, diesel [kWh/liter]	10,24					
<b>Oppgitt utslippsfaktor [(kg CO<sub>2</sub>)/GJ]</b>	<b>73,5</b>					
<b>Beregnet utslippsfaktor [kg/liter]</b>	<b>2,71</b>					
	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Okt</b>	<b>Sum</b>
<b>Dieselforbruk [liter]</b>	368	1 209	685	697	18	<b>2 978</b>
<b>Dieselforbruk [GJ]</b>	13,57	44,57	25,23	25,70	0,66	<b>109,7</b>
<b>CO<sub>2</sub> utslipp [kg]</b>	997	3 276	1 855	1 889	49	<b>8 065</b>

Figur 22 - Oversikt over dieselforbruk og CO<sub>2</sub>-utslipp for 2022 sammen med konstantene som brukes i utregningene.

### 5.3 Estimere energiproduksjon for et helt år

Reelle produksjonsdata er kun tilgjengelig for sommermånedene som følge av at Stranddalen turisthytte hovedsakelig er i bruk om sommeren. Derfor må det utarbeides produksjonsestimater for resten av året. Kapittel 5.3 vil videre beskrive og presentere produksjonsestimatene for resten av året.

#### 5.3.1 Estimater fra Kverneland Energi

Sammen med timesdataene sendt Kverneland Energi en Excel-file med deres helårs-estimater for alle panelene som er installert på hytta. Filen viser en estimert årsproduksjon på ca. 40 146 kWh etter at overføringstap er fratrukket. Figur 23 viser verdiene for PV-produksjon som ble estimert av Kverneland energi. Nøyaktig hvordan dette estimatet ble utarbeidet er derimot ikke helt klart.

Dersom en sammenligner den daglige snittproduksjonen fra Kverneland-estimatet (K.estimat) med den

	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Total
Dager per måned	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Bruksdager	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
<b>Kverneland-estimat:</b>													
PV produksjon (DC) (inn i inverter) [kWh]	245	859	3 420	6 258	8 700	8 094	6 206	4 371	3 270	1 368	582	166	<b>43 538</b>
Daglig snitt, (DC) (inn i inverter) [kWh]	8	31	110	209	281	270	200	141	109	44	19	5	
PV produksjon (AC) (ut av inverter) [kWh]	139	754	3 293	5 952	8 123	7 484	5 633	3 977	3 003	1 236	470	84	<b>40 146</b>
Daglig snitt (AC) (ut av inverter) [kWh]	4	27	106	198	262	249	182	128	100	40	16	3	

Figur 23 - Utklipp av Kverneland-estimat

daglige snittproduksjonen fra 2022 i juni, juli, august og september (introdusert på rad 8 i Figur 21) ser en at K.estimatet er vesentlig høyere enn de daglige snittene fra 2022. Figur 24 viser en sammenligning av daglig produksjon i 2022 mot den daglige produksjonen som ble estimert i K.estimatet. Mer nøyaktig var K.estimatet 93 % større i juni, 52 % større i juli, 1 % lavere i august, og 56% større enn september.

I løpet av perioden juni-september var K.estimatet i snitt 50 % høyere enn den reelle produksjonen i

<b>Daglig produksjon 2022 vs K.estimat:</b>	<b>Jun</b>	<b>Jul</b>	<b>Aug</b>	<b>Sep</b>	<b>Snitt</b>
Daglig PV produksjon, K.estimat [kWh/day]	249	182	128	100	165
Daglig PV production, 2022 [kWh/day]	129	119	129	64	110
K.estimat/2022 [%]	193 %	152 %	99 %	156 %	150 %

Figur 24 - Sammenligning av daglig produksjon i 2022 vs K.estimatet

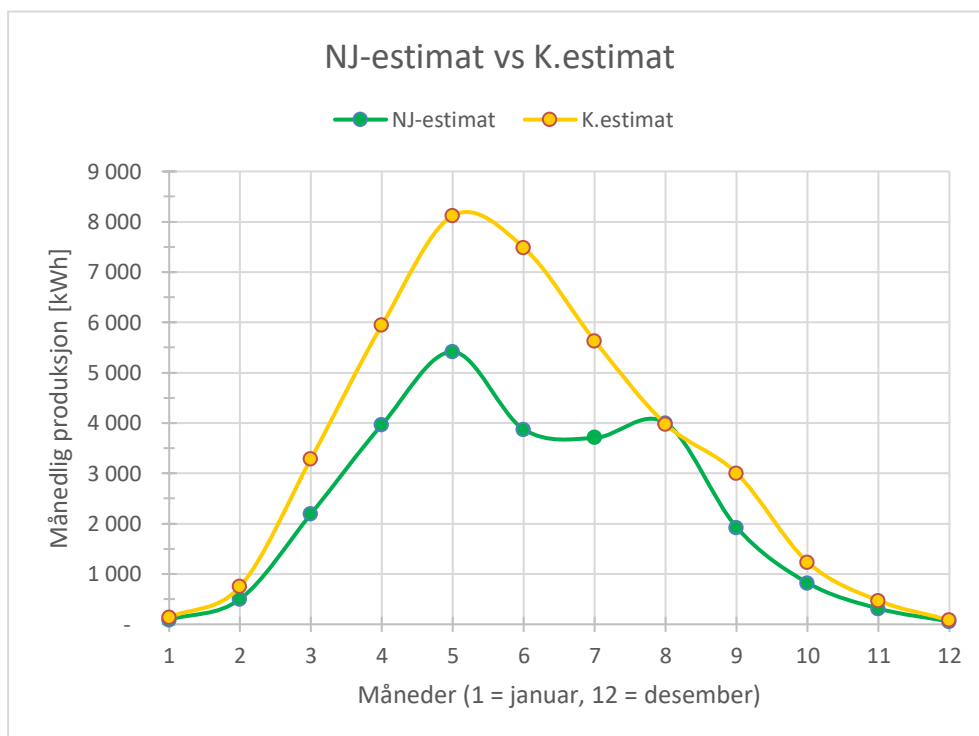
2022. Konklusjonen er dermed at K.estimatet er for høyt i forhold til reelle verdier. Tross dette må en likevel estimere PV-produksjonen for resten av året. En metode kan derfor være å nedjustere K.estimatet med 1/3 for resten av året hvor reelle produksjonsdata ikke foreligger. Nedjustering på 1/3 ble valgt ettersom dette tilsvarer den gjennomsnittlige forskjellen mellom K.estimatet og den reelle produksjonen fra sommeren 2022. Nedjusteringen på 1/3 ble gjort ved å multiplisere PV-produksjonen fra K.estimatet med 2/3.

Ved å nedjustere K.estimatet på denne måten kan en nærme seg mer realistiske produksjonstall for resten av året hvor det ikke foreligger reelle data. Figur 25 viser det nedjusterte helårsestimatet videre kalt «NJ-estimat». NJ-estimatet benytter et nedjustert K.estimat for de månedene hvor det ikke foreligger reelle produksjonsdata. For juni, juli, august og september brukes derimot den samsvarende maksproduksjonen fra 2022 som ble presentert på rad 10, i figur 21. Dette gir en årlig energiproduksjon på 26 872 kWh, mot de opprinnelige 40 146 kWh fra K.estimatet.

NJ-estimat	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Total
PV produksjon (AC) (ut av inverter) [kWh]	93	503	2 195	3 968	5 415	3 872	3 704	4 002	1 927	824	313	56	26 872
Daglig snitt, (AC) (ut av inverter) [kWh]	3	18	71	132	175	129	119	129	64	27	10	2	

Figur 25 – NJ-estimat, årlig oversikt.

Figur 26 viser en grafisk sammenligning av NJ-estimatet og K.estimatet. Her kan en se hvordan energiproduksjonen vil variere gjennom året. I begge estimatene er mai den måneden med høyest produksjon. K.estimatet har en relativ jevn trend, mens NJ-estimatet har en skarp reduksjon fra mai til juni som virker unaturlig. Den skarpe reduksjonen kan ha to årsaker. Det ene alternativet er at produksjonsestimatet for mai fortsatt er for høyt, og dermed burde reduseres ytterligere. Det andre alternativet er at produksjonsdataene for sommeren inneholder noen ukjente feilkilder som gjør den registrerte produksjonen er lavere enn det som faktisk er mulig å produsere. Trolig er det en kombinasjon av begge. PVGIS vil derfor brukes for å kvalitetssikre NJ-estimatet ved å finne ut hvor mye elektrisitet



Figur 26 - Grafisk sammenligning av NJ-estimat og K.estimat.

et PV-system på 45kWp maksimalt kan produsere i løpet av et år dersom alle panelene står i samme retning med optimal helning.

### 5.3.2 Estimer fra PVGIS

Resultatene fra PVGIS vil dermed gi en god indikasjon på hvilken energiproduksjon som maksimalt kan forventes fra et PV-anlegg på 45 kWp. Figur 27 viser en oversikt over inn og utdata fra PVGIS.

#### PVGIS-5 estimates of solar electricity generation:

Provided inputs:		Simulation outputs	
Latitude/Longitude:	59.438,6.718	Slope angle:	37 (opt) °
Horizon:	Calculated	Azimuth angle:	0 (opt) °
Database used:	PVGIS-SARAH2	Yearly PV energy production:	33784.1 kWh
PV technology:	Crystalline silicon	Yearly in-plane irradiation:	871.58 kWh/m <sup>2</sup>
PV installed:	45 kWp	Year-to-year variability:	2635.84 kWh
System loss:	10 %	Changes in output due to:	
		Angle of incidence:	-3.13 %
		Spectral effects:	2.02 %
		Temperature and low irradiance:	-3.16 %
		Total loss:	-13.86 %

Figur 27 - Oversikt over inn og utdata fra PVGIS.

Simuleringen viser at en orientering mot sør kombinert med en helning på 37° i forhold til horisontalplanet er optimal for å maksimere årlig energiproduksjon. Årsproduksjonen blir estimert til 33 784 kWh, med et standardavvik på 2636 kWh. Dette betyr at en kan forvente en årlig produksjon mellom 31 148 kWh og 36 420 kWh med beskrevne systemspesifikasjoner. Detaljerte estimer for hver måned, inkludert gjennomsnittlig dagsproduksjon kan leses av figur 28. I tillegg kan en lese at det forventede standardavviket til årlig PV-produksjon utgjør 2636 kWh. Standardavviket utgjør 7,8 % av det årlige PVGIS-estimatet.

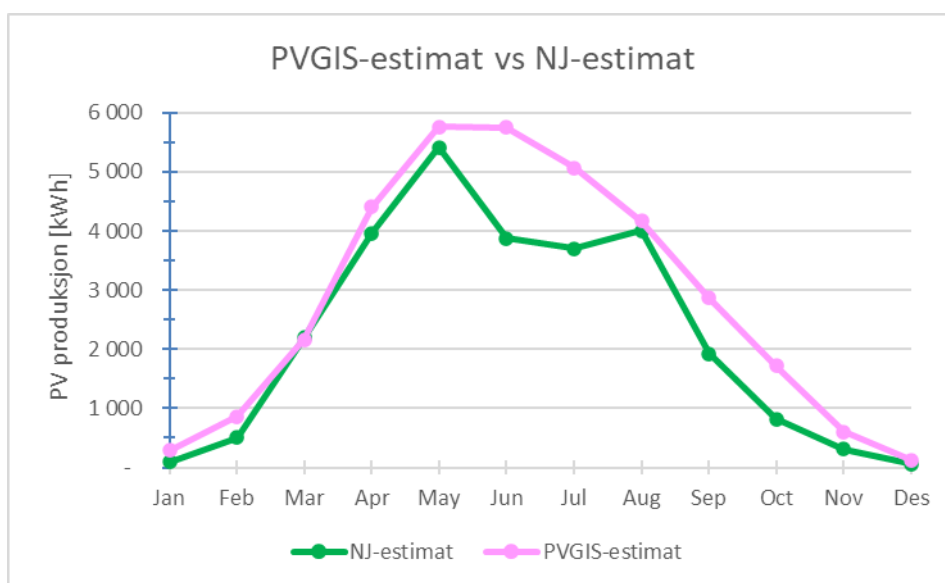
PVGIS-estimat	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Total
PV produksjon, (AC) etter tap [kWh]	287	859	2 168	4 406	5 760	5 749	5 068	4 169	2 866	1 723	603	127	33 784
Daglig PV produksjon (AC) [kWh]	9	31	70	147	186	192	163	134	96	56	20	4	
Årlig standardavvik [kWh]													2636

Figur 28 – PVGIS-estimat

Sammenligning av PVGIS-estimatet mot NJ-estimatet viser at NJ-estimatet er omtrent 20 % lavere enn PVGIS-estimatet på årsbasis. Dette virker også rimelig ettersom panelene på Stranddalen er montert på eksisterende tak med ulike helninger og orienteringer, noe som vil redusere den totale energiproduksjonen i forhold til et frittstående optimalisert system. Sammenligningen vises i tabellen på figur 30, og grafisk med figur 29.

