

Mulighetsstudie

# Potensiale for midlertidige hydrogenfyllestasjoner i Norge og Sverige



Bergen 08.05.2018

Greensight rapport 30022, endelig versjon

Forfattere: Hilde Holdhus, Tore Solheimslid, Martin Hirth og Tomas Fiksdal

Utarbeidet av Greensight på oppdrag fra Interreg ØKS-prosjektet The Blue Move for a Green Economy





## **Om Greensight**

Greensight er et rådgivende analyseselskap som jobber med å få fart på det grønne skiftet ved hjelp av balansert og teknologinøytral informasjon som kan omsettes i lønnsomme prosjekt.

Greensight samler den mest oppdaterte og pålitelige informasjonen om energi- og klimateknologi, og presenterer den på en enkel og forståelig måte.

Våre eksperter hjelper kunder med å identifisere og synliggjøre potensiale i grønne næringer og satsingsområder med utgangspunkt i nåværende og framtidige energibehov, tilgang- og kapasitet basert på analyser av hele energisystemet.

Formålet er å skaffe informasjon som kan øke avkastningen på grønne investeringer og grønn forrertningsdrift, samt redusere risiko for feilinvesteringer.

Greensight er et datterselskap av Greenstat AS.

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

## Sammendrag

Prosjektet har sett på muligheten for bruk av midlertidige og mobile fyllestasjoner i Norge og Sverige, både ved å se på ulike tekniske løsninger og bedriftsøkonomisk analyse.

Flyttbare stasjoner er nedskalerte nøkkelferdige fyllestasjoner, med og uten produksjon, som kan betjene marked fra 2 kg H<sub>2</sub>/dag og oppover. Hovedforskjellen mellom en midlertidig- og en permanent hydrogenfyllestasjon er hovedsakelig størrelsen på produksjons- og/eller lagringskapasiteten, det vil si hvor mange kjøretøy stasjonen kan betjene pr. døgn. Det vil være like høye krav til sikkerhet og driftsikkerhet uavhengig av om stasjonen er midlertidig eller permanent.

Analysen viser at ingen av stasjonsløsningene som tilbys kommersielt i dag vil gi økonomisk gevinst i seg selv, men de er langt mindre kostbare enn permanente, fullskala løsninger. Først når man har bygget opp et stort nok marked, vil det være økonomisk gunstig å etablere større hydrogenfyllestasjoner. Analysen viser at større stasjoner vil gå i pluss når markedet når et visst volum. De midlertidige stasjonene sin funksjon er dermed primært som katalysator for økt markedsutvikling.

Stasjonene kan betjene personbilmarkedet, tungtransport og bygg- og anleggsbransjen, men sluttbrukernes behov og forventninger er sentrale for valg av teknisk løsning. Stasjoner med 700 bar og kjøling er nødvendige for å dekke behovene til biler og lette varebiler, mens løsninger med 350 bar er tilstrekkelig til tungtransport, busser og bygg- og anleggsbransjen.

Stasjoner rettet mot bygg og anlegg og tungtransport må kunne tilby mengder større enn 20 kg H<sub>2</sub>/dag, mens stasjoner rettet mot biler kan klare seg med 2-20 kg H<sub>2</sub>/dag avhengig av lokalt marked. Det betyr at man bør velge ulike strategier for innkjøp av stasjoner til de to markedsgruppene.

Stasjonsløsninger uten produksjon anbefales for byggebransjen og stasjoner som ligger mindre enn 100-150 km fra hydrogenkilden. Dette avhenger selvsagt av kjøpspris på hydrogen og kostnad på transport.

Det bør bygges opp flåter av hydrogenkjøretøy sammen med utplassering av midlertidige og mobile stasjoner, dette for å redusere risikoen i prosjektene. Støtteordninger bør reflektere dette.



## Innhold

1. Om prosjektet.....	7
1.1. Organisering av studien.....	7
1.2. Prosjektets målsetting og innhold .....	7
1.3. Ordliste .....	8
2. Status for hydrogen til transport i Norge og Sverige .....	8
2.1. Eksisterende infrastruktur og aktører.....	8
2.2 Tilgang på hydrogen i Norge og Sverige .....	10
3. Markedsutvikling og -behov.....	12
3.1. Markedsutvikling transport.....	12
3.2. Markedsutvikling bygg- og anlegg.....	13
3.3. Potensielle sluttbrukere av hydrogen.....	13
3.3.1. Personbiler .....	14
3.3.2. Varebil.....	14
3.3.3. Busser .....	14
3.3.4. Tungtransport.....	14
3.3.5. Øvrige kjøretøy .....	15
4. Midlertidige og mobile hydrogenfyllestasjoner .....	15
4.1. Dagens leverandører .....	16
4.2. Tekniske spesifikasjoner for midlertidige stasjoner .....	18
4.3. Komponenter i midlertidige og mobile hydrogenfyllestasjoner .....	19
4.4. Flytting av stasjoner.....	21
4.5. Sikkerhet, regelverk og arealbehov.....	21
4.5.1. Sikkerhetsavstander.....	21
4.6. Støtteordninger for kjøretøy og infrastruktur .....	23
4.6.1. Incentivordninger for bruk og innkjøp av kjøretøy.....	24
4.6.2. Støtteordninger for infrastruktur .....	24
4.7. Strategier for utplassering av midlertidige stasjoner.....	25
4.7.1. «Markedsbyggere» .....	25
4.7.2. «Nullutslippshjelpere» .....	26
4.7.2.1. Hydrogenbehov på byggeplasser.....	26
5. Bedriftsøkonomisk analyse.....	28
5.1. Strømpris.....	28

5.2. Antagelser .....	29
5.3. Kostnader ved tilkjørt hydrogen.....	30
5.4. Resultater .....	30
5.5. Nåverdier som funksjon av markedet i år 1 .....	30
5.5.1. Nåverdi.....	30
5.6. Sensitivitetsanalyse .....	34
5.7. Lokal produksjon vs. tilkjørt hydrogen .....	35
6. Oppsummering og anbefalinger .....	37
Referanser .....	41
7. Muntlige kilder .....	46
Appendiks A .....	47
I. Eksisterende hydrogenfyllestasjoner i Norge.....	47
I.1. Østlandet.....	47
I.2. Vestlandet og Midt-Norge.....	49
I.3. Eksisterende hydrogenfyllestasjoner i Sverige.....	50
I.4. Planlagte hydrogenfyllestasjoner i Norge .....	51
I.5. Planlagte hydrogenfyllestasjoner i Sverige .....	52
I.6. Eksisterende hydrogenprodusenter i Norge.....	52
Appendiks B .....	54
Appendiks C .....	56
I. Nåverdier ved antatt situasjon.....	56
II. Sensitivitetsanalyse .....	59

Revisjon	Dato	Av	Kontrollert	Godkjent	Kommentarer
01	28.03.18	TS	HH	HH	
02	23.04.18	HH/TS/TF	MH	HH	
03	08.05.18	HH/TS/TF	MH	HH	Endelig revisjon

## 1. Om prosjektet

Kunnskapsbyen Lillestrøm, gjennom Interreg-prosjektet Blue Move [1], ønsker å undersøke potensialet for å gjøre en større satsing på midlertidige hydrogenfyllestasjoner. Satsingen er tenkt som en overgangsordning for å bygge opp en infrastruktur som skal støtte opp under og utløse et voksende hydrogenmarked for hydrogen til biler og anleggsmaskiner. De ser for seg en satsing med et tidsperspektiv på tre år.

Hydrogenbiler kan kjøpes/leases i Norge, Sverige og Danmark allerede i dag og i løpet av få år er det ventet en rekke nye kjøretøy på markedet. Tillgangen på hydrogen er i midlertid ikke utbygd i tilstrekkelig grad og en styrking av fyllinfrastruktur er derfor nødvendig. Hypotesen og utgangspunktet for prosjektet er at dersom man har en større finansieringsmodell, kan anskaffelse av små stasjoner settes inn for eksempel i flåteoperasjoner og lokaliseres for en første etablering av hydrogeninfrastruktur i en større by.

I takt med veksten i hydrogenbilflåten nasjonalt, flyttes denne stasjonen ut i periferien eller etableres som en korridorstasjon etter noen år når denne byen har behov for en permanent stasjon. Slik utgjør den midlertidige stasjonen en viktig komponent i infrastrukturen i en tidlig fase og får senere en ny funksjon som viktig periferi/korridor-komponent i en mer moden fase. Dette kan være når man trenger flere små stasjoner som kan øke attraktiviteten for hydrogenbiler til allmennheten gjennom større stasjonsnettverk.

Greensight ble tildelt oppdraget med å utføre mulighetsstudien i november 2017.

### 1.1. Organisering av studien

- Greensight: Hilde Holdhus, Martin Hirth
- Greenstat: Tore Solheimslid, Tomas Fiksdal
- Kunnskapsbyen Lillestrøm: Jon Eriksen

Det har vært utført tre møter i prosjektet.

I forbindelse med utarbeiding av rapporten, har man vært i dialog med en rekke aktuelle aktører for å skaffe informasjon til analysen og anbefalingene. Disse er listet under muntlige kilder.

### 1.2. Prosjektets målsetting og innhold

Målet for studien har i hovedsak vært å utarbeide en mulighetsstudie, hvor bruk av midlertidige hydrogenfyllestasjoner for å styrke utbyggingen av hydrogeninfrastruktur i Norge og Sverige belyses.

Oppdragsgiver ønsker å utrede hvordan en større utrulling av midlertidige/flyttbare hydrogenstasjoner best kan bidra til å etablere en permanent hydrogeninfrastruktur på sikt. Studien skal utrede markedet for slike løsninger, hvilke tekniske spesifikasjoner som er ideelle, hva som skiller midlertidige fra permanente stasjoner, samt hvilke sikkerhetsreglement og fysiske forutsetninger som må være på plass.

Basert på dette er det ønsket tydelige anbefalinger for hvordan en større investering i midlertidige og markedstilpassede hydrongenstasjoner får best effekt.

Greensight har samlet inn og analysert data knyttet til eksisterende løsninger for mobile hydrogenfyllestasjoner, kartlagt eksisterende og planlagte hydrogenfyllestasjoner og brukt dette til å vurdere lønnsomheten til midlertidige hydrogenfyllestasjoner på generelt grunnlag.

### 1.3. Ordliste

**bar** - måleenhet for trykk

**CAPEX** - investeringskostnader (Capital Expenditure)

**CNG** - Compressed Natural Gas

**CCS** - karbonfangst- og lagring (Carbon, capture, storage)

**CO<sub>2</sub>-ekvivalenter** - standardisert enhet for å måle klimagassutslipp i CO<sub>2</sub>

**DSB** - Direktorat for sikkerhet og beredskap

**Elektrolyser** - enhet som produserer hydrogen ved å spalte elektrisitet og vann

**EUR** - Euro

**GH** - Green Hydrogen (selskap)

**kWh** - kilowattimer

**LNF** - Landbruks-, natur og friluftsførmål

**LPG** - Liquefied Petrol Gas

**MRE** - Millennium Reign Energy

**MSB** - Myndigheten för samhällsskydd och beredskap

**MWh** - megawattime

**NOK** - norske kroner

**NVE** - Norges Vassdrags- og energidirektorat

**Nåverdi** - dagens verdi av fremtidige kontaktstrømmer

**OPEX** - driftskostnad (operational expenditure)

**PEM** - Proton Exchange Membrane

**SEK** - svenske kroner

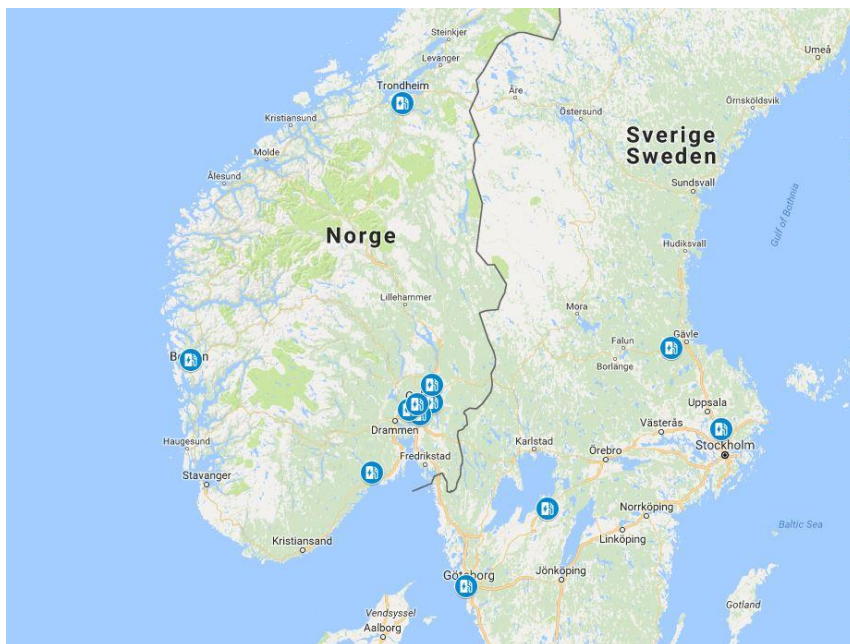
## 2. Status for hydrogen til transport i Norge og Sverige

Hydrogen til transportformål er i dag lite utbredt i Sverige og Norge. For eksempel finnes det totalt 33 registrerte hydrogenbiler i Sverige ved utgangen av 2017 [2], dette kommer ikke fram av den offisielle statistikken [3]. I Norge var det registrert 97 hydrogenbiler, 5 busser og 1 varebil i 2017 [4].

### 2.1. Eksisterende infrastruktur og aktører

Det er i dag ni hydrogenfyllestasjoner i Norge og fire i Sverige (Figur 1), disse er listet i detalj i Appendiks A.

De fleste norske stasjonene er hovedsakelig lokalisert i det sentrale Østlandsområdet, med stasjonene i Bergen og Trondheim som unntak. Operatørene er HYOP (5), UnoX (2), Air Liquide (1) og ASKO (1). I Sverige er de fire eksisterende stasjonene spredt over Sør-Sverige, fra Sandviken i nord til Göteborg i sør. Operatører er AGA (2), H2 Logic (1) og Woikoski (1).

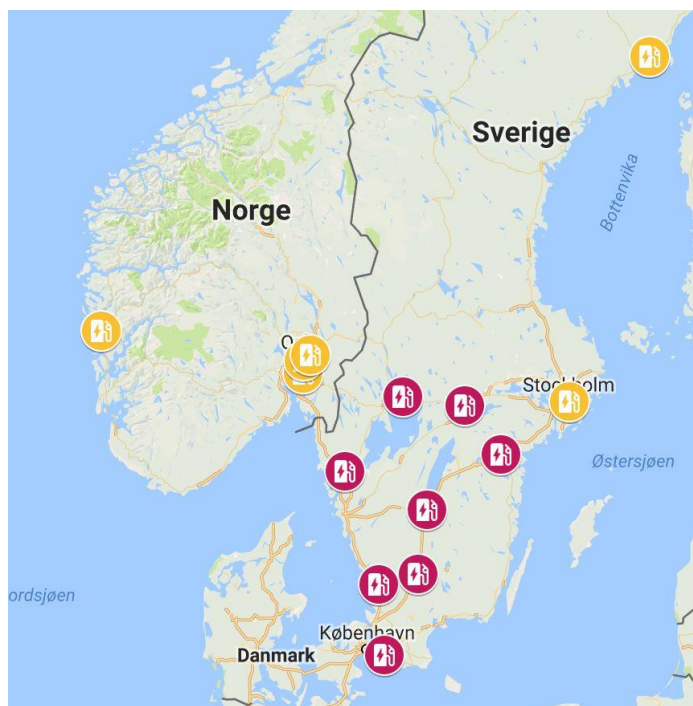


Figur 1: Etablerte hydrogenfyllestasjoner pr. april 2018 i Norge og Sverige.

Det er imidlertid planer for langt flere stasjoner i både Norge og Sverige.

Det er pr. april 2018 planlagt fire nye hydrogenfyllestasjoner i Norge, se Figur 2 og liste i Appendiks A. Alle nye stasjoner har fått tildelt investeringsstøtte fra Enova og programmet for offentlig tilgjengelige hydrogenfyllestasjoner [5]. En stasjon etableres på Søreide i Bergen kommune i løpet av 2018. De tre andre er fordelt i østlandsområdet og fikk tildelt støtte høsten 2017. Disse skal være operative innen 1. september 2019. Enova vil utlyse ny søknadsrunde for midler i mai 2018. Etableringer utover dette er usikre og avhenger blant annet av Enovas mandat, etablering av en nasjonal strategi for hydrogen og utviklingen i Skandinavia [6].

I Sverige er det planlagt åtte nye stasjoner innen 2020 i forbindelse med prosjektet Nordic Hydrogen Corridor [7]. Lokasjonene for disse er ikke fastsatt pr. april 2018, men det er imidlertid klart at de skal etableres på de sentrale strekningene mellom Oslo, København og Stockholm [8], 32 steder i Sverige har søkt om å få tildelt stasjon. Hvordan et slikt nettverk av fyllestasjoner kan se ut, er illustrert med rød farge i Figur 2. I tillegg kommer to andre hydrogenfyllestasjoner allerede i 2018, en i Umeå [9] og en i Stockholm [8]. Stasjonen i Umeå er en midlertidig stasjon levert av oppstartsfirmaet Oazer. Det betyr at Sverige vil ha 14 fyllestasjoner innen 2020 [10]. I tillegg har Metacon levert en midlertidig stasjon til vintertesting av hydrogenbiler i Arjeplog i 2018, men denne stasjonen tas ned etter denne sesongen [11].



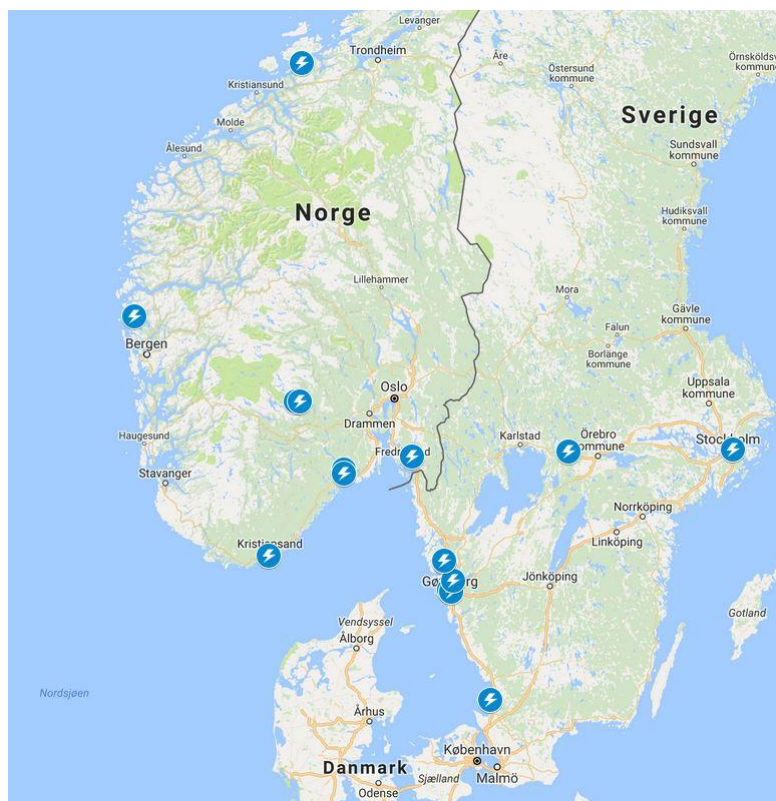
Figur 2: Oversikt, planlagte hydrogenfyllestasjoner i Norge og Sverige.

## 2.2 Tilgang på hydrogen i Norge og Sverige

Hydrogen produseres i dag hovedsakelig fra gassreformasjon og elektrolyse, eller dannes som biprodukt fra industriell produksjon. Det er kun de to siste som regnes som nullutslipps hydrogen/ grønt hydrogen, med mindre man benytter CCS i forbindelse med gassreformasjon eller gasskilden er biogass. Sistnevnte løsning, gassreformasjon av biogass er spesielt aktuelt i Sverige, som har stor forekomst av organisk avfall, blant annet fra skogsdrift [12]. Det finnes flere produksjonssteder for hydrogen i Norge og Sverige, se Figur 3. Se Appendiks A for detaljer om produksjonsstedene.

AGA, som drifter hydrogenfyllestasjoner i Arlanda og Sandviken, har en egen hydrogenfabrikk i Sandviken [13], mens Woikoski driver Europas største hydrogenfabrikk i Karleby i Finland [14]. Denne forsyner Woikoskis stasjon i Göteborg. Hydrogen som biprodukt fra industriell produksjon forekommer på flere steder i Sverige, som for eksempel Borealis Polymers og Inovyn i Stenungsund, samt Eka Chemicals i Göteborg og Bohus, men ingen av disse selger hydrogen til transportformål pr. i dag [15]. Det er imidlertid vanlig at mye av hydrogenet produseret som biprodukt blir brukt til oppvarming og damp i lokale prosesser. Det resterende, som man ikke finner bruk for, slippes gjerne ut. For at hydrogenet skal kunne benyttes i transportsektoren, må det renses og trykksettes. Plagazi produserer hydrogen fra avfall via plasmagassifisering i Japan, Kina og India. I Sverige blir det tidligst produksjon i 2020. Det vil da være snakk om produksjon i området 2-2,500 Nm<sup>3</sup>/h [16].

Det er kun to produsenter i Norge, Praxair og Ineos, som produserer hydrogen tilrettelagt for salg til transportsektoren, disse ligger henholdsvis på Rjukan og i Bamble. Norge har i tillegg tilgang på store mengder naturgass. Både på Tjeldbergodden og Mongstad produseres det hydrogen. Dette er ikke tilrettelagt for transportsektoren, men kan bli det i framtiden [17]. Det finnes også flere industristeder der det produseres hydrogen til egen bruk eller hvor det pågår industrielle prosesser som danner hydrogen som restprodukt.



Figur 3: Hydrogenprodusenter i Norge og Sverige.

Kostnadmessig er gassreformasjon mer kostnadseffektivt enn elektrolyse. Hydrogen som biprodukt fra industriprosesser resirkuleres til bruk i industriprosessene, men flere steder slippes det ut til luft som restgass og det er potensiale for å rense og trykksette dette hydrogenet til bruk i transportsektoren. Dette blir ofte ikke gjort på grunn av utfordringer knyttet til sikkerhet og kostnader ved å bygge infrastruktur for å rense og trykksette gassen [18] [19] [17] [20]. Kostnaden på hydrogen som biprodukt fra industriprosesser avhenger dermed av tiltakene som må settes inn for å gjøre gassen klar for salg.

Hovedvekten av hydrogenfyllestasjonene i Norge og Sverige får tilkjørt hydrogen fra et sentralt produksjonssted. Dette er i dag kostbart fordi mengden hydrogen som transporteres er begrenset, transporten foregår på vei og mengde pr. lastebil er begrenset av lastekapasitet og sikkerhetskrav (nasjonale forskrifter for transport av farlig gods og ADR-regelverket). Det har til nå vært vanlig å transportere mindre mengder i stålflasker, men disse er tunge, plasskrevende og lite kostnadseffektive. Maksimal utnyttelse av lastekapasiteten krever bruk av kostbare komposittanker i spesialcontainere. Dette er pr. i dag ny og kostbar teknologi med investeringer i størrelsesorden 260 kEUR til 730 kEUR pr. container [21].

Unntakene fra sentralproduksjon er stasjonen i Mariestad som i løpet av 2018 vil produsere hydrogen med energi fra en solpark i tilknytning til stasjonen [22], Uno X Kjørbo i Bærum kommune som også produserer lokalt fra blant annet solenergi [23] og HYOP på Lillestrøm som får hydrogen fra lokal produksjon på forskningsparken på Kjeller [24]. AGAs stasjon i Sandviken bør også nevnes, da den får tilført hydrogen gjennom rør fra AGAs hydrogenfabrikk som ligger like i nærheten [13] [25]. Sweco konkluderte i 2015 i en studie for Vätgas Sverige at det er ønskelig at flere stasjoner produserer lokalt i framtiden [26], hovedsakelig på grunn av forsyningsikkerhet.

### 3. Markedsutvikling og -behov

Markedet for mobile hydrogenfyllestasjoner avhenger av bestandutviklingen for hydrogenkjøretøy og hvilken hydrogenstrategi som velges i de to landene.

#### 3.1. Markedsutvikling transport

Både norske og svenske transportforskere har gjennomført studier hvor de framskriver bestandsutviklingen for ulike typer kjøretøy.

I Norge har Transportøkonomisk institutt brukt to scenarier [27]:

**Trendbanen** - en forlenging der markedsandelene fortsetter å endre seg på samme måte som i perioden 2010 til 2015

**Ultralavutslippsbanen** - basert på norske transportetaters grunnlagsdokument til Nasjonal Transportplan. Her stilles det en rekke tidskrav for utfasing av fossile brenslere til alle typer kjøretøy

Ettersom trendbanen har sitt utgangspunkt i en femårsperiode med et minimalt marked for hydrogenbiler, er den lite egnet til å si noe om markedsutviklingen fremover for hydrogenkjøretøy. Allerede i dag er det flere hydrogendrevne personbiler enn hva prognosen for 2020 skulle tilsi, Tabell 1.

