

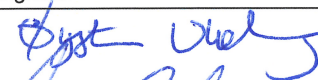

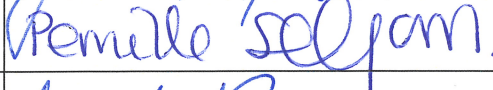
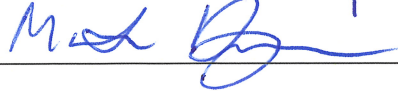
IFE/KR/E-2017/001



Hydrogenproduksjon ved  
småkraftverk: Case studie  
Rotnes Bruk



Institutt for energiteknikk

Rapportnummer IFE/KR/E-2017/001	ISSN 0333-2039	Revisjonsnummer 1.1	Dato 23.03.2017
Klient/ Klient-referanse Småkraftforeningen	ISBN Papir: 978-82-7017-903-9 Elektronisk: 978-82-7017-904-6	Antall eksemplarer	Antall sider 36
Rapporttittel <p style="text-align: center;"><b>Hydrogenproduksjon ved småkraftverk: Case studie Rotnes Bruk</b></p>			
Sammendrag <p>Hovedformålet med prosjektet har vært å analysere og evaluere de tekno-økonomiske aspektene vedrørende hydrogenproduksjon fra småkraftverk, og skissere hvordan implementering av en eventuell hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk kraftverk i Nittedal kan gjennomføres.</p> <p>To ulike konsepter (case) for produksjon av hydrogen via vannelektrolyse med kraft fra Rotnes Bruk, videre kompresjon, lagring, distribusjon og anvendelse i transport har blitt evaluert. En sammenligning av de to ulike konseptene viser at lokal produksjon og distribusjon (Case 1) kan være å anbefale, men dette krever en god og langsiktig avtale for henting og distribusjon av hydrogen. Produksjon med lokal hydrogenstasjon i Nittedal (Case 2), krever at det etableres en lokal kjøretøysflåte, og gir i så måte en litt mer utfordrende forretningsmodell.</p> <p>Lokal produksjon av hydrogen ved Rotnes Bruk gir en hydrogenproduksjonskostnad på 109 NOK/kg (129 NOK/kg, inkl. frakt og levering til en hydrogenstasjon i regionen). Med 50 % investeringsstøtte vil det være mulig å komme ned i 66 NOK/kg (86 NOK/kg, inkl. frakt og levering). Dette er høyere enn dagens markedspris ved hydrogenstasjoner (72 NOK/kg). Hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk kan være økonomisk interessant i en tidlig fase av markedsutviklingen, men på sikt så vil trolig ikke et småskalaanlegg på 200 kW kunne konkurrere med større anlegg på noen MW. Årsaken til dette er de relativt høye investeringskostnadene; mer kostnadseffektive småskala vannelektrolysører og hydrogenkompressorer må derfor utvikles dersom dette skal bli lønnsomt.</p> <p>Rapporten gir noen anbefalinger på hva som kreves for å få økonomi i tilsvarende hydrogenprosjekter ved andre småkraftverk i Norge. Prosjektet er finansiert av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), og en del av et større prosjekt ved Småkraftforeningen om hydrogenproduksjon ved småkraftverk.</p>		Distribusjon Elektronisk  Papir: 13  Bibliotek (3 kopier)	
	Navn	Signatur	
Utarbeidet av	Øystein Ulleberg Jan Carsten Gjerløw	 	
Kontrollert av	Pernille Seljom		
Godkjent av	Martin Kirkengen		
Elektronisk arkivkode 2017-03-23 H2 Rotnes rapport IFE-KR-E-2017-001.docx			

<b>1</b>	<b>INTRODUKSJON</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>DISTRIBUSJON OG ANVENDELSE AV HYDROGEN FRA ROTNES</b>	<b>4</b>
2.1	DISTRIBUSJON AV HYDROGEN TIL ANNEN HYDROGENSTASJON (CASE 1)	4
2.1.1	<i>Hydrogen infrastruktur i Osloregionen</i>	4
2.2	HYDROGENSTASJON VED ROTNES BRUK KRAFTVERK (CASE 2)	7
2.2.1	<i>Fylling og salg av hydrogen ved 350 bar</i>	7
2.2.2	<i>Hurtig påfylling av hydrogen opptil 700 bar</i>	8
2.3	RØRLEDNING TIL UNO-X NITTEDAL	8
2.4	MULIGE ANVENDELSE AV HYDROGEN I TRANSPORT	9
<b>3</b>	<b>POTENSIAL FOR HYDROGENPRODUKSJON VED ROTNES BRUK</b>	<b>10</b>
3.1	SYSTEMBESKRIVELSE OG METODE	10
3.1.1	<i>Tekniske og økonomisk data</i>	10
3.1.2	<i>Metode</i>	11
3.1.3	<i>Datagrunnlag for kraftproduksjon</i>	12
3.1.4	<i>Strømkostnader</i>	13
3.2	SIMULERING AV ET HYDROGENANLEGG	14
3.2.1	<i>Potensial for hydrogenproduksjon</i>	14
3.2.2	<i>Teknisk-økonomisk analyse</i>	15
3.3	ANDRE ØKONOMISKE VURDERINGER	17
<b>4</b>	<b>VURDERING AV POTENSIALET FOR HYDROGENPRODUKSJON FRA SMÅKRAFT</b>	<b>19</b>
4.1	SMÅKRAFTVERKS ROLLE I EN OPPBYGGINGSFASE	19
4.2	OFFENTLIG STØTTE ER NØDVENDIG	22
4.2.1	<i>Mulige offentlige støtteordninger</i>	22
<b>5</b>	<b>KONKLUSJONER OG FORSLAG TIL VIDERE ARBEID</b>	<b>24</b>
5.1	KONKLUSJONER OG ANBEFALINGER	24
5.2	VIDERE ARBEID, ROTNES BRUK	25
5.2.1	<i>Etablering av lokal kjøretøyflåte</i>	25
5.2.2	<i>Avtale med distributør</i>	25
5.2.3	<i>Offentlig støtte til investering og drift</i>	26
5.3	GENERELL BRUK AV SMÅKRAFT TIL HYDROGEN	27
<b>6</b>	<b>REFERANSER</b>	<b>28</b>
<b>7</b>	<b>APPENDIX</b>	<b>29</b>
7.1	CASE 1, UTEN HYDROGENSTASJON. SCENARIO A: HØY STRØMKOSTNAD, MED OFFENTLIG INVESTERINGSSTØTTE	29
7.2	CASE 1, UTEN HYDROGENSTASJON. SCENARIO B: HØY STRØMKOSTNAD, UTEN OFFENTLIG INVESTERINGSSTØTTE	30
7.3	CASE 1, UTEN HYDROGENSTASJON. SCENARIO C: LAV STRØMKOSTNAD, MED OFFENTLIG INVESTERINGSSTØTTE	31
7.4	CASE 1, UTEN HYDROGENSTASJON. SCENARIO D: LAV STRØMKOSTNAD, UTEN OFFENTLIG INVESTERINGSSTØTTE	32
7.5	CASE 2, MED HYDROGENSTASJON. SCENARIO A: HØY STRØMKOSTNAD, MED OFFENTLIG INVESTERINGSSTØTTE	33
7.6	CASE 2, MED HYDROGENSTASJON. SCENARIO B: HØY STRØMKOSTNAD, UTEN OFFENTLIG INVESTERINGSSTØTTE	34
7.7	CASE 2, MED HYDROGENSTASJON. SCENARIO C: LAV STRØMKOSTNAD, MED OFFENTLIG INVESTERINGSSTØTTE	35
7.8	CASE 2, MED HYDROGENSTASJON. SCENARIO D: LAV STRØMKOSTNAD, UTEN OFFENTLIG INVESTERINGSSTØTTE	36

## 1 Introduksjon

Dette prosjektet har hatt som målsetting å skissere hvordan implementering av en eventuell hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk kraftverk kan gjennomføres. Hovedformålet med prosjektet har vært å sette kraftverkseieren i stand til å ta en kommersiell beslutning vedrørende hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk kraftverk. Analysen baserer seg delvis på et tidligere mulighetsstudie om hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk [1].

Prosjektet har vært finansiert av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE), og en del av et større prosjekt i Småkraftforeningen om hydrogenproduksjon ved småkraftverk. Prosjektets delmål har vært følgende:

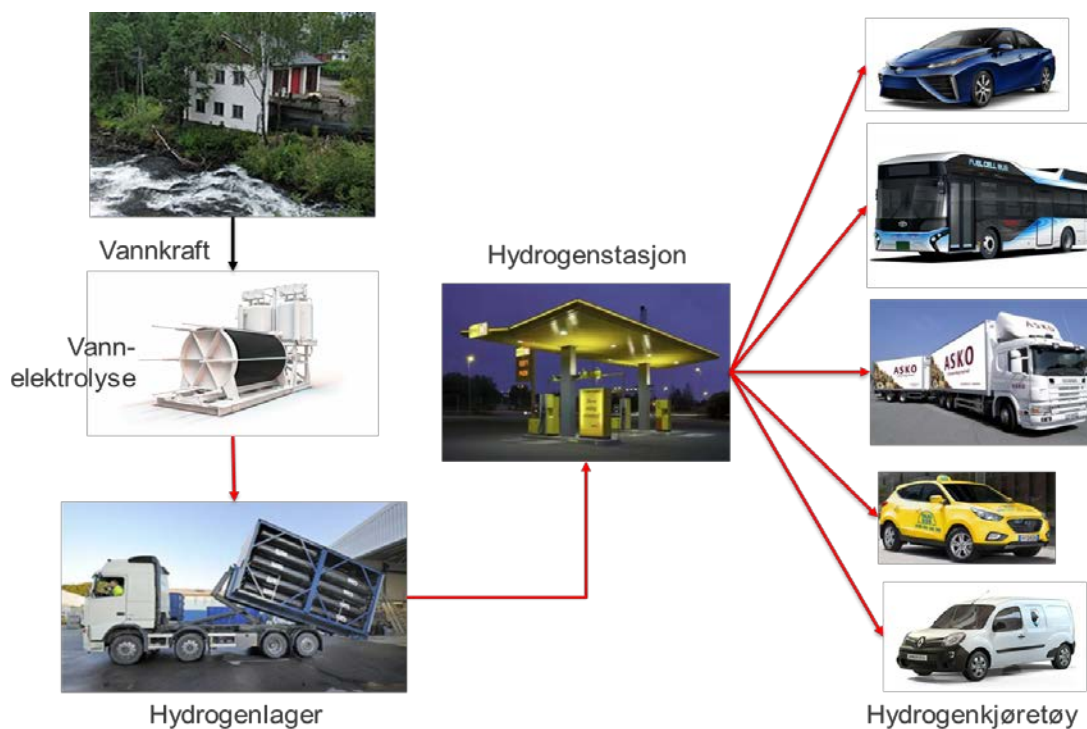
- Beskrive konkret hvordan et anlegg for hydrogenproduksjon kan realiseres, inklusive vurdering av nødvendig teknisk utstyr.
- Utarbeide konkrete kostnadsestimater for
  - a) anlegg for hydrogenproduksjon,
  - b) distribusjon til regionale kunder med tank,
  - c) etablering av egen fyllstasjon ved kraftverket.
- Analysere mulighetene for regional / lokal bruk av hydrogen som produseres ved Rotnes Bruk kraftverk. Herunder beskrive aktuelle samarbeidsmuligheter og modeller med distributører og andre.
- Foreslå hvordan kraftverkseier kan komme frem til en investeringsbeslutning for etablering av et anlegg for hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk kraftverk.
- Utarbeide konkret inntektsestimat for utleiepris dersom en ekstern investor får anledning til å installere en vannelektrolysør ved kraftverket, og dermed nyte godt av kostnadsfordelen dette gir.

Et mulig konsept for produksjon av hydrogen via vannelektrolyse drevet strøm fra Rotnes Bruk kraftverk, og videre distribusjon av hydrogen og anvendelse i transport er skissert i figur 1. To ulike case har blitt evaluert:

- Case 1: Lokal hydrogenproduksjon og kompresjon, *uten* egen hydrogenstasjon.
- Case 2: Lokal hydrogenproduksjon og kompresjon, *med* egen hydrogenstasjon.

Strømkostnaden er den viktigste variable kostnaden ved hydrogenproduksjon via vannelektrolyse. Dersom hydrogenproduksjonsanlegget installeres ved den lokale kraftstasjonen vil det være mulig å unngå avgifter. Kostnaden ved å bruke lokalt kraft til hydrogenproduksjon blir da den alternative prisen som det er mulig å få ved å selge den på nettet. Høy og lav strømkostnad tar da utgangspunkt i forventet strømpris på spotmarkedet i tiden framover. Fire ulike scenarier har blitt evaluert for hver av de to case:

- A. Høy strømkostnad, med investeringsstøtte.
- B. Høy strømkostnad, uten investeringsstøtte.
- C. Lav strømkostnad, med investeringsstøtte.
- D. Lav strømkostnad, uten investeringsstøtte.



Figur 1 Mulig konsept for produksjon og anvendelse av hydrogen fra Rotnes Bruk kraftverk. Produksjon av hydrogen via vannelektrolyse, mellomlagring og transport til en hydrogenstasjon i Osloregionen (Case 1) og sluttbruk i ulike anvendelser innen transport.

Hovedformålet med dette forprosjektet er altså å se nærmere på muligheten for hydrogenproduksjon fra småkraftanlegget ved Rotnes Bruk, vurdere det økonomiske potensialet (*business case*), og foreslå videre arbeid for å realisere et eventuelt prosjekt.

Resultatene i dette prosjektet er basert på et simuleringsverktøy utviklet ved IFE og data på kraftproduksjon fra Rotnes Bruk (samme datagrunnlag som i ovennevnte mulighetsstudie [1]) og oppdaterte energi- og kostnadsdata innhentet fra ulike leverandører av utstyr for produksjon, transport og distribusjon av hydrogen. Metoden og det tekno-økonomiske beregningsverktøyet har også blitt benyttet i andre liknende studier, f.eks., *H2OSL*-forprosjektet<sup>1</sup> som omhandlet mulig produksjon og bruk av hydrogen ved Oslo Lufthavn Gardermoen [2].

Analysene utført i dette prosjektet tar utgangspunkt i muligheten for å installere et lokalt hydrogenproduksjonsanlegg (vannelektrolyse) ved Rotnes Bruk, og videre distribusjon av trykksatt hydrogen (Case 1), eller direkte leveranse av hydrogen ved en lokal hydrogenstasjon (Case 2). En generell vurdering av disse to alternativene er gitt i kapittel 2, mens resultatene fra en litt mer detaljert tekno-økonomiske analyse er presentert i kapittel 3. En generell vurdering av potensialet for hydrogenproduksjon fra småkraft er gitt i kapittel 4, påfulgt at konklusjoner og anbefalinger i kapittel 5.