PVGIS-estimat vs NJ-estimat	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Des	Total
PV production, NJ-estimat [kWh]	93	503	2 195	3 968	5 415	3 872	3 704	4 002	1 927	824	313	56	26 872
PV production, PVGIS-estimat [kWh]	287	859	2 168	4 406	5 760	5 749	5 068	4 169	2 866	1 723	603	127	33 784
NJ-estimat/PVGIS-estimat	32 %	59 %	101 %	90 %	94 %	67 %	73 %	96 %	67 %	48 %	52 %	44 %	79,5 %

Figur 30 - Sammenligning av PVGIS-estimat og NJ-estimat i tabell.



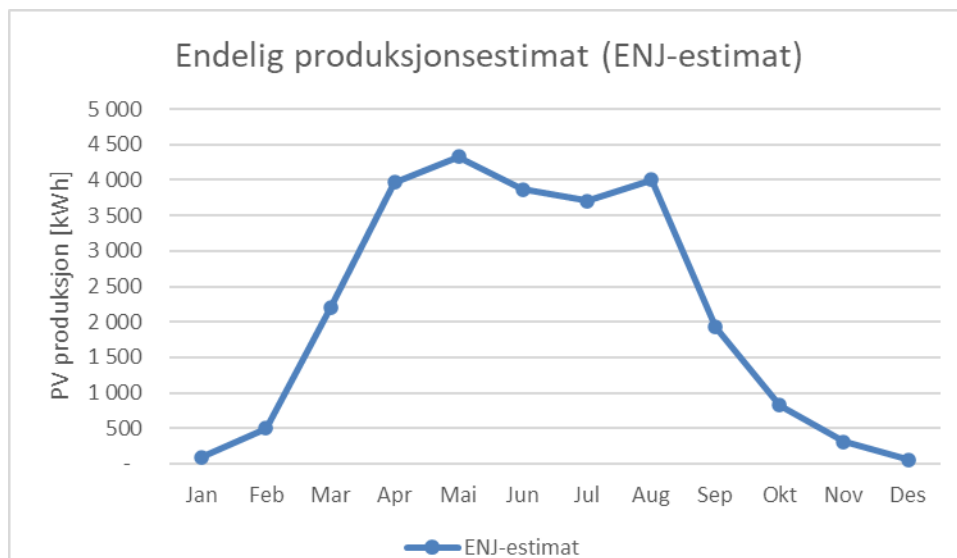
Figur 29 - Grafisk sammenligning av PVGIS-estimat og NJ-estimat.

For NJ-estimatet ser en igjen den skarpe reduksjonen i estimert produksjon fra mai til juni etterfulgt av et platå fra juni til august. Estimert produksjon fra PVGIS viser derimot en typisk jevn produksjonskurve basert på historiske værdata. For å få en mer realistisk produksjonskurve blir NJ-estimatet redusert med ytterligere 20% i mai måned. Estimert produksjon i mai reduseres fra 5415 kWh til 4332 kWh, noe som gir det endelige årsestimatet, forkortet som «ENJ-estimat». ENJ-estimatet vil dermed være det endelige produksjonsestimatet som brukes for å beskrive forventet årlig energiproduksjon fra solcellene som er montert hos Stranddalen i dag. ENJ-estimatet vises i tabell på figur 31, og grafisk med figur 32.

ENJ-estimat	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Total
PV produksjon, ENJ-estimat [kWh]	93	503	2 195	3 968	4 332	3 872	3 704	4 002	1 927	824	313	56	25 789
Daglig snitt for, PV produksjon (AC) [kWh]	3	18	71	132	140	129	119	129	64	27	10	2	

Figur 31 - Endelig produksjonsestimat i tabell.





Figur 32 - Grafisk visning av endelig produksjonsestimat (ENJ-estimat)

### 5.3.3 Solceller, batteri og hydrogen

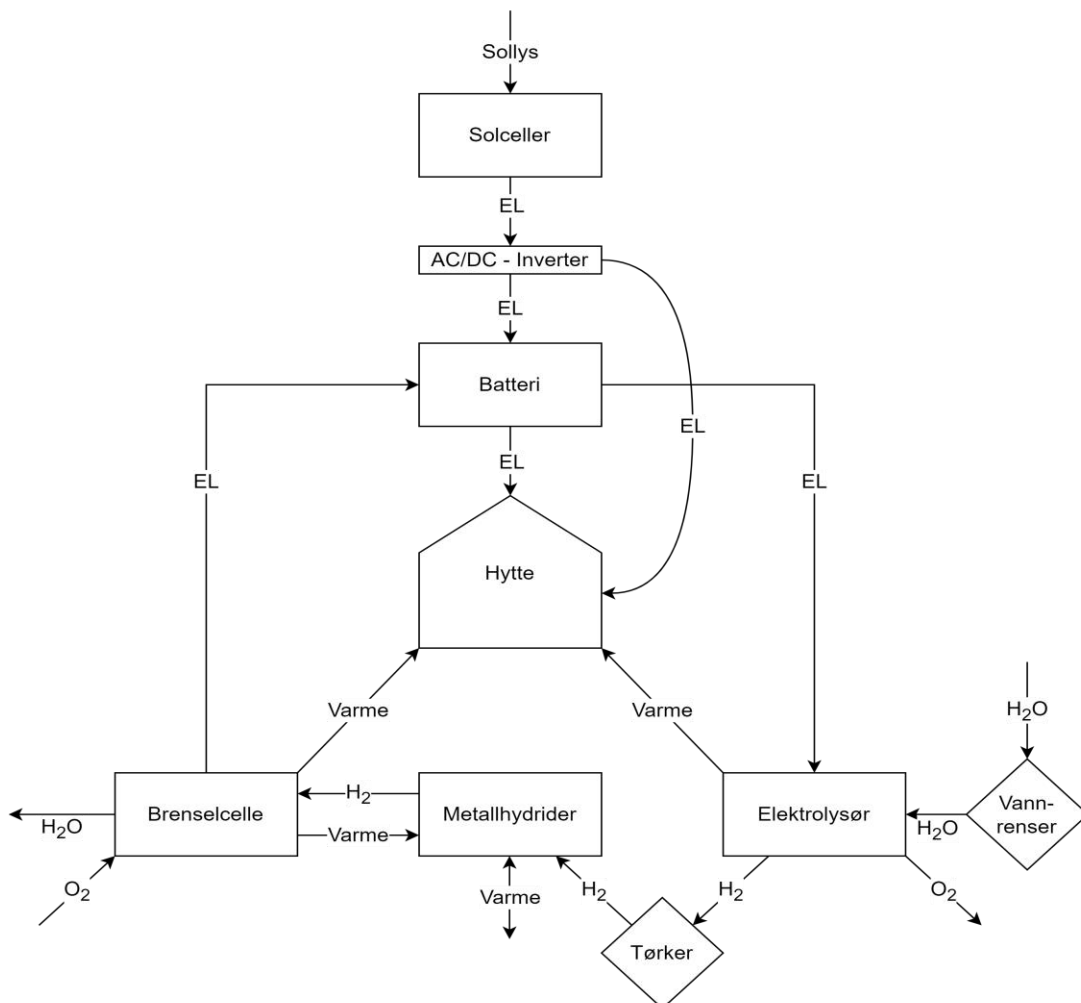
I et hydrogenbasert energisystem vil solcellepanelene fortsatt produsere elektrisitet på dagtid når det er tilgjengelig sollys, men når dieselaggregatet blir byttet ut med elektrolyser, brenselcelle, og metallhydrider oppstår det flere alternativer for hvor energien skal sendes. Med utgangspunkt i å holde systemvirkningsgraden høyest mulig vil det være naturlig at elektrisiteten fra solcellene brukes direkte når det er et samsvarende effektbehov. Dersom effekten fra solcellepanelene overstiger hyttens effektbehov, vil overskuddet av elektrisitet lagres i batteriet.

Når batteriet nærmer seg fulladet, vil hydrogenproduksjonen starte. Elektrisitet sendes dermed fra batteriet og inn i elektrolyseren. Ved å trekke elektrisitet fra batteriet unngår en at elektrolyseren blir utsatt for effekttopper og ustabile driftsforhold som kunne oppstått dersom en sender elektrisitet direkte fra solcellepanelene. Batteriet blir altså brukt for å sikre optimale driftsforhold for elektrolyseren, noe som vil bidra til å øke levetiden til elektrolyseren. Vannet som skal inn i elektrolyseren blir renses slik at kravet for maksimum konduktivitet opprettholdes. Fra elektrolyseren får en ut hydrogen, oksygen og termisk varme. Oksygenet slippes ut i atmosfæren med mindre en finner et bruksområde for oksygenet. Restvarmen fra elektrolyseren kan eksempelvis utnyttes til oppvarming av varmtvann og lokalet der elektrolyseren befinner seg. Hydrogenen blir ført gjennom en tørker som fjerner fukt og andre urenheter før hydrogenet lagres i metallhydridene. Når hydrogenet lagres vil metallhydridene avgi litt varme under lagringsprosessen. Trykket fra elektrolyseren må også være større enn trykket i MH-tankene.

Når hydrogenet omgjøres til elektrisitet føres hydrogen og oksygen inn i brenselcellen slik at vann, elektrisitet og varme blir produsert. Elektrisiteten sendes tilbake til batteriet, før den videre distribueres

etter behov. Batteriet fungerer dermed som en buffer mot ustabile driftsvilkår for brenselcellen. Trykket fra MH-tankene må være større enn trykket som kreves i brenselcellen. Når dette oppfylles vil brenselcellen automatisk tilføres litt hydrogen fra metallhydridene slik at brenselcellen kan starte. Når brenselcellen er i drift, vil overskuddsvarmen hovedsakelig brukes til å varme opp metallhydridene og frigjøre hydrogen som er kjemisk bundet.

For å utnytte overskuddsvarmen fra de ulike prosessene vil det være naturlig med en form for varmeveksler slik at varmen fra brenselcelle, metallhydrid og elektrolyser kan bidra til å dekke hyttens energiforbruk. En løsning for å forvarme varmtvannet ville trolig vært gunstig. Nøyaktig hvordan varmen skal flyttes fra kontaineren som inneholder, elektrolyser, brenselcelle og metallhydrid er noe usikkert. Væskekjøling er i praksis utelukket ettersom elektrolyser, brenselcelle og metallhydridene er luftkjølt. Dette innebærer at varmeoverføringen trolig må gjøres via et ventilasjonssystem eller kanskje en luft til væske varmepumpe. Figur 33 viser en systemoversikt for det nye utslippsfrie energisystemet.



Figur 33 – Total systemoversikt som illustrerer de sammenhengene mellom solceller, inverter, batteri, elektrolyser, vannrenser, tørker, metallhydrid og brenselcelle.

Ved elektrolyse vil brenselcellen alltid være avslått, dermed vil ikke brenselcellen påvirke systemet under hydrogenproduksjon. Når brenselcellen er aktiv vil elektrolysøren alltid være avslått. Det er nå lettere å identifisere hvor energioverføringene foregår, noe som vil være til hjelp når virkningsgradene for systemet skal beregnes.

#### 5.4 Valg av elektrolysør, brenselcelle og metallhydrid

Ettersom mye av erfaringene fra Vestsiden kan overføres til Stranddalen blir det i tatt utgangspunkt i å bruke samme elektrolysør og brenselcelle som Vestsiden ungdomsskole har valgt å bruke.

Fra databladet[42] til elektrolysøren kan en lese at den har en nominell elektrisk effekt på 2.4 kW og at et nominelt energiforbruk på 4.8 kWh per Nm<sup>3</sup> hydrogen som blir produsert. Noe som tilsvarer 4,8 kWh elektrisitet per 0,0899 kg hydrogen som produseres. Når 1 kg hydrogen inneholder 33,3 kWh energi (nedre brennverdi) svarer 0,0899 kg hydrogen til et energiinnhold på 2,99 kWh, noe som gir en elektrisk virkningsgrad på 62% beregnet med formel 3.