I ultralavutslippsbanen, hvor man tar hensyn til politiske ambisjoner for utslippsreduksjon i transportsektoren, viser framskrivningen en betydelig vekst for hydrogenkjøretøy. Spesielt skyter veksten fart fra 2025.

**Tabell 1: Utviklingsscenarier for hydrogenkjøretøy i Norge**

	Trendbanen				Ultralavutslippsbanen			
	2020	2025	2030	2035	2020	2025	2030	2035
<b>Personbiler</b>	22	22	20	13	374	16 591	136 801	206 485
<b>Varebiler</b>	0	0	1	1	12	17 756	108 291	205 959
<b>Lastebiler og trekkvogner</b>	0	0	0	0	0	60	6 757	23 163
<b>Busser</b>	21	89	373	846	153	1 607	3 390	4 841

I Sverige har Trafikanalys utarbeidet en prognose for kjøretøysutviklingen frem mot 2030 [28]. For personbiler, lette varebiler, lastebiler og busser anslås andelen hydrogenkjøretøy å være mellom 0-2 % i 2030. Analysen opplyser ikke hvor mange kjøretøy dette utgjør i antall, men ved å framskrive prognoser som går frem til 2020 med samme trendkurve til 2030, får vi følgende antall, Tabell 2:

**Tabell 2: Prognose for hydrogenkjøretøy i Sverige i 2030 [28]**

	<b>Prognose og intervall</b>	<b>Antall kjøretøy med intervall</b>
<b>Personbiler</b>	0,5 % (0-2 %)	32 715 (0-130 860)
<b>Lette lastebiler</b>	0,5 % (0-2 %)	4 070 (0-16 280)
<b>Tunge lastebiler</b>	0,5 % (0-2 %)	480 (0-1 920)
<b>Busser</b>	0,5 % (0-2 %)	80 (0-320)

I rapporten skriver Trafikanalys at tilgangen til hydrogenfyllestasjoner og øvrig infrastruktur blir avgjørende for utviklingen av hydrogenkjøretøy i Sverige.

### 3.2. Markedsutvikling bygg- og anlegg

Utslipp fra bygg- og anleggsbransjen representerer en betydelig utslippskilde i begge land. I Sverige stod utslipp fra arbeidsmaskiner for en utslippsmengde på 351 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter i 2016. I Norge er utslippene fra anleggsmaskiner estimert til 211 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter pr. år [29]. Tallene er ikke direkte sammenlignbare, men illustrerer at anleggsmaskiner står for betydelige utslipp i både Norge og Sverige.

I Norge jobber regjeringen med en handlingsplan for fossilfrie byggeplasser [30] som forventes å være ferdig i løpet av 2018. I Sverige vil en handlingsplan for en klimanøytral bygg- og anleggsbransje lanseres av bransjen selv i løpet av april 2018 [31]. Dette er en del av arbeidet med den svenske regjeringens initiativ Fossilfritt Sverige.

Det finnes foreløpig få hydrogenbaserte arbeids-/anleggsmaskiner, men det jobbes med prosjekter som kan endre dette, se Avsnitt 3.5.

### 3.3. Potensielle sluttbrukere av hydrogen

Hydrogen kan benyttes som drivstoff for alle typer kjøretøy, og det finnes i dag tilgjengelige kjøretøy innenfor de fleste kategorier. Dagsforbruk av hydrogen og hvilket tillatt lagringstrykk de ulike kjøretøyene har, er dimensjonerende for valg av fyllestasjonsløsning.

Det finnes to hovestandarder for lagringstrykk for kjøretøy. Generelt kan man si at større kjøretøy, som lastebiler, busser og enkelte mindre varebiler, bruker hydrogengass trykksatt til 350 bar, mens standard for personbiler er 700 bar. Hensikten er å øke energitettheten og gi lengre rekkevidde med begrenset plass tilgjengelig. Av sikkerhetsgrunner kan ikke kjøretøy med 350 bars tanker fylle hydrogen som holder et trykk på 700 bar. Personbiler har installert trykktanker på 700 bar. Ved eventuell påfylling ved 350 bar får man fylt en mengde som tilsvarer ca. 60 % av full tank ved 700 bar [32].

### 3.3.1. Personbiler

En hydrogenbasert personbil anslås å bruke ca. 0,4 kg pr. dag og ha et årsforbruk på ca. 140 kg. Dersom personbilen brukes som drosje er forventet dagsforbruk rundt 1,5 kg og 555 kg i året. Personbiler bruker hydrogen med et trykk på 700 bar.

Det finnes i dag to tilgjengelige typer hydrogenbiler i Norge og Sverige: Hyundai iX35 og Toyota Mirai. Hyundai kommer med sin nye modell Nexø sommeren 2018. Honda Clarity er også lansert, men kommer til Norge og Sverige tidligst i år 2019 [33]. I tillegg har produsenter som Mercedes (Daimler), Honda, Kia og Audi varslet lanseringer frem mot 2020.

Prisen på en hydrogenbil varierer fra ca. 45 000 EUR til 70 000 EUR.

### 3.3.2. Varebil

Franske Symbio FCell leverer Renault Kangoo med brenselceller som rekkeviddeforlenger. Den leveres med mulighet for både 350 og 700 bar lagringstanker. Dette er det nærmeste man kommer en kommersiell produksjonslinje av hydrogendrevne varebiler, og av denne finnes det ett eksemplar i Norge; i Skedsmo kommune. Med utgangspunkt i årlig kjørelengde for kategorien "liten varebil" hos SSB får man et døgnforbruk på ca. 0,5 kg pr. døgn [34].<sup>1</sup>

### 3.3.3. Busser

Kollektivselskapet Ruter i Oslo har i skrivende stund fem hydrogenbusser i drift. Forbruket på disse har vært drøye 13,2 kg hydrogen pr. 100 kilometer. Det er vesentlig over snittet på 9 kg hydrogen pr. 100 kilometer, som det europeiske prosjektet Clean Hydrogen in European Cities (CHIC) oppgir som snitt for prosjektets 54 busser [35]. Dette snittet inkluderer bussene i Oslo.

Det nasjonale gjennomsnittet for antall kjørte kilometer pr. buss i Norge er ifølge SSB 38 167 kilometer [34], som tilsvarer 13,8 kg hydrogen pr. dag. Bussene i Sverige kjører i snitt lengre i følge Trafikanalys, 56 960 kilometer [36], som tilsvarer 20,6 kg pr. dag.

Siden 2010 har prisen på en 12-meter lang buss falt fra 1 million EUR til rundt 650 000 EUR for bestillinger gjort i 2017. Dersom man når et storskala-scenarior (8 – 10 000 busser innen 2025) anslås en ytterligere reduksjon til en stykkpris på ca. 470 000 EUR [37].

### 3.3.4. Tungtransport

Innen lastebilsegmentet finnes det pr. 2018 ingen serieproduserte hydrogenkjøretøy. Sveitsiske Coop fikk levert en 32-tonns distribusjonsbil i januar 2017, mens norske ASKO har bestilt fire kjøretøy (27 tonn) fra Scania, hvor de første etter planen skal leveres i 2018. Foreløpig er prisen på ASKOs

---

<sup>1</sup> Større varebiler vil ha et høyere forbruk, men her finnes det ikke noen gode estimat på forbruk. SSB skiller heller ikke mellom liten og stor varebil i sin statistikk over registrerte kjøretøy. Det teoretiske forbruket må regnes som et konservativt estimat.

kjøretøy tre til fire ganger høyere enn et tilsvarende dieselskjøretøy. Det forventes imidlertid store kostnadsreduksjoner dersom man kommer i gang med serieproduksjon.

I USA er flere aktører i gang med prototypeutvikling. Nikola er en av aktørene som har kommet lengst og skal ha leveringsklare kjøretøy i 2021 [38]. Men også leverandører som Toyota, som har testet sin «Project portal» i havnen i LA siden høsten 2017 [39], og Kenworth [40] jobber med løsninger.

Hydrogenforbruk for lastebiler er avhengig av størrelse på kjøretøy og gjennomsnittlig kjørelengde. Kombinert med mangelfulle erfaringsdata, er det vanskelig å gi et godt anslag på hvor mye hydrogen lastebilsegmentet utgjør. Det sveitsiske kjøretøyet omtalt ovenfor har et anslått forbruk på 7,5 kg pr. 100 kilometer. En trekkvogn kjører i snitt 35 407 kilometer i året [34]. Legger vi et forbruk på 7,5 kg pr. 100 kilometer til grunn får vi et årlig forbruk pr. kjøretøy på litt over tre tonn.

Det er imidlertid ikke tvil om at hydrogen og brenselceller har fordeler som kan nyttiggjøres av tungtransporten. Primært dreier dette seg om egenvekt på kjøretøyet og rekkevidde. ASKOs lastebiler vil ha en rekkevidde på rundt 500 kilometer.

### 3.3.5. Øvrige kjøretøy

Gaffeltruck er det hydrogenkjøretøyet det finnes flest av p.t. Det finnes ca. 11 000 i USA, og blant annet amerikanske Walmart og Amazon har gjort store innkjøp av hydrogendrevne gaffeltrucker til lagerbruk fra PlugPower. Men også andre selskaper som Nestle Waters, General Motors, FedEx, Coca Cola og Colruyt har kjøpt hydrogendrevne gaffeltrucker. I Europa er det ca. 150 i Europa p.t. og i tillegg kommer det 200 gaffeltrucker via programmet HyLIFT [41] [42].

Det internasjonale selskapet New Holland Agriculture oppgir på sine nettsider at de har en hydrogendrevet traktor med 75 kW (106 hestekrefter), som er basert på et ombygd chassis og ikke i serieproduksjon [43].

ASKO får som en del av sitt hydrogenprosjekt levert ti gaffeltrucker fra Toyota Material Handling til lagerbruk [44].

Svenske Kalmar jobber med å utvikle en gaffeltruck som har lasteevne på rundt 14 tonn [45] [46]. Basert på samtaler med Saga Fjordbase i Florø, Sogn og Fjordane, anslås det at trucken vil ha et forbruk pr. dag på ca. 5 kg H<sub>2</sub>.

Gjennom den norske støtteordningen Pilot-E er det gitt midler til utviklingen av en 30 tonns gravemaskin med nullutslippsløsninger. I prosjektet, som ledes av SINTEF og heter ZED, er det p.t. ikke tatt stilling til om den skal være helelektrisk, hydrogendrevet eller en kombinasjon. Dersom gravemaskinen kun skal bruke hydrogen og brenselcelle vil anslått dagsforbruk, basert på forbruk fra en dieselvariant og antatt klimagassreduksjon, være mellom 15 til 20 kg hydrogen pr. dag [47].

## 4. Midlertidige og mobile hydrogenfyllestasjoner

En standard hydrogenfyllestasjon består av et sett faste komponenter, se Figur 4. Disse komponentene kan enten settes sammen hver for seg, men i stadig større grad leveres fyllestasjoner som nøkkelferdige containerløsninger fra leverandørene, både med og uten mulighet for lokal produksjon av hydrogen.



Figur 4: Eksempel på oppsett av en hydrogenfyllestasjon: (1) Hydrogenkilde, (2) Kompressor, (3) Buffere/lagring under høyt trykk, (4) Utskylere/kjøling, (5) Dispenser, (6) Trykkluftkompressor, (7) Lagringstank for trykkluft, (8) Kjøler/frysevæske, (9) Strømskap/styringssystem. (Kilde: H2ME/Air Liquide).

I prinsippet kan alle hydrogenfyllestasjoner flyttes fra A til B dersom man ønsker det. Men noen stasjonsløsninger har en størrelse, både i arealbehov/antall containere og mengde hydrogen, som gjør dem mer egnet for mobilitet. De er derfor godt egnet som midlertidige løsninger i tilfeller hvor man har et begrenset marked eller et midlertidig behov som opphører innenfor en gitt tidsramme.

I dag brukes midlertidige hydrogenfyllestasjoner hovedsakelig til to formål:

- drivstoff for mindre transportbehov
- energilagring/forsyning i områder uten eller med begrenset strømnett.

## 4.1. Dagens leverandører

Vi har identifisert fire leverandører av hydrogenfyllestasjoner som har levert løsninger som er myntet på å være mobile, egnet til å løse midlertidige behov, til det kommersielle markedet:

**Ataway, Frankrike:** Grunnlagt i 2012. Designer og produserer plug-and-play autonome energiløsninger, i utgangspunktet myntet på isolerte lokasjoner. Løsningen inkluderer elektrolyser, men kan også leveres som en løsning med tilkjørt hydrogen i stedet for lokaproduksjon. Ataway tilbyr en rekke alternative midlertidige hydrogenfyllestasjoner med ulike produksjonsmengde.

**Millennium Reign Energy, USA:** Millennium Reign Energy (MRE) er et alternativt drivstoffselskap lokalisert i Dayton, Ohio, i USA. De tar sikte på å installere over 1 000 hydrogenfyllestasjoner på tvers av USA for det voksende brenselcellemarkedet over de neste 5 årene. MRE tilbyr tre forskjellige typer midlertidige hydrogenfyllestasjoner med elektrolyser for lokalprodusert hydrogen. Selskapet har levert flere løsninger for bruk til transport, blant annet Hawaii og Dubai.

**Metacon, Sverige:** Selskapet leverte i februar 2018 en hydrogenfyllestasjon til biltestingsanlegget Cartest i Arjeplog i Sverige. Stasjonen er avhengig av å få tilkjørt hydrogen fra ekstern kilde.

**ITM, Storbritannia:** Selskapet tilbyr flere løsninger som kombinerer elektrolyser og stasjonsløsning. Deres minste løsning, HFuel 60, leveres i en enkelt container med 350 bar trykk og mulighet for å også få 700 bar trykk til personbiler. Løsningene er nøkkelferdige, men at løsningene skal være mobile er ikke hovedfokus.



Figur 5: Flyttbar hydrogenfyllestasjon fra (fra venstre) Millennium Reign Energy, Ataway, ITM Power og Metacon.

Ytterligere to leverandører er i ferd med å utvikle løsninger:

**Green Hydrogen DK, Danmark:** Har levert elektrolysører siden 2007. Er nå i en kommersialiseringsfase med tanke på å tilby mindre elektrolysører med fyllestasjon til transportsektoren, men kan også leveres som en løsning med tilkjørt hydrogen i stedet for lokaproduksjon.

**Oazer, Sverige:** Innovasjonsselskap med målsetning om å levere mobile hydrogenfyllestasjoner. Jobber for tiden med et demonstrasjonsprosjekt i Umeå som skal betjene tre biler. Selskapet har ikke levert til et kommersielt marked pr. april 2018.

Det finnes også flere leverandører som leverer nøkkelferdige løsninger, men som ikke i utgangspunktet er myntet på å være mobile, men som kan flyttes ved behov. Eksempler:

**NEL Hydrogen Fueling, Norge:** Datterselskap av NEL ASA. Selskapets aktivitet ligger i Danmark. Har levert fyllestasjonsløsninger siden 2003, tidligere kjent som H2Logic. Leverer større stasjonsløsninger, fra 200 kg H<sub>2</sub>/dag og oppover. Har levert nøkkelferdige stasjonsløsninger, CAR-100 (utgått) og CAR-200, til en rekke lokasjoner i Europa og USA. Stasjonen kan leveres med hydrogenproduksjon.

**Hydrogenics, Belgia/Canada:** Hydrogenics er et belgisk-canadisk selskap som leverer løsninger med elektrolyser og fyllestasjon i en rekke størrelser, fra 22 kg H<sub>2</sub>/dag og oppover. I Dunquerque i Frankrike har de levert en containerbasert løsning med produksjon av 22 kg H<sub>2</sub>/dag og dispenserløsning for busser.

Etter avsluttet studiearbeid, har prosjektet fått kjennskap til det tyske selskapet Anleg GmbH, som har utviklet mobile fyllestasjoner, med- og uten hydrogenproduksjon via PEM-elektrolyse. De mobile enhetene som ser ut til å være kommersielt tilgjengelig i dag, har en gjennomstrømningsrate på opp til 10 kg H<sub>2</sub>/dag ved 350 bar. Anleg GmbH søker imidlertid nå partnere for å utvikle et produkt med en gjennomstrømningsmengde på opp til 50 kg H<sub>2</sub>/dag. Prosjektet har ikke vært i direkte dialog med selskapet, men deres løsninger ser interessante ut, og det anbefales å gå i nærmere dialog med Anleg GmbH i en eventuell neste prosjekt fase.

## 4.2. Tekniske spesifikasjoner for midlertidige stasjoner

En oversikt over utvalgte 350 bar og 700 bar fyllestasjonskonsepter egnet som midlertidige stasjonsløsninger er gitt i henholdsvis Tabell 3 og Tabell 4 nedenfor.

**Tabell 3: Tekniske spesifikasjoner for et utvalg midlertidige løsninger 350 bar**

Modell	Atawey			Millennium Reign Energy			Green Hydrogen DK	
	H2 Spring 6	H2 Spring 30	H2 Flow 20 Kun fyllestasjon	Modell 100	Modell 200	Modell 300	Side H 1-5C	Side H 5-10C
Arealbruk (m <sup>2</sup> ) – kun komponenter	6,67	45	6,67	3,53	3,53	13,21	45	45
Trykk (bar)	350	350	350	350	350	350	350	350
Elektrolysør	Ja	Ja	Nei	Ja	Ja	Ja	Ja	ja
Produksjon pr. dag (kg H <sub>2</sub> /dag)	2	20	-	2	4	12	6,5	43,2
Lagringskapasitet (kg H <sub>2</sub> )	14	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	4-8	8	24	5	Ikke oppgitt
Distribusjonskapasitet (kg H <sub>2</sub> /dag)	6	30	20	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	5	25
Fylletid (min)	10	10	10	7	7	7	10 min	10 min
Flyttetid (dager)	1	3	1	1	1	3	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt

**Tabell 4: Tekniske spesifikasjoner for et utvalg midlertidige løsninger 700 bar**

Modell	Ataway			Green Hydrogen DK	
	H2 Spring 6	H2 Spring 30	H2 Flow 20	Side H 1-5C	Side H 5-10C med kjøling
Arealbruk (m <sup>2</sup> ) – kun komponenter	6,67	45	6,67	45	45
Trykk (bar)	700	700	700	700	700
Elektrolyser	Ja	Ja	Nei	Ja	Ja
Produksjon pr. dag (kg)	2	20	-	6,5	43,2
Lagringskapasitet	14	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt	5	Ikke oppgitt
Distribusjonskapasitet (kg H <sub>2</sub> /dag)	6	30	20	5	25
Fylletid (min)	10 med kjøling 150 uten kjøling	10 med kjøling 150 uten kjøling	10 med kjøling 150 u/kjøling	10 med kjøling ~150 u/kjøling	10
Flyttetid (dager)	1	3	1	Ikke oppgitt	Ikke oppgitt

### 4.3. Komponenter i midlertidige og mobile hydrogenfyllestasjoner

Komponentene for både hydrogenproduksjon og hydrogenfylling (se Figur 4) er kostbare, og dermed er designet for kommersielle, komplette konfigurasjoner lagt opp slik at løsningen relativt sett skal bli lavest mulig. Det vil derfor for eksempel være få, hvis ingen, komponenter som er redundante. Den komponenten som det vil være naturlig å vurdere å gjøre redundant, er kompressoren, side det er roterende utstyr som statistisk sett vil være den vitale delen som mest sannsynlig går i stykker. Det er også mulig å redusere størrelse og kapasitet på komponenter, men dette vil gå på bekostning av brukeropplevelsen.

Siden det uansett vil være høye krav til materialet og komponentvalg, i tillegg til at få/ingen komponenter vil være redundante, vil det være vanskelig å redusere prisen på de kommersielle konfigurasjonene i markedet, uten å forringe brukeropplevelsen. Det vil likevel være naturlig å påpeke følgende med tanke på kostnader:

#### **Kjølesystem:**

Da trykkfall for hydrogen i praksis oppleves som en «omvendt Joule-Thomson effekt», det vil si at temperaturen vil stige ved trykkfall, vil en fylling av 700 bar hydrogen kreve et kjølesystem for å muliggjøre en rask fylling (for eksempel ca. 5 minutter for en personbil). Et slikt kjølesystem består primært av: a) radiator, b) vifter, c) kjølemiddeltank og d) sirkulasjonssystem. For mindre fyllestasjoner, som inkluderer hydrogenproduksjon, vil ekstrakostnaden for å inkludere et kjølesystem, være ca. 1/3 av totalprisen. Dersom man ikke inkluderer kjølesystem, vil det likevel være mulig å gjennomføre 700 bar-fylling, men da vil det anslagsvis ta 2,5 timer å fylle en personbil med 5 kg H<sub>2</sub>. Det er også viktig å påpeke at bilprodusentene avstår fra garanti dersom man fyller 700 bar uten kjøling.

**Lagringsmengde:**

Høytrykklagringstanker for hydrogen er kostbare. Ved å redusere lagringskapasiteten til et anlegg, reduserer man også investeringskostnaden. En reduksjon av lagringskapasiteten gjør imidlertid stasjonen mindre fleksibel.

**Styringsystem:**

En hydrogenfyllestasjon kan leveres med et styrings-/operativ system som dekker hele spekteret fra svært sofistikert og ned til det mest elementære. Jo mer sofistikert styringssystemet er, desto mer kan eieren av anlegget gjøre via fjernstyring, samt innhenting av diverse data, men et slikt system vil ikke alltid være nødvendig (for eksempel på en byggeplass).

**Dispensere:**

I noen tilfeller vil det være ønskelig med flere dispensere for å muliggjøre parallell fylling. Det vil imidlertid være kostnadsreduserende å kun ha en dispenser og heller legge opp til at det i enkelte tilfeller vil oppstå litt kø på en fyllestasjon.

**Lokalproduksjon vs. tilkjørt hydrogen:**

Grovt kan man si, i hvert fall for mindre stasjoner, at for en konfigurasjon som består av både a) lokalproduksjon (for eksempel fra en elektrolyser) og b) fyllestasjon (kompressorer, lagring, dispenser), vil kostnadsfordelingen være ca. 50/50. Det vil dermed være mulig å redusere investeringskostnaden med ca. 50 %, og det er således interessant å vurdere om det vil være mest økonomisk hensiktsmessig med lokalproduksjon eller tilkjørt hydrogen. Det er mange faktorer som spiller inn her, for eksempel stasjonens plassering i forhold til en større produksjonsenhet, lokalt forbruk (kg H<sub>2</sub>/dag) og forbruksprofil (kun i ukendagene og ikke i helgene?).

**Ved lokalproduksjon ved elektrolyse, antall stacker i elektrolyseren:**

I en elektrolyser er selve «stacken» den mest kostbare komponenten. Elektrolysere er skalerbare proposjonalt med økt antall «stacker». Det vil derfor være mulig å holde investeringskostnadene relativt lave i en tidligfase, ved å først installere en elektrolyser som produserer et lavt antall kg H<sub>2</sub>/dag, og så øke antall «stacker» når behovet øker. Det er imidlertid viktig å allerede i tidligfasen installere de mer rimelige komponenter som for eksempel vanntilførsel, i en størrelse som muliggjør en økning av kapasiteten på et senere tidspunkt, uten at disse komponentene også må skiftes ut.

**Sertifisering:**

Standard lagringstrykk for personbiler er 700 bar. Det kreves ytterligere sertifisering av leverandører dersom de skal produsere utstyr som muliggjør også 700 bar fylling og ikke begrenset til 350 bar. Av den grunn er det ikke alle leverandører som per i dag tilbyr fyllestasjoner i denne trykklassen. Det er også noen leverandører som tilbyr 700 bars løsninger, men uten kjøling for å redusere investeringskostnadene. En slik løsning fører imidlertid til at selve fylleroperasjonen vil ta ca 2,5 timer per fylling. De fleste bilprodusentene frasier seg garantiansvar dersom deres modeller tankes på denne måten. En fyllestasjon, som ikke tilbyr 700 bar fylling, eller kun 700 bar fylling uten kjøling, vil etter vår oppfatning ikke være en kommersiell hensiktsmessig stasjonsløsning for privatbiler, spesielt ikke som korridorstasjon.

## 4.4. Flytting av stasjoner

Stasjonene som er nevnt over behøver fra 1-3 dager for å flyttes og kan flyttes ved bruk av trailer. Stasjonene har behov for el- og vanntilførsel og det må være lagt til rette for dette på tankstedet. Behovet varierer imidlertid fra løsning til løsning. Det er ikke behov for gravearbeid og grunnarbeid for å grave ned tanker og komponenter utover dette, men stasjonene krever plassering på et flatt underlag som tåler en tyngde på 3,5 tonn, gjerne betong [32] [48] [49]. Dette kommer i tillegg til eventuelle sikkerhetsdistanser og arealbehov diskutert i neste kapittel.