<sup>1</sup> Prosjektsamarbeid mellom Kunnskapsbyen Lillestrøm, IFE, OSL, HYOP og Hynor Lillestrøm

## 2 Distribusjon og anvendelse av hydrogen fra Rotnes

I dette kapittelet diskuteres muligheten for å installere et lokalt hydrogenproduksjonsanlegg (vannelektrolyse) ved Rotnes Bruk, og videre distribusjon av trykksatt hydrogen (Case 1), eller direkte leveranse av hydrogen ved en lokal hydrogenstasjon (Case 2).

### 2.1 Distribusjon av hydrogen til annen hydrogenstasjon (Case 1)

Rotnes ligger i kort avstand fra eksisterende hydrogenstasjoner i Osloregionen. Distribusjon av hydrogen produsert ved Rotnes til andre stasjoner kan derfor være aktuelt. En slik løsning vil kreve kompresjon av hydrogen til et relativt høyt trykk (f.eks. til 250-350 bar) ved Rotnes, før det fylles på hydrogentanker og transporteres til stasjonen der det skal anvendes.

Systemet for hydrogenlagring og distribusjon må dimensjoneres ihht. hydrogenproduksjon (ved Rotnes) og forbruk (ved stasjon). Valg av teknologi for transport og distribusjon av hydrogen (stålflasker eller komposittanker) vil være avhengig av hvordan den totale transportløsningen er designet.

I dag transporteres hydrogen i stålflasker ved ca. 200 bar, men man kan også tenke dette gjort med lettere komposittanker. Det norske selskapet Hexagon Raufoss har utviklet et system med flaskepakker med komposittanker. Det såkalte *Swap Body* systemet (figur 1) er designet for transport av store volumer med hydrogen og rask utskifting av containere med lagertanker. Det jobbes nå med å få typegodkjent løsninger basert på komposittanker som vil gjøre det mye enklere og rimeligere å transportere hydrogen under trykk opptil 500 bar.

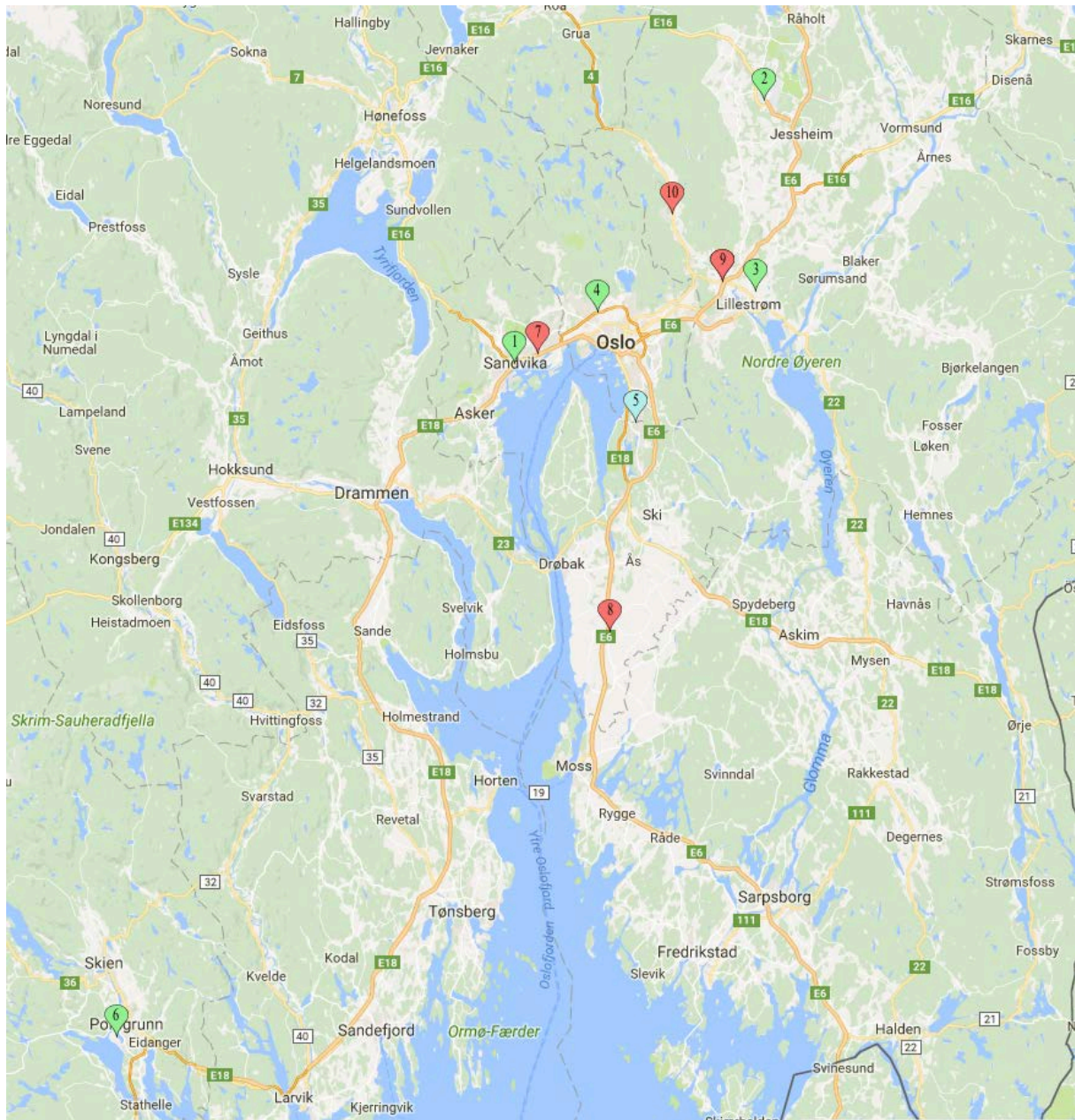
Det finnes i dag typegodkjente (ADR) systemer for transport av hydrogen i komposittanker ved 250 bar, 350 bar og 500 bar; disse leveres av det tyske selskapet xperion (nå eid av Hexagon) [3]. Fordelen med slike hydrogenlagringssystemer basert på komposittanker er at de veier kun omtrent 25% av flaskepakker med ståltanker, og er dermed mye enklere å håndtere og transportere på vanlige lastebiler. I følge systemspesifikasjonen fra xperion [3] vil det være mulig å transportere 345 kg hydrogen ved 250 bar på én lastebil (55 flasker i en 20 fot ISO container med totalvekt på 9145 kg). Dette krever imidlertid en betydelig investering, da komposittankene er kostbare.

En mest mulig sømløs løsning for transport av hydrogen vil måtte bestå av flere lagerenheter, hver bestående av flere komposittflasker. For å kunne knytte Rotnes Bruk opp mot en hydrogenstasjon kreves én hydrogenlagringsenhet ved produksjonsanlegget og én ved hydrogenstasjonen. I tillegg vil det trolig være naturlig å ha én ekstra hydrogenlagringsenhet i omløp for å sikre god flyt av transporten til/fra de ulike lokasjonene.

Med et godt logistikksystem vil det være mulig å redusere behovet til kun to lagringsenheter. En slik løsning vil redusere det totale investeringsbehovet, men vil gi mindre fleksibilitet og ingen redundans. Uansett hvilken løsning som velges, så vil det være nødvendig med et system for hurtig oppkobling av (fullt) hydrogenlager ved hydrogenstasjon; dette bør typisk foregå i perioder med lite trafikk på stasjonen. Flere stasjoner vil kreve flere lagringsenheter.

#### 2.1.1 Hydrogen infrastruktur i Osloregionen

Oppbyggingen av infrastruktur for hydrogen i Osloregionen er i en tidlig fase. Den første kommersielle hydrogenstasjonen ble åpnet i Sandvika i november 2016. Per dags dato er situasjonen som vist i kartet i figur 2 (Rotnes Bruk er nr. 10) og beskrevet nedenfor.



Figur 2 Hydrogenstasjoner i Osloregionen. De som er markert grønt er i drift og for biler. Ruters stasjon for busser er markert blå, mens de røde punktene angir planlagte eller mulige stasjoner (Rotnes Bruk i Nittedal er nr. 10).

1. **Sandvika, Uno-X Hydrogen:** Kapasitet 200 kg/dag. Foreløpig tilkjørt hydrogen fra Rjukan. Fra våren 2017 vil en elektrolysør fra Nel Hydrogen med en produksjonskapasitet på ca. 120 kg/dag bli tatt i bruk. Stasjonen har et stasjonært lager på ca. 100 kg, i tillegg til tilkjørt hydrogen.
2. **Gardermoen, Hyop:** Tilkjørt hydrogen. Stasjonen er en liten stasjon bygget for å demonstrere en helautomatisk, selvbetjent, hydrogenstasjon. Den er ikke designet for å levere store volumer, men stasjonen kan bygges ut for å betjene trafikk både på utsiden og innsiden av flyplassgjerdet.
3. **Lillestrøm, Hynor Lillestrøm** (driftes av Hyop): Tilkjørt hydrogen. Stasjonen er et demonstrasjonsanlegg med liten kapasitet (40 kg med lokalt lager), og er tilknyttet IFE Hynor hydrogenteknologisenter.
4. **Gaustad, Hyop:** Kombinasjon av lokal produksjon og tilkjørt hydrogen. Stasjonen er planlagt utvidet for å kunne imøtekomme forventet vekst. Utvidelsen vil skje når stasjonen flyttes til Ryen i Oslo. Det er antydning at dette kan skje første halvår 2017, men det er foreløpig ikke besluttet.
5. **Rosenholm, Ruter** (driftes av Air Liquide): Stasjon kun for busser (350 bar) med kapasitet på 250 kg/dag. Stasjonene benyttes i dag kun til buss. Det har vært diskutert muligheten for å etablere en 700 bars løsning ved stasjonen for også å kunne betjene biler, men det foreligger ingen konkrete planer om dette pr i dag.
6. **Porsgrunn, Hyop:** Stasjonen forsynes med hydrogen fra anleggene til Inovyn på Rafnes gjennom en fire kilometer lang rørledning. Det er her tilgjengelig store mengder hydrogen. Hyop har planer om å bruke dette som en terminal for leveranse til stasjonene i Osloregionen.

I tillegg til de eksisterende hydrogenstasjonene, arbeides det også med følgende planer:

7. **Høvik, Hyop:** Stasjonen planlegges åpnet i første kvartal 2017. Dette er en oppgradert versjon av stasjonen som sto på Økern fram til sommeren 2016. Stasjonen vil i første omgang benytte tilkjørt hydrogen.
8. **Vestby:** Vestby kommune har fått 200.000,- kroner fra Klimasats til planlegging av en hydrogenstasjon / energistasjon. Dette vil sannsynligvis gjøres i samarbeid med blant andre ASKO.
9. **Skedsmo:** Uno-X Hydrogen har søkt Skedsmo kommune om å etablere en bensinstasjon på Hvam v E6 (Olavsgaard), der det settes av plass til hydrogendispenser som etableres når et prosjekt får finansiering.
10. **Nittedal, Rotnes Bruk:** Et hydrogenproduksjonsanlegg lokalisert her vil det være i kort avstand til regionens andre hydrogenstasjoner.



## 2.2 Hydrogenstasjon ved Rotnes Bruk kraftverk (Case 2)

Et alternativ til å transportere hydrogen produsert ved Rotnes til andre hydrogenstasjoner i regionen, er å installere en lokal hydrogenstasjon ved småkraftstasjonen. Dette vil eliminere behovet for distribusjon og transport av hydrogen, men vil totalt sett føre til økte investerings- og driftskostnader. En lokal hydrogenstasjon kan designes for å levere hydrogen ved 350 bar eller 700 bar. En 350 bar løsning gir lavere kostnader, mens en 700 bar løsning gir større fleksibilitet mht. anvendelse i transport.

Inntil markedet for hydrogen-drevne kjøretøy er større, vil det mest økonomiske alternativet være å knytte hydrogenstasjonene opp mot flåter av kjøretøy. Dette er det beste utgangspunktet for å få sikre god og forutsigbar avkastning på hydrogen. Flere av hydrogenstasjonene i Danmark ble etablert på dette grunnlaget, der kommuner og bedrifter forpliktet seg til å kjøpe biler dersom stasjonene ble bygget. I Bergen har det tegnet seg interesserte for mer enn 20 hydrogenbiler i tilknytning til de to stasjonene som Uno-X Hydrogen skal etablere der i 2017. Dersom det skal etableres en hydrogenstasjon ved Rotnes, så bør flere lokale aktører i Nittedal kommune forplikte seg til å anskaffe hydrogenkjøretøyer som sikrer mest mulig bruk av hydrogenstasjonen.

### 2.2.1 Fylling og salg av hydrogen ved 350 bar

Busser, lastebiler, gaffeltrucker og andre nyttekjøretøy har som oftest installert 350 bar løsninger for lagring av hydrogen. En dedikert flåte med hydrogenkjøretøyer som benytter 350 bar vil kunne gi en god forretningsmodell. Et hydrogenproduksjonsanlegg med en kapasitet på ca. 30 kg/døgn vil kunne dekke hydrogenbehovet til noen få lastebiler, eller flere lettere varebiler (figur 3).



Figur 3 Eksempler på kjøretøyer egnet for bruk av hydrogen ved 350 bar og brenselceller. (Kilder: Asko, Symbio Fcell og New Holland).

Hydrogendrevne lastebiler er foreløpig ikke kommersielt tilgjengelig, men de antas å være det om noen få år. ASKO har bestilt 4 hydrogenlastebiler fra Scania som skal leveres i 2018. Den sveitsiske grossisten Coop tok i november 2016 i bruk en 34-tonns lastebil med batterielektrisk drift og hydrogen og brenselceller til rekkeviddeforlenging. Hydrogen er altså et alternativ drivstoff i dette segmentet framover.

Lette varebiler kan også benytte hydrogen. Skedsmo kommune har bestilt en varebil av typen *Renault Kangoo ZE H2*. Dette er en elektrisk bil hvor det franske selskapet Symbio FCell har satt inn en hydrogen-drevet brenselcelle. Den er tilgjengelig med hydrogentanker for 350 bar eller 700 bar. Med brenselcelle og hydrogen får Kangoo ZE H2 mer enn doblet rekkevidden i forhold til den batterielektriske modellen. Brenselcellen gir også varme i kupeen i den kalde årstiden uten at det går på bekostning av rekkevidden. Denne modellen er solgt i et hundretalls enheter i Frankrike, Sveits og Storbritannia. Skedsmo kommunes bil blir den første i Skandinavia av denne typen.