Fra databladet[43] kan en lese at brenselcellen har en nominell effekt på 4 kW med en ladespenning på 48 volt. Drivstofforbruket er oppgitt til maks 70 gram hydrogen per kWh elektrisitet som produseres. Dette gir en minimum elektrisk virkningsgrad på 43 % beregnet med formel 6.

##### 5.4.1 Valg av metallhydrid

Metallhydridet som skal brukes ved Vestsiden er en AB<sub>5</sub>-legering. Denne legeringen blir også valgt til det nye energisystemet på Stranddalen. Metallhydridet ble valgt på bakgrunn av tilgjengelighet, pris og toleranse for urenheter av gasser og stoffer som kan forekomme under elektrolyse av vann. I følge HYSTORSYS kan AB<sub>5</sub> produseres på relativt kort varsel. Som nevnt i teoridelen var prisen i 2018 estimert 211 NOK/kg som er omtrent 1/3 av prisen til Hydralloy C5 på 572 NOK/kg. Med utgangspunkt i at det er nødvendig med store mengder metall for å oppbevare hydrogen er dette en avgjørende faktor på hvorfor AB<sub>5</sub> velges.

## 5.5 Optimalisering av energisystemet

Til nå er det etablert et bilde over energiforbruket i sommersesongen 2022 samt et estimat for energiproduksjonen gjennom et helt år (ENJ-estimatet). Energiforbruket for 2022 oppjusteres i juni og august slik at forbruksprofilen representerer full drift fra 1. juni til og med 30 september. Forbruket i juni 2022 tok utgangspunkt i at hytten var i drift i 22,25 dager. Nå antas det 30 bruksdager for juni, noe som medfører at forbruket oppjusteres fra 3780 kWh til 5096 kWh. Forbruket i august 2022 tok utgangspunkt i at hytten var i drift i 26 dager. Nå antas det 31 dager for august, noe som medfører at forbruket justeres fra 5045 kWh til 6015 kWh. Ettersom det ikke foreligger noe forbruksdata for resten av året, vil det bli antatt en grunnlast på 1 kW utenfor sesong. Hensikten med grunnlasten er å ta hensyn til parasittlaste og ikke minst unngå frost i MH-kontaineren. Oppsummert gir dette en årlig forbruksprofil som vises med figur 34. Sesongforbruket er markert i blått og forbruket utenfor sesong oransje.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Des	Total
Dager per måned	31	28	31	30	31	30	31	31	30	31	30	31	365
Besøksdager	0	0	0	0	0	30	31	31	30	0	0	0	122
<b>Årlig forbruksprofil</b>													
EL-forbruk [kWh/mnd]	744	672	744	720	744	5 096	6 686	6 015	3 646	744	720	744	27 275
Daglig snitt for EL-forbruk [kWh]	24	24	24	24	24	170	216	194	122	24	24	24	
Max last [kW]	1	1	1	1	1	19,2	20,4	17,4	18,4	1	1	1	
Gjennomsnittlig last [kW]	1	1	1	1	1	7,2	9,1	8,1	5,1	1	1	1	
Sum sesongforbruk [kWh]	21 443												
Forbruk utenfor sesong [kWh]	5 832												

Figur 34 - Forbruksprofil for hele året

Det årlige energibehovet estimeres dermed til 27 275 kWh. Der sesongforbruket utgjør 21 443 kWh og grunnlasten utenfor sesong utgjør 5832 kWh. Sammenligning av den årlige forbruksprofilen og ENJ-estimatet for PV-produksjonen gir energibalansen for det eksisterende energisystemet. Fra figur 35 kan en lese av månedlig energibalanse, daglig energibalanse og teoretisk dekningsgrad for de ulike månedene. Månedene med positiv energibalanse markeres i grønt. Måneder med negativ energibalanse markeres i rødt.

Standard energibalanse (45 kWp)	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Total
Månedlig energibalanse [kWh]	- 651	- 169	1 451	3 248	3 588	- 1 224	- 2 982	- 2 013	- 1 719	80	- 407	- 688	- 1 487
Daglig energibalanse [kWh]	- 21	- 6	47	108	116	- 41	- 96	- 65	- 57	3	- 14	- 22	
Teoretisk dekningsgrad [%]	12 %	75 %	295 %	551 %	582 %	76 %	55 %	67 %	53 %	111 %	44 %	8 %	95 %

Figur 35 - Standard energibalanse

Med standard energisystem er det kun mars, april, mai og oktober som har positiv energibalanse. Resten av året er energibalansen negativ. Selv om en hadde klart å ta vare på all energien som produseres uten tap, ville systemet gått med et årlig underskudd på 1487 kWh. Energiproduksjonen må altså økes vesentlig for at et hydrogenbasert energisystem skal være mulig.

### 5.5.1 Nullsystem

I prosessen med å dimensjonere energisystemet ble det først kartlagt hvor stor effekten fra solcellene må være for at energisystemet skal ha 100 % dekningsgrad gjennom året når den elektrisk rundturvirkningsgraden er 26,8 %. Beregnet ved hjelp av formel 11 der,  $\eta_{EL} = \eta_{el1} * \eta_{fc1} * \eta_{MH} = 0,624 * 0,429 * 1 = 0,268$ . Den teoretiske virkningsgraden til metallhydridene avhenger i utgangspunktet av forholdet mellom absorpsjonsvarmen og desorpsjonsvarmen. Med utgangspunkt i varmeteori for metallhydrider vil virkningsgraden til MH teknisk sett bli mindre enn 100%. Når det antas at brenselcellen leverer varmen som kreves for å dekke  $Q_{des}$  så forsvinner i praksis dette leddet. Når en videre antar at absorpsjonsvarmen  $Q_{abs}$  ikke vil klare å få temperaturen til MH over 42°C så forsvinner i praksis dette leddet også. Dermed kan en sette virkningsgraden til 100% eller fjerne  $\eta_{MH}$  i sin helhet. Kapittel 5.5.6 vil gå i ytterligere detalj for hvorfor  $Q_{abs}$  og  $Q_{des}$  kan neglisjeres. Ved dimensjonering av nullsystemet brukes det derfor en virkningsgrad på 100 % for MH, noe som gir at den elektriske rundturvirkningsgraden kun avhenger av virkningsgradene til elektrolysør og brenselcelle.

Fra figur 36 ser en at den årlige dekningsgraden 100,2 % når installert effekt på solcellepanelene oppskaleres med 46,2 % til 65,8 kWp. Effektøkningen gir 14 225 kWh med elektrisitet som kan brukes til å produsere hydrogen. I de grønne månedene omgjør elektrolysøren overskuddselektrisitet til hydrogen. I de røde månedene må brenselcellen produsere elektrisitet for å dekke energiforbruket, derfor forbrukes hydrogen i de røde månedene.

Økningsfaktor solceller	1,462													
Innstallert effekt etter økning [kWp]	65,8													
Økt PV produksjon vs forbruk	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Total	
Månedlig PV produksjon [kWh]	136	735	3 209	5 801	6 334	5 661	5 415	5 850	2 817	1 205	458	82	37 703	
EL-forbruk [kWh/mnd]	744	672	744	720	744	5096	6686	6015	3646	744	720	744	27 275	
Månedlig EL-energibalanse [kWh]	- 608	63	2 465	5 081	5 590	565	- 1 271	- 164	- 829	461	- 262	- 662		
Daglig EL-energibalanse [kWh]	- 20	2	80	169	180	19		- 5	- 28	15	- 9	- 21		
Hydrogen som produseres [kWh]	-	39	1 537	3 169	3 486	352	-	-	-	287	-	-	8 872	
Hydrogen som produseres [kg]	-	1,2	46,2	95,2	104,7	10,6	-	-	-	8,6	-	-	266,4	
Potensiell elektrisitet fra hydrogen [kWh]		17	660	1 359	1 496	151	-	-	-	123	-	-	3 806	
Hydrogen som forbrukes [kWh]	- 1 418	-	-	-	-	-	- 2 962	- 383	- 1 933	-	- 611	- 1 544	- 8 851	
Hydrogen som forbrukes [kg]	- 43	-	-	-	-	-	- 89	- 11	- 58	-	- 18	- 46	- 265,8	
Årlig hydrogenbalanse [kg]													0,6	
Sum, årlig EL-overskudd [kWh]	14 225													
Sum, årlig EL-underskudd [kWh]	- 3 797													
Sum, elektrisitet fra brenselcelle [kWh]	3 806													
Elektrisk balanse, rundtutur [kWh]	9													
FC-dekningsgrad av EL-underskudd	100,2 %													
Systemvirkningsgrad (EL til EL)	26,8 %													

Figur 36 – Oversikt over elektrisitet- og hydrogenbalansen til «Nullsystemet». Månedlig PV-produksjon er markert med gul farge. Månedlig EL-forbruk er markert med rosa. Positiv energibalanse er markert grønn.

Negativ energibalanse er markert rød. Den årlige rundturbalansen i elektriske kWh er markert turkis.

Figur 36 viser at det må produseres 265,8 kg hydrogen i løpet av et år for å få dekket det samlede elektriske energiunderskuddet som oppstår i januar, juli, august, september, november og desember.

Hydrogenbehovet på 265,8 kg er beregnet ved å dividere det årlige EL-underskuddet på  $\eta_{fc1}$  og  $LHV_{H_2}$ . Dersom 266,4 kg hydrogen omgjøres til elektrisitet via brenselcellen vil en ifølge figur 36 sitte igjen med et overskudd på 9 kWh med elektrisitet i løpet av et år. Alternativt kan en lagre det årlige energioverskuddet som 0,6 kg hydrogen. I praksis vil det trolig være hensiktsmessig å overdimensjonere energiproduksjonen slik at en som minimum kan sikre seg mot den årlige variasjonen i solinnstråling som ble estimert til 7,8 % i kapittel 5.3.2. Konsekvensen av å underdimensjonere solcelleanlegget kan sees tydelig etter hva den årlige hydrogenbalansen blir. De to neste delkapitlene vil derfor presentere noen eksempler for hva som skjer dersom solcellene produserer mindre eller mer elektrisitet enn det som er estimert for nullsystemet.

### 5.5.2 Konsekvensen av å underdimensjonere PV-anlegget

Simuleringen i PVGIS viser at den årlige variasjon i PV-produksjon dekkes av et standardavvik på 7,8 %. Konsekvensen av 7,8 % lavere produksjon kan fastslås ved å nedskalere effekten på nullsystemet med 7,8 % til 60,7 kWp. Fra figur 37 ser en at reduksjonen i PV-produksjon på vil gjøre at kapasiteten til å produsere hydrogen reduseres til 232,9 kg. Samtidig vil behovet for hydrogen øke fra 265,8 kg (Nullsystemet) til 346,4 kg som følge av at solcellene dekker en mindre andel av elektrisitetsforbruket direkte. En vil altså mangle 113,5 kg med hydrogen for å få dekket det årlige energiforbruket dersom PV-produksjonen reduseres med 7,8 %.

Økningsfaktor solceller	1,348													
Innstallert effekt etter økning [kWp]	60,7													
Økt PV produksjon vs forbruk	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Total	
Månedlig PV produksjon [kWh]	125	678	2 959	5 348	5 839	5 220	4 993	5 394	2 597	1 111	422	75	34 761	
EL-forbruk [kWh/md]	744	672	744	720	744	5096	6686	6015	3646	744	720	744	27 275	
Månedlig EL-energi balanse [kWh]	- 619	6	2 215	4 628	5 095	123	- 1 693	- 621	- 1 049	367	- 298	- 669		
Daglig EL-energi balanse [kWh]	- 20	0	71	154	164	4	- 20	- 35	12	- 10	- 22			
Hydrogen som produseres [kWh]	-	4	1 381	2 887	3 178	77	-	-	-	229	-	-	7 755	
Hydrogen som produseres [kg]	-	0,1	41,5	86,7	95,4	2,3	-	-	-	6,9	-	-	232,9	
Potensiell elektrisitet fra hydrogen [kWh]	-	2	593	1 238	1 363	33	-	-	-	98	-	-	3 327	
Hydrogen som forbrukes [kWh]	- 1 443	-	-	-	-	-	- 3 947	- 1 447	- 2 445	-	- 694	- 1 559	- 11 535	
Hydrogen som forbrukes [kg]	- 43	-	-	-	-	-	- 119	- 43	- 73	-	- 21	- 47	- 346,4	
Årlig hydrogenbalanse [kg]													- 113,5	
Sum, årlig EL-overskudd [kWh]	12 435													
Sum, årlig EL-underskudd [kWh]	- 4 948													
Sum, elektrisitet fra brenselcelle [kWh]	3 327													
Elektrisk balanse, rundtur [kWh]	- 1 621													
FC-dekningsgrad av EL-underskudd	67,2 %													
Systemvirkningsgrad (EL til EL)	26,8 %													

Figur 37 - Oversikt over elektrisitet- og hydrogenbalansen ved 7,8% underdimensjonering av PV-anlegget.