## 4.5. Sikkerhet, regelverk og arealbehov

I Norge er det Direktorat for Sikkerhet og Beredskap (DSB) som er den relevante fagmyndigheten. De klassifiserer hydrogen som brannfarlig gass, kategori 1 og 2 [50]. "Forskrift om håndtering av farlig stoff" [51] med tilhørende "Temaveiledning for omtapping av farlig stoff" [52], som omhandler drivstoffanlegg, er viktige dokument.

I Sverige er Myndigheten för Samhällskydd och Beredskap (MSB) som er tilsynsmyndighet. De klassifiserer hydrogen (vätgas) i eksplosivgruppe IIC, som omtales som lettest antennelig [53]. Hoveddokumentet for regelverk og sikkerhet er "Föreskrifter om tankstationer för metangasdrivna fordon" [54]. Det foregår en generell oppdatering av det svenske regelverket på håndtering av brannfarlige gasser, slik at mange av gjeldende standarder blir erstattet i løpet av kort tid [55].

Se Appendiks B for oppstilling av ytterligere regelverk og forskrifter for begge land.

Regelverket tar i utgangspunktet ikke hensyn til om stasjonen er midlertidig eller permanent. Stoffets egenskaper og mengde avgjør hvilke sikkerhetsavstander og krav som gjelder. Siden de midlertidige stasjonene er mindre, som regel i en enkel container, og oppbevarer en forholdsvis liten mengde hydrogen, gir det noen endringer i forhold til permanente stasjoner. Først og fremst ved at risikobildet er lavere. I forarbeidene til brann- og eksplosjonsvernloven i Norge påpekes det at for virksomheter med lavt risikopotensial vil ofte tekniske og organisatoriske tiltak være tilfredsstillende for å ivareta sikkerheten, og at arealmessige begrensninger rundt virksomheten ikke er nødvendig, dersom man isolert sett vurderer den midlertidige hydrogenstasjonen [56]. Vi presiserer imidlertid at dette er et uprøvd område forvaltningsmessig. I dialog med DSB i Norge fremgår det at man for midlertidige stasjoner, spesielt bygg- og anlegg, trolig vil være unødvendig å etablere formelle hensynssoner gjennom plan- og bygningsloven, men at hvert tilfelle vurderes individuelt [57].

I Norge kan man i noen tilfeller oppleve at mengden er under innmeldingsplikten for farlig stoff på 0,4 m<sup>3</sup> [52]. Grovt regnet tilsvarer 0,4 m<sup>3</sup> lagringsvolum ved 350 bar 10 kg H<sub>2</sub> og ved 700 bar 16 kg H<sub>2</sub>. Flere av de midlertidige anleggene vi har vurdert har en total mengde hydrogen på anlegget som er mindre enn innmeldingsmengden. I Sverige er det tillatt med 60 liter brannfarlig gass for utendørs bruk før man må søke om løyve. Det utgjør så små mengder at selv midlertidige stasjoner vil overstige grensen [58].

### 4.5.1. Sikkerhetsavstander

For drivstoffanlegg med hydrogen viser DSB til at disse anleggene i stor grad vil ha de samme sikkerhetsmessige utfordringene som drivstoffanlegg for CNG og LPG [52].

DSB henviser til den svenske standarden "TSA 2010 Anvisningar för tankstationer" [59] for sikkerhetsavstander for CNG-anlegg. Som Tabell 5 og Tabell 6 under viser, er det mindre krav til sikkerhetsavstander, jo mindre mengde CNG som oppbevares på stedet.

**Tabell 5: Sikkerhetsavstander for CNG mellom stasjon og omgivelser**

	<b>Bygning, antennelig materiale, brannfarlig virksomhet</b>	<b>Materiell med stor brannfare (c)</b>	<b>Bygning med vanskelige rømningsforhold (d)</b>
<b>Gasslager 60-1000 liter</b>	3 m (b)	25 m (b)	100 m
<b>Gasslager 1000-4000 liter</b>	6 m (a)	25 m (a)	100 m
<b>Gasslager over 4000 liter</b>	25 m (a)	50 m (a)	100 m
<b>Dispenser</b>	6 m (a)	25 m (a)	100 m

- a) Kan halveres med brannsikring standard EI60 (svensk standard)
- b) Ingen avstand trengs med brannsikring standard EI60
- c) Materiell med stor brannbelastning: trelastlager, deklager, tankanlegg for brannfarlig stoff
- d) Skole, sykehus, barnehage, publikumsvirksomhet

**Tabell 6: Sikkerhetsavstander for CNG mellom stasjonens ulike deler**

	<b>Bygning, kompressor (c), annet gasslager (d), tennbart materiale eller annen brannfarlig virksomhet</b>	<b>Store kjøretøy oppstilt for tanking eller parkert</b>	<b>Personbiler oppstilt for tanking eller parkering</b>
<b>Gasslager 60-1000 liter</b>	3 m (b)	8 m (b)	6 m (b)
<b>Gasslager 1000-4000 liter</b>	6 m (a)	8 m (a)	6 m (a)
<b>Gasslager over 4000 liter</b>	12 m (a)	8 m (a)	6 m (a)

- a) Kan halveres med brannsikring standard EI 60
- b) Ingen avstand nødvendig med brannsikring standard EI 60
- c) Ingen avstand kreves mellom gasslager og kompressor med brannsikring standard EI 120 (svensk standard)
- d) Ingen avstand kreves mellom mobile gasslager. Ingen avstand kreves mellom stasjonært og mobilt gasslager ved brannsikring standard EI 120.

Basert på DSBs temaveiledning hvor hydrogen sammenlignes med CNG er det grunn til å tro at sikkerhetsavstandene også for hydrogen er kortere, jo mindre hydrogen som oppbevares. Det vil ha en positiv konsekvens for arealbehovet til midlertidige stasjoner.

Men for å angi de nøyaktige sikkerhetsavstandene og dermed det totale arealet hydrogenfyllestasjonen legger beslag på, må det gjennomføres en egen risikoanalyse. Fremgangsmetoden er den samme for midlertidige og permanente hydrogenfyllestasjoner.

For utforming av fylleanlegg for hydrogen anbefaler DSB å følge den internasjonale standarden ISO/TS 20100 Gaseous hydrogen – fueling stations, Tabell 7. Vi gjør oppmerksom på at denne er revidert etter at DSBs temaveiledning ble utgitt og nå heter ISO/TS 19880-1:2016.

Her oppgis to ulike kvantitative teknikker som akseptable fremgangsmåter for å vurdere risiko. Kvantitativ risikovurdering (QRA) eller en konsekvensbasert modellering. En slik stasjonsspesifikk vurdering gir mulighet for å sette ulike typer sikkerhetssoner.

**Tabell 7: Ulike sikkerhetssoner, ISO/TS 20100 [60]**

Sone	Forklaring
<b>Restriksjonssone</b>	Minimumsavstand fra komponenter hvor ulike aktiviteter er forbudt, for eksempel ingen åpne flammer, røyking, elektriske gnister osv.
<b>Klaringssone</b>	Minimumsavstand mellom komponenter og sårbare mål innenfor fyllestasjonens tomtegrense. Her anses fyllestasjonen for å være kilden og personer og objekt er sårbare mål. Eksempler er brukere av fyllestasjon, ansatte og øvrige infrastruktur som kan skades ved utslipp av hydrogen.
<b>Installasjonssone</b>	Minimumsavstander mellom de ulike komponentene som er nødvendig for å hindre eskalering ved hendelse i en komponent.
<b>Beskyttelsessone</b>	Skal hindre skade på hydrogenanlegget fra eksterne farer ikke identifisert i installasjonssone. Eksempel er brann fra øvrige drivstoffanlegg, kollisjon med kjøretøy fra nærliggende veier eller naturskader.
<b>Ekstern risikosone</b>	Området utenfor fyllestasjonen som skal beskyttes fra risiko som kan oppstå på stasjonen.

## 4.6. Støtteordninger for kjøretøy og infrastruktur

I Norge er det Enova som styrer støtteprogrammene for utvikling av hydrogeninfrastruktur og kjøretøybestand, med unntak av insentivordningen (se Avsnitt 4.6.1). Sverige har ikke et lignende nasjonalt støtteprogram, man ønsker teknologinøytralitet for å la de best tilpassede løsningene i markedet vinne fram [26].

Det finnes derimot flere EU-program og samarbeid som gir støtte til hydrogenkjøretøy og -infrastruktur, som programmene under The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) [37] og Connecting Europe Facility (CEF) [61].

Hverken Norge eller Sverige har en overordnet nasjonal hydrogenstrategi og fastlagt politikk for hydrogen. Det betyr i praksis at man ikke kan ta for gitt at Enova vil utlyse støtte til hydrogenfyllestasjoner i 2019 og det betyr også at Sverige ikke har noen nasjonal ordning for å støtte utbygging av hydrogeninfrastruktur utover de åtte planlagte stasjonene og støtte fra EU.

### 4.6.1. Incentivordninger for bruk og innkjøp av kjøretøy

I Norge har man utvidet incentivordningen<sup>2</sup> for elbiler til å gjelde hydrogenbiler [62], i tillegg gir Enova støtte til virksomheter som ønsker å gå til innkjøp av flåter av nullutslippskjøretøy [63].

Dette er et program som skal gi storforbrukere (næring) av fossilt drivstoff økonomisk støtte til innkjøp av elektriske nyttekjøretøy og hydrogenbiler. Ordningen gjelder alle kjøretøy i nyttetransport som bruker elektrisitet og/eller hydrogen, med unntak av elektriske personbiler og hybridkjøretøy, som hydrogentaxier og el-varebiler. Store virksomheter kan få dekket inntil 40 % av merkostnadene, små og mellomstore bedrifter inntil 50 %. Tyngre elektriske eller hydrogen-drevne nyttekjøretøy, som kan koste opp mot tre ganger så mye som tilsvarende kjøretøy med fossilt drivstoff, er høyaktuelle for støtte. Den økonomiske støtten baseres på faktiske merkostnader og lønnsomhetsvurderinger heller enn fastsatte støttebeløp. Til gjengjeld må prosjektet føre til redusert eller konvertert energibruk (fra fossile drivstoff til elektrisitet eller hydrogen) som tilsvarer omtrent 10 000 liter diesel i året, det vil si omtrent ti lette varebiler, 2–3 taxier eller ett tyngre kjøretøy.

Det er også være mulig å få støtte til infrastruktur, men kun det som er nødvendig for å drifte det konkrete prosjektet (et eller flere kjøretøy). Rene infrastrukturprosjekter omfattes ikke av støtten.

I Sverige gir man mindre skatte- og avgiftsreduksjoner til eiere av lav- og nullutslippskjøretøy basert på kjøretøyets bidrag til å redusere av klimagassutslipp [26].

### 4.6.2. Støtteordninger for infrastruktur

I Norge gis nasjonal investeringsstøtte til hydrogenfyllinfrastruktur gjennom Enova [5], denne utlyses p.t. årlig og man søker for enkeltstasjoner. I Sverige har man ikke samme nasjonale ordning. Derimot har man fått EU-støtte gjennom H2ME2-programmet til å bygge stasjoner i Sandviken, Mariestad og Stockholm [64]. Også to prosjekter i Oslo har fått delfinansiering fra H2ME2. I tillegg er det gitt støtte til å bygge et hydrogennettverk i Sør-Sverige gjennom prosjektet Nordic Hydrogen Corridor som er delfinansiert av EU-kommisjonen (via CEF). Disse programmene innbefatter også i flere tilfeller støtte til kjøretøy knyttet til stasjonen.

---

<sup>2</sup> Sentrale fordeler ved bruk av hydrogen og elbil, reguleres av staten: Ingen engangsavgift, ingen mva. ved kjøp, halv firmabilbeskatning, 455 NOK i årsavgift. Lokale fordeler, regulert av kommune/fylkeskommune: maksimalt halv takst for parkering, fergeavgifter og bompenger. Kan kjøre i kollektivfeltet og det tilbys gratis lading ved de fleste offentlige ladestasjoner.

## 4.7. Strategier for utplassering av midlertidige stasjoner

Markedet for midlertidige stasjoner kan deles i to hovedkategorier som vi har kalt «markedsbyggere» og «nullutslippshjelpere»:

### 4.7.1. «Markedsbyggere»

Stasjoner som skal plasseres ut strategisk for å bygge opp et hydrogenmarked, og som kan flyttes til et annet sted og erstattes av en større enhet eller permanent stasjon når tilstrekkelig markedstetthet er nådd.

**Rekkeviddeforlengere:** Såkalte korridorstasjoner langs hovedfartsårer og europaveier, disse fungerer som rekkeviddeforlengere og byggesteiner i hydrogennettverket. Samtidig kan de være med på å bygge lokalmarkeder på små steder.

**Forsterking av eksisterende hydrogenmarked:** Det kan også være stasjoner som supplerer og øker hydrogentilgang i et allerede eksisterende hydrogenmarked, som for eksempel i Oslo og Stockholm, for å øke markedsandelen hydrogenbiler.

Begge disse strategiene bør legge til rette for stasjoner som kan betjene personbilmarkedet (700 bar), men i de fleste tilfeller også ha mulighet til å fylle tyngre kjøretøy (350 bar). Stasjonene vil i utgangspunktet dekke et ukjent dagsbehov, men kan være knyttet til kjøretøyflåter med et kjent behov for å dekke mest mulig av investeringskostnadene og basere seg på å selge resten av hydrogenet til andre brukere.

Kapasiteten på stasjonen avgjøres dermed av det kjente behovet, og en forventning om potensialet i "drop-in" markedet, for eksempel de neste tre årene.

I personbilmarkedet er det viktig å ta hensyn til kundens forventninger om konsistent tanktid og rekkevidde. Et av salgsargumentene for å velge hydrogen i stedet for for eksempel elbil er den raske fylletiden (~5 minutter) og økt rekkevidde. Det er derfor rimelig å anta at kunden vil velge bort tanking som tar over 15-20 minutter om man har andre valg. Det er også rimelig å anta at kunden er opptatt av rekkevidde, og forventer å få full tank ved fylling. Aksepten avhenger av hvor langt det er til neste stasjon, det vil si det er trolig større aksept for lavere rekkevidde i større byer med eksisterende infrastruktur.

Dette betyr at det er en del stasjonsløsninger som **faller bort** for disse markedene:

**700 bar uten kjøling**, først og fremst fordi det vil føre til bortfall av garantien på bilen og sekundært fordi det vil ta 2,5 timer for å nå full tank for en hydrogenbil med en tank på 5 kg H<sub>2</sub>.

Rene **350 bar-stasjoner**, som ikke gir mer enn 60 % av hydrogenmengden på tanken for personbiler, bør ikke primært brukes til disse formålene. Unntaket er om man ønsker å bygge et nettverk av infrastruktur primært for tyngre kjøretøy, for eksempel i samarbeid med lokale og nasjonale transportaktører (Tine, ASKO, etc.).

## 4.7.2. «Nullutslippshjelpere»

Stasjoner som skal dekke et forhåndsbestemt behov på en lokasjon, gjerne over en gitt periode, for eksempel seks måneder. Dette kan være stasjoner som plasseres på byggeplasser for legge til rette for nullutslippsmaskiner eller erstatte dieselaggregat. Stasjonen må som et minimum dekke behovet til maskinparken, men kan dekke behovene for transport til/fra byggeplassen. Siden de skal flyttes rundt bør disse stasjonsløsningene også ta høyde for at etterspørselen på neste lokasjon kan være en annen.

Andre behov kan være stasjoner som plasseres hos virksomheter som ønsker å teste hydrogenkjøretøy eller gradvis bygge opp en flåte før de investerer i egen infrastruktur, for eksempel lastebileiere, busselskaper og industribedrifter. Markedet som skal dekkes er primært tyngre kjøretøy.

Stasjonene kan i noen tilfeller også være tilgjengelig for publikum, men de må da tilrettelegges for fylling også for personbiler og plasseres på steder med offentlig tilgang.

Rene 350 bar-stasjoner er mest relevante her, da det i disse tilfellene oftest er behov for å erstatte fossilt drivstoff til tyngre kjøretøy. Behovet er oftest kjent, men kan variere fra sted til sted, for eksempel på byggeplasser.

Det er også mulig å fylle 350 bar på kjøretøy (personbiler/små varebiler) med 700 bar lagringstank. Fyllegrad og -tid kan være mindre kritisk for denne brukergruppen. Stasjonene koster mindre enn en 700 bar stasjon med kjøling og den vil være plassert på en lokasjon der hovedbrukerne har som base slik at man kan tolerere hyppigere fyllinger. Hvis den er tilgjengelig for offentligheten kan den også fungere som en sekundærstasjon i et allerede eksisterende marked, det vil si en stasjon som ikke er førstevalget, men som kan benyttes når det ikke er mulig/passert å dra til primærstasjonene.

### 4.7.2.1. Hydrogenbehov på byggeplasser

I DNV GLs rapport om utslippsfrie byggeplasser [65] deles energibehovet på en byggeplass opp i oppvarming, anleggsmaskiner og transport. Gjennomsnittlig årlig energibehov for dette formålet er beregnet til 284 GWh/år i Norge.

Det er estimert at anleggsmaskinparken på det de kaller en «typisk» byggeplass<sup>3</sup> kan ha et forbruk på 91 500 liter diesel i året. Skal alt dette erstattes av hydrogen vil man her ha behov for i rundt 50 kg hydrogen pr. dag fordelt over anleggsperioden. Dette tilsvarer behovet tre gravemaskiner på 30 tonn i 11 måneder, en mobilkran på 60 tonn i 1 600 timer og en rekke mindre småmaskiner. I tillegg kommer transport til og fra byggeplassen som vil ligge på rundt 94 000 km med tunge kjøretøy på diesel (Euroklasse IV), som tilsvarer et energibehov på rundt 5 500 kg/H<sub>2</sub>.

Energibehovet for transport og maskinpark antas å være størst i starten av byggeperioden, mens energibehovet for oppvarming vil være størst i slutten av perioden. Oftest blir strømforsyning lagt inn på slutten av perioden, og en av anbefalingene i rapporten er derfor at man bør legge inn strøm så tidlig som mulig [65].

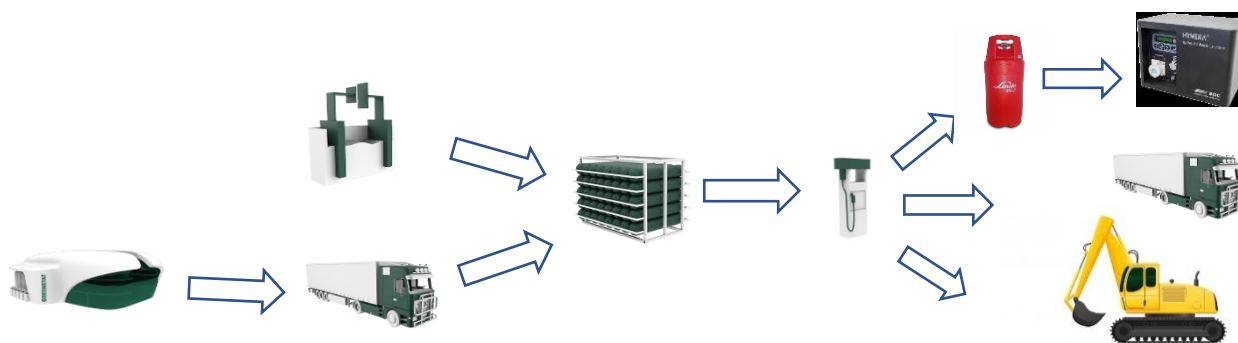
---

<sup>3</sup> Faktisk energibehov vil variere betydelig fra byggeplass til byggeplass. En «typisk» byggeplass tilsvarer et byggeprosjekt bestående av en boligblokk på 10 000 m<sup>2</sup> [65]

Det er flere grunner som kan veie for å vurdere hydrogen som erstatning:

Et stort energibehov i anleggsperioden kan potensielt være utfordrende når man skal bygge for eksempel energieffektive hus og plusshus, som er designet for å bruke minst mulig energi/producere overskuddsenergi. Disse vil ikke ha behov for omfattende infrastruktur for strøm, og det blir en kost-nytte vurdering om man midlertidig vil legge til rette strømmnett tilpasset energibruken i anleggsperioden eller om det er mer hensiktsmessig å erstatte deler energibehovet på andre måter, for eksempel ved å legge til rette for hydrogen.

Primært er det nærliggende å se på mulighetene for å legge til rette for en fyllestasjon til bruk for anleggsmaskiner og transport til og fra byggeplassen, men det kan også være behov for å erstatte energi som i dag dekkes av dieselaggregat, særlig i startfasen. Et viktig moment er at anleggsmaskiner og tunge kjøretøy kan ha energibehov som p.t. ikke kan dekkes ved rene elektriske løsninger uten at dette fører til hyppig lading og perioder hvor deler av maskinparken ikke er tilgjengelig i lengre perioder under lading. Dette kan for eksempel føre til behov for en større maskinpark. Flytskjema for bruk av hydrogen på byggeplasser er vist i Figur 6.



Figur 6: Flytskjema for hydrogen på byggeplasser, øverst til venstre, on-site-produksjon, nederst til venstre, tilkjørt hydrogen. Deretter lagring og dispenser. Sluttbrukere er (fra øverst til høyre) portable hydrogenkanker og aggregat, transport og anleggsmaskiner.

Viktige momenter ved vurdering av hydrogenfyllestasjoner på bygg- og anleggsplasser:

**Trykk:** Det er ikke behov for annet enn 350 bar stasjoner for dette formålet.

**Kapasitet:** Bare anleggsmaskinene krever i snitt 50 kg hydrogen pr. dag i løpet av anleggsperioden. Det er imidlertid ikke gitt at alle anleggsmaskinene og transportløsningene kommer til å gå på hydrogen, elektrisitet og hybridløsninger kan være aktuelle. Det som imidlertid er klart er at kapasiteten må være stor nok til dekke behovet, det utelukker for eksempel stasjoner under 20 kg (dagsbehovet til en gravemaskin). I tillegg vil hydrogenbehovet til transport og maskiner variere i løpet av perioden, størst først, deretter mindre. Det er derfor viktig at det er en fleksibilitet i tilgangen på hydrogen.

**Produksjon eller tilkjørt hydrogen:** Det er mulig å legge til rette for produksjon av hydrogen på byggeplassen, men behovet for hydrogen, eventuelt restriksjoner på strømforbruk og variasjoner i energibehov fra byggeplass til byggeplass taler i mot å produsere lokalt, samt å låse seg til én produksjonskapasitet. Tilkjørt hydrogen er trolig den beste og mest fleksible løsningen. Prisen på transportert hydrogen er avhengig av distanse til produksjonssted, og derfor må man vurdere økonomien i hydrogen på prosjektbasis opp mot andre nullutslippsløsninger.

## 5. Bedriftsøkonomisk analyse

For å drøfte om midlertidige hydrogenfyllestasjoner er reelle alternativer, blir det gjennomført bedriftsøkonomiske analyser som sammenligner ulike løsningene, med produksjon. Noen av løsningene er anonymisert etter ønske fra leverandør og omtales som XH<sub>2</sub>.

For å vite hvor god en investering i midlertidige hydrogenfyllestasjoner virkelig er, må vi sammenligne disse med de etablerte løsningene. Stasjonsløsningene som er valgt er NELs CAR-200 og ITM-Powers PEM electrolyser, heretter omtalt som NEL og ITM-Power.

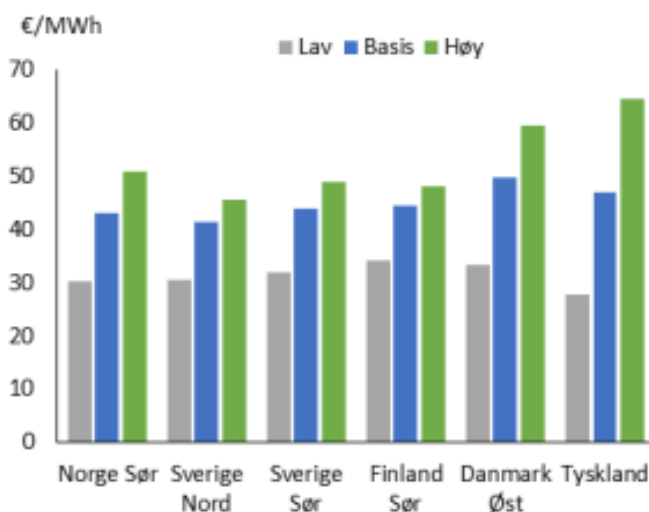
I tillegg analyseres kostnadsdifferansen mellom stasjoner med og uten on-site hydrogenproduksjon.

Analysen er tredelt:

Først blir det beregnet nåverdien av investeringer i de forskjellige stasjonstypene, så gjennomfører man en sensitivitetsanalyse for å kartlegge hvilke faktorer som har størst bedriftsøkonomisk innvirkning. Sist blir det beregnet differansen i nåverdi ved lokal produksjon av hydrogen vs. tilkjørt hydrogen.