Det arbeides også med flere andre aktuelle anvendelser for hydrogen innen transport, blant annet innen landbruk. Et aktuelt konsept ved Rotnes Bruk kan være drift av landbruksmaskiner som traktorer og annet for eget bruk og nabogårder. Det er imidlertid et stykke fram i tid før slike kjøretøy vil være kommersielt tilgjengelig.

### 2.2.1.1 Sakte påfylling av hydrogen opptil 350 bar

I en standard hydrogenstasjon for personbiler legges det opp til hurtig påfylling av hydrogen (ca. 5 kg på 3-5 minutter). For å få til dette på en sikker måte, må hydrogenet kjøles ned under påfyllingsprosessen; normalt forkjøles hydrogenet til - 40°C. Dette er energikrevende, kostbart og krever også en god del vedlikehold. Et kostnadseffektivt og driftssikkert alternativ kan være å gå tilbake til litt eldre standarder for sakte påfylling av hydrogen opptil 350 bar. En løsning med sakte fylling av hydrogen kan imidlertid kun benyttes når tidsaspektet ikke er så viktig for brukeren. Fylling av 3 kg med hydrogen ved en 700 bar hydrogenstasjon med kjøling tar ca. 3 minutter, mens en sakte fylling av tilsvarende mengde til 350 bar typisk vil ta ca. 15-20 minutter, avhengig av omgivelsestemperaturen (kaldt vær er gunstig). For en hydrogenstasjon på Rotnes bør alternativet med sakte påfylling av hydrogen opptil 350 bar vurderes. Dette kunne f.eks. være aktuelt for en flåte med lastebiler og/eller varebiler.

### 2.2.2 Hurtig påfylling av hydrogen opptil 700 bar

Alle nye modeller med hydrogendrevne personbiler benytter i dag hydrogenlager som kan ta trykk opptil 700 bar; dette for å sikre lengst mulig rekkevidde. Dersom en hydrogenstasjon skal være offentlig tilgjengelig, og ikke kun være dedikert en spesifikk flåte, vil det være nødvendig å kunne levere hydrogen ved 700 bar. Det krever imidlertid en langt større investering å bygge for 700 bar hurtigfylling, sammenlignet med 350 bar saktefylling. Kostnadene er derfor en utfordring også i den sammenhengen. I analysen av Case 2 (lokal hydrogenproduksjon og hydrogenstasjon), er det tatt utgangspunkt i at hydrogenstasjonen skal levere hydrogen ved 700 bar.

## 2.3 Rørledning til Uno-X Nittedal

Uno-X Hydrogen har som ambisjon å bygge 20 hydrogenstasjoner innen 2020. Den første er åpnet i Sandvika i Bærum, de to neste kommer i Bergen i løpet av 2017, og det foreligger planer om en stasjon på Hvam i Skedsmo. I Nittedal finnes det en Uno-X stasjon, som er lokalisert langs Riksvei 4, og ca. 200 meter sør for Rotnes kraftverk. Denne kan tenkes benyttet til å bli én av de første 20 stasjonene som skal etableres. Hydrogen kunne da eventuelt transporteres i en lavtrykks rørledning (i polyetylen) fra kraftverket til denne stasjonen.

I dette konseptet [rørledning] må det etableres et komplett hydrogenstasjonsanlegg med komprimering, lager og dispenser på Uno-X stasjonen. Det har ikke blitt utført detaljerte kostnadsberegninger for en slik løsning. Hovedårsaken til dette er som følger:

- Uno-X stasjonen i Nittedal er trang og har lite ekstra plass, og det vil derfor kunne bli vanskelig (og kostbart) å etablere et komplett hydrogenstasjonsanlegg her.
- Investering i rørledning vil trolig være et kostbart alternativ for et så lite volum av hydrogen som kan produseres ved Rotnes Bruk.

- Et mer kostnadseffektivt alternativ kan være å legge en strømkabel fra kraftstasjonen til en elektrolysør ved Uno-X stasjonen. Fokuset i dette prosjektet er imidlertid å finne en teknisk løsning for Rotnes Bruk, og dette alternativet er derfor ikke vurdert videre.



Figur 4 Foto av eksisterende Uno-X bensinstasjon i Nittedal. Stasjonen ligger ca. 200 meter sør for kraftstasjonen. Riksvei 4 til høyre for stasjonen.

## 2.4 Mulige anvendelse av hydrogen i transport

Hydrogenforbruket (kg/dag) varierer fra kjøretøy til kjøretøy, og er svært avhengig av vekt på kjøretøyet og gjennomsnittlig kjørelengde (km/dag). En oversikt over antatt daglig forbruk for et utvalg brenselcelledrevne hydrogenkjøretøyer er gjengitt i tabell 1. Tallene her er de samme som ble benyttet i det ovennevnte H2OSL-forprosjektet. Her er det bla. antatt at personbilene blir benyttet av privatpersoner, bedrifter eller kommuner, og har en gjennomsnittlig kjørelengde på 15.000 km pr år. En brenselcelledrevet personbil bruker ca. 1 kg hydrogen pr 100 km, noe som dermed gir et hydrogenforbruk på ca. 0,4 kg/ dag. En drosje har til sammenligning mye mer kjøring, og et vil dermed ha et hydrogenforbruk på ca. 3 kg/dag, mens en buss har et forbruk på ca. 11-13 kg per 100 km, som gir ca. 35 kg/dag. Forbruket i tyngre kjøretøyer (lastebiler) vil være svært avhengig av vekt på lasten og kjøreprofil (*duty cycle*); tung last og mye kjøring i bakker vil kreve relativt mye hydrogen.

Tabell 1 – Estimert daglig hydrogenforbruk for et utvalg av brenselcelledrevne hydrogenkjøretøyer basert på statistisk data [2]. Tabellen viser også hvilket trykk lagertankene i kjøretøyet benytter.

Spesifikasjon	Personbil	Lett varebil	Gaffeltruck	Buss	Taxi	Lastebil
H <sub>2</sub> -forbruk (kg/dag)	0,4	0,5	1	35	3	3*
Trykk (bar)	700	350/700	350	350	700	350

\* Merknad: Det finnes per i dag ingen statistiske data på hydrogenforbruk i lastebiler; estimatet her er basert på en løsning med brenselceller som rekkeviddeforlenger til et batteri i et hybrid kjøretøy.

I kapittel 3 går der fram at et hydrogenproduksjonsanlegg ved Rotnes Bruk kraftstasjon vil i snitt kunne produsere ca. 30 kg/dag. I praksis kan dette være nok til å drifte ca. 75 personbiler, 60 lette varebiler (batteri med hydrogen til rekkeviddeforlenging), eller 1 buss.

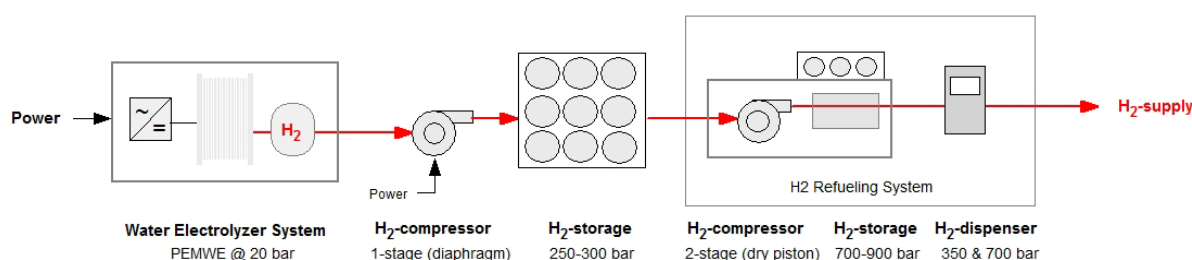
### 3 Potensial for hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk

Dette kapittelet oppsummerer resultatene fra de tekno-økonomiske beregningene utført i dette prosjektet for de to ulike case studiene og fire ulike scenariene beskrevet i kapittel 1.

#### 3.1 Systembeskrivelse og metode

Hydrogenproduksjonssystemet som har blitt evaluert i dette prosjektet (figur 5) består av følgende hovedkomponenter og delsystemer:

- Vannelektrolyse, inkludert systemer for vannrensing og tørking av hydrogen
- System for kompresjon og lagring av hydrogen
  - Mekanisk hydrogenkompressor (steg 1); komprimering av hydrogen fra 10-30 bar til 250-300 bar,
  - Lager-/transportsystem bestående av komposittanker i transportabel container
- Hydrogenstasjon (700 bar) eller hydrogenpåfyllingssystem (350 bar)
  - Mekanisk hydrogenkompressor (steg 2); komprimering av hydrogen fra 250-300 bar til 700-1000 bar (eller til 400-450 bar for en 350 bars dispenser løsning)
  - Hydrogenlager med komposittanker for lagring ved 500 bar eller 1000 bar
  - Hydrogendispenser for påfylling av hydrogen ved 350 eller 700 bar



Figur 5 Skisse av hydrogensystem: (1) Vannelektrolyse; (2) Hydrogenkompresjon- og lagring; (3) Hydrogenfyllstasjon med dispenser

#### 3.1.1 Tekniske og økonomisk data

IFE har en database med tekniske og økonomiske data for hydrogenproduksjonsteknologi, som har blitt bygget opp gjennom flere prosjekter de siste årene. I tillegg har det i dette prosjektet blitt innhentet budsjettpriser fra teknologileverandører på noe av det mest relevante utstyret.

##### 3.1.1.1 Vannelektrolyse

I det mulighetsstudiet nevnt ovenfor [2] ble det antatt at alkaliske vannelektrolysører ville være mest egnet for bruk ved Rotnes pga. lavere spesifikke investeringskostnader (NOK/kW). I dette prosjektet ble det innhentet mer detaljert teknisk informasjon og budsjettall for ulike elektrolysører, og det viser seg at for et såpass lite produksjonsanlegg (ca. 200 kW) vil det ikke være store forskjeller i pris på alkaliske og PEM-baserte elektrolysører.

Aktuelle leverandører på alkalisk systemer vil være Nel Hydrogen (Norge) og Hydrogenics (Belgia), mens ITM Power (UK) og Proton Onsite (USA) har egnede løsninger basert på PEM. Fordelen med et system basert på PEM er at dette er teknologi som er svært godt egnet til å håndtere variable energikilder som vind og solenergi. En nærmere analyse av energidataene fra Rotnes Bruk viser at kraftproduksjon fra småkraftverket varierer en god del fra time til time, og det vil derfor være nødvendig med et hydrogensystem som kan følge svingningene i kraftproduksjonen på en best mulig måte. De tekno-økonomiske beregningene utført i dette prosjektet er basert på data fra en leverandør av PEM-systemer.

### 3.1.1.2 Hydrogenstasjonsmodul

Det finnes ikke så mange leverandører av komplette hydrogenstasjonsmoduler, men Nel Hydrogen Fueling (tidligere H2 Logic) tilbyr nå løsninger på kommersielle betingelser. H2 Logic (nå Nel Hydrogen Fueling) har levert løsningene som benyttes av blant annet Hynor Lillestrøm og Hyops stasjon på Gaustad. Deres nyeste konsept (CAR-200) er installert på Uno-X stasjonen i Sandvika. I dette prosjektet er tekniske spesifikasjoner og budsjettpriser basert på løsninger fra Nel Hydrogen Fueling sammenstilt med tilsvarende data fra andre leverandører hovedkomponenter til en hydrogenstasjon (kompressorer, kjøleanlegg, lagertanker, og dispenser).

### 3.1.1.3 Hydrogenlagringsenhet

I ett av de to konseptene for et hydrogenproduksjonsanlegg ved Rotnes Bruk, er det skissert en ny løsning for transport og distribusjon av hydrogen i lette komposittanker (figur 1). En slik løsning er under utvikling av det norske selskapet Hexagon Raufoss, som i dag leverer lager- og transportløsninger på det internasjonale markedet. Teknisk informasjon og budsjettpriser fra Hexagon og andre leverandører av komposittanker har blitt benyttet i dette prosjektet.

### 3.1.2 Metode

Følgende metode er benyttet.

- Teknisk-økonomiske beregninger: Her er det benyttet et simuleringsprogram utviklet av IFE i EES (*Engineering Equation Solver*)
- Energidata (produksjon): Beregningen av tilgjengelig kraft ved Rotnes Bruk kraftstasjon (kW) og tidsserier (kWh per time) for perioden november 2008 - november 2015.
- Energidata (forbruk): Beregning av kraftforbruk fra hovedkomponentene i anlegget, primært vannelektrolyseprosess og hydrogenkompressor
- Økonomiberegninger: Kostnadskurver og kostnadsestimater på nøkkelkomponenter og systemer fra ulike leverandører av vannelektrolysører, hydrogenkompressorer (for ulike trykk), kompositt hydrogen tanker (for ulike trykk) og hydrogendispenser
- Alle innhentede tekniske spesifikasjoner og budsjettpriser benyttet i denne studien er sammenstilt med data fra et internasjonalt samarbeid på lokal hydrogenproduksjon [4], og har blitt sjekket opp mot data kjent fra offentlige studier på vannelektrolyse [5] og hydrogenstasjoner [6].

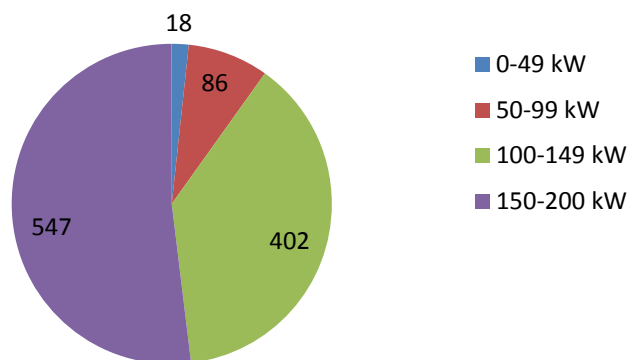
### 3.1.3 Datagrunnlag for kraftproduksjon

Kraftproduksjonsdata (kWh per time) fra Rotnes Bruk kraftstasjon for perioden november 2008 – november 2015 ble benyttet i dette prosjektet. Basert på dette ble det gjort en grovinndeling av tilgjengelig kraft til hydrogenproduksjon for fire ulike effektområder, som vist i tabell 2 og figur 6. I tillegg ble det gjort en analyse av antall driftstimer for fire ulike effektområdene fra 0-200 kW, som vist i tabell 3.

Den nedre grensen for kjøring av PEM-elektrolyseanlegget ligger på ca. 20-25% av nominell kapasitet, som i praksis blir ca. 40-50 kW. Som det går fram av tabell 2 så er potensialet for hydrogenproduksjon i det laveste effektområdet (0-50 kW) svært lavt (<2%).

