

Lars Høyem Bergem
Katrine Gylseth Eie
Frieda Hagemeister

Grønn hydrogenproduksjon i det nedlagte vannkraftverket Nedre Fiskumfoss

En tekno-økonomisk analyse

Bacheloroppgave i Fornybar Energi
Veileder: Alejandro Oyarce Barnett
Medveileder: Geir Martin Bakken og Jørgen Sundfær Stubbe
Mai 2022

Lars Høyem Bergem
Katrine Gylseth Eie
Frieda Hagemeister

Grønn hydrogenproduksjon i det nedlagte vannkraftverket Nedre Fiskumfoss

En tekno-økonomisk analyse

Bacheloroppgave i Fornybar Energi
Veileder: Alejandro Oyarce Barnett
Medveileder: Geir Martin Bakken og Jørgen Sundfær Stubbe
Mai 2022

Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet
Fakultet for ingeniørvitenskap
Institutt for energi- og prosesseteknikk

Bacheloroppgave

Oppgavens tittel:

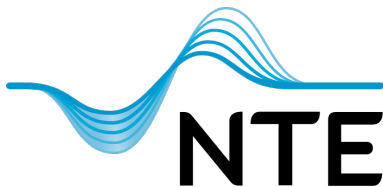
Grønn hydrogenproduksjon i det nedlagte vannkraftverket Nedre Fiskumfoss - en tekno-økonomisk analyse

Project title:

Green hydrogen production at the decommissioned hydro power station at Nedre Fiskumfoss - a techno-economic analysis

Gruppedeltakere:

Lars Høyem Bergem
Katrine Gylseth Eie
Frieda Hagemeister

Oppdragsgiver:**Gitt:** januar 2022**Innleveringsdato:** 20.05.2022**Antall sider/vedlegg:** 94 / 8**Prosjektnummer:**

22-BIFOREN-019

Veileder:

Alejandro Oyarce Barnett
alejandro.barnett@hystar.com

Kontaktperson hos oppdragsgiver:

Jørgen Sundfær Stubbe
jorgen.stubbe@nte.no
Geir Martin Bakken
geir.martin.bakken@nte.no

Fritt tilgjengelig: Tilgjengelig etter avtale med oppdragsgiver:

Rapporten frigitt etter: _____

Forord

Denne bacheloroppgaven er skrevet i samarbeid mellom tre studenter ved NTNU, våren 2022. Prosjektet er en avsluttende del av ingeniørstudiet Fornybar Energi og undersøker problemstillinger knyttet til hydrogenproduksjon ved det gamle vannkraftverket ved Nedre Fiskumfoss i Grong kommune. Oppgaven har et omfang på 20 studiepoeng og er gitt av NTE.

Vi ønsker å takke alle som på noen måte har bidratt til denne oppgaven. Spesielt vår interne veileder Alejandro Oyarce Barnett og veilederne fra NTE, Geir Martin Bakken og Jørgen Sundfær Stubbe for god veiledning og innspill gjennom hele semesteret. Litt ekstra takk også til Geir Martin for at han orket å sitte i bil med oss i 6+ timer, tur/retur Grong. I tillegg vil vi takke NTE og gutta på Nedre Fiskumfoss for fantastisk omvisning i både det nye og det gamle kraftverket. Tusen takk til Tina Andersen i Hystar som har tatt seg tid til å hjelpe oss og gi innspill fra egne erfaringer.

Trondheim, 20.05.2022

Lars Bergem

Lars Høyem Bergem

Katrine G. Eie

Katrine Gylseth Eie

Frieda Hagemeister

Frieda Hagemeister

Sammendrag

Nedre Fiskumfoss kraftverk skal erstattes av et nytt kraftverk og i den sammenheng har NTE besluttet å undersøke hvorvidt det er mulig å produsere grønn hydrogen ved elektrolyse i det gjenstående bygget som en del av deres satsing på hydrogen. Denne rapporten undersøker de tekno-økonomiske aspektene ved produksjon fra Nedre Fiskumfoss og kartlegger sluttbrukermarkedet for å gi et overblikk over disse mulighetene. I rapporten er det gjennomført to komparative caseanalyser for å vurdere lønnsomheten av prosjektet ved ulike produksjonsvolum og ved bruk av ulike elektrolyseteknologier.

Det blir sett på de to mest kommersielle elektrolyseteknologiene; PEM og alkalisk, og evaluert svakheter og styrker med begge teknologiene. Alkalisk har lavere investeringskostnader, men på grunn av flere komponenter behøves det mer vedlikehold enn for PEM. Derimot har PEM en høyere investeringskostnad grunnet dyrere materialer. I forhold er PEM mer kompakt, trenger mindre vedlikehold og plasseffektiv, som er gunstig ved et begrenset tilgjengelig areal.

I case 1 gjennomføres en komparativ caseanalyse mellom to hydrogenanlegg med daglig produksjonsvolum på rundt 1000 kg. Anleggene tar i bruk ulike elektrolyserteknologi og gjennom kartlegging av disse med en kostnadsanalyse for produksjon og distribusjon ved Nedre Fiskumfoss presenteres fordeler og ulemper ved de ulike teknologiene.

I case 2 analyseres maksimal produksjonskapasitet ved Nedre Fiskumfoss gitt arealbegrensninger fra det tilgjengelige bygget og begrensninger på nettkapasitet i området. Her sammenlignes en 10 MW PEM-elektrolyser og en 5 MW alkalisk elektrolyser da PEM teknologien er mer plasseffektiv.

LCOH er kostnaden for investering og drift av et hydrogenproduserende anlegg uttrykt som kostnad per produserte kg hydrogen over hele anleggets levetid, og dekker alle relevante kostnader påløpt av produsent. I case 1 fastslås det at et alkalisk anlegg vil være mest lønnsomt da dette har en LCOH på 54 NOK/kg H₂ mot 56.93 NOK/kg H₂ for anlegget med PEM-elektrolyser. Ved maksimal utnyttelse av arealbegrensningene kommer PEM-anlegget best ut med en utjevnet kostnad på 50.72 NOK/kg H₂ mot 52.78 NOK/kg H₂ for det alkaliske. Dette kommer av skalafordeler og viser til en klar trend i kostnadsreduksjon ved økt produksjonsvolum.

Etterspørselen for hydrogen er per dags dato lav, men utviklingen vil skje etterhvert. Det anslås kraftige kostnadsreduksjoner for hydrogen i transportsektoren og flere aktører viser interesse for hydrogendrevne fartøy. Dette er grunnet at hydrogen er et viktig hjelpemiddel for å kunne nå både norske og internasjonale klimamål. Det er anslått at hydrogenetterspørselen for landbasert transport økes til 38 000 tonn årlig mot 2030. Herunder går lastebiler, jernbane og busser.

Summary

The Nedre Fiskumfoss hydropower plant will be replaced by a new power plant. In that occasion NTE has decided to investigate whether it is possible to produce green hydrogen by electrolysis in the remaining building as part of their investment in hydrogen. This report examines the techno-economic aspects of production from Nedre Fiskumfoss and evaluates the end-user market to provide an overview of these opportunities. In the report, two case analyses have been carried out to assess the profitability of projects at different production volumes.

The two most commercial electrolysis technologies; PEM and alkaline, are analyzed and evaluated by their strength and weaknesses. The alkaline electrolyser has the lowest investment costs, but because of more components, they need more maintenance than PEM. Because of more expensive material, PEM has a higher investment cost. In relation, PEM is more compact, needs less maintenance and space efficient, which is beneficial for a limited available area.

In case study 1, a comparative case analysis is carried out between two hydrogen plants with a daily production volume of 1000 kg. The plants use different electrolyser technologies and through mapping of these with a cost analysis for production and distribution at Nedre Fiskumfoss, the advantages and disadvantages of the various technologies are presented.

In case study 2, the maximum production capacity at Nedre Fiskumfoss is analyzed, given area restrictions from the available building and restrictions on grid capacity in the area. Here, a 10 MW PEM electrolyser and a 5 MW alkaline electrolyser are compared as the PEM technology is more space efficient.

LCOH is the cost of investment and operation of a hydrogen-producing plant expressed as cost per kg of hydrogen produced over the entire life of the plant, and covers all relevant costs incurred by the producer. In case 1, it is determined that an alkaline plant will be most profitable as this has an LCOH of 54 NOK/kg H₂ against 56.93 NOK/kg H₂ for the plant with PEM electrolyzer. The PEM facility is the best option when maximizing the available area, with an equalized cost of 50.72 NOK/kg H₂ against 52.78 NOK/kg H₂ for the alkaline electrolyser. This is because of economies of scale and indicates a clear trend in cost reductions by increasing the production volume.

Today's hydrogen demand is low due to large investment costs. Estimates say that these prices will decrease and that the market will be more established in a few years. However, companies already show their interest for hydrogen today, as it is an important tool for reaching net-zero goals by 2050. Analyses say, that the hydrogen demand for land based transport will increase to 38 000 tons per year by 2030. This includes trucks, railway and buses.

Innhold

Forord	ii
Sammendrag	iii
Liste over figurer	viii
Liste over tabeller	ix
Begrepsliste	x
1 Introduksjon	1
1.1 Oppgavebeskrivelse	1
1.2 Avgrensninger og forutsetninger	1
1.3 Kraftverket	2
1.4 Grong Kommune	3
2 Hydrogen til å løse klimakrisen	4
2.1 Internasjonale klimamål	4
2.2 Internasjonal anvendelse og etterspørsel	4
2.3 Etterspørsel i Norge	5
2.4 Norske klimaforpliktelser	6
2.4.1 ENOVA	6
3 Hydrogenteori	7
3.1 Hydrogenets egenskaper	7
3.2 Fargekodene tilknyttet hydrogenproduksjon	8
3.3 Vannelektrolyse	9
3.4 Ulike typer elektrolysører	11
3.4.1 Alkalisk elektrolyse	11
3.4.2 PEM-elektrolyse	13
3.4.3 Fastoksid-elektrolyse	16
3.4.4 Anionbyttmembran-elektrolyse	17
3.5 Sammenligning av PEM og alkalisk	17
3.6 Hydrogenlagring	19
3.7 Sikkerhet og regelverk	21
3.7.1 NEK 400	22
4 Økonomi	23
4.1 Levelized cost of hydrogen	23
4.2 Fremtid	24
4.3 The hydrogen economy	26

5	Anvendelse av hydrogen i transportsektoren	27
5.1	Dagens behov i Trøndelag	27
5.2	Priser	28
5.2.1	Prisutvikling mot 2050	30
5.3	Tungtransport	31
5.3.1	Årsdøgntrafikk	32
5.3.2	Asko	32
5.3.3	H2 Truck	33
5.3.4	Sveits og Hyundai	34
5.3.5	Andre leverandører	34
5.4	Jernbane	34
5.4.1	Nordlandsbanen	35
5.4.2	Alternative lavutslippsløsninger	35
5.4.3	Sikkerhet	36
5.4.4	Priser	37
5.5	Hurtigbåt og ferge	39
5.5.1	Hurtigbåt	39
5.5.2	Hydrogenferge i Lofoten	40
5.6	Hydrogenknutepunkt i Rørvik	40
6	Metodologi	42
6.1	Basis og grunnleggende data	42
6.1.1	Systembeskrivelse og omfang	42
6.1.2	Arealbegrensning	43
6.1.3	Kilder	44
6.1.4	Valutakurs	44
6.2	Kostnadsberegninger	44
6.2.1	Elektrolyseorsystemet	44
6.2.2	Fyllestasjon & kompressor	48
6.2.3	Lagring og distribusjon	48
6.2.4	Auksiliære kostnader	50
6.3	Caseanalyser	51
6.3.1	Case 1 – Komparativ analyse 1000 kg produksjonsvolum	51
6.3.2	Case 2 – Komparativ analyse ved full arealbenyttelse	51
7	Resultater	54
7.1	Økonomisk analyse - Case 1	54
7.2	Case 2 - Komparativ analyse ved maksimal arealbruk	58
7.3	Sensitivitet for brukstid og strømpris	62
7.4	Forbedring av LCOH	63

8	Diskusjon	64
8.1	Problemstilling og fokusområder	64
8.2	Begrensninger for oppgaven	64
8.3	Teknologivalg	65
8.3.1	Elektrolyseteknologi	65
8.3.2	Kompresjon og lagring	66
8.4	Metodologi og kostnadsdata	67
8.4.1	Kostnader for elektrolysører	67
8.4.2	Elektrisitet og vannkostnader	68
8.5	Diskusjon av resultater	69
8.5.1	Case 1	70
8.5.2	Case 2	70
8.6	Batterier vs Hydrogen	71
8.7	Tungtransport	72
8.8	Jernbane	74
8.9	Hurtigbåt	75
8.10	Nettilgang og infrastruktur	75
8.11	Sikkerhet	76
8.12	Vurdere LCOH	77
8.13	Miljø	78
8.14	Konkurransedyktighet	78
8.15	Oppsummerende diskusjon	79
9	Konklusjon	81
	Referanseliste	82
A	Elektrisitetspriser	I
B	Valutakurser	II
C	Kostnadsutvikling FCEV og BEV	III
D	Arealbegrensninger for ulike PEM-elektrolysører	IV
E	Bilder av bygget	V
F	Kode AEL	VI

Figurer

1.1	Kart over kraftverkets plassering	2
1.2	Områdekart over regionen	2
1.3	Plantegning lengde	3
1.4	Plantegning bredde	3
2.1	Hydrogenetterspørsel i Norge, per sektor	5
3.1	Energitetthet for ulike energilagringssystemer	8
3.2	Termodynamiske verdier for vannelektrolyse	10
3.3	Oppbygging av alkalisk elektrolysecelle	11
3.4	Alkalisk elektrolyseanlegg	12
3.5	Oppbygging av PEM elektrolysecelle	14
3.6	PEM elektrolyseanlegg	15
3.7	Oppbygging av SOEC elektrolysecelle	16
3.8	Oppbygging AEM elektrolysecelle	17
4.1	Kostnader for grønn hydrogenproduksjon	25
4.2	Estimert LCOH i 2030	25
4.3	Fremtidig kostnadsutvikling av elektrolyseteknologi	26
5.1	Dagsbehov for bærekraftig produksjon	28
5.2	Utvikling drivstoffpris 2016-2022	29
5.3	Kostnadsutvikling for ulike transporttyper	30
5.4	Registrerte FCEV-personbiler 2016-2021	32
5.5	Trykkutvikling ved eksplosjon av H ₂ gass	37
5.6	Økonomiske vurderinger av Nordlandsbanen	38
6.1	Systemkomponenter for kostnadsanalyse	43
7.1	Investeringsbidrag for case 1	55
7.2	LCOH for case 1	56
7.3	LCOH mot strømpris for case 1	57
7.4	LCOH mot salgsvolum for case 1	57
7.5	Kostningsbidrag til LCOH fra case 2	60
7.6	LCOH for case 2	61
7.7	LCOH som funksjon av diskonteringsrente.	61
7.8	LCOH mot strømpris for case 2	62
7.9	Fossefalldiagram for LCOH	63
C.1	Estimert kostnadsutvikling for batteri- og fuel cell-elementer i lastebiler	III
C.2	Estimert kostnadsreduksjon for FCEV lastebiler	III
C.3	Estimert kostnadsreduksjon for BEV lastebiler	IV

Tabeller

3.1	Fysiske egenskaper for H ₂	7
3.2	Operasjonskarakteristikker for AEL og PEM	18
5.1	Eksempel: sammenligning av drivstoffkostnad	28
5.2	Pumpepriser på hydrogen	29
6.1	CAPEX fra markedsanalyser	45
6.2	Pris for elektrolyser brukt i caseanalyse	45
6.3	Pris for erstatning av celle-moduler brukt i caseanalyse	46
6.4	Betalingssatser for Grong kommune	47
6.5	Kostnadsdata for strøm og nettleie	47
6.6	Kostnadsdata for hydrogenlagring	49
6.7	Kostnadsdata for HRS-anlegg	49
6.8	Investeringskostnader for termiske teknologier	50
6.9	Auksiliære kostnader	50
6.10	Tekniske og økonomiske parametre for case 1	52
6.11	Tekniske og økonomiske parametre for case 2	53
7.1	Produksjonsvolum fra anlegg	54
7.2	Investeringskostnader per delkomponent for case 1	54
7.3	Driftskostnader etter første års drift	55
7.4	Totale driftskostnader	56
7.5	Produksjonsdata for anlegg i case 2	58
7.6	Investerings- og driftskostnader knyttet til et 10 MW PEM-anlegg	58
7.7	Investerings- og driftskostnader knyttet til 5 MW AEL-anlegget	59
7.8	Anleggenes strømforbruk og kostnader ved 90 % utnyttelse	60
7.9	LCOH gitt ulik diskonteringsrente	61
7.10	Sensitivitetsanalyse av LCOH	62
B.1	Valutakurser Norgesbank	II
B.2	Valutaomregning	II
D.1	Ulike PEM-elektrolyserers arealstørrelser i forhold til kapasitet.	IV

Begrepsliste

Forkortelser

AEL	Alkalisk elektrolyser
AEM	Anion exchange membrane electrolysecelle
BEV	Battery electric vehicle
BOP	Balance of plant, delkomponenter som kreves for å drifte anlegget
BOS	Balance of stack, delkomponenter som kreves for elektrolyseren
CAPEX	Capital expenditure
DOE	United States Department of Energy
DSB	Direktoratet for for samfunnssikkerhet og beredskap
FCEV	Fuel cell electric vehicle
FCH JU	Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking
HRS	Hydrogen refueling station
ICCT	International Council on Clean Transportation
ICE	Internal combustion engine
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
IRENA	The International Renewable Energy Agency
LCOH	Levelized cost of hydrogen
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
OPEX	Operating expenditure
PEM	Proton exchange membrane electrolysecelle
SOEC	Solide oxide electrolysecelle

Ordforklaringer

Anode	Positiv elektrode som oksiderer ved elektrolyse, avgir elektroner
Blå hydrogen	Hydrogen produsert fra naturgass med karbonfangst og lagring
Diskonteringsrente	Risikojustert avkastningskrav av fremtidige kontantstrømmer
Effektledd	Variabel del i nettleie, knyttet til maksimalt effekttrekk per måned
Elektrode	Metall som reagerer i en elektrodereaksjon
Elektrolyse	Komponent for elektrolyse
Energiledd	Fastledd i nettleie knyttet til strømforbruk
Fastledd	Fastledd i nettleie, årlig avgift
Fornybar energi	Energikilder som ikke kan brukes opp: sol, vind, vannkraft
Grønn hydrogen	Hydrogen produsert fra elektrolyse
Grå hydrogen	Hydrogen produsert fra naturgass
Ionekonduktivitet	Væskers evne til å lede elektrisk strøm
Katode	Negativ elektrode som reduseres ved elektrolyse, mottar elektroner
Levetid	Tiden fra et system er laget til det
Nettleie	Overføringstariff for strøm fra leverandør til forbruker
Oksidasjon	Kjemisk reaksjon hvor elektroner avgis, oksidasjonstall øker
Reduksjon	Kjemisk reaksjon hvor elektroner mottas, oksidasjonstall minker
Sensitivitetsanalyse	Metode for analyse av følsomheten til resultatvariabelen i en analyse
Spotpris	Pris per kWh for levering av strøm
Strømtetthet	Elektrisk strøm per flateenhet, A/m ²
Virkningsgrad	Størrelsesorden på effektivitet ved omforming av energi

1 Introduksjon

Verden står ovenfor store klimaendringer og hvert land har et ansvar om å nå klimamålene og klare omstillingen til lavutslippssamfunn innen 2050. Den norske regjeringen er ivrig på å legge til rette for at forskningsmiljøer og næringsliv skal kunne utvikle og ta i bruk nye klimaløsninger. Hydrogen som energibærer spiller en viktig rolle i denne omstillingen, og man er avhengig av denne gassen for å kunne redusere utslippene både på et nasjonalt og internasjonalt nivå.

Historisk sett kan Norge anses som en vannkraftnasjon, og rundt 95% av norsk kraftproduksjon kommer fra fornybare energikilder. Et av de første store kraftverkene som ble bygget etter andre verdenskrig er Nedre Fiskumfoss kraftverk i Grong kommune, med en kapasitet på 41 MW. Kraftverket eies og driftes av NTE og etter nesten 80 år i drift vil kraftverket erstattes av Nye Nedre Fiskumfoss kraftverk. Grunnet økt energietterspørsel økes produksjonen fra 264 GWh til 382 GWh årlig. Nye Nedre Fiskumfoss kraftverk bygges med nytt tilløpstunnel og avløp, og er dermed helt uavhengig av det gamle kraftverket. Dette gir NTE mulighet til å se på alternativ bruk ved Nedre Fiskumfoss kraftverk.

NTE satsar på hydrogen og har i dag en rekke prosjekter innen fagfeltet. Mulighetene for grønn hydrogenproduksjon i den gamle kraftstasjonen er derfor interessant for NTE. Før en avgjørelse om investeringslønnsomheten til et hydrogenanlegg kan tas, må en rekke faktorer undersøkes. Dette er for eksempel arealbegrensninger, produksjonspotensiale, sikkerhet ved produksjon og lagring og sluttbrukere.

1.1 Oppgavebeskrivelse

Bacheloroppgaven ble bearbejdet og formet av NTE; Et nytt vannkraftanlegg er under utbygging ved Nedre Fiskumfoss i Grong kommune og det eksisterende anlegget skal nedlegges. Denne oppgaven skal evaluere muligheten for å bygge et produksjonsanlegg for hydrogen i det nedlagte vannkraftverket, med et tomt bygg som utgangspunkt. Det skal utføres en teknologisk og økonomisk analyse av hydrogenanlegget, og tas hensyn til arealbegrensningen i selve bygget. Beliggenheten til vannkraftverket er fordelaktig ved at det er plassert rett ved E6 og Nordlandsbanen. I tillegg er det god tilgang på elektrisitet fra nettet.

1.2 Avgrensninger og forutsetninger

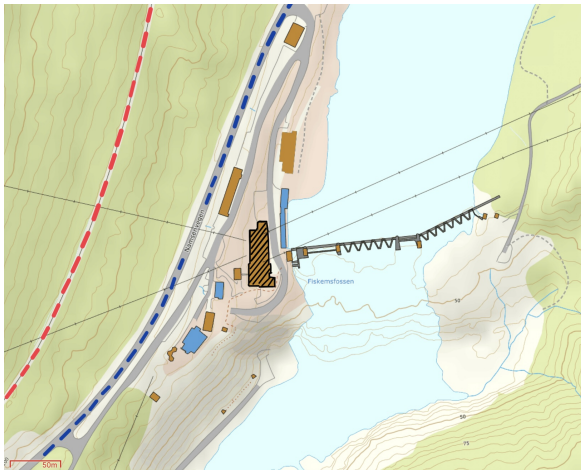
Det skal tas utgangspunkt i om et hydrogenanlegg kan støttes av den nåværende infrastrukturen ved Nedre Fiskumfoss, i tillegg til mulighetene for produksjon og oppbevaring av hydrogen. Arealet som er tilgjengelig i bygget etter at vannkraftanlegget tas ut er utgangspunktet for undersøkelsene under prosjektet. Det skal analyseres og evalueres hvilken teknologi som er best egnet for hydrogenproduksjon med energi fra kraftnettet, samt det forventede produksjonspotensialet til anlegget. Gjennom analyse av arealbegrensninger og energitilgang blir dette belyst. Oppgaven skal undersøke fordeler og ulemper ved etablering av et hydrogenanlegg ved det nå-

værende vannkraftverket, samt lagringsmuligheter og potensielle sluttbrukere blir utdypet i ulike casestudier.

Hovedfokuset for oppgaven er en teknisk og økonomisk mulighetsanalyse av prosjektet. Den økonomiske analysen har i hovedsak fokus på kostnader knyttet til grønn hydrogenproduksjon og sammenligning av pris for kommersielle drivstoff i forhold til hydrogen. Det blir ikke utført en livsløpsanalyse av hydrogenanlegget som ser på utslipp. Sikkerhetsaspekter rundt beliggenhet og produksjon blir belyst, men ikke beskrevet i detalj.

1.3 Kraftverket

Nedre Fiskumfoss vannkraftverk ligger i Namsenvassdraget i Grong kommune, i Trøndelag fylke, som vist i figur 1.2. Både Europavei 6 og Nordlandsbanen går rett forbi vannkraftverket, som vist i figur 1.1.

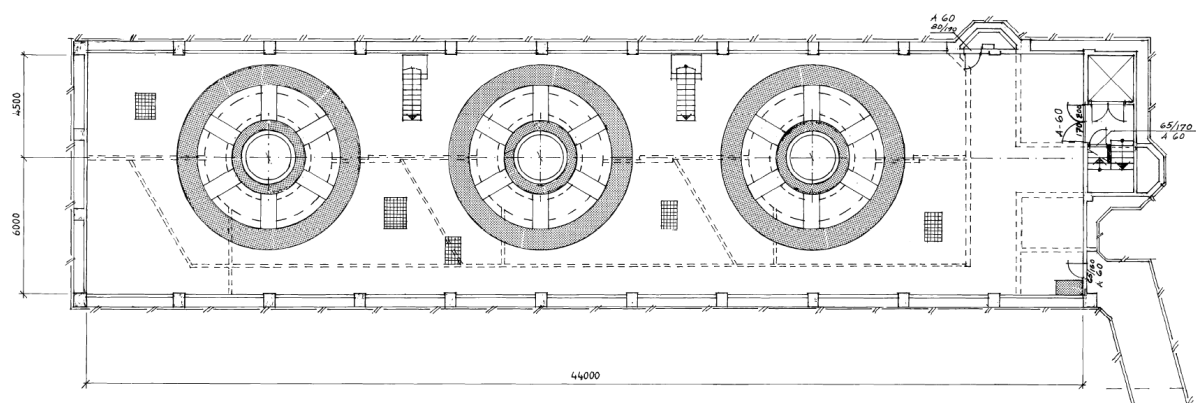


Figur 1.1: Kraftverkets (skravert) plassering i forhold til E6 (blå striplet) og Nordlandsbanen (rød striplet). Hntet fra [1], redigert.

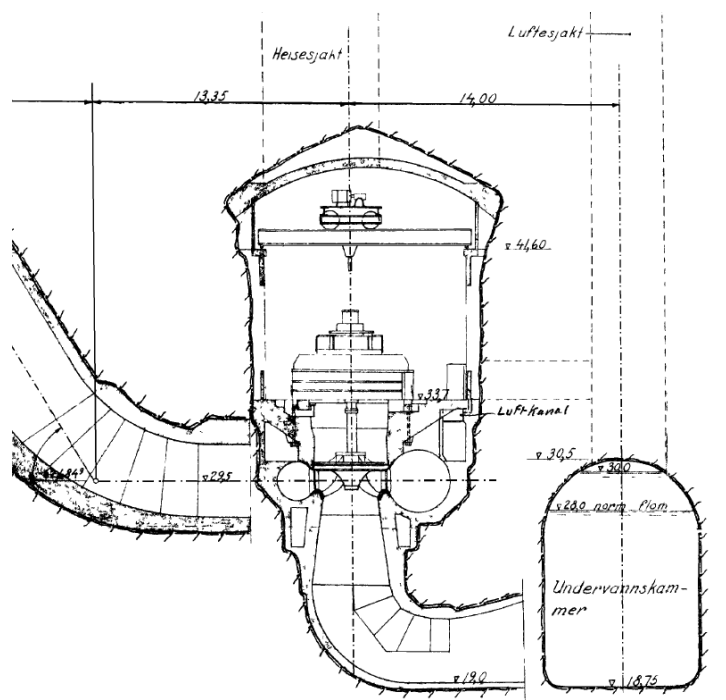


Figur 1.2: Områdekart over regionen. Kraftverket er markert med nål. Hentet fra [2]

Figurene 1.3 og 1.4 viser plantegningene av maskinsalen til Nedre Fiskumfoss vannkraftverk. De tre turbinene er illustrert i figur 1.3 hvor langsiden av maskinsalens areal er på 44 meter og bredden er på 10.5 meter. Som vist i figur 1.4 ligger gulvet på kote 33.70 meter og fundamentet til traverskranen på 41.60 meter. Det vil si at høyden på maskinsalen er 7.90 meter. Bilder fra bygget er inkludert i vedlegg E.



Figur 1.3: Plantegning lendge



Figur 1.4: Plantegning bredde

1.4 Grong Kommune

Grong kommune har per 1.1.2022 2287 innbyggere og har siden 2015 hatt en synkende befolkningstrend. I tillegg blir befolkningen stadig eldre, noe som er et kjent problem for distrikts-Norge [3]. For å snu denne trenden ønsker kommunen en vekst i næringslivet og har ambisjoner om å blant annet etablere en godsterminal på Grong, slik at tømmer og gods kan fraktes både nord- og sørover med jernbanen. Det har tidligere blitt etablert en næringspark og friidrettsanlegg og kommunen har investert i kulturhus og skianlegg [4]. Brutto investeringsutgifter til kultursektoren per innbygger ligger på 15 072 kr i 2021, mens landsgjennomsnittet er 1 138 kr [5]. Dette er noe som har gitt kommunen et kraftig løft.

2 Hydrogen til å løse klimakrisen

Dette kapittelet tar for seg hydrogen som bidragsyter i det grønne skiftet, og viktigheten av en grønnere omstilling for å nå klimamålene, både lokalt og globalt.