For å unngå et slikt energiunderskudd vil det derfor være hensiktsmessig å overdimensjonere PV-anlegget med minimum 7,8 % i forhold til nullsystemet. Slik kan en sikre at solcellene leverer nok energi i år med lav solinnstråling. Neste delkapittel vil derfor undersøke konsekvensen av å overdimensjonere PV-produksjonen i forhold til forbruket.

### 5.5.3 Konsekvensen av å overdimensjonere PV-anlegget

Konsekvensen av å oppskalere installert effekt med 7,8 % i forhold til nullsystemet, er som sagt at energiforsyningen sikres i år med lav solinnstråling. Det kan likevel være greit å være klar over hva som skjer i et år med samme solinnstråling som nullsystemet baserer seg på. Figur 38 viser at solcellepanelene vil produsere 40 645 kWh i løpet av et år, altså 7,8 % mer enn nullsystemet. Videre vil en kunne produsere opptil 305 kg hydrogen fra det årlige elektrisitetsoverskuddet fra solcellene. Samtidig vil det totale behovet for hydrogen reduseres fra 265,8 kg til 205,6 kg som følge av at solcellene dekker en større andel av elektrisitetsforbruket direkte. En vil altså kunne sitte igjen med overskudd på 99,8 kg med hydrogen for dette året, gitt at hydrogenlageret er stort nok.

Økningsfaktor solceller													
Innstallert effekt etter økning [kWp]		70,9											
Økt PV produksjon vs forbruk	Jan	Feb	Mar	Apr	Mai	Jun	Jul	Aug	Sep	Okt	Nov	Des	Total
Månedlig PV produksjon [kWh]	146	793	3 460	6 254	6 828	6 103	5 838	6 307	3 036	1 299	494	88	40 645
EL-forbruk [kWh/mnd]	744	672	744	720	744	5096	6686	6015	3646	744	720	744	27 275
Månedlig EL-energi balanse [kWh]	- 598	121	2 716	5 534	6 084	1 007	- 848	292	- 609	555	- 226	- 656	
Daglig EL-energi balanse [kWh]	- 19	4	88	184	196	34		9	- 20	18	- 8	- 21	
Hydrogen som produseres [kWh]	-	75	1 694	3 451	3 794	628	-	182	-	346	-	-	10 171
Hydrogen som produseres [kg]	-	2,3	50,9	103,6	113,9	18,9	-	5,5	-	10,4	-	-	305,4
Potensiell elektrisitet fra hydrogen [kWh]		32	727	1 481	1 628	269	-	78	-	148	-	-	4 363
Hydrogen som forbrukes [kWh]	- 1 393	-	-	-	-	-	- 1 977	-	- 1 421	-	- 527	- 1 529	- 6 848
Hydrogen som forbrukes [kg]	- 42	-	-	-	-	-	- 59	-	- 43	-	- 16	- 46	- 205,6
Årlig hydrogenbalanse [kg]													99,8
Sum, årlig EL-overskudd [kWh]	16 307												
Sum, årlig EL-underskudd [kWh]	- 2 938												
Sum, elektrisitet fra brenselcelle [kWh]	4 363												
<b>Elektrisk balanse, rundtur [kWh]</b>	<b>1 426</b>												
FC-dekningsgrad av EL-underskudd	148,5 %												
Systemvirkningsgrad (EL til EL)	26,8 %												

Figur 38 - Oversikt over elektrisitet- og hydrogenbalansen ved 7,8% overdimensjonering av PV-anlegget.

### 5.5.4 Dimensjonering av hydrogenlageret

Med utgangspunkt i nullsystemet vil det være nødvendig med et hydrogenlager som kan lagre minimum 258 kg hydrogen for at Stranddalen skal være 100% selvforsynt med energi i et år med gjennomsnittlig solinnstråling. 258 kg representerer den samlede hydrogenproduksjonen som produseres i perioden februar til og med juni for «Nullsystemet». De minste modulære modulene som HYSTORSYS leverte til Vestsiden er på 21 kg. Dette medfører at det vil være behov for 13 moduler for å garantere at en har nok lagringskapasitet til 258 kg hydrogen. 12 moduler ville derimot tilsvart 252 kg med lagringskapasitet. Tar en i betraktning at PV-produksjonen trolig vil være opptil 7,8 % større enn nullsystemet som følge av at det installeres 70,9 kWp med solceller, så vil et hydrogenlager på 252 kg være tilstrekkelig. Prisoverslaget for energisystemet vil derfor ta utgangspunkt i at det installeres et hydrogenlager på 252 kg sammen med ekstra solceller på 25,9 kWp slik at den samlede installerte effekten blir 70,9 kWp.

### 5.5.5 Dimensjonering av elektrolyser og brenselcelle

Elektrolyseren fra Enapter har en nominell effekt på 2.4 kW [33]. En elektrolyser kan produsere opp til 500 NI/h noe som tilsvarer 1.0785 kg/24h. Fra Figur 38 - *Oversikt over elektrisitet- og hydrogenbalansen ved 7,8% overdimensjonering av PV-anlegget*, kan en se at hydrogenproduksjonen vil være høyest i mai hvor det produseres 113,9 kg. Noe som tilsvarer 3,674 kg/dag. Dermed er det behov for fire elektrolysører for å dekke gjennomsnittsproduksjonen i mai. Med 4 elektrolysører vil en kunne levere opptil 4.314 kg hydrogen per dag, eller 2 Nm<sup>3</sup>/h.

Brenselcellen kan levere en elektrisk effekt på 4 kW [34]. Med utgangspunkt i Figur 37 - *Oversikt over elektrisitet- og hydrogenbalansen ved 7,8% underdimensjonering av PV-anlegget*, ser en at juli er den måneden med størst elektrisitetsunderskudd. Underskuddet er på 1693 kWh i løpet av måneden, noe som i snitt tilsvarer 54,6 kWh per dag. Med kontinuerlig drift må brenselcellen ha en elektrisk effekt på 2,28 kW. En brenselcelle på 4kW kan produsere opptil 96 kWh med elektrisitet i løpet av et døgn og burde derfor være tilstrekkelig med god margin dersom det også er PV-produksjon. Med hensyn til at det kan oppstå perioder uten PV-produksjon blir det likevel anbefalt å installere to brenselceller slik at samlet effekt er 8 kW. Med to brenselceller vil det være mulig å produsere opptil 192 kWh med elektrisitet per døgn. To brenselceller kan altså levere 85 % av det største forbrukssnittet som ble registrert til 225 kWh/dag i juli 2021.

### 5.5.6 Varmeberegninger

I kapittel 5.5.1 ble virkningsgraden til MH-lageret neglisjert ettersom det ble antatt at brenselcellen kunne levere nok varme for å dekke  $Q_{des}$ , og at absorpsjonsvarmen  $Q_{abs}$  ikke vil kunne øke temperaturen til MH over 42°C. Ved hjelp av formel 9 og 10 er det mulig å regne ut hvor mye varme som frigjøres ved fylling og tømning av MH-lageret. Avhengig av varmen som er tilgjengelig kan det vurderes om den er mulig å dra nytte av og for å passe på at systemet holder ønsket temperatur. Tabell 4 beskriver hvilke konstanter som er benyttet for å beregne  $Q_{abs}$  og  $Q_{des}$ . Tabell 5 beskriver strømningshastighetene til hydrogenet som tilføres eller hentes ut av MH.

Tabell 4 - Konstanter som brukes for å beregne  $Q_{abs}$  og  $Q_{des}$ .

Egenskap	Verdi 1
Spesifikk varmekapasitet av H <sub>2</sub> , $C_p H_2$	28,837 J/mol K
Molar masse H <sub>2</sub> , $M(H_2)$	2,016 g/mol
Molart volum for H <sub>2</sub> ved STP, $V(H_2)$	22,4 L/mol
Tetthet av H <sub>2</sub> ved STP, $d(H_2)$	0,0899 g/L
Entalpiendring ved fylling, $\Delta H_{abs}$	-26,4 kJ/mol H <sub>2</sub>
Entalpiendring ved tømning, $\Delta H_{des}$	24,9 kJ/mol H <sub>2</sub>
Temperatur, $T_{H_2}$	20°C



Tabell 5 - Antatte strømningshastighet for hydrogen.

Egenskap	Verdi 1	Verdi 2	Verdi 3
Hydrogen innstrømning, $F_{iH_2}$	2,00 Nm/h	180 g/h	89.29 mol/h
Hydrogen utstrømning, $F_{oH_2}$	6,23 Nm/h	560 g/h	277,78 mol/h

Formel 9 gir dermed en estimert absorpsjons-varmeeffekt på 0,864 kW dersom elektrolysørene leverer hydrogen tilsvarende 180 g/h til metallhydridene. Utregningen er gjort som følger:

$$Q_{abs} = F_{iH_2} * (\Delta H_{abs} + (C_{pH_2} * T_{H_2})) = 89,29 \text{ mol/h} * (-(-26,4 \text{ kJ/mol H}_2) + (28,837 \frac{\text{J}}{\text{mol}} \text{K} * (20 + 273)\text{K})) = 3111,7 \text{ kJ/h} = \mathbf{864 \text{ W}}$$

En kan deretter beregne nødvendig U-verdi for at varmetapet til omgivelsene skal være tilsvarende effekten til  $Q_{abs}$ . U-verdien kan bestemmes etter følgende formel:

$$U_{verdi} = \frac{Q_{abs}}{\text{Overflateareal}_{container} * \Delta T_{inne-ute}} = \frac{864\text{W}}{75,22 \text{ m}^2 * 10\text{K}} = 1,14 \text{ W/m}^2 \text{K}.$$

Beregningen viser at containeren må ha en U-verdi på 1,14 W/m<sup>2</sup> K for at varmetapet gjennom containeren skal være like stor som varmeeffekten fra metallhydridene. I beregningen er det antatt at det er 10 grader varmere på innsiden av containeren enn på utsiden av containeren, altså  $\Delta T_{inne-ute} = 10\text{K}$ . Overflatearealet til containeren er satt til 75,22 m<sup>2</sup> etter målene til en standard 20 fots container. I praksis stilles det også krav til kontinuerlig ventilasjon av containeren, noe som vil øke varmetapet ytterligere.

Fra formel 10 finner en at MH krever en varmeeffekt på 2,6 KW for å kunne levere hydrogen med en strømningshastighet på 280 g/h til brenselcellen. Utregningen er gjort som følger:

$$Q_{des} = F_{iH_2} * (\Delta H_{abs} + (C_{pH_2} * T_{H_2})) = 277,78 \text{ mol/h} * (24,9 \text{ kJ/mol H}_2) + (28,837 \frac{\text{J}}{\text{mol}} \text{K} * (20 + 273)\text{K})) = \mathbf{2576 \text{ W}}$$

Den elektriske virkningsgraden til brenselcellen er estimert til 43 %, med en nominell effekt på 4 kW. 57 % av hydrogenet som leveres til brenselcellen gjøres altså om til varme. To brenselceller med en samlet elektrisk effekt på 8 kW vil dermed gi fra seg en samlet varmeeffekt på 10,6 kW ved nominell drift, noe som er mer en tilstrekkelig for å dekke varmebehovet til MH ved desorpsjon.