### 5.1. Strømpris

Kjøp av elektrisitet er den definitivt viktigste driftskostnaden ved hydrogenproduksjon basert på vannelektrolyse. Som følge av deltakelse i det nordiske kraftmarkedet er kraftprisen i Norge i stor grad påvirket av faktorer utenfor våre egne grenser. Statnett skriver i sin markedsanalyse frem mot 2040 at det er et stort utfallsrom for Norden, men at det er lite trolig med energiunderskudd. Sentrale usikkerhetsmoment er brensel- og CO<sub>2</sub>-priser, fornybarandel på kontinentet, kapasitetsmargin, lagring- og fleksibilitet og kraftbalanse og kabler i Norden. Statnett presenterer tre scenarier: Lav, Basis og Høy kraftpris mot 2040, se Figur 7. Tabell 8 viser Lav og Høy scenariene. Scenariet viser at kraftprisen i Norge og Sverige forventes å ha en mer eller mindre lik utvikling.



Figur 7: Simulerte snittpriser pr. år i Norden og Tyskland i scenariene Lav, Basis og Høy frem mot 2040.

**Tabell 8: Kraftprisforventning i Norge, Statnett**

År	Lav pris	Høy pris
2020	20 EUR/MWh	25 EUR/MWh
2030	30-33 EUR/MWh	55 EUR/MWh
2040	27-30 EUR/MWh	50 EUR/MWh

I vår analyse har vi lagt til grunn en gjennomsnittlig kraftpris på 28 øre/kWh. Med en gjennomsnittlig eurokurs gir det en pris på mellom 28-31 EUR/MWh og er i tråd med Statnetts lave prisscenario. I sensitivitetsanalysen vil vi illustrere hvordan endringer i strømprisen påvirker produksjonsprisen.

## 5.2. Antagelser

Beregningen av nåverdiene for de forskjellige stasjonsmodellene blir gjort ved følgende antagelser:

- Levetid: 20 år  
Dette er basert på estimat fra leverandører og inkluderer levetid på elektrolysestackene.
- Nettleie: 0,5 NOK/kWh  
Denne verdien er usikker og det er ikke anbefalt å sette en generell verdi for nettleie, da denne varierer med nettselskap og avviker. Ikke bare varierer prisen, men også klassifiseringsstandarder. Noen nettselskap skiller ikke mellom husholdninger og næringer, mens andre gjør det. Det er derfor anbefalt at man pr. i dag legger dette inn manuelt på prosjektbasis. NVE har på sine nettsider en oversikt over kraftsystemet i Norge og hvilket nettselskap som eier hvilke deler av det, det samme finnes i Sverige, [www.natomraden.se](http://www.natomraden.se)
- Strømkostnad: 0,28 NOK/kWh. Se Avsnitt 5.1 for mer detaljer.
- Avkastningskrav: 3 %.
- Salgspris hydrogen: 72 NOK/kg
- Offentlig støtte til investering: 40 % (Enova).
- Daglig salgsrate: Det antas at det er et marked for 10 kg H<sub>2</sub> pr. dag. Det er også laget forskjellige scenarier for markedsutvikling, slik at man har en generell pekepinn på hvordan utviklingen må være for å få et lønnsomt prosjekt.
- Operasjonelle kostnader: Disse er nøyaktig oppgitte for MRE 100, 200 og 300 og er i området 1 % av investeringskostnadene. XH<sub>2</sub>-løsningene har begge oppgitt kostnader som 6 % av investeringskostnadene. For Green Hydrogen DK er denne på ca. 3 % og for ITM-Power er disse 6 %. Begge oppgitt av leverandørene selv. For NEL antas det også 6 % operasjonelle kostnader.

Viktigste feilkilder:

- Levetid: Ingen av de midlertidige stasjonene har eksistert i 20 år, så denne er bare et estimat fra leverandør.
- Nettleie: Som nevnt, er denne meget geografisk betinget, og vil kunne gi svingninger for reell nåverdi.

## 5.3. Kostnader ved tilkjørt hydrogen

Før hydrogenproduksjon og -bruk er etablert, og det eksisterer et fungerende hydrogenmarked, er lønnsomheten i stor grad basert på størrelsen på et identifisert lokalt marked. Derfor er det essensielt å kartlegge lokale markedsbehov og hvilken mengde hydrogen det er lønnsomt å produsere før man setter i gang. I tillegg er transport av hydrogen en viktig kostnadsdriver, dette skyldes den begrensede mengden som kan transporteres pr. lastebil, men også investeringer i infrastruktur for transport/transportmedium [21].

Det er videre estimert i analysen hvor mye midler man har tilgjengelig for kjøp og transport av hydrogen hvis man velger en dispenserløsning istedenfor å produsere selv.

## 5.4. Resultater

Først presenteres nåverdiene som funksjon av markedet ved første salgsår. Deretter kommer sensitivitetsanalysen, som kun er gjennomført for scenario med 20 % markedsvekst, etterfulgt av differansen i nåverdi ved lokal produksjon av hydrogen og tilkjørt hydrogen.

For ordens skyld påpekes det at for de stasjonstypene som ikke kan levere hele den mengden hydrogen som markedet etterspør, er det kun den hydrogenmengden som stasjonstypen kan levere, som er tatt med i de økonomiske beregningene.

## 5.5. Nåverdier som funksjon av markedet i år 1

### 5.5.1. Nåverdi

En investering medfører normalt både inn- og utbetalinger over hele investeringens levetid. For at disse betalingene som skjer på forskjellige tidspunkt skal være sammenlignbare, må alle beløp omregnes til dagens verdi. Dette kalles nåverdien: verdien i dag av et fremtidig beløp. For å forenkle kalkulasjonen henføres alle inn- og utbetalinger som investeringen gir opphav til i løpet av året, til slutten av året. Nåverdien må være *positiv* for at investeringen skal være lønnsom i henhold til bedriftens avkastningskrav.

Kalkulasjonen av nåverdiene for hydrogenfyllestasjonene går over en periode på 20 år og gjennomføres ved bruk av den generelle formelen under:

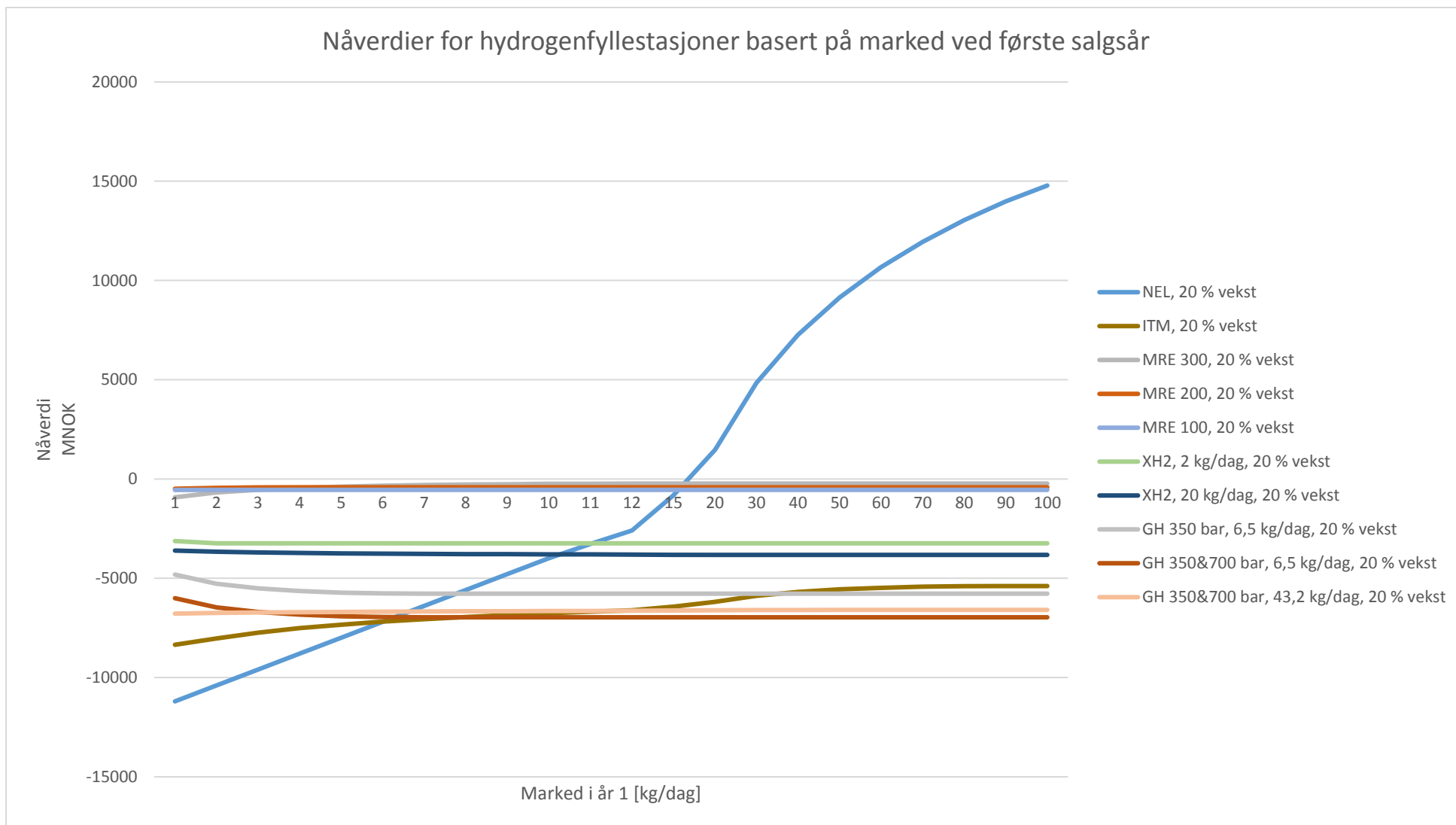
$$Nåverdi = \sum_{i=0}^{20} \frac{\sum Kostnader + \sum Inntekter}{(1+r)^i}$$

Equation 1: Generell formel for nåverdien til hydrogenfyllestasjonene

Her er  $r$  avkastningskravet, som i denne rapporten er antatt å være 3 %. Nåverdien blir beregnet over en 20-års periode, som reflekterer levetiden forespeilet av leverandørene.

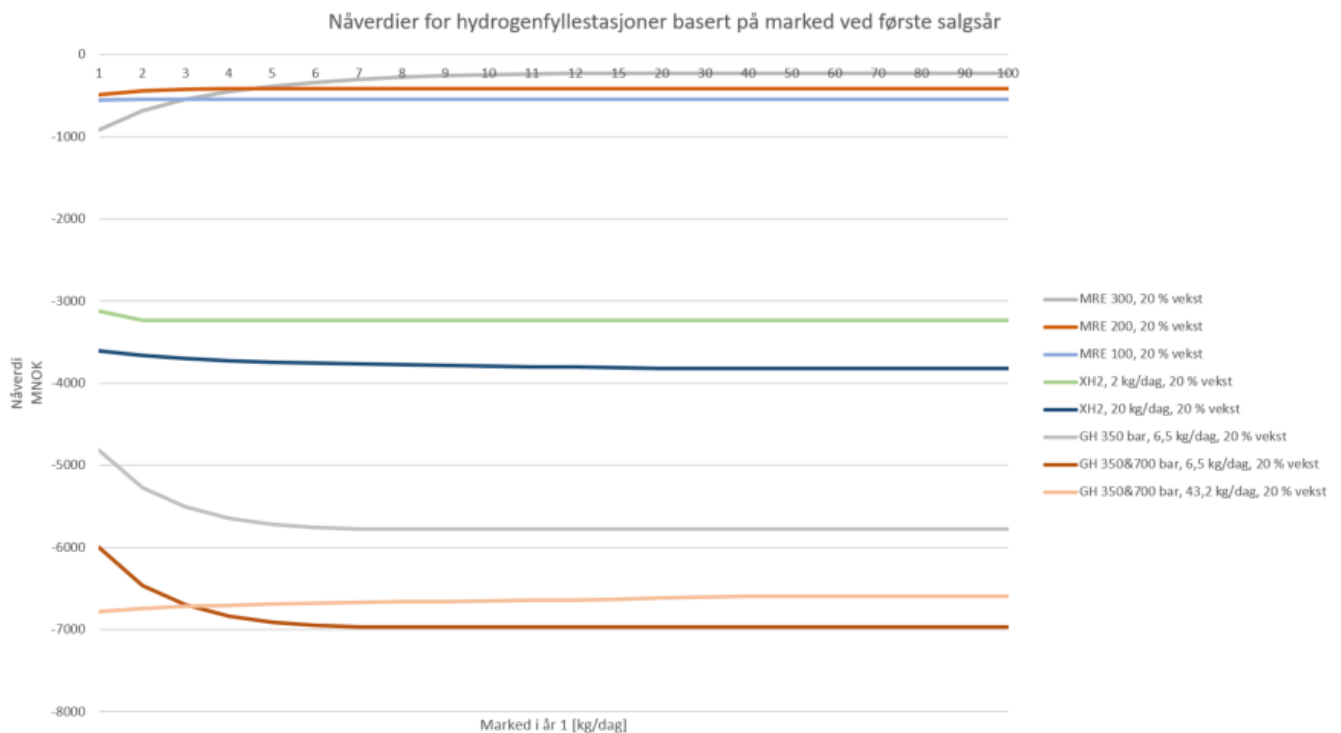
Den mest volatile og usikre faktoren i nåverdiberegninger er markedet. Kjenner man markedet og markedsveksten, er problemet tilnærmet løst. Det er dermed en stor fordel å ha kjennskap til hvordan ens nåverdi påvirkes av markedet.

I Figur 8 ser vi nåverdiene for de ulike stasjonene, se Avsnitt 4.2. for tekniske spesifikasjoner.



Figur 8: Nåverdier for hydrogenfyllestasjoner basert på marked ved første salgsår. Hvis markedet i år 1 er på 1 kg/dag, vil nåverdien etter 20 år for eksempel NEL være -11,2 MNOK ved 20 % vekst. Hvis man i år 1 har et marked på 5 kg/dag, har NEL etter 20 år en nåverdi på nærmere -8 MNOK ved 20 % vekst. Først ved et marked i år 1 på ca. 16 kg/dag oppnår man etter 20 år en lønnsom investering hvis markedsveksten er 20 % årlig.

Mest interessant er det at ITM-Power sin stasjon, uavhengig av markedet i år 1, ikke oppnår positivt resultat grunnet sin høye CAPEX og dermed OPEX i forhold til produksjonskapasitet. Som man ser av Figur 8, går grensen for lønnsomhet for NEL ved et marked på ca. 16 kg/dag hvis man har en årlig markedsvekst på 20 %. Ved en årlig markedsvekst på 5 % derimot, går grensen ved ca. 76 kg/dag. Denne faktoren er dermed meget kritisk for NEL på grunn av stasjonens størrelse. Figur 9 under vises et mer detaljert bilde av nåverdien for de midlertidige stasjonene.



Figur 9: Nåverdier for midlertidige hydrogenfyllestasjoner basert på marked ved første salgår.

For de midlertidige hydrogenfyllestasjonene, som vist i Figur 8 og Figur 9, er ikke investeringen lønnsom *uansett* hvilket marked man har i år 1. Det mest interessante resultatet her er at begge XH<sub>2</sub> stasjonene er langt mer økonomisk ugunstige enn MRE-stasjonene. Dette skyldes at MRE-stasjonene kun er 350 bar, mens XH<sub>2</sub> kan fylle 700 Bar med kjøling og dermed er aktuelle for et helt annet marked.

**Skal man bare velge en løsning, er det økonomisk sett bare tre alternativ om man bare ser på økonomien og ikke markedsbehovet. MRE 200 er den mest lønnsomme ved et marked i år 1 fra 1-5 eller 1-7 kg H<sub>2</sub>/dag avhengig av markedsvekst, fra 5-16 kg H<sub>2</sub>/dag er det MRE 300 som vinner frem, og fra 16 kg H<sub>2</sub>/dag er NELs stasjon mest økonomisk lønnsom. Det er verdt å understreke at dette ikke tar hensyn til om man til enhver tid dekker det markedet som eksisterer, da det kun ser på bedriftsøkonomien til en enkelt stasjon.**

## 5.6. Sensitivitetsanalyse

For sensitivitetsanalysen er bare scenario 20 % vekst benyttet. Sensitivitet er definert som prosentvis endring i resultat pr. prosentvis endring i input:

$$\frac{\frac{NV_{Diff}}{NV_{Ref}}}{\frac{Input_{Diff}}{Input_{Ref}}} = \text{Sensitivitet}$$

der

$NV_{Diff}$  er differansen i nåverdien som følge av endring i input

$NV_{Ref}$  er nåverdien før endring i input

$Input_{Diff}$  er differansen i input

$Input_{Ref}$  er verdien for input før endring

I tabellen under, er følgende «input» definert: Salgspris, Strømkostnad, Operasjonelle kostnader (OPEX)<sup>4</sup>, Nettleie, Marked etter 1 år og egenandel investeringskostnader (CAPEX).

- Salgspris: 60-84 kr/kg (± 16,67 %)
- Strømkostnad: 0,2-0,36 kr/kWh (± 28,6 %)
- Operasjonelle kostnader: Fra 0-200 % av dagens OPEX
- Nettleie: 0,4-0,6 kr/kWh (± 20 %)
- Marked år 1: 5-15 kg H<sub>2</sub>/dag (± 50 %)
- Egenandel CAPEX: 20-100 %

Beregningene for de forskjellige stasjonstypene og de mest interessante variablene er vist i Tabell 9 under.

De faktorene med høyest tallverdi er de som har størst påvirkning på resultatet ved endring av faktorene selv. For eksempel, for MRE 100 påvirkes nåverdien med 1,43 % pr. prosentvis endring i salgsprisen. Aller størst utslag har den for MRE 300, hvor salgsprisen med god margin er den faktoren med størst påvirkning på nåverdien med 19,16 prosent pr. prosentvis endring. Vi ser også at marked i år 1 ikke har så mye å si siden man i denne situasjonen ser på 20 % vekst.

Ved negativt fortegn, betyr det at lønnsomheten reduseres ved økning i den gitte faktor.

**Merk at** analysen ikke tar hensyn til hvor sannsynlig det er at en faktor endres: Selv om salgspris kan være den faktoren med størst påvirkningskraft i teorien, kan det i realiteten være den som har minst sannsynlighet for å endre seg, og dermed minst reell påvirkningskraft.

Tar man hensyn til denne sannsynligheten, vil det trolig være OPEX og CAPEX som i realiteten har størst sannsynlighet for å påvirke resultatet. For ITM har operasjonelle kostnader mest å si. Dette kommer av at denne stasjonen har forholdsvis høye investeringskostnader (CAPEX), som igjen betyr høye operasjonelle kostnader da disse er oppgitt av ITM til å være 6 % av CAPEX [66].

---

<sup>4</sup> OPEX er her definert som alle kostnader knyttet til drift av stasjonen og evt. on-site produksjon av hydrogen minus nettleie og strømkostnader.

**Tabell 9: Verdier for sensitivitet, scenario 20 % årlig vekst**

Sensitivitet - Scenario 20 % årlig vekst										
Stasjonstype	MRE 100	MRE 200	MRE 300	XH2, 2 kg/dag	XH2, 20 kg/dag	GH, 350 bar, 6,5 kg/dag	GH, 350&700 bar, 6,5 kg/dag	GH, 350&700 bar, 43,2 kg/dag	ITM	NEL
Salgspris	1.43	3.77	19.16	0.24	1.89	0.44	0.36	1.90	2.79	7.83
Strømkostnad	-0.33	-0.87	-4.44	-0.06	-0.44	-0.10	-0.08	-0.44	-0.66	-1.86
Operasjonelle kostnader	-0.44	-0.58	-1.28	-0.51	-0.75	-0.62	-0.52	-0.65	-0.66	-0.65
Nettleie	-0.59	-1.56	-7.93	-0.10	-0.78	-0.18	-0.15	-0.79	-1.18	-3.32
Marked år 1	0.00	0.00	0.12	0.00	-0.03	-0.02	-0.02	0.02	0.10	1.59
Egenandel CAPEX	-1.07	-1.76	-6.51	-1.09	-1.67	-0.53	-0.61	-1.03	-1.95	-3.66

## 5.7. Lokal produksjon vs. tilkjørt hydrogen

Ved å kjøpe og transportere hydrogen istedenfor å produsere on-site, sparer man signifikante investeringskostnader. Det er estimert hvilke budsjett man har tilgjengelig for de forskjellige stasjonstypene til kjøp og transport av hydrogen før nåverdien tilsvarer investeringer i produksjon lokalt, Tabell 10. Disse budsjettene tar utgangspunkt i differansen i nåverdi fra en stasjonsløsning med elektrolyser og den samme stasjonen uten elektrolyser.

**Tabell 10: Budsjett transportkostnader og innkjøp hydrogen**

Leverandør	Modell	Markedsvekst (%)	Budsjett/tur (NOK)	Budsjett/kg H <sub>2</sub> (NOK)
XH2	XH2 20 kg/dag	0	2166,5	108,3
		5	1874,3	93,7
		10	1808,3	90,4
		15	1787,5	89,4
		20	1777,8	88,9
Green Hydrogen DK	GH, 43,2 kg/dag	0	3536,2	81,9
		5	3131,4	72,5
		10	2878,9	66,6
		15	2803,7	64,9
		20	2772,2	64,2
Green Hydrogen DK	GH, 6,5 kg/dag	0	792,7	122,0
		5	792,7	122,0
		10	792,7	122,0
		15	792,7	122,0
		20	792,7	122,0
NEL	CAR-200	0	39494,0	138,1
		5	30221,3	105,7
		10	23827,6	83,3
		15	19751,7	69,1
		20	17273,7	60,4

Hvert enkelt budsjett er altså et resultat av differansen i nåverdi mellom en stasjon med elektrolysør og en uten. Regnestykket tar ikke med investeringer i transporttanker.

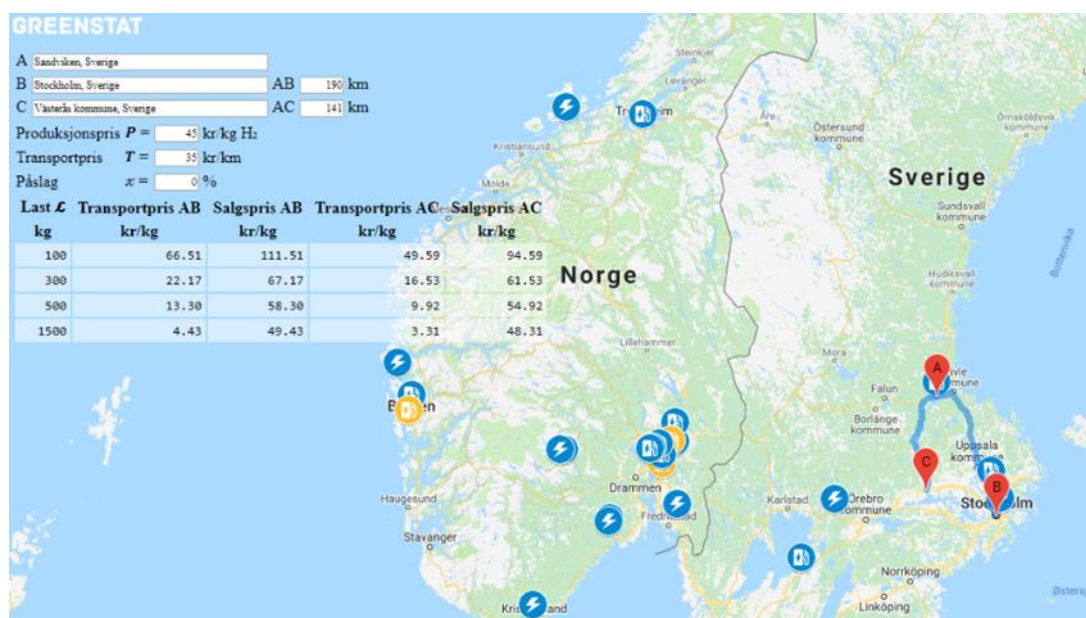
XH<sub>2</sub>s budsjett øker etterhvert som markedsveksten øker. Dette skyldes at nåverdien for XH<sub>2</sub>s stasjoner reduseres ved økt salg av hydrogen, altså taper man mer penger dess mer man selger på grunn av økte operasjonelle kostnader. Differansen i investeringskostnad er også stor for XH<sub>2</sub> med og uten elektrolysør.

Green Hydrogen DKs stasjoner har et budsjett på ca. 1/3 av det man har for XH<sub>2</sub>. Dette kommer av at produksjonsmengden er ca. 1/3 av XH<sub>2</sub>s.

For NELs CAR-200, er det signifikant større mengder hydrogen som eventuelt skal fraktes. Man har da tilsvarende større budsjetter for hver enkelt frakt, men det spesifikke budsjettet i NOK/kg H<sub>2</sub> er i samme størrelsesorden for alle fire stasjonene. Budsjettet for CAR-200 går signifikant ned ved økt markedsvekst. Dette henger sammen med at nåverdien for denne stasjonen opplever sterk vekst ved økt markedsvekst.