2.1 Internasjonale klimamål

For å minimere den globale oppvarmingen til under 2 °C, og helst under 1.5 °C, i forhold til før-industriell tid, har land over hele kloden som mål å redusere utslipp av drivhusgasser. Landene ble enige om dette under den bindende Paris-avtalen i 2015 [6]. Innen 2050 skal utslippene være klimanøytrale og dette krever store endringer i energisektoren. I følge IPCC vil elektrifisering, hydrogen, bio-baserte råvarer, substitusjon og karbondioksidfangst og -lagring føre til store reduksjoner i utslipp i energiintensive industrier og bidra til å begrense oppvarmingen til 1.5 °C [7]. Rapporten til IEA; *Net Zero by 2050: A roadmap for the global energy system* er en studie om hvordan man skal oppnå et netto nullutslippssystem innen 2050, samtidig som at det er universell tilgang til energi, man muliggjør økonomisk vekst, og sikrer lønnsomme og stabile energiforsyninger [8]. Antall land som har gitt løfte om å nå netto nullutslippsmålet innen 2050 har økt betraktelig de siste årene. Disse landene utgjør 70 % av de globale CO₂-utslippene. For å nå nullutslippsmålene innen 2050 forteller rapporten at klimavennlige og effektive energiteknologier må umiddelbart være tilgjengelig og utplassert. Samtidig er det nødvendig med en utbredt mengde nye teknologier som enda ikke er på markedet, for å oppnå netto nullutslippsmålet. Rapporten konkluderer med at avanserte batterier, hydrogenelektrolyser og CO₂-fangst og lagring har de største innovasjonsmulighetene og er avgjørende for CO₂-reduksjon mellom 2030 og 2050. Målet for IEA er at hydrogen skal utgjøre 10 % av det globale energiforbruket innen 2050. [8]

2.2 Internasjonal anvendelse og etterspørsel

I dag er hydrogen mest anvendt i industrisektoren, som oljeraffinering og produksjon av gjødsel, ammoniakkproduksjon og stålproduksjon. Bruksområdet til hydrogen er mye mer omfangsrik. Det kan brukes i transportsektoren, som brenselcelle i biler og lastebiler. Bygninger kan også nyttiggjøre seg av hydrogen ved at det kan integreres i eksisterende naturgassnettverk, men også ved direkte bruk i brenselceller eller hydrogenkjeler. I kraftproduksjon er hydrogen en favoritt i å lagre fornybar energi ved at strømoverskuddet kan lagres i form av hydrogen fra vannelektrolyse. Vannelektrolyse splitter vann i oksyngengass og hydrogengass når elektrolyseren får tilført likestrøm. [9]

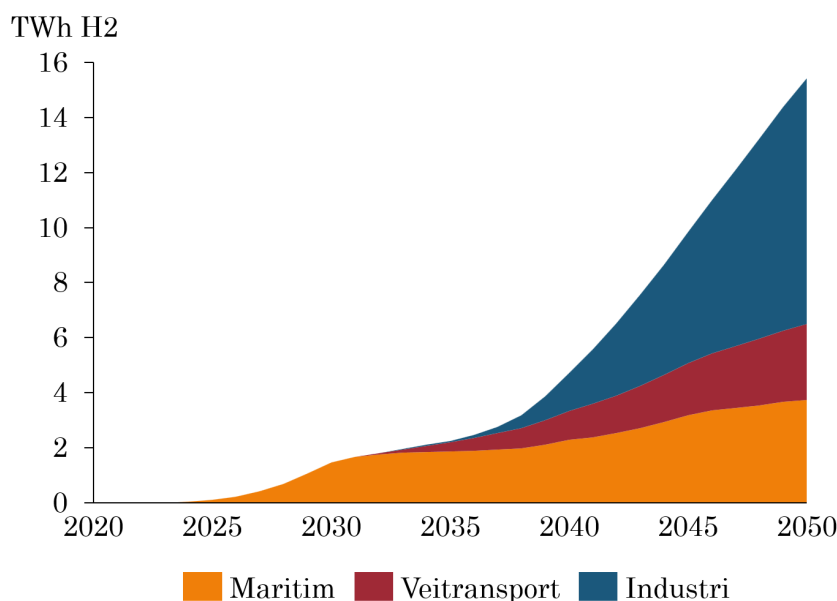
Antall land som ønsker å satse mer på hydrogen for å nå netto nullutslippsmålet har økt betraktelig de siste årene. I 2019 hadde kun Japan, Korea og Frankrike strategiplaner for bruk av hydrogen. I 2021 hadde 17 land strategiplaner for hydrogen, mens mer enn 20 land hadde offentlig annonsert at de arbeider med å utvikle en strategi. Europa er ledende innen elektrolysekapasitet med hele 40 % av den globale installerte kapasiteten, mens Australias hydrogenplaner tyder på at de vil komme opp på samme nivå om noen få år. I tillegg er det forventet store mengder kapasitet

i Latin-Amerika og Midtøsten, og Kina og USA planlegger å øke kapasiteten på elektrolysører kraftig. [10]

Etterspørselen på hydrogen var på 90 Mt i 2020, hvor nærmest alt var for industrielle applikasjoner og raffinering, og var nesten utelukkende produsert fra fossilt brensel. All denne produksjonen resulterte i nesten 900 Mt CO₂-utslipp og utgjør 2 % av de globale CO₂-utslippene [11]. Det må derfor bli tatt i bruk andre teknologier og løsninger for å senke utslippene. Dette er blant annet karbonfangst og elektrolyse fra fornybare energikilder. Problemet er at det er dyrere med disse teknologiene og i dag dekkes kun 2 % av hydrogenproduksjonen av elektrolysører. Midlertidig har den globale kapasiteten til elektrolysører doblet seg de siste fem årene til å oppnå 300 MW innen midten av 2021. Med omkring 350 pågående prosjekter kan dette før til en global kapasitet på opp til 54 GW innen 2030. Attpåtil er mer enn 35 GW fordelt på 40 prosjekter i tidlig stadium. Hvis alle disse prosjektene blir gjennomført, vil mer enn 8 Mt hydrogen være produsert fra elektrolyse innen 2030. Skjønt, IEA Roadmap for the Global Energy Sector konkluderer med at 80 Mt må være produsert det året for å nå netto nullutslipp innen 2050. [9, 10]

2.3 Etterspørsel i Norge

Etterspørselen for hydrogen øker, og fram mot 2050 forventes et behov på 15.4 TWh med hydrogen som energibærer. I tillegg kommer behovet for hydrogen som innsatsfaktor (i industriprosesser og raffinering). Utviklingen per sektor er vist i figur 2.1. Industrien vil i 2050 være den største kunden for hydrogen i 2050, men denne etterspørselen vil ikke opptre før rundt 2035-2040. Fram til denne eksplosjonelle veksten, vil den maritime sektoren oppleve en sakte øking i etterspørsel. [12]



Figur 2.1: Hydrogenetterspørsel i Norge per sektor. Inkluderer hydrogen som energibærer. Behovet for H₂ som innsatsfaktor i industrielle prosesser kommer i tillegg. Syntetiske drivstoff til maritimt telles som hydrogen. [12]

2.4 Norske klimaforpliktelser

Norge har gjennom Parisavtalen en internasjonal forpliktelse på å kutte 50 - 55 prosent av utslippene sine innen 2030. I en klimaavtale som er inngått med EU har Norge i tillegg forpliktet seg til å kutte ikke-kvotepålagte utslipp med 40 % innen 2030. Herunder står utslipp fra veitrafikk, jordbruk og annen transport som de største utslippskildene. Kvotepålagte utslipp kommer i hovedsak fra olje og gass, luftfart og tungindustri. Transportsektoren står for 32 % av de totale klimautslippene i Norge, og dermed står sektoren ovenfor et naturlig ansvar om å redusere utslippene betraktelig. I tillegg har utslippene fra transport økt med 23 % fra 1990 til 2020, noe som betyr at Norge innen 7 år må ha klart en 180-gradersvending. [13, 14, 15]

I dagens klimaplan skal det fases inn null- og lavutslippsløsninger i alle transportformer. Dagens viktigste tiltak for å redusere utslipp er avgifter på klimagassutslipp (både i ikke kvotepålagt og kvotepålagt sektor). For å klare å halvere utslippene til 2030 sier regjeringen at de er avhengige av ny teknologi og teknologiutvikling, og at avgiftene alene ikke vil tilfredsstillere kravet. Ny teknologi er dyrt, og for å hjelpe bedrifter til å satse på dette, finnes det ulike støtteordninger. En av disse er ENOVA [14]

2.4.1 ENOVA

ENOVA har lenge vært et viktig virkemiddel for regjeringen når det gjelder støtte for omstilling til lavutslippsamfunn. I 2021 delte de ut 4.8 milliarder kroner i støtte til over 5500 prosjekter og det forventes at prosjektene vil redusere utslipp med 301 000 tonn. En betraktelig sum gikk til satsing på hydrogen, hvor de tre selskapene Yara Norge AS, Tizir Titanium & Iron AS og Horisont Energi AS ble tildelt til sammen over en milliard kroner. Prosjektene til Tizir Titanium & Iron AS er en del av det europeiske samarbeidet IPCEI, som er en satsing på å bygge en felles verdikjede for hydrogen i hele Europa. Tizir jobber med et prosjekt hvor det skal utvikles teknologi til et anlegg som kan erstatte 85 % av kullforbruket til smelteverket i Tyssedal med hydrogen. Dette er særdeles relevant for hele Europa, da det årlig utvinnes rundt 300-400 millioner tonn kull i hele EU [16, 17, 18]. De siste 12 månedene (april 2021 - april 2022) ble 520 millioner kroner delt ut i støtte til 19 hydrogenprosjekter i Norge. Mange av disse prosjektene er en del av et forprosjekt for hydrogenknutepunkt langs kysten, og resterende prosjekter er også kategorisert innen maritim transport. [19]

3 Hydrogenteori

Denne delen tar for seg grunnleggende teori om hydrogenets egenskaper, produksjon ved vann-elektrolyse, lagring og sikkerhet, som legger grunnlaget og basisen for tilstrekkelig kunnskap om hydrogen for å fullføre videre arbeid med oppgaven. Dette kapitlet underbygger resultatene og diskusjonen.

3.1 Hydrogenets egenskaper

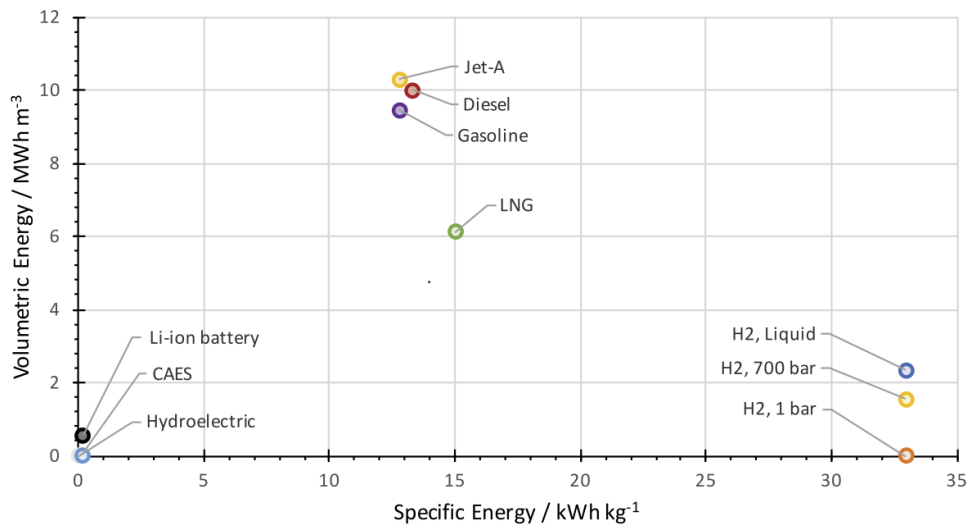
Hydrogen er grunnstoffet med atomnummer 1 i det periodiske system og i nøytral form inneholder hydrogen kun et elektron og i hydrogenkjernen et proton. Hydrogen er det dominerende grunnstoffet i hele universet, tre ganger mer enn helium som er på andre plass. Likeledes forekommer hydrogen fritt på jorden i svært små mengder, da det er i størst grad kjemisk bundet og forekommer i karbonsammensetninger og vannmolekyler. [20, 21]

Tabell 3.1: Fysiske egenskaper for H_2 .

Egenskaper		Verdi	Enhet
Kokepunkt		-253	°C
Frysepunkt		-259	°C
Tetthet	1 bar	0.0838	kg/m ³
	Flytende	70	kg/m ³
Spesifikk energitetthet		33	kWh/m ³
Volumetrisk energitetthet	1 bar	0.0027	MWh/m ³
	700 bar	1.6	MWh/m ³
	Flytende	2	MWh/m ³

Ofte blir ordet hydrogen brukt for molekylet hydrogengass (H_2), noe som kan være litt forvirrende. Hydrogengass er en gjennomsiktig gass uten smak eller lukt. Tabell 3.1 viser ulike egenskaper for H_2 . Som vist av tabellen kondenserer molekylet og blir fast ved veldig lave temperaturer, grunnet de svake intermolekylære kreftene mellom molekylene. Disse svake kreftene er også grunnen til at når hydrogengass ekspanderer fra høyt til lavt trykk, så øker gassens temperatur. I motsetning synker temperaturen til andre gasser ved nedsenking av trykk. I tillegg er hydrogengass den letteste gassen som finnes og har dermed høyere kinetisk energi enn andre gasser ved en gitt temperatur. Dette fører til at hydrogengass leder varme bedre enn andre gasser. [20, 21]

Reaksjonen mellom hydrogengass og oksygen gass er en spontan reaksjon som danner vann. De reagerer spontant ved 550 °C, men kan reagere ved romtemperatur med en katalysator til stede. Hydrogengass er brennbar, og ved antenning er reaksjonen mellom oksygen gass og hydrogengass eksplosiv. [20]



Figur 3.1: Grafisk oversikt over spesifikk og volumetrisk energitetthet av ulike energilagring-enheter. Hentet fra [22]

Hydrogen er den mest fleksible energibæreren tilgjengelig og lagrer kjemisk energi. Gassen har den høyeste spesifikke energitettheten og kan bli lagret og transportet på forskjellige måter. Selv om hydrogen har høy spesifikk energi, har den lav volumetrisk energitetthet (0.0838 kg/m^3). På grunn av den lette vekten tar hydrogen mye plass ved normale omstendigheter, og blir derfor vanligvis trykksatt ved lagring. Figur 3.1 viser en grafisk oversikt over ulike energibærere. Den spesifikke energien til hydrogen gass er mer enn det dobbelte for diesel og bensin. Selv om den volumetriske energitettheten for H_2 er en del lavere enn for fossiler, kan den økes ved å trykksette gassen eller gjøre den om til flytende tilstand. Lithium-ionebatterier, trykkluftenergilagring (CAES) og vannkraftverk har desidert lavest volumetrisk og spesifikk energitetthet, som figuren viser. [22, 23]

3.2 Fargekodene tilknyttet hydrogenproduksjon

For å skille mellom de ulike produksjonsteknologiene for hydrogen og hvilke som er utslippsfrie og ikke, har det blitt definert et fargespekter av koder. De tre hovedfargene er grønn, blå og grå. Grønn hydrogen er produsert fra elektrolyse som får kraft fra lavkarbon-kilder. Hvis kraften kommer fra fornybare energikilder, som vann-, vind- eller solkraft, er hydrogenet effektivt grønt. Fargen grønn kommer av at denne formen er den reneste formen for hydrogenproduksjon med null utslipp og dermed et grønnere drivstoff. Energiselskaper over hele verden er enige om at denne metoden vil redusere CO_2 -utslipp fra hydrogenproduksjon med flere millioner tonn CO_2 sammenlignet med om den hadde kommet fra produksjon med fossile brenslere. [24, 25]

Grå hydrogen er den mest vanligste metoden å produsere hydrogen på. Her blir hydrogen dannet fra naturgass eller metan. Naturgass er mest brukt, og prosessen blir kalt dampreformering. Ulempen med denne prosessen er at det blir også produsert CO_2 under produksjon. Hvis CO_2 blir fanget opp ved karbonfangst og lagret, kalles hydrogenet for blå hydrogen. Dermed blir utslippene redusert. [24, 25]

3.3 Vannelektrolyse

Vannelektrolyse er en elektrokjemisk reaksjon hvor vann (H_2O) blir splittet til oksyngass (O_2) og hydrogengass (H_2) ved hjelp av en ekstern likestrømskilde. En sirkulerende likestrøm separerer vannmolekylene. Elektrisitet strømmer gjennom to elektroder som er separert og nedsenket i en elektrolytt som skal øke ioneledningskapiteten. Denne elektrolytten er enten i væske- eller fast form. I tillegg består elektrolyseprosessen av en separator eller diafragma som skiller hydrogen og oksygen fra hverandre, slik at de ikke reagerer og danner igjen vann. Separatoren er resistent mot elektrisitet for å unngå kortslutning av elektrodene. Samtidig er ioneledningskapiteten til separatoren høy. Separatoren, elektrolytten og elektrodene utgjør elektrolysecellen. Likning 3.1 viser den globale elektrolysereaksjonen. [26]



Elektrodene kalles for katode og anode. Katoden er negativ mens anoden er positiv. Ved katoden foregår reduksjonsreaksjonen hvor vannmolekylet tar opp elektroner og danner hydrogengass og hydroksidioner (OH^-). Oksidasjonen foregår på anoden hvor hydroksidioner danner oksyngass, vannmolekyler og elektroner. Dette er en vanlig prosess for en alkalisk elektrolysecelle med natriumhydroksid (NaOH) som elektrolytt. Det ledende ionet må ikke nødvendigvis være OH^- . Protoner (H^+) kan også være gode ioneledere gjennom elektrolytten, som er det vanlige for PEM-elektrolysecelle. Protoner er ioneledeerne i elektrolytten med et surt miljø, mens OH^- er i et basisk miljø. [26, 27]

I en vannelektrolyse blir elektrisk og termisk energi konvertert til kjemisk energi lagret i form av hydrogen. Grunnleggende termodynamikk beskriver hva som skjer i en elektrolysecelle. [26]

$$\Delta G = \Delta H - T \cdot \Delta S \quad (3.2)$$

Gibbs fri energi er et mål på tilgjengelig energi i en kjemisk reaksjon som må til for å utføre et arbeid, og er en sentral størrelse i termodynamikken [28]. Endringen i Gibbs fri energi (ΔG) utgjør det minste elektriske arbeidet som må til. Arbeidet er alltid større grunnet motstand i ulike deler av prosessen. Det helhetlige energikravet er bestemt av endringen i prosessens entalpi (ΔH), når elektrolysecelle driftes under konstant trykk og temperatur. Den termiske energien utgjør den siste delen av ΔH og er produktet av driftstemperaturen og endringen i entropi ($T \cdot \Delta S$). Likning 3.2 viser forholdet mellom disse termodynamiske enhetene. [26, 29]

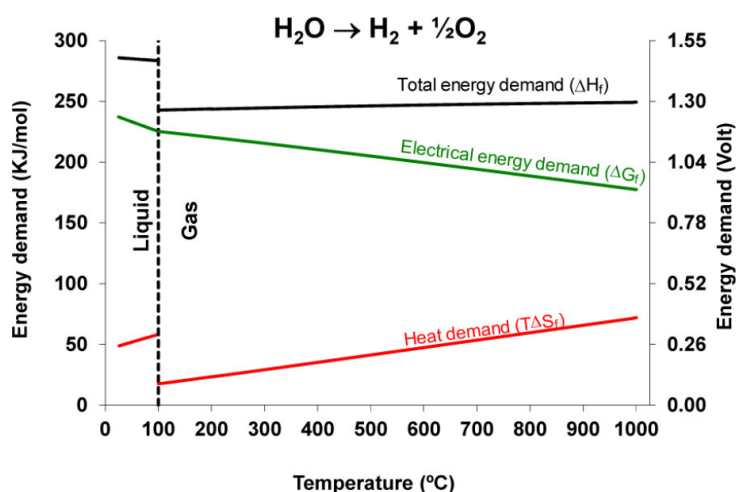
$$V_{rev} = \frac{\Delta G}{z \cdot F} \quad (3.3)$$

Elektrolysereaksjonen er en endotermisk ($\Delta H > 0$) og ikke-spontan reaksjon ($\Delta G < 0$) og energi kreves for at reaksjonen skal skje. Sterke krefter mellom atomene i vannmolekylet gjør at elekt-

rolyseprosessen krever store mengder energi for å splitte atomene. Den reversible cellespenningen (V_{rev}) er den minste nødvendige spenningen som må tilføres elektrolysecellen for at reaksjon skal forekomme. Funksjon 3.3 viser V_{rev} uttrykt med ΔG , F som er Faradays konstant (96485 C/mol) og z som er antall overførte mol elektroner per mol hydrogen ($z=2$). For de fleste elektrolysører blir den termiske energien ($T \cdot \Delta S$) også gitt den tilførte elektriske energien. Dermed stiger cellespenningen og denne blir kalt for den termo-nøytrale spenningen (V_{tn}). Ved en ideell elektrolyseprosess er V_{tn} lik entalpi-spenningen ($V_{\Delta H}$) siden den totale påkrevde energien er endringen i entalpi. Med dette som grunnlag kan V_{tn} finnes ved likning 3.4. Ved standard temperatur (298.5 K/25 °C) og trykk (1 atm), er $\Delta G^\circ = 237.23$ kJ/mol, $\Delta H^\circ = 285.83$ kJ/mol og $\Delta S^\circ = 163.09$ J/mol K. De reversible og termo-nøytrale spenningene til en elektrolysecelle finnes til henholdsvis 1.23 V og 1.48 V ved å bruke ligning 3.3 og 3.4. [26, 29, 30]

$$V_{tn} = \frac{\Delta H}{z \cdot F} \quad (3.4)$$

Energiforbruket til elektrolysecellen endrer seg med trykk og temperatur og ved å endre på disse parametrene endres også cellespenningen. Figur 3.2 viser hvordan termodynamikken til en vannelektrolyse endrer seg med temperatur ved atmosfærisk trykk. Ved standard trykk og en økning i temperatur, minker det elektriske arbeidet til prosessen, mens $T \cdot \Delta S$ øker med økende temperatur, som vist i likning 3.2. Mellom 25 °C og 100 °C er vannet i væskeform, mens over 100 °C er vannet i gassform. Systemet trenger dermed mer tilskudd av varme, samtidig som det trenger mindre energitilskudd i form av elektrisitet. Det viser seg at det elektriske forbruket er betydelig lavere ved høye temperaturer. Ved en trykkøkning fra 1 til 100 atm vil ΔG øke mens $T \cdot \Delta S$ minker. ΔH forblir nærmest konstant. [26]



Figur 3.2: Termodynamiske verdier for vannelektrolyse ved atmosfærisk trykk som funksjon av temperatur. Hentet fra [31].

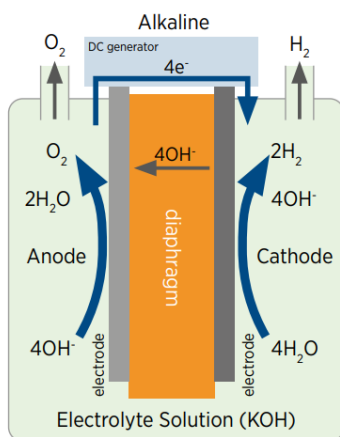
På grunn av ulike tap som ohmsk friksjon og overpotensialer i elektrolysøren, er spenningen som kreves for en reell elektrolyser høyere enn V_{tn} . Det er ofte nødvendig med rundt 1.8-2.0 V for å nå en betydelig produksjonsrate med hydrogen. [26, 30]

3.4 Ulike typer elektrolysører

Elektrolysørene blir typisk delt inn i fire type teknologier. Disse fire er alkalisk, PEM, SOEC og AEM. Alkalisk og PEM er de to mest modne teknologiene og dermed mest kommersielt brukte på markedet. SOEC og AEM er mindre modne teknologier og er mer på utviklingsstadiet, men de har begge stort potensial. [32]

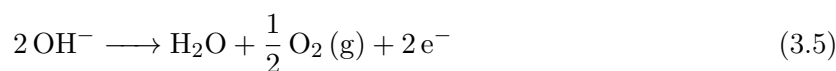
3.4.1 Alkalisk elektrolyse

Den alkaliske elektrolysøren er den mest kommersielt brukte vannelektrolysøren gjennom tidene og har blitt brukt i industrien i over 100 år [33]. Vanligvis blir kaliumhydroksid (KOH) brukt som elektrolytt, men svovelsyre (H_2SO_4), natriumhydroksid (NaOH) og natriumklorid (NaCl) har også blitt anvendt som elektrolytt. Konsentrasjonen på KOH er på 20-40 wt% (vektprosent), som sørger for en balanse mellom korrosjonsresistanse og ionisk konduktivitet. Den kommersielle alkaliske elektrolysøren har en strømtetthet på mellom 100 og 400 mA/cm². Driftstemperaturen ligger mellom 25 og 100 °C og trykket er mellom 1 til 30 bar [34] [35]. De har virkningsgrad på 60-80 %. [36, 29]



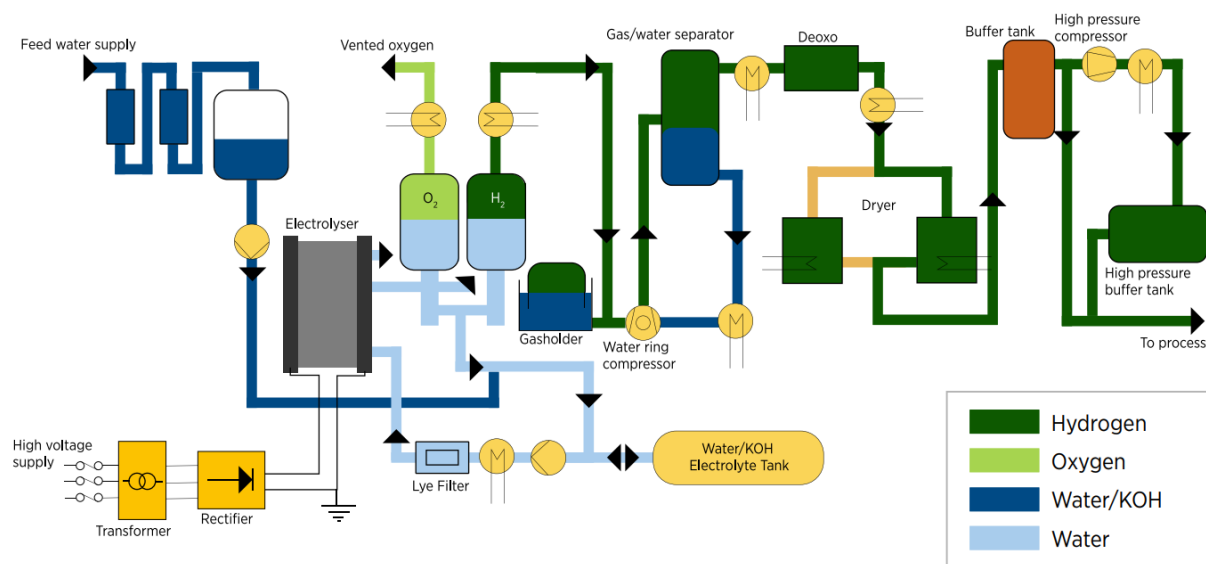
Figur 3.3: Illustrasjon av en alkalisk elektrolysecelle. Hentet fra [32].

Teknologien bak den alkaliske elektrolysøren består av en flytende elektrolytt, en katode, en anode, en membran og en likestrømskilde. Ved drift blir vann redusert ved den negative katoden og det dannes hydroksidioner (OH^-), samtidig som hydrogen gass blir dannet. Videre migrerer hydroksidionet gjennom elektrolytten og membranen til den positive anoden. Her blir hydroksidionet oksidert til oksygen gass og vann. Figur 3.3 viser en alkalisk elektrolysecelle. Likning 3.5 og 3.6 viser likningene for henholdsvis oksidasjonen og reduksjonen. [29, 33, 37]



System og cellekomponenter

Strukturen til en alkalisk elektrolyseanlegg er vanligvis bygget opp av stakker med enkeltceller som ligger i serie. Det kan være opp til flere hundre enkeltceller i en stakk. Hver enkeltcelle deler en bipolar metallplate med cellen ved siden av. Hele systemet for et elektrolyseanlegg inneholder mer enn bare stakkene og har flere ulike prosesskomponenter, instrumenteringsinstrumenter og kontrollenheter. Figur 3.4 viser en typisk oversikt over et alkalisk elektrolyseanlegg. [32, 33]



Figur 3.4: Illustrasjon av et alkalisk elektrolyseanlegg. Hentet fra [32].

Transformatoren konverterer vekselstrøm (AC) fra nettet til likestrøm (DC) som elektrolyseren er matet med. Etter å ha forlatt elektrolysecellene blir gassene separert i en gass/vann-separator hvor elektrolytten, som vanligvis er KOH, blir kjølt ned og transportert tilbake til elektrolyseren. Hydrogenet blir ført videre til en gassrensner hvor resten av elektrolytten blir skilt vekk fra gassen. Gasholderen fungerer som en buffertank mellom elektrolyseren og kompressoren. Deoksideringmiddelet (deoksidizer) fjerner de siste O₂-molekylene fra hydrogenet, hvis høyere renhet er nødvendig. Deretter blir gassen tørket til passende duggpunkt og sendt til lagring, som oftest en høytrykks gasstank. [32, 33]

For hele elektrolyseanlegget trengs det en pumpe for å pumpe elektrolytten inn og ut av stakkene. På grunn av trykkfall ved resirkuleringen av elektrolytten inn og ut av stakkene, er det viktig med en god pumpe-karakteristikk. Det er også nødvendig med et vannstyringssystem som regulerer vanngjennomtrengningen gjennom membranen og fyllenivået av hver gass. [29, 32]

Drifning av elektrolyseanlegget fører til tap av energi i form av varme. Det er derfor viktig med et velfungerende kjølesystem. De vanligste kjølesystemene bruker enten vann eller luft som kjølemedium. [38, 39]

Membranen mellom katoden og anoden er en viktig komponent ved at den separerer de to produserte gassene hydrogen og oksygen, slik at man unngår den spontane reaksjonen

mellom disse to gassene tilbake til vann. Separatoren er gjennomtrengelig for OH^- -ioner og ugjennomtrengelig for oksygen- og hydrogengass. For å oppnå høy effektivitet i elektrolysecellen, må membranen i tillegg ha god ionekonduktivitet, høy korrosjonsresistans og være stabil i sterkt alkalisk miljø med temperaturer som kan stige til over $100\text{ }^\circ\text{C}$ og forhøyet trykk. Tidligere har asbestos blitt brukt som separator, men på grunn av kreftfremkallende egenskaper ble stoffet forbudt i 2005 for alle europeiske land [40]. Eksempler på andre stoffer som blir brukt som separatore er komposittmaterialer basert på keramiske materialer eller mikroporøse polymerer. [33, 35, 41]

De mest vanligste materialene brukt som elektrode er stålplater med en type nikkelbehandling. Nikkel er korrosjons-resistent i et alkalisk miljø og er et billig metall, derfor er stoffet godt egnet som bruk i membranen. For anoden er det vanlig å bruke en blanding av materialene kobolt, jern og nikkel. Jern og vanadium er brukt for katoden. Halvreaksjonene som foregår på elektrodene kan føre til strukturelle endringer i elektrodematerialene, som igjen kan føre til sammenbrudd av elektrodene og degradering. Degradering vil si at elektrolyseren blir utsatt for enten mekanisk eller kjemisk svekkelse, som går utover virkningsgraden og kan føre til at man må kompensere med å øke spenningen for å oppnå lik produksjonsmengde av hydrogen. [35, 41, 42]

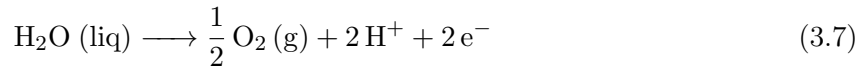
Fordeler og ulemper

Den alkaliske elektrolyseren har relativ lave investerings- og vedlikeholdskostnader grunnet billige cellematerialer. I tillegg er systemet driftssikkert og har en lang levetid på 30-40 år for hele anlegget. I tillegg kan hydrogen produseres i store mengder, helt opptil $1000\text{ Nm}^3/\text{h}$. Denne teknologien er vel etablert med gode driftskostnader, men en ulempe med alkaliske elektrolysører er at de ikke fungerer like bra med en variabel kraftforsyning, som de fornybare energikildene sol- og vindkraft [43]. Dette er fordi elektrolyseren har en relativ lang responstid, i tillegg til at strømtettheten helst burde være konstant. Det jobbes mye med utvikling av høyere trykksetting for alkaliske elektrolysører, noe som vil øke responstiden. Kravet om at ladningene mellom katode og anode skal være balansert, fører til utfordringer ved å drifte ved ulike trykk [32, 43]. Grunnet høyere motstand i systemet, er strømtettheten lavere. En annen ulempe er at det dannes gassbobler i mellomrommet mellom membranen og elektrodene som øker ved økende strømtetthet. Dette skaper større resistans og er et problem som blir forsket mye på for å øke effektiviteten. Celler med ingen mellomrom mellom elektrodene og membranen har blitt utviklet og vist seg å være mer effektiv, men samtidig kommer med nye utfordringer [35, 44].

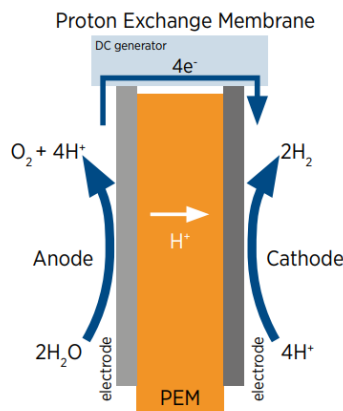
3.4.2 PEM-elektrolyse

PEM står for både proton exchange membrane og proton electrolyte membrane og her foregår spalting av avionisert vann i et surt miljø. Den ble først utviklet på 1960-tallet av det amerikanske selskapet General Electric Co [29]. Figur 3.5 viser oppbygningen av en PEM-elektrolysecelle. Et fast protonledende membran fungerer som elektrolytten og skiller elektrodene. Kun protonene (H^+) slipper gjennom denne membranen. Elektrodene er plassert tett inntil membranen,

siden det er ingen flytende elektrolytt mellom dem. På den positive anoden blir vann oksidert og danner oksygen og protoner. Protonene transporteres gjennom PEM til den positive katodesiden. Her reagerer protonene med elektroner og danner hydrogengass ved en reduksjonsreaksjon. Reaksjonene 3.7 og 3.8 viser henholdsvis anode- og katodereaksjonen. [29, 33, 37, 43]



Strømtettheten til PEM-elektrolysører er på mellom 10 000 A/m² og 20 000 A/m², som er rundt fem ganger større enn for alkaliske elektrolysører. Protonkonduktiviteten er høy. De har en driftstemperatur på mellom 20 og 80 °C og kan settes under trykk. I tillegg kan elektrodene operere ved ulike trykk. Den har en kort responstid og virkningsgrad på 80-90 %. [23, 32, 36, 43, 45, 46]

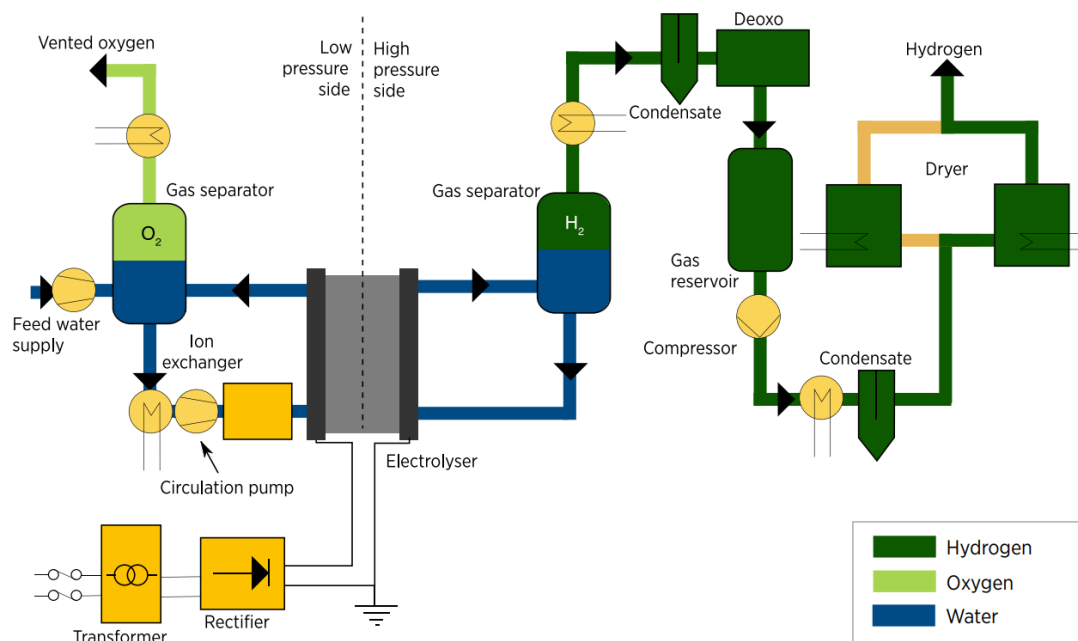


Figur 3.5: Illustrasjon av en PEM-elektrolysecelle. Hentet fra [32]

System og cellekomponenter

Tradisjonelt er solide polysulfonerte membraner (PFSA: perfluorosulfonic acid polymer) brukt som den faste elektrolytten. Det kommersielle produktet Nafion fra DuPont er mest brukt som PFSA-membran. Tykkelsen på proton-veksler-membranene er på mellom 100 og 400 μm . Desto tykkere membran, jo lenger blir veien for protonene gjennom membranen, og med dette øker resistansen og videre celledspenningen til elektrolysøren. PFSA har lav gasspermeabilitet, men grunnet drivkraften av en kjemisk potensial-gradient, er det en mulig kryssoverføring mellom gassene. Med tynnere membran, øker sjansen for kryssoverføring. Dette minker celleeffektiviteten ved at det reduserer renheten til gassene, samtidig som det skaper bekymring rundt sikkerhet. Kryssoverføring mellom gasser fører altså til en kjemisk degradering. Termisk degradering kan oppstå med plutselige temperaturøkninger, mens mekanisk degradering oppstår ved ujevn belastning og feilaktig montering [47]. [29, 33, 46, 48]

På grunn av oksygendannelse i anoden, syremiljø gitt av PFSA og høye spenninger, fører dette til et sterkt oksidativt miljø. Følgelig kreves det at materialene tåler disse forholdene. Edle metallkatalysatorer for elektrodene, titaniumbaserte materialer og beskyttende belegg er nødvendig for å opprettholde høy celleeffektivitet, optimal elektronkonduktivitet, samt en langsiktig stabil cellekomponent. Platina er blitt brukt som standard katalysator for katoden. For katalysator for anoden er iridium og dens oksider blitt brukt, men også ruteniumoksid og binære legeringer av rutenium. [32, 33]



Figur 3.6: Illustrasjon av et PEM-elektrolyseanlegg. Hentet fra [32].