### 5.5.7 Risiko og forebygging

Ved etablering av et hydrogenanlegg er det nødvendig å utføre risikoanalyser for å sikre at eventuelle risikoer for liv og helse reduseres til et minimum. Risikoen rundt det foreslåtte energisystemet vil ikke kartlegges spesifikt. Det er derimot mulig å informere om hvilke konklusjoner som ble tatt for hydrogenanlegget på Vestsiden. Risikoanalysen ved Vestsiden ungdomsskole ble utført av Loyds

Register. Risikoanalysen er vurdert ved å kartlegge hendelser som kan oppstå ved anlegget. Risikoen er deretter beregnet ved å anslå sannsynligheten for at hendelsene inntreffer, kombinert med konsekvensen av hendelsene. De veiledende risikokriteriene i DSB sin temaveiledning for anlegg som håndterer farlig stoff er blitt brukt som verktøy for å illustrere risikoen rundt hydrogenanlegget. Hydrogenanlegget ved Vestsiden er også vurdert etter det strengeste akseptkriteriet på  $1E-07/\text{år}$ , ettersom anlegget er anlagt i nærheten av en skole. Dette er grunnen til at DSB har vært involvert i godkjenning av anlegget.

For å unngå hydrogenoppsamling inne på eller i driftsrom på turisthytten anbefales det å montere anlegget i egen container eller bygning. Rørene som frakter hydrogen er dimensjonert for å redusere maksimale lekkasjerater dersom en ukontrollert lekkasje skulle oppstå. Rørdiametrene ligger mellom 4,6 mm og 6 mm. Det er også forslått flere sikkerhetstiltak som gassdeteksjon, deteksjon av trykkfall i moduler, implementering av rørbruddsventil, tilbakeslagsventil og et dobbelt sett med nødstengingsventiler.

Dersom elektrolyser, MH-moduler og brenselceller monteres i en container skal lekkasje i modulen føres ut gjennom ventilasjonsmast for å begrense lekkasjen inne i container. For å begrense farepotensialet ved lekkasjer skal alle lekkasjepunkter (ventiler, koblinger og instrumenter) plasseres godt inne i to ventilerte tankkoblingsbokser (TCS) slik at gasslekkasjer raskt oppdages og bare medfører lokalt skadeomfang inne i container. Rør fra TCS skal være plassert i doble rør som er inertisert med nitrogen. Ved lekkasje vil denne ledes sikkert over tak.

Det blir også nevnt at det forventes 1,2 lekkasjer pr år. 90% av lekkasjene forventes derimot å være så små at de ikke vil oppdages under normal drift. Dersom sikkerhetssystemene fungerer som planlagt og containeren er godt ventilert skal det ikke være potensiale for alvorlige hendelser i hydrogensystemene som kan føre til tap av liv utenfor containeren. Dette gjelder også uten installasjon av TCS.

Forventet sannsynlighet for feil på de forskjellige sikkerhetssystemene er satt til 1 % i løpet per år. Ved feil på sikkerhetssystemene kan eksplosive gasser utvikle seg til lekkasje. I en slik situasjon har TCS en viktig funksjon ved å forhindre at lekkasjer i tankkoblinger kan føre til en sterk eksplosjon. Sannsynligheten for eksplosjon i TCS, men er derimot estimert til  $1.8E-4/\text{år}$  som tilsvarer 1 gang hvert 5600 år.

Det ble også poengtert at hverken lagerrommet eller prosessrommet normalt ville blitt klassifisert som eksplosjonsfarlig. Det blir likevel anbefalt å gå i dialog med brannvesen for å diskutere beredskapsplaner knyttet til en eventuell metallhydridbrann ettersom metallhydrider som utsettes for atmosfærisk luft vil ha tendens til å selvantenne og utvikle en saktebrennende brann. Det anbefales også å utarbeide en beredskapsplan for en eventuell sabotasjehandling.

Rapporten fra Loyds Register konkluderer med at sikkerheten ved anlegget anses å være godt innenfor hva som kan aksepteres. Dette gjelder også dersom feilraten til sikkerhetssystemene og sannsynligheten

for lekkasjer skulle vært 10 ganger høyere. Eventuell sabotasje eller hærverk er heller ikke antatt å kunne påvirke risikonivået nevneverdig.

Med bakgrunn i risikoanalysen til Loyds register blir det i denne oppgaven antatt at etablering av et hydrogenanlegg ved Stranddalen turisthytte vil være forsvarlig så lenge systemet gjennomfører de samme sikkerhetstiltakene som ble anbefalt for Vestsiden. En komplett risikoanalyse for Stranddalen bør likevel gjennomføres for å bekrefte denne konklusjonen.

## 5.6 Det endelige energisystemet

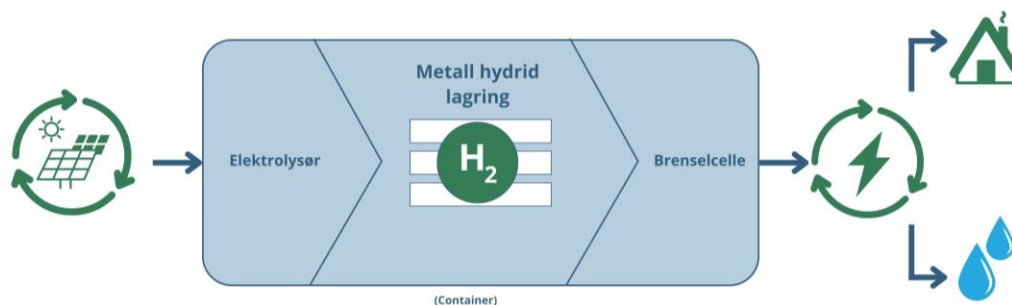
Det nye energisystemet kan oppsummeres som følger:

- Solceller: 70,9 kWp
- Batteri: 115 kWh
- Elektrolyse: 9,6 kW
- Brenselcelle: 8 kW
- Hydrogenlager: MH med 252 kg kapasitet.

Energi fra solen benyttes til å produsere elektrisitet med solcellene. Elektrisiteten benyttes så i en elektrolyse som produserer oksygen og hydrogen fra vann. Det produserte hydrogenet blir så lagret i metallhydrider der det oppbevares frem til bruk. Når det skal brukes i brenselcellen produserer denne vann og elektrisitet av det opplagrede hydrogenet. Elektrisiteten benyttes så i hytten for å dekke det eksisterende behovet.

Ved bruk av hydrogen som energilager vil hydrogenproduksjonen hovedsakelig foregå utenfor sommersesongen når hyttene er ubetjent. Mer detaljert vil elektrolysen hovedsakelig foregå tilnærmet kontinuerlig fra februar til og mai. I utgangspunktet måtte det produseres nok hydrogen til å dekke et EL-underskudd på 7341 kWh i 2022. Ved å installere flere solcellepanel ble nettunderskuddet redusert til 3797 kWh. Dette EL-underskuddet blir så dekket ved hjelp av hydrogen som blir produsert utenfor sommersesongen.

Figur 39 viser en enkel illustrasjon av hvordan det endelige systemet vil se ut. Elektrolysen, metallhydrid og brenselcellen kan oppbevares i en container slik at termisk integrasjon mellom systemdelene blir enklest mulig. Containeren bør plasseres adskilt fra hytten slik at sikkerheten ivaretas best mulig.



Figur 39 - Enkel skisse av det endelige systemer med hovedkomponenter.

## 5.7 Minimumkostnader

Som en del av oppgaven ble kostnadene for etablering av det selvforsynte energisystemet estimert. Følgende kostnader ble undersøkt:

- Øke installert effekt på solceller
- Kjøp av elektrolysør og brenselcelle
- Kjøp av MH-lager med frakt til Stranddalen.

Kverneland Energi ble kontaktet for å få tak i priser knyttet til installering av ytterligere 25,9 kWp med solceller. Her ble det oppgitt en omtrentlig kostnad på 14 800 NOK / kWp. Noe som tilsvarer 383 320 kr for 25,9 kWp. Prisen er oppgitt eksklusiv merverdiavgift.

Fra Vestsiden Ungdomsskole ble det oppgitt at en elektrolysør på 2,4 kW hadde en pris på 150 000 kr. 4 Elektrolysører gir dermed en totalpris på 600 000 kr. Prisen for en brenselcelle på 4 kW ble oppgitt til 435 000 kr. To brenselceller gir en totalpris på 870 000 kr.

HYSTORSY ble kontaktet for å få tak i oppdaterte priser på deres MH-lagringssystem. Tabell 6 viser spesifikasjonene og prisoverslag for 3 ulike systemstørrelser. Prisen for et MH-system som kan lagre 252 kg hydrogen blir oppgitt til 10,475 millioner kr. I tillegg kan en se at MH-pulveret utgjør 67 % av kostnaden for et MH-lagringssystem med en kapasitet på 252 kg. 252 kg hydrogen tilsvarer ca 8400 kWh etter  $LHV_{H_2}$ . Brenselcellen har en elektrisk virkningsgrad på 42,9 %. Dermed vil 252 kg hydrogen tilsvare 3603 elektriske kWh. Noe som gir en spesifikk lagringskostnad på 2907 NOK/kWh.

Tabell 6 - Grovt prisoverslag fra HYSTORYS på ulike MH-systemstørrelser

System	1	2	3
Energi (lagret i hydrogen) [kWh]	2800	5600	8400
Antall MH-sylindere	120	240	360
Antall MH-moduler	4	8	12
Hydrogen kapasitet [kg]	84	168	252
Dimensjoner (L x B x H) [m]	2.8 x 1.7 x 0.9	2.8 x 1.7 x 1.8	4.2 x 1.7 x 1.8
Totalvekt av systemet [tonn]	9,20	18,40	27,60
Kostnad av MH-lagringssystem [NOK]	3 800 000	6 900 000	10 350 000
Kostnad av MH-pulver [NOK]	2 400 000	4 700 000	7 050 000
Instrumentering [NOK]	50 000	50 000	50 000
Aktivering av MH (H <sub>2</sub> gass) [NOK]	25 000	50 000	75 000
<b>Totalkostnad [NOK]</b>	<b>3 875 000</b>	<b>7 000 000</b>	<b>10 475 000</b>

Prisene som er oppgitt i tabell 6 inkluderer derimot ikke helikopterfrakt av modulene til Stranddalen. Airlift AS ble derfor kontaktet for å få tak i priser for tungløft med helikopter [44]. Det ble lagt til grunn

at 12 moduler med en egenvekt på 2,3 tonn må fraktes over en avstand på om lag 5km. Med informasjon om avstand, antall moduler og vekt, antok Airlift at det ville ta omtrent 5 timer å få fraktet de 12 modulene fra nærmeste vei til hytten. Airlift oppga en timespris på ca. 100 000 kr. Totalprisen for helikopterfrakt av MH-modulene blir derfor satt til 500 000 kr.

Fra tabell 7 kan det leses at systemdelene til det fornybare energisystemet vil ha en total kostnad rett i overkant av 12,8 millioner kr. Totalprisen inkluderer derimot ikke kostnader knyttet til risikoanalyse, prosjektering eller montering. Dermed er det sannsynlig at den reelle prisen vil være enda høyere. Kostnadsoverslaget kan likevel fungere som et utgangspunkt for sammenligning av andre fornybare og selvforsynte energisystemer.

Tabell 7 - Oppsummering av kostnadene for energisystemet. Inkludert oppskalering av solceller, elektrolysører, brenselceller og helikopterfrakt.

Komponent	Kostnad i NOK
Solcellepanel, 25,9 kWp	383 320
Elektrolysører, 9,6 kW	600 000
Brenselcelle, 8 kW	870 000
MH-system (252 kg H2 kapasitet)	10 475 000
Helikopterfrakt, 5 timer	500 000
<b>Totalkostnad, systemdeler</b>	<b>12 828 320</b>

## 6. Diskusjon av resultater

Dette kapittelet vil drøfte resultatene fra kapittel 5 i tillegg til å nevne ulike forhold som ikke passet inn i resultatdelen.

### 6.1 Reduksjon av energiforbruk

I 2022 ble 62% av energiforbruket dekket ved hjelp av solcellepanelene. Dette betyr at det må gjøres noe med enten forbruk eller produksjon før en kan nærme seg et selvforsynt system for å implementere hydrogen og metallhydrider.

Vanligvis starter en med å redusere energibehovet før økt energiproduksjon vurderes. Lavere energibehov vil gjøre at behovet for energiproduksjon reduseres. Dersom energiforbruket halveres eller produksjonen dobles så ville netto dekningsgrad vært over 100 % for hele sommersesongen. Oversikt over dekningsgrad kan leses i tabell 8.