Fraktbudsjettet pr. kg H<sub>2</sub> avgjør hvor langt unna hydrogenkilden en stasjon uten egen produksjon kan ligge før nåverdien for stasjonen tilsvarer nåverdien for tilsvarende stasjon med on-site hydrogenproduksjon via elektrolysør. For eksempel er det, ved en innkjøpspris på 45 NOK/kg H<sub>2</sub>, en transportpris på 35 NOK/km og frakt av 100 kg hydrogen, bedre å produsere hydrogenet on-site i Stockholm enn å frakte det fra Sandviken, mens det er bedre å frakte hydrogen fra Sandviken til Uppsala enn å investere i en stasjon med on-site produksjon her, Figur 10.

Det vil si at er en stasjon med tilkjørt hydrogen der det i stor grad er mulig å redusere/fjerne transportkostnadene den mest økonomiske løsningen. Altså at stasjonen enten ligger nær en produsent, eller at man kan transportere den mobile stasjonen til produksjonstedet og fylle opp hydrogen.



Figur 10: Kostnader ved å frakte hydrogen fra Sandviken til Uppsala og Stockholm.

## 6. Oppsummering og anbefalinger

### Teknisk løsning

Hovedforskjellen mellom en midlertidig- og en permanent **hydrogenfyllestasjon er hovedsakelig størrelsen på produksjons- og/eller lagringskapasiteten**, det vil si hvor mange kjøretøy stasjonen kan betjene pr. døgn.

Det vil være **like høye krav til sikkerhet**, uavhengig av om stasjonen er midlertidig eller permanent. Men de midlertidige stasjonenes størrelse vil være slik at oppbevart mengde hydrogen trolig gir kortere sikkerhetsavstander enn for permanente løsninger.

Alle permanente hydrogenfyllestasjoner vil ha løsninger som muliggjør fylling av hydrogen innenfor et tidsvindu som tilsvarer fylling av en vanlig bensin- eller dieselbil. For midlertidige fyllestasjoner, kan det imidlertid ved gitte forutsetninger eller formål, være interessant å vurdere en 350 bar løsning, eventuelt en 700 bar løsning uten kjøling. For en midlertidig hydrogenfyllestasjon, som inkluderer hydrogenproduksjon, vil ekstrakostnaden for å inkludere et kjølesystem, være ca. 1/3 av totalprisen. Uten kjøling vil det anslagsvis ta 2,5 timer å fylle en personbil med 5 kg H<sub>2</sub> og 700 bar. Det er også viktig å påpeke at bilprodusentene avstår fra garanti dersom man fyller 700 bar uten kjøling. En 350 bar løsning og/eller en løsning med 700 bar uten kjøling, kan være interessant når det er snakk om for eksempel test- eller demonstrasjonsformål. På en byggeplass, vil normalt sett 350 bar være tilstrekkelig, da tyngre kjøretøy typisk vil ha lagringstanker designet for maksimum 350 bar. Også for hydrogendrevne varebiler som kjører innenfor en begrenset radius og hver dag, returenerer til samme sted og som ikke brukes om natten, kan det være interessant å vurdere 350 bar eller 700 bar uten kjøling.

En hydrogenfyllestasjon som muliggjør fylling av **350 bar hydrogen er rimeligere enn en stasjon som tilbyr 700 bar**.

Dersom den midlertidige hydrogenfyllestasjonen skal fungere som en korridorstasjon, det vil si muliggjøre kjøring av en hydrogenbil mellom to lokasjoner (for eksempel Bergen - Oslo), antar vi at korridorstasjonen må kunne tilby **hurtigfylling av 700 bar, det vil si inklusiv kjøling, for at hydrogenbilen skal være en likeverdig konkurrent til en vanlig bensin- eller dieselbil**. 350 bar-stasjoner kan være interessant som sekundærstasjoner til personbilmarkedet i områder der det finnes annen infrastruktur. Det vil si at hovedformålet til stasjonene må være å betjene et lokalt marked.

For midlertidige hydrogenfyllestasjoner med lokalproduksjon av hydrogen, kan det være hensiktsmessig å **starte med løsning med en lav produksjonsrate og bygge ut produksjonsraten** (øke antall stacker i elektrolyseren) i takt med økt omsetning. Studien har ikke sett på dette i detalj.

Vi antar det vil være **like høye krav til driftssikkerhet**, uavhengig om det er snakk om en midlertidig- eller en permanent hydrogenfyllestasjon. **Antall komponenter i en midlertidig hydrogenfyllestasjon vil således** være tilnærmet det samme som i en permanent stasjon. Det vil imidlertid være naturlig å vurdere nødvendighet av redundans på midlertidige stasjoner og således redusere kostnadene noe.

## Økonomi og markedsbegreb

Hvis man har stort nok marked/markedsvekst, vil større stasjonstyper være mest gunstige.

Hvis dette ikke er tilfelle, er mindre stasjonstyper mer gunstig fordi man taper mindre penger og har større fleksibilitet. Sannsynligvis er det på sikt en kombinasjon av disse som gir det beste resultatet, da de **midlertidige stasjonene kan bidra til å skape det markedsvolumet man trenger** for å kunne økonomisk forsvare investering i en stor stasjon. Da dagens praksis er å etablere store hydrogenfyllestasjoner med produksjonskapasitet på eksempelvis 300 kg H<sub>2</sub>/dag og de tilhørende markedene er i området 1-5 % av denne produksjonskapasiteten, er det klart at man ikke har en optimal løsning.

Det er ingen enkeltfaktor man kan endre for å oppnå et godt business case for midlertidige hydrogenfyllestasjoner. På lik linje med at det har vært nødvendig med finansielle støtte til å etablere en infrastruktur for lading av el-biler, vil det være nødvendig med både investerings- og driftsstøtte for etablering av de første hydrogenfyllestasjonene. Nødvendig støttegrad for å muliggjøre et positivt business case, vil avhenge av størrelsen og kapasitet på hydrogenfyllestasjonen. Vi ser at ved 80 % investeringsstøtte og 100 % støtte til operasjonelle kostnader (som strøm og nettleie), er det bare XH<sub>2</sub> 2 kg/dag og GHs 6,5 kg/dag som fremdeles ikke er lønnsomme. En kombinasjon av støtte til både investering og drift gir altså et lønnsomt business case for de fleste midlertidige hydrogenfyllestasjoner.

### Oppsummert:

Man må regne med å tape penger på å benytte seg av en midlertidig hydrogenfyllestasjon, slik situasjonen er i dag. Først når man har bygget opp et stort nok marked, vil det være økonomisk gunstig å etablere større hydrogenfyllestasjoner. **De midlertidige stasjonene sin funksjon er da primært som katalysator for økt markedsutvikling. Det er dermed anbefalt å bruke de midlertidige hydrogenfyllestasjonene som ledd i et større business case der man søker å skape et marked stort nok til å rettfærdiggjøre etablering av en permanent stasjon av stor skala.**

Valg av løsning er situasjonsavhengig og må ses opp mot markedet man ønsker å betjene. Det er viktig at man **tilpasser kapasiteten til stasjonen i størst mulig grad til det forventede behovet der stasjonen plasseres ut**. For personbilmarkedet og som rekkeviddeforlenger er de minste stasjonene trolig best (opp til 20 kg H<sub>2</sub> og 700 bar med kjøling), mens man må ha større stasjonskapasitet (>20 kg H<sub>2</sub>/dag og 350 bar) for å betjene flåter av tyngre kjøretøy og byggeplasser. Det betyr at man må velge ulike tekniske løsninger og strategier for finansiering av stasjoner og bygging av tilhørende markeder.

Det mest gunstige økonomiske løsningen er å i størst mulig grad satse på dispenserløsninger som er relativt nær et produksjonssted (se Avsnitt 5.7). Disse har en betydelig lavere investeringskostnad. Utfordringen er tilgangen på produksjonssteder i områder utenfor sentrale områder, som for eksempel til korridorstasjoner. Distribusjon av hydrogen i større mengder skjer i lite omfang i dag, og det kan være interessant å se nærmere på hvordan man kan optimalisere produksjon og transport av hydrogen i et større nettverk for å i størst mulig grad redusere transportkostnader.

Tabell 11 gir en oppsummering over de ulike løsningene og strategiene for de ulike markedene som er diskutert i rapporten.

Tabell 11: Valg av løsninger og strategier for ulike markeder

	«Markedsbyggere»		«Nullutslippshjelpere»
	Personbil	Tungtransport	Byggeplass
<b>Anbefalt stasjonsløsning</b>	700 bar m/kjøling	350 bar	350 bar
<b>On-site produksjon eller tilkjørt</b>	Avhenger av distanse til hydrogenprodusent.	Avhenger av distanse til hydrogenprodusent	Tilkjørt (fleksibilitet)
<b>Markedsstrategi</b>	Baseres på lokal flåte av hydrogenkjøretøy med rom for økning, både lokalt og i «drop-in».	<ul style="list-style-type: none"> <li>«Rekkevidde» - bygge nettverk for tungtransport, for eksempel i samarbeid med sentrale transportaktører.</li> <li>«Base» - for flåter med fast tilholdssted</li> <li>Sekundærstasjon for personbiler og lette varebiler.</li> </ul>	Løsninger med stor fleksibilitet i kapasitet, for å tilpasse behovet på den respektive byggeplass. Legge til rette for transport til og fra byggeplassen.
<b>Kapasitet</b>	Typisk opp til 20 kg (40 biler), avhenger av behovet til lokal flåte.	>20 kg	>20 kg
<b>Høy «back-to-back» fyllkapasitet</b>	Viktig	Viktig for stasjoner som skal sørge for rekkevidde.	Ikke viktig, kan til en viss grad planlegges.
<b>Hva må til for å oppnå lønnsomhet?</b>	Stor økning i støtte. Avhengig av valg av løsning trenger man investering- (opp mot 80 %) og driftsstøtte (opp mot 100 %). Dispenserløsninger er mest økonomiske, men avhengig av kort distanse til hydrogenprodusent og kjøpspris for hydrogen.	Økning i støtte. Hovedsaklig til investering (Opp mot 70 %) og drift (Opp mot 70 %). Dette forutsetter initielt marked nær produksjonskapasitet. Dispenserløsninger er mest økonomiske, men avhengig av kort distanse til hydrogenprodusent og kjøpspris for hydrogen.	Avhenger av distanse til hydrogenprodusent og kjøpspris for hydrogen. Støtte bør vurderes på case-by-case basis.

## Strategivalg og støtteordninger

Hydrogen er pr. idag det beste utslippsfrie alternativet for lange distanser og for energiintensive operasjoner. Strategiske valg bør derfor legge til rette for økt bruk av hydrogen som energibærer til disse formålene.

For økt utbredelse av korridorstasjoner kan Enovas støtteordning for innkjøp av flåter av nullutslippskjøretøy være et godt utgangspunkt. Gjennom ordningen kan man kjøpe inn en midlertidig 700 bar-stasjon med kjøling (dersom denne er utløsende for investeringen i kjøretøy) og kjøretøy til sentrale lokasjoner. På denne måten kan man dekke grunnkostnadene, mens det velges løsninger med litt større kapasitet som tillater «drop-in» av besøkende hydrogenkjøretøy som passerer lokasjonen. Utfordringen er driftskostnadene, små 700 bar-stasjoner med kjøling er de minst økonomisk gunstige.

En annen strategi kan være å bygge nettverk av 350 bar-stasjoner rettet direkte mot tungtransporten. I Norge har både Tine og ASKO bestilt hydrogenlastebiler. Skal bestanden av tyngre kjøretøy øke trenger man rekkeviddeforlengende tiltak. Det kan være naturlig å få til samarbeid med større transportaktører som ønsker å benytte seg av hydrogenkjøretøy. Kostnadene ved innkjøp av tyngre lastebiler er imidlertid fortsatt høye, og lar seg trolig ikke gjøre uten støtteordninger.

Stasjoner uten elektrolysør koster rundt halvparten av stasjoner med elektrolysør, og avhengig av produsjonspris kan man frakte hydrogenet over 100 km før det er mer gunstig å produsere on-site. Dette er viktige betraktninger hvis man vurderer bruk av hydrogen på byggeplasser hvor det trolig er best med tilkjørt hydrogen, noe som vil fungere best i områder hvor det er enkel tilgang på tilkjørt hydrogen. Men det kan også være relevant for andre typer stasjoner, hvis tilgangen på produsjonssteder økes eller transportkostnader reduseres. Et sentralt punkt for videre arbeid er derfor å undersøke hvordan man kan optimalisere produksjon og logistikk for frakt av hydrogen for å senke kostnadene knyttet til distribusjon. Det bør også ses på forretningsmodeller, hvem skal for eksempel investere i og eie transportcontainerene.

For alle casene er det sentralt å legge til rette for et lokalt marked slik at man har faste avtagere og dermed reduserer risikoen i prosjektene.

Det bør også legges til at Norge og Sverige har ulikt bosetningsmønster og geografi, og to ulike tilnærminger til utbygging av hydrogeninfrastruktur. Der infrastrukturen i Norge er sentralisert, bygger Sverige et nettverk. Norge har gode støtteordninger, mens man i Sverige er mer opptatt av teknologinøytralitet og å la markedskreftene styre valg av nullutslippsteknologi. Det gjør at det trolig er fornuftig å velge ulike strategier i de to landene, basert på sluttbrukerens ulike behov. Korridorstasjoner er trolig viktigere i Norge, hvor hydrogen kan være mer aktuelt for langtransport og transport i distriktene enn i storbyene hvor batteribiler fyller et sentalt behov. Det samme kan gjelde i Nord-Sverige, mens man i Sør-Sverige kan bruke midlertidige stasjoner for å øke tilgangen på billig og lett tilgjengelig hydrogen i kombinasjon med flåtekjøp, for eksempel med støtte fra EU.

## Referanser

- [1] «The Blue Move for Green Economy,» [Internett]. Available: <https://interreg.no/prosjektbank/the-blue-move-for-green-economy/>. [Funnet 10 4 2018].
- [2] «"Han kör hårt för vätgas i tanken",» Energigas.se, 6 mars 2018. [Internett]. Available: <http://www.energigas.se/om-oss/nyheter-och-press/nyheter/han-koer-haart-foer-vaetgas-i-tanken/>. [Funnet 9 april 2018].
- [3] Trafikanalys, «Fordon på väg,» Trafikanalys, 13 mars 2018. [Internett]. Available: <https://www.trafa.se/vagtrafik/fordon/>. [Funnet 9 april 2018].
- [4] «Registrerte kjøretøy, etter region, euroklasser, drivstofftype, statistikkvariabel og år,» SSB, 2018. [Internett]. Available: <http://www.ssb.no/statbank/sq/10005706/>. [Funnet 9 april 2018].
- [5] ENOVA, «Støtte til hydrogeninfrastruktur,» [Internett]. Available: <https://www.enova.no/bedrift/landtransport/stotte-til-infrastruktur/hydrogeninfrastruktur/>. [Funnet 10 4 2018].
- [6] K. Vik, Interviewee, *Generalsekretær, Norsk Hydrogenforum*. [Intervju].
- [7] N. H. Network, «Nordic Hydrogen Network,» Nordic Hydrogen Network, 2018. [Internett]. Available: <http://www.scandinavianhydrogen.org/nhc/>. [Funnet 13 mars 2018].
- [8] V. Sverige, «32 svenska städer vill ha vätgastankstation,» [Internett]. Available: <http://www.vatgas.se/2018/01/03/32-svenska-stader-vill-ha-vatgastankstation/>. [Funnet 11 4 2018].
- [9] Cision, «Nytt norrländskt samarbete ger framtidshopp,» [Internett]. Available: <http://news.cision.com/se/oazer-ab/r/nytt-norrlandskt-samarbete-ger-framtidshopp,c2392836>. [Funnet 11 4 2018].
- [10] T. Värld, «Åtta nya vätgastankstationer i Sverige,» Teknikens Värld, 13 juli 2017. [Internett]. Available: <http://teknikensvarld.se/atta-nya-vatgastankstationer-i-sverige-497893/>. [Funnet april 9 2018].
- [11] FuelCellsWorks, «Metacon and AGA Supply Hydrogen Station and Winter Testing in Arjeplog,» 3 mars 2018. [Internett]. Available: <https://fuelcellsworks.com/news/metacon-and-aga-supply-hydrogen-station-and-winter-testing-in-arjeplog>. [Funnet 4 april 2018].
- [12] Energigas Sverige, «Vätgasbroschyr,» Energigas Sverige, 2009. [Internett]. Available: <http://www.energigas.se/library/1684/vaetgasbroschyr.pdf>. [Funnet 12 april 2018].
- [13] AGA, «AGA satsar på vätgas som fordonsbränsle,» [Internett]. Available: [http://www.aga.se/sv/products\\_ren/hydrogen/our\\_work\\_hydrogen/hydrogen\\_fuel/index.html](http://www.aga.se/sv/products_ren/hydrogen/our_work_hydrogen/hydrogen_fuel/index.html). [Funnet 11 4 2018].

- [14] YLE, «Woikoski invigde unik fabrikk i Karleby,» YLE, 2014. [Internett]. Available: <https://svenska.yle.fi/artikel/2014/11/13/woikoski-invigde-unik-fabrik-i-karleby>. [Funnet 12 april 2018].
- [15] J. Eriksen, «Blue Move - Mulighetsstudie for hydrogen produksjon, industri, lagring og distribusjon,» 2017.
- [16] P. Schmidt, Interviewee, *CMO, Plagazi AB*. [Intervju].
- [17] B. Vagstad, Interviewee, *Sektorleder, Statoil Mongstad*. [Intervju].
- [18] T. Bredal, Interviewee, *Kommunikasjonssjef, Borregaard*. [Intervju].
- [19] N. G. Gjelsten, Interviewee, *Produksjonsdirektør, Glencore Nikkelverk*. [Intervju].
- [20] M. Pustlauk, Interviewee, *Senior kommersiell forhandler, Statoil*. [Intervju].
- [21] H. Holdhus, «Transport av hydrogen fra Glomfjord,» Greensight, Bergen, 2018.
- [22] Mariestads kommun, «Världens första soldrivna, emissionsfria vätgasstation byggs i Mariestad,» 14 desember 2017. [Internett]. Available: <https://mariestad.se/Mariestads-kommun/Foretag--Naringsliv/Test--och-demonstrationsplats-Mariestad/Nyheter/Nyhetsarkiv-Test--och-demoplats-Mariestad/2017-12-06-Varldens-forsta-soldrivna-emissionsfria-vatgasstation-byggs-i-Mariestad.html>. [Funnet 10 april 2018].
- [23] Teknisk Ukeblad (tu.no), «Slik blir den første Uno-X-hydrogenstasjonen,» 1 april 2016. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/slik-blir-den-forste-uno-x-hydrogenstasjonen/345979>. [Funnet 16 april 2018].
- [24] HYOP, «Hyop Lillestrøm,» 2018. [Internett]. Available: <https://hyop.no/lillestrom/>. [Funnet 16 april 2018].
- [25] Arbetarbladet (arbetarbladet.se), «"Därför är Sandviken bland de första i Sverige att satsa på vätgasbilar",» 25 juni 2016. [Internett]. Available: <https://www.arbetarbladet.se/gavleborg/sandviken/darfor-ar-sandviken-bland-de-forsta-i-sverige-att-satsa-pa-vatgasbilar>.
- [26] F. M. G. S. m. Cecilia Wallmark, «Vätgasinfrastruktur för Transporter - Fakta och konceptplan för Sverige 2014-2020,» [www.vatgas.se](http://www.vatgas.se), , 2014.
- [27] L. Fridstrøm og V. Østli, «Kjøretøyparkens utvikling og klimagassutslipp. Framskrivninger med modellen BIG,» Transportøkonomisk institutt, 2016.
- [28] Trafikanalys, «Prognoser för fordonsflottans utveckling i Sverige,» Rapport 2017:8.
- [29] DNV GL AS ENERGY, «Fossil- og utslippsfrie byggeplasser,» DNV GL AS ENERGY, 2017-0637, Rev. rev. 0.
- [30] Samferdselsdepartementet, «Nasjonal transportplan 2018–2029,» Meld. St. 33, (2016-2017).

Midlertidige hydrogenfyllestasjoner

- [31] Sveriges Byggindustrier, «Så ska bygg- och anleggningssektorn bli klimatneutral,» 15 mars 2018. [Internett]. Available: [https://www.sverigesbyggindustrier.se/sa-ska-bygg-och-anlaggningssektorn-bli-\\_\\_7717](https://www.sverigesbyggindustrier.se/sa-ska-bygg-och-anlaggningssektorn-bli-__7717). [Funnet 2018].
- [32] C. McWhinney, Interviewee, *CEO Millennium Reign Energy LLC*. [Intervju]. 10 april 2018.
- [33] Skotvedt, «Honda Clarity,» [Internett]. Available: <http://skotvedt.no/products/honda-clarity/>. [Funnet 11 4 2018].
- [34] V. Lund og N. Granerud, «Kjørelengder,» Statistisk Sentralbyrå, [Internett]. Available: <https://www.ssb.no/statbank/list/klreg?rxid=34dd9cd5-9025-4e62-a355-f5b3baf57b85>. [Funnet 11 4 2018].
- [35] Fuel Cells And Hydrogen. Joint Undertaking, «Clean Hydrogen In European Cities,» 2016.
- [36] Trafikanalys, «Körsträckor med svenskregistrerade fordon,» april 12 2017. [Internett]. Available: <https://www.trafa.se/vagtrafik/korstrackor/>. [Funnet 17 april 2018].
- [37] FHC JU, «The Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking,» European union, Horizon 2020, 2014. [Internett]. Available: <http://www.fch.europa.eu/fchju-projects>. [Funnet 2018].
- [38] U. A. Eriksen, «En grønnere byggeplass,» Kunnskapsbyen Lillestrøm, The Blue Move for a Green Economy, 2017.
- [39] The Drive, Stephen Edelstein, «Toyota Set To Begin Testing Its 'Project Portal' Hydrogen Semi Truck,» 13 oktober 2017. [Internett]. Available: <http://www.thedrive.com/tech/15108/toyota-set-to-begin-testing-its-project-portal-hydrogen-semi-truck>. [Funnet 4 april 2018].
- [40] Kenworth, «Zero-Emission Kenworth T680 Equipped with Hydrogen Fuel Cell on Display at Consumer Electronics Show,» januar 2018. [Internett]. Available: <https://www.kenworth.com/news/news-releases/2018/january/t680-zect/>. [Funnet 17 april 2018].
- [41] HyLIFT, «HyLIFT,» 2018. [Internett]. Available: <http://www.hylift-projects.eu/>. [Funnet 2018].
- [42] K. L. Jon Eriksen, «Hydrogen / brenselceller i anleggsmaskiner,» 21 september 2017. [Internett]. Available: <http://innovativeanskaffelser.no/wp-content/uploads/2017/09/6-hydrogen-brenselceller-i-anleggsmaskiner-joneriksen.pdf>. [Funnet 2018].
- [43] New Holland Agriculture, «HYDROGEN & ENERGY INDEPENDENT FARM,» [Internett]. Available: <http://agriculture1.newholland.com/middleeast/en/about-us/new-holland/clean-energy-leader/growing-energy/hydrogen-energy-independent-farm>. [Funnet 13 mars 2018].
- [44] Plug Power, «PLUG POWER ANNOUNCES NEW EUROPEAN DEAL WITH ASKO AND TOYOTA MATERIAL HANDLING,» 31 oktober 2017. [Internett]. Available: <http://www.ir.plugpower.com/Press-Releases/Press-Release-Details/2017/Plug-Power-Announces-New-European-Deal-with-Asko-and-Toyota-Material-Handling/default.aspx>. [Funnet 13 mars 2018].