Tabell 2 – Kraft (MWh) tilgjengelig ved Rotnes for bruk til hydrogen produksjon for fire ulike effektområder fra 0-200 kW, basert på kraftproduksjon fra 2009 – 2015.

År	0-49 kW	50-99 kW	100-149 kW	150-200 kW	Totalt MWh
2009	23	106	411	504	1044
2010	18	178	269	572	1037
2011	22	61	315	611	1008
2012	6	44	544	562	1156
2013	20	111	338	484	954
2014	14	80	556	456	1107
2015	23	23	382	640	1068
<b>Gjennomsnitt</b>	<b>18</b>	<b>86</b>	<b>402</b>	<b>547</b>	<b>1053</b>



Figur 6 Kraft (MWh) tilgjengelig ved Rotnes for bruk til hydrogenproduksjon

Tabell 3 – Antall driftstimer ved Rotnes for fire ulike effektområder fra 0-200 kW.

År	0-49 kW	50-99 kW	100-149 kW	150-200 kW	Totalt MWh	Maks. effekt kW
2009	679	1512	3135	3101	8427	179
2010	546	2435	2072	3462	8515	179
2011	1003	832	2299	3656	7790	182
2012	213	534	4112	3520	8379	179
2013	855	1410	2551	2960	7776	179
2014	451	1016	4103	2821	8391	178
2015	105	291	2805	3927	7128	183
<b>Gjennomsnitt</b>	<b>550</b>	<b>1147</b>	<b>3011</b>	<b>3350</b>	<b>8058</b>	<b>180</b>
	7%	14%	37%	42%	100%	

Tilgangen på kraft (og driftsprofil) er den viktigste faktoren for utforming (og drift) av hydrogenproduksjonsanlegg basert på vannelektrolyse. Kraftproduksjonsdata fra Rotnes gir følgende viktige observasjoner vis-à-vis dimensjonering av et mulig hydrogenanlegg:

- Den gjennomsnittlig årlige energiproduksjon er på ca. 1050 MWh/år og maksimal effekt tilgjengelig for et hydrogenproduksjonsanlegg er på ca. 180 kW (tabell 2). Et hydrogenanlegg ved Rotnes bør derfor dimensjoneres til ca. 200 kW (nominell effekt).
- Mesteparten av kraftproduksjonen (ca. 950 MWh/år) foregår ved effekter mellom 100-200 kW (figur 4), noe som i teorien vil gjøre det mulig å modulere driften av elektrolysøren mellom 50-100% av nominell produksjonskapasitet. Dette åpner opp for bruk av både alkaliske og PEM-basert elektrolysører.
- Det produseres kraft fra småkraftstasjonen i ca. 8000 timer per år (tabell 3). Dersom det installeres et hydrogenproduksjonsanlegg (f.eks. PEM-baserte systemer) som kan driftes kontinuerlig mellom 50 - 200 kW, dvs. tidvis kjøring på 20-25% dellast, så vil anlegget kunne produsere hydrogen i ca. 7500 timer. Hydrogenproduksjonsanlegget ville da ha en tilgjengelighet på ca. 86% (7500 av 8760 timer).

### 3.1.4 Strømkostnader

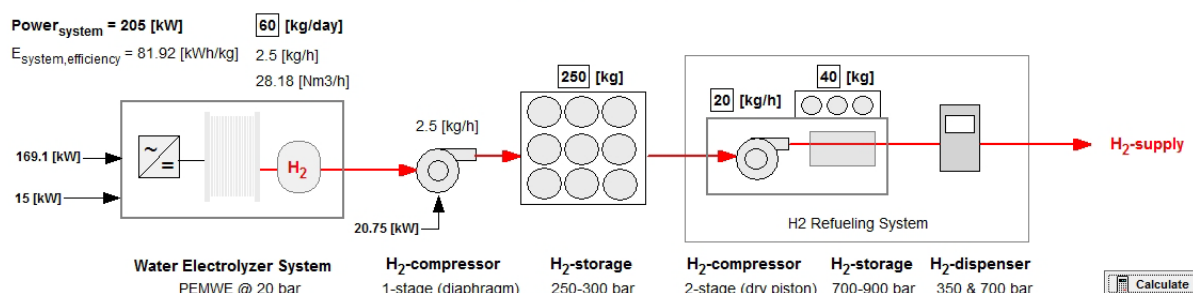
Strømmen fra Rotnes Bruk kraftverk brukes i dag delvis til oppvarming og elforbruk internt på bruket, og selges delvis ut på nettet (til spotpris). Det planlegges et bioenergianlegg som vil forsyne gården med varme. I tillegg vurderes det et solcelleanlegg som over året skal kunne dekke strømbehovet for gårdens drift. I perioder kan det også gi overskudd av strøm som kan benyttes til hydrogenproduksjon, i andre perioder kan produksjonen fra solcellene være så liten at det må brukes strøm fra kraftverket i tillegg. I analysene foretatt i dette prosjektet er det antatt gården over tid blir selvforsynt med kraft og varme, og at all strømproduksjon fra kraftverket går til hydrogenproduksjon.

I systemsimuleringene er det benyttet en høy og en lav verdi for strømprisen. Disse er satt til henholdsvis 45 og 25 øre pr kWh, som er alternativ pris når kraften selges på spotmarkedet. Markedets forventning er at spotprisen vil holde seg på relativt lavt nivå til og med 2020 [7]. Fra 2021 vil nye overføringslinjer til kontinentet og Storbritannia stå ferdig, noe som kan gi en markant økning i spotprisen. Generelt sett, kan dette kan ha betydning for vurdering av lønnsomheten av hydrogenproduksjon fra småkraftverket

Rotnes Bruk kraftverk har en relativt jevn vannføring over året, også i perioder der kraftprisen normalt er høy. Mange småkraftverk har mer sesongbasert produksjon. Rotnes Bruk kraftverk bør derfor kunne forvente en noe høyere inntekt på salg av strøm, enn det som er gjennomsnittet over året i andre sammenlignbare småkraftverk. Dette vil imidlertid i liten grad påvirke driftskostnadene i et hydrogenproduksjonsanlegg.

### 3.2 Simulering av et hydrogenanlegg

En systemskisse av et mulig hydrogenanlegg for Rotnes Bruk er vist nedenfor i figur 7. I figuren er det også angitt noen nominelle kapasiteter og typisk energiforbruk for noen av nøkkelkomponentene. Her bør det legges spesielt merke til at det er antatt et gjennomsnittlig spesifikt energiforbruk på 87 kWh/kg (fra 82 kWh/kg ved 200 kW til 108 kWh/kg ved 50 kW).



Figur 7 Systemskisse og design for et hydrogenanlegg ved Rotnes Bruk

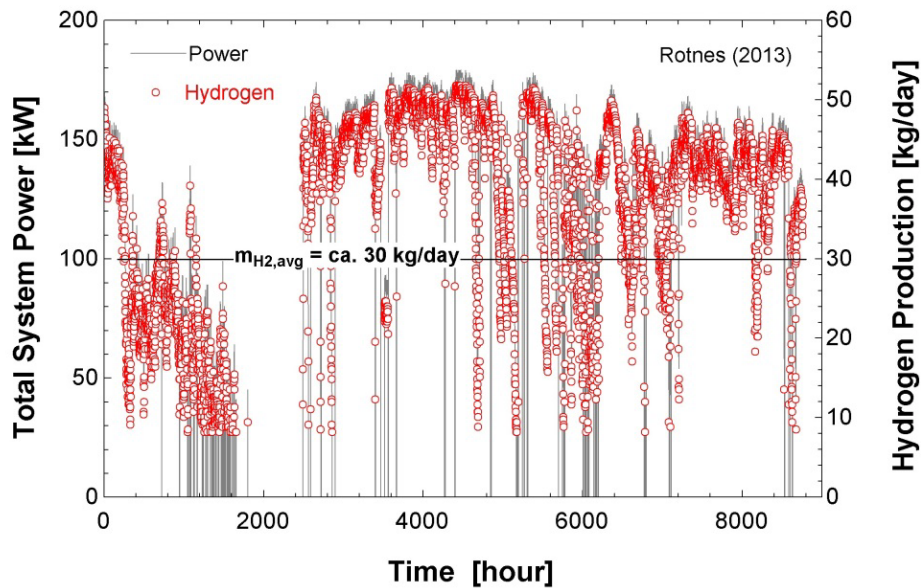
#### 3.2.1 Potensial for hydrogenproduksjon

Potensialet for hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk kraftverk har blitt beregnet på grunnlag av ovennevnte metode, forutsetninger og inngangsdata. Tabell 4 angir estimert hydrogenproduksjon, fordelt på effektområde, mens figur 8 viser estimert hydrogenproduksjon for 2013, et år med relativt lav kraftproduksjon ved Rotnes Bruk.

Tabell 4 – Estimert hydrogenproduksjon (kg) ved Rotnes Bruk for et anlegg med maks. kapasitet på 60 kg/dag (ca. 200 kW), basert på historisk kraftproduksjon fra 2009 – 2015.

År	0-49 kW	50-99 kW	100-149 kW	150-200 kW	Totalt kg
2009	0	1071	4725	6072	11868
2010	0	1799	3094	6886	11778
2011	0	612	3621	7356	11589
2012	0	441	6252	6773	13466
2013	0	1125	3888	5835	10848
2014	0	810	6388	5498	12696
2015	0	234	4388	7715	12336
<b>Gjennomsnitt</b>	<b>0</b>	<b>870</b>	<b>4622</b>	<b>6591</b>	<b>12083</b>





Figur 8 *Estimert hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk for et historisk år (2013).*

Hovedresultatene fra beregningene er som følger:

- Gjennomsnittlig årlig hydrogenproduksjon: ca. 12 000 kg/år, eller ca. 230 kg/uke.
- Maksimal (teoretisk) mulig energiproduksjon: 200 kW × 8760 timer = 1750 MWh.
- Forventet utnyttelsesgrad for hydrogenproduksjon: ca. 60% (1035 MWh / 1750 MWh)

### 3.2.2 Teknisk-økonomisk analyse

Det har i dette prosjektet blitt gjennomført simuleringer og teknisk-økonomiske analyser for to ulike konsepter (Case 1 og 2), og fire ulike scenarier for hvert konsept:

- Case 1: Lokal hydrogenproduksjon og kompresjon, *uten* hydrogenstasjon.
- Case 2: Lokal hydrogenproduksjon og kompresjon, *med* hydrogenstasjon.

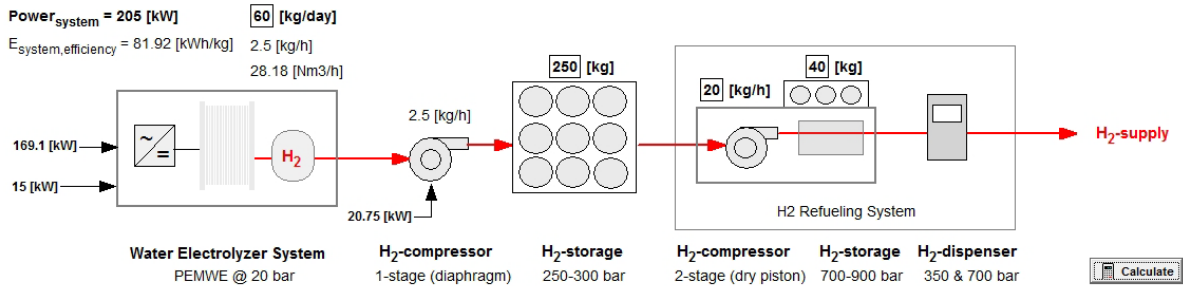
Scenarier:

- E. Høy strømkostnad, med 50% investeringsstøtte.
- F. Høy strømkostnad, uten investeringsstøtte.
- G. Lav strømkostnad, med 50% investeringsstøtte.
- H. Lav strømkostnad, uten investeringsstøtte.

Et eksempel på et resultat for Case 1 og Scenario A er vist nedenfor i figur 9.

### Local On-site Hydrogen Production & Refueling System

© Ulleberg, IFE, Kjeller (2016)



#### Economic Calculations

Interest = <input type="text" value="5"/> [%]	interest rate	Cost <sub>ely</sub> = 4.373E+06 [NOK]	56 [%]	H2 water electrolyzer system
n <sub>years</sub> = <input type="text" value="10"/> [years]	lifetime	Cost <sub>H<sub>2</sub>,comp</sub> = 1.350E+06 [NOK]	17 [%]	H2 compressor (1st stage)
C <sub>electricity</sub> = <input type="text" value="0.5"/> [NOK/kWh]	cost of electricity	Cost <sub>H<sub>2</sub>,store</sub> = 2.025E+06 [NOK]	26 [%]	H2-storage (250-300 bar)
t <sub>stack,lifetime</sub> = <input type="text" value="90000"/> [h]	stack lifetime	Cost <sub>H<sub>2</sub>,filling</sub> = 0 [NOK]	0 [%]	H2 refueling system (incl. 2nd stage comp.)
f <sub>utilization</sub> = <input type="text" value="60"/> [%]	utilization factor	<b>Cost<sub>tot,system</sub> = 7.748E+06 [NOK]</b>		Total CAPEX (excl. works)
flag <sub>H<sub>2</sub>,filling</sub> = <input type="text" value="0"/>	1 = Local H <sub>2</sub> -filling (0 = None)	Cost <sub>subsidy</sub> = 3.874E+06 [NOK]		Financial support (on CAPEX only)
f <sub>subsidy</sub> = <input type="text" value="50"/> [%]	Subsidy	Cost <sub>annual,CAPEX</sub> = 501680 [NOK/year]	47 [%]	
		Cost <sub>annual,OPEX</sub> = 558282 [NOK/year]	53 [%]	
		<b>Cost<sub>hydrogen</sub> = 80.67 [NOK/kg]</b>	9.0 [EUR/kg]	

#### Parametere:

I <sub>interest</sub>	Rente, %
n <sub>years</sub>	Antatt levetid på investeringen, år
C <sub>electricity</sub>	Antatt strømkostnad, NOK/kWh
t <sub>stack,lifetime</sub>	Antatt levetid for <i>stack</i> (cellepakke) i vannelektrolyseanlegg, timer
f <sub>utilization</sub>	Faktor for utnyttelse av hydrogenproduksjonsanlegget, %
f <sub>installation</sub>	Faktor for Installasjonskostnader (andel av investeringskostnader), %
flag <sub>H<sub>2</sub>,filling</sub>	Faktor for valg av case: 1 = Lokal H <sub>2</sub> -fylling; 0 = Distribusjon av H <sub>2</sub>
f <sub>subsidy</sub>	Faktor for andel med offentlig støtte til investering, %

#### Beregnete verdier:

Cost <sub>ely</sub>	Kostnad for hele vannelektrolyseanlegget, NOK
Cost <sub>H<sub>2</sub>,comp</sub>	Kostnad for hydrogenkompressor (steg 1), NOK
Cost <sub>H<sub>2</sub>,store</sub>	Kostnad for hydrogenlager, NOK
Cost <sub>H<sub>2</sub>,filling</sub>	Kostnad for hydrogenstasjon, inkl. H <sub>2</sub> -kompressor (steg 2), NOK
Cost <sub>installation</sub>	Installasjonskostnader (inkl. <i>engineering</i> ), NOK
Cost <sub>tot,system</sub>	Total investeringskostnader (CAPEX) ekskl. arbeid, NOK
Cost <sub>subsidy</sub>	Økonomisk støtte til investeringen, NOK
Cost <sub>annual,CAPEX</sub>	Annualiserte investeringskostnader, NOK/år
Cost <sub>annual,OPEX</sub>	Annualiserte driftskostnader, NOK/år
Cost <sub>hydrogen</sub>	Kostnad for hydrogen, NOK/kg

Figur 9 Eksempel på resultat fra tekno-økonomiske beregninger: Case 1 (Lokal hydrogenproduksjon og kompresjon, uten hydrogenstasjon) og Scenario A (Høy strømkostnad: 0.45 NOK/kWh og 50% offentlig finansiering).