Tabell 8: Oversikt over netto dekningsgrad gjennom sommerhalvåret

Dekningsgrad, 2022	76 %	55 %	67 %	53 %	75 %	<b>62 %</b>
Dekningsgrad ved halvt forbruk:	152 %	111 %	133 %	106 %	150 %	<b>124 %</b>

En hytte med halvert forbruk vil dermed kreve et mye mindre hydrogenlager ettersom hydrogenlageret i praksis kun vil fungere som støttesystem i kortere perioder der solinnstrålingen ikke er tilstrekkelig for å dekke energiforbruket. En annen fordel med å halvere energiforbruket er at batteriet som allerede er installert vil vare dobbelt så lenge som det gjør i dag.

For å vurdere og foreslå tiltak slik at energibehovet kan reduseres er en avhengig av å ha en oversikt over hvordan energien forbrukes. Først må forbruket kartlegges i detalj slik at en vet hvor mye energi som går til blant annet romoppvarming, oppvarming av varmtvann, lys og elektriske apparater som brukes til blant annet matlaging og oppvask. En må også kartlegge hvilke oppvarming og belysningsmetoder som brukes slik at en kan vurdere tiltak for effektivisering.

Dersom oppvarmingen for eksempel er rent elektrisk, vil det være store innsparingsmuligheter. Overgang til en form for varmpumpe vil potensielt kunne redusere energibehovet til oppvarming med opptil 80% avhengig av det spesifikke systemet og dens virkningsgrad/ coefficient of performance (COP). Alternativt kan en etterisolere hytta, men dette vil trolig ikke være gunstig ettersom det ofte ikke er lønnsomt som et enkelttiltak. En vesentlig etterisolering vil trolig påvirke det arkitektoniske uttrykket i stor grad. Begrensninger rundt hva som kan endres på må derfor også avklares.

Reduksjon av energiforbruket er vanligvis første punkt som undersøkes, men i denne oppgaven ble det ikke gjennomført en detaljert analyse av energiforbruket. Begrunnelsen er at oppgaven hovedsakelig går

ut på å undersøke bruken av hydrogen og metallhydrider for å simulere et system som er selvforsynt med energi.

## 6.2 Oppskalering av batteri istedenfor hydrogen?

I starten av prosjektet var det klart at installert effekt på solcellepanelene i utgangspunktet måtte doubles dersom panelene bare produserte elektrisitet i sommersesongen. Med en dobling av energiproduksjonen er det sannsynlig at batterikapasiteten også må oppgraderes for å sikre driften i perioder uten sol. Juli 2021 hadde nemlig et snittforbruk på 225 kWh per dag. Dette innebærer at den eksisterende batterikapasiteten på 115 kWh maksimalt kan forsyne hytten med elektrisitet i en halv dag uten elektrisitetsproduksjon fra solcellene. Batterikapasiteten måtte derfor vært doblet for å kunne selvforsyne hytten i en dag. Noe som tilsvarer en investering på 1,15 millioner kr dersom en legger til grunn en batteripris på 10 000 kr/kWh som ble gitt av Kverneland Energi. En dags forsyningsikkerhet er derimot ikke særlig imponerende. Konsekvensen av flere sammenhengende dager uten sol blir dermed at hytten er helt uten strøm fra dag to uten PV-produksjon. Hytten kan dermed ikke drive noen moderne apparater som krever elektrisitet. Noe som ikke er å foretrekke på en turisthytte der det forventes moderne energivilkår. Muligheten til å forsyne hytten med elektrisitet i en hel uke vil til gjengjeld være et mye tryggere utgangspunkt. Når batteriet er eneste energilager tilsvarer dette en nødvendig batterikapasitet på 1575 kWh med utgangspunkt i det daglige snittforbruket fra juli 2021. I norske kroner tilsvarer det en investering på 14,6 millioner kr dersom en antar en pris på 10 000 kr/kWh.

I kapittel 5.5 ble det konkludert med at den installerte effekten på solcellene bør økes til 70,9 kWp, samtidig som det installeres et hydrogenlager på 252 kg for at Stranddalen skal bli selvforsynt med fornybar og utslippsfri energi på årsbasis. Etablering av hydrogenproduksjon gjør at solcellepanelene kan være påslått utenfor sommersesongen. Elektrisiteten som produseres utenfor sesong kan dermed lagres som hydrogen for å omgjøres til elektrisitet på sommeren. På den måten får en utnyttet solcellene mer effektivt. Etableringen av hydrogenproduksjon gjør også at en 46,2 % økning i solcellepaneler vil være tilstrekkelig for å oppnå et selvforsynt energisystem. Batterikapasiteten behøver heller ikke å økes i en størrelsesorden av 13 for at energisystemet skal være selvforsynt i en uke uten PV-produksjon. Med en brenselcelle på 8 kW og et fullt hydrogenlager på 252 kg vil Stranddalen være selvforsynt med elektrisitet i 18,75 sammenhengende dager så lenge det daglige elektrisitetsforbruket holdes under 192 kWh. Det høyeste snittforbruket ble som sagt registrert til 225 kWh / dag i juli 2021. Dette tilsvarer en snittlast på 9,4 kW.

## 6.3 Feilkilder og usikkerheter i energidata

Når det gjelder simuleringen av energisystemet så har tilgang på historiske energidata har vært avgjørende for å produsere et mest mulig troverdig og relevant resultat. Likevel så har energidataene noen begrensinger og potensielle feilkilder. Kverneland Energi forklarte at solcellene ble installert på



turisthytten i 2020. Derfor er det minimalt med data for 2020. 2021 hadde noen uventede hendelser og mangler også en del data. Det betyr at resultatene hovedsakelig bygger på data fra ett enkelt år, 2022. PVGIS ble derfor benyttet for å undersøke og redusere usikkerheten knyttet til årlig og månedlig variasjon i produksjon ved å undersøke hva som gjennomsnittlig ville blitt produsert fra et optimalt anlegg med tilsvarende installert effekt.

I løpet av dataanalysen ble det også opplyst at elektrisitetsproduksjonen fra solcellene ved Stranddalen blir strupt når batteriet er fulladet. Dette var en karakteristikk som ikke ble kjent før mesteparten av dataanalysen var gjort. Dette medfører at det vil ligge en ekstra usikkerhet rundt hvor mye solcelleanlegget på Stranddalen maksimalt kan produsere når denne strupingen ikke foreligger. Denne usikkerheten går derimot i positiv retning, noe som medfører at den praktiske konsekvensen vil bli en noe høyere energiproduksjon i sommersesongen på kveldstid enn det som er lagt til grunn for resultatene. Det er ikke blitt undersøkt hvor mye ekstra elektrisitet som kunne blitt produsert, men en metode kunne vært å sjekke i hvilke tidspunkt det ikke er produksjon og sjekke om batteriet er fullt. Hvis batteriet er fullt kan en anta at det ville vært produksjon. For å estimere omtrent hvor mye produksjon som mangler kan en se på samsvarende produksjon for andre dager i samme tidsrom der batteriet ikke er fullt. Deretter kan en videre summere opp et estimat for den totale produksjonen som mangler. Tidsbruken knyttet til en slik estimering vil derimot være relativ stor. Derfor blir ikke dette prioritert.

Strupingen av PV-produksjonen kan være med å forklare hvorfor K.estimatet i snitt er 50 % høyere enn de reelle produksjonsdataene fra 2022. Strupingen kan derimot ikke være eneste årsak til at K.estimatet er så høyt. Sammenligning mot PVGIS-estimatet viser at K.estimatet også er rundt 20 % høyere enn PVGIS-estimatet på årsbasis. Noe av grunnen til det høye K.estimatet kan forklares av struping, men sammenlignet med PVGIS-estimatet virker det fortsatt i overkant høyt. PVGIS-estimatet er som nevnt i kapittel 3.4 gitt som et langtidsgjennomsnitt fra perioden 2005-2020. Hvordan K.estimatet er utarbeidet er derimot ikke kjent.

## 6.4 Lønnsomhet

I kapittel 5.7 ble det beregnet at systemdelene til det fornybare energisystemet vil ha en total kostnad rett i overkant av 12,8 millioner kr. Selv om systemet er kostbart, er det fortsatt viktig å se på muligheten til å bruke det. Uten videre forskning, vil ikke teknologien gjøre fremskritt. For at grønt hydrogen i større grad skal benyttes som en energibærer og bidra til dekarbonisering av energisektoren, er det viktig å se på løsninger som kanskje ikke er direkte økonomisk lønnsomt.

MH-systemet har lang levetid og minimalt behov for vedlikehold og utskiftninger av deler. Levetiden på selve metallhydridene ble over intervju med HYSTORSYS avklart å ligge på om lag 10 000 sykluser

der hydrogenkapasiteten blir redusert med rundt 10 – 20 % ved slutten av levetiden. Degraderingen på 10 – 20% skyldes hovedsakelig kjemisk degradering som forekommer ved hydrogenering og dehydrogenering av metallhydridene. Nøyaktig hvor stor degraderingen vil være avhenger også av temperatur og materialene som blir brukt, men tallene gir likevel en god indikasjon på forventet levetid. Dersom MH-lageret fylles opp og tømmes fullstendig en gang per år vil levetiden til selve metallhydridene i teorien være 10 000 år. Eksempelet er naturligvis satt på spissen ettersom alt rundt metallhydridene trolig vil være fullstendig forandret i en eller annen form i løpet av så lang tid. Derimot indikerer syklus-estimatet at metallhydridene vil utleve de andre systemdelene med god margin. Selv med hundre fullstendige opp- og utladninger hvert år vil metallhydridene ha en forventet levetid på 100 år. MH som lagringsmetode virker derfor som et godt alternativ dersom lang teknisk levetid prioriteres. Derimot vil elektrolyser og brenselcelle sannsynligvis ha behov for utskiftninger i løpet av levetiden til selve MH-lageret.

I kapittel 5.7 ble det presisert at et MH-lager på 252 kg kan lagre 3603 elektriske kWh når brenselcellen har en virkningsgrad på 42,9 %. Det gav en lagringskostnad på 2907 NOK/kWh for MH-lageret. Kostnaden for innkjøp av batteri ble til sammenligning oppgitt til 10 000 NOK/kWh av Kvernland Energi. MH-lagret utkonkurrerer altså batterilagring på levetid, spesifikk lagringskostnad, kapasitetstap og forsyningssikkerhet.

#### 6.4.1 Samspill mellom energiforbruk og energiproduksjon

Når det gjelder implementering av et hydrogenlager på andre lokasjoner er det viktig å være klar over sammenhengen mellom energiforbruket og energiproduksjon på Stranddalen. For norske hus som brukes året rundt vil energiforbruket være høyest i vintersesongen for å så bli lavest på sommeren. Energiforbruket til Stranddalen har derimot en helt motsatt trend som følge av at hytten kun er i drift på sommeren. Denne karakteristikken har bidratt til å redusere kapasitets-behovet til hydrogenlageret ettersom mesteparten av energiforbruket kan dekkes direkte ved hjelp av solceller og batteri.

Bruksmønsteret som er presentert for Stranddalen samsvarer også godt med temperaturområdet som metallhydridene krever. MH-lageret fylles opp på vinter/vår når utetemperaturen er lav, noe som vil bidra til å senke temperaturen og trykket i selve MH-tankene. På sommeren vil omgivelsestemperaturen bidra til å holde temperaturen i MH-tankene over 10 °C slik at det ikke kreves ekstra energi for å holde MH-tankene innenfor temperaturgrensene. Når hydrogen lagres vil det være usannsynlig at MH-tankene opplever en temperatur over 42°C ved opptak av hydrogen ettersom omgivelsene holder vesentlig lavere temperaturer. Dersom energiforbruket hadde vært fordelt utover hele året ville det vært nødvendig å ta hensyn til temperaturgrensene i større grad.

#### 6.4.2 Utslipp og dieselforbruk

Dieselforbruket lå i 2022 på ca. 3000 liter. Med en literpris på 15 kr tilsvarer dette 45 000 kr. Legger en til en time med helikopterfrakt blir den årlige energikostnaden 145 000 kr. En kan altså fly diesel i nærmere 88 år til samme pris som MH-systemet som hadde en estimert total kostnad 12,8 millioner kr. Fra kapittel 5.2.2 kan det leses at utslippet fra dieselaggregatet lå på rundt 8 tonn i 2022. Det bør likevel undersøkes om energiforbruk og utslipp knyttet til produksjon og frakt av systemet overgår utslippet som allerede eksisterer. Det er vanskelig å si hva fotavtrykket til systemet er etter produksjon og frakt. Gjennom intervju med HYSTORSYS ble det opplyst at utslipp og energikostnad knyttet til produksjon av metallhydridene vil være i nærheten av rustfritt stål. Det som derimot er sikkert, er at når systemet er ferdigmontert og klart for bruk vil det være null utslipp av CO<sub>2</sub>. Sammenliknet med dieselaggregatet er dette 8 tonn mindre CO<sub>2</sub> utslipp hvert år. Legeringene som benyttes i MH systemet produseres i Japan eller Kina og vil derfor bidra til å slippe ut klimagasser under produksjon og frakt over lang avstand. Om dette er mer eller mindre en utslippet som spares av å fjerne dieselaggregatet bør derfor vurderes. Forslag til fremtidig arbeid kan være å utarbeide en livssyklusanalyse av et lignende system for å vurdere den totale klimagevinsten.