- [45] Teknisk Ukeblad (tu.no), «Svensker bygger hydrogendrevet truck,» 24 januar 2017. [Internett]. Available: <https://www.tu.no/artikler/svensker-bygger-hydrogendrevet-truck/368061>. [Funnet 13 mars 2018].
- [46] Ny Teknik, «Fem utmanare i dieseltung bransch,» 5 mars 2018. [Internett]. Available: <https://www.nyteknik.se/fordon/fem-utmanare-i-dieseltung-bransch-6901386>. [Funnet mars 2018].
- [47] M. Wiik, «NASTA og SINTEF skal utvikle utslippsfrie gravemaskiner,» SINTEF, [Internett]. Available: <https://www.sintef.no/siste-nytt/nasta-og-sintef-skal-utvikle-utslippsfrie-gravemaskiner/>. [Funnet 11 4 2018].
- [48] G. Ville, Interviewee, *International Business Developer*. [Intervju]. 2018.
- [49] H. S. Pedersen, Interviewee, *Executive Vice President, Green Hydrogen Dk*. [Intervju].
- [50] Direktoratet for sikkerhet og beredskap (DSB), «Veiledning for innmelding av farlig stoff, versjon 3,» 2009. [Internett]. Available: [https://www.google.com/url?q=https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/farlige-stoffer-npf/farlige-stoffer/veiledning\\_innmelding\\_farlig\\_stoff.pdf&sa=D&ust=1524141842440000&usg=AFQjCNFoMhukaMLrhffYA4KMg8EHORULYg](https://www.google.com/url?q=https://www.dsb.no/globalassets/dokumenter/farlige-stoffer-npf/farlige-stoffer/veiledning_innmelding_farlig_stoff.pdf&sa=D&ust=1524141842440000&usg=AFQjCNFoMhukaMLrhffYA4KMg8EHORULYg).
- [51] Lovdata, «Forskrift om håndtering av farlig stoff,» 2009.
- [52] Direktoratet for sikkerhet og beredskap (DSB), «Temaveiledning om omtapping av farlig stoff,» Direktoratet for sikkerhet og beredskap (DSB), 2011, oppdatert 2016.
- [53] Myndigheten för samhällskydd och beredskap (MSB), «Del 2 Brandfarliga varor,» 2016.
- [54] Myndigheten för samhällskydd och beredskap (MSB), «TANKSTATIONER FÖR METANGASDRIVNA FORDON,» 1998:5.
- [55] Myndigheten för samhällskydd och beredskap (MSB), «Förslag till nya föreskrifter om hantering av brandfarlig gas og brandfarliga aerosolbehållare,» 2017.
- [56] Direktoratet for sikkerhet og beredskap, «Sikkerheten rundt anlegg som håndterer brannfarlige, reaksjonsfarlig, trykksatte og eksplosjonsfarlige stoffer,» DSB, Oslo, 2012.
- [57] V. H. Nilssen, Interviewee, *Intervju om hensynssoner i reguleringsplaner*. [Intervju]. 17 April 2018.
- [58] Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, «Myndigheten för samhällsskydd och beredskaps föreskrifter om tillstånd till hantering av brandfarliga gaser og vætskor,» 2013.
- [59] Myndigheten for samhällsskydd och beredskap (MSB), «Tankstationer för metangasdrivna fordon, Vägledning vid tillståndsprovning,» 2011.
- [60] ISO, «ISO (2008) ISO/TS 21000 Gaseous hydrogen,» 2008.

## Midlertidige hydrogenfyllestasjoner

- [61] European Comission, Innovation and networks executive agency (INEA), «The Connecting Europe Facility (CEF),» [Internett]. Available: <https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility>.
- [62] NAF, «Dette er fordelene for elbiler,» 2017. [Internett]. Available: <https://www.naf.no/elbil/fakta-om-elbil/dette-er-fordelene-for-elbiler/>. [Funnet 16 april 2018].
- [63] Enova, «Energiledelse i transport,» [Internett]. Available: <https://www.enova.no/bedrift/maritim-transport/energiledelse-i-transport/>. [Funnet 13 mars 2018].
- [64] H2ME2, «Hydrogen refuelling infrastructure,» [Internett]. Available: <https://h2me.eu/about/hydrogen-refuelling-infrastructure/>. [Funnet 2018].
- [65] DNV GL AS Energy, «Fossil- og utslippsfrie byggeplasser,» 2018.
- [66] K. Olsen, Interviewee, *Business Development Manager, ITM-Power*. [Intervju].
- [67] SHHP, «Nordic Hydrogen Corridor,» Scandinavian Hydrogen Highway Partnership, [Internett]. Available: <http://www.scandinavianhydrogen.org/nhc/>. [Funnet 11 4 2018].
- [68] G. Schaap, Interviewee, *Project coordinator for Nordic Hydrogen Corridor, Sweco*. [Intervju].
- [69] T. Solheimslid, «Analyses of the potential role of hydrogen for Norway in the transition to a zero-emission society,» 2017.
- [70] C. McWhinney, Interviewee, *CEO, Millennium Reign Energy LCC*. [Intervju].
- [73] Lovdata, «Forskrift om håndtering av farlig stoff,» DSB, 2009.
- [75] Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap (DSB), «Sikkerheten rundt anlegg som håndterer brannfarlige, reaksjonsfarlige, trykksatte og eksplosjonsfarlige stoffer. Kriterier for akseptabel risiko,» 2013.
- [76] Direktoratet for samfunnsikkerhet og beredskap (DSB), «Temaveiledning om bruk av farlig stoff del 1 - Forbruksanlegg for flytende og gassformig brensel,» 2015.
- [77] Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, «Föreskrifter om tillstånd till hantering av brandfarliga gaser och vätskor,» MSB, 2013.
- [78] Myndigheten för samhällsskydd och beredskap, «www.msb.se,» 2017. [Internett]. Available: <https://www.msb.se/sv/Om-MSB/Lag-och-ratt/Remisser/Tidigare-remisser/Forslag-till-nya-foreskrifter-om-hantering-av-brandfarlig-gas-och-brandfarliga-aerosolbehallare/>.

## 7. Muntlige kilder

### **E-post, telefonkorrespondanse og møter:**

Selgere, XH<sub>2</sub>

Chris McWhinney, Millennium Reign Energy LLC

Roger Hertenberg, Uno-X

Hanna Tuohino, Woikoski

Bjørn Simonsen, NEL Hydrogen

Tone Horvei Bredal, Borregaard

Thomas Greschik, Akzo Nobel Pulp and Performance Chemicals Inc.

Jørn Endresen, ASKO

Christer Skotland, NVE

Nils Gjelsten, Glencore Nikkelverk AS

Charlotte Askari, Vätgas Sverige

Børge Brundtland, Industriutvikling vest

Jon Eriksen, Kunnskapsbyen Lillestrøm

Björn Aronsson, Vätgas Sverige

Åse Bye, Vätgas Sverige

Marianne Kjendseth Wiik, SINTEF Byggforsk

Wido Westbroek, Hydrogenics

Trafikverket Sverige

Cecilia Wallmark, Sweco Sverige

Ingela Suominen, Transportstyrelsen Sverige

Naturvårdsverket Sverige

Kristoffer Olsen, ITM Power Plc

Peter Schmidt, Plagazi

Bernt Vagstad, Statoil Mongstad

Ole Martin Olsen, Umoe Advanced Composites AS

Michael Pustlauk, Statoil Tjeldbergodden

Mats-Ola Larsson, IVL Svenska Miljöinstitutet

Erik Zimmerman, Permascand

Knut Linnerud, PowUnit AS

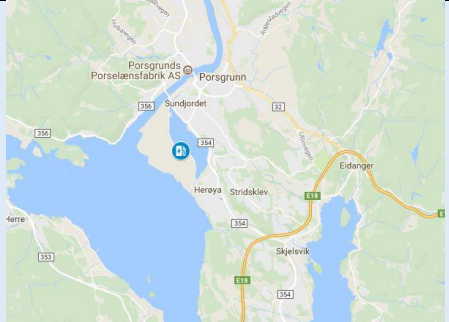


Kristian Vik, Norsk Hydrogenforum

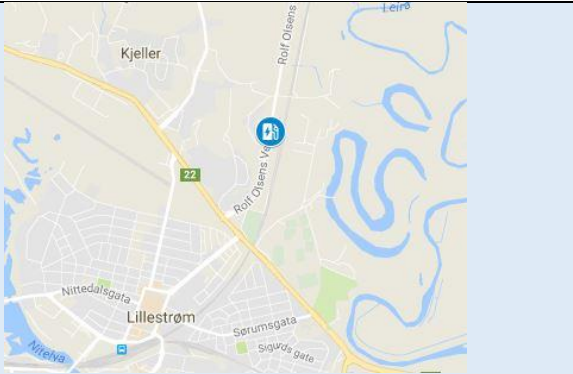
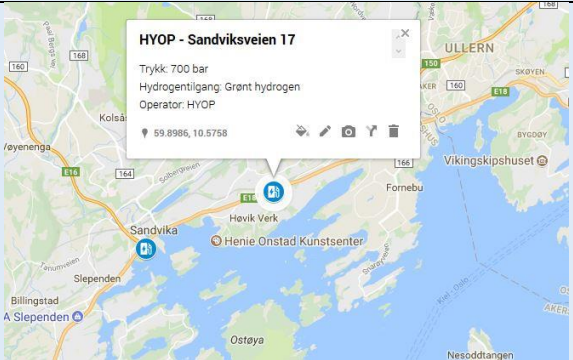
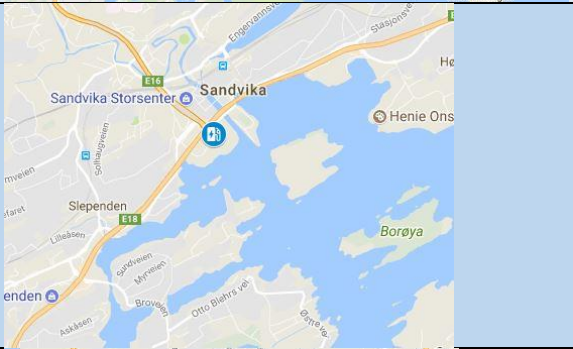
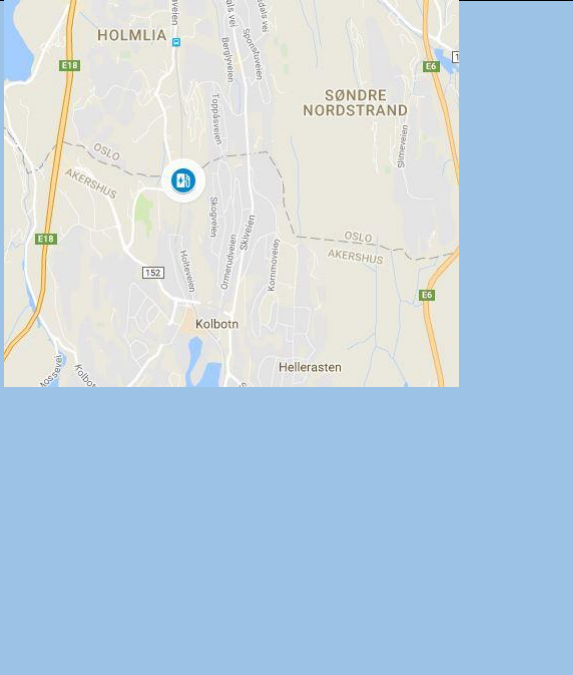
## Appendiks A

### I. Eksisterende hydrogenfyllestasjoner i Norge

#### I.1. Østlandet

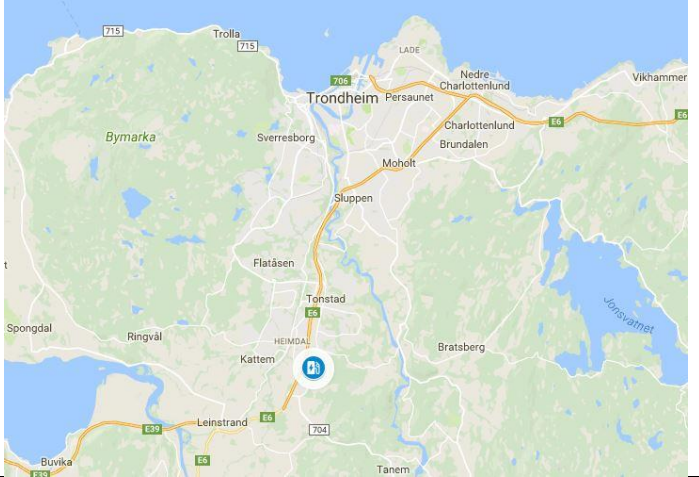
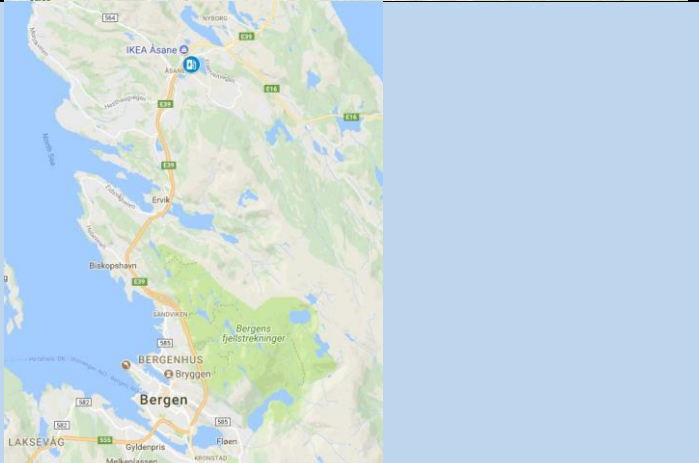
Tabell 12: Eksisterende hydrogenfyllestasjoner på Østlandet

Stasjon	Egenskaper	Lokasjon
HYOP Porsgrunn	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei, levert fra Ineos Bamble Grønt hydrogen: Ja	
HYOP Gardermoen	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei Grønt hydrogen: Ja Etableringsår: 2009	
HYOP Gaustad	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei Grønt hydrogen: Ja	

<p>HYOP Lillestrøm</p>	<p>Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Ja, samarbeid med IFE Hynor Hydrogen Technology Center. Grønt hydrogen: Ja</p>	
<p>HYOP Høvik</p>	<p>Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei Grønt hydrogen: Ja</p>	
<p>Uno-X Hydrogen Sandvika, Kjørboveien</p>	<p>Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Ja Kapasitet: 200 kg/dag Lagring: Tilpasses markedet Grønt hydrogen: Ja</p>	
<p>Air Liquide Rosenholm</p>	<p>Trykk: 350 bar (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 p.t. ingen konkrete planer om dette) Hydrogen produsert på stasjon: Ja Kapasitet: 250 kg/dag Lagring: 350 kg Grønt hydrogen: Ja</p>	


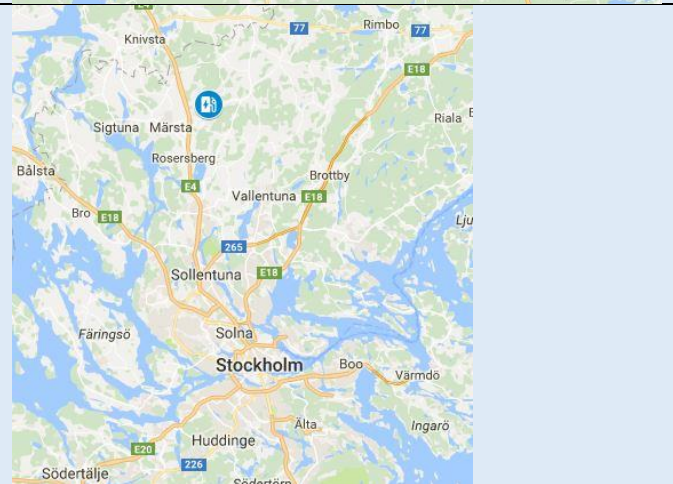


## I.2. Vestlandet og Midt-Norge

Tabell 13: Eksisterende fyllestasjoner på Vestlandet og i Midt-Norge

Stasjon	Egenskaper	Lokasjon
ASKO Trondheim	Trykk: 350 & 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Ja Kapasitet: 320 kg/døgn Grønt hydrogen: Ja Planer om utvidelse: Nei	
Uno-X Åsane	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei Kapasitet: 200 kg/dag Lagring: Tilpasses markedet Grønt hydrogen: Ja	

## I.3. Eksisterende hydrogenfyllestasjoner i Sverige


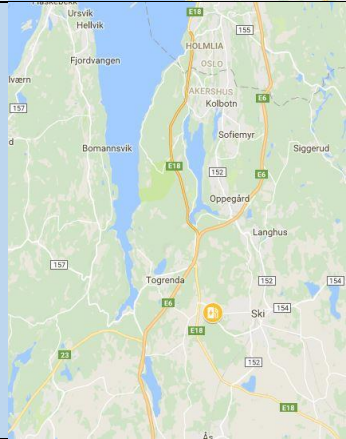


Tabell 14: Eksisterende hydrogenfyllestasjoner i Sverige, listet fra nord til sør

Stasjon	Egenskaper	Lokasjon
AGA Linde Sandviken	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Rørgate fra AGA Sandvikens hydrogenfabrikk. Grønt hydrogen: Ja	
AGA Linde Arlanda	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei, tilkjørt fra Sandviken Kapasitet: 180 fyllinger pr. dag Grønt hydrogen: Ja	
H2 Logic Mariestad	Trykk: 700 & 350 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei, men i løpet av 2018 vil solcellepark i tilknytning sørge for grønt hydrogen. Kapasitet: 100 kg/dag Lagring: Ikke kjent Grønt hydrogen: Ja	
Woikoski Göteborg	Trykk: 700 & 350 bar. Hydrogen produsert på stasjon: Nei, den er transportert fra Woikoskis fabrikk i Karleby, Finland. Kapasitet: 180-210 kg/dag Lagring: 50 kg Grønt hydrogen: Ja	

Midlertidige hydrogenfyllestasjoner

## I.4. Planlagte hydrogenfyllestasjoner i Norge

Tabell 15: Planlagte hydrogenfyllestasjoner i Norge

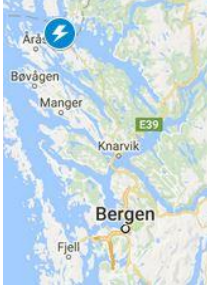

Stasjon	Egenskaper	Planlagt åpnet	Lokasjon
HYOP Ryen	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei Grønt hydrogen: Ja	Antatt 2018.	
Uno-X Ås	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei Lagring: Tilpasses markedet Grønt hydrogen: Ja	Antatt Q4 2018.	
Uno-X Hvam	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei Lagring: Tilpasses markedet Grønt hydrogen: Ja	Antatt 2018.	
Uno-X Søreide	Trykk: 700 bar Hydrogen produsert på stasjon: Nei, kjørt inn fra Rjukan Lagring: Tilpasses markedet Grønt hydrogen: Ja	Antatt 2018.	

## I.5. Planlagte hydrogenfyllestasjoner i Sverige

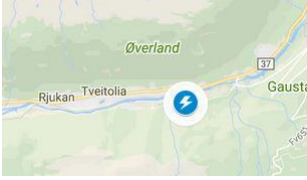

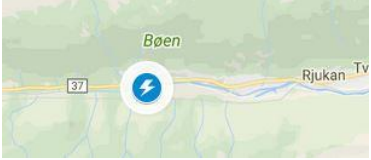
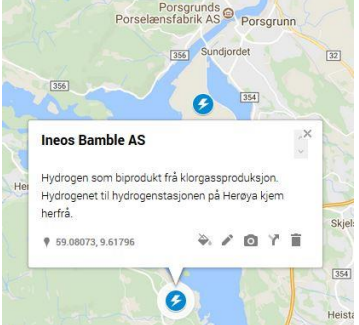
Stasjon	Egenskaper	Planlagt åpnet
Umeå	Mildertidig stasjon, Oazer	2018
Stockholm		2018

Det er i tillegg planlagt åtte stasjoner som skal binde sammen Oslo, København og Stockholm gjennom prosjektet Nordic Hydrogen Corridor [67]. 32 svenske byer og tettsteder har søkt om å bli tildelt disse stasjonene. Lokasjonene for disse er ikke fastsatt pr. april 2018, men det er imidlertid klart at de skal etableres på de sentrale strekningene mellom byene [68].

## I.6. Eksisterende hydrogenprodusenter i Norge

Produsent	Opprinnelse	Egenskaper	Sted
Borregaard	Industriell/ elektrolyse	Borregaard produserer hydrogen til sin saltsyreproduksjon. De informerer om at de ikke har interesse av å utvide virksomheten for salg til hydrogenfyllestasjoner blant annet grunnet sikkerhetsmessige årsaker.	
Statoil Mongstad	Industriell	Statoil Mongstad produserer hydrogen som et biprodukt fra raffineriet. De forteller at med dagens produksjon har de et mindre overskudd av hydrogen i størrelsesorden 1 tonn/time. Dette blir pr. i dag brent som del av fygassen for å skaffe energi til drift av anlegget. De har ikke planer om salg av hydrogen til transportsektoren.	
Statoil Tjeldberg- odden	Industriell	Statoil Tjeldbergodden produserer hydrogen som syntesegass for sin metanolproduksjon. Det er foreløpig ikke aktuelt å supplere transportsektoren med hydrogen, men vurderinger blir gjort på saken.	

Midlertidige hydrogenfyllestasjoner

Eka Chemicals AS	Elektrolyse	Eka Chemicals AS produserer hydrogen gjennom vannelektrolyse for bruk i sin hydrogenperoksidproduksjon, men har ikke overskudd til salg til hydrogenfyllestasjoner.	
Glencore Nikkelverk AS	Elektrolyse	Glencore Nikkelverk AS produserer hydrogen gjennom vannelektrolyse for bruk i sin nikkelproduksjon. Deres produserte hydrogen har svært lavt trykk og dette medfører en signifikant ombygging hvis hydrogen skal produseres for bruk til hydrogenfyllestasjoner. Dette er ikke ønskelig for Glencore fra et sikkerhetsståsted.	
Praxair Norge AS	Elektrolyse	Praxair produserer hydrogen gjennom vannelektrolyse og selger denne som industrigass på flasker.	
Ineos Bamble AS	Industriell	Ineos Bamble AS produserer hydrogen som biprodukt fra sin klorgassproduksjon. Hydrogenet til HYOP sin hydrogenfyllestasjonen på Herøya i Porsgrunn kommer herfra.	
Yara Norge AS		Yara Norge AS produserte hydrogen for sin ammoniakkproduksjon for bruk i kunstgjødsel. Denne hydrogenproduksjonen er nå tatt over av Praxair, som er omtalt tidligere.	

## Appendiks B

### I. Regelverk og temaveiledninger

#### Norge:

##### Brann- og eksplosjonsvernloven:

- [Forskrift om håndtering av farlig stoff](#)
- [Storulykkeforskriften](#) (dersom det lagres mer enn 5 tonn på stedet)
- [Forskrift om trykkpåkjent utstyr](#)
- [Forskrift om enkle trykkbeholdere](#)

Forskriften for håndtering av farlig stoff er funksjonsbasert og inneholder få konkrete krav. DSB har derfor utarbeidet flere veiledninger som utdyper og forklarer hva som skal til for å oppfylle kravene.

- [Veileder om sikkerheten rundt storulykkevirksomheter](#)
- [Temaveiledning til storulykkeforskriften](#)
- [Temaveiledning for håndtering av farlig stoff](#)
- [Temaveiledning for omtapping av farlig stoff](#)
- [Temaveiledning for innhenting av samtykke](#) (trolig ikke nødvendig for fyllestasjon)
- [Veiledning for innmelding av farlig stoff](#)

##### Lov om tilsyn med elektriske anlegg og elektrisk utstyr

- [Forskrift om elektriske lavspenningsanlegg](#)
- [Forskrift om elektroforetak og kvalifikasjonskrav for arbeid knyttet til elektriske anlegg og elektrisk utstyr](#)
- [Forskrift om helse og sikkerhet i eksplosjonsfarlige atmosfærer](#)
- [Forskrift om utstyr og sikkerhetssystem til bruk i eksplosjonsfarlige områder](#)

##### Øvrige:

- [Forurensningsloven](#)
- [ADR/RID – forskrift om landtransport av farlig gods](#)
- [Energiloven](#)

**Sverige:**

- [AFS 2003:3 Arbeta i explosionsfarlig miljö.](#)
- [AFS 2016:4 Utrustningar för potentiellt explosiva atmosfärer](#)
- [ELSÄK-FS 1995:6 föreskrifter om elektriska utrustningar för explosionsfarlig miljö](#)
- [Förordning \(2010:1075\) om brandfarliga och explosiva varor](#)
- [Lag \(2010:1011\) om brandfarliga och explosiva varor](#)
- [SÄIFS 1990:2 om hantering av brandfarliga gaser och vätskor i anslutning till vissa transportmedel \(oppdateres i 2018\)](#)
- [SÄIFS 1996:2 föreskrifter och allmänna råd om hantering av brandfarliga gaser och vätskor på försäljningsställen \(oppdateres i 2018\)](#)
- [SÄIFS 1998:5 föreskrifter och allmänna råd om tankstationer för metangasdrivna fordon](#)
- [SÄIFS 2000:3 föreskrifter om ändring i föreskrifterna om brandfarlig gas i lös behållare, m.m \(oppdateres i 2018\)](#)
- [SÄIFS 2000:4 om cisterner, gasklockor, bergum och rörledningar för brandfarlig gas. \(oppdateres i 2018\)](#)
- [SRVFS 2004:7 om explosionsfarlig miljö vid hantering av brandfarliga gaser och vätskor.](#)

## II. Hensynssoner

**Indre sone:** Personell på selve anlegget. I utgangspunktet virksomhetens eget område. I tillegg til eget område kan for eksempel LNF-område inngå i indre sone. Kun kortvarig forbi-passering for 3. person.

**Midtre sone:** Personell på virksomheter i nærheten av anlegget. Offentlig vei, jernbane, kai og lignende. Faste arbeidsplasser innen industri- og kontorvirksomhet. Ingen overnatting eller boliger. Spredt boligbebyggelse kan tillates i enkelte tilfeller.