Designet på hele systemet til PEM-elektrolyseren er veldig lik systemet for alkalisk, men PEM har færre komponenter og er et enklere system, som vist i figur 3.6. Dette er grunnet at elektrolyseanlegget slipper å ha en flytende elektrolytt som trenger transportering og kjøling. Det som er likt er transformator og en gasseparator på hydrogensiden ut fra elektrolyseren, samt kompressor, gasstørker og lagring. Et deoksidningsmiddel er ikke alltid nødvendig for et PEM-system ved høyere trykk. PEM-system har i tillegg flere driftsmuligheter når det kommer til trykksetting. Det kan driftes under atmosfærisk, varierende eller et konstant trykk. Vanligvis driftes elektrolysecellen på mellom 30 og 70 bar. Høyere trykk krever tykkere membran og dermed en reduisering i gassgjennomstrømning, men samtidig også en reduisering i virkningsgrad. [32, 33]

Fordeler og ulemper

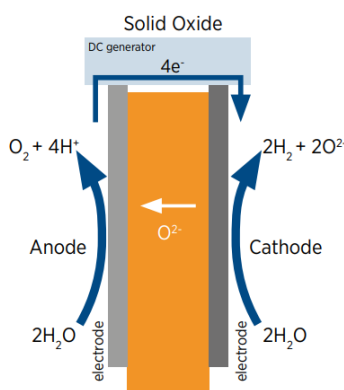
Ved bruk av ikke-vandig elektrolytt er PEM mer kompakt og har høyere elektrokjemisk ytelse enn alkalisk elektrolyser. Grunnet kort responstid og at elektrolysere kan driftes ved ulike trykk, er PEM-elektrolysere godt egnet til variable kraftkilder, som vind- eller solenergi. Den har også fordelen med at man kan slippe å bruke en kompressor for komprimering av hydrogengassen, siden PEM-elektrolyseren kan settes under trykk. Ved bruk av avionisert vann fører dette til

en høy renhet av de produserte gassene. I tillegg er den ikke utsatt for korrosjon, har færre komponenter enn den alkaliske elektrolyseren, er kompakt og trenger lite vedlikehold. Ettersom resistansen er lavere, fører det til høyere strømtetthet og videre høyere virkningsgrad. Denne teknologien blir sett på som den tryggeste og mest effektive til å produsere hydrogen. [23, 29, 43, 45]

Den største utfordringen med PEM-elektrolysører er de høye produksjonskostnadene. Dette skyldes materialene til membranen og elektrodene, men også andre cellekomponenter som for eksempel bruker titan. Platina er veldig kostbart og iridium er en begrenset ressurs. Materialer til separasjonsplater og strømsamlere består typisk av titan fordi titan tåler det sure miljøet. En utfordring med titan er at den kan begynne å brenne i et oksygenrikt miljø. Dette gjør at man ikke ønsker å trykksette anodesiden noe særlig. Det forskes mye på å finne andre løsninger og muligheter til valg av materiale. En annen utfordring er at elektrolyseren trenger vann med høy renhet, som fører til kostbare renseenheter. [29, 43]

3.4.3 Fastoksid-elektrolyse

Fastoksid-elektrolyse (SOEC : Solid oxide electrolyser) er kategorisert som en høytemperert elektrolyse og driftes på mellom 500 og 1000 °C. Hydrogengass og oksyngengass blir produsert ved dissosiasjon av vann i form av damp. Her er det O_2^- -ioner som transporteres gjennom elektrolytten. Effektiviteten på systemet øker med økende driftstemperatur. Den høye temperaturen fra vandamp fører til at elektrolysen trenger mindre strømtilskudd enn PEM og alkalisk. Fastoksid-elektrolysører er fordelaktig ved hydrogenproduksjon i industrien ved at varmen kommer fra restvarme eller gjenvunnet varme. [33, 49]



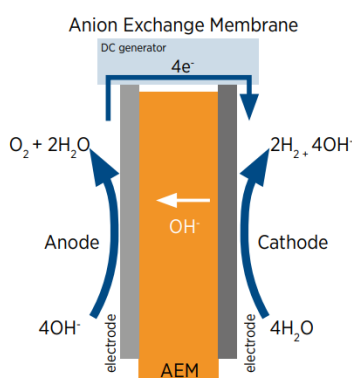
Figur 3.7: Illustrasjon av en SOEC-elektrolysecelle. Hentet fra [32].

I likhet med PEM-elektrolyse består også SOEC av en fast elektrolytt. Dette gjør PEM og SOEC mer dynamisk og kan driftes på forskjellige trykk, i motsetning til alkalisk. Figur 3.7 viser oppbygningen av en SOEC-elektrolysecelle. Den består vanligvis av det faste keramiske materialet yttria-stabilisert zirkonia (YSZ) som har høy ioneledningskapasitet for oksygen. Elektrodene består av nikkel. Grunnet materialvalget er produksjonskostnadene billigere i forhold til PEM. Selv

om den høye driftstemperaturen har store fordeler med høyere effektivitet og lavere strømkrav, gir den også noen utfordringer. Den høye driftstemperaturen fører til stabilitetsutfordringer og problemer med nedbrytning. [32, 36, 50]

3.4.4 Anionbyttmembran-elektrolyse

Anionbyttmembran (AEM: Anion Exchange Membrane) er den nyeste teknologien til å splitte vann elektrokjemisk ved vannelektrolyse. I likhet med PEM og SOEC brukes det her også en fast elektrolytt. Vann sirkulerer gjennom katodesiden hvor vann blir redusert til H_2 og OH^- ved hjelp av den eksterne likestrømskilden. Hydroksidionene migrerer gjennom elektrolytten til anodesiden hvor de oksideres til vann og oksyngengass. Figur 3.8 viser oppbygningen av en AEM-elektrolysecelle. [30, 32]



Figur 3.8: Illustrasjon av en AEM-elektrolysecelle. Hentet fra [32].

AEM-teknologien blir sett på som en elektrolyseteknologi som potensielt kan løse problemene PEM og alkalisk står ovenfor. I motsetning til PEM brukes det ikke edle metaller for elektrodene og titaniumfrie komponenter i AEM-elektrolysøren. I tillegg brukes destillert vann eller en lav konsentrasjon av alkaliske løsninger som elektrolytt istedenfor konsentrert KOH, som brukes i alkalisk. AEM har den høye virkningsgraden til PEM og mindre tøffere miljø enn alkalisk. Men AEM har noen mekaniske og kjemiske problemer som fører til en ustabil levetid. OH^- -ioner har lavere konduktivitet enn H^+ som brukes som ioneleder i PEM. [32]

3.5 Sammenligning av PEM og alkalisk

Tabell 3.2 sammenligner ulike driftskarakteristikker for kommersielle alkaliske og PEM-elektrolysører. PEM har høyere virkningsgrad og betydelig større strømtetthet og renheten til hydrogen er høyere. Cellespenningen er på mellom 1.8 til 2.4 V for alkalisk og 1.7 til 2.1 V for PEM. [29, 30, 32, 33]

Tabell 3.2: Operasjonskarakteristikker for alkalisk og PEM.

Karakteristikk	Alkalisk	PEM
Temperatur [°C]	25-100	20-90
Cellespenning [V]	1.8-2.4	1.7-2.0
Trykk [bar]	1-30	<70
Strømtetthet [A/m ²]	1000 - 4000	10 000 - 20 000
Hydrogenrenhet [%]	99.99 - 99.998	99.9995
Virkningsgrad [%]	60-80	80-90
Levetid [h]	50 000 - 100 000	10 000 - 60 000
Systemrespons	sekunder	millisekunder
Oppstartstid [min]	>60	>20

Fra tabell 3.2 er verdiene litt uklare, grunnet at ulike kilder kommer med forskjellige verdier. I rapporten fra IRENA, *Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers*, er driftstrykket for alkalisk på mellom 1-30 bar, mens er over 70 bar for PEM [32]. Denne rapporten er fra 2020. Derimot, boka fra 2013: *Renewable Hydrogen Technologies*, viser til at driftstrykket til alkalisk har en rekkevidde på 1 til 200 bar, og PEM har på 1 til 350 bar, eller 700 bar [29]. Her er altså ytterligere trykk for hele elektrolysebransjen tatt med. Elektrolysebransjen er en bransje i stor utvikling, og teknologien og driftskarakteristikken er omfattende. Elektrolyseselskapet NEL fra Norge er en av verdens største produsenter av både alkaliske og PEM-elektrolysører. Selskapets A-serie med alkaliske elektrolysører driftes på 1 til 200 bar og M-serien med PEM-elektrolysørene driftes på 30 bar [51, 52].

I likhet med driftstrykket er driftstemperaturen også omfattende. Fra tabell 3.2 driftes alkaliske på mellom 25 og 100 °C og PEM på mellom 20 og 90 °C. Dette er et gjennomsnitt av flere kilder [29, 32, 33, 45]. Rapporten fra IRENA sier at alkalisk blir driftet med 70 til 90 °C og PEM med 50 til 80 °C [32]. NEL sine elektrolysører driftes på mellom 2 til 40 °C for alkalisk og 10 til 40 °C for PEM [51, 52].

Fra tabell 3.2 er responstiden til alkalisk på sekunder, mens PEM er på millisekunder. I tillegg er oppstartstiden til PEM betydelig kortere enn alkalisk, som gir PEM en fordel. En annen fordel er at PEM viser en god overbelastningsytelse. Disse grunnene gjør at PEM-elektrolysører er bedre egnet til å driftes med energikilde fra fornybare kilder enn alkaliske elektrolysører. PEM har større rekkevidde på ulik last den tåler, og den er kjappere til å tilpasse seg ny strømstyrke. Alkalisk passer bedre for strømforsyning rett fra nettet, hvor energien er mer konstant. [45, 43, 53, 33]

Alkaliske elektrolysører er best anvendt i storskala. Med tanke på materialbruk består PEM av færre komponenter som gjør den mer motstandsdyktig mot slitasje og trenger derfor mindre vedlikehold, i forhold til alkalisk. Korrosjon er et problem for alkalisk, som PEM ikke sliter med.

Den største forskjellen er produksjonskostnadene. De edle metallene som brukes i PEM-celler er vesentlig dyrere enn materialene brukt i alkalisk. Dette gir et stort forsprang til alkalisk ved at CAPEXen er lavere. Alkalisk har også lengre levetid. [26, 29, 33, 45]

3.6 Hydrogenlagring

Hydrogengass tar opp mye plass ved lagring i atmosfærisk trykk, grunnet den lave volumetriske energitettheten. Samtidig er den spesifikke energitettheten høy, som vist i figur 3.1. For å illustrere dette trengs det kun 4 til 8 kg H₂ for å kjøre 400 km. Problemet er at 4 kg H₂ i atmosfærisk trykk tar opp 45 km² med plass. Her kommer viktigheten med teknologien for hydrogenlagring inn. For å få ned volumet ved lagring av hydrogen, finnes det tre hovedtyper; høytrykks-gass, flytende og lagring i faste materialer. De to mest kommersielle måtene å lagre hydrogen på er å komprimere gassen i høytrykks-gasstanker eller flytende hydrogen i kryogene tanker. [54, 55]

Komprimert hydrogen

Komprimert hydrogen blir sett på som den minst kompliserte hydrogenlagre-teknologien. Men for å redusere volumet betydelig, må trykket være enormt. Dette fører til utfordringer rundt sikkerhet, effektivitet og kostnader. Hydrogen kan lagres i komprimert form på ulike måter, med tanke på mengde trykk og område. De kan lagres under bakken i saltgruver, akvifer, containere eller utarmet gass- eller oljefelt. Den vanligste metoden er å lagre hydrogenet opptil 200 bar under bakken. I containere over bakken blir vanligvis hydrogenet lagret med trykk på 100 bar. Saltgruver er den mest favoriserte blant lagringsmetodene under bakken, grunnet minimal lekkasje, liten fare for hydrogenforurensing, lave kostnader og rask gassuttak. Den er den mest brukte i fullindustri-skala. Disse metodene blir mest brukt for lagring av hydrogen i store stasjonære mengder. [54, 55, 56]

I mindre skala, som ved fyllestasjoner, blir hydrogen ofte lagret i containere. Den vanligste er stålkontaineren med trykk på rundt 100-200 bar. Hydrogentanker med trykk på 350 og 700 bar er sett på som standard ved hydrogen-fyllestasjoner. Disse tankene er i mindre størrelse enn for eksempel saltgruver. Samtidig, på grunn av det høye trykket, krever disse tankene mye energi for komprimering, som fører til energitap opptil 20 %. I tillegg er materialkostnadene dyrere enn for ståltanker, med bruk av materialene karbonfibre og epoksyharpiks. Her er energitettheten betydeligere høyere enn for de andre metodene, og kan fylles rett på hydrogendrevne biler og lastebiler som kjører med hydrogen trykksatt på enten 350 eller 700 bar. Tettheten til hydrogen er 23 kg/m³ for en hydrogentank på 350 bar, mens for hydrogen trykksatt med 700 bar er tettheten 38 kg/m³. En utfordring for trykklagring på 350 og 700 bar er de høye kostnadene, og derfor blir hydrogen lagret i stålkontainere og komprimert opp til 350 og 700 bar rett før fylling for å redusere energi og kostnader. Energitettheten til hydrogen er om lag 4.5 MJ/liter ved trykk på 700 bar. Ved atmosfærisk trykk er energitettheten kun 0.01 MJ/liter. [54, 57, 58, 59]

Flytende hydrogen

Ved flytende hydrogen kan hydrogenet lagres ved atmosfærisk trykk og energitettheten er høyere enn for gasskomprimert hydrogen. Ved 1 bar kan man oppnå mettet flytende hydrogen med 70 kg/m³ og en energitetthet på 8.5 MJ/liter. For å få hydrogen i væskeform må den kjøles ned til kokepunktet som er på -253 °C. Denne prosessen er svært energikrevende. I tillegg er energitapet høyere enn for høytrykksgass, og er på rundt 30 %. Likevel er flytende hydrogen en veletablert lagringsmetode, og i 2009 var den globale daglige kapasiteten på rundt 355 tonn. [54, 55, 56, 57]

Komprimert gass har noen betydelige økonomiske fordeler i sammenligning med flytende hydrogen. Flytende hydrogen krever 30 til 40 % av nedre brennverdi (LHV) for hydrogen, mens komprimert krever kun 5 til 20 % av den samme energien. I tillegg blir komprimert gass vanligvis lagret ved romtemperatur, mens flytende hydrogen må kjøles ned til -253 °C. [60]

SINTEF er et av forskningsmiljøene som har arbeidet med flytendegjøring av hydrogen som en løsning til hydrogenverdikjeden. Flytende hydrogen egnes for transport over lengre strekninger og som transportform til fyllestasjoner for transportsektor, men prosessen for flytendegjøring er meget kraftkrevende. [61, 62]

Kompresjonsteknologi

De ulike kompresjonsteknologiene blir ofte delt inn i to hoveddeler; mekanisk og ikke-mekanisk kompresjon. Stempelkompressorer er en mekanisk kompresjonsteknologi, som er vanlig å bruke for hydrogenapplikasjoner når ønsket trykknivå er over 30 bar, men ulike leverandører starter kompresjonen ved andre trykk. For eksempel *Leonard S. M.* starter ved 4 bar og komprimerer hydrogenet opp til 25.5 bar. Derimot starter *Hydropac* med 350 bar og komprimerer opp til 859 bar. Diafragma-kompressorer er også en mekanisk kompresjonsteknologi som har fordel ved at hydrogenet ikke er i direkte kontakt med stempelet, som forekommer i stempelkompressoren. Dermed holder hydrogenet seg renere. Det tyske selskapet Hofer Hochdrucktechnik er kjent for sine diafragma-kompressorer ved hydrogenfyllestasjoner, med lagring opptil 281 bar. I tillegg finnes det flere typer væskekompressorer hvor den ioniske væskekompressoren er vanlig å bruke ved HRS-stasjoner. Den ble utviklet for å øke kompresjonseffektiviteten, og kan komprimere helt opp til 1000 bar med kun fem trinn i prosessen. Selskapet Linde er kjent for sine ioniske væskekompressorer som starter ved trykk på 5-20 bar. [63]

Kryogenisk kompresjon, metallhydrid-kompressor og elektrokjemisk kompressor og adsorpsjonskompressor er eksempler på ulike ikke-mekaniske kompresjonsteknologier. Metallhydrid-kompressorer har ingen bevegelige deler og komprimerer hydrogengassen via varme- og masseoverføring ved å absorbere gassen i legeringer eller intermetalliske forbindelser. De kan driftes helt opp til 700 bar. Elektrokjemiske kompressorer brukes i PEM-elektrolysører og øker trykket til hydrogen fra lave verdier og helt opp til 1000 bar for noen av leverandørene. Selskapet NEL leverer PEM-elektrolysører med integrerte elektrokjemiske kompressorer som kan komprimere gassen opp til 30 bar. [63]

3.7 Sikkerhet og regelverk

Hydrogen har en høy energitetthet. I likhet med andre energibærere, kan ukontrollert frigjørelse av gassen føre til farlige situasjoner. Hydrogen får flere og flere bruksområder i samfunnet og kommer nærmere befolkningen. Den 10. juni 2019 skjedde det en eksplosjon på en fyllestasjon for hydrogen i Sandvika. Det var en monteringsfeil ved en av pluggene til hydrogentanken som var årsaken til den kraftige eksplosjonen [64]. Sikkerhetsaspektet rundt hydrogen er viktigere enn noen gang. For å unngå farlige situasjoner og oppnå sikker drift av hydrogen er det viktig med god vedlikehold og gode sikkerhetsrutiner. [65]

Norge har høy kompetanse innen sikkerhet for hydrogen på industriskala, og har anerkjente internasjonale aktører og miljøer som bidrar til god kunnskap om sikkerhet rundt håndtering av hydrogen. DNV GL, Safetec, Lloyds register, RISE FR, Gexcon, Norges teknisk naturvitenskapelige universitet, Insitutt for energiteknikk, Universitetet i Sørøst-Norge og Norges arktiske universitet UiT er blant annet noen av disse aktørene. I tillegg jobber prosjektet SH₂IFT med å videreutvikle denne kompetansen innen sikkerhet rundt hydrogenteknologi, spesielt innen drift av store volumer, lukket eller semi-lukket områder og innen maritim transport. [65, 66]

Hydrogen er ikke giftig, etsende eller skadelig for miljøet. Gassen er gjennomsluktig og luktfri. Samtidig er energien som kreves for å antenne gassen svært lav. Denne energien ligger på 0.017 mJ i luften, og tilsier at alle uønskede antennelseskilder alltid må unngås ved hydrogenhåndtering. I tillegg er brennbarhetsområdet bredere i forhold til andre drivstoff, og er på mellom 4.0 og 75.0 % av volumet i luften. Brennastigheten til hydrogen er høy som igjen fører til et høyt eksplosjonspotensiale. Likeledes, på grunn av den høye energitettheten fører dette til en viss risiko ved trykksetting av gassen. Ved trykksetting stilles det strenge krav for å unngå lekkasje. Siden hydrogen er en lett gass stiger hydrogen oppover og tynnes hurtig ut til ufarlige konsentrasjoner. Dermed er det viktig med god ventilasjon og deteksjon ved blant annet elektrolyseanlegg for å bidra til hurtig fortykning av hydrogen ved en potensiell lekkasje. Det er også utfordringer knyttet til materialvalg ved lagring av hydrogengass. Hydrogenmolekylet er verdens minste molekyl som fører til utfordringer ved diffusjon av gassen i stål og andre metaller som svekker metallstrukturen og kan gi brudd, kalt hydrogensprøhet [67]. Det er derfor viktig med riktig materialvalg og god vedlikehold, samt inspeksjoner som må skje oftere enn det nødvendigvis er for diesel og bensin. [65, 68, 69]

Hydrogengass har i lang tid vært brukt i industrisektoren og som drivstoff for romfart, men de siste tiårene er hydrogen blitt anvendt i sektorer nærere befolkning og bebyggelse, som drivstoff i ferger, tog, lastebiler og biler. Strenge sikkerhetskrav og regelverk er derfor viktige tiltak for å sikre sikker drift av hydrogenbruk. Lover og regler om hydrogen forvaltes av Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap (DSB) som er en fagmyndighet for brannfarlig, reaksjonsfarlig, trykksatt og eksplosjonsfarlig stoff. Hydrogen reguleres av brann- og eksplosjonsloven, sammen med andre farlige stoffer i Norge. Denne loven omfatter ulike forskrifter og veiledere for sikker håndtering av hydrogen. I tillegg er DSB også forvaltningsmyndighet for elsikkerhet, som inne-

bærer blant annet produksjon av hydrogen. DSB har også lover og direktiver for landtransport av farlig gods. [65, 70, 71, 72]

Virksomheter med lagring av over fem tonn med hydrogen er i tillegg underlagt storulykkeforskriften. I tillegg er hydrogen underlagt forskrift om landtransport av farlig gods, forskrift om helse og sikkerhet i eksplosjonsfarlige atmosfærer og forskrift om trykkpåkjent utstyr. Disse fire forskriftene er direktivbaserte som innebærer at tilsvarende regelverk brukes også i andre EU- og EØS-land. [70, 71]

Plassering av hydrogenanlegg er også et viktig sikkerhetstiltak. Forskriften om håndtering av farlig stoff stiller blant annet krav til at hydrogenanlegg skal ha en utarbeidet risikovurdering. Det stilles krav til dokumentasjon om hvorvidt det er nødvendig med arealmessige begrensninger, at anlegget er i sikker avstand fra omkringliggende objekter for å oppfylle tilstrekkelig sikkerhet for resten av befolkningen. Veiledning for sikkerhetsavstander for hydrogenfyllestasjoner for personbiler er utarbeidet av DSB. [70]

3.7.1 NEK 400

NEK 400 er en normsamling for utførelse av elektriske lavspenningsinstallasjoner. Denne publikasjonen brukes ikke som en forskrift av myndighetene, men er en samling av normer som forventes i installasjoner. Publikasjonen revideres hvert 4. år og ny utgave publiseres 31. mai 2022. Krav for elektrolyseanlegg er beskrevet i seksjon NEK400-8-815 fra 2018. Her er det gitt krav om en tilstrekkelig stor arbeidssone (området rundt elektrolyseøren): Arbeidssonen skal begrenses av et horisontalt plan minst 2.5 meter over og under elektrolysecellene, og i det vertikale planet skal arbeidssonen begrenses 1.25 meter fra elektrolysecellen alle veier [73]. Med andre ord er det fra NEK satt krav om 2.5 meter avstand til gulv og tak, og 1.25 meter til vegger.

4 Økonomi

Dette kapittelet dekker den økonomiske bakgrunnen for analysene spesifisert i metodologien og presentert i resultatet. Hovedformålet er å begrunne formler brukt i modelleringen og presentere forutsigelser og antagelser rundt fremtidig markedsvekst for hydrogenproduksjon ved elektrolyse.

4.1 Levelized cost of hydrogen

Levelized cost of hydrogen, LCOH for kort, er et mål for total kostnaden tilknyttet produksjon av hydrogen over hele prosjektets levetid, og gjør det mulig å vurdere ulike hydrogenprosjekters lønnsomhet. Enheten for LCOH er pris per kilo hydrogen og reflekterer prosjektets nullpunkts-omsetning, som beskriver salgsprisen som resulterer i at totale inntekter over levetiden dekker alle utgifter. Denne størrelsen er avledet fra *levelized cost of energy* (LCOE) hvor kostnaden per kWh energi produsert vurderes. LCOE gir mulighet for vurdering og sammenligning av ulike metoder for energiproduksjon og den utjevne “per kilowatt” verdien gjør det mulig å vurdere ulike energiproduserende teknologier uavhengig av brukstid, levetid, størrelse på prosjektet og risikjustering. [74]

Formel 4.1 brukes for utregning av LCOH og er lik formelen brukt i rapporten til *Fuel Cells and Hydrogen Observatory* der produksjonskostnaden knyttet til hydrogenproduksjon ved grønn elektrolyse i EU, Storbritannia og Norge [75]. Denne formelen brukes da den er bredt brukt innen økonomiske analyser av hydrogenproduksjon, er intuitiv og gir mulighet for enkel sammenlikning ved vurdering om lønnsomhet. Formelen gir derimot et forenklet bilde av kostnadene og tar ikke hensyn til alle kostnadene knyttet til en finansiell avgjørelse. Formelen utelukker også eksternaliteter som kan påvirke prosjektets gunstighet, og før eventuelle finansielle avgjørelser kan tas må videre analyser gjøres. For prosjekter i en tidlig fase av prosjektet eller ved enkle sammenlikninger av ulike prosjektdesign vil formelen dekke behovet tilstrekkelig.

$$\text{LCOH} = \frac{\text{sum av kostnader over levetid}}{\text{sum av energi } (H_2) \text{ produsert over levetid}} = \frac{I_0 + \sum_{k=0}^n \frac{I_t + E_t + M_t}{(1+r)^k}}{\sum_{k=0}^n \frac{H_t}{(1+r)^k}}, \quad (4.1)$$

I_0 representerer investeringskostnader i år 0 av prosjektets levetid. I_t , E_t og M_t representerer driftskostnader for anlegget og dekker henholdsvis (erstatning av elektrolyse stacks), totalt elektrisitetsforbruk i år t av anlegget og øvrige driftskostnader, og H_t representerer hydrogenproduksjon i år t . Diskonteringsrenten r tar hensyn til avkastningskrav og risikjustering og n er anleggets levetid. IRENAs rapport om kostnadsreduksjon for elektrolysesystemer fra 2020 fastslår en levetid på mellom 10 - 20 år for systemet og analyser som vurderer lønnsomhet må avgrense prosjektets levetid innenfor disse rammene [32]. Det er mulig å gjennomføre analyser over større tidsperspektiv, men da må hele systemet erstattes og gitt en stadig kostnadsreduksjon innenfor sektoren vil dette medføre flere antagelser rundt både pris av komponenter og tekniske data for elektrolyseren.

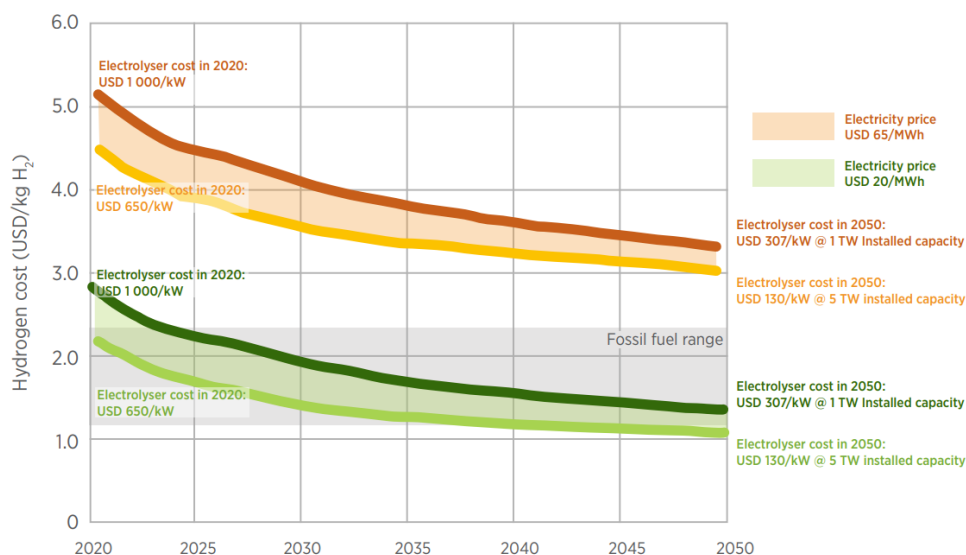
Verdier for LCOH-prisen for elektrolyseteknologi er kalkulert på et vidt spekter i litteraturen, basert på ulike konfigurasjoner og antagelser for ulike parametere. Dette gjør det utfordrende å gi eksakte verdier. IRENA har estimert en gjennomsnittlig LCOH verdi på mellom 3.77 og 4.34 USD/kg H₂ for et elektrolyseanlegg i Australia med kapasitetsfaktor på 30 % i 2020. Samme år viste en studie i Canada en LCOH-verdi på 2.93-3.22 USD/kg H₂ for en alkalisk elektrolyser koblet til nettet. I Goldman Sachs sin “Carbonomics”-rapport fra 2020 konkluderer de med at den gjennomsnittlige LCOH-verdien for grønn hydrogen er på mellom 2.5-4 EUR/kg H₂. Derimot forteller kilden at blå hydrogen har en gjennomsnittlig LCOH-verdi på mellom 1-1.5 EUR/kg H₂. Det er ikke spesifisert hva som er inkludert i utregningen for LCOH, om de for eksempel inneholder kun elektrolyseren, eller også lagringstanker og eventuelt en fyllstasjon. [76, 77]

Summen av kostnader presenteres også som formel 4.2 hvor anlegget deles opp i en kapitalinvestering CAPEX og en årlig driftskostnad OPEX. Hovedkomponenter til prosjektsystemet har en kapitalinvestering som betales i år null, og en tilhørende driftskostnad som dekker vedlikehold, tilsyn og eventuelle små utbedringer. Driftskostnaden er variabel og modelleres som en % av kapitalinvesteringen, der andelen antas å dekke alle utgifter ved drift. [78]

$$\text{Sum av kostnader} = \text{CAPEX} + \sum_{k=1}^n \frac{\text{OPEX}}{(1+r)^k} \quad (4.2)$$

4.2 Fremtid

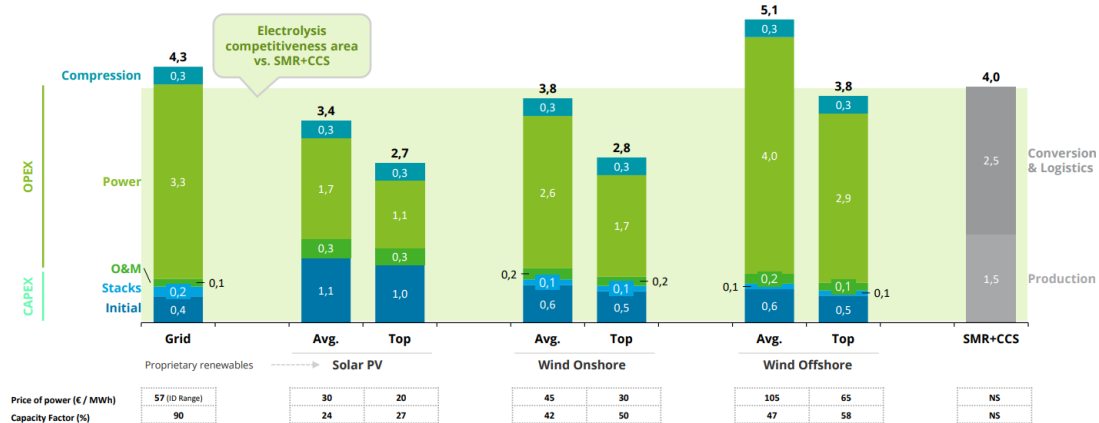
IRENA sin rapport *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal* tar for seg strategier for å redusere elektrolysekostnadene gjennom ytelsesforbedringer, oppskalering av effekt og kontinuerlig innovasjon. Ifølge rapporten er den største bidragsytteren til høye kostnader elektrisitet fra fornybare energikilder. Dermed er lave elektrisitetskostnader et nødvendig krav for å produsere konkurransedyktig grønn hydrogen. Den nest største utfordringen for grønn hydrogen er produksjonskostnadene som er mer enn to eller tre ganger større enn blå hydrogenproduksjon. Ved å øke effekten til et elektrolyseanlegg fra 1 MW til 20 MW, kan kostnadene reduseres med over en tredjedel. Smarte designløsninger og materialvalg er også viktige bidragsyttere til å senke produksjonskostnadene. Rapporten konkluderer også med at en økning i skala, fra MW til GW-skala, kan kostnadene for stakkene reduseres fra 45 % til 30 % av de totale kostnadene. Fram til 2030 kan kostnadene for elektrolysører reduseres med 40 %. I det lange løp kan kostnadene reduseres med hele 85 % av grønn hydrogenproduksjon, ved lavere investeringskostnader og elektrisitet, samt optimalisering av drift og økning av virkningsgrad. [32]



Figur 4.1: Kostnader for grønn hydrogenproduksjon ved elektrolyseutvikling over perioden 2020 til 2050, med en konstant gjennomsnittlig (USD 65/MWh) og en lav (USD 20/MWh) elektrisitetspris. Hentet fra [32].