#### 6.4.3 Sammenlikning mellom lagringsmetoder som kan benyttes på Stranddalen

Denne oppgaven valgte å se på metallhydrider for sesonglagring av hydrogen. Flytende hydrogen utelukkes fullstendig som lagringsmetode. Som nevnt tidligere vil flytende hydrogen ha daglig tap av energiinnhold og er derfor lite kompatibelt til å benyttes i systemet på Stranddalen. Komprimert hydrogen kunne derimot blitt brukt dersom det høye lagringstrykket og medfølgende risikoer kan aksepteres. Den åpenbare fordelene med et komprimert lagringssystem er kostnaden. Ved hjelp av Greenstat ble det innhentet omtrentlige priser for et komprimert hydrogenlager og en kompressor. Tabell 9 oppsummerer kostnadene knyttet til valg av et komprimert lagringssystem på 350 bar. Prisen på lagringskontainer ble oppgitt til 500 EUR/kg. Ved beregning av lagringskostanden for et hydrogenlager ble det benyttet en eurokurs på 11,69 NOK/EUR. Prisen for en kompressor ble oppgitt til 65 000 NOK/kW. For å beregne nødvendig effekt på kompressoren ble det tatt utgangspunkt i at det kreves 5 kWh/kg H<sub>2</sub> som komprimeres til 350 bar. Fra figur 38 kan en lese at den høyeste månedlige hydrogenproduksjonen vil oppstå i mai hvor det estimeres en produksjon på 113,9 kg. Dette tilsvarer 3,7 kg/24h. En kompressor på 5 kW vil dermed kunne komprimere den daglige hydrogenproduksjonen til 350 bar i løpet av fire timer. Kostnaden for et komprimert hydrogenlager estimeres til ca. 1,8 millioner kr, altså mindre enn 1/5 av kostnaden til MH-lageret. Bruk av kompressor medfører derimot at det totale elektrisitetsbehovet øker utenfor sesong.

Tabell 9 - Kostnadsoversikt for komprimert hydrogenlager ved 350 bar.

	<b>Kostnad</b>
Pris for kompressor, 5 kW [NOK]	325 000
Lagringscontainercontainer med 252 kg lagringskapasitet [NOK]	1 472 940
<b>Total kostnad [NOK]</b>	<b>1 797 940</b>

#### 6.4.4 Vindturbin

Systemet trenger som nevnt i analysen en økning på 25,9 kWp energiproduksjon. I oppgaven er det valgt å oppskalere solcellene for å oppnå økningen av energiproduksjon. En utfordring med oppskalering av effekten på solcellene er at de fleste takflatene allerede er fylt med solceller. Kverneland Energi opplyste også at det var uaktuelt med bakkemontering av nye solcellepaneler. Dette gjør at innstallering av en vindturbin trolig er et bedre alternativ for å øke hyttens energiproduksjon. Ved å montere en vindturbin kan den være aktiv utenfor sesong og derfor ikke skape støyproblemer i sesong når det er turister på Stranddalen. Kostnadene og nødvendig størrrelse for en slik installasjon er ikke analysert, men tanken er at det ikke vil være urimelig. Ulempen med dette er at det mest sannsynlig vil være større motstand knyttet til montering av en vindturbin sammenlignet med oppskalering av solcellene som allerede er montert.

#### 6.4.5 Videre arbeid

Videre arbeid kan være å utføre en fullstendig analyse av et system med likt utgangspunkt der komprimert lagring av hydrogen analyseres istedenfor. Det kan også være lurt å undersøke nanostrukturen til metallhydrider for å optimalisere legeringene og skape best mulig vilkår for oppbevaring av hydrogen. Det vil også være hensiktsmessig å vurdere om det eksisterer andre MH-legeringer som er bedre egnet enn de som ble benyttet i denne oppgaven. Et annet moment som bør undersøkes i større detalj er hvordan varmen fra elektrolyser, brenselcelle og metallhydrider kan utnyttes i større grad for å øke systemvirkningsgraden. Det anbefales også å undersøke andre leverandører av systemkomponenter. I denne oppgaven ble det valgt å bruke systemkomponenter fra et lignende prosjekt. Dette valget har derimot gjort det mulig å drøfte et energisystem som er mulig å produsere i nåtid.

## 7. Konklusjon

Det overordnede målet med oppgaven var å avdekke om hydrogenproduksjon og metallhydrid kan erstatte et dieselaggregat for å gjøre en turisthytte selvforsynt med fornybar og utslippsfri energi. Stranddalen turisthytte ble valgt som utgangspunkt for å undersøke denne problemstillingen. Hytten er åpen for overnatting hele året, men bemannes kun i perioden juni til september.

Stranddalen oppdaterte energiforsyningen i 2020 med nytt dieselaggregat, solcellepaneler og et batteri med kapasitet på 115 kWh. I 2022 dekket solcellene 62 % av elektrisitetsforbruket på 19 334 kWh. Resten av elektrisitetsforbruket ble dekket av et dieselaggregat hvor CO<sub>2</sub>-utslippet for 2022 ble beregnet til 8 tonn. Reelle produksjonsdata var kun tilgjengelig for sommermånedene. Produksjonsestimer utenfor sesong ble utarbeidet ved å sammenligne reelle produksjonsestimer fra 2022 med produksjonsestimer fra PVGIS og PV-estimer som ble tilsendt av Kverneland Energi.

For å sette opp et mest mulig realistisk system ble det hentet informasjon og erfaringer fra Vestsiden ungdomsskole i Kongsberg som ble prosjektert med et MH-hydrogensystem. Deretter ble det valgt å benytte samme leverandør for elektrolysør, brenselcelle og metallhydrid ved sammensetting av et energisystem til Stranddalen. Elektrolysører leveres av Enapter, brenselcellene av Intelligent Energy, og metallhydridene av Hystorsys. Metallhydridene er en AB<sub>5</sub>-legering utviklet av HYSTORSY.

Metallhydrid vurderes som et reelt alternativ for sesonglagring av hydrogen i nærheten av områder med varig opphold av mennesker. Kort oppsummert er fordelene lavt trykk under lagring av hydrogen, lang levetid og minimal eksplosjonsfare. Det ble også konkludert at det foreslåtte energisystemet vil være forsvarlig så lenge en gjennomfører de samme sikkerhetstiltakene som ble anbefalt for Vestsiden ungdomsskole.

For å gjøre turisthytten utslippsfri er det nødvendig å øke den fornybare energiproduksjonen. Resultatene viser at Stranddalen turisthytte kan bli selvforsynt med fornybar energi dersom den installerte effekten på solcellepanelene økes fra 45 kWp til 70,9 kWp i kombinasjon med installering av elektrolysør, brenselcelle og et MH-hydrogenlager på 252 kg. Den totale investeringskostnaden for et slikt system ble estimert til 12,828 millioner kroner. Selve MH-hydrogenlageret hadde en estimert kostnad på 10,475 millioner kroner, noe som tilsvarer 2907 NOK/kWhe.

## 8. Referanser

- [1] «bp Statistical Review of World Energy 2022». BP, 2022. Åpnet: 26. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf>
- [2] «FN, bærekraftsmål nr. 7». <https://www.fn.no/om-fn/fns-baerekraftsmaal/ren-energi-til-alle> (åpnet 26. april 2023).
- [3] «Solkraftinstallasjoner i Norge per 01.04.2023». <https://elhub.no/statistikk/markedsoversikt/> (åpnet 27. april 2023).
- [4] «Hydrogen, Store Norske Leksikon.» [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/hydrogen>
- [5] Majid Aasadnia, Mehdi Mehrpooya, «Large-scale liquid hydrogen production methods and approaches: A review», 2018. Åpnet: 11. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.sciencedirect-com.galanga.hvl.no/science/article/pii/S0306261917317488?via%3Dihub>
- [6] «Linde, Liquid Hydrogen Distribution Technolog». Åpnet: 3. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: [https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-2/day2\\_1105\\_decker\\_liquid-hydrogen-distribution-technology\\_linde.pdf](https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-2/day2_1105_decker_liquid-hydrogen-distribution-technology_linde.pdf)
- [7] «Ammoniakk», *Farliggodspermen*. <https://farliggodspermen.no/fg/2352/> (åpnet 3. mai 2023).
- [8] NCE MARITIME CLEANTECH, «Norwegian future value chains for liquid hydrogen», apr. 2019. Åpnet: 11. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://maritimecleantech.no/wp-content/uploads/2016/11/Report-liquid-hydrogen.pdf>
- [9] Yunus Cengel, Michael Boles, Mehmet Kanoglu, «Table A-27, Properties of common fuels and hydrocarbons», i *THERMODYNAMICS: AN ENGINEERING APPROACH, SI, 9th ed.*, McGraw-Hill Education (Asia), s. 923.
- [10] «Nasjonale standardfaktorer». Miljødirektoratet, 18. januar 2023. Åpnet: 30. april 2023. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.miljodirektoratet.no/sharepoint/downloaditem?id=01FM3LD2QLIGIQCJM6JZB3MG3ZNZPRQ6FC>
- [11] E. Hand, «HIDDEN HYDROGEN - ‘Does Earth hold vast stores of a renewable, carbon-free fuel?’», feb. 2023, [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.science.org/content/article/hidden-hydrogen-earth-may-hold-vast-stores-renewable-carbon-free-fuel>
- [12] H. Egge, «Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?», apr. 2020, [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/>
- [13] «Hva er CO<sub>2</sub>-håndtering/CCS?», *Regjeringen.no*, 21. oktober 2022. <https://www.regjeringen.no/no/tema/energi/co2-handtering/hva-er-co2-handteringccs/id2393669/> (åpnet 20. mai 2023).
- [14] N. Hydrogenforum, «Bruksområder». <https://www.hydrogen.no/bruksomrader/>
- [15] Norsk Hydrogenforum, «Hva er hydrogen?», *Nor. Hydrog.*, Åpnet: 10. mars 2022. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.hydrogen.no/om-hydrogen/hva-er-h2#Hydrogen+er+en+energibærer>
- [16] «IRENA (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal». IRENA, 2020. [Online]. Tilgjengelig på: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA\\_Green\\_hydrogen\\_cost\\_2020.pdf](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf)
- [17] S. Shiva Kumar og V. Himabindu, «Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review», Centre for Alternative Energy Options, Institute of Science and Technology, Jawaharlal Nehru Technological University Hyderabad, Kukatpally, Hyderabad, Telangana 500085, India, mar. 2019. [Online]. Tilgjengelig på: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S2589299119300035?token=E2A3D9ECF16E9814828F36253E15D0B47F930E22D6D931201D097B1F4A4E20BA4B2FB7BCE3C56304FBC4507318E52A28&originRegion=eu-west-1&originCreation=20230412080529>
- [18] Patrick Fortin, «Hvordan redusere kostnadene ved produksjon av grønt hydrogen?», 26. januar 2023. <https://blogg.sintef.no/industri/hvordan-reducere-kostnadene-ved-produksjon-av-gront-hydrogen/#comments> (åpnet 20. mai 2023).