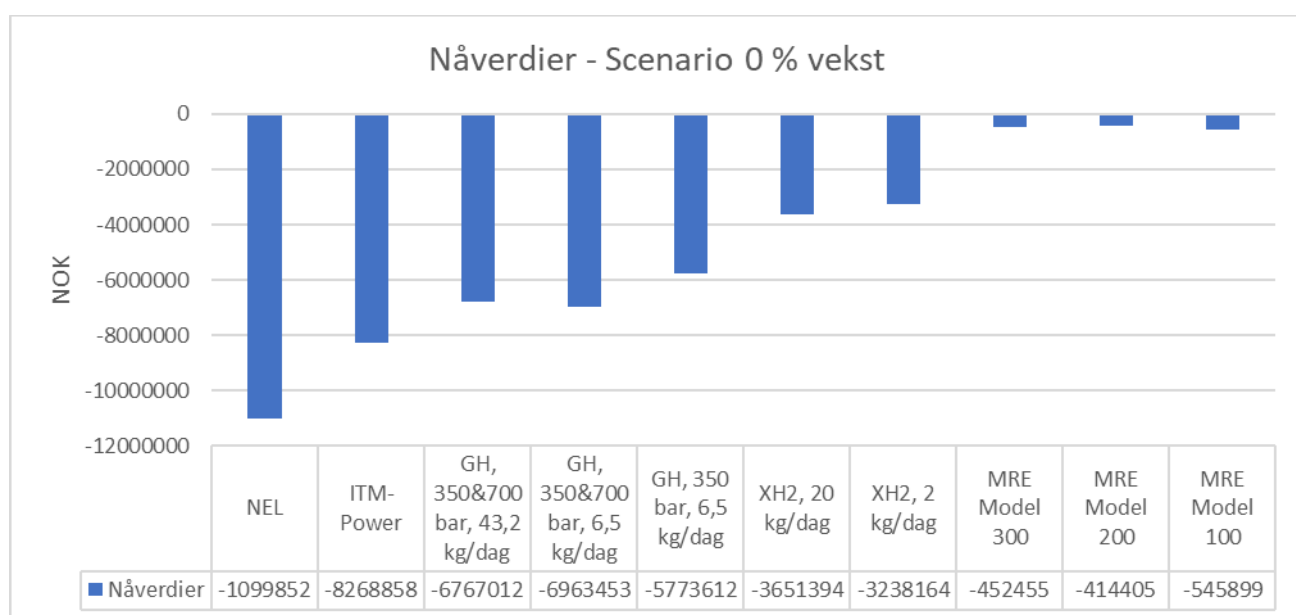
**Ytre sone:** Områder hvor befolkningen normalt oppholder seg (bolighus), regulert for boligformål og annen bruk av den allmenne befolkningen kan inngå i ytre sone (butikker og mindre overnattingssteder.

**Utenfor ytre sone:** Skoler, barnehager, sykehjem, sykehus og lignende må vanligvis plasseres utenfor ytre sone.

## Appendiks C

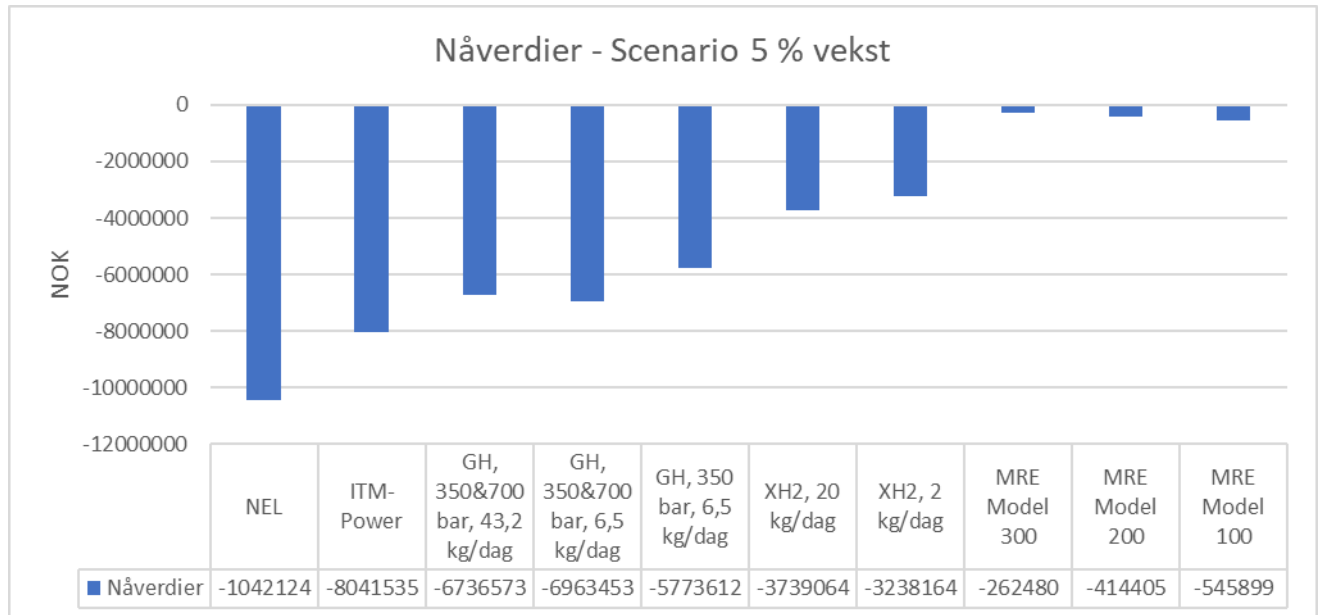
### I. Nåverdier ved antatt situasjon

Det er gjort analyser ved flere ulike scenario for markedsvekst. Henholdsvis 0, 5, 10, 15 og 20 % årlig markedsvekst. I år 1 er markedet antatt å være 10 kg/dag og man har altså 0-20 % markedsvekst i de resterende 19 årene.



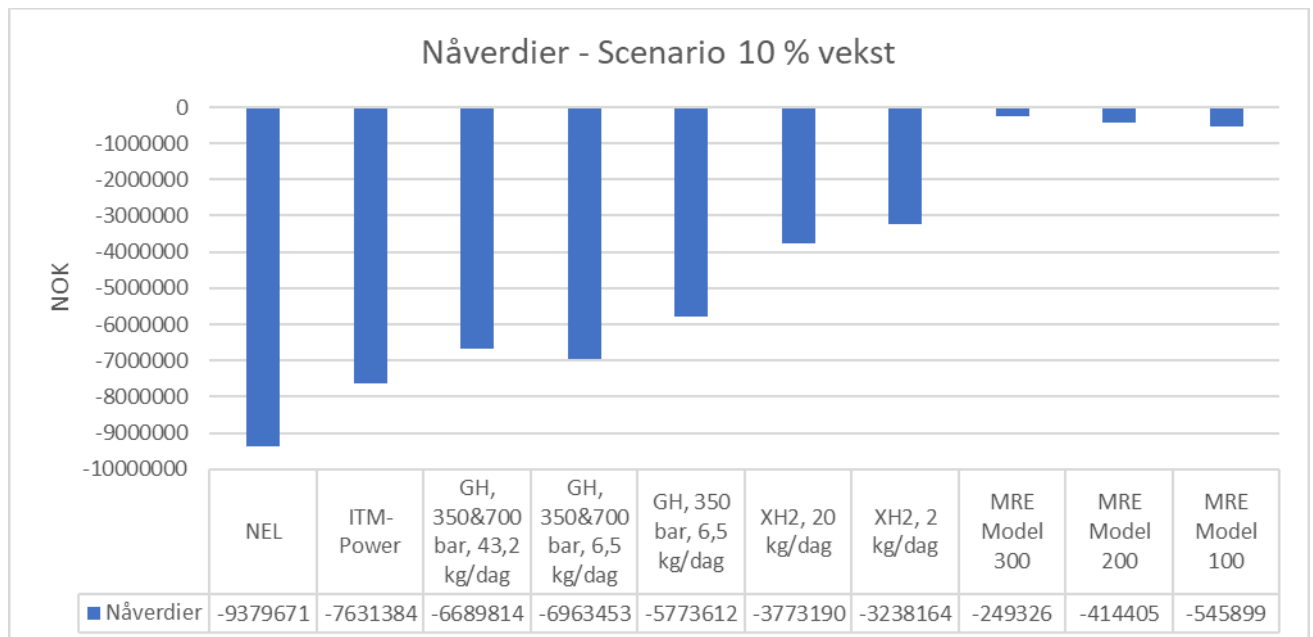
Figur 11: Nåverdier, 10 kg/dag, 0 % vekst.

I Figur 11 **Feil! Fant ikke referanse kilden.** ser man beregnet nåverdi for de ni forskjellige stasjonstypene ved et marked på 10 kg/dag og 0 % vekst. I en slik situasjon utnyttes bare 3 % og 12 % av henholdsvis NEL og ITM-Power sine stasjoners kapasitet, noe som resulterer i meget dårlige nåverdier. XH2 og MRE lider mye mindre av et slikt marked, da utnyttelsesgraden her er mye høyere. Man ser at MRE sine stasjoner har en mye mindre negativ nåverdi enn XH2. Dette er hovedsaklig grunnet stor differanse i investeringskostnad og operasjonelle kostnader. Green Hydrogen DK er de med høyest kostnader av de midlertidige hydrogenfyllestasjonene og får en nåverdi i nærheten av ITM-Powers. Man ser også at GHs stasjon på 43,2 kg/dag har en bedre nåverdi enn de mindre stasjonene. Dette kommer av at man ikke tjener penger på å produsere hydrogen ved de små, mens man tjener noe ved den større.



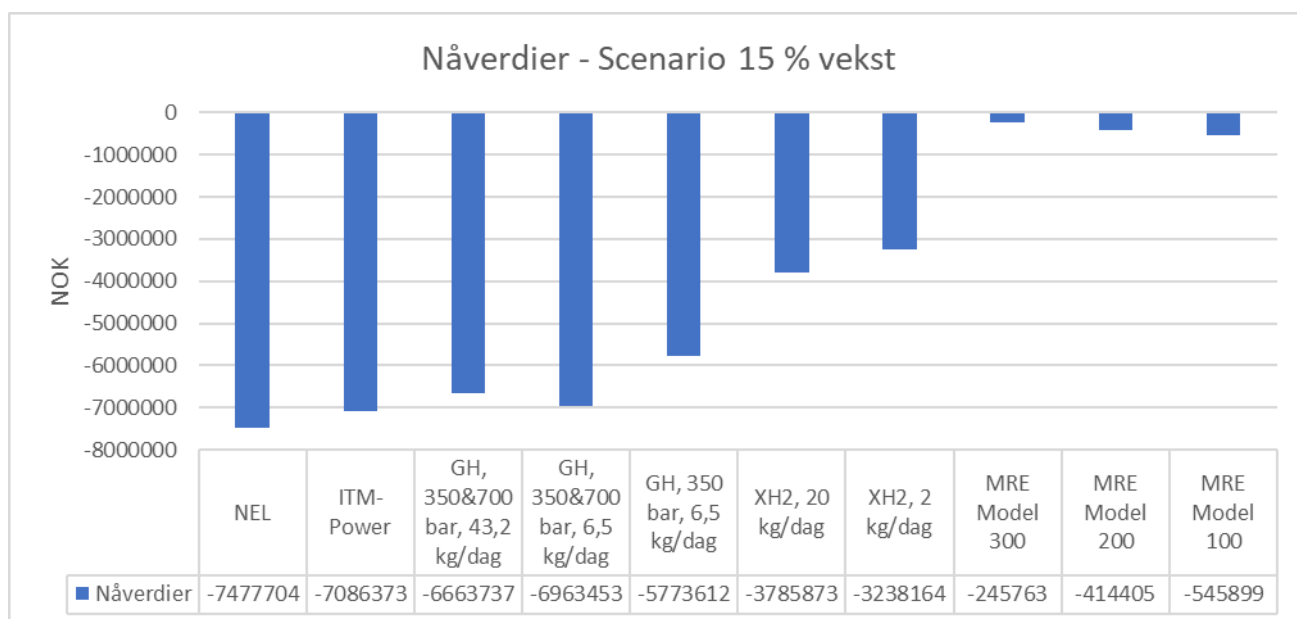
Figur 12: Nåverdier, 10 kg/dag, 5 % vekst.

5 % markedsvekst, som figuren over viser, utgjør ikke en signifikant forskjell fra 0 % vekst. Etter 19 år med 5 % vekst er markedet bare på 25,3 kg/dag. Dermed er både NEL og ITM-Power sine løsninger mindre attraktive enn de midlertidige stasjonene til XH<sub>2</sub> og MRE også her. Sammenligner man nåverdien for XH<sub>2</sub> 20 kg/dag i **Feil! Fant ikke referanseilden.** med nåverdien i **Feil! Fant ikke referanseilden.** ser man kanskje noe overraskende at stasjonen har en bedre nåverdi dess mindre man bruker den. Dette skyldes de relativt høye operasjonelle kostnadene som blir høyere ved høyere salg, som igjen betyr at stasjonen prosesserer mer hydrogen og dermed trenger mer vedlikehold.



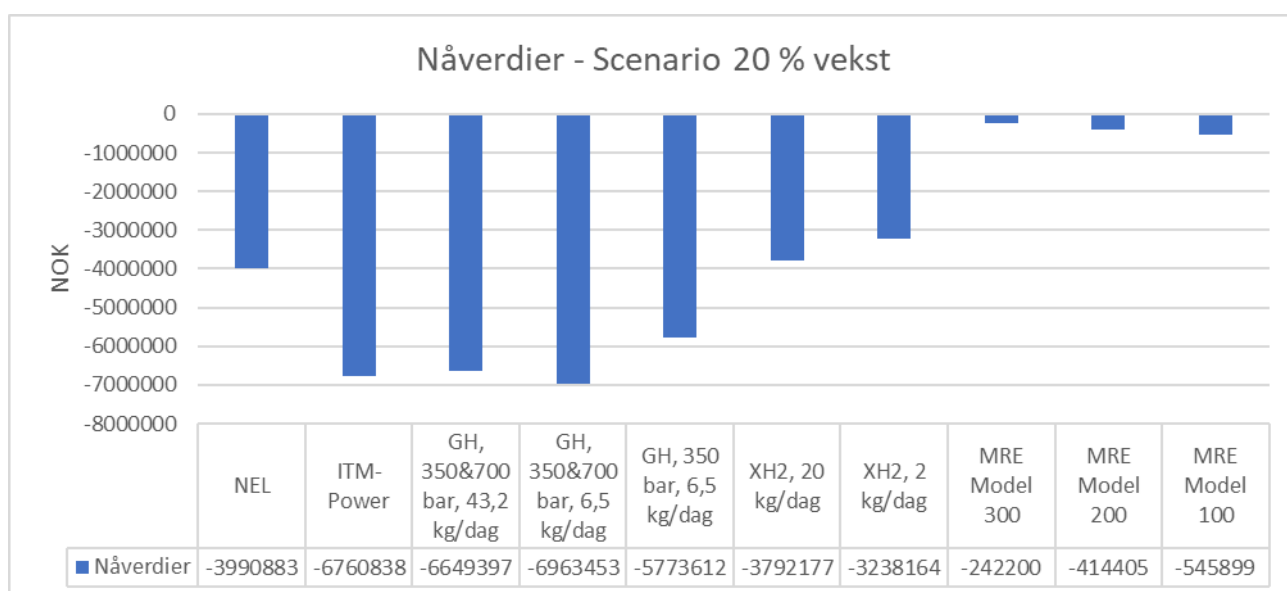
Figur 13: Nåverdier, 10 kg/dag, 10 % vekst.

Ved 10 % vekst pr. år, ender markedet på 61,1 kg/dag i år 20 mens nåverdien til NEL sin stasjon bedres med ca. 1 MNOK.



Figur 14: Nåverdier, 10 kg/dag, 15 % vekst.

Ved økningen fra 10 til 15 % vekst pr. år styrkes NEL sin nåverdi opp med nesten 2 MNOK, mens ITM-Power bedrer sin nåverdi med rundt 600 kNOK. Man ser at MRE Modell 300 hopper fra -452 kNOK til -262 kNOK fra 0 % vekst til 5 % vekst og er relativt stabil deretter. Dette er grunnet produksjonskapasiteten på 12 kg/dag. Siden man starter med et marked på 10 kg/dag, går det raskt (1-4 år) å komme opp i 12 kg/dag ved alle vekstscenarioene.

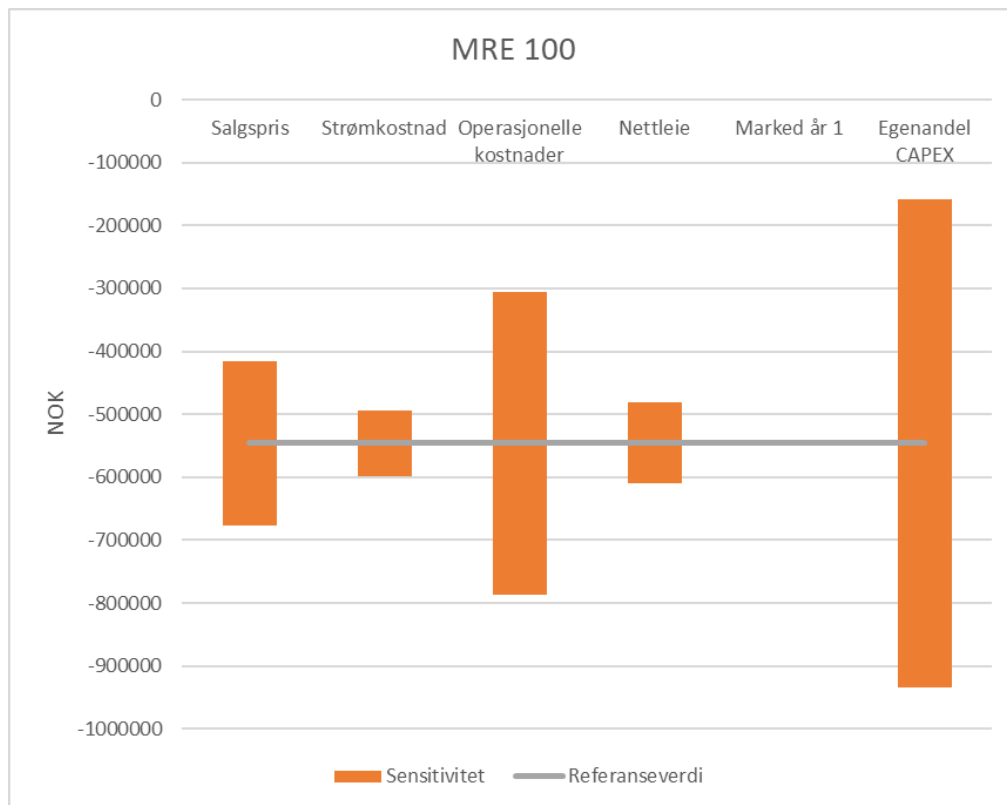


Figur 15: Nåverdier, 10 kg/dag, 20 % vekst.

## Midlertidige hydrogenfyllestasjoner

Med 20 % vekst ender man i år 20 med et marked på 320 kg/dag. Dette er nesten nok til at man bruker den fulle kapasiteten til NEL sin CAR-200-stasjon. Dermed blir denne umiddelbart et mye mer attraktivt alternativ, men fremdeles ikke lønnsomt. Det er derimot et mye mer attraktivt alternativ enn ITM-Power sin stasjon. Dette kommer av at sistnevnte kun med ca. 30 % lavere investeringskostnad enn NEL har hele 75 % lavere produksjonskapasitet. GHs stasjon på 43,2 kg/dag får her raskt utnyttet sin fulle kapasitet, men har så høye driftskostnader at det man tjener på å selge hydrogen nesten ikke gjør utslag på nåverdien.

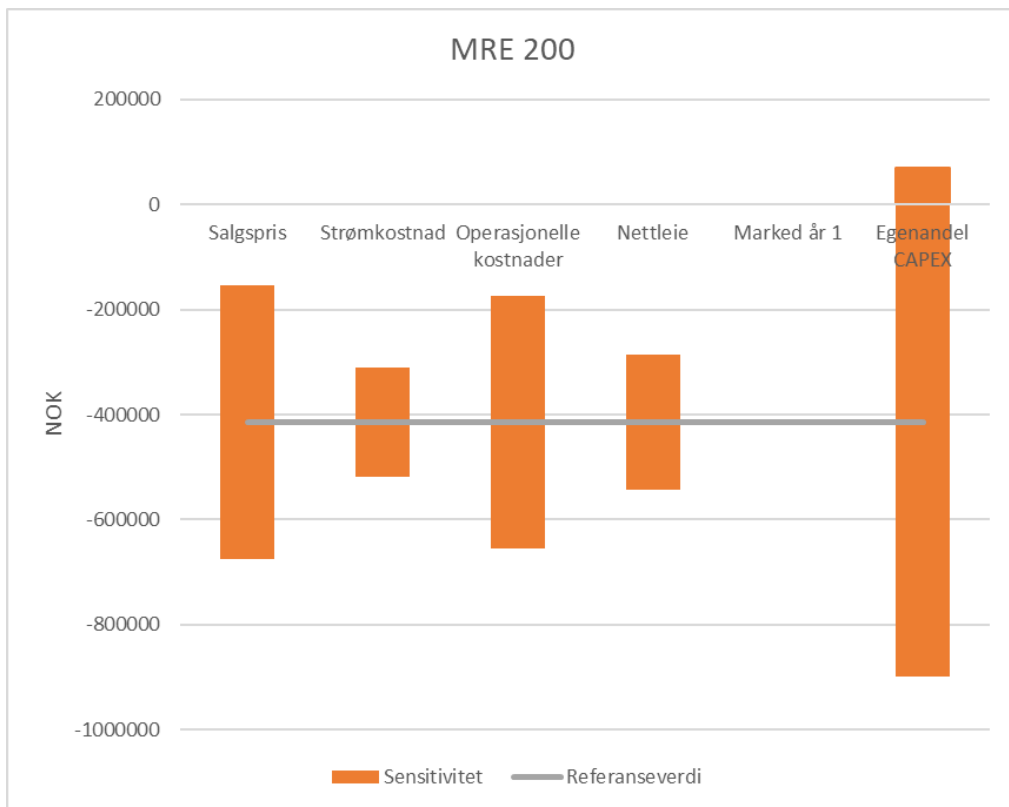
## II. Sensitivitetsanalyse



Figur 16: Sensitivitetsanalyse MRE 100.

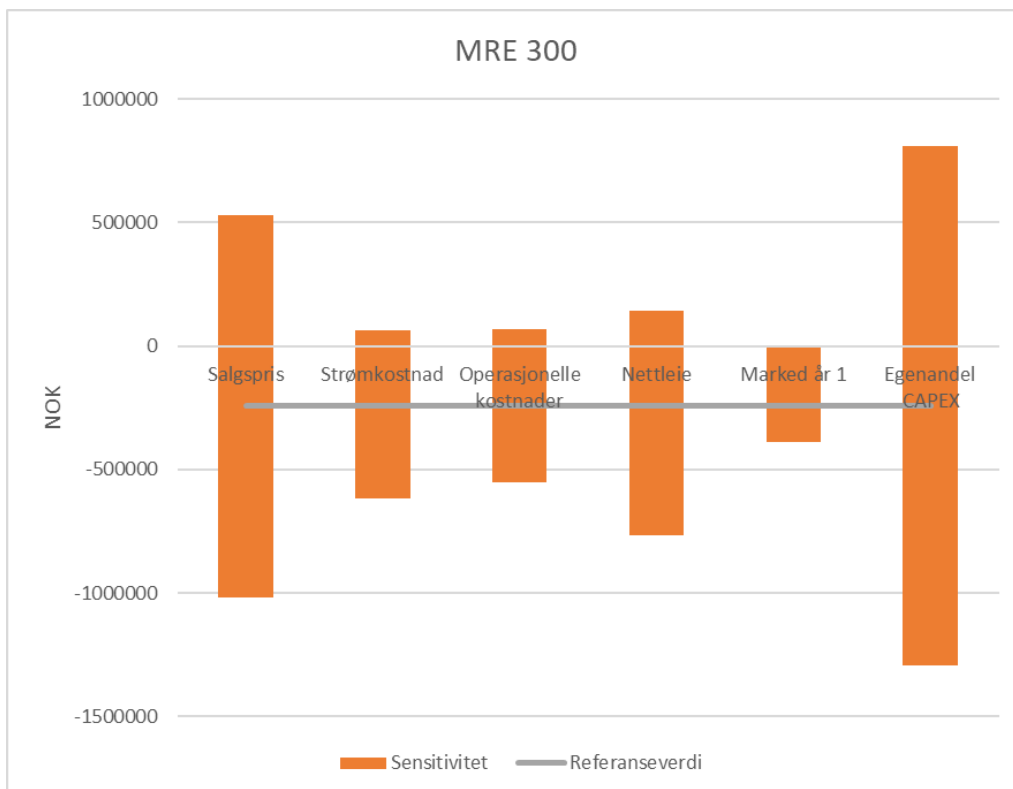
MRE 100 har en produksjonskapasitet på 2 kg/dag. På grunn av dette har ikke markedet i år 1 noe å si for denne, da verdiene for sensitivitetsanalysen kun strekker seg fra 5-15 kg/dag. Her er det tilsynelatende endring i Egenandel CAPEX som betyr mest for nåverdien. Dette stemmer ikke med verdiene for sensitivitet i **Tabell 9**. Dette kommer av at det er inkludert et mye større intervall for Egenandel CAPEX, for operasjonelle kostnader og for marked år 1 enn det er for de andre tre variablene.