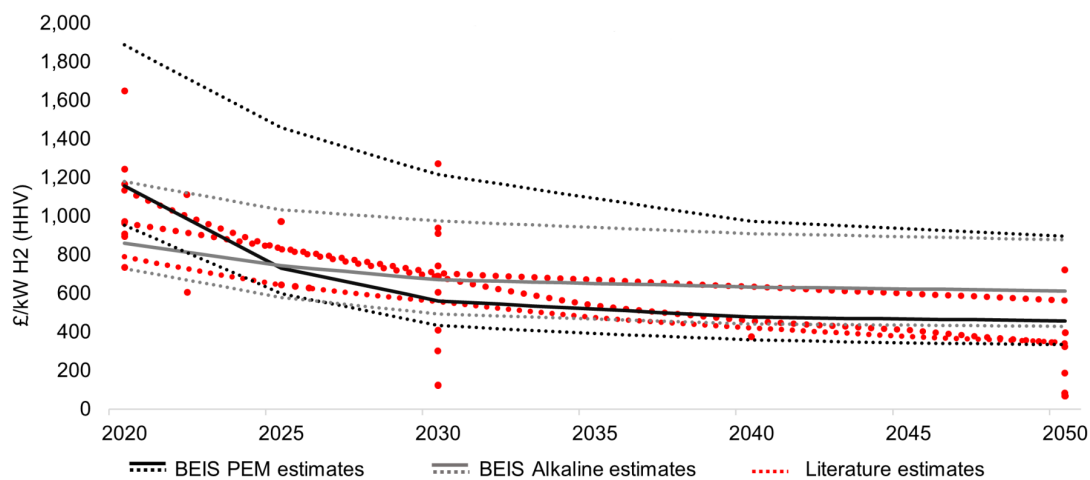
Figur 4.1 hentet fra rapporten til IRENA er en analyse gjort av IRENA som viser elektrolysekostnader i form av LCOH fra 2020 og en potensiell utvikling fram til 2050. Med lave elektrisitetspriser og elektrolysepriser kan grønn hydrogenproduksjon bli billigere enn blå hydrogenproduksjon, altså produksjon fra fossilt brensel med CO₂-fangst. Grafen viser at LCOH-verdien til vannelektrolyse er estimert til å bli lavere. [32]

Grønn hydrogen er avhengig av strømprisene. Rapporten fra IRENA konkluderer med at prisen for elektrisitet produsert fra fornybare kilder er forventet å synke, med 82 %, 47 % og 39 % for solceller, offshore og onshore vind, respektivt. Ifølge rapporten *The Future of Hydrogen* fra IEA, oppnår elektrolysører koblet opp mot nettet lavest hydrogenkostnader ved drifting med middels last. Dette grunnet høyere strømpriser på nettet enn direkte fra fornybare kraftkilder. Samtidig hjelper lengre brukstid på å redusere CAPEX-prosenten av de totale kostnadene. [9, 32]



Figur 4.2: Estimerte LCOH i 2030 for store PEM-elektrolysører (10-40 MW) i USD/kg H₂ produsert fra ulike energikilder, som fornybare kilder, rett fra strømmettet og fra dampreforming med CO₂-fangst (SMR+CCS). Hentet fra [79].

I sammenligning med figur 4.1 viser også figur 4.2 fra rapporten *Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers* til Deloitte i 2021, at LCOH for elektrolysører blir mer og mer kompetitivt med blå hydrogenproduksjon i 2030. I denne analysen er det sett på store PEM-anlegg med installert effekt på 10-40 MW, med antagelse om stabile økonomiske forhold. De minste LCOH-verdiene er for hydrogenproduksjon fra solceller og vindkraft på land med henholdsvis 2.7 og 2.8 USD/kg H₂ for beste driftsscenario, og 3.4 og 3.8 USD/kg H₂ for gjennomsnittlig driftsscenario. SMR med CO₂-fangst er på 4.0 USD/kg H₂ og produksjon dra strømmettet er på 4.3 USD/kg H₂. Her kommer mesteparten av kostnadene fra elektrisitetskostnader med en antatt strømpris på 57 EUR/MWh, som tilsvarer 583 NOK/kWh. [79].



Figur 4.3: Visualisering av fremtidig kostnadsutvikling av elektrolyseteknologi. Hentet fra [78]

Figur 4.3 viser en synkende trend i kostnadsutvikling for elektrolysører mot 2050. Denne analysen fra BEIS (Department for business, energy and industrial strategy) er et britisk departement med ansvar for klimaendringer, forskning, industri og energi, viser at etter 2025 vil PEM-kostnadene bli gradvis lavere enn kostnadene for alkalisk. [78]

4.3 The hydrogen economy

Hydrogenøkonomi er et uttrykk som defineres som et industrielt system hvor den dominante rollen som drivstoff og energibærer er utført av hydrogen i samtråd med elektrisitet. Denne industrien blir sett på som en viktig bidragsyter til å redusere klimautslipp og energiforbruk samt stimulere en grønn økonomisk vekst og hjelpe med nye jobber. Uttrykket ble først omtalt av professor John Bockris i 1970. [80, 81, 82]

5 Anvendelse av hydrogen i transportsektoren

Hovedsatsingen i dag skjer i den maritime sektoren, men likevel må de resterende områdene henge tett på for å klare å nå klimamålene. Regjeringens nasjonale transportplan for 2022 - 2023 ([13]) har satt som mål at “Regjeringen vil få mer igjen for bruk av fellesskapets ressurser, bruke ny teknologi effektivt, bidra til å nå klima- og miljømål, videreføre nullvisjonen for drepte og hardt skadde og legge til rette for en enklere reisehverdag og økt konkurransevne for næringslivet.” De siste årene har allerede batteri-teknologien modnet og antall elektriske fartøy på norske veier og farvann økt. Likevel finnes det sektorer hvor batterier er vanskelig å implementere med mindre teknologien videreutvikles drastisk. I tillegg viser DNV GLs rapport *Transition outlook* at elektrifiseringen ikke går fort nok, noe som gjør hydrogen til en essensiell del av den grønne omstillingen. Altså for at regjeringen skal klare å nå sine klima- og miljømål vil hydrogen spille en sentral rolle. [83, 84]

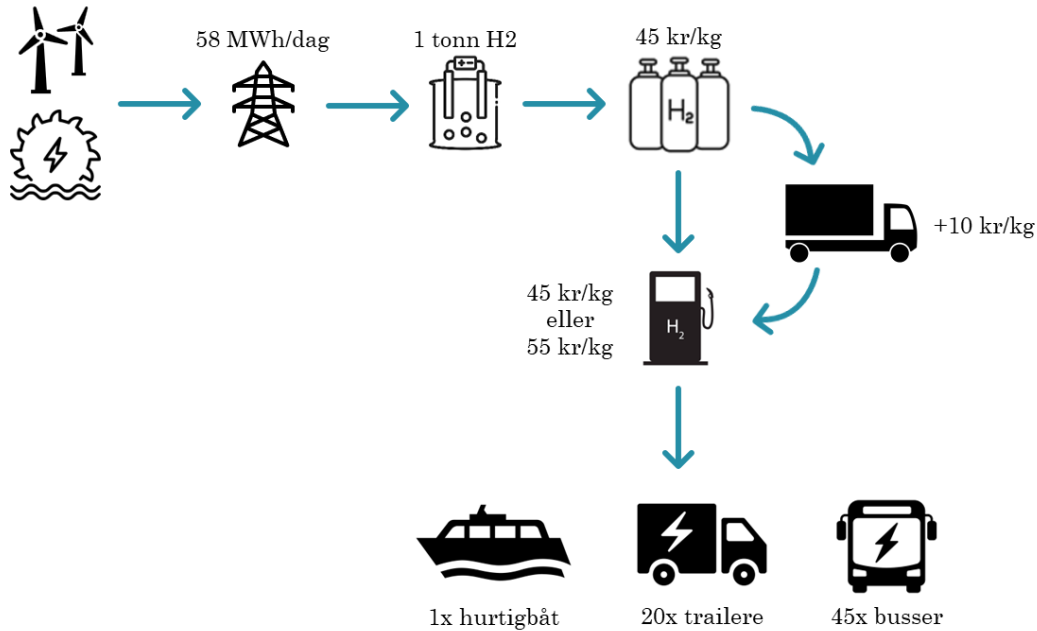
Hydrogen har mange gode egenskaper, men for at hydrogendrevne fartøy skal kunne representere et konkurransedyktig alternativ trengs det en infrastruktur på lik linje med el- og fossilbiler og konkurransedyktige priser. Høna og egget-problemet kommer fram her. Hvem skal komme først? Dagens investeringskostnader er høye, men støtteordninger fra Enova kan redusere prislappen noe. Enova gir tilskudd til både produsent og forbruker, noe som skal gjøre det lettere for begge parter å etablere seg. Likevel har ikke markedet for hydrogen løsnet helt, og mål og ambisjoner som er blitt satt de siste årene har ikke blitt oppnådd. Noe av dette kan skyldes covid-19, men økonomi spiller en stor rolle, da investeringer i hydrogensektor ikke regnes som lønnsomt [14]

5.1 Dagens behov i Trøndelag

REENERGY (Renewable energy cluster, tidligere Fornybarklyngen) kartla i 2019 hydrogenbehovet i Trøndelag. Resultatet ble publisert i rapporten *Veikart for hydrogen* som ser på ulike bruksområder i regionen og potensialet for hvorvidt hydrogen kan implementeres i disse. De mest aktuelle løsningene er transport og industri. En annen mulighet er lagring av hydrogen, men det konkluderes med at dette ikke vil være et prioritert alternativ for Norge. Rapporten tar ikke for seg Grong kommune spesifikt, men likevel er mange av mulighetene presentert i rapporten aktuelle for eventuell hydrogen produsert ved Nedre Fiskumfoss. [85]

Figur 5.1 viser hvordan REENERGY antar at verdikjeden for hydrogenproduksjon og distribusjon til transportsektor kan se ut i Trøndelag og tar utgangspunkt i et produksjonsvolum på 800-1000 kg hydrogen per døgn. Figuren tar hensyn til både sentralisert hydrogenproduksjon med transport til fyllestasjon og lokal produksjon med fyllestasjon ved anlegget. For sentraliserte løsninger forekommer det en ekstra kostnad for transport på mellom 8-15 NOK/kg som gjør at et sentralisert anlegg må kunne ta i bruk skalafordeler for å være konkurransedyktig med lokal produksjon. [85]

DNVs synteserapport for hydrogen, i oppdrag fra Regjeringen, har for den landbaserte transportsektoren anslått et hydrogenbehov på 38 000 tonn årlig i 2030. Herunder teller lastebil, jernbanen og busser [86]. Da Trøndelag er en transportkorridor mellom Sør- og Nord-Norge, vil noe av dette behovet naturlignok også forekomme i tøndelaget. [85]



Figur 5.1: Dagsproduksjon som kreves i Trøndelag for å oppnå bærekraftig produksjon. Produksjonen tilsvarer dagsbehov for 1 hurtigbåt, 20 trailere eller 45 busser. Kilde [85], redigert fra originalen.

5.2 Priser

For å få økonomisk lønnsomhet for hydrogenbasert transport trengs en hydrogenpris som kan sammenlignes med priser for kommersielle drivstoff. Man trenger altså en pris som gjør det like billig å kjøre en gitt strekning med hydrogen som med diesel. Et eksempel på dette er gitt i regnestykket i tabell 5.1, som viser drivstoffkostnaden for ulike lastebiler som kjører 100 km. Drivstofforbruket for hydrogen-kjøretøyene er basert på tankstørrelse dividert på rekkevidde, da slike data ikke publiseres offentlig av produsentene. Utregningen er basert på utviklingen for diesel- og bensinpris vises i figur 5.2. [87]

Tabell 5.1: Eksempel for drivstoffkostnad for 100 km kjørt av en lastebil. Dieselforbruk tatt utgangspunkt i Volvo FH 500 I-save[88]

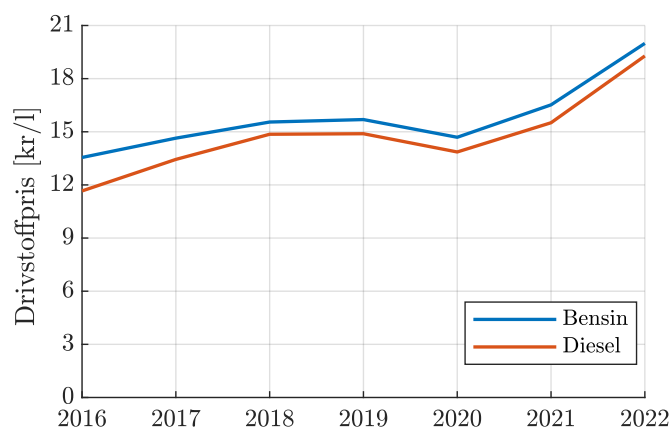
	Kjøretøy	Forbruk	Drivstoffpris	Kostnad
Diesel	Volvo FH500 I-save	3.1 l/mil	10 kr/l	310 kr
			15 kr/l	465 kr
			20 kr/l	620 kr
Hydrogen	SCANIA G 280	0.733 kg/mil	90 kr/kg	660 kr
	Hyundai XCient	0.875 kg/mil	90 kr/kg	788 kr

Man ser at denne trenden er økende og gjennomsnittsprisen for diesel de første tre månedene i 2022 ligger på 19.28 kr. For lastebiler gjelder dog andre priser. I en rapport har Greensight anslått at en kvantumsrabatt, som transportselskap gjerne har, ligger på 1.5kr/l [87]. Aktuelle pumpepriser for hydrogen er presentert i tabell 5.2. Stasjonene har 700-bar uttak, og forsyner dermed kun personbiler.

Tabell 5.2: Pumpepriser på hydrogen ved fyllestasjonene i Oslo [89]

Stasjon	Dato	Pris [kr/kg]
Høvik, Hynion	mars 2022	108
	mai 2022	145
Hvam, Everfuel	mai 2022	120

For å oppnå økonomisk lønnsomhet på hydrogen til veitransport, trengs en hydrogenpris som kan konkurrere med dieselprisen. Med dagens priser på rundt 20 kr/l trenger ikke hydrogenprisen å være lavere enn 88 kr/l før kostnaden per kjørte mil er lik. Denne prisen kalles break-even pris, og er sterkt avhengig av det enkelte kjøretøyets drivstofforbruk. Likevel vil drivstoffpriser på 15 kr/l, eller helt ned mot 10 kr/l være overlegent billigere enn hydrogen, som vist i tabell 5.1. Diesel-lastebilen brukt for beregningene er et effektivt kjøretøy, og eldre lastebiler vil dermed også kunne ha forbruk opp mot 4-5 l/mil, noe som gir høyere dieselpriser for ueffektive lastebiler. [87]



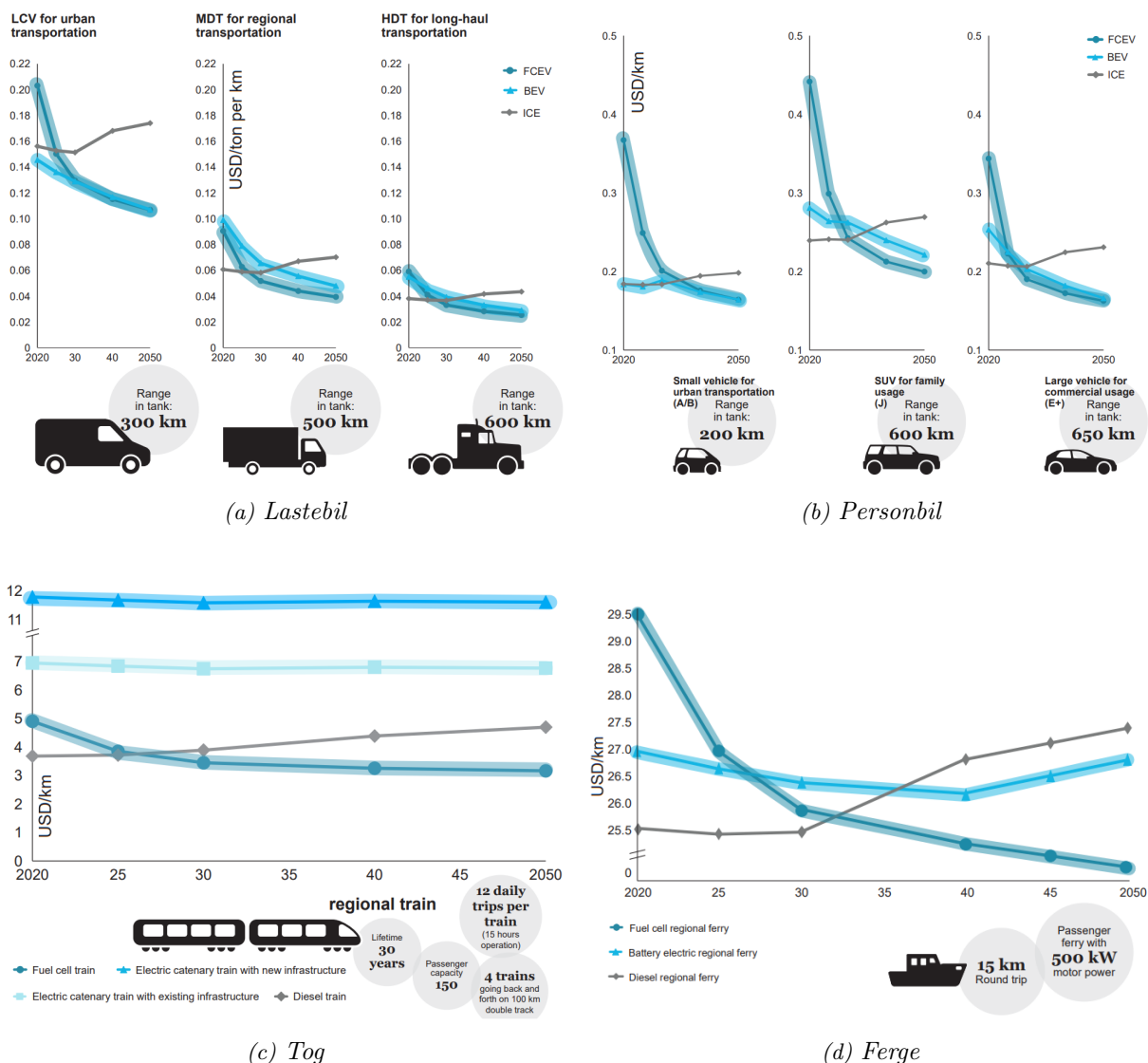
Figur 5.2: Gjennomsnittlig årlig drivstoffpris fra 2016-2021. Data hentet fra SSB [90], plottet i Matlab.

Kostnadsbesparelser grunnet effektivisering

I tabell 5.1 ser man at en forskjell i hydrogenforbruk på 0.14 kg/mil utgjør 128kr for 100km. Tall fra SSB viser at en “Stor lastebil” kjørte gjennomsnittlig 36 026 km i 2021, eller 98.7 km/dag [91]. I det store bildet, vil lavere forbruk gi en årlig besparelse på ca 45 000 kr. For lastebiler til langtransport vil denne besparelsen være enda høyere, da de gjerne kjører mer enn 100 km daglig.

5.2.1 Prisutvikling mot 2050

Hydrogen Council har i 2020 publisert rapporten *Path to Hydrogen Competitiveness* [92], hvor hydrogenets konkurransedyktighet er analysert. Figur 5.3 presenterer den anslåtte prisutviklingen til ulike transporttyper fram mot 2050. Generelt ser man at fossile drivstoff (ICE) vil innen 2030 bli dyrere enn både batterier (BEV) og hydrogen (FCEV). Prisøkningen vil skyldes blant annet økninger i klimagassavgifter, noe som inngår i salgsprisen for drivstoff. Den norske regjeringen planlegger å øke CO₂-avgiften fra 600 til 2000 kr/tonn CO₂ mot 2030. Dette framkommer i regjeringens klimaplan for 2021-2030 [14]. For FCEV ser man et tydelig prisfall mot 2025.



Figur 5.3: Kostnadsutvikling for ulike transporttyper. Hentet fra [92], redigert fra originalen. FCEV = Fuel Cell electric vehicle, BEV = battery electric vehicle, ICE = internal combustion engines

5.3 Tungtransport

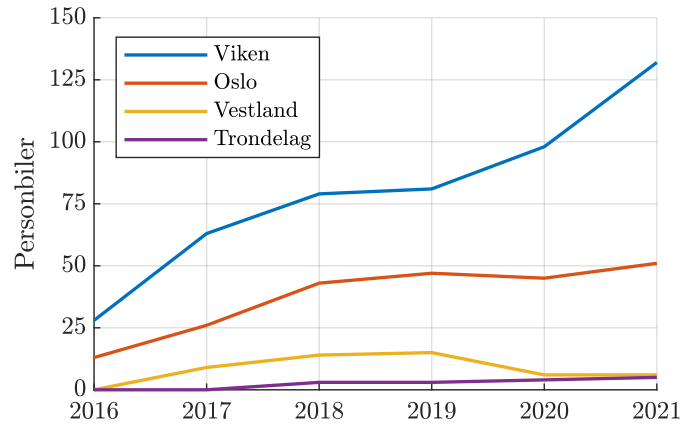
Regjeringen har ambisjoner om nullutslippskjøretøy for alle nye tyngre varebiler, 75 % av nye langdistansebusser og halvparten av alle nye lastebiler innen 2030. Målet er i tillegg at varedistribusjonen i de største norske byene også skal være tilnærmet nullutslipp. For å oppnå disse målene og at nullutslippsfartøy skal bli konkurransedyktige, kreves en modning av dagens teknologier. [13]

I oppdrag av regjeringen har DNV GL i 2019 publisert en synteserapport om produksjon og bruk av hydrogen i Norge som kartlegger hydrogenets rolle som utslippsfri energibærer mot 2030. I rapporten påpekes det at hydrogenlastebiler kan bli konkurransedyktig i Norge innen 2025, gitt Enova-støtte. Uten denne anslås lønnsomhet fra senest 2035. Rapporten peker på to faktorer som avgjørende for hydrogenlastebilers konkurransedyktighet: 1) For å kunne oppnå økonomiske lønnsomhet trengs en høyere årsproduksjon fra leverandørene for å kunne sikre lavere kostnader på kjøretøyene. Dette krever en satsing fra det internasjonale markedet. 2) Det trengs et bedre etablert marked for hydrogen i Norge. For å kunne sikre hydrogenpriser på lik linje med dieselprisen trengs det et større produksjonsvolum og bedre infrastruktur for fyllestasjoner nasjonalt. Rapporten anslår at det trengs minimum 800 tyngre hydrogenkjøretøy i Norge før markedet blir bedriftsøkonomisk lønnsomt. [93]

I en meta-studie fra ICCT analyseres kostnadsutviklingen for FCEV og BEV fram mot 2030. Relevante grafer er presentert i vedlegg C. Her estimeres at investeringskostnaden reduseres for begge med henholdsvis 23 og 40 %, men at BEV vil være betydelig billigere i innkjøp. Dette er hovedsakelig grunnet billigere batteri-pakker. Trenden for FCEV- og BEV-kostnadene er synkende, både i figur 5.3 over og i figurene i vedlegg. [94]

I følge *h2stations.org* finnes det fire aktive fyllestasjoner i Norge i dag. Tre av disse er offentlig tilgjengelig og driftes av Hynion og Everfuel. Stasjonene rundt Oslo har kun 700 bar uttak, noe som betyr at kun personbiler kan fylle ved disse. Hynion rapporterte en økning på 50 % i antall fyllinger/volum fra 2020 til 2021 [95]. Selskapet har planer om å etablere 8 nye fyllestasjoner i Norge og Sverige innen 2023 og Everfuel sikter på 12-15 nye stasjoner i Norge, Sverige og Danmark. Stasjonene i Norge skal etableres slik at 1/3 av befolkningen bor innenfor 15 km til nærmeste fyllestasjon. Everfuel sikter på fyllestasjoner sør for Trondheim. [96]

Norsk Hydrogenforum hadde i 2018 et mål om 1000 hydrogendrevne lastebiler på norske veier innen 2023 [87]. I utgangen av 2021 var det registrert nøyaktig 200 hydrogendrevne kjøretøy, hvorav 195 er personbiler, 1 varebil og 4 lastebiler [97]. De fire lastebilene er eid av Asko og er ombygde dieselskjøretøy. Figur 5.4 viser utviklingen av hydrogendrevne personbiler siden 2016. Transportøkonomisk institutt spår at det fra i dag vil ta minst to år til hydrogendrevne lastebiler kan være en realitet på det europeiske markedet. Dette er grunnet produksjonsmengde og at det kreves en viss modenhet før fartøyene kan bli kommersielt tilgjengelige. Når både kjøretøyene og infrastrukturen er på plass, vil hydrogen gi samme fleksibilitet som diesel. [98]



Figur 5.4: Antall registrerte hydrogendrevne personbiler i Norge siden 2016. Fylker med kun én bil er neglisjert i grafen. Data fra SSB [97], plottet i Matlab.

Regjeringen har ambisjoner om at alle nye tunge varebiler, halvparten av nye lastebiler og 75 % av nye langdistansebusser skal være nullutslipp innen 2030. Dette markedet har enda ikke løsnet, og her kommer høna og egget-problemet fram. Det er for lite etterspørsel for at det er økonomisk lønnsomt å investere i fyllestasjoner, samtidig som det er for lite fyllestasjoner/etablert infrastruktur for å investere i hydrogenkjøretøy. For å løse dette problemet trengs offentlig støtte som for eksempel støtteordninger fra Enova og i dag gis det støtte opp mot 40 % av merkekostnader for hydrogenkjøretøy over 4.25 tonn. Programmet er rettet mot prosjekter hvor det kan oppnås en årlig besparelse på minst 10 000 liter diesel. [98]

5.3.1 Årsdøgntrafikk

Årsdøgntrafikken (ÅDT) ved grensen mellom Trøndelag og Nordland ligger på 800 kjøretøy daglig, hvorav 14-16 % utgjør tungtrafikk. Dette utgjør ca 120 lastebiler per dag og fram mot 2030 forventes en trafikkvekst på 0.7 %. I tillegg prioriterer regjeringen utbedringen av E6 mellom Grong og Nordland, hvor veien strekningsvis har dårlig bæreevne, er smal og svingete. [99]

I nasjonal transportplan for 2022-2033 utgjør godstransport i lastebil 4 % (tonnkm) av den totale godstransporten på strekningen Trondheim - Bodø. Her skjer i dag 94% på skip, da sjøveien regnes som en enklere transportvei. Resterende 2 % fraktes med tog. Selv om skipstransport er dominerende, forventes det fram mot 2050 en økning på 78 % og 59 % økning i antall tonnkm transportert gods for henholdsvis lastebiler og tog. [13]

5.3.2 Asko

Asko Midt Norge har høye miljøambisjoner, og var først ute i Norge med å kjøre FCEV lastebiler. Konsernet eier fire ombygde lastebiler og har i tillegg egen fyllestasjon på Tiller i Trondheim. Hydrogenet produseres fra alkalisk elektrolyse med energi fra sine 5800 solceller på taket og daglig produseres det i gjennomsnitt 320 kg. Asko har ikke bare FCEV lastebiler, men også 13 Toyota Mirai personbiler og totalt er 25 biler knyttet til anlegget både internt og eksternt. Personbilene

er leaset av Toyota i Drammen, og framkommer derfor ikke i statistikken for Trøndelag presentert i figur 5.4. [100, 101]

På gode dager har Asko gjort positive erfaringer med sine FCEV. Etter eksplosjonen på hydrogenstasjonen i Sandvika i 2019 ble det innført kjøreforbud fra DSB. Selv om det relativt raskt ble avklart hva som førte til denne eksplosjonen, varte kjøreforbudet i 10 måneder. Asko måtte da sammen med NEL, leverandøren av fyllestasjonen både hos ASKO og i Sandvika, gå gjennom en del prosesser for å få opphevet dette kjøreforbudet. [101, 102]

Brenselcellene tålte ikke den 10 måneders lange driftspausen, så dette førte til at disse måtte sendes til leverandør i Tyskland. Fra start var ASKO klar over at en lastebil med en teknologi som enda ikke er etablert på markedet, krever noe ekstra service enn en kommersiell lastebil. I tillegg kom deler fra ulike leverandører, noe som gjorde at ASKO måtte forholde seg til fabrikker i både Tyskland og Sverige for brenselcellen og lastebilen henholdsvis. Dette førte til ekstra utfordringer under koronasituasjonen, hvor det har vært vanskelig å få fagpersonell til å være fysisk tilstede på tvers av landegrensler. [101]

Logistikkleder og prosjektleder for hydrogen i ASKO, Roger Sæther, sier at utenom utfordringene underveis har de hatt positive erfaringer med hydrogen. Han nevner at FCEV fungerer minst like bra som deres elektriske biler, og at man i tillegg slipper å bekymre seg over ladetid og rekkevidde. Likevel ser ikke ASKO bort fra batterier, da det skjer mye på begge fronter. Personlig er Sæther tilhenger av hydrogen, da dette gir flere fordeler for tungtransporten. Han påpeker at tidsbesparelsen ved hydrogen er kritisk for langkjøringer. Yrkessjåfører kan kjøre i 10 timer før de blir pålagt en pause på 9 timer. Bruker man én time på å hurtiglade, kan dette fort føre til store forsinkelser. Fylletiden for hydrogen er her en overlegen vinner med dagens teknologi. [101]

ASKO planlegger å være totalt utslippsfri innen 2026. Det er bestilt flere FCEV lastebiler, men denne gangen med all teknologi fra samme leverandør. Dessuten sender ASKO daglig gods nordover med tog, hvilke drives på diesel. Her håper Roger Sæther på fortgang i omstillingen av drivstofftype. [101]

5.3.3 H2 Truck

H2 Truck-prosjektet er et samarbeid mellom bedrifter som blant annet Statkraft, ASKO, DB Schenker, ColliCare, Posten og PostNord, samt Viken fylkeskommune og Oslo kommune. Her vil det tyske selskapet Quantron levere minst 100 FCEV lastebiler som skal være på veiene i Oslo-området. Etter planen skal produksjonen starte i 2022 og levere til Norge i 2023. I tillegg til lastebilene, skal det etableres infrastruktur i området. [103]

De største transportselskapene har tatt ansvar og har en plan for hvordan de skal nå klimamålene. En av disse er DB Schenker, som er et internasjonalt transportselskap. Schenker har planer om å fase inn hydrogen i sine kjøretøy og vil mot 2030 ha fokus på både BEV og FCEV. Planen er at halvparten av alle kjøretøy mellom 3.5-7.3 tonn skal være nullutslippskjøretøy innen 2030.[104]

Posten og Bring har kanskje Norges største elbilflåte og har store ambisjoner videre. I 2017 satte selskapet seg mål om å kun ha fornybare energikilder som drivstoff på kjøretøyene sine innen 2025. Hovedsatsingen hos Posten er foreløpig batterier, men selskapet har sendt inn bestillinger hos både Quantron og Nikola for FCEV lastebiler. [105]

5.3.4 Sveits og Hyundai

Sveits hadde i juli 2021 46 hydrogendrevne lastebiler på veiene, hvor alle var levert av Hyundai. Hyundai har begynt å masseprodusere den hydrogendrevne lastebilen Xcient Fuel Cell og selskapet har som mål å selge 110 000 enheter fram mot 2025. Denne typen lastebil har 9 hydrogentanker med en kapasitet på totalt 31 kg hydrogen. Dette gir en fylletid på 8-20 minutter, rekkevidde på 400 km og motoren på 350 kW kan transportere opptil 36 tonn last. I slutten av 2021 fantes det ni fyllestasjoner i Sveits, og i april 2022 var tallet allerede på 11. Utviklingen går dermed fort, og Sveits planlegger å ha 1600 lastebiler på veien innen en femårs-periode. Fra leveringen i oktober 2020 til juli 2021 hadde lastebilene kjørt over en million kilometer sammenlagt, og nullsutslippskjøretøyene har ført til en besparelse av 630 tonn i denne perioden [106]. Transportøkonomisk institutt påpeker her at denne typen lastebil har lite markedspotensial i Norge, grunnet fartøyets størrelse. [87]

5.3.5 Andre leverandører

Mercedes Benz har tenkt noe større enn Hyundai og har fra 2027 planer om å levere *GenH2 Truck*, som foreløpig har en rekkevidde på 1000 km. Kjøretøyet har to tanker på totalt 80 kg kapasitet, 2x 150 kW brenselceller og et ekstra batteri på 400 kW. Lastebilen er nå under testkjøring på tyske veier. [107]

Noe tidligere ute enn Mercedes tenker Nikola å være. Nikola planlegger å lansere to hydrogen-elektriske tungtransport-lastebiler (FCEV); modellene *Two* og *Tre*. Disse skal komme på markedet i 2024 og 2023 henholdsvis. Deres elektriske modell har allerede gått i serieproduksjon, og fuel cell-bilene skal settes i produksjon fra 2023. Også for Nikola er testingen godt i gang og modellen *Tre FCEV* kjøres på veiene i California. Denne modellen forventes å ha en rekkevidde på 500 miles (rundt 800 km). *Two* skal leveres med rundt 1200 km rekkevidde [107, 108]. I 2018 reserverte Felleskjøpet 50 Nikola *Tre FCEV* lastebiler, mens Posten har reservert 1 modell *Tre* og 2 modell *Two*. [109, 110]

5.4 Jernbane

SINTEF har, i oppdrag av Jernbanedirektoratet, evaluert alternative drivstoff for ikke-elektrifiserte jernbanelinjer i Norge. I rapporten kartlegges hvor aktuell ulike konsept er med tanke på miljøkrav og tilgjengelig teknologi, og på utvalgte strekninger er det blitt gjort økonomiske beregninger for lønnsomheten. Det finnes i dag ulike drivstoffalternativer for tog. I Norge er diesel og kontaktledninger (KL) de mest vanlige. KL gir elektrisk framdrift med strømforsyning fra en kontaktledning

over toget langs hele strekningen. 80 % av all togtrafikk i Norge i dag drives slik, men strømforbruket fra KL står kun for 0.5 % av elforbruket i Norge. En stor fordel med KL er at utslippet er bortimot null, da kraften kommer fra vannkraft. Ulempen er at togene krever en bedre infrastruktur enn dieseltog, noe som gir både høyere investerings- og vedlikeholdskostnader. Disse togene kan likevel kjøre fortere enn konvensjonelle dieseltog. [111]

Dieseltogene i dag brukes på strekninger som enda ikke er elektrifisert. Fordelen med disse er at diesel har lang rekkevidde og er lett tilgjengelig. Togene kjører dermed hvor elektrifisering ikke er mulig, grunnet ulike faktorer. Dette gjelder hovedsakelig Nordlandsbanen, Raumabanen og Rørøsbane. Dieseltog er oftest dieselelektrisk, noe som betyr at dieselmotoren driver en generator som produserer strøm. Denne strømmen forsyner en elektrisk motor som trekker toget. Dette gir noe lavere forbruk enn konvensjonelle dieselmotorer i for eksempel biler, men fører til høyere vekt på toget. Dette gjør at dieseltog kjører saktere enn KL-tog, men de har høyere trekraft og kan trekke tyngre last. [111]

5.4.1 Nordlandsbanen

Nordlandsbanen er en av togstrekningene som ikke er elektrifisert. Banen går fra Trondheim til Bodø, er 730 km lang og har per april 2022 tre avganger daglig [112]. En av utfordringene for elektrifisering er utbyggingen av KL, og for Nordlandsbanen er utbyggingskostnadene estimert til minst 8 milliarder kroner. Grunnen til denne høye prislappen er tunneler som må tilrettelegges, da disse må forhøyes for å få plass til KL. Nordlandsbanen har hele 154 tunneler fra Steinkjer til Bodø, noe som gjør utbyggingen både tid- og ressurskrevende. 22 av tunnelene er lengre enn 500 meter, med den lengste, Medjåtunnelen, på underkant av 2.5 km. En annen utfordring er strekningen over Saltfjellet, hvor KL veldig utsatt for kulde- og vindpåvirkninger. [111]

Jernbanen og Nedre Fiskumfoss

Nordlandsbanen har en god beliggenhet i forhold til Nedre Fiskumfoss. Disse to er kun 160 meter i luftlinje fra hverandre og nærmeste stasjoner er Harran og Grong som ligger henholdsvis 3.3 km og 11 km ifra Nedre Fiskumfoss [1]. Forbipasserende tog er hovedsakelig Nordlandsbanen med passasjertransport og godstransport fra CargoNet og OnRail. Nordlandsbanen utgjør totalt 6 passeringer daglig, og godstransporten kjører 6 tog nordover og 5 tog sørover på hverdager. Det vil si totalt 15 passeringer daglig. [112, 113, 114]

5.4.2 Alternative lavutslippsløsninger

Som nevnt, er elektrifiseringen ved hjelp av KL en utfordring. Likevel finnes det i dag flere alternative lavutslippsløsninger som har blitt vurdert på de tre togstrekningene. Dette er hovedsakelig hydrogen, batterier og ulike løsninger med kombinasjoner av disse.