Det viktigste resultatet er den beregnede hydrogenkostnaden (NOK/kg). Denne vil variere en god del, avhengig av case og scenariene. Tabell 5 gir en oversikt over de estimerte kostnadene for hydrogen for Case 1 og 2 og de ulike scenariene (se appendix for mer detaljerte resultater). Der er her antatt 50% investeringsstøtte i Scenario A og Scenario C

For Case 1 (ingen lokal hydrogenstasjon) varierer hydrogenkostnaden mellom 83 - 125 NOK/kg (merk at H<sub>2</sub>-transportkostnadene ikke er lagt til her), mens hydrogenkostnaden for Case 2 (lokal hydrogenstasjon) varierer mellom 105 – 199 NOK/kg. Til sammenligning er dagen utsalgspris for hydrogen i Norge på 72 NOK/kg, ekskl. mva. (pumpepris: 90 NOK/kg).

Tabell 5 – Hydrogenkostnad (NOK/kg) beregnet for Case 1 og 2 og de 4 ulike scenariene.

	<b>Scenario A</b>	<b>Scenario B</b>	<b>Scenario C</b>	<b>Scenario D</b>
<b>Case 1</b>	83 NOK/kg	125 NOK/kg	66 NOK/kg	109 NOK/kg
<b>Case 2</b>	121 NOK/kg	199 NOK/kg	105 NOK/kg	182 NOK/kg

Resultatene ovenfor kan tyde på at det kan bli vanskelig å få økonomi i et hydrogenproduksjonsanlegg basert på småskala vannkraft. Samtidig er viktig å merke seg at levering av hydrogen i standard flaskepakker (200 bar ståltanker) også er kostbart; en pris på ca. 200 NOK/kg for ferdig levert hydrogen (fra gassleverandør til stasjon) er ikke uvanlig i dagens marked. Det finnes også en god del andre aspekter og vurderinger som må tas inn i de økonomiske beregningene, noen av disse er drøftet nedenfor.

### 3.3 Andre økonomiske vurderinger

De tekno-økonomiske beregningene i dette prosjektet har fokusert på konsepter med lokal hydrogenproduksjon og –kompresjon og klargjøring av hydrogen for distribusjon og transport til en nærliggende hydrogenstasjon (Case 1), eller for bruk i en egen lokal hydrogenstasjon (Case 2). Beregningene i hvert case inkluderer investeringer i nødvendig utstyr; installasjonskostnader og normale kostnader for *engineering* er også inkludert. Følgende kostnader er ikke inkludert i beregningene:

- Prosjektering av anlegget, risikoanalyse utført av et godkjent selskap og nødvendige grunnarbeider for klargjøring av tomt, tilkobling av strøm og vann med mer. Arbeidsomfanget, og dermed også kostnadene, vil være større for Case 2 (med egen hydrogenstasjon) enn for Case 1.
- Driftskostnader tilsyn og vedlikehold av innleid servicepersonell er ikke inkludert; disse kostnadene er relativt høye for en hydrogenstasjonen med lav utnyttelsesgrad.
- Ekstra hydrogenlagringsenheter (komposittanker) og transport av hydrogen har også en kostnad. Kostnadsberegningene inkluderer én lagringsenhet for transport av hydrogen fra produksjonssted til hydrogenstasjon. Et slikt opplegg krever i utgangspunkt 2-3 enheter, slik det er beskrevet i kapittel 2.2. Dette er en investering som det kan diskuteres hvem som skal betale. Dette er diskutert litt nærmere i kapittel 5.
- Transport av hydrogen fra produksjonsenhet til hydrogenstasjon har også noen kostnader. Et estimat for transportkostnad er innhentet fra Transportsentralen Oslo. Transporten av slike mengder gass under trykk kommer inn under forskrift om

landtransport av farlig gods (ADR). Her kreves det en lastebil med kran som er godkjent for slik transport.

Dersom hydrogen produsert ved Rotnes Bruk skal transporteres til en annen hydrogenstasjon i regionen (Case 1), så vil det være flere operatører som vil kreve sin del av fortjenesten. Nedenfor følger et regneksempel på hva de to viktigste operatørene i denne verdikjeden vil påføre av ekstra kostnader.

- **Transportør:** Kostnaden på transport er estimert til ca. 1200 NOK/time, ekskl. mva. og eventuelle bompengavgifter. Dersom ett oppdrag med henting, lasting, transport og lossing tar 5 timer blir prisen gir dette 6000 NOK/oppdrag, ekskl. mva. og bompenger. En levering med 230 kg hydrogen (gjennomsnittlig produksjon per uke på Rotnes Bruk) vil da gi en transportkostnad på ca. 25 NOK/kg.
- **Operatør av hydrogenstasjon:** I en tidlig fase er det ingen som klarer å selge hydrogen med profitt. En måte å vurdere fortjeneste på er derfor å se på den alternativ driftskostnaden. I dag transporteres hydrogen fra Rjukan til stasjonene i Osloregionen. Det benyttes flaskepakker med ståflasker, noe som innebærer at man får med en relativt liten mengde hydrogen per lastebil. Dette vil under normale omstendigheter gi en høyere pris på hydrogen enn hva Rotnes Bruk kan tilby (Case 1). Dermed burde hydrogen fra Rotnes være konkurransedyktig. I et kommersielt marked er det rimelig å anta hydrogenstasjonsoperatøren vil kreve omtrent 20 NOK/kg hydrogen for å dekke sine kostnader.

Tabell 6 sammenstiller informasjon i tabell 5 med de ovennevnte økonomiske vurderingene, og viser at den totale hydrogenkostnaden, inkludert avgifter til transportør og operatør av hydrogenstasjon, vil i beste fall være på ca. 110 NOK/kg (tabell 6, Scenario C). Dette er nesten 40 NOK/kg mer enn dagens utsalgspris på 72 kroner. En nærmere sammenligning av de to ulike konseptene (Case 1 og 2) viser at Case 1 er litt mer konkurransedyktig enn Case 2. Uansett, synes det å være nødvendig med ekstra midler til drift for å oppnå en akseptabel forretningsmodell.

Tabell 6 – Hydrogenkostnad (NOK/kg) for Case 1, inkludert ekstrakostnader fra transportør og hydrogenstasjonsoperatør

	Scenario A	Scenario B	Scenario C	Scenario D
<b>Rotnes Case 1</b>	83 NOK/kg	125 NOK/kg	66 NOK/kg	109 NOK/kg
<b>Transportør</b>	25 NOK/kg			
<b>H2-stasjon</b>	20 NOK/kg			
<b>Totalt Case 1</b>	128 NOK/kg	170 NOK/kg	111 NOK/kg	154 NOK/kg

**Merknad:** Hydrogenkostnaden som er beregnet i denne studien (154 NOK/kg; Tabell 6, Scenario D) er en god del høyere enn det som ble beregnet i den foregående studien utført av IFE (72 NOK/kg) [1]. Årsaken til dette avviket er at det i denne studien er innhentet mer detaljert opplysninger om kostnader for et 200 kW elektrolyseanlegg (inkludert container med hjelpesystemer) og en tilhørende småskala hydrogenkompressor. I tillegg er det tatt hensyn til kostnaden for et relativt stort hydrogenlager (250 kg) basert på komposittanker egnet for transport, og faktisk kostnader forbundet med frakt av hydrogenlageret fra Rotnes Bruk til en hydrogenstasjon i regionen.

## 4 Vurdering av potensialet for hydrogenproduksjon fra småkraft

Dette kapittelet gir en vurdering av potensialet for hydrogenproduksjon fra småkraft og noen vurderinger på hvordan det kan være mulig å få en lønnsom forretningsmodell. Diskusjonen nedenfor har som hensikt å gi litt mer innsikt i hvilken rolle småkraftverk kan spille i etableringen av hydrogeninfrastruktur for transport i Norge.

Rotnes Bruk kraftverk har noen spesielle egenskaper som ikke alle landets småkraftverk har, noe som kan ha betydning for lønnsomheten til en eventuell hydrogenproduksjon.

- Rotnes Bruk har relativt jevn vannføring gjennom hele året, og kan derfor ha en relativt stabil produksjon av hydrogen.
- Rotnes Bruk er lokalisert i et tett befolket område, i Akershus fylke / Osloregionen.
- Kraftverket har lett tilgjengelighet og det er gode transportmuligheter for produsert hydrogen.
- Kraftverket ligger rett ved en sterkt trafikkert vei, Riksvei 4, med mulighet for å betjene hydrogenbiler som ferdes langs denne veien.
- Kraftverket ligger i kort avstand til eksisterende infrastruktur for hydrogen.
- Oslo og Akershus har store ambisjoner når det gjelder bruk av hydrogen til transport, blant annet uttrykt gjennom en felles hydrogenstrategi.
- Akershus fylkeskommune har midler i sitt Miljøfond som skal benyttes til å stimulere etablering av infrastruktur og til kjøp av kjøretøy.

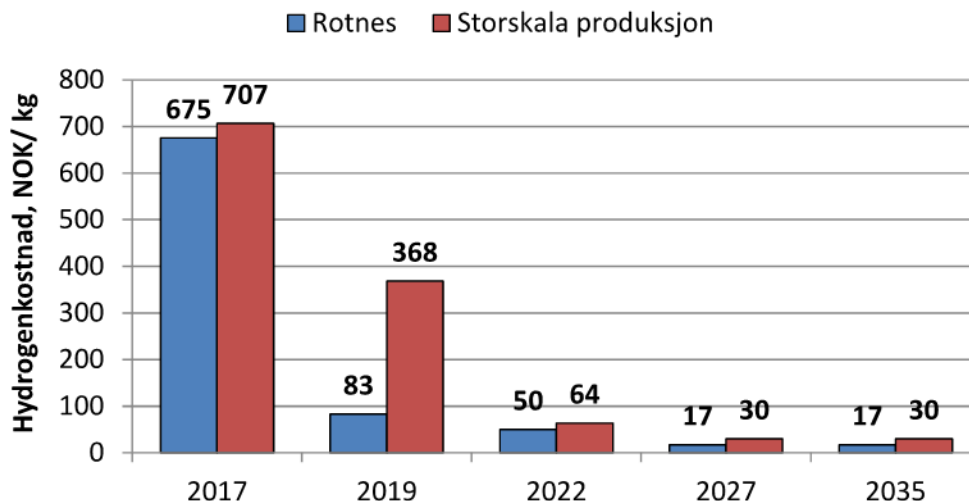
Nedenfor følger en liten analyse av hvordan disse elementene spiller inn på lønnsomheten til et småkraftverks produksjon av hydrogen.

### 4.1 Småkraftverks rolle i en oppbyggingsfase

Småkraftverk kan spille en viktig rolle i etableringen av infrastruktur for hydrogen i Norge. I det tidligere mulighetsstudiet utført av IFE [2] konkluderes det bla. med følgende:

- Hydrogenproduksjon fra småkraft kan være hensiktsmessig i et oppstartmarked for hydrogen, da investeringer i storskala hydrogenproduksjon ikke er lønnsomt ved en begrenset etterspørsel.
- For eiere av småkraftverk vil lønnsomheten for hydrogenproduksjon blant annet variere med vannføring, elektrisitetspris, avtale med fyllestasjon, andre kontrakter og utvikling av hydrogenmarked.

Det først poenget er visualisert i figur 10. Her er det tatt utgangspunkt i et tenkt case der hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk sammenlignes med storskala produksjon av hydrogen fra en 10 MW elektrolyser plassert 200 km unna en hydrogenstasjon. Her er det antatt at driftstiden og utnyttelsesgraden for et lokalt hydrogenproduksjonsanlegg ved Rotnes Bruk vil være høyere enn for et større sentralisert storskalaanlegg i begynnelsen av markedsutviklingen. På den måten vil hydrogen fra Rotnes Bruk kunne konkurrere med storskala produksjon, spesielt i oppstartsfasen (neste 10 år), når behovet for hydrogen i transport vil være relativt lite.



Figur 10 Hydrogenkostnad i et oppstartmarked for hydrogenproduksjon fra Rotnes og fra et storskala produksjonsanlegg [2].

Rotnes Bruk ligger i et område der det allerede er en satsing på hydrogen, og der det allerede finnes noen hydrogenstasjoner. Regionale myndigheter ønsker å bidra til at den eksisterende infrastrukturen bygges ut ytterligere, slik hydrogen kan gjøres tilgjengelig for mange flere nullutslippskjøretøyer. Rotnes Bruk kan dermed inngå som en lokal leverandør av hydrogen til et nisjemarked i Nittedal, eller levere hydrogen til andre av Osloregionens nettverk av hydrogenstasjoner. Det er rimelig å anta at infrastrukturen først blir bygget ut i de store byene, og at det så kommer stasjoner ved knutepunkter langs hovedårene mellom byene. Dette er hva Uno-X Hydrogen har lansert som sin strategi (figur 11).