Det vil si at for å sammenligne de forskjellige tiltakene, bør man benytte seg av **Tabell 9**, mens man bør se på **Feil! Fant ikke referanse-kilden.** **-Feil! Fant ikke referanse-kilden.** hvis man ønsker å se effekten av endringene. Disse er begge relevante da det ikke alltid er like lett i praksis å få til 1 % endring for en variabel som for en annen.



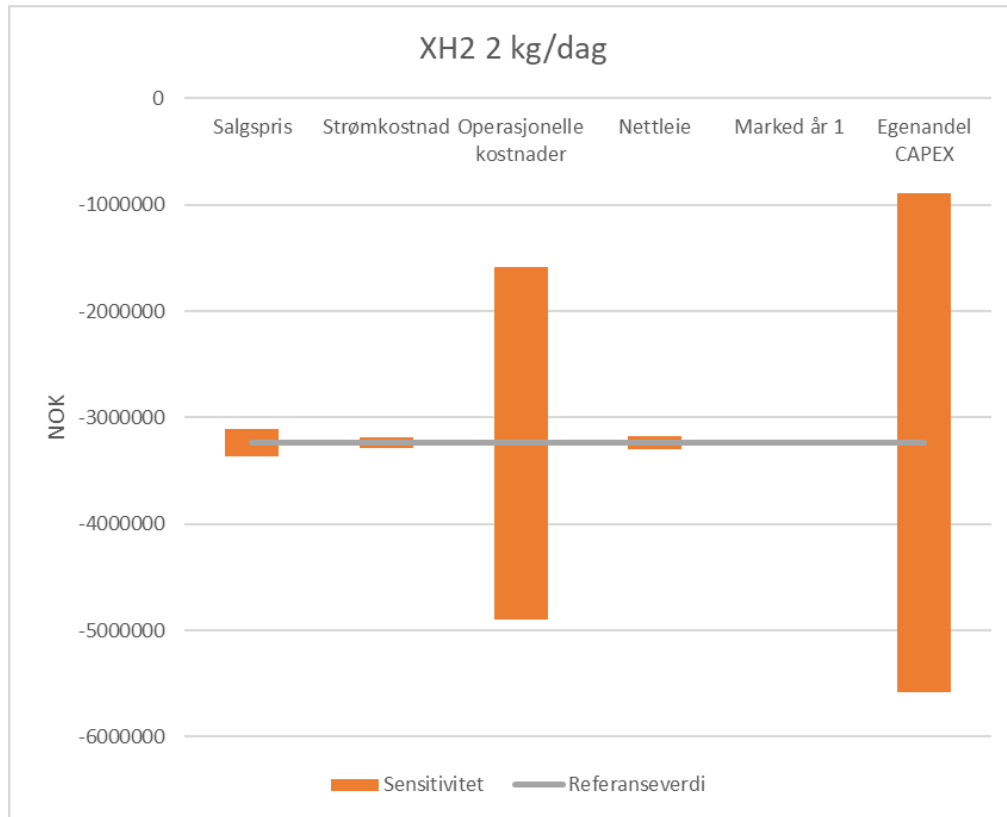
Figur 17: Sensitivitetsanalyse MRE 200.

Mye er likt for MRE 200 som for MRE 100, men siden denne har dobbelt så stor produksjonskapasitet som den forrige, gir endring i salgspris mye større utslag her. Også verd å merke seg at ved 80 % investeringsstøtte, er denne stasjonen bedriftsøkonomisk lønnsom.



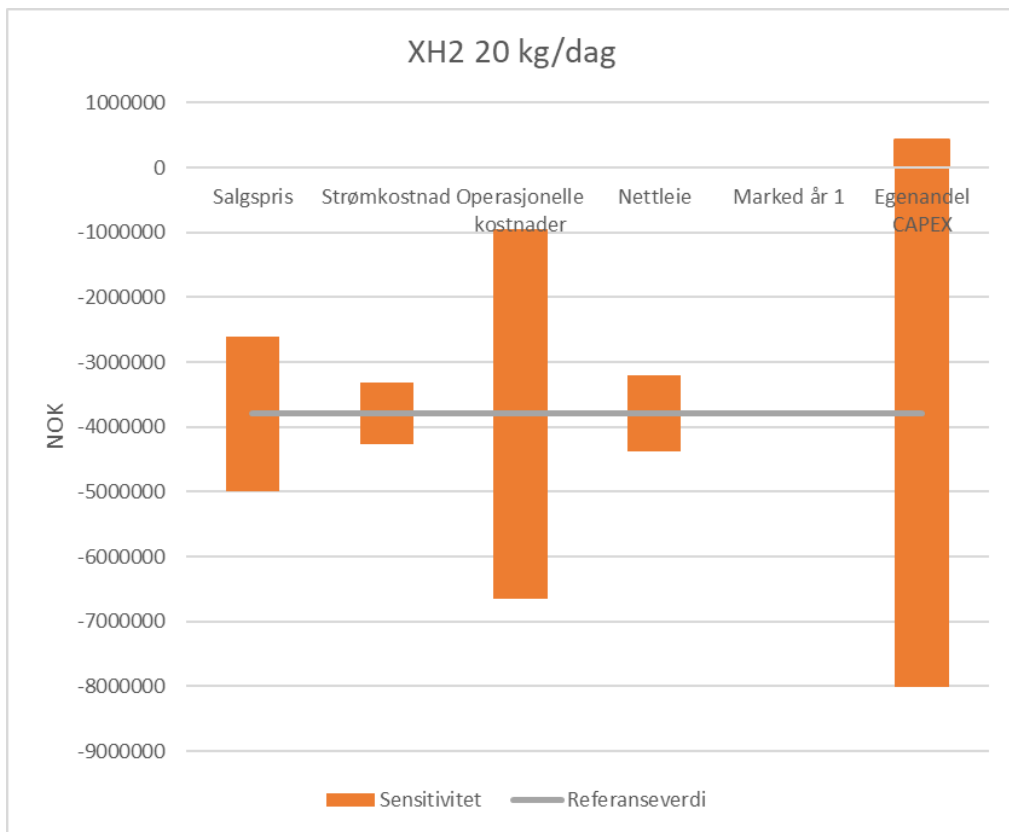
Figur 18: Sensitivitetsanalyse MRE 300.

For MRE 300 er det mange veier som leder til lønnsomhet. De mest synlige er salgspris og egenandel, der det tilsynelatende ikke skal så mye til før man når et lønnsomt scenario.



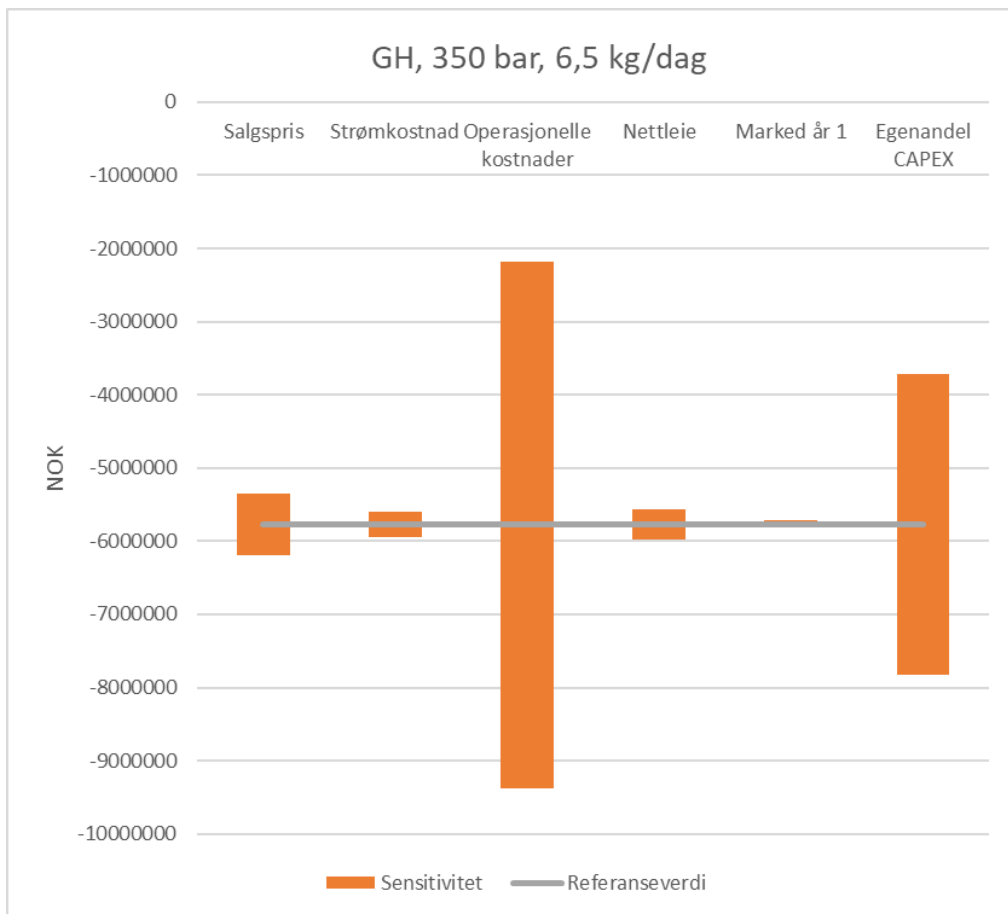
Figur 19: Sensitivitetsanalyse XH<sub>2</sub> 2 kg/dag.

XH<sub>2</sub>s stasjoner har, som tidligere nevnt, relativt store investeringskostnader. På grunn av dette er det CAPEX og OPEX som representerer de store endringene. Det er også viktig å ta med seg at XH<sub>2</sub> 2 kg/dag kun produserer 2 kg/dag, hvilket betyr at denne faktoren (som for MRE 100) er mindre signifikant enn andre.



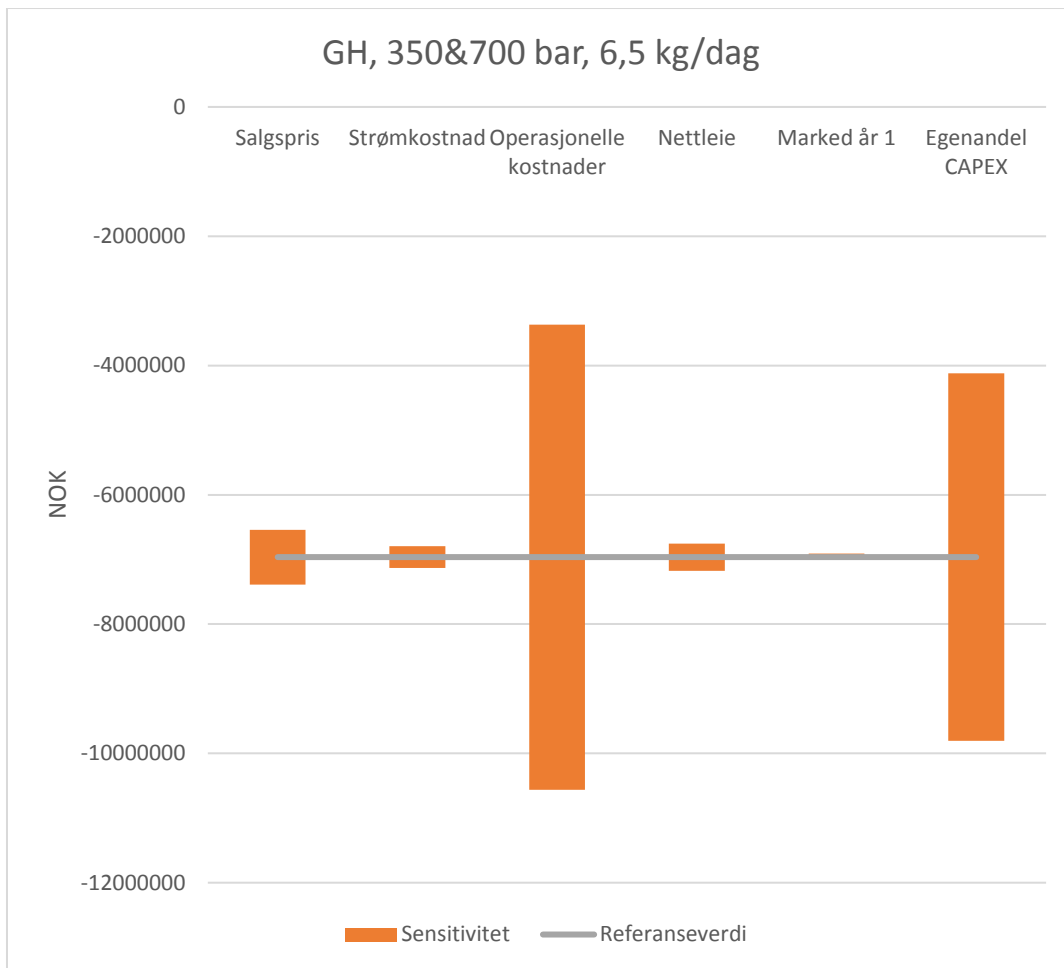
Figur 20: Sensitivitetsanalyse XH<sub>2</sub> 20 kg/dag.

Med 20 kg/dag produksjonskapasitet, har salgspris mye større signifikans for XH<sub>2</sub> 20 kg/dag enn for XH<sub>2</sub> 2 kg/dag. Man ser også at marked i år 1 nærmest ikke har noe påvirkning på resultatet. Dette kommer av at økt salg av hydrogen akkurat ikke dekker de økte utgiftene fra strøm, nettleie og operasjonelle kostnader. Dermed er nåverdien omvendt proporsjonal med salgsvolumet, og dermed markedet i år 1. Dess mer produksjonskapasitet stasjonen har per investert krone, dess mindre har CAPEX og OPEX å si i forhold til de andre faktorene. Men også her ser man at disse er de store faktorene.



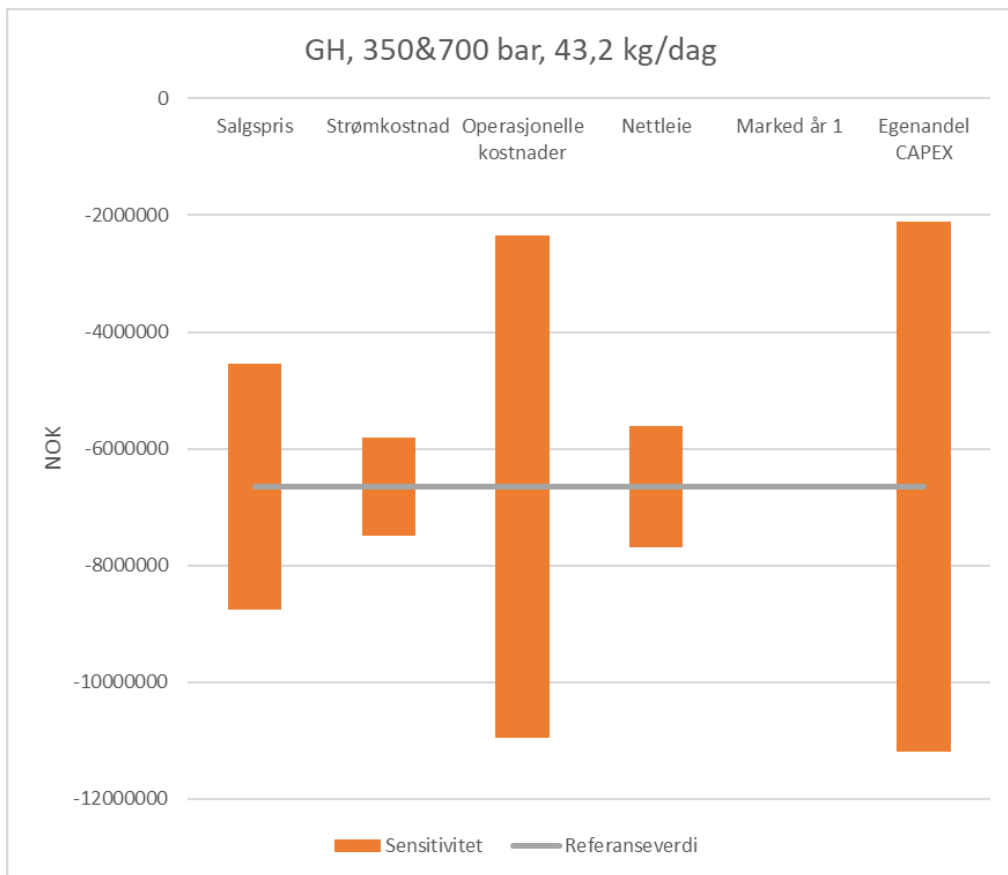
Figur 21: Sensitivitetsanalyse Green Hydrogen Dk, 350 bar, 6,5 kg/dag

Som er trenden for meget små hydrogenfyllestasjoner, er Green Hydrogen Dks 6,5 kg/dag ved 350 bar stasjons nåverdi meget lite påvirket av salgspris, strømkostnad, nettleie og marked i år 1. Man kan se at marked i år 1 gir et noe positivt utslag ved endring. Dette kommer av at det er billigere å la være å produsere hydrogen enn å gjøre det. Selv uten noen operasjonelle kostnader, er nåverdien på denne stasjonen rundt -2 MNOK.



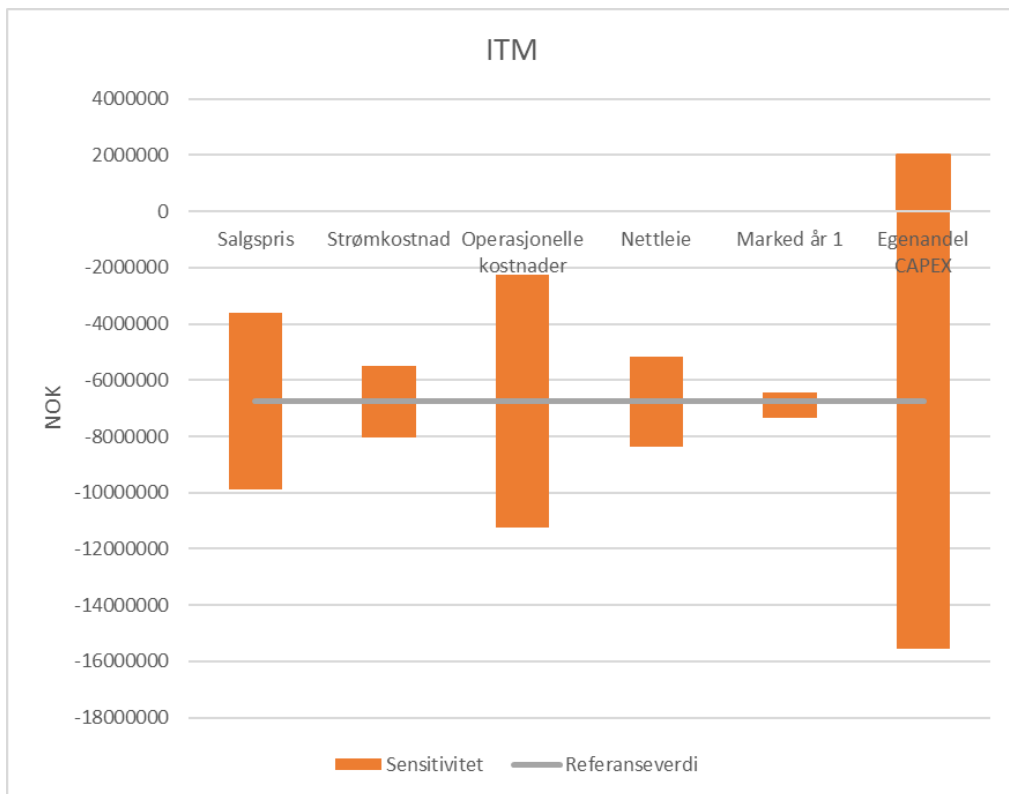
Figur 22: Sensitivitetsanalyse GH, 350&700 bar, 6,5 kg/dag

Denne stasjonen har noe mindre operasjonelle kostnader enn den forrige, men til gjengjeld høyere investeringskostnader. Dette gir at disse gir et likere utslag her.



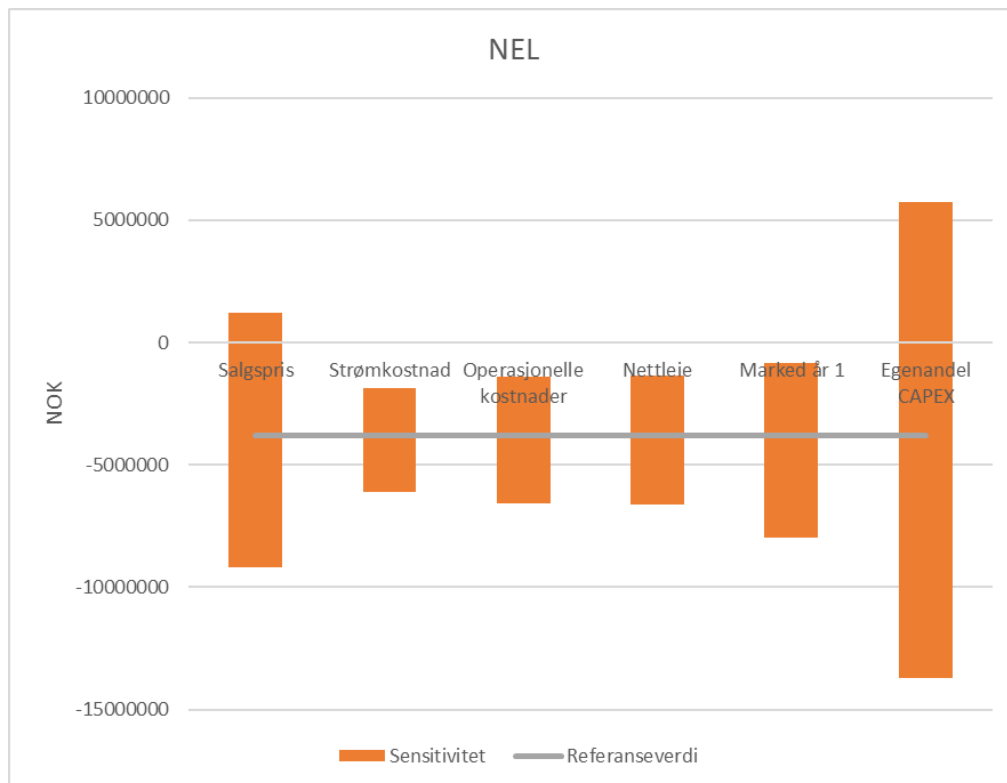
Figur 23: Sensitivitetsanalyse GH, 350&700 bar, 43,2 kg/dag

Som for de andre noe større stasjonene, påvirkes denne mer av salgspris, strømkostnad og nettleie. Bemerkelsesverdig er det at markedet i år 1 har neglisjerbar påvirkning på nåverdien til denne stasjonen. Dette kommer av at man tjener meget lite på det hydrogenet man selger, grunnet høye operasjonelle kostnader.



Figur 24: Sensitivitetsanalyse ITM-Power.

ITM-Power opplever det samme problemet som XH<sub>2</sub> ved at CAPEX og dermed OPEX er forholdsvis høye, som igjen leder til at man ikke tjener særlig mye ved økt salg. Likevel ser man at markedet i år 1 har en liten signifikans, men kun begrenset i positiv retning av ovennevnte grunner. Når det kommer til egenandel CAPEX, må investeringsstøtten være på hele 71 % for å oppnå lønnsomhet.



Figur 25: Sensitivitetsanalyse NEL CAR-200.

For NEL, med sin 330 kg/dag produksjonskapasitet, er det meget signifikant hvilket volum man selger i år 1 sammen med markedsutviklingen. I en slik situasjon, er endringer i hvilken som helst faktor relevant for nåverdien. Som man ser fra Tabell 9 er det salgspris og markedet i år 1 som har størst påvirkning pr. %-vis endring i input. Dette betyr blant annet at for å oppnå en lønnsom investering med denne stasjonstypen må man for eksempel ha et større marked enn 15 kg/dag med 20 % årlig vekst, eller øke investeringsstøtten til minst 57 %, eller øke salgsprisen. Det som ikke er mulig, er å redde det økonomiske ved å endre de operasjonelle kostnadene i dette scenarioet.

Som for stasjonen uten kjøling, er det OPEX og CAPEX som dominerer. Dog, siden denne stasjonen er inkludert kjøling, er CAPEX ca 20 % høyere her. Dette medfører at denne faktoren blir noe større her enn for stasjonen uten kjøling.

*The Blue Move for a Green Economy*

*Mulighetsstudie*

*Potensiale for midlertidige hydrogenfyllestasjoner i Norge og Sverige*

*Versjon 1*

*2018*

*Greensight rapport 30022, endelig versjon*

*Rapport KL-2018-05-BM-V1*



*[www.bluemove.no](http://www.bluemove.no)*



*[interreg-oks.eu](http://interreg-oks.eu)*



*[www.greensight.no](http://www.greensight.no)*