Batterier

Teknologien for at tog kan driftes med tilfredsstillende batterikapasitet finnes, men disse løsningene er svært tunge. Det finnes batterivogner for godstog med 10.62 MWh hver og en rekkevidde

på 300 km. For at Nordlandsbanen skal kunne oppnå en rekkevidde stor nok for å unngå lading, trengs tre batterivogner. Hvis man skal legge inn et ladestopp på denne strekningen på 1 time, holder det med to vogner. Simuleringer fra SINTEF sier at batteridrevne tog faktisk klarer å redusere reisetiden fra Trondheim til Bodø med 30 minutter, da batteritogene er 30 minutter raskere over Saltfjellet. [111]

Et alternativ for Nordlandsbanen er deelektrifisering med batterier. Dette er en løsning som har blitt vurdert tidligere, hvor 7 delstrekninger på 30 km hver skal drives av batterier som avløser diesel. Dette vil også gi muligheten for regenerering ved bremsing. [111]

Hydrogen

Hydrogentog er i dag lite etablert, men har stort potensial. Prototypen Coradia iLint fra Alstom har siden 2018 vært i kommersiell drift på strekningen Buxtehude - Cuxhaven i Nord-Tyskland og har flere ganger vært på prøveturer rundt om i Europa. Toget har en rekkevidde på 800 km, 150 sitteplasser og maksimal hastighet på 140 km/h. Toget kjører på komprimert hydrogen og har to 200 kW brenselceller. Nord-Tyskland har lite motbakker, noe som gjør terrenget veldig ulik sammenlignet med Nordlandsbanen. SINTEF anslår at togtypen ikke hadde klart seg veldig godt på Nordlandsbanen, men derimot at toget hadde klart seg fint på Raumabanen, hvor den har simulert en rekkevidde på 800-1000 km. Toget er godkjent for tunneler opp mot 5 km.

Hybrid med hydrogen og batteri

Da brenselcellen er den dyreste komponenten av hydrogen-tog, kan en hybridløsning redusere noe av kostnadene. Ved å kombinere en brenselcelle med et batteri, kan batterier bistå ved høyt effektforbruk som for eksempel i oppoverbakker. Dette krever en mindre brenselcelle, og vil også forbedre driftsytelsen, da brenselcellens levetid er forbedret ved lavere og jevnere ytelse. Konstante svingninger vil gå utover batteriets levetid, men disse er per i dag billigere enn brenselceller, noe som gjør det lettere å skifte ut disse. [111]

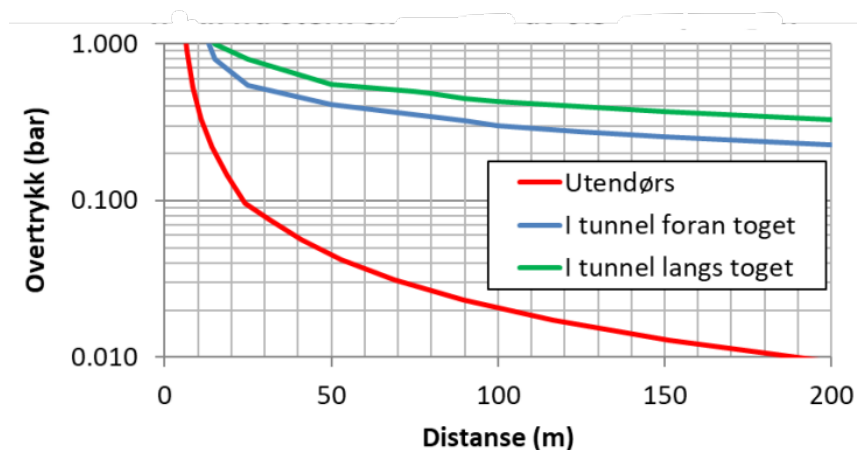
5.4.3 Sikkerhet

Selv om teknologien fungerer, finnes det noen utfordringer knyttet til regelverk. Det finnes ingen forskrifter om bruk av hydrogen i tog, men likevel må nasjonale regelverk for tekniske krav på kjøretøy på jernbanenettet følges (mer om dette i [111], kapittel 3).

En kjent og omtalt fare for hydrogen er eksplosjonsrisiko. Denne er spesielt høy i tunneler, hvor overtrykket ved eksplosjon vil være høyere enn utendørs. Dette er vist i figur 5.5. Faren for påvirkninger av trykkbølger utendørs er, i følge SINTEF, den samme som for konvensjonelle dieseltog. Dersom en kraftig eksplosjon oppstår grunnet lekkasje i en konteiner, vil det være fare for at vinduer i nabovogner knuses. Utenom det vil faren for ytre påvirkninger avta fort med avstanden til eksplosjonen. I følge rapporten skal det likevel ikke være stor fare for passasjererskader, da togvindueene er robuste nok. Ved lekkasje er det risiko for antenning av jetbranner, noe som er til fare for personer like ved og spesielt i tunneler. Dersom det oppstår en brann utendørs som

følge av lekkasje, skal det være nok tid til å kunne evakuere passasjerer. Ved kollisjon kan ytre påvirkninger føre til lekkasje i containere, noe som igjen kan føre til eksplosjon eller brann. [111]

SINTEF har påpekt tiltak for å redusere eksplosjonsrisiko i tog. Den ene er inertisering av nitrogen i kammere rundt hydrogentanken, da dette reduserer fare for eksplosjon og jetbranner ved lekkasje. Nummer to er å finne alternative mekanismer for ventilasjon når toget er inne i tunnelen. For Nordlandsbanen er tunneler en risiko. [111] Coradia iLint har en godkjenning på tunneler opp til 5 km, og Nordlandsbanens lengste tunnel er 2.5 km lang (Medjåtunnelen i Grong). [115]

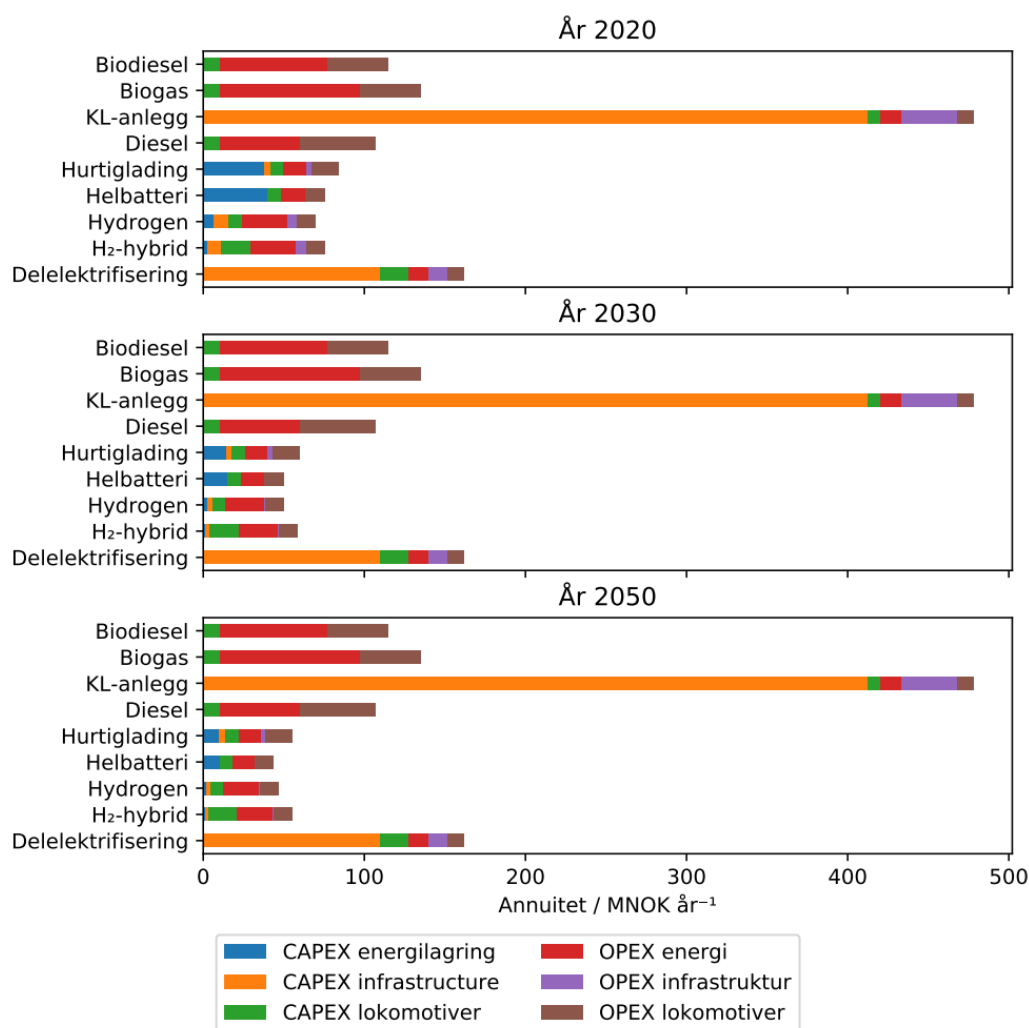


Figur 5.5: Trykkutvikling fra sterk eksplosjon fra 0.5 kg hydrogen. [111]

5.4.4 Priser

SINTEF har i sin rapport omtalt en hydrogenpris på 36.15 kr/kg for 2020 og 24.36 kr/kg i 2030. I kostnadsberegninger vil hydrogen være det billigste alternativet i 2020, etterfulgt av helbatteri og hybrid-løsninger. Alle alternativer er rundt fire ganger billigere enn utbyggingen av KL-anlegg, og vil mot 2030 også være betydelig billigere enn dieseltog. Økonomiske vurderinger gjort av SINTEF er presentert i figur 5.6. [111]

I SINTEF sin rapport omtales et dagsbehov på 8 tonn/dag for Nordlandsbanen, men rapporten spesifiserer ikke for hvor mange tog dette gjelder. I en presentasjon fra Alstom [116] og en markedsanalyse fra et tysk forskningsinstitutt [117] presenteres en fyllekapasitet på 180-250 kg, og en rekkevidde på 600-1000 km for Coradia iLint. Gjøres et konservativt overslag og togene bruker 250 kg på 600 km oppnås et forbruk på 0.42 kg/km. Gitt 15 forbipasserende tog daglig, gir dette i underkant av 4600 kg hydrogen per dag. I samme rapport for markedsanalyse presenteres også et hydrogenforbruk på 0.25 kg/km for tog, noe som gir et dagsbehov på 2740 kg for alle togene.



Figur 5.6: Økonomiske vurderinger gjort av SINTEF for Nordlandsbanen. Hentet fra [111]

Raumabanen

Raumabanen har i SINTEF sin rapport blitt ansett som en aktuell strekning for hydrogen-tog, og tidligere i år ble det inngått et samarbeid mellom Norwegian Hydrogen og OnRail, hvor dette skal undersøkes videre. Selskapene har ambisjoner om å være de første som kjører hydrogendrevet godstransport. Utfordringen for godstog er at de veier gjerne opp mot 1000 tonn, noe som betyr at man trenger store mengder drivstoff. Løsningen kan da være at man legger inn en ekstra vogn med hydrogentank eller at tanken direkte integreres i lokomotivet. Dagens løsning på Coradia iLint har hydrogentanker på taket av togvognene. [118]

Norwegian Hydrogen har tomter både på Åndalsnes og Dombås og begge steder planlegges det for fullt. På Åndalsnes vil de etablere et anlegg for hydrogenproduksjon, mens på Dombås skal det bygges et hydrogenknutepunkt for både lastebil og jernbane. Hydrogen til skipsfart har også blitt omtalt. Selskapets bekymringer for prosjektet går mot strømprisene, da disse for tiden er høye. [118] Elspotsone NO₃ avgrenses av 300 kV-linje Vågåmo-Øvre Vinstra, noe som gjør at både Dombås og Åndalsnes er en del av sone NO₃. Dette er samme sone som for Grong. [119, 120]

Motstridende konklusjoner

SINTEF konkluderer i sin rapport at hydrogen er et markedsdyktig alternativ og at hydrogen kan være den beste løsningen på flere av strekningene. På omtrent samme tid kom Jernbanedirektoratet med en annen rapport (NULLFIB) som tar for seg nullutslipp på ikke-elektrifisert jernbane. I denne rapporten konkluderes det med at hydrogen ikke har modnet nok for å være et alternativ for jernbanen i Norge. I følge SINTEF sin rapport har noen av konklusjonene i NULLFIB blitt basert på antagelser og ikke simuleringer, noe som SINTEF har gjort i sin rapport. I tillegg skal noen av utgangspunktene i NULLFIB ha vært svake og utdaterte, ifølge Liv Kari Eskeland (Høyre) i et intervju med hydrogen24.no. [121]

5.5 Hurtigbåt og ferge

Statens vegvesen har tatt for seg et stort ansvar for å implementere ny teknologi i fergesambandene. Siden den første elektriske fergen, MF Ampere, ble satt i drift på sambandet Lavik - Oppedal i 2015, har over 80 ferger fram til 2021 blitt elektriske. Med dette har utslippene blitt halvert siden 2015 og satsingen til Statens Vegvesen har åpnet opp for muligheter i industrien, og det finnes i dag to større fabrikker som produserer maritime batterier i Norge. I tillegg har satsingen ført til viderutvikling innen den maritime sektoren, og ført til store utslippskutt.[13]

5.5.1 Hurtigbåt

Utslippsfrie hurtigbåter har vært en offentlig satsing i fylket siden 2017. Dagens hurtigbåter er drevet på marin diesel og har et samlet utslipp like stor som hele trøndelags bussflåte. [85]

Trøndelag fylkeskommune har siden 2017 jobbet med omstillingen til nullutslippsfartøy for hurtigbåtene som driftes på Trondheimsfjorden. Målet i 2017 var å sette i drift disse nye båtene fra 2022. Prosjektet er fremdeles ikke realisert, men designfasen av båtene er avsluttet. To av fem båter som er en del av designkonkurransen “Framtidens hurtigbåt” skal driftes på Hydrogen, og en tredje vil driftes som batteri-brenselcelle-hybrid. [122, 123, 124, 125, 126] Strekingen Namsos - Rørvik - Leka i Nærøysund har likheter til Trondheim - Brekstad - Kristiansund og overfartstidene på strekingen er henholdsvis 2.5 og 3.5 timer. [127]

En av prosjektene som utvikles for “Framtidens hurtigbåt” er ZeFF (Zero emission fast ferry) og i Zeffs statusrapport for fase 1 av nullutslippsprosjektet på Trondheimsfjorden planlegges det fyllestasjoner i Trondheim og på Brekstad. Zeff sin rapport påpeker også at på en strekning av denne lengden, vil det være utfordrende å kunne drifte helelektrisk uten at det går utover rutetabellen. Strekingen krever et energibehov på 5 MWh, noe som gjør at lengre ladestopp må påregnes. Dermed vil hydrogen være det eneste utslippsfrie alternativet på lengre strekninger som kan opprettholde overfartstider. Her skriver Zeff om muligheten for å fylle et helt dagsbehov på nattetid. For strekingen i Namsos - Rørvik - Leka vil dette gi et hydrogenbehov på 665 kg daglig. Overføres konseptet direkte til Nærøysundet vil dette gi mulighet for fylling på Rørvik og i Namsos. [123]

5.5.2 Hydrogenferge i Lofoten

I januar 2022 signerte Torghatten Nord kontrakt med Statens Vegvesen om å drifte fergestrekningen Bodø - Røst - Værøy - Moskenes med hydrogendrevne ferger fra 2025. Selskapet selv kaller kontrakten “et klimaprojekt i verdensklasse” da dette er en milepæl innen bruk av hydrogen som energikilde både for Norge og globalt. “Det satses på hydrogen nå, men det er ingen å selge til”, sier administrerende direktør i Torghatten Nord, Torkild Torkildsen. Selskapet vil med dette bli den første store innkjøperen av hydrogen i Norge. Prosjektet vil åpne for nye muligheter innen grønn sjøtransport, og bidra til etableringen av ny industri og arbeidsplasser, samt styrke Lofoten som merkevare. [128]

Lokalbefolkningen i Lofoten stiller seg skeptiske til prosjektet, da de frykter utfordringer knyttet til det nye drivstoffet. Ordfører i Værøy kommune, Susann Berg Kristiansen, er skeptisk til at landets mest værutsatte fergestrekning skal være forsøkskanin for hydrogenferger. Overfartstiden over Vestrefjorden er på 3 timer, og øysamfunnene er avhengig av en forutsigbar fergeløsning. Grunnet dette er det satt ekstra krav til driftssikkerhet. To av fergerne skal gå hele året, og for disse er det bestemt at de i tillegg skal kunne driftes på biogass. Minimumskravet for energiforbruk fra hydrogen er satt til 85 %, og hydrogenet skal framstilles på blå eller grønn måte. Suppleringsfartøyene skal bygges om til null- eller lavutslippsferger. Årlig vil de nye fergerne redusere utslippene med 26 500 tonn CO₂, samtidig som kapasiteten på strekningen økes med 40 % for personbiler. [128, 129]

5.6 Hydrogenknutepunkt i Rørvik

I stortingsmeldingen *Energi til arbeid* ønsker regjeringen å opprettholde Norges posisjon som energinasjon. I meldingen er det satt langsiktige mål for verdiskapningen fra norske energiresurser, og går hånd i hånd med Regjeringens klimaplan for 2021-2030. Målet er å sikre en grønn framtid gjennom effektivisering av eksisterende energisystemer, samt gjøre det enkelt for nye industrier å etablere seg. Herunder blant annet hydrogen. Et av målene i stortingsmeldingen er at “Regjeringen vil fram mot 2025 legge til rette for at det i samarbeid med private aktører kan etableres fem hydrogenknutepunkter for maritim transport, med muligheter for utvikling av tilknyttede landtransportløsninger basert på hydrogen”. [130]

I første omgang har Enova utlyst mulighet for støtte til et forprosjekt hvor potensialet for grønn hydrogenproduksjon til bruk i maritim sektor skal utredes. I slutten av 2021 fikk 15 bedrifter over hele landet støtte til å utrede mulighetene, før Enova senere i 2022 skal igangsette investeringsstøtte for disse knutepunktene. Blant bedriftene som har fått tilskudd til forprosjekt, har NTE fått 1 millioner kroner i støtte til hydrogenknutepunktet i Rørvik [131]. Rørvik spiller en sentral rolle innen skipsfart, med over 30 000 skipspasseringer i året og et anløpspunkt for Hurtigruten [132, 133]. I tillegg er fiskeproduksjonen i Nærøysundet en stor sysselsetting.

På Rørvik skal det etableres en industriell symbiose, hvor biproduktene fra hydrogenproduksjon (O_2 og varme) skal utnyttes av akvakulturnæringen i Nærøysund. Da biproduktet i elektrolyse er 8 kg O_2 per kilo hydrogen, vil fiskenæringen kunne nytte godt av dette sirkulære systemet. I dag er Nærøysund Norges nest største oppdrettskommune. [132, 134]

Sammen med H2 Marine skal NTE bygge og utvikle oppdrettsnæringens første hydrogenbåt, samt et tilhørende landanlegg for produksjon, lagring og forsyning av hydrogen. Pilotanlegget skal starte med en dagsproduksjon på 45 kg og settes i gang allerede i 2023. Senere skal anlegget i 2025 starte full drift på 8 tonn daglig. Her har NTE fått intensjonserklæringer fra nærliggende bedrifter om kjøp av hydrogenet, slik at all produsert hydrogen allerede har en tiltenkt sluttbruker. [132, 134]

6 Metodologi

Metodologien beskriver og presenterer datagrunnlag og antagelser for analysene gjennomgått i rapporten. Delkomponenter som er inkludert i kostnadsanalysene vil beskrives og valgte priser knyttet til investering og drift av komponentene skal begrunnes med faglig grunnlag fra litteratur og/eller markedsaktører. Faktorer som kan påvirke de økonomiske beregningene, men ligger utenfor omfanget til rapporten, skal nevnes i rapporten og valget om eksklusjon skal begrunnes.

I kapittel 6.3 presenteres analysene gjort i oppgaven, disse tar for seg en komparativ casestudie med to 2.5 MW hydrogenanlegg basert på PEM og AEL, og en komparativ analyse av et 5 MW alkalisk og et 10 MW PEM elektrolyseanlegg. Disse skal vurderes for å danne basis for vurderingen om hvorvidt Nedre Fiskumfoss kan støtte et hydrogenanlegg i nåværende form.

6.1 Basis og grunnleggende data

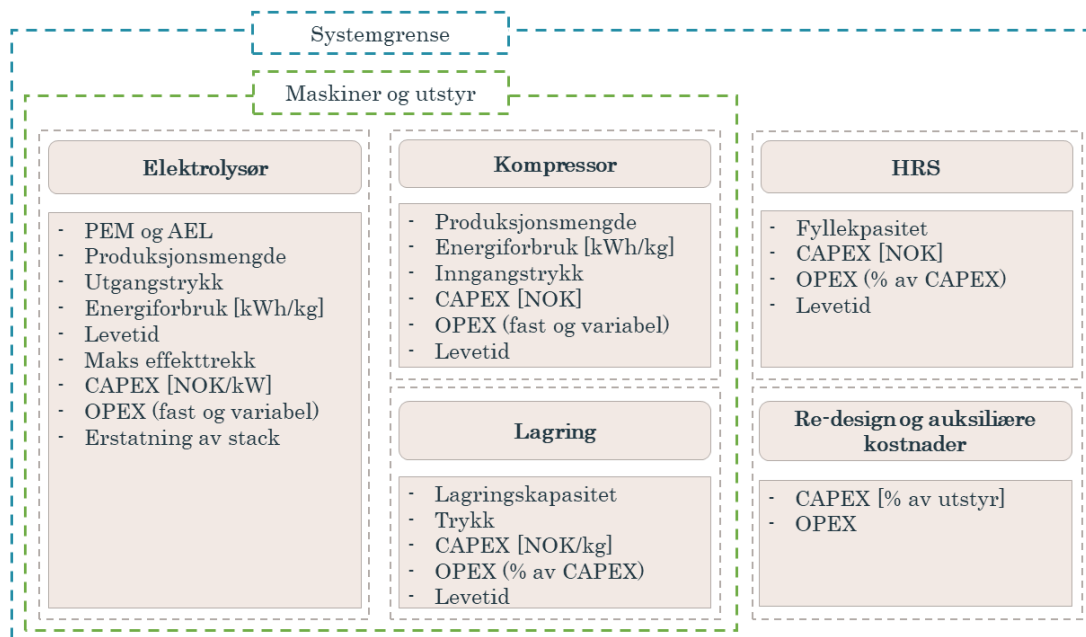
Denne rapporten tar utgangspunkt i NTEs ønske om å vurdere muligheten for å produsere hydrogen ved Nedre Fiskumfoss kraftverk beskrevet innledningsvis. Omfanget av oppgaven er avgrenset til et tidsperspektiv på 15 år som muliggjør undersøkelser knyttet til lønnsomheten av prosjektet og dets konkurransedyktighet. Dette gjøres ved å analysere investeringskostnader, CAPEX, og driftskostnader, OPEX, for ulike elektrolyseteknologier og anleggsstørrelser og vil se på total investeringsbehov og kostnad per kg hydrogen produsert.

Modellering og analyse av kostnadsdata presentert i resultatet vil gjøres ved bruk av programmeringsspråket Python med visualisering gjennom grafer, diagrammer og sensitivitetstabeller. Målet med rapporten er å gi et grundig og pålitelig resultat med data hentet fra markedsaktører og pålitelig informasjon fra anerkjente kilder.

6.1.1 Systembeskrivelse og omfang

Et hydrogenanlegg er et sammensatt system avhengig av flere delkomponenter med tilhørende egenkostnader. Den økonomiske analysen deles opp i elektrolysesystem, kompressor og fyllesenter, lagring, distribusjon og auksiliære kostnader. Strømbehovet dekkes ved nettilkobling og informasjon fra NTE fastslår en tilgjengelig nettkapasitet på 30 MW i området. Arealbegrensninger for systemet er gitt av tilgjengelig arealflate på 462 m² og skal dekke plassbehovet for elektrolyseanlegget, strømforsyning og kompressorer. Lagring av komprimert hydrogen vil kreve et eget areal for å imøtekomme sikkerhetskrav. Hydrogen fra anlegget fraktes i rørledninger til lagringstanker og er tilgjengelig for salg til sluttbrukere. Omfanget av analysene inkluderer alle delkomponentene beskrevet over og antar konstant produksjonsrate over celle-modulens levetid.

Figur 6.1 presenterer systemgrensen og de valgte delkomponentene med data som må samles fra litteratur for å underbygge casestudiene i kapittel 6.3. De valgte data er basert på prosjektbegrunnelsen fra FCHs rapport *Study on early business cases for H₂ in energy storage and more broadly power to H₂ applications*. [135]



Figur 6.1: Kvalitativ informasjon for delkomponenter.

Systemet analysert i casene har et bredere omfang enn andre, lignende rapporter. Dette er fordi denne rapporten inkluderer distribusjonskostnader i systemet, hvor derimot de fleste andre rapporter stopper analysen ved ferdigprodusert hydrogen. Det vurderes at distribusjon ved anlegget vil være essensielt for å fange opp rundt sluttbrukermarkedet i stor nok grad til å rettferdiggjøre produksjonen. Det er derfor blitt vurdert som nødvendig å analysere begge sider av verdikjeden. Rapportene som kun analyserer produksjonssiden (dvs ikke distribusjon) vil grunnet dette, naturlig nok, ha en lavere LCOH.

6.1.2 Arealbegrensning

FCHs rapport fra 2017 fastslår en arealtetthet på 0.10 m²/kW og 0.05 m²/kW for henholdsvis alkaliske og PEM-elektrolysører basert på en 20 fot containerløsning. Dette resulterer i en maksimal installert effekt på 4.62 MW for et alkalisk elektrolysesystem og 9.24 MW for et PEM elektrolysesystem gitt det tilgjengelige arealet ved Nedre Fiskumfoss. [135]

Forskning og utvikling innen elektrolyseteknologi har resultert i en reduksjon i arealbehovet til elektrolysører og i vedlegg D er arealbehovet for anlegg fra ulike leverandører presentert. Disse viser hvor plasseffektive nyere anlegg kan være og leverandører som Hydrogenics presenterer løsninger på opptil 20 MW innenfor 400 m². I denne rapporten velges maksimal mulig kapasitet til 5 og 10 MW for alkaliske og PEM-anlegg, da flatearealet også skal kunne støtte plassbehovet for kompressorer og for å unngå at analysene undersøker anlegg som er for store. Dette fastslås som en fornuftig løsning for å sikre relevans samtidig som fordelene PEM-moduler har over alkaliske.

6.1.3 Kilder

For å sikre en god rapport er det satt fokus på kildekritikk og verifisering av informasjon gjennom sammenligning fra flere kilder for å kunne gi gode estimater på kostnadsdata. Hydrogenproduksjon fra elektrolyse er et raskt voksende marked og det er da vanskelig å få konkrete og helt nøyaktige verdier på kostnader knyttet til anlegget. Dette er å grunn av store fordeler for selskaper som er første aktør på markedet og disse vil da ikke gå ut med all informasjon knyttet til sin teknologi. For å sikre gode kilder vektlegges kilder som kommer fra internasjonale aktører som FCH, *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking*, Hydrogen Europe Research og Irena, *International Renewable Energy Agency*, og kilder som er publisert nylig vil vektlegges over gamle publikasjoner. Dette gjelder spesielt for elektrolysører da det voksende markedet fører til akselererte prisreduksjoner gitt større konkurranse og stordriftsfordeler.

6.1.4 Valutakurs

Når kostnadsdata hentes fra litteraturverk, rapporter og markedsaktører som opererer med utenlandske valuta må disse konverteres før de kan analyseres. For kostnadsdata i amerikanske dollar og euro er gjennomsnittlig valutakurs siste 12 måneder fra Norges Bank brukt. Fra datasettet i vedlegg B observeres det at valutakursen er stabil over tidsrammen og det vurderes som at ingen nevneverdig depresiering vil forekomme over anleggets levetid. Kursen brukt i denne rapporten er presentert under.

$$1 \text{ EUR} = 10.0805 \text{ NOK}$$

$$1 \text{ USD} = 8.6927 \text{ NOK}$$

6.2 Kostnadsberegninger

Samling av kostnadsdata for hver av delkomponentene inkludert i analysene presenteres separat i denne seksjonen. De viktige variablene for anlegget som må bestemmes for komponentene er CAPEX, OPEX, levetid og virkningsgrad/spesifikt strømforbruk. Kostnadene er primært samlet gjennom en litteraturstudie og for variable kostnader hvor utgifter er vanskelige å fastslå følges industristandard for slike analyser. Dette gjelder spesielt driftskostnader hvor utgifter knyttet til vedlikehold og reparasjoner vil variere.

6.2.1 Elektrolyseorsystemet

I denne rapporten skal det analyseres både alkaliske elektrolysesystemer og PEM elektrolysesystemer. Kostnadene er delt opp i investeringskostnader, som dekker kostnaden for anlegget, og driftskostnader, som dekker kostnaden for drift av anlegget. Elektrolysesystemet inkluderer celle-modulen, erstatning av celle-modul ved endt levetid, balanse av celle-modul, BOS, og balanse av anlegg, BOP. BOS inkluderer likerettere, kontrollpanel og vann-rengjøringsanlegg. BOP inkluderer kjølesystem for likeretter, gass og elektrolyseør, vann- og hydrogenrenseanlegg.

Investeringskostnader

Informasjon om kostnader for ulike elektrolysesystemer er bestemt ut ifra vurdering og sammenligning av data hentet fra akademiske tekster og kostnadsanslag er presentert i tabell 6.1. Datasamlingen viser en klar trend for en reduksjon av investeringskostnader mot 2030 og at prisen per kW synker ved anlegg med større installert effekt.

Tabell 6.1 presenterer kapitalinvesteringsanslag fra 4 forskningsinstitutter med bred kompetanse innenfor hydrogenproduksjon. Disse er vurdert som at danner en troverdig basis for forventet CAPEX på elektrolyseren både for PEM og AEL. Videre litteraturgranskning ble gjennomført for å sikre troverdigheten av data presentert og resultatet av denne styrker konklusjonen.

Tabell 6.1: CAPEX fra markedsanalyser og fremtidsanslag fra forskningsmiljøer.

Institusjon	Publisert år	Anslagsår	Størrelse anlegg	CAPEX per kW inst. effekt		Kilde
				Alkalisk	PEM	
IRENA	2020	2020	10 MW	500-1000\$	700-1400\$	[32]
FCH	2017	2025	1 MW	900€	1000€	[136]
FCH	2017	2025	5 MW	600€	900€	[136]
FCH	2017	2025	20 MW	480€	700€	[136]
ICCT	2022	2022	1MW	840€	1005€	[137]
IEA	2019	2019	-	500-1400\$	1100-1800\$	[138]

For å ta hensyn til kostnadsreduksjoner som følge av skalafordeler og økt markedsadopsjon er nyere publiseringer vektlagt over eldre publikasjoner og det er antatt at 2025-priser vil best reflektere den faktiske kostnaden for anlegget.