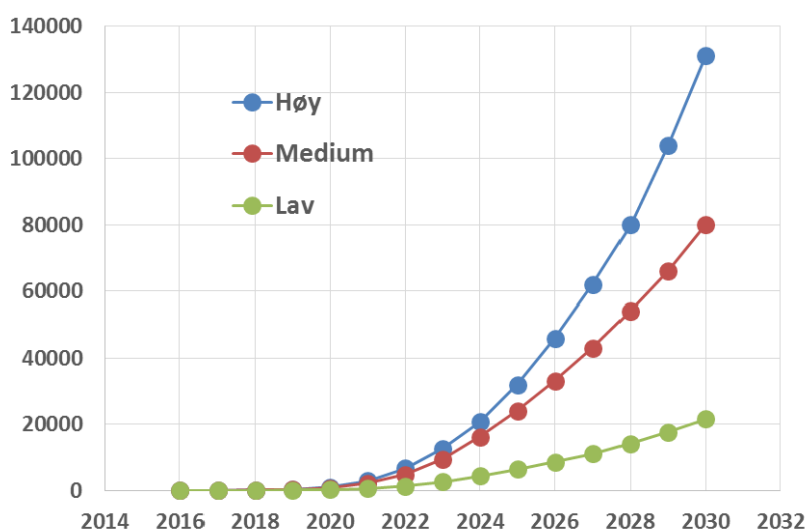


Figur 11 Uno-X planlegger å bygge 20 hydrogenstasjoner innen 2020; dette vil være en kombinasjon av lokal produksjon og hydrogen produsert ved større sentrale produksjonsteder [8].

Som det fremgår av kartet i figur 11 er det en rekke steder der det ikke planlagt utbyggingen av Uno-X hydrogenstasjoner. Samtidig er det en rekke fylker og kommuner i Norge som har politiske ambisjoner om nullutslippstransport. Her må det derfor bygges ut infrastruktur for elektrisk transport, enten ladepunkter for batterielektriske biler, eller hydrogenstasjoner for brenselcellebiler. I et distrikt med relativt lange avstander mellom tettstedene kan hydrogen bli et foretrukket alternativ framfor batterielektriske kjøretøy, spesielt for flåtekjøretøyer (f.eks. taxier og varebiler). I en slik sammenheng kan småkraftverk være en svært relevant aktør for å få hydrogen ut til markedet til en konkurransedyktig pris.

Det vil ta tid før forbruket av hydrogen til transport har et betydelig omfang i Norge, spesielt i distriktene. En rapport<sup>2</sup> fra SINTEF [9] skisserer forventet utvikling av antall hydrogenbiler i storbyene (Oslo, Bergen, Stavanger, Trondheim) fram mot 2030 (figur 12). Denne prognosen er basert på forventet tilgjengelighet av ulike bilmodeller og tilgang til hydrogenstasjoner i byregioner og i områdene mellom disse. I tillegg er det antatt en maksimal tilgjengelighet av hydrogenbiler i Norge, basert på hvor mange biler som er tilgjengelig på verdensmarkedet.

Konklusjonen i ovennevnte studie er at hydrogenstasjonene kommer først i de store byene. Det er derfor grunn til å anta at det vil ta tid å få stor utbredelse av hydrogenbiler i distriktene. Produksjon av hydrogen ved småkraftverk kan imidlertid være en måte å gjøre dette mulig på, og slik bidra til en raskere overgang til nullutslippstransport i hele Norge.



Figur 12 *Antall personbiler med hydrogen som drivstoff i de 4 norske storbyene fram mot 2030, basert på tre scenarier [9].*

<sup>2</sup> Rapport på oppdrag av Storbysamarbeidet, bestående av byene Oslo, Trondheim, Stavanger og Bergen

## 4.2 Offentlig støtte er nødvendig

I dette prosjektet har mulige forretningsmodeller for et hydrogenproduksjonsanlegg tilknyttet ett typisk småskala vannkraftverk blitt analysert. Beregningene viser at offentlig støtte til investering er helt nødvendig for å kunne oppnå lønnsomhet i et småskala produksjonsanlegg. Resultatene fra prosjektet viser også at det kan bli nødvendig med noe driftsstøtte. Dette er i tråd med anbefalingene i SINTEFs rapport om rammebetingelser [9], som foreslår følgende virkemidler for etablering av ny hydrogeninfrastruktur:

- **Investeringsstøtte.** Denne kan gis nasjonalt av Enova, eller lokalt av kommune eller fylkeskommune.
- **Tidlig driftsstøtte.** Det foreslås en driftsstøtte som bør dekke ulempen ved å ha faste driftskostnader i en periode der markedet er i en oppbyggingsfase og salgsvolum og tilhørende inntekter er beskjedne.
- **Feed-in tariff.** Dette er et alternativ til driftsstøtte. Hensikten her er å dekke de faste driftskostnadene inntil produksjons- og salgsvolumene har økt tilstrekkelig til at utnyttelsen av hver hydrogenstasjon er på riktig nivå, men driftskostnadene fremdeles er for høye til å forsvare lønnsom drift.

Omleggingen til nullutslipp i transportsektoren vil kreve relativt store investeringer, spesielt i en tidlig fase. Hydrogen fra et småskalaanlegg produsert med lokal vannkraft kan være en måte å få tilbudt hydrogen til et tidlig marked uten at det trengs å investere i storskalaanlegg.

### 4.2.1 Mulige offentlige støtteordninger

Bruk av småkraft til produksjon av hydrogen kan være positivt på flere måter, ikke bare for reduksjon av CO<sub>2</sub>-utslipp fra transport. Det kan bidra til ny næringsutvikling og etablering av grønne arbeidsplasser. Det offentlige har flere virkemidler som kan være relevante for å støtte investering (og drift) av hydrogenproduksjon fra småkraft. Her er noen eksempler:

- Etablering av infrastruktur for hydrogen skal i henhold til Stortingets vedtak i Energimeldingen støttes av Enova. Fra 2017 skal Enova derfor ha en støtteordning for utrulling av hydrogen infrastruktur. Hvilken form denne støtten vil få er ikke klart, og det knytter seg for tiden stor spenning til det i bransjen.
- En hydrogenstasjon kan bidra til nye arbeidsplasser, innovasjon og næringsutvikling. Ren energi er ett av seks satsningsområder i Innovasjon Norge, og her kan det være mulig å få tilgang til noen av deres ulike virkemidler som etablererstipend, *Miljøteknologiordning* til Innovasjon Norge og annet.
- Stadig flere fylkeskommuner og kommuner har ambisjoner om nullutslipp i transport, og muligheten til å produsere drivstoffet lokalt med fornybar kraft er også forlokkende. Oslo kommune og Akershus fylkeskommune (AfK) har etablert et regionalt partnerskap med Innovasjon Norge, Siva og Norges forskningsråd for å få til en effektiv bruk av offentlige virkemidler. Det er blant annet utarbeidet en regional plan for innovasjon og nyskaping. Slikt samarbeid ser man også ellers i landet. Kombinasjonen næringsutvikling, innovasjon og overgang til nullutslipps transport bør gi gode muligheter for lokal og regional støtte til etablering av infrastruktur.



AfK har i lengre tid bidratt med finansiering til hydrogeninfrastruktur og kjøretøy. Støtteordningene er knyttet opp til en felles hydrogenstrategi for Oslo og Akershus, og dens handlingsprogram. Strategien rulleres nå og skal legges fram for Fylkestinget i mai 2017. AfK har planlagt støtteordninger til etablering og drift av hydrogenstasjoner. Disse er nå til notifikasjon hos ESA. Blant støtteordningene som AfK har vedtatt eller planlagt er:

- Støtte til hydrogenbiler i kommunal sektor. Gjennom tilskuddsordningen bevilges det 100.000 NOK per innkjøpt brenselcellebil. Tilskuddsordningen har en ramme på 10 biler. Per dags dato Bærum fått midler til 3 biler, Skedsmo 2 og Asker 1 bil.
- Støtte til taxier i Asker og Bærum. Akershus fylkeskommune vil medvirke til at Enovas virkemidler i fremtiden blir tatt i bruk i omlegging i drosjenæringen til fossilfri drift. Det gis støtte med 100.000,- kroner pr bil. Prosjektet har en ramme på 20 biler.
- Støtte til forlengelse av Ruters prosjekt med hydrogenbusser, drift i ytterligere to år (2016-2017), sammen med Oslo kommune.
- Det vurderes om Ruter, med støtte fra Oslo og Akershus, skal delta i den neste utlysningen for et nytt bussprosjekt (opptil 20 busser) i EUs store forsknings- og utviklingsprogram for brenselceller og hydrogen (*FCH JU*).
- Støtte til etablering og drift av hydrogenstasjoner. Planene er til notifikasjon hos ESA.

Oslo kommune skal fra våren 2017 lansere et program for støtte til 50 drosjer i Oslo, etter samme mønster som AfK. Dette viser et økende engasjement fra det offentlige i regionen for å drive fram et marked for hydrogen.

## 5 Konklusjoner og forslag til videre arbeid

Nedenfor følger noen konklusjoner og forslag til videre arbeid for å realisere hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk kraftverk. Noen generelle forslag på hvordan det i Norge kan legges til rette for hydrogenproduksjon fra småkraftverk er også presentert.

### 5.1 Konklusjoner og anbefalinger

Dette prosjektet har sett nærmere på mulighetene for lønnsom produksjon og distribusjon av hydrogen fra Rotnes Bruk kraftverk. Resultatene viser at det i dagens marked, når hydrogen til transport er i en oppbyggingsfase, ikke er enkelt å få til kostnadseffektive løsninger. I dagens marked vil en beslutning om å investere i hydrogenanlegg være helt avhengig av investeringsstøtte fra det offentlige, og helst også noe støtte til drift i en tidlig fase. Her er en oppsummering av noen konklusjoner og anbefalinger fra prosjektet:

- Lokal produksjon av hydrogen ved Rotnes Bruk gir en hydrogenproduksjonskostnad på 109 NOK/kg (129 NOK/kg, inkl. frakt og levering til en hydrogenstasjon i regionen). Med 50 % investeringsstøtte vil det være mulig å komme ned i 66 NOK/kg (86 NOK/kg, inkl. frakt og levering). Dette er høyere enn dagens markedspris (72 NOK/kg ved stasjon).
- Hydrogenproduksjon ved Rotnes Bruk kraftverk kan være økonomisk interessant i en tidlig fase av markedsutviklingen, men på sikt så vil trolig ikke et småskalaanlegg på 200 kW kunne konkurrere med større anlegg på noen MW. Årsaken til dette er de relativt høye investeringskostnadene; mer kostnadseffektive småskala vannelektrolysører og hydrogenkompressorer må derfor utvikles dersom dette skal bli lønnsomt.
- Både alkaliske og PEM-basert elektrolysører kan benyttes til produksjon av hydrogen i småkraftverk. For småskala hydrogenproduksjonsanlegg på størrelse med Rotnes Bruk (200 kW) er investeringskostnadene for alkaliske og PEM-basert systemer ganske like. En PEM-elektrolysør er anbefalt for Rotnes Bruk fordi denne bedre håndterer variable kraftpådrag og drift ved delast under 50%.
- Dersom det skal etableres et hydrogenproduksjonsanlegg med hydrogendispenser ved småkraftverket på Rotnes, bør dette i størst mulig grad tilknyttes en kjøretøyflåte. Det er også viktig å avklare behovet for trykk. Personbiler krever 700 bar, mens lette varebiler o.l. krever kun 350 bar. En hydrogenstasjon kan designes for saktefylling av kjøretøyer ved 350 bar, noe som vil redusere kostnadene betydelig sammenlignet med 700 bar.
- Dersom det skal etableres en løsning for produksjon, komprimering, lagring og distribusjon av hydrogen fra Rotnes Bruk til en annen hydrogenstasjon i Oslo regionen, bør det samtidig etableres samarbeid med en transportør og operatør av hydrogenstasjonen, for å få kontroll på hele verdikjeden. Hyop og Uno-X Hydrogen er her aktuelle samarbeidspartnere. Det blir her viktige å få på plass avtaler som sikrer at mest mulig av hydrogenproduksjonskapasiteten ved Rotnes blir utnyttet.
- En generell anbefaling til Småkraftforeningen og NVE vil være å kartlegge hvilke steder eller regioner i Norge det er størst potensial til høy omsetning av lokalt produsert hydrogen. Med høye kostnader for produksjon og distribusjon er det små muligheter for stor økonomisk gevinst i det kommersielle markedet, og det er derfor svært viktig å fokusere på prosjekter som kan gi størst mulig utnyttelse av den installerte produksjonskapasiteten. Det bør identifiseres steder med muligheter for dedikerte hydrogenproduksjonsanlegg for flåter med hydrogendrevne tyngre kjøretøyer, eller båter.

## 5.2 Videre arbeid, Rotnes Bruk

For å gå videre mot realisering av et hydrogenprosjekt ved Rotnes Bruk er det fortsatt en del avklaringer som må gjøres. Det vil være spesielt viktig å inngå samarbeid med en distributør, sikre omsetning fra en eventuell egen hydrogenstasjon, og sikre offentlige støttemidler. Nedenfor er et forslag på hvordan dette kan gjøres.

### 5.2.1 Etablering av lokal kjøretøyflåte

Som nevnt ovenfor er det viktig å sikre god omsetningen av hydrogen. Dette kan gjøres ved å etablere en flåte med hydrogendrevne brenselcellekjøretøyer. Nittedal kommune er en lokal aktør som eventuelt kan gå til anskaffelse av en liten flåte med kjøretøyer, og på den måten bli en forutsigbar kunde. Kommunen hadde i 2010 totalt 60 kjøretøy, hvorav 33 var selveid. Det er ikke undersøkt hvilke kjøretøy Nittedal kommune disponerer i dag, men det er rimelig å anta at både personbiler som Hyundai iX35 og lette varebiler som *Renault Kangoo ZE H2* vil kunne dekke en del av transportbehovet. Det er også grunn til å anta at kommunale biler vil ha et høyere drivstofforbruk enn privateide biler, og at hydrogenbehovet per bil derfor bør være på minst 0,4 kg/dag. Nittedal kommune vil kunne benytte seg av Akershus fylkeskommunes nye støtteordning til anskaffelse av kommunale kjøretøy.

Det finnes også en andre potensielle brukere av hydrogen i Nittedal kommune, som f.eks. Nedre Romerike Taxi. Det er registrert drosjeeiere med bostedsadresse på Rotnes i Nittedal. AfKs støtteordning for drosjer gjelder for drosjeeiere i hele fylket. Dersom det kommer en hydrogenstasjon i Nittedal kan støtteordningen også benyttes til drosjer tilknyttet denne.

I Nittedal finnes det også en god del bedrifter som bør kunne være potensielle brukere av hydrogenkjøretøy. Noen av disse bedriftene er lokalisert på Rotnes, andre lenger sør på Slattum, Hagan og Gjelleråsen. Flere av disse bedriftene er lokalisert nærme grensen til Oslo og Skedsmo, noe som betyr at de vil ha relativt kort vei til andre hydrogenstasjoner i regionen (f.eks. Hvam). Dette vil være en fordel for brukerne, men kan føre til et noe redusert hydrogenbehov ved en eventuell hydrogenstasjon i Nittedal.