- [19] N. Ironside, «ELECTROLYSIS: THE BACKBONE OF THE GREEN TRANSITION», 28. april 2022. <https://www.cowi.com/insights/electrolysis-the-backbone-of-the-green-transition>
- [20] The Blue Move for a Green Economy, «Mulighetsstudie for produksjon, industri, lagring og distribusjon av hydrogen». [Online]. Tilgjengelig på: <https://docplayer.me/47209010-The-blue-move-for-a-green-economy-mulighetsstudie-for-hydrogen-produksjon-industri-lagring-og-distribusjon.html>
- [21] Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, «Fuel Cells». <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells> (åpnet 1. mai 2023).
- [22] DNV, «PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE», Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, jan. 2019. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>
- [23] U.S. Department of Energy, «Fuel Cells», *FUEL CELL TECHNOLOGIES OFFICE*, 1. oktober 2015. [https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/11/f27/fcto\\_fuel\\_cells\\_fact\\_sheet.pdf](https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/11/f27/fcto_fuel_cells_fact_sheet.pdf)
- [24] Ørjan Knudsen, Gexcon, «Hydrogen Safety», 27. oktober 2022.
- [25] «Storulykkeforskriften, lovdata». <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-06-03-569> (åpnet 12. mai 2023).
- [26] «DSB, § 14.2». <https://www.dsb.no/lover/farlige-stoffer/farlige-stoffer/veiledning-til-forskriftene/veiledning-til-forskrift-om-handtering-av-brannfarlig-reaksjonsfarlig-og-trykksatt-stoff-samt-utstyr-og-anlegg-som-benyttes-ved-handteringen/#plikter-i-virksomhet-med-farlig-stoff> (åpnet 25. april 2023).
- [27] G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard, og V. Fierro, «Review of the current technologies and performances of hydrogen T compression for stationary and automotive applications». ScienceDirect, 2019. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118307822#s0005>
- [28] «Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, Hydrogen Storage», *energy.gov*. <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- [29] HYSTORSYS, «Feasibility study Techno-economic aspects related to establishment of a hydrogen storage for Vest siden Ungdomsskole at Kongsberg». 13. mars 2018.
- [30] M. Kölbig, I. Bürger, og M. Linder, «Thermal applications in vehicles using Hydralloy C5 in single and coupled metal hydride systems». German Aerospace Center (DLR), Institute of Engineering Thermodynamics, Thermal Process Technology, Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart, Germany, 6. februar 2021. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192100088X>
- [31] Richard Folkson, *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance - Towards Zero Carbon Transportation (2nd Edition)*. 2022. Åpnet: 12. mai 2023. [Online]. Tilgjengelig på: [https://app.knovel.com/web/view/khtml/show.v/rcid:kpAFAVTIE8/cid:kt0131EY8K/viewerType:khtml/root\\_slug:alternative-fuels-advanced/url\\_slug:small-scale-storage?&b-toc-cid=kpAFAVTIE8&b-toc-root\\_slug=alternative-fuels-advanced&b-toc-title=Alternative%20Fuels%20and%20Advanced%20Vehicle%20Technologies%20for%20Improved%20Environmental%20Performance%20-%20Towards%20Zero%20Carbon%20Transportation%20%282nd%20Edition%29&b-toc-url\\_slug=introduction&kpromoter=federation&view=collapsed&zoom=1&page=15](https://app.knovel.com/web/view/khtml/show.v/rcid:kpAFAVTIE8/cid:kt0131EY8K/viewerType:khtml/root_slug:alternative-fuels-advanced/url_slug:small-scale-storage?&b-toc-cid=kpAFAVTIE8&b-toc-root_slug=alternative-fuels-advanced&b-toc-title=Alternative%20Fuels%20and%20Advanced%20Vehicle%20Technologies%20for%20Improved%20Environmental%20Performance%20-%20Towards%20Zero%20Carbon%20Transportation%20%282nd%20Edition%29&b-toc-url_slug=introduction&kpromoter=federation&view=collapsed&zoom=1&page=15)
- [32] «DNT, artikkelarkiv». <https://www.dnt.no/artikler/>
- [33] «PVGIS». [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/en/](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)
- [34] «Diagrams.net», *Diagrams.net*, 10. mars 2022. <https://www.diagrams.net/>
- [35] «GKN Hydrogen». <https://www.gknhydrogen.com/>
- [36] GKN Hydrogen, «GREEN ENERGY STORAGE, HY2MEGA». [Online]. Tilgjengelig på: [https://www.gknhydrogen.com/wp-content/uploads/2022/11/GKN\\_HY2MEGA\\_ProductSheet.pdf](https://www.gknhydrogen.com/wp-content/uploads/2022/11/GKN_HY2MEGA_ProductSheet.pdf)
- [37] GKN Hydrogen, «Micro Grid». <https://www.gknhydrogen.com/microgrid/>
- [38] HYSTORSYS, «Metal Hydride Hydrogen Compressors and Storage Systems». <https://www.hystorsys.no>

- [39] «Miljødirektoratet, Vestsiden Ungdomsskole», 9. mai 2023.  
<https://www.miljodirektoratet.no/ansvarsomrader/klima/for-myndigheter/kutte-utslipp-av-klimagasser/klimasats/2017/vestsiden-ungdomsskole/> (åpnet 20. mai 2023).
- [40] «Kverneland Energi». <https://kvernelandenergi.no/>
- [41] «Strømaggregat Stranddalen», *Satema.no*. <https://satema.no/produkt/stromaggregater-66kva-med-john-deere-dieselmotor/> (åpnet 28. april 2023).
- [42] «Enapter AEM Electrolyser EL 4.0». [Online]. Tilgjengelig på:  
[https://handbook.enapter.com/electrolyser/el40/downloads/Enapter\\_Datasheet\\_EL40\\_EN.pdf](https://handbook.enapter.com/electrolyser/el40/downloads/Enapter_Datasheet_EL40_EN.pdf)
- [43] «Intelligent energy 4 kw fuel cell: IE-LIFT 804». [Online]. Tilgjengelig på:  
<https://www.intelligent-energy.com/wp-content/uploads/2022/09/ie-lift-804.pdf>
- [44] «Tungløft». <https://www.airlift.no/tungloft>



## Formelliste

<i>Formel 1 – Reaksjonslikning for metallhydrider .....</i>	11
<i>Formel 2 - Virkningsgrad.....</i>	18
<i>Formel 3 – Elektrisk Virkningsgrad elektrolyser .....</i>	19
<i>Formel 4 - Termisk energiinnhold.....</i>	19
<i>Formel 5 - Total virkningsgrad elektrolyser .....</i>	19
<i>Formel 6 - Elektrisk virkningsgrad brenselcelle.....</i>	20
<i>Formel 7 - Total virkningsgrad brenselcelle .....</i>	20
<i>Formel 8 – Virkningsgrad, metallhydrid .....</i>	20
<i>Formel 9 - Absorpsjonsvarme .....</i>	21
<i>Formel 10 – Desorpsjonsvarme .....</i>	21
<i>Formel 11 – Systemvirkningsgrad, elektrisk.....</i>	21
<i>Formel 12 – Systemvirkningsgrad, termisk .....</i>	21
<i>Formel 13 – Beregning av dieselforbruk.....</i>	22
<i>Formel 14 – Utslipp CO<sub>2</sub> Ekvivalenter.....</i>	22

## Figurliste

Figur 1 - Oversikt over reaksjonsligninger til ulike elektrolyser-teknologier. Figuren er konstruert av IRENA. ....	5
Figur 2 - PEM Elektrolyse med reaksjonslikninger, tegnet selv. ....	6
Figur 3 - Alkalisk elektrolyse, tegnet selv. ....	7
Figur 4 - PCT kurve for hydrogen absorpsjon (fast linje) og desorpsjon (stiplet linje). Figuren er gjengitt med tillatelse fra HYSTORSYS. ....	11
Figur 5 -PCT kurve for hydrogen absorpsjon (fast linje) og desorpsjon (stiplet linje) i AB5 legering. ....	14
Figur 6 – PT-kurve som viser trykk og temperaturgrenser for absorpsjon og desorpsjon av hydrogen. ....	14
Figur 7 - Illustrasjon som viser hvordan energien forflytter seg i MH ved sorpsjon og desorpsjon. ....	20
Figur 8 – Foto av AB <sub>5</sub> - legering ....	25
Figur 9 – Illustrasjon av MH-sylinder kombinert med spesifikasjonene til sylinderen. ....	25
Figur 10 – Fremstilling av en modul med 30 MH-sylindere, og en total lagringskapasitet på 21 kg hydrogen. og dimensjonering i meter på 0.7 x 1.7 x 0.9 (lende x bredde x høyde). ....	26
Figur 11 - Fremstilling av 12 MH-moduler med, lagringskapasitet på 252 kg hydrogen og dimensjonering i meter på 4.2x1.7x1.8 (lengde x bredde x høyde). ....	27
Figur 12 - Utklipp av timesdata fra 2022 rapport, tilgjengelig via Kverneland energi. ....	28
Figur 13 - Geografisk lokalisering av Stranddalen turisthytte. (Utklipp fra Google Maps.) ....	29
Figur 14 - Stranddalen turisthytte, sett fra sør. (Foto av Kverneland Energi.) ....	30
Figur 15 - Lokalisering av hytten i forhold til Stranddalsvatnet. Den svarte streken indikerer størrelsen på Stranddalsvatnet. (Utklipp fra Google Maps.) ....	30
Figur 16 - Takmonterte solcellepanel sett ovenfra. (Foto av Kverneland Energi.) ....	31
Figur 17 - Stranddalen turisthytte, sett fra vest. (Foto av Kverneland Energi.) ....	31
Figur 18 - Stranddalen turisthytte. (Foto av Kverneland Energi.) ....	32

Figur 19 - Systemoversikt, Sol, diesel og batteri. ....	33
Figur 20 - Virkningsgrader til dieselaggregatet .....	34
Figur 21 - Oppsummering av energidata fra Stranddalen. ....	35
Figur 22 - Oversikt over dieselforbruk og CO2-utslipp for 2022 sammen med konstantene som brukes i utregningene. ....	36
Figur 23 - Utklipp av Kverneland-estimat .....	37
Figur 24 - Sammenligning av daglig produksjon i 2022 vs K.estimatet .....	37
Figur 25 – NJ-estimat, årlig oversikt. ....	38
Figur 26 - Grafisk sammenligning av NJ-estimat og K.estimat. ....	38
Figur 27 - Oversikt over inn og utdata fra PVGIS. ....	39
Figur 28 – PVGIS-estimat .....	39
Figur 29 - Grafisk sammenligning av PVGIS-estimat og NJ-estimat. ....	40
Figur 30 - Sammenligning av PVGIS-estimat og NJ-estimat i tabell. ....	40
Figur 31 - Endelig produksjonsestimat i tabell. ....	40
Figur 32 - Grafisk visning av endelig produksjonsestimat (ENJ-estimat) .....	41
Figur 33 – Total systemoversikt som illustrerer de sammenhengene mellom solceller, inverter, batteri, elektrolyser, vannrensere, tørker, metallhydrid og brenselcelle. ....	42
Figur 34 - Forbruksprofil for hele året.....	44
Figur 35 - Standard energibalanse .....	44
Figur 36 – Oversikt over elektrisitet- og hydrogenbalansen til «Nullsystemet». Månedlig PV-produksjon er markert med gul farge. Månedlig EL-forbruk er markert med rosa. Positiv energibalanse er markert grønn. Negativ energibalanse er markert rød. Den årlige rundturbalansen i elektriske kWh er markert turkis. ....	45
Figur 37 - Oversikt over elektrisitet- og hydrogenbalansen ved 7,8% underdimensjonering av PV-anlegget. ....	46

Figur 38 - Oversikt over elektrisitet- og hydrogenbalansen ved 7,8% overdimensjonering av PV-anlegget. ....	47
Figur 39 - Enkel skisse av det endelige systemer med hovedkomponenter. ....	52

## Liste over Tabeller

Tabell 1 - Spesifikke verdier for legeringer .....	13
Tabell 2 - Sammenlikning av ulike lagringsmetoder for hydrogen.....	15
Tabell 3 - Oversikt over spesifikasjonene til en MH-sylinder. ....	26
Tabell 4 - Konstanter som brukes for å beregne $Q_{abs}$ og $Q_{des}$ . ....	48
Tabell 5 - Antatte strømningshastighet for hydrogen. ....	49
Tabell 6 - Grovt prisoverslag fra HYSTORYS på ulike MH-systemstørrelser .....	53
Tabell 7 - Oppsummering av kostnadene for energisystemet. Inkludert oppskalering av solceller, elektrolysører, brenselceller og helikopterfrakt. ....	54
Tabell 8: Oversikt over netto dekningsgrad gjennom sommerhalvåret.....	55
Tabell 9 - Kostnadsoversikt for komprimert hydrogenlager ved 350 bar. ....	60

## Vedlegg

- Excel-fil med navn: «*OFFLINE, Hydrogen fra sol, Excelark.xlsx*»