Tabell 6.2: Pris for elektrolyser per kW brukt i caseanalysene, større anlegg er billigere per kW på grunn av skalafordeler.

Modell	[EUR/kW]	[NOK/kW]
2.5 MW AEL	800	8064
2.5 MW PEM	1000	10080
5 MW AEL	700	7056
10 MW PEM	800	8064

Driftskostnader

Driftsutgifter, eller OPEX, inkluderer alle løpende kostnader for å drive anlegget over hele levetiden. Disse utgiftene er kategorisert under og inneholder:

- Vedlikehold og erstatning av celle-modul
- Vannkostnader
- Strømkostnader og nettleie

Vedlikehold

Kostnader som inngår under vedlikehold er umulig å forutse da dette inkluderer lønnskostnader og variable kostnader knyttet til eventuelle utbedringer og reparasjoner av sekundærkomponenter som pumper og filtre som må gjøres i løpet av anleggets levetid. Her er det tatt utgangspunkt i litteratur fra markedsaktører og forskningsinstitutter som typisk definerer vedlikeholdskostnader som en prosent av CAPEX for utstyr (elektrolysør og kompressor) og er typisk mellom 1-4 % over en periode på 15-20 år. For case 1 er det valgt en vedlikeholdskostnad på 3 % av CAPEX, mens for case 2 er kostnaden satt til 2 % da litteraturen viser at prosentandelen er lavere for større anlegg [135]. Erstatning av celle-modul er sett på som en del av OPEX, og forekommer som en engangsutgift når den samlede effektiviteten når 90 % av nominell verdi.

Degradasjon av celle-modul er ikke en lineær reduksjon og avhenger av flere faktorer som temperatur og strømforbruk. Måling av celledegradering ligger utenfor omfanget av rapporten og vil derfor bortfalle fra modellering og celle-modulens levetid baseres på data gitt fra leverandør av elektrolysesystemet. PEM elektrolysøren har en levetid på 60 000 timer, og den alkaliske elektrolysøren har en levetid på 90 000 timer. Dette resulterer i at PEM-modulen må byttes ut etter 8 år, og den alkaliske etter 10 år [78]. FCH fastslår at kostnaden for erstatning av celle-moduler for PEM og alkaliske anlegg vil være tilnærmet like i 2025 og kostnadene knyttet til erstatning er presentert i tabell 6.3

Tabell 6.3: Pris for erstatning av celle-modul per kW brukt i caseanalysene, større anlegg er billigere per kW på grunn av skalafordeler.

Modell	[EUR/kW]	[NOK/kW]
2.5 MW AEL	270	2722
2.5 MW PEM	300	3024
5 MW AEL	250	2520
10 MW PEM	270	2722

Vannkostnader

Elektrolyse krever vann for å produsere hydrogen. I kostnadsberegningene er vannforbruket beregnet med utgangspunkt i 0.9 liter per normalkubikkmeter hydrogen produsert og tilsvarer omtrent 10 liter per kg hydrogen produsert, for både PEM og alkalisk elektrolyse. Kostnadene tilknyttet vannforbruket er hentet fra Grong kommune og presentert under i tabell 6.4. [139]

Tabell 6.4: Betalingssetter for Grong kommune, 25 % merverdiavgift kommer i tillegg på alle satser.

Engangsgebyr	[NOK]	2000
Fastgebyr	[NOK/år]	2194
Variabel pris	[NOK/m ³]	9,70

I tabell 6.4 er vannkostnader delt inn i 3 ulike utgifter. Engangsgebyr betales ved tilknytning til det offentlige vann- og/eller avløpsnett. Denne kostnaden er egentlig en del av CAPEX, men gitt den relativt lave utgiften er den behandlet som en driftskostnad og regnes ut med de andre vannforbrukene. Årsgebyr for vann består av en fast del, og en variabel del. Fast del dekker abonnementsgebyr, lån av vannmåler og avlesning og er en årlig utgift, mens variabel del er enhetsprisen for vann og betales per kubikkmeter vann anlegget krever.

Elektrisitet

Driftskostnader fra elektrisitet er den største utgiften knyttet til elektrolyse og den største bidragsyteren til OPEX. Kostnader knyttet til strømbruk er avhengig av mengde strøm brukt av anlegget og i denne rapporten er det antatt at strømbruket er konstant år over år gjennom hele anleggets levetid basert på effektiviteten av elektrolyseanlegget og strømkravet knyttet til komponentene.

Ved kjøp av strøm fra en strømleverandør må man betale for nettleie. Denne utgiften inneholder en fastpris som betales årlig, en energipris som betales ut fra totalforbruket og en effektpris som settes ut ifra anleggets høyeste effektuttak hver måned. Effekttariffen er ulik mellom sommer- og vintermåned, se vedlegg A, og i modellen er gjennomsnittsprisen over året brukt. Ved kjøp av strøm er det knyttet en forbruksavgift til staten som kreves inn sammen med nettleien. Men i henhold til forskrift om særavgifter § 3-12-13 er elektrolyse fritatt forbruksavgift på strøm [140]. Prisene er hentet fra Tensio og baseres på høyspenttariff NH60T for sone N03. [141]

Tabell 6.5: Relevante kostnadsdata for strøm og nettleie brukt i denne rapporten. Merverdiavgift ekskludert.

Kostnad	Pris
Fastpris, nettleie	9600 kr/år
Energipris, nettleie	3,5 øre/kWh
Effektpris, nettleie	34 kr/kW/mnd
Energipris, spot	400 NOK/MWh

Elektrisitetskostnaden for anlegget er avhengig av spotprisen på markedet da lovverket tilsier at direkte påkobling på det nærliggende vannkraftverket er forbudt i henhold til energiloven [142]. Spotprisen i Norge varierer geografisk, og prisforskjellene har vært relativt store i de to siste årene. Sør-Norge har den dyreste strømprisen, mens nord for Dovre er strømprisen betydeligere mindre. En rapport fra NVE fra 2021 analyserer det langsiktige kraftmarkedet fra 2021 til 2040 og peker på at de store prisforskjellene i landet vil gradvis bli mindre framover mot 2040. NVE forventer en strømpris på mellom 40 og 44 øre/kWh fram mot 2040, og en pris på mellom 33 og 37 øre/kWh i Nord-Norge [143, 144]. Alle relevante priser er presentert i tabell 6.5 og er ekskludert merverdiavgift.

6.2.2 Fyllestasjon & kompressor

Hydrogen komprimeres før lagring for å øke lagringstetthet og spare på kostnader for lagringstanker. I denne rapporten er det antatt at hydrogen lagres under trykk på 200 bar og at alkalisk elektrolyse produserer hydrogen på 1 bar, mens PEM-elektrolyse produserer hydrogen på 30 bar. Dette gjøres av en fyllestasjon som inkluderer all fysisk infrastruktur for å fylle lagrings- og/eller transporteringsstanker ved krevd trykk, og inkluderer kompressoren, rørledninger og fylleutstyr.

CAPEX og OPEX

Formel 6.1 brukes for å regne ut investeringsbidraget for kompressor og fyllestasjon. CAPEX-formelen er delt inn i to deler, hvor første ledd er kostnader knyttet til beliggenhet og andre ledd er kostnader knyttet til selve kompresjonssystemet. A og B er henholdsvis beliggenhetskostnader og kostnadene for kompresjonskomponentene. Beliggenhetskostnadene er avhengig av kapasiteten til området (Q). Kompresjonssystemet er avhengig av kapasiteten til området (Q), kompresjonsraten (P_{out}/P_{in}) og trykket ut av kompresjonen (P_{out}). Koeffisientene a , b , c og d er justeringsfaktorer som skal ta hensyn til skalafordeler som forekommer ved økende kompresjonskapasitet ved fyllestasjonen. [135]

$$CAPEX = A \cdot \left(\frac{Q}{Q_{ref}} \right)^a + B \cdot \left(\frac{Q}{Q_{ref}} \right)^b \cdot \left(\frac{P_{out}/P_{in}}{r_{ref}} \right)^c \cdot \left(\frac{P_{out}}{P_{ref}} \right)^d \quad (6.1)$$

Verdiene for koeffisientene er hentet fra FCH sin rapport fra 2017 som omhandler tidlige forretningsforetak for hydrogen som energibærer. Denne modellen tar utgangspunkt i en referanseverdi på 850 000 euro, hvor 500 000 euro er A -verdien og 350 000 euro er B -verdien. Koeffisientene a og b er estimert til å være 0.66 og c og d til å være 0.25. [135]

6.2.3 Lagring og distribusjon

Ved on-site hydrogenproduksjon med HRS, *hydrogen re-fueling station*, vil lagring av hydrogen forekomme i nærhet av distribusjonsanlegget. Lagring av hydrogen er nødvendig i verdikjeden da produksjonen og forbruket av hydrogen ikke vil være i likevekt over anleggets levetid. For å sikre tilstrekkelig dimensjonering av lagringstankene ble en lagringskapasitet tilsvarende to dagers pro-

duksjonsvolum fastslått. I denne rapporten fokuseres det på lagring av hydrogen i komprimert gassform. Dette gjøres etter samtaler med markedsaktører og gjennomgang av litteratur da lagring av flytende hydrogen krever mer kompliserte og kostnadskrevende tanker som vil negativt påvirke anleggets lønnsomhet. Hydrogen lagres på 200 bar og ved fylling vil distribusjonsanlegget komprimere hydrogenet til nødvendig trykk for fylling er nådd.

CAPEX og OPEX

Kostnader for lagring av hydrogen er avhengig av mengden hydrogen som skal lagres og hvilket trykk hydrogenet skal lagres under. Stasjonære ståltanker eller stålsylindere er valgt i denne rapporten da dette er en av de vanligste lagringstankene på markedet og er ansett som mest kostnadseffektive. FCH konkluderer med at to typer stasjonær lagring av hydrogen er brukt, store ståltanker med kapasitet på 50 m³ og servicetrykk på 50 bar, eller bunter av stålsylindere som gir mulighet for lagring opptil 200 bar. Kostnadene knyttet til de ulike løsningene er derimot tilnærmet like og teknologien anses som moden. Stasjonære lagringstanker har en levetid på 30-40 år, men krever vedlikehold etter 10-15 år, og FCH konkluderer med at dette representerer en årlig OPEX på 2 % av investeringskostnadene. Kostnader for lagring er presentert i tabell 6.6.

Tabell 6.6: Kostnadsdata for hydrogenlagring brukt i rapporten. Data hentet fra [135]

Tank	CAPEX [EUR/kg]	OPEX, [% av CAPEX]
50 bar (Tank)	470	2 %
200 bar (Sylinder)	470	2 %

Kostnader for HRS er basert på gjennomsnittsdata for investeringskostnadsestimater av 111 nye fyllestasjoner i California designet med mulighet for fylling på opptil 700 bar gjennomført av DOE, "United States Department of Energy". Rapporten fastslår at kostnader knyttet til konstruksjon av en HRS er avhengig av daglig fyllkapasitet, trykk ved fylling og antall dispensere for fylling. Rapporten ser på to ulike leveringsmetoder, komprimert og flytende hydrogen, og i denne rapporten vil det tas utgangspunkt i kostnadene knyttet til fylling av komprimert hydrogen til tungtransport og hydrogenbiler.

Kostnader knyttet til HRS-anlegget er presentert i tabell 6.7 og her antas det at kostnad for infrastruktur, komprimering av hydrogen til ønsket trykk for fylling og dispenser er inkludert i CAPEX-beregningen.

Tabell 6.7: Kostnadsdata for HRS-anlegg brukt i rapporten. Data fra OED, [145]

	Total CAPEX per kapasitet [\$/(kg/dag H ₂)]	Total CAPEX per kapasitet per dispenser [\$/(kg/dag H ₂ /dispenser)]	Snitt kapasitet rapport [kg/dag]	Snitt CAPEX rapport [M\$]
Hydrogen Komprimert	1800	890	1240	1.90

6.2.4 Auksiliære kostnader

Auksiliære kostnader refererer til alle kostnader ikke knyttet til utstyr. Dette inkluderer byggekostnader, prosjektering, administrasjon og kontroll av systemer. FCH gir funksjon 6.2 som skal representere at auksiliære kostnader står for 45 % av utstyr for et elektrolysesystem med en størrelse på 2.5 MW. Funksjonen representerer auksiliære kostnader som en synkende andel av utstyrskostnadene ved økende installert effekt og skal ta hensyn til skalafordeler ved større anlegg. [135]

$$\text{Auksilliære kostnader} = 10\% \cdot \frac{2.5MW}{P_{\text{prosjekt}}} + 35\% \quad (6.2)$$

Denne funksjonen må i dette tilfelle justeres da store deler av byggekostnaden bortfaller da det allerede er et tilgjengelig bygg ved anlegget, og re-design er betydelig billigere enn å bygge helt ny infrastruktur. NVEs rapport fra 2015 *Kostnader i energisektoren* har fastslått at byggekostnader står for 20 % av totalinvesteringen, se tabell 6.8. [146]

Gitt en klar reduksjon i investeringskostnader for maskiner og utstyr knyttet til elektrolyse vil denne utgiften i realiteten være større i dag. Dette gjør at hvis byggekostnadene utelukkes helt vil rundt 60 % av investeringskostnader knyttet til auksiliære kostnader bortfalle. Gitt at det vil medkomme utgifter ved re-design antas det at utgiftene kuttes med 50 % for å ta hensyn til dette. Denne prisreduksjonen er presentert i tabell 6.9.

Tabell 6.8: Fordeling av investeringskostnader for termiske teknologier uten elektrisitetsproduksjon fra NVE. Det antas at kostnadsfordelingen ved elektrolyse er tilnærmet lik i rapporten. [146]

Komponent	Andel av investeringskostnad
Maskiner og utstyr	65 %
Byggekostnader	20 %
Prosjektering/administrasjon	15 %

Tabell 6.9: Auksiliære kostnader som prosentandel av utstyrskostnader, inkludert og ekskludert byggekostnader. Basert på modeller fra FCH og NVE. [135, 146]

Prosjektskala	Auksiliære kostnader, % av utsyrskostnad	Auksiliære kostnader, ekskludert bygg
1 MW	60 %	30 %
2.5 MW	45 %	22.5%
5 MW	40 %	20%
20 MW	36%	18 %

6.3 Caseanalyser

For å kunne gjennomføre en grundig studie av lønnsomheten knyttet til hydrogenproduksjon ved Nedre Fiskumfoss kraftverk vil studien foreta ulike casestudier som omhandler forskjellige scenarioer for produksjon. Da prosjektet ikke har en avtalt sluttbruker skal scenarioene gi NTE mulighet til å se lønnsomheten av ulike anleggsstørrelser og gi innsyn i kostnader knyttet til investering og drift.

I begge casene blir det tatt utgangspunkt i elektrolyseteknologiene AEL og PEM da dette er de mest modne og kommersielt brukte elektrolysørene på markedet og er derfor hensiktsmessig å sammenligne disse.

6.3.1 Case 1 – Komparativ analyse 1000 kg produksjonsvolum

I case 1 undersøkes og sammenlignes to anlegg med ulik elektrolyseteknologi og grunnlag i et produksjonsvolum på tilnærmet 1000 kg hydrogen daglig. For det alkaliske anlegget er det tatt utgangspunkt i modulen NEL-A485, og PEM anlegget tar utgangspunkt i NEL-MC500. Tekniske og økonomiske parametre brukt i modellering av anleggene er presentert i tabell 6.10.

6.3.2 Case 2 – Komparativ analyse ved full arealbenyttelse

I case 2 vurderes to anlegg med ulik elektrolyseteknologi gitt maksimal arealutnyttelse. PEM-elektrolysemoduler har bedre plasseffektivitet enn alkaliske og kan støtte en høyere installert effekt enn det alkaliske. For det alkaliske anlegget er det tatt utgangspunkt i en A1000 elektrolyser fra NEL, mens PEM-anlegget er basert på to HyLYZER-1000 anlegg fra Cummins. Elektrolysørene kan produsere henholdsvis 2092 og 4320 kg hydrogen daglig ved maksimal kapasitetsutnyttelse. Brukstid av anleggene er valgt til 90 % for å ta hensyn til variasjon av etterspørsel og en kapasitetsfaktor på 95 % gjør at anleggene vil være i drift 7446 timer per år. Dette tilsvarer en samlet brukstid på 85 % og danner basis for gjennomføring av analysen. Tekniske spesifikasjoner for produksjonsrate og energiforbruk er samlet fra datablad publisert av produsentene, og usikkerhet i resultater vil sees på ved sensitivitetsanalyser. Tekniske og økonomiske parametre for case 2 er presentert i tabell 6.11.

Tabell 6.10: Tekniske og økonomiske parametre for case 1.

Komponent		AEL	PEM
	Tekniske parametere		
	Strømforbruk system [kWh/kg]	54.95	57.07
	Maksimal effekttrekk [MW]	2.4	2.4
	Utgangstrykk [bar]	1	30
Elektrolyseør	Levetid [h]	95 000	60 000
	Økonomiske parametre		
	CAPEX [NOK/kW]	8064	10080.5
	OPEX [% av CAPEX]	3%	3%
	Stack replacement [NOK/kW]	2722	3024
	Tekniske parametre		
	Effekttrekk [kW]	90	75
	Strømforbruk [kWh/kg]	2.0	1.7
	Trykkøkning [bar]	1→200	30→200
Fyllestasjon	Levetid [år]	20	20
	Økonomiske parametre		
	CAPEX [MNOK]	10.4	7.62
	OPEX [% av CAPEX]	2%	2%
	Tekniske parametre		
	Kapasitet [kg]	2000	2000
	Lagringstrykk [bar]	200	200
Lagring	Levetid [år]	40	40
	Økonomiske parametre		
	CAPEX [NOK/kg]	4738	4738
	OPEX	2%	2 %
	Tekniske parametre		
	Strømforbruk [kWh/kg]	2.0	2.0
	Fyllekapasitet [kg/dag]	1240	1240
	Fyllehastighet [kg/h]	56	56
HRS	Maks effekttrekk [kW]	112	112
	Levetid [år]	20	20
	Økonomiske parametre		
	CAPEX [MNOK]	16.52	16.52
	OPEX [% av CAPEX]	5%	5%

Tabell 6.11: Tekniske og økonomiske parametre for case 2.

Komponent		AEL	PEM
	Tekniske parametere		
	Strømforbruk system [kWh/kg]	54.95	57.07
	Maksimal effekttrekk [MW]	4.79	10.27
	Utgangstrykk [bar]	1	30
Elektrolysør	Levetid [h]	95 000	60 000
	Økonomiske parametre		
	CAPEX [NOK/kW]	7056	8064
	OPEX [% av CAPEX]	2%	2%
	Stack replacement [NOK/kW]	2520	2722
	Tekniske parametre		
	Effekttrekk [kW]	174	306
	Strømforbruk [kWh/kg]	2.0	1.7
	Trykkøkning [bar]	1→200	30→200
Fyllestasjon	Levetid [år]	20	20
	Økonomiske parametre		
	CAPEX [MNOK]	16.44	19.03
	OPEX [% av CAPEX]	2%	2%
	Tekniske parametre		
	Kapasitet [kg]	4000	8000
	Lagringstrykk [bar]	200	200
Lagring	Levetid [år]	40	40
	Økonomiske parametre		
	CAPEX [NOK/kg]	4738	4738
	OPEX	2%	2 %
	Tekniske parametre		
	Strømforbruk [kWh/kg]	2.0	2.0
	Fyllekapasitet [kg/dag]	2000	4000
	Fyllehastighet [kg/h]	100	200
HRS	Maks effekttrekk [kW]	174	360
	Levetid [år]	20	20
	Økonomiske parametre		
	CAPEX [MNOK]	30.95	61.89
	OPEX [% av CAPEX]	5%	5%

7 Resultater

Dette kapitlet presenterer resultater av analysene gjennomført i rapporten. Analysene er gjennomført i henhold til metodologien beskrevet i kapittel 6, og gjennomføres for hver komparative casestudie.

7.1 Økonomisk analyse - Case 1

I case 1 er den økonomiske lønnsomheten for to hydrogenanlegg analysert med krav om et produksjonsvolum på rundt 1000 kg daglig. Kvalitativ informasjon for anleggene er hentet direkte fra markedsaktør NEL Hydrogen, se kapittel 6.3.1.

Tabell 7.1 viser daglig, ukentlig, årlig og total produksjonsvolum fra begge anleggene. Produksjonsmengden er basert på en kapasitetsfaktor på 95 %, som tar hensyn til at det ikke er mulig å produsere hydrogen kontinuerlig da anlegget vil måtte være ute av drift ved eventuelle reparasjoner og kontroll. FCH rapporterer at elektrolysesystemer designes med mål om over 98 % kapasitetsfaktor, men for å tilrettelegge for hele systemet settes kapasitetsfaktoren til 95 %. For å ta hensyn til milde svingninger i etterspørsel over et års produksjon er utnyttelsen av anleggene satt til 90 %, og reflekteres i tabellen ved mildere årsproduksjon og total produksjon over levetid.

Tabell 7.1: Produksjonsvolum fra anleggene gitt 95 % kapasitetsfaktor og 90 % brukstid.

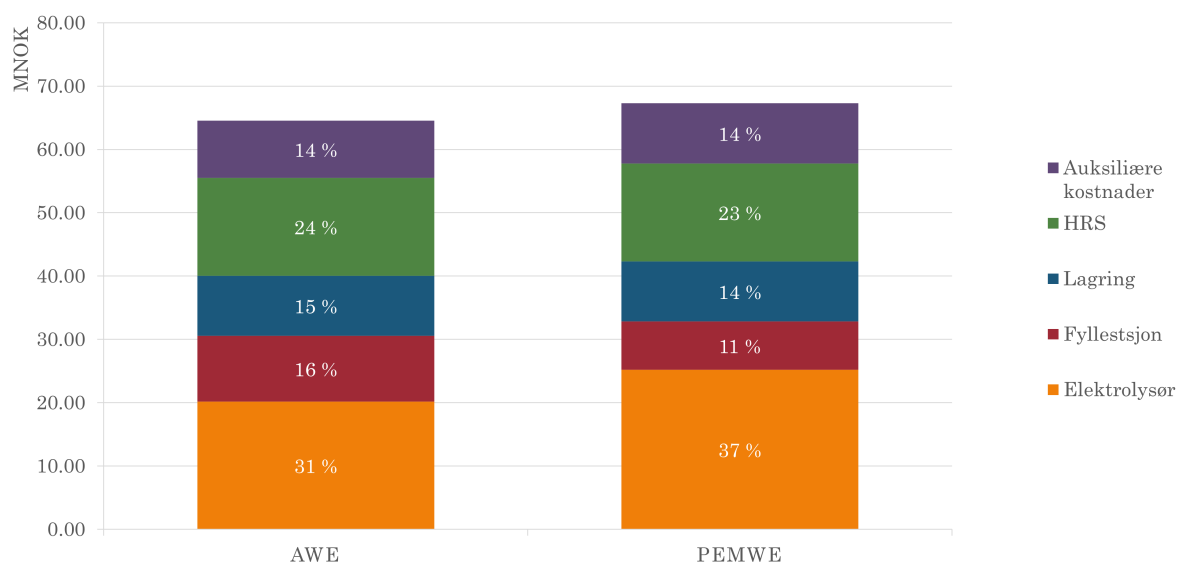
	Per dag Maksimal [kg]	Per dag Gjennomsnitt [kg]	Per uke Gjennomsnitt [kg]	Mildere Årsproduksjon [tonn]	Over 15 år Levetid [tonn]	Kapasitets- utnyttelse [%]
AEL485	1046	894	6260	326.5	4897	84
MC500	1062	908	6356	331.1	4966.5	84

CAPEX og OPEX

Investeringskostnader krevd for hele hydrogenanlegget er presentert i tabell 7.2 med prisen for hver av delkomponentene. Man ser at et PEM-elektrolysesystem krever større kapitalinvestering og kommer primært fra dyrere elektrolyse-system. Dette er visualisert i figur 7.1 hvor elektrolysesystemet for PEM-modellen står for 37 %, mot 34 % hos den alkaliske modellen.

Tabell 7.2: Investeringskostnader per delkomponent for systemet og totalt investeringsbehov.

	Elektrolyse- sør	Fyllestasjon	Lagring	HRS	Auksiliære kostnader	Total CAPEX
AEL [MNOK]	20.16	10.40	9.48	15.47	9.01	64.52
PEM [MNOK]	25.20	7.62	9.48	15.47	9.52	67.28



Figur 7.1: Prosentvis investeringsbidrag fra hver delkomponent.

Kostnadene knyttet til lagring og HRS er tilnærmet helt identiske og kommer av at anleggene har lik produksjonsvolum og dermed vil ha like krav for lagrings- og fyllekapasitet. PEM-anlegget vil produsere 14 kg hydrogen mer daglig, men komponentene er dimensjonert over begge anleggenes maksimalproduksjon for å sikre at det ikke forekommer en flaskehals i produksjonen. Dette gjør at hydrogenproduksjonen er begrenset av elektrolyseanleggets kapasitet og brukstid.

I tabell 7.3 er driftskostnadene for år 1 av anleggets levetid presentert. Strømkostnader representerer den største driftskostnaden for elektrolyseanleggene og er høyere for PEM-elektrolyseren da denne har lavere effektivitet.

Tabell 7.3: Driftskostnader etter første års drift. Diskonteringsrente er ekskludert fra beregningene.

	Vedlikehold [MNOK]	Vannkostnad [MNOK]	Strømkostnad elektrolyser [MNOK]	Strømkostnad kompressor & HRS [MNOK]
AEL	2.06	0.0482	8.98	0.826
PEM	2.12	0.0488	9.25	0.826

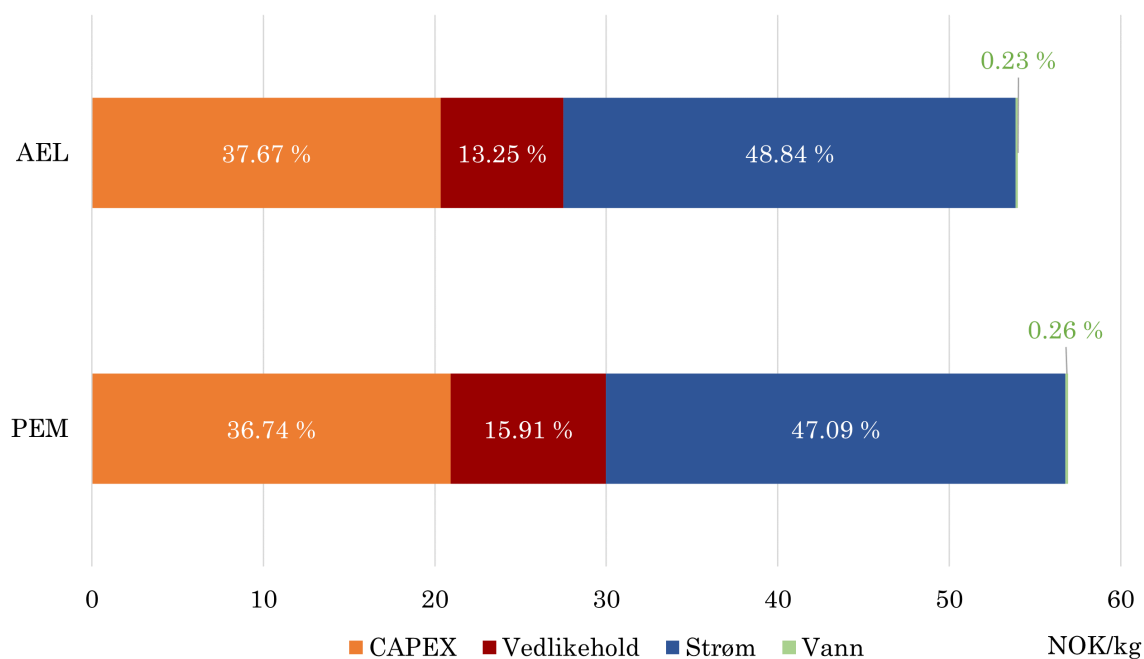
Driftskostnader er en årlig utgift og i denne rapporten er det antatt at hele summen betales ved slutten av året og diskonteres med 6 % per år for å ta hensyn til risikojustert avkastningskrav. Totale driftskostnader for anleggene gitt en levetid på 15 år er presentert i tabell 7.4.

Tabell 7.4: Totale driftskostnader og bidrag til totale driftskostnader for PEM og AEL anleggene.

		Vedlikehold	Strømkostnad	Vannkostnad	Total OPEX
		m/stack erstatning			
AEL	[MNOK]	20.27	93.26	0.446	113.98
	[%]	17.7	81.8	0.39	100
PEM	[MNOK]	24.25	94.35	0.476	119.04
	[%]	20.37	79.26	0.36	100

LCOH

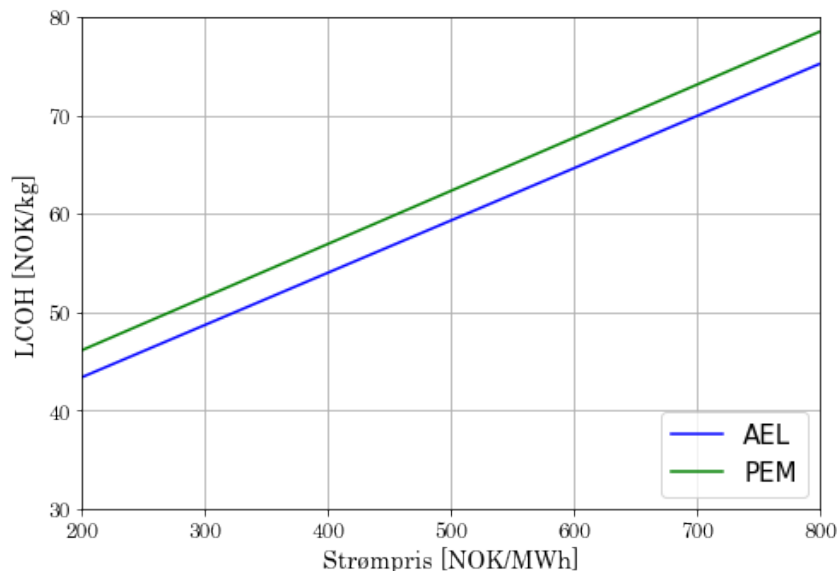
LCOH er regnet ut ved formel 4.1 med en antatt levetid på 15 år og 6 % diskonteringsrente. I figur 7.2 er total LCOH for begge anleggene presentert med prosentbidrag fra CAPEX, OPEX, strøm og vann. LCOH for PEM-anlegget er 56.93 NOK/kg H₂ og er 2.92 NOK dyrere enn AEL-anlegget på 54.01 NOK/kg H₂. Prisforskjellen skyldes primært en høyere investeringskostnader og større strømforbruk gitt en lavere virkningsgrad hos PEM-elektrolysøren.



Figur 7.2: Resulterende LCOH for AEL- og PEM-anleggene i modellen.

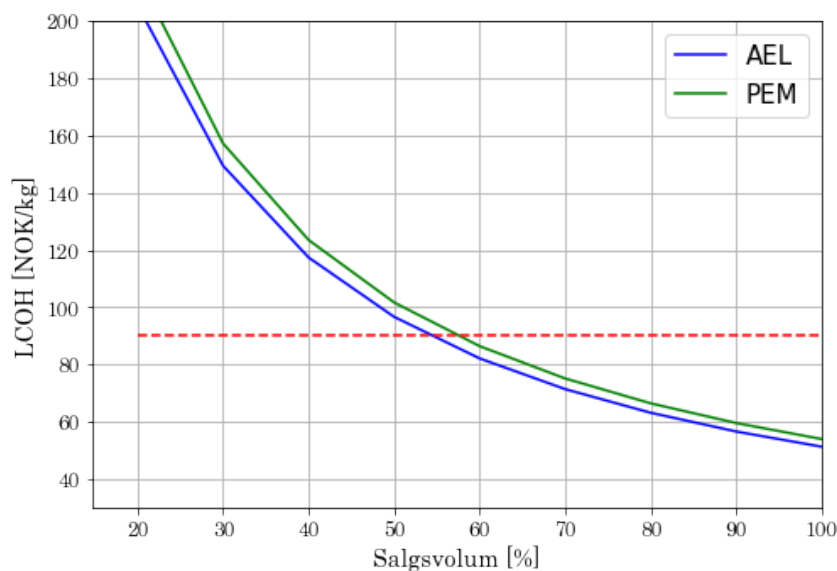
Sensitivitet for strømpris og salgsvolum

Strømpris representerer 51-54 % av LCOH og figur 7.3 visualiserer LCOH som funksjon av gjennomsnittspris på strøm gjennom anleggets levetid. For casen er strømprisen lagt til 40 øre/kWh og det observeres at LCOH kan senkes hvis man har tilgang på billigere strøm.



Figur 7.3: Resulterende LCOH for AEL og PEM i modellen som funksjon av strømpris.

Hydrogenproduksjon for bruk i transportsektor er avhengig av sluttbruker. Figur 7.4 viser LCOH gitt prosentandel av det produserte hydrogenet som selges. Rød dottet linje representerer en salgpris på 90 kr som tilsvarer prisen på bensin regnet etter hvor langt man kan kjøre. [147]



Figur 7.4: Resulterende LCOH for AEL og PEM i modellen gitt salgsvolum. Rød linje representerer salgpris for å match dieselpriser.

7.2 Case 2 - Komparativ analyse ved maksimal arealbruk

Case 2 analyserer kostnadene ved investering og drift av anlegg ved Nedre Fiskumfoss gitt maksimal arealbenyttelse. Her analyseres et 5 MW alkalisk anlegg og et 10 MW PEM-anlegg gitt en oppetid på 95 % og en kapasitetsutnyttelse på 90 %, eller rundt totalt 7500 timer per år. Daglig, ukentlig og årlig produksjonsvolum er presentert i tabell 7.5 .