Det politiske flertallet i Nittedal kommune (Ap, SV, KrF, V og Sp) har som målsetting å halvere utslippene av klimagasser i kommunen fra 1990-nivå innen 2027. De har videre besluttet at det skal undersøkes om det kan etableres en fyllestasjon for hydrogen i kommunen [10]. Dette gir god motivasjon til å etablere en lokal hydrogenstasjon i Nittedal.

### 5.2.2 Avtale med distributør

I dette prosjektet er det skissert to ulike konsepter for anvendelsen av hydrogen, enten via transport til en stasjon et annet sted (*Case 1*), eller via en lokal hydrogenstasjon (*Case 2*). I det første konseptet (*Case 1*) bør det lages en avtale med en distributør om salg av hydrogen til denne. Dette kan også være aktuelt i det andre tilfellet (*Case 2*). Her er Uno-X Hydrogen og Hyop de to mest aktive og aktuelle aktørene på det norske markedet. Air Liquide drifter Ruters hydrogenstasjon på Rosenholm, men har ikke vist interesse for å engasjere seg i hydrogensatsingen i Norge utover det. Linde er en annen stor internasjonal aktør som produserer hydrogen og kan etablere hydrogenstasjoner. Linde eier Aga som blant annet distribuerer biogass i Norge. Foreløpig er det ikke noe som tyder på at Linde eller Aga planlegger å satse på hydrogen i Norge med det aller første.

Hyop har gjennom flere år driftet en rekke stasjoner og har opparbeidet en kompetanse som er unik i internasjonal sammenheng. Et samarbeid med Hyop kan for Rotnes ha flere former. Hyop kan være en samarbeidspartner på drift av både produksjonsanlegg og hydrogenstasjon. Begge deler kan kontrolleres og driftes med fjernovervåking. Hyop benytter i dag tilkjørt hydrogen ved flere av sine stasjoner. Dersom det velges et konsept med transport av hydrogen fra Rotnes, kan det derfor være en mulighet søke samarbeid med Hyop. Her er det imidlertid viktig å være klar over at Hyop har selv en strategi om å transportere hydrogen opp fra Porsgrunn til stasjonene i Osloregionen, noe som vil være i konkurranse med hydrogen fra Rotnes Bruk.

Uno-X Hydrogen har store planer for utviklingen av ny hydrogeninfrastruktur i Norge (figur 11), men foreløpig er kun hydrogenstasjonen i Sandvika i drift. Denne skal etter hvert forsynes av egenprodusert hydrogen (fra solceller og kraft fra det lokale nettet). Det bør derfor avklares med Uno-X Hydrogen om et det kan være aktuelt å la et hydrogenproduksjonsanlegg ved Rotnes inngå i en overordnet kommersiell plan.

Uno-X Hydrogen eies av henholdsvis Uno-X (40%), Nel (40%) og YaraPraxair (20%). Hyop eies av Kjeller Innovasjon (52%) og daglig leder (48%). Hyop ble etablert da selskapet overtok Statoils hydrogenstasjoner i 2012. Drift og investering har etter det vært basert på offentlig støtte, fra Akershus fylkeskommune, Oslo kommune og Enova (tidligere Transnova). Den finansielle situasjonen til disse selskapene må tas med i beregningen, når det tas en beslutning om valg av samarbeidspartner(e) for et hydrogenprosjekt i Nittedal. Det vil her bli viktig å velge en partner som tenker langsiktig.

### 5.2.2.1 Lager- og transportløsningen

Arbeidet i denne rapporten har vist at en løsning for hydrogenlagring (ved Rotnes Bruk) og videre distribusjon kan løses vha. 2-3 hydrogenlagringsenheter. I beregningen utført i dette prosjektet er det kun tatt høyde for én av disse lagringsenhetene (den tilknyttet Rotnes Bruk). Ettersom slike komposittbaserte lagringsenheter er relativt kostbare (ca. 2-3 MNOK for 200-350 kg ved 250 bar), bør de inngå i et større system der et antall enheter benyttes av flere aktører. Dette vil gi muligheten til å dele kostnaden på flere, både produsenter og distributører. I første omgang bør det bli en diskusjon mellom Rotnes og distributør om hvem som skal stå for kostnaden for det antall enheter som er nødvendig for å sikre leveransene av hydrogen, men på sikt så bør det også være aktuelt å dele kostnadene med eiere av hydrogenstasjonene.

### 5.2.3 Offentlig støtte til investering og drift

Rotnes Bruk er avhengig av offentlig støtte til investering, og i en tidlig fase helst også drift til et anlegg. Følgende tilgjengelige støtteordninger vurderes som relevante.

- **Støtte til investering.** Det bør søkes Enova og / eller AfK om minimum 50% støtte til investering. Et samarbeid med aktører om en kjøretøyflåte som skal benytte hydrogenstasjonen vil være et viktig grunnlag for en slik søknad.
- **Støtte til drift.** Det er lite sannsynlig at Enova vil bidra med finansiering til drift av hydrogenstasjoner. AfK planlegger imidlertid en slik støtte i en tidlig fase. Det er foreløpig uvisst hvilke kriterier den vil bli tildelt etter. Det vil være naturlig for Rotnes Bruk å søke om slik støtte.

- **Støtte til arbeid med prosjektering.** Det vil påløpe kostnader til engineering, planlegging og gjennomføring av et hydrogenprosjekt ved Rotnes. Her kan også etablering av en kjøretøyflåte inngå. Dette inkluderes i et totalprosjekt, eller det kan være relevant å søke egne prosjektmidler til fra for eksempel AfK, Nittedal kommune eller Innovasjon Norge.
- **Engangsstøtte.** Dersom dette blir et pilotprosjekt for å demonstrere ny teknologi som egner seg for småskala kraftproduksjon, og som norsk småkraftbransje kan lære av, så bør det være mulig finne offentlige midler til gjennomføring av et innovasjonsprosjekt.

### 5.3 Generell bruk av småkraft til hydrogen

Det er i dag vanskelig å se noen stor lønnsomhet for produksjon av hydrogen fra småkraft i et kommersielt marked. Allikevel kan det være hensiktsmessig å bruke småkraft til hydrogenproduksjon. Det er en rekke småkraftverk i Norge som kan gi grunnlag for slik produksjon, og hvorvidt det er aktuelt vil være avhengig av flere faktorer. Et hydrogenprosjekt i denne størrelsen byr ikke på altfor store tekniske utfordringer, den store utfordringen er å finne en god forretningsmodell. Et anlegg i 2 MW-klassen vil være mye mer kostnadseffektivt enn i 200 kW-klassen (faktor 10), så lenge det er mulig å få avsetning på hydrogenet som produseres. Det anbefales at Småkraftforeninga og NVE kartlegger hvilke regioner hvor dette kan være aktuelt å installere et noe større anlegg. Relevante spørsmål i en slik kartlegging er:

- Hvilke fylker og kommuner har ambisjon om å fremme bruk av hydrogen til transport?
- Er det næringsliv i regionen som kan ta del i en satsing på hydrogen?
- Hvordan kan en hydrogenstasjon fremme bruk av hydrogen i regionen og samtidig bidra til næringsutvikling og grønne arbeidsplasser?
- Hvordan vil en hydrogenstasjon i regionen kunne bli en del av et nasjonalt nettverk av stasjoner?
- Hvilke muligheter finnes for regional og/eller kommunal økonomisk støtte til et anlegg?
- Hvilke småkraftverk kan brukes til å forsyne regionen med hydrogen? Herunder:
- Har kraftverkene jevn vannføring over hele året?
- Hvordan er de lokalisert i forhold til en strategisk plassering av en hydrogenstasjon? Kan en stasjon legges vegg i vegg eller må man transportere hydrogenet?
- Hvordan er mulighetene for å transportere hydrogenet fra kraftverk til en stasjon?
- Hvordan kan en alternativ forsyning til en hydrogenstasjon sikres, i tillegg til hydrogen fra småkraft?
- Hvordan kan Småkraftforeninga bidra til realisering av hydrogenproduksjon i en oppbyggingsfase?

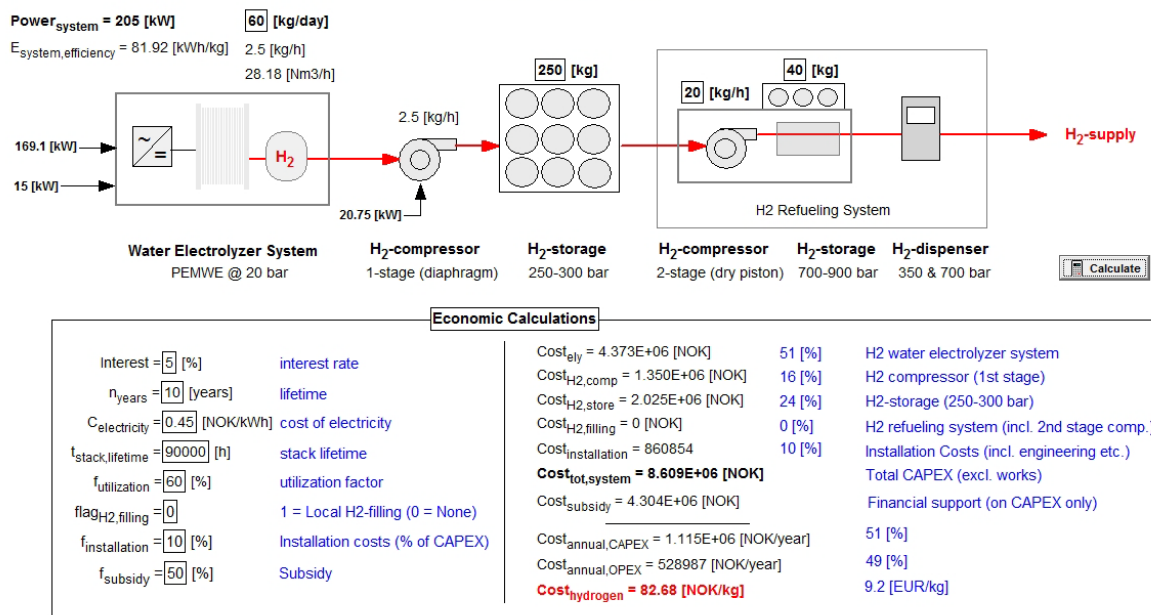
## 6 Referanser

- [1] Seljom P. (2016) *Hydrogenproduksjon fra Rotnes Bruk*, rapport, IFE/KR/E-2016/001, Institutt for energiteknikk, Kjeller
- [2] H2OSL (2016) H2OSL forprosjekt, sluttrapport, august 2015, Kunnskapsbyen Lillestrøm, Kjeller.
- [3] Xperion (2017) *X-STORE gas container modules, version ADR V2*, datablader, xperion Energy & Environment GmbH, Kassel
- [4] Ulleberg Ø, (2016) Local Hydrogen Supply for Energy Applications (IEA HIA Task 33), In *Proceedings of 21<sup>th</sup> World Hydrogen Energy Conference*, 13-16 June, Zaragoza.
- [5] Bertuccioli L., Chan A., Hart D., Lehner F., Madden B., Standen E. (2014) *Study on development of water electrolysis in the EU*, final report, Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking, Brussels.
- [6] Parks G., Boyd R., Cornish J., Remick R. (2014) Hydrogen Station Compression, Storage, and Dispensing – Technical Status and Costs, Technical Report, NREL/BK-6A10-58564, National Renewable Energy Laboratory, Golden.
- [7] Mygland S (2016), personlig kommunikasjon med prosjektutvikler i Clemens Kraft AS.
- [8] Tønnesen O.J. (2016), *Presentasjon av Uno-X Hydrogen*, Norsk Petroleumsinstitutt's Årskonferanse, november 2016.
- [9] SINTEF (2016) *Nasjonale rammebetingelser og potensial for hydrogensatsingen i Norge*. SINTEF Teknologi og samfunn, rapport, SINTEF og NTNU.
- [10] Varingen (2015) Tid for et grønt skifte i Nittedal, avisartikkel, side 4-5, *Varingen*, 7. oktober, Nittedal.

## 7 Appendix

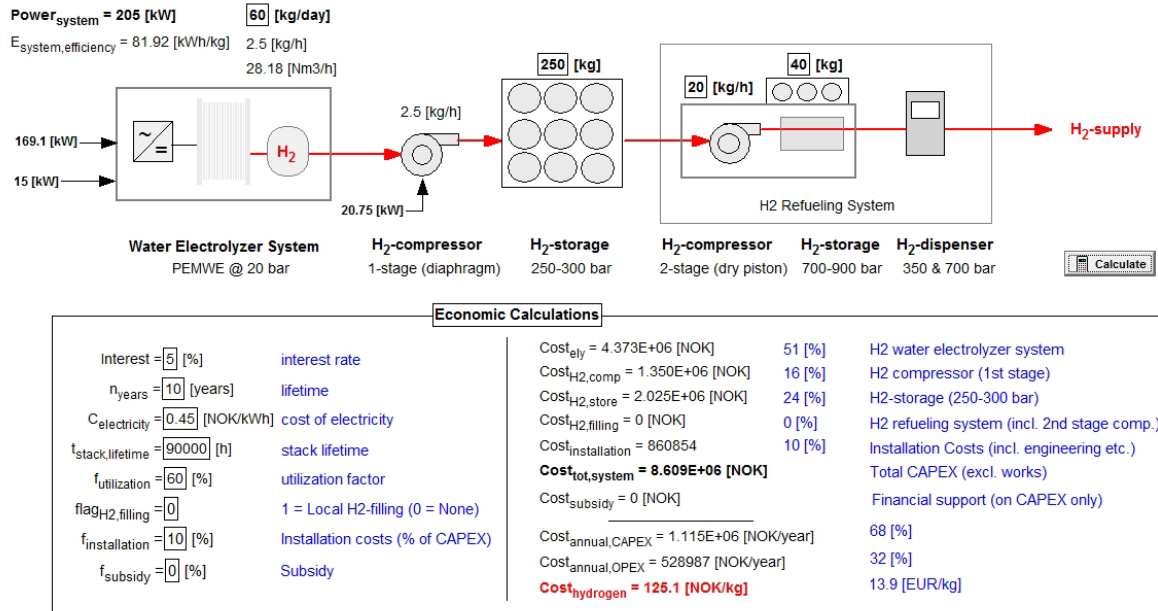
Resultater fra simuleringene utført i dette prosjektet, med skjermbilder (*EES Diagram Window*) som viser parametere og beregnede verdier for energiforbruk og kostnader for hovedkomponenter og delsystemer i et småskala hydrogenproduksjonsanlegg.