Tabell 7.5: Produksjonsdata for anleggene analysert i case 2.

Produksjonsdata	10 MW PEM	5 MW AEL
Maksproduksjon per dag [kg]	4320	2092
Gj.snittsproduksjon per dag [kg]	3283	3283
Produksjon per uke [tonn]	22.98	22.98
Produksjon årlig [tonn]	1195	1195

Investerings- og driftskostnader

Hydrogenanlegg med multi MW installert effekt krever store investeringer. Kostnader for installasjon og vedlikehold av PEM-anlegget er presentert i tabell 7.6. Elektrolyseanlegget med BOP er største utstyrsavgift og representerer rundt 40 % av kapitalinvesteringer for produksjon, og stor installert lagringskapasitet resulterer i en betydelig investeringskostnad knyttet til lagring.

Tabell 7.6: Investerings- og driftskostnader knyttet til et 10 MW PEM-anlegg

Investering	MNOK	
Elektrolyseanlegg	80.64	Komplett anlegg med BOP
Kompressor	19.03	30→200 bar, Kapasitet 200 kg/h
Lagringstank	37.90	Kapasitet 8000 kg H ₂
HRS	61.89	Dispenserkapasitet 4000 kg H ₂ /dag
Auksiliære kostnader	25.79	Re-design, administrasjon og prosjektering
Drift		
Erstatning av stack	27.22	Gjennomføres i år 8
OPEX, elektrolysør	1.61	Årlig driftskostnad, elektrolysør
OPEX, anlegg	6.36	Årlig driftskostnad, totalt
Samlet kostnad over levetid		
Total CAPEX	211.64	
Total OPEX	90.88	
Total kapital og drift	302.52	

Investerings- og driftskostnader for det 5 MW alkaliske anlegget er presentert i tabell 7.7. Investeringer og drift av anlegget per år er presentert sammen med total kostnad over anleggets levetid på 15 år.

Tabell 7.7: Investering- og driftskostnader knyttet til 5 MW AEL-anlegget

Investering	MNOK	
Elektrolyseanlegg	35.28	Komplett anlegg med BOP
Fyllestasjon	16.44	1→200 bar, Kapasitet 100 kg/h
Lagringstank	18.95	Kapasitet 4000 kg H ₂
HRS	30.95	Dispenserkapasitet 2000 kg H ₂ /dag
Auksiliære kostnader	14.13	Re-design, administrasjon og prosjektering
Drift		
Erstatning av stack	13.61	Gjennomføres i år 10
OPEX, elektrolyser	0.706	Årlig driftskostnad, elektrolyser
OPEX, anlegg	3.15	Årlig driftskostnad, totalt
Samlet kostnad over levetid		
Total CAPEX	115.75	
Total OPEX	45.11	
Total kapital og drift	160.86	

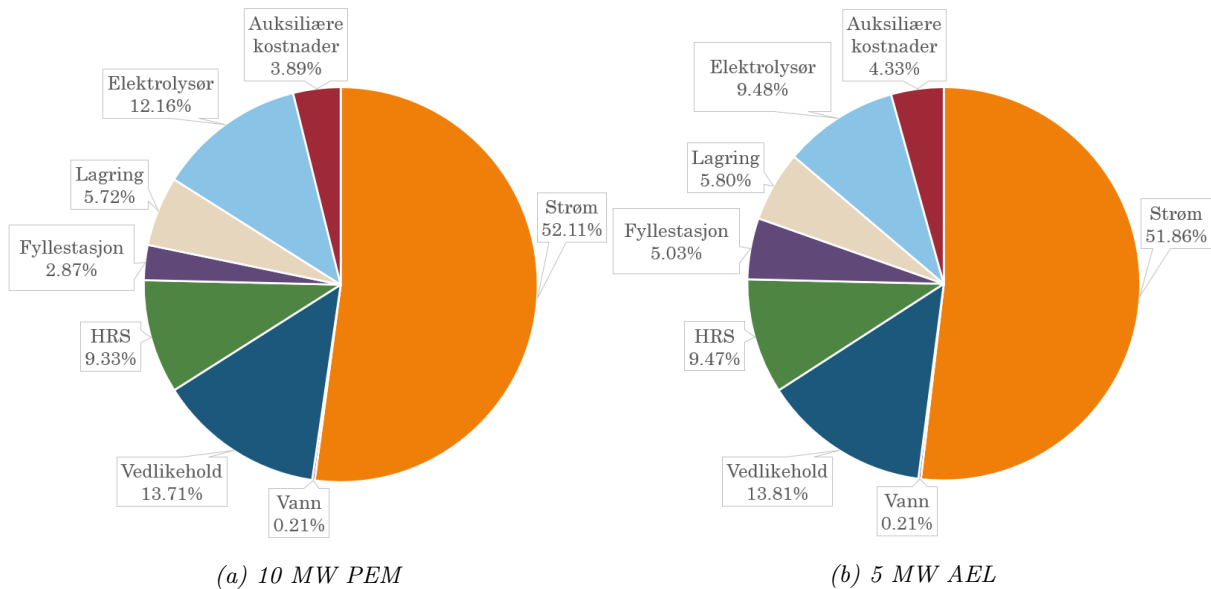
Elektrisitetskostnaden er todelt mellom kjøp av strøm og nettleie hvorav disse kjøp av strøm representerer 87 % av total driftskostnad. Driftskostnader for anleggene analysert i case 2 er presentert i tabell 7.8. I tillegg til elektrisitet er vann et nødvendig brensel i elektrolyseprosessen. Elektrolyseren forbruker 10 liter vann per kg hydrogen som kjøpes fra vannverket og resulterer i en årlig kostnad på 1.4 millioner NOK for PEM-anlegget og 0.7 millioner NOK for det alkaliske anlegget. Dette dekker installasjonsgebyr, årlig fastpris og forbrukspris, og tilsvarer en liten påvirkning på anleggets totale kostnader.

Tabell 7.8: Anleggenes strømforbruk og kostnader ved 90 % utnyttelse

Energiforbruk		AEL	PEM	
Strømforbruk anlegg	Stack	48.95	48	kWh/kg H ₂
	System	55.95	55	kWh/kg H ₂
	Kompressor	2.0	1.7	kWh/kg H ₂
	HRS	2.0	2.0	kWh/kg H ₂
Maks effektuttak		5.39	10.55	MW
Effektuttak 90% utnyttelse		4.85	8.90	MW
Årlig energiforbruk		39.96	63.02	GWh
Samlet kostnad elektrisitet		AEL	PEM	
Årlig, spotpris		15.18	31.63	MNOK
Årlig, nettleie		3.39	6.81	MNOK
Over levetid		169.39	345.51	MNOK







LCOH

LCOH for anleggene finnes ved bruk av funksjon 4.1, en levetid på 15 år og diskonteringsrente på 6 %. Figur 7.5 presenterer prosentvis bidragsytelse fra delkomponentene og strøm til anleggets total kostnad. Strøm er største bidragsyter med over 50 % av kostnadsbidraget for begge anleggene.



Figur 7.5: Kostnadsbidrag til LCOH fra delkomponenter og driftsutgifter for case 2.

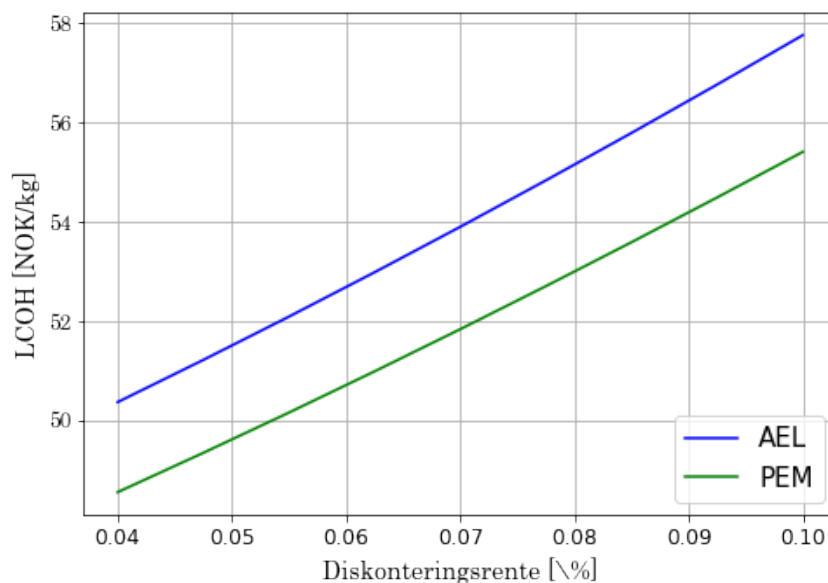
I figur 7.6 er total LCOH presentert med kostnad fra hver komponent i verdikjeden fra innkjøp av strøm til salg ved HRS. 10 MW PEM-anlegget er mer lønnsomt enn 5 MW AEL-anlegget med rundt 2 NOK/kg H₂ bedre LCOH.

Strøm	Elektrolyser	Komprimering + lagring	HRS	Auksilære kostnader	LCOH
					
5 MW AEL					
109 MWh/dag	1.93 t/dag	4.00 t @200bar	2.00 t/dag		
26.35 NOK/kg	8.09 NOK/kg	6.88 NOK/kg	7.48 NOK/kg	3.98 NOK/kg	52.78 NOK/kg
10 MW PEM					
172 MWh/dag	4.10 t/dag	8.00 t @200bar	4.00 t/dag		
26.40 NOK/kg	8.79 NOK/kg	5.20 NOK/kg	8.06 NOK/kg	2.26 NOK/kg	50.72 NOK/kg

Figur 7.6: Sammenligning av LCOH for case 2. Kostnadsbidrag fra hver delkomponent av systemet er presentert.

Diskonteringsrente

Diskonteringsrente er en viktig faktor for lønnsomheten av prosjektet. Figur 7.7 viser LCOH som en funksjon av diskonteringsrente og i tabell 7.9 er LCOH ved ulike nøkkelverdier for diskonteringsrente presentert. I modellering er en diskonteringsrente på 6 % brukt.



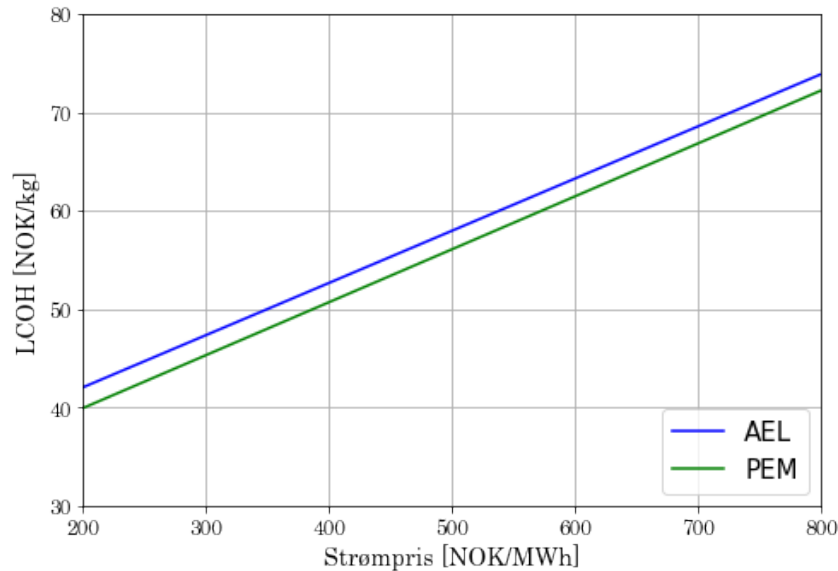
Figur 7.7: LCOH som funksjon av diskonteringsrente for AEL- og PEM-anlegget.

Tabell 7.9: LCOH gitt nøkkelverdier for diskonteringsrente.

	r= 4%	r= 6%	r= 8%
PEM 10MW	48.5	50.72	53.01
AEL 5MW	50.34	52.65	55.14

Strømpris

Figur 7.8 presenterer LCOH ved varierende strømpriser. I modelleringen er 400 NOK/MWh valgt som basis i henhold til NVEs rapport om fremtidige strømpriser. Figuren viser at LCOH er sterkt avhengig av spotpris på strøm og at en reduksjon i strømpriser vil kunne positivt påvirke anleggets lønnsomhet.



Figur 7.8: LCOH mot strømpris

7.3 Sensitivitet for brukstid og strømpris

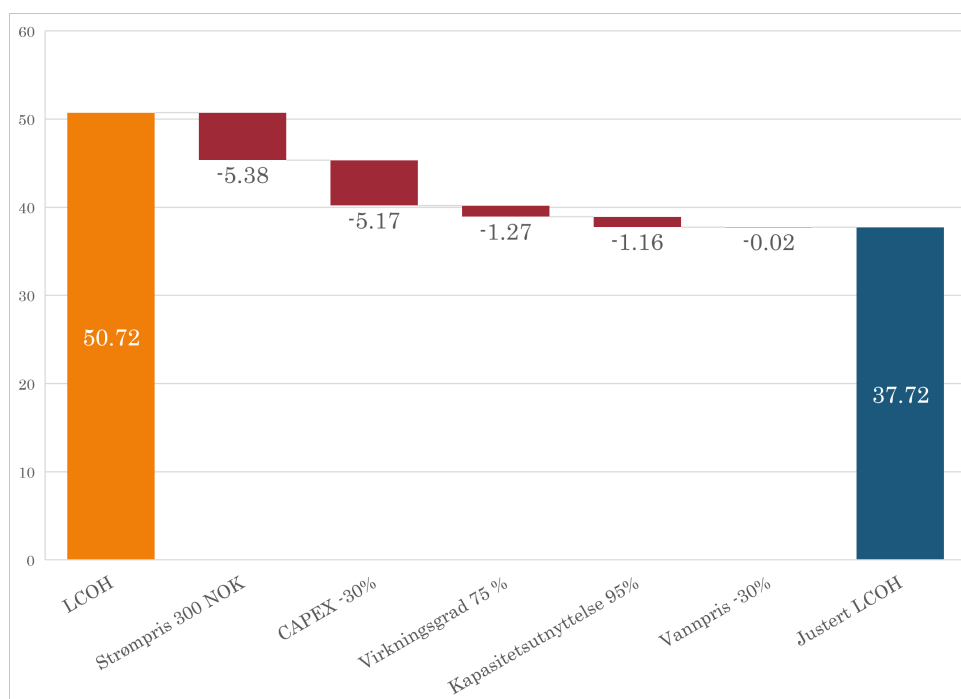
Lønnsomheten av et hydrogenanlegg er avhengig av inngangsvariabler valgt ved gjennomføring av analysen, og i modelleringen for case 2 er 400 NOK/MWh og 90 % brukstid satt som utgangspunkt. For å vurdere sensitiviteten av disse variablene er det gjennomført en sensitivitetsanalyse av variablene presentert i tabell 7.10. Her synliggjøres effekten av en endring av disse variablene hvor brukstid er testet mellom 50-90 % og strømpris fra 200-800 NOK/MWh.

Tabell 7.10: LCOH [NOK/kg H₂] for anleggene avhengig av strømpris og brukstid.

Strømpris [NOK/kg]	10 MW PEM					5 MW AEL				
	50	60	70	80	90	50	60	70	80	90
200	61.70	53.54	47.72	43.35	39.95	65.18	56.33	50.01	45.27	41.59
300	67.08	58.92	53.10	48.73	45.33	70.29	61.44	55.12	50.38	46.69
400	72.46	64.31	58.48	54.11	50.71	75.41	66.55	60.23	55.49	51.80
500	77.85	69.69	63.86	59.49	56.09	80.52	71.66	65.34	60.59	56.90
600	83.23	75.07	69.24	64.87	61.47	85.63	76.77	70.44	65.70	62.01
700	88.61	80.45	74.62	70.25	66.85	90.74	81.88	75.55	70.80	67.11
800	93.99	85.83	80.00	75.63	72.23	95.86	86.99	80.66	75.91	72.22

7.4 Forbedring av LCOH

For å visualisere potensiell lønnsomhetsøkning for et tenkt anlegg ved Nedre Fiskumfoss er det gjennomført en analyse av mulighetene for forbedring av LCOH ved justerte inngangsvariabler. En slik justering vil føre til tilnærmet like endringer i lønnsomheten for begge anleggene og gjør antagelser rundt eventuelle forbedringer anlegget kan gjennomføre. Dette er kun en visualisering av potensiell kostnadsreduksjon og er derfor kun gjennomført for 10 MW PEM-anlegget. Fra figur 7.9 ser man at en reduksjon av CAPEX som følge av eventuell økonomisk støtte vil redusere LCOH med rundt 5 NOK/kg og representerer en tilnærmet like stor kostnadsreduksjon som en reduksjon på 100 NOK/MWh strømpris vil ha.



Figur 7.9: Fossefalldiagram med visualisering av LCOH-reduksjon som følge av endring i inngangsvariabler.

8 Diskusjon

I dette kapitlet skal teorien rundt, metodologien for, og resultater av analysene gjennomført i rapporten reflekteres og drøftes for å danne et helhetlig bilde av hvilke valg og antakelser som er gjort i rapporten og hvorfor disse valgene ble tatt. Kritisk refleksjon av materialet presentert i rapporten skal underbygge styrker og svakheter ved metodologien samt argumentere for grad av korrekthet i analysene gjennomført i kapittel 7.

8.1 Problemstilling og fokusområder

Denne rapporten fokuserer på hvorvidt implementering av et elektrolyseanlegg er mulig og vurderer de teknologiske og økonomiske aspektene ved grønn hydrogenproduksjon. Hovedfokuset i den økonomiske analysen er utregningen av anleggets LCOH, og ved innsamling av kostnadsdata knyttet til investering og drift, kan lønnsomheten til ulike anlegg sammenlignes. Da denne analysen ikke har én konkret sluttbruker, har det blitt kartlagt et potensiale for sluttbrukere. Det er ikke bestemt en konkret mengde hydrogen anlegget skal produsere og er derfor valgt å ettersøke lønnsomheten ved ulike produksjonsvolum.

8.2 Begrensninger for oppgaven

Ulike antagelser og verdier knyttet til økonomi, areal og kapasitet begrenser problemstillingen, og dermed de utregnede resultatene. Den begrensende verdien for nettkapasiteten ligger på 30 MW, men blir ikke sett på som relevant begrensende faktor grunnet at kapasiteten er høy nok, og dermed vil ikke elektrolyseanlegget med det gitte arealet være stort nok for et anlegg med kapasitet over 30 MW.

Arealet er en begrensende faktor som gir utslag på hvor stort elektrolyseanlegget kan være og hvilken kapasitet det er plass til i bygget. Gulvarealet er på 462 m² og høyden opp til traverskranen er på 7.90 meter. Dette begrenser elektrolyseanleggets størrelse og dermed kapasiteten til anlegget.

Arealbegrensningen er undersøkt i case 2 hvor lønnsomheten av en PEM og et alkalisk anlegg sammenlignes med utgangspunkt i maksimal arealbruk. Det er valgt en 10 MW PEM-elektrolyse, og en 5 MW alkalisk elektrolyse. Grunnet forskjell i plasseffektivisering mellom PEM og alkalisk, blir den maksimale kapasiteten annerledes. PEM-elektrolysen er mer kompakt, har færre komponenter og er derfor mer plasseffektiv. Man oppnår mer installert effekt per kvadratmeter med PEM. Den alkaliske har flere komponenter og trenger større areal for å ha lik kapasitet som PEM. Dermed sparer man plass ved bruk av PEM, som er gunstig når arealet er begrenset.

8.3 Teknologivalg

Et fullskala hydrogenanlegg krever flere komponenter og forståelse av tilgjengelig teknologi er viktig for å få et optimalt anlegget. I teoridelen og i de økonomiske beregningene har ulike teknologier blitt analysert opp mot hverandre for å komme fram til lønnsomme og mulige løsninger.

8.3.1 Elektrolyseteknologi

For såkalt grønn hydrogenproduksjon ved elektrolyse finnes det i dag to kommersielt tilgjengelige teknologier; PEM og alkalisk elektrolyse. Det finnes flere elektrolyseteknologier beskrevet i kapittel 3.4, men disse er enda i forskningstadiet og vurderes som for umodne til å tas i bruk i anlegg i MW-skala. I caseanalysene er både alkaliske og PEM-elektrolysører undersøkt for å vurdere hvilken teknologi som er best egnet i et økonomisk perspektiv, og i teorien, se kapittel 3, er teknologiene beskrevet og vurdert opp mot hverandre for å se fordeler og ulemper fra et teknologisk standpunkt. For å vurdere hvilken elektrolyseteknologi som egner seg best ved Nedre Fiskumfoss må flere faktorer belyses og valget av teknologi kan variere ut ifra NTEs mål ved prosjektet. I teorien er de viktigste faktorene for fordeler og ulemper belyst, og det er vanskelig å si hvilken teknologi som er best egnet, hvis man ikke har et konkret produksjonsvolum eller gitte sluttbrukere.

Kostnadsforskjeller

Tatt i betraktning det økonomiske aspektet, er alkaliske moduler billigere enn PEM dersom man regner pris per kW. De edle metallene brukt i PEM-celler er den største bidragsyteren til høyere investeringskostnader og dette har vært den største utfordringen for PEM-teknologien lenge. Økonomiske trender viser at prisdifferensene minker og at PEM, grunnet sine ulike fordeler kontra alkalisk, blir mer konkurransedyktig som elektrolysør. Alkalisk er en hundre år gammel teknologi og har vært kommersielt på markedet lenge nok til at modulene har blitt billigere. Selv om dette er en godt utprøvd teknologi, finnes det likevel ulemper. Anleggene inneholder flere komponenter og krever mer vedlikehold. Økt vedlikeholdsbehov og flere komponenter som kan gå i stykker påvirker prisen. I midlertid er det estimert at teknologiutviklingen og materialvalg for elektrolysører vil gjøre at kostnadene synker drastisk de neste årene.

Kraftkilde

Det elektriske forbruket til elektrolyseanlegget skal komme direkte fra strømmettet. Det vil si at kraftforsyningen kan anses som konstant og vil ikke variere noe særlig. PEM-elektrolysører er godt egnet til variable kraftkilder, mens alkalisk krever et stivt stabilt nett. Hadde kraften kommet fra variable kilder som vind- eller solkraft ville PEM vært desidert bedre egnet. Dette er fordi PEM har raskere systemrespons og kan drifles på varierende trykk og strømstyrke fra en variabel kraftkilde. I dette tilfellet er elektrolyseanlegget koblet på nettet, noe som gir god grunn til å velge alkalisk. Type kraftkilde er en viktig vurderingsfaktor for denne studien og med tanke på at PEM har utfordringer med høye investeringskostnader, kan dette stive nettet være en vinnende fordel for alkalisk. Det behøves ikke en PEM-elektrolysør når nettet er i den grad stivt.

Ønsker man å variere produksjonen ved effekttopper og kun drifte anlegget når overskuddet i nettet er størst, vil slike faktorer påvirke valget av teknologi.

Levetid, størrelse og vedlikehold

Tabell 3.2 viser ulike karakteristikk for alkalisk og PEM. Begge elektrolytorene driftes på relativt lave temperaturer mellom 25 og 100 °C. Som vist i tabellen har alkalisk lengre levetid enn PEM, og dette vil føre til en tidligere utskiftning av cellestakker for en PEM enn en alkalisk. Men grunnet flere komponenter hos et alkalisk anlegg fører dette til hyppigere vedlikeholdsbehov enn for PEM. I tillegg er PEM mer kompakt, noe som fører til større installert effekt per kvadratmeter. Dette er fordelaktig ved et arealbegrenset område hvor det kreves en høy installert effekt.

8.3.2 Kompresjon og lagring

Storskala lagring av hydrogen krever at hydrogen komprimeres før lagring for å øke volumetrisk tetthet og dermed spare på arealbenyttelse og kostnader. Hydrogen lagres primært som komprimert gass under trykk, men forskning rundt flytendegjøring og lagring av hydrogen som væske begynner å nærme seg modenhet for markedet. Lagring av flytende hydrogen kan bli konkurransedyktig med komprimert hydrogen i framtiden, men er i denne rapporten ikke tatt hensyn til.

Lagring er et nødvendig ledd i verdikjeden da etterspørsel ikke forekommer på lik rate som produksjonsmengden. Det kan antas at en hydrogenfyllstasjon vil ha flere kunder på dagen enn på kvelden og vil variere med årstid. Lagringsteknologien valgt for dette anlegget vil være komprimert gass i ståltanker. På grunn av den kraftkrevende prosessen for flytendegjøring av hydrogen anses teknologien ikke enda som et økonomisk levedyktig alternativ.

Stålkonteinere med trykk på 200 bar er valgt som lagringsform. Tankene ble valgt framfor 420 og 666 bar tanker, da høyere trykk gir høyere kostnader grunnet energikrevende prosesser under komprimering av gassen. Fordelen med hydrogentanker på 350-700 bar er at de tar mindre plass og energitettheten er høy nok til å fylles rett på hydrogendrevne biler eller lastebiler. Problemet er at disse tankene trenger dyrere materialer og mer energi. Dermed antas det at stålkonteinere ved trykk på 200 bar er den best egnede lagringsformen, og er derfor brukt videre i økonomiberegninger.

Lagring av hydrogen er en plasskrevende del av anlegget og dermed også kostnadsutfordrende. Dette gjør at det ikke lønner seg å ha et stort hydrogenlager når hydrogenet uansett skal selges videre til sluttbrukere innen kort tid etter produksjon. For å ha tilstrekkelig med hydrogen for potensielle kunder for en dag, samt ha tilstrekkelig med lagring ved mindre salg av hydrogen, antas det en lagringskapasitet for to dager. Stålkonteinerne med komprimert hydrogengass på 200 bar må derfor kunne romme to dagers lagring. Dette tilsvarer forskjellige lagringsstørrelser for casestudiene grunnet ulik mengde produsert hydrogen. For case 1 forventes det 1000 kg

daglig produsert hydrogen. Her må stålkonteinerne kunne romme 2 tonn hydrogen. For case 2 sammenlignes et 10 MW PEM-anlegg og et 5 MW alkalisk anlegg. Disse produserer henholdsvis 4000 kg og 2000 kg daglig. Det trengs derfor et lagringsanlegg med kapasitet på 8 tonn for PEM-elektrolyseren, og 4 tonn for den alkaliske. Lagringsprosessen for PEM-anlegget vil dermed være mye mer energikrevende og være dyrere. Samtidig produseres det mer hydrogen som kan bidra til å senke de totale kostnadene.

I teoridelen ble ulike teknologier for kompresjon belyst og viser at det er flere muligheter og leverandører. Det finnes både mekaniske og ikke-mekaniske kompresjonsmåter. Teknologiene og de ulike leverandørene leverer kompressorer med ulik rekkevidde på trykksetting og krav av energi. PEM-elektrolysørene analysert i casestudiene kommer med en innebygd kompresjonsdel på 30 bar, og det trengs dermed et kompresjonsanlegg som komprimerer den ytterligere opp til 200 bar for lagring. På den andre siden driftes den alkaliske valgte elektrolyseren under atmosfærisk trykk og må derfor komprimeres fra 1 bar og helt opp til 200 bar. Da ikke alle teknologier støtter inngang ved så lave trykk, kreves det i noen tilfeller tostegskompresjon for å løfte alkaliskprodusert gass til et høyere trykk. Dette vil da øke arealbruken av kompressoren og vil påvirke totalkostnaden.

8.4 Metodologi og kostnadsdata

Dette delkapittelet begrunner og reflekterer rundt valg tatt i datainnsamlingsprosessen for kostnadsdata og tekniske spesifikasjoner brukt i analysene. Majoriteten av data rundt kostnader for delkomponenter er samlet fra litteratur da informasjon fra markedsaktører ikke er tilgjengelig. Dette medfører usikkerhet i resultater da datagrunnlaget kun er anslag, men resultatene vurderes som å være i korrekt størrelsesorden.

8.4.1 Kostnader for elektrolysører

I casestudie 1 er det tatt utgangspunkt i to elektrolysemodeller fra markedsaktør NEL med tilnærmet lik produksjonsvolum på rundt 1000 kg H₂/dag. For anlegg av denne størrelsen er det valgt en investeringskostnad på 800 EUR/kW for et alkalisk anlegg, og 1000 EUR/kW for et PEM-anlegg.

I casestudie 2 har anleggene ulik produksjonsvolum og PEM-modulen produserer over dobbelt så mye hydrogen som den alkaliske. Med installert effekt på 10 MW antas det at kostnadsreduksjonen per kW for PEM-modulen er høyere enn det alkaliske grunnet skalafordeler. PEM-anlegget vil ha en investeringskostnad på 800 EUR/kW og alkaliske anlegget vil ha en investeringskostnad på 700 EUR/kW.

Kostnadsdata er ekstrapolert fra forskningsrapporter med mål om at kostnadene skal reflektere kjøpspris for anlegget i 2022. Da et anlegg ved Nedre Fiskumfoss ikke vil starte en eventuell innkjøpsprosess før om flere år vil dette påvirke investeringsprisen, og framtidige kostnadsreduksjoner vil føre til økonomiske besparelser for denne utgiften. Da informasjon rundt framtidige

kostnader varierer fra kilde til kilde er det ikke forsøkt å forutsi denne kostnadsreduksjonen. Med andre ord, vil investeringen være billigere i realiteten enn antatt i rapporten.

Modulerstatning og OPEX

Erstatning av celle-modulen er nødvendig når intern virkningsgrad når 90 % av nominell verdi. Degradering av celle-modulen forekommer raskere i PEM-celler enn alkaliske celler og krever derfor erstatning tidligere i prosjektperioden. PEM-modulen må erstattes etter 8 år eller 60 000 timer, og den alkaliske modulen erstattes etter 10 år eller 95 000 timer. Pågående forskning for å øke levetiden for cellene er i gang for å redusere hyppigheten for erstatning og IRENAs rapport om kostnadsreduksjon for hydrogen antar en levetid på over 100 000 timer innen 2050 for begge elektrolyseteknologiene.

Den valgte levetiden på 8 år for PEM og 10 år for AEL gjør at resultatene i analysen vil være delvis partisk mot PEM-teknologien. Dette er på grunn av prosjektets levetid på 15 år som vil dekke en celle-erstatning for både PEM og alkalisk men den alkaliske modulen vil etter prosjektets levetid fortsatt ha 5 års produksjonskapasitet igjen. Dette gjør at PEM-teknologien vil ha en liten fordel over det alkaliske. Dette er kun mulig å ta hensyn til ved å sette prosjektets livstid til 40 år da dette vil gjøre at begge anleggene vil ha brukt 100 % av cellenes levetid ved endt prosjektperiode. Dette antas som upraktisk for resultatene i rapporten, da 40 år vil dekke en for stor tidsperiode og resultater fra en slik analyse vil være mer ukorrekte enn de man får fra ujevn gjenstående levetid på cellene. Kostnaden for erstatning av celle-moduler er billigere enn kjøp av selve elektrolyseren. For 2.5 megawatts-anleggene er prisene satt til henholdsvis 300 EUR/kW for PEM-cellene og 270 EUR/kW for de alkaliske. 10 MW PEM-anlegget vil ha en erstatningskostnad på 270 EUR/kW og det alkaliske anlegget på 5 MW har en erstatningskostnad på 250 EUR/kW.

Driftskostnader skal dekke vedlikehold av anlegget og er en årlig kostnad for drift. Utstyret har en levetid på 20 år og trenger derfor ikke å erstattes i løpet av prosjektperioden. Her dekker kostnaden isteden alle utgifter knyttet til vedlikehold og diverse utgifter ved drift. Kostnadene består av både faste og variable utgifter og er dermed vanskelig å fastslå. FCHs rapport fastslår en driftskostnad som prosentandel av capex på mellom 1-4 %. Prosentandelen bestemmes ut ifra størrelsen på anlegget og er lavere for store anlegg. I case 1 er OPEX satt til 3 %, og i case 2 er den bestemt til 2 %. Dette er kun en antakelse da prosentandelene ofte varierer mellom ulike analyser. Dette medfører usikkerhet i analysen da disse kan variere kraftig men i fravær av mer konkrete kostnader vurderes disse som tilfredsstillende som basis for elektrolyserens driftsutgifter.

8.4.2 Elektrisitet og vannkostnader

Kostnader knyttet til elektrisitet er den største bidragsyteren til prisen for hydrogenproduksjon og er dermed også en viktig faktor i kostnadsanalysen. Kostnaden for strøm er delt mellom strømpris og nettleie, og det er mulighet for optimalisering av lønnsomheten ved å se på ulike aspekter av disse utgiftene.

Nettleie

Nettleie er en tredelt utgift som inkluderer en årlig utgift, energiledd og effektledd. Energileddet er en fast pris uavhengig av når på døgnet anlegget forbruker strøm og i Grong er denne på 35 NOK/MWh i 2022. Effektleddet avregnes per måned etter uttatt energimengde og er basert på den største registrerte effekten i en 60 minutters periode i måneden. Maksimal kapasitet for 10 MW PEM-anlegget vil være 10.55 MW ved 100 % kapasitetsutnyttelse. Hvis anlegget opererer med samme kapasitetsutnyttelse over hele året vil anlegget kun trekke rundt 9.5 MW, og kan spare på kostnaden fra effektleddet. Dette vil derimot kreve at anlegget er i drift hele året og gjør at det ikke er mulig å justere produksjonsvolum ved endrende strømkostnader. Strømkostnaden står for den største driftsutgiften og er derfor mer aktuell å justere etter for å optimalisere lønnsomheten.