### 7.1 Case 1, Uten hydrogenstasjon. Scenario A: Høy strømkostnad, med offentlig investeringsstøtte



Figur 13 Case 1, Scenario A

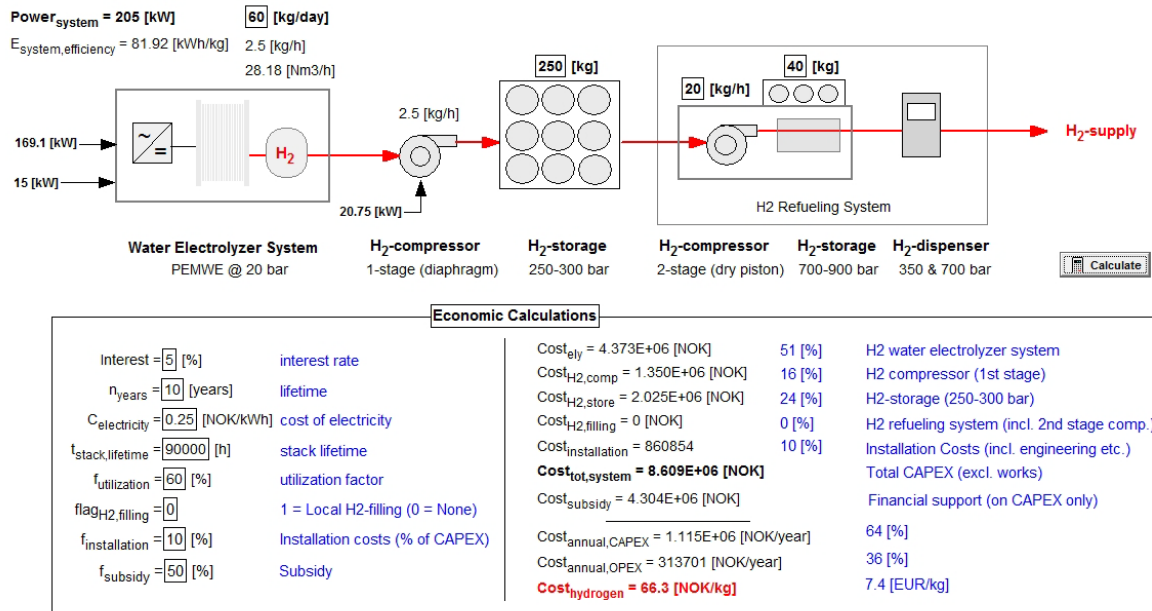
## 7.2 Case 1, Uten hydrogenstasjon. Scenario B: Høy strømkostnad, uten offentlig investeringsstøtte



Figur 14 Case 1, Scenario B

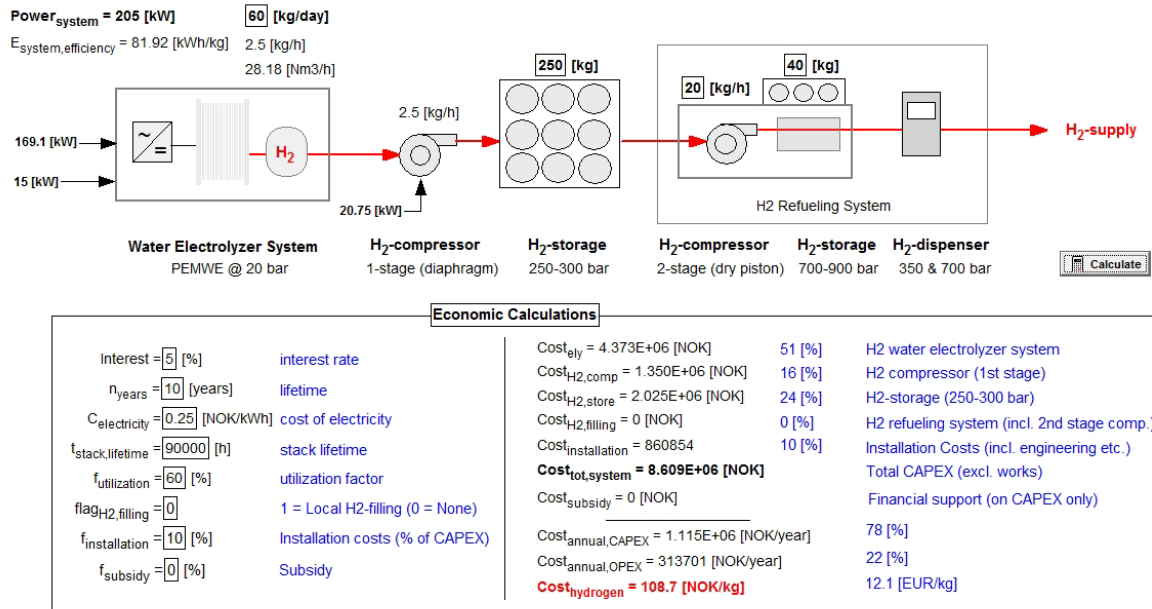


### 7.3 Case 1, Uten hydrogenstasjon. Scenario C: Lav strømkostnad, med offentlig investeringsstøtte



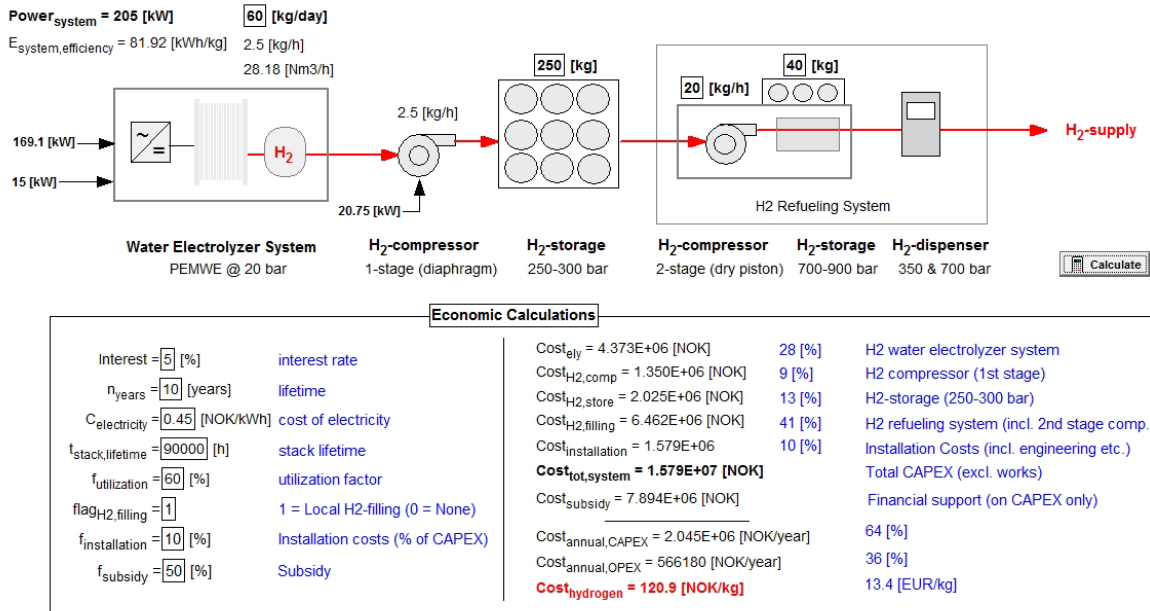
Figur 15 Case 1, Scenario C

## 7.4 Case 1, Uten hydrogenstasjon. Scenario D: Lav strømkostnad, uten offentlig investeringsstøtte



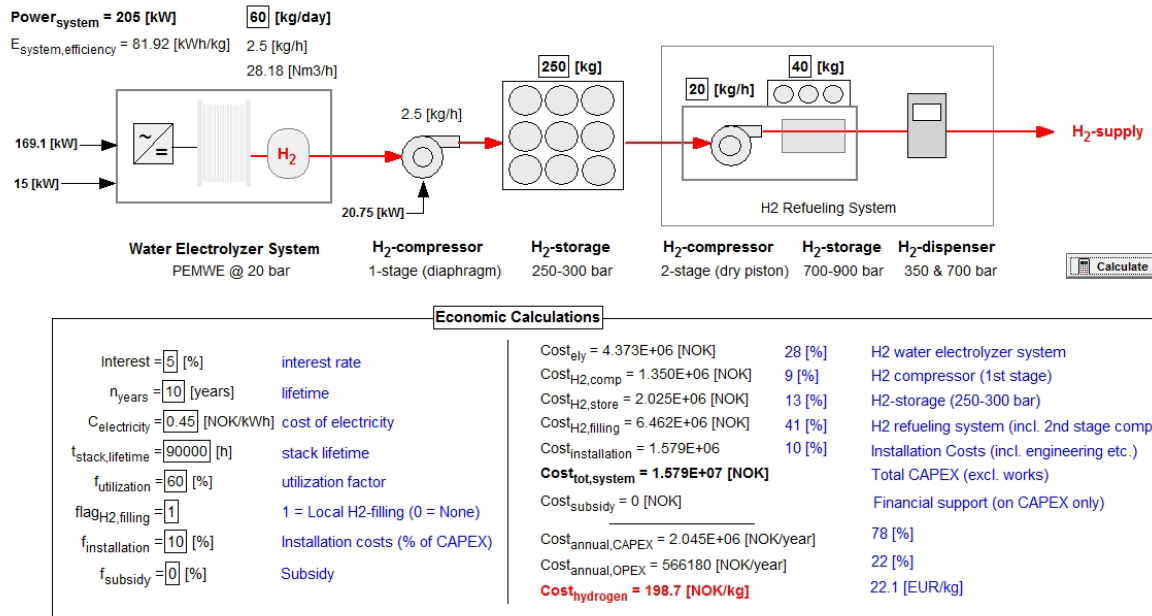
Figur 16 Case 1, Scenario D

## 7.5 Case 2, Med hydrogenstasjon. Scenario A: Høy strømkostnad, med offentlig investeringsstøtte



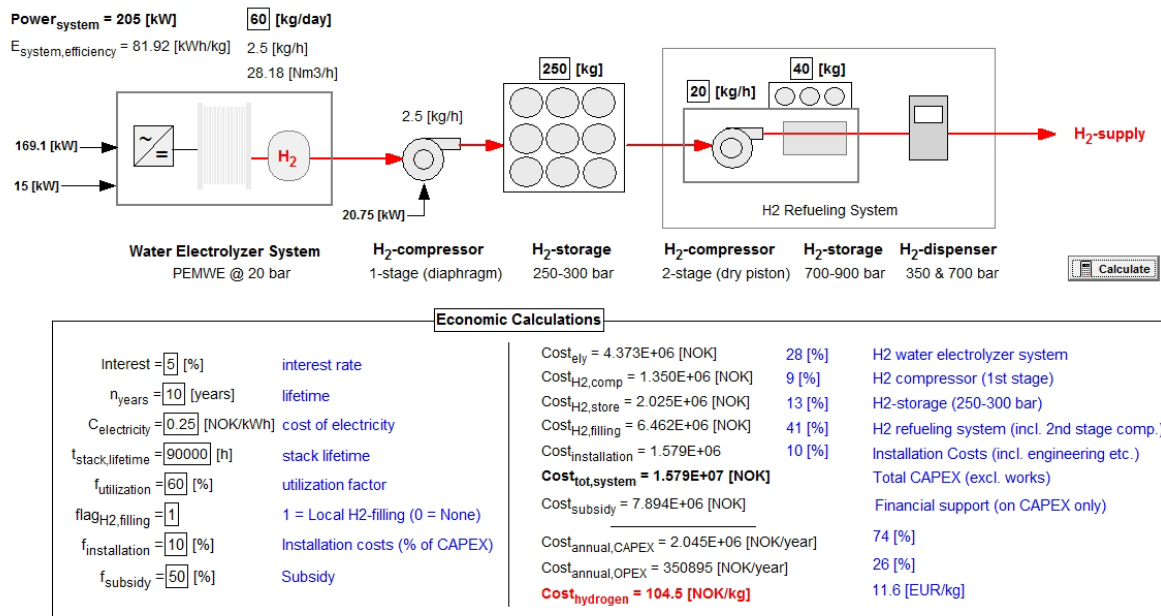
Figur 17 Case 2, Scenario A

## 7.6 Case 2, Med hydrogenstasjon. Scenario B: Høy strømkostnad, uten offentlig investeringsstøtte



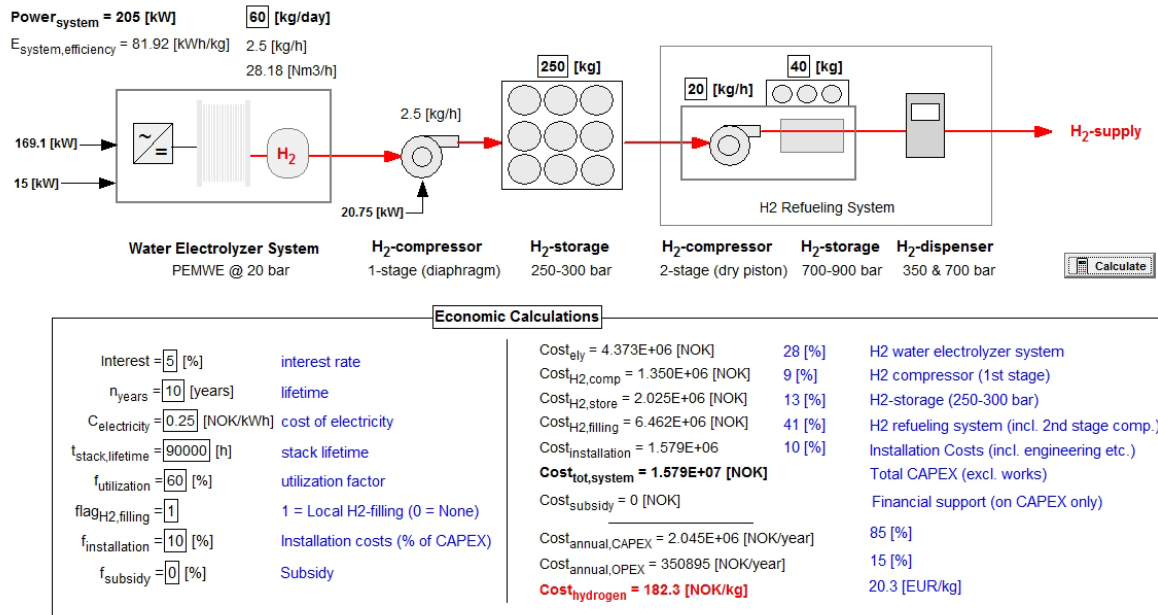
Figur 18 Case 2, Scenario B

## 7.7 Case 2, Med hydrogenstasjon. Scenario C: Lav strømkostnad, med offentlig investeringsstøtte



Figur 19 Case 2, Scenario C

## 7.8 Case 2, Med hydrogenstasjon. Scenario D: Lav strømkostnad, uten offentlig investeringsstøtte



Figur 20 Case 2, Scenario D