Strømpris

Strømprisen er en avgjørende faktor i hydrogenanleggets lønnsomhet. Strømprisen utgjør den største egenutgiften for anlegget og rundt 50 % av de totale utgiftene. Dette fører til at ved optimalisering av drift kan anlegget forbedre lønnsomheten signifikant. I denne rapporten er en strømpris på 40 NOK/MWh satt som basis på bakgrunn av NVEs rapport om langsiktig kraftmarkedsanalyse som konkluderer med en gjennomsnittspris på 40 NOK/MWh i 2040. Strømprisen er gjennomsnittlig lavere i 2022, men for å presentere et konservativt anslag på LCOH er en høyere gjennomsnittspris antatt.

Ved lastfølgende produksjon kan anlegget øke effektbruk når strømprisene er lave, ofte om natten, og redusere produksjonen når prisene er høye. Dette kan redusere gjennomsnittsprisen på strøm betraktelig og vil være en viktig variabel i LCOH for anlegget.

Vannkostnader

Vannkostnader har liten påvirkning på anleggets lønnsomhet da dette er en relativ lav utgift. Kostnadene er regnet ut ifra priser fra Grong kommune i 2022 hvor disse er antatt for hele anleggets levetid. Dette er ikke reelt da prisene reguleres hvert år, og de er antatt å øke mot 2040, men uten konkret informasjon er det valgt 2022-priser for hele anleggets levetid.

Vannforbruket er antatt å være 10 l/kg for både PEM og alkaliske elektrolysører basert på matevannskravene gitt fra datablad fra NEL. Det er forventet at HyLYZER-elektrolyseren har samme matevannskrav da denne ikke oppga informasjon rundt dette.

8.5 Diskusjon av resultater

Her diskuteres resultatene presentert i kapittel 7. Caseanalysene vil diskuteres individuelt og sammenlignes for å danne et helhetlig bilde av lønnsomheten ved hydrogenproduksjon ved Nedre Fiskumfoss. Her skal også sensitivitetsanalysene gjennomgås og reflekteres rundt.

8.5.1 Case 1

I case 1 ble en komparativ caseanalyse mellom to anlegg med ulik elektrolyseteknologi og samme produksjonsvolum undersøkt. Et produksjonsvolum på 1000 kg per dag ble valgt som grunnlag etter vurderinger gjort i litteraturstudie-fasen. RENERGY har konkludert med at et hydrogenanlegg i regionen må produsere mellom 800-1000 kg per dag for at salgsprisen på hydrogen skal være konkurransedyktig med fossile brennstoff. Med et produksjonsvolum på 1000 kg per dag kan anlegget dekke dagsbehovet for 20 trailere eller en hurtigbåt. Gitt Nedre Fiskumfoss geografiske lokasjon og en analyse av sluttbrukermarkedet ble det vurdert at en fyllestasjon for tungtransport er det mest aktuelle sluttbrukermarkedet per dags dato. Her er det antatt at Nedre Fiskumfoss kan være en småskala mobilitetsknutepunkt for tungtransportsektor og ved å analysere kostnader for produksjon og distribusjon har analysen vurdert hvor store kostnader et slik mobilitetsknutepunkt vil kreve.

I tabell 7.2 observeres det at investeringskostnadene ligger på 67 millioner for et PEM-anlegg og 65 millioner for et alkalisk anlegg. PEM elektrolyse er den dyrere av de to alternativene og dette kommer av en høyere elektrolysepris. Derimot krever alkalisk elektrolyse større investeringskostnader for kompresjon av hydrogenet, som nevnt tidligere. En interessant observasjon er kostnadene knyttet til HRS. En hydrogenfyllestasjon er den nest største utgiften knyttet til CAPEX for produksjon og distribusjon og vil for dette anlegget kreve en investering på 15.47 millioner NOK. Dette er basert på en daglig fyllkapasitet på 1240 kg og er dimensjonert større enn produksjonsvolum for å sikre at hydrogenet kan distribueres raskere enn produksjonen. Dette unngår flaskehalsen hvor distribusjonen ikke forekommer raskt nok slik at produksjonen må bremses.

Operasjonelle kostnader per år og totalt over anleggets levetid er presentert i henholdsvis tabell 7.3 og 7.4. Kostnaden for kjøp av strøm er den største utgiften knyttet til produksjon og distribusjon og står for over 80 % av de totale driftskostnadene for anlegget.

LCOH ved en dagsproduksjon på 1000 kg/dag ble beregnet til 56.93 NOK/kg H₂ for PEM-anlegget og 54.01 NOK/kg H₂ for det alkaliske anlegget. Her vil et alkalisk anlegg være mer lønnsomt ved Nedre Fiskumfoss.

8.5.2 Case 2

I case 2 er det gjennomført en komparativ analyse mellom en 10 MW PEM-elektrolyse og en 5 MW alkalisk elektrolyse. Her er utgangspunktet en full utnyttelse av arealet tilgjengelig ved Nedre Fiskumfoss og gir innsyn i hvor stort produksjonsvolum det er mulig å oppnå ved bruk av PEM og alkalisk elektrolyseteknologi. PEM-modulene er mer kompakte enn de alkaliske modulene og gjør det mulig å installere et større anlegg. Dette gjør at PEM-anlegget vil ha større benyttelse av skalafordeler ved større anlegg og oppnå bedre prisreduksjoner for delkomponenter. Dette kan man se i tabell 7.6 og 7.7 hvor investeringskostnader og driftskostnader for anleggene er

presentert. PEM-anlegget vil ha en samlet kostnad på 302.52 millioner NOK mot 160.86 millioner NOK for det alkaliske. Man ser at til tross for at anlegget er 2 ganger så stort vil det kun ha 1.88 ganger større samlet kostnad.

I beregningen av LCOH kommer PEM-anlegget ut som det mest lønnsomme alternativet med en pris på 50.72 NOK/kg H_2 mot 52.78 NOK/kg H_2 for det alkaliske anlegget. Dette kommer hovedsakelig av bedre utnyttelse av skalafordeler diskutert over. Figur 7.6 viser bidraget fra hver hovedkomponent av systemet til den totale LCOH. Auksiliære kostnader er 1.72 NOK/kg H_2 billigere for PEM-anlegget enn det alkaliske, og kommer fra kostnadsbesparelsen beskrevet i kapittel 6.2.4.

LCOH er sterkt avhengig av inngangsvariabler og kan variere sterkt ut ifra hvor optimistisk eller konservativt estimat man analyserer. I denne rapporten er markedskostnader og tekniske spesifikasjoner samlet ved bruk av verdier som man kan finne på markedet i dag. Likevel vil det med stadig økt satsing på hydrogen fra både private aktører og nasjonale handlingsplaner være mulighet for reduserte kostnader og forbedret teknologi. For å ta hensyn til framtidig innovasjon er det i figur 7.9 presentert et fossefalldiagram som presenterer kostnadsreduiseringer ved oppnådde mål for forbedringer innenfor de teknologiske og økonomiske rammene, og hvordan statlig støtte kan forbedre lønnsomheten. I fossefalldiagrammet er det antatt støtte på 30 % av investeringskostnadene for anlegget fra ENOVA, da de har utbetalt støtte til liknende prosjekter tidligere. Diagrammet antar også en lavere strøm kostnad på 300 NOK/MWh, gitt at reell gjennomsnittspris blir lavere enn modellert. Økt virkningsgrad og kapasitetsbenyttelse er også justert og diagrammet viser en betydelig reduksjon i LCOH på 13 NOK/kg H_2 . Med en LCOH på 37.72 NOK/kg H_2 ser man hvor

Figur 7.10 presenterer et sensitivitetsdiagram for de to anleggene hvor LCOH sees på ved ulike brukstider og strømpriser. Anleggene er mest økonomisk lønnsomme ved høy brukstid og lave strømpriser, men det er muligheter for optimaliseringer ved å ta hensyn til hvor mye strømmen koster i forhold til hvor ofte anlegget driftes. Ved høye strømpriser kan det være besparende å drifte anlegget på lavere kapasitet og isteden drifte med høy kapasitet ved lave strømpriser. Et eksempel på dette for PEM-anlegget er at det er mer økonomisk lønnsomt å drifte anlegget med en brukstid på 70 % og ha en gjennomsnittspris på 300 NOK/MWh enn å drifte anlegget 90 % av tiden med en gjennomsnittspris på 500 NOK/MWh. En slik optimalisering av anlegget vil forbedre lønnsomheten, men krever en grundig nytte-kostnadsanalyse som ligger utenfor avgrensningene til denne rapporten.

8.6 Batterier vs Hydrogen

Med dagens teknologi vil både batterier og hydrogen være en god løsning for å kutte utslipp og ønsker man å kutte disse raskt, trengs en kombinasjon av begge. I dag er batterier innen transportsektoren mer etablert enn hydrogen. Statlige støtteordninger og utviklingen av infrastrukturen har ført til at det har blitt enkelt å anskaffe seg elektriske kjøretøy. De siste årene

har antallet av både busser, lastebiler, el-ferger og personbiler økt, noe som har ført til store utslippskutt. Likevel finnes det sektorer hvor batterielektriske kjøretøy ikke egner seg fullt så godt, ofte grunnet ulempene batterier fører med seg. Batterier har en lang ladetid og lav energitetthet, og dette gjør at kjøretøy blir tyngre enn kommersielle diesel-løsninger. I tillegg bruker batterier lengre tid på å lades, og siden “Time is Money”, er dette ulempe nummer to.

Spesielt for lastebil-transporten spiller dette en stor rolle. Kjører man en strekning som skal ta ni timer, og må bruke en time ekstra på å lade, kan forsinkelser føre til en lovpålagt pause på 9 timer. Dette kan unngås dersom man klarer å fylle drivstoff raskere, slik som på FCEV. En annen faktor som man må ta hensyn til for BEV-lastebiler, er hurtigladere. Skal man lade en lastebil, krever dette en høyere effekt enn for personbiler. Har man da en rastestasjon eller depot for lastebiler, hvor gjerne 10, 20 eller 30 biler skal lade samtidig, skaper dette stor belastning på strømmettet.

I områder hvor vekt spiller en stor rolle, vil hydrogen inneholde 125 ganger mer energi per vektenhet enn batterier. Dette gjelder spesielt for godstog, som gjerne veier opp mot 1000 tonn. I grafen over kostnadsutviklingen ser man at mot 2050 vil både hydrogen og batterielektriske kjøretøy bli rimeligere enn i dag. For alle alternativene, det vil si lastebiler, personbiler, tog og ferge er det estimert at hydrogen vil bli det billigste alternativet i framtiden. Det største prisfallet ble forventet å skje mellom 2020-2025. Da dette estimatet er fra januar 2020, altså før pandemitid, kan det antas at utviklingen er noe forsinket. I samtale med Roger Sæther i Asko ble denne antagelsen bekreftet, da de blir direkte påvirket av slike forsinkelser.

8.7 Tungtransport

Hvorfor skal aktører satse på hydrogen når batterier er en etablert løsning? Med mindre det skjer revolusjonerende videreutvikling i den nærmeste tiden, kan ikke batterier konkurrere med hydrogen for tungtransport. Drivstoffbruken for tunge kjøretøy vil være høyere enn for personbiler, og det vil dermed gi både tyngre kjøretøy og lengre ladetider. Tid er penger. Transportaktører har sine faste ruter og kjøremønster, og dermed vil lange ladetider kreve ekstra ressurser.

Grunnet dagens høye dieselpriser er hydrogen mer konkurransedyktig enn før. Likevel har gjerne transportselskaper avtaler og får egne kvantumspriser. Samtidig er alle hydrogen-lastebiler i Norge i dag eid av ASKO, som har sin egen pumpe på Tiller i Trondheim. De produserer hydrogenet selv, noe som gir dem en rimeligere pris enn pumpeprisen på Høvik. Vil hydrogen-lastebiler etablere seg i større grad, slik at de også fyller tanken sin på en “helt vanlig fyllestasjon”, antas det at transportselskapene vil forhandle egne kvantumspriser. Dagens Oslo-priser vil dog ikke være de samme som i Trøndelag. Rimeligere strøm enn sør i landet vil gi en billigere produksjonspris, noe som igjen påvirker salgsprisen.

For bærekraftig hydrogenproduksjon er sluttbrukere en nøkkelfaktor. Produseres hydrogen på en grønn og miljøvennlig måte uten å bli brukt, er meningen med konseptet verdiløs. Sluttbrukere finnes det i teorien mange av, men i praksis er ikke alle løsninger like lett å gjennomføre.

Dagens teknologi for veitransport er på plass, men gjennombruddet er ikke helt kommet enda. Det finnes i dag markedsaktører som leverer hydrogen-drevne fartøy. Disse er foreløpig dyrere enn kommersielle diesel- og elbiler, men hovedproblemet for både hydrogen-dreven person- og tungtransport er manglende infrastruktur for fyllestasjoner. Utviklingen har de siste årene skjedd i Oslo og Viken, hvor majoriteten av landets hydrogenfartøy er registrert. Her er det dog noe usikkerhet rundt statistikken, da muligheten for å lease biler kan gi en feil representasjon av hvor bilene er registrert. Likevel kan det sies sikkert at hovedsakelig har utviklingen skjedd på personbil-fronten, og de eneste fire lastebilene som er registrert eies av Asko i Trondheim. Denne fyllestasjonen er lukket for offentligheten, noe som gjør det vanskelig for trøndere å anskaffe seg en hydrogenbil. Resterende fyllestasjoner er plassert i Oslo-området, noe som betyr at man med sikkerhet kan anta at Drammen-registrerte leasingbiler ikke befinner seg i Finnmark, for eksempel.

Norge hadde, på lik linje som Sveits, en visjon om 1000 hydrogen-drevne lastebiler på veiene innen 2023. Per dags dato er vi ikke i nærheten av å nå målet, men hvorfor klarte da Sveits dette? Sammenligner man landarealet, er Norge omtrent 10 ganger større enn Sveits og avstandene som må dekkes krever bedre infrastruktur. Likevel har Sveits nesten tre ganger flere fyllestasjoner enn Norge. Selv om Hyundai Xcient kanskje ikke kan brukes til langtransport, finnes det i dag en rekke lastebiler innen varedistribusjon i Norge som går på fossile brennstoff og som kunne ha blitt erstattet med FCEV-kjøretøy. En grunn til at dette ikke har skjedd enda, kan være covid-19, og at denne utviklingen de siste to årene har blitt satt på pause. Koronastengte fabrikker har for mange sektorer ført til forsinkelser i vareleveranser og i tillegg førte grunnstøtingen av konteinerskipet Ever Given i Suez kanalen i mars 2021 til ytterligere forsinkelser av vareleveranser. Dette har ført til at essensielle deler for utvikling av hydrogenverdikjeden har uteblitt og skapt en forsinkelse i denne utviklingsprosessen. I tillegg kan koronasituasjonen ha ført til at det har blitt satset mindre på slik teknologi, grunnet framtidig usikkerhet.

Fordelen med veitransport som sluttbruker er at her finnes det en rekke aktører som kan være interessert i å kjøpe hydrogenet. Det vil si man er ikke avhengig av én enkeltkunde, men har en rekke aktører å samarbeide med. Selskap som Posten/Bring, Rema 1000 og DB Schenker er en del av H2 Truck-prosjektet, og disse står for en stor andel av lastebilene på norske veier. Posten og Bring har satt ambisiøse mål om at alle deres kjøretøy skal gå 100 % på fornybare energikilder. For å kunne oppfylle ønsket om hydrogen-drevne lastebiler, kreves det en infrastruktur som kan forsyne disse.

Som Veikartet for hydrogen i Trøndelag har påpekt, kan en dagsproduksjon på 1 tonn forsyne 20 lastebiler daglig og at dette produksjonsvolumet anses som bærekraftig. I kartleggingen av årsgogntrafikken er det vist at det daglig passerer rundt 120 lastebiler på fylkesgrensen mellom Trøndelag og Nordland. Det vil si at rundt 17 % av disse kan forsynes med hydrogen fra et anlegg som produserer 1000 kg daglig. Dette er kanskje ikke realiteten i dag eller om et år, men fram mot 2030 kan dette være sannsynlig og ser man på utslippsmålene til ulike transportbedrifter, har

flere mål om 50-100 % utslippsfrie lastebiler innen få år. Da batterier er et dårligere alternativ gitt lik pris, kan det antas at at hydrogen vil være den beste løsningen, forutsatt en prisreduksjon mot 2030.

8.8 Jernbane

Kraftverkets posisjon i forhold til jernbanen er særdeles bra. I luftlinje ligger disse 160 meter fra hverandre, noe som åpner opp for at det eventuelt kan etableres en fyllestasjon like ved jernbanesporet. I følge SINTEF ligger dagsbehovet på 8 tonn/dag, noe som ligger over maksimal dagsproduksjon beregnet i denne oppgaven. Det vil si det ikke er mulig å dekke hele behovet til jernbanen, og at man er avhengig av en bedre etablert infrastruktur for å kunne dekke hele det antatte behovet.

Det totale dagsbehovet for hydrogentogene som kjører strekningen Trondheim - Bodø er likevel noe usikkert. SINTEF omtaler 8000 kg daglig, men spesifiserer ikke for hvor mange tog dette gjelder. Dersom man regner med fyllekapasiteten og rekkevidden til Coradia iLint, oppnår man et dagsbehov på ca 4000 kg. Dette er gitt et forbruk på 0.42 kg/km, og er noe mer pessimistisk enn 0.25 kg/km som er omtalt i den tyske markedsanalysen for hydrogentog. Likevel kan dette være et mer realistisk tall for norske jernbaner, da terrenget er mye mer kupert enn i Tyskland. Maksimeres arealbegrensningen som er beregnet i denne oppgaven, kan dagsbehovet for jernbanen dekkes (antatt 4000 kg/dag).

Det kan være vanskelig å etablere Fiskumfoss som eneste fyllestasjon langs strekningen, da beliggenheten i forhold til Bodø og Trondheim også spiller en rolle (uavhengig av dagskapasitet). Ideelt sett burde toget være ferdigfylt ved start (altså at det finnes fyllestasjon i begge byene), da fylletiden går utover passasjerene og reisetiden. I tillegg kreves en rekkevidde på minst 1000 km for tur/retur Fiskumfoss - Bodø. Coradia iLint ble simulert til å oppnå en rekkevidde på 800-1000 km på Raumabanen. SINTEF har konkludert at dette toget er for lite for Nordlandsbanen, men da dette er en prototype, kan det antas at tog med lengre rekkevidder kommer etterhvert. Det vil da gjøre det mulig for tog som fylles på Fiskumfoss å kjøre tur/retur Bodø - Trondheim. Innen denne rekkevidden vil bli en realitet, antas det at flere fyllestasjoner er blitt realisert.

Antatt at fyllestasjoner i både Trondheim og Bodø er etablert, kan eventuelt Fiskumfoss nytte som et stopp for ytterlig påfyll av hydrogen. utfordringer ved dette kan være at fyllingen påvirker rutetabellen. Da Fiskumfoss ligger mellom to stopp, kan ikke fyllingen samkjøres med av og på-stigning av passasjerer. Det å flytte togstasjonen fra Harran til Fiskumfoss anses som uaktuelt, både på grunn av kostnader og avstanden til Harran sentrum. I seksjon 5.4.2 omtales en 30 minutters tidsbesparelse opp Saltfjellet for det batteri-elektriske alternativet kontra dagens dieselløsning. Hydrogentog vil antageligvis være lettere enn 100 % batteridrevne, men antatt at begge veier like mye, vil tidsbesparelsen opp Saltfjellet være den samme. Klarer man å begrense fylletiden til under 30 minutter, vil ikke dagens rutetabell påvirkes. Fylletiden for Coradia iLint er oppgitt til å være minst 15 minutter.

Jernbanen som sluttbruker av hydrogenet produsert ved Nedre Fiskumfoss har både fordeler og ulemper. Fordelen her er at det daglig kjører tog denne strekningen og behovet er veldig forutsigbart. I tillegg har man én fast kunde som man selger til. Ulempen er derimot, at for at dette skal bli en realitet må konseptet bli en nasjonal satsing og man er avhengig av at de tre aktørene som kjører på denne strekningen (SJ, CargoNet og OnRail) faktisk velger hydrogen som sin løsning på nullutslippstog. Med andre ord, klarer man å kapre de få aktørene som finnes, har man en sikker kunde å selge til.

8.9 Hurtigbåt

Gitt at NTE og H2 Marine får støtte til sitt hydrogenknutepunkt-prosjekt ved Rørvik, vil ikke produksjon for hydrogen til maritim sektor være aktuell i Nedre Fiskumfoss. Fordelen ved Nedre Fiskumfoss er et eksisterende bygg, noe som vil gi besparelser i utbyggingskostnader. Hvis hydrogenet da må fraktes til nærmeste havn, vil dette kreve ressurser som (uten nærmere utregning) kan antas til å være på samme nivå som å bygge en helt ny hydrogenfabrikk et annet sted.

I tillegg anløper hurtigbåten i regionen Rørvik flere ganger daglig, noe som gjør at Rørvik til et naturlig sted å fylle drivstoff. Pilotanlegget skal produsere 45 kg hydrogen daglig før det i 2025 skal settes i full drift på 8 tonn daglig. Under pilotfasen skal den utslippsfrie fiskebåten forsynes med hydrogen, men når anlegget starter kommersiell drift har NTE allerede nå fått intensjonserklæringer fra næringslivet. Det vil si de har full dekning på kunder for de 8 tonn som produseres daglig. Siden ENOVA har mål om å etablere 5 hydrogenknutepunkt i Norge, regnes det som sannsynlig at et av disse etableres på kysten langs Trøndelag. Det antas derfor at dette framtidige knutepunktet vil dekke eventuelt hydrogenbehov for hurtigbåter.

8.10 Nettilgang og infrastruktur

Den største kostnaden knyttet til elektrolyseanlegget er driftskostnadene fra elektrisitet. Strømprisen i Trøndelag er mye billigere enn lenger sør i Norge og dette gjør det mer gunstig å produsere hydrogen i Trøndelag. Samtidig sier rapporten fra NVE om langsiktig kraftmarked at prisforskjellene mellom nord og sør i Norge vil bli mindre. Likevel forventes det at strømprisen vil være lavere i Trøndelag og Nord-Norge fram til 2040, selv om prisen vil stige i disse områdene. I tillegg er nettkapasiteten i Trøndelag høy. Det vil si at på gode dager med mye vind, kan vindkraftanleggene produsere mye energi. Den lave befolkningstettheten gjør at man ikke nødvendigvis har nok forbrukere til all den produserte strømmen og ved å lagre denne overskuddsenergien i form av hydrogen vil ikke produsert energi gå tapt, men heller lagres til det eventuelt er bruk for det. Dermed kan hydrogen bidra til et smartere nett hvor alt av energi blir enten distribuert eller lagret. Lagret energi vil senere bli nyttiggjort i for eksempel transportsektoren, istedenfor å gå til spille og hydrogenproduksjonen vil på den måten bidra til et mer bærekraftig strømmettsystem.

Veibane, bygg og nettilgang er allerede eksisterende infrastruktur ved Nedre Fiskumfoss. Dette er fordelaktig for å bygge et hydrogenanlegg på dette området. Kun det å bygge bygningen der

elektrolyseanlegget skal plasseres er kostbart, og utgjør til vanlig 60 % av investeringskostnader knyttet til auxiliære kostnader. I rapporten ble det antatt en reduksjon på 50 % for å ta hensyn til utgifter ved re-design av bygget. Dermed spares det store summer i det totale investeringsbildet, kun ved at det allerede står en bygning der. Her behøves det å fjerne de tre vannturbinene, for å tilgjengeliggjøre ledig areal med plass til elektrolyser og andre komponenter. I tillegg finnes det allerede eksisterende nettilgang, samt transportvei ned til vannkraftverket. Litt nedenfor bygges det nye og større vannkraftanlegget. Hva som skjer med det gamle anlegget er uvisst. Men det som er sikkert er at et tomt og stort areal på 462 m² er tilgjengelig, som gjør det gunstig for muligheten for hydrogenproduksjon.

8.11 Sikkerhet

Gode sikkerhetsrutiner og vedlikehold er essensielt for å sørge for trygg produksjon av hydrogen. Ved en eventuell hydrogenlekkasje fra anlegget er det viktig med sensorer som oppdager dette hurtig, samtidig som god ventilasjon. Høy strømningshastighet på ventilasjonen tynner hurtig ut hydrogenet til små konsentrasjoner i luften slik at den ikke lenger utgjør en risiko. Det er derfor viktig med god ventilasjon.

Et integrert ventilasjonsanlegg er nødvendig og et krav for bygget rundt elektrolyseanlegget. Det eksisterende bygget har i dag kun naturlig ventilasjon fra heissjakten i taket. Ved lekkasje vil hydrogengass samle seg ved taket, og her må man ha tilstrekkelig ventilasjon for å unngå oppsamling av farlige konsentrasjoner. I henhold med NEK400-standarden gir det eksisterende bygget rom for å overholde anbefalingene, som krever 2.5 meter plass i høyden. Et ferdigbygd elektrolyseanlegg vil ha rundt 4 meter klaring gitt høyden på arealflaten på 7.9 meter. I tillegg trengs det en arbeidssone på minst 1.25 meter mellom elektrolyseanlegg og veggen av bygget. Dette har blitt tatt hensyn til i beregningene.

I forskriften om håndtering av farlig stoff, utarbeidet av DSB, stilles det krav til avstand til omkringliggende tettsteder og befolkning. Bygget ligger like ved E6, jernbanesporet, elva og det nye vannkraftverket. I tillegg ligger noen bolighus i området rundt anlegget og alle disse er faktorer som må bli tatt hensyn til. Med tanke på liten nærliggende infrastruktur og liten befolkning er plasseringen likevel ypperlig, i tillegg til nærliggende beliggenhet til potensielle kunder som forbi-passerende lastebiler eller tog.

Den andre casestudien omhandler et elektrolyseanlegg som produserer 4000 kg hydrogen per dag. For lagring av hydrogenet for to dager må lagringstankene ha kapasitet til åtte tonn hydrogen. Dette fører til at anlegget er underlagt storulykkeforskriften. Dette kan føre til at prosjektet vil kreve mer arbeid rundt kartlegging og sikring av området som vil øke kostnader. Dette er en del av prosjektering og administrering som er underlagt auxiliære kostnader i analysene og kan føre til en økning av disse kostnadene.

Det finnes ikke egne lover og regelverk rettet kun mot hydrogen. I dag er sikkerhet ved håndtering av hydrogen underlagt ulike forskrifter knyttet til eksplosjonsfare og farlige stoffer. Med økende

hydrogenbruk i ulike sektorer i samfunnet er sikkerhetsaspektet viktigere enn noensinne, da en større adopsjon vil føre til et bredere aspekt av bruksområder og større visibilitet i samfunnet. Et eksempel på faren ved bruk av hydrogen i nærområder er eksplosjonen ved Uno-X fyllestasjonen i Bærum, hvor lekkasje førte til eksplosjon ved anlegget. Eksplosjonen skyldte to bolter som ble skrudd til for svakt og viser viktigheten av nye lover og regelverk.

Det burde utvikles egne regelverk og lover for hydrogenbruk, for å tilrettelegge for sikker drift og sørge for god kompetanse og kunnskap om sikkerhet blant de som jobber med hydrogen.

8.12 Vurdere LCOH

Formel 4.1 for LCOH vurderer de totale kostnadene tilknyttet anleggets levetid med den totale mengden produsert hydrogen over hele levetiden. Den er en god indikator på lønnsomheten til et hydrogenanlegg, og en enkel metode for sammenlikning av ulike anlegg. Ved ønske om å få en viss pekepinn på hva et hydrogenanlegg i tidlig fase kommer til å koste, gir LCOH-formelen et tilstrekkelig svar. Den er enkel å forstå og er bredt brukt i hydrogensektoren. Samtidig er formelen likevel et forenklet bilde av kostnadene og har sine svakheter.

LCOH utelukker en del kostnader knyttet til finansielle avgjørelser, i tillegg til andre eksternaliteter. Prosjektrisiko, kapitalrenter og kapitalkostnader blir forenklet. OPEX blir antatt som en konstant verdi i løpet av livstiden, men dette er ikke tilfellet da driftskostnader vil være varierende per år og er vanskelig å forutse. I realiteten vil dette påvirke kostnadene og det virkelige totale kostnadsbidraget. Alle verdier gitt for investerings- og driftskostnader har en viss usikkerhet, samt at disse varierer regionalt og over tid grunnet teknologiutvikling og svingninger av drivstoff- og kraftpriser. I tillegg påvirkes den økonomiske levedyktigheten til et prosjekt med eksisterende ressursmiks i området, som vil ha påvirkning på kostnadsbildet.

I casestudiene er strømprisen angitt å være 40 øre/kWh, med basis i kilder som omhandler analyser om fremtidige strømpriser i Norge. LCOH er sensitiv til strømprisene og da den står for 51-54 % av den endelige LCOH-verdien, bidrar den til usikkerhetsaspekter rundt LCOH-formelen. Den faktiske strømprisen i fremtiden vil dermed ha stor påvirkning på hva man kan selge hydrogenet for og gjør det utfordrende å estimere en korrekt LCOH. Da denne kan gå både opp og ned, gjenstår det å se hva den faktiske LCOH-prisen vil være. Påvirkningen fra strømkostnadene er tydelige i sensitivitetstabellen 7.10 hvor LCOH er presentert for strømpriser fra 20 øre/kWh til 80 øre/kWh. Her observeres det at LCOH nesten dobles ved en økning fra 20-80 øre/kWh.

LCOH-sammenligning

Den laveste LCOH-verdien som ble utregnet var for 10 MW PEM-anlegget, med en verdi på 50.72 NOK/kg H₂. Ifølge litteraturen er gjennomsnittlig LCOH for elektrolysører i dag på rundt 2.5-4 EUR/kg H₂. LCOH-verdien fra denne rapporten er høyere enn gjennomsnittet, men inkludering av HRS i analysemodellen gjør at kostnaden blir høyere enn andre analyser hvor kapasitet for

fylling til transportsektor ikke er inkludert. LCOH for HRS står for om lag 9-10 NOK/kg og dermed anses verdien som konkurransedyktig.

8.13 Miljø

For å nå nullutslippsmålet innen 2050 kreves det store endringer i energisektoren i hele verden og hydrogen som energibærer er en viktig del av løsningen for å nå klimamålene. Ifølge IEA skal 10 % av det globale energiforbruket i 2050 dekket av hydrogen. Dette krever at produksjonen av hydrogen må øke, samt at hydrogen må bli anvendt i større grad i ulike sektorer som for eksempel transport og kraftmarkedet. I tillegg må hydrogen komme fra klimavennlig produksjon og her spiller elektrolyseteknologi en vesentlig rolle. Som nevnt i 2.2 utgjør hydrogenproduksjon 2 % av de globale CO₂-utslippene, hvor grønn hydrogenproduksjon kun bidrar til 2 % av den totale produksjonsmengden. Her er det stort potensiale og behov for å utvide elektrolysekapasiteten.

Den globale elektrolysekapasiteten har doblet seg de siste fem årene med 390 nye pågående prosjekter. IEA konkluderer med at for å nå netto nullutslippsmål innen 2050 må 80 Mt med hydrogen være produsert i 2030, som nevnt i 2.2. Hvis alle disse nevnte prosjektene blir en realitet, tilsvarer dette kun 8 Mt hydrogen fra elektrolyseproduksjon i 2030. Det er fortsatt en lang vei å gå for å produsere den nødvendige estimerte verdien i 2030. En del av produksjonen kan også komme fra blå hydrogenproduksjon med CO₂-fangst og lagring, men elektrolysekapasiteten må også økes. Selv med 8 Mt i 2030 burde tallet være tidoblet for å nå målene ifølge IEA, som forsterker at flere elektrolyseprosjekter må startes. Et anlegg ved Nedre Fiskumfoss vil være med å bidra til den økte elektrolysekapasiteten i verden, samt bli en viktig bidragsyter til utvikling av hydrogenverdikjeden i Norge.

8.14 Konkurransedyktighet

Kostnadene for grønn hydrogenproduksjon må senkes for at de skal være konkurransedyktig med annen hydrogenproduksjon. Rapporten *Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5 °C climate goal* fra IRENA konkluderer med at kostnader fra elektrolyseanlegg kan potensielt reduseres med 40 % i 2030. Dette gjør grønn hydrogenproduksjon mer konkurransedyktig med blå og grå hydrogenproduksjon, som vist i figur 4.1. Deloitte sin rapport fra 2021 konkluderer med at hydrogenproduksjon fra elektrolyse med fornybare kraftkilder vil være konkurransedyktig og i noen tilfeller ha lavere LCOH enn blå hydrogenproduksjon. Figur 4.2 viser at produksjon fra solceller og vindkraft på land vil ha lavest LCOH, mens LCOH fra strømmettet er akkurat litt over Deloitte sin estimerte grense for å være konkurransedyktig med blå hydrogenproduksjon. Den største grunnen til dette er at den internasjonale strømprisen ligger på 583 NOK/MWh og dette er høyere enn gjennomsnittet i Norge. Denne oppgaven er modellert med basis i 400 NOK/kWh og med denne prisen vil LCOH bli lavere, og være mer konkurransedyktig. Dette vil tilsa at et elektrolyseanlegg med strøm fra nettet vil være mer fordelaktig på Nedre Fiskumfoss enn i land med høyere strømpriser. Figur 4.2 viser at forskjellen mellom blå og grønn vil bli mindre og føre til at elektrolyseteknologi vil bli mer attraktiv og konkurransedyktig.

Samtidig er kostnadene sensitiv til strømpris, og vil avhenge betydelig av hvordan strømprisene faktisk utvikler seg.

Beliggenhet

Anleggets beliggenhet kan være en fordel for prosjektet sett i et konkurransemessig perspektiv. Med både E6 og jernbanen som nærmeste nabo kan dyre transportkostnader unngås, dersom man klarer å etablere fyllestasjon ved anlegget. Som vist i RENERGYs graf for bærekraftig produksjon, øker salgsprisen med 10 kr/kg dersom man trenger å frakte hydrogenet til en fyllestasjon. I det store bildet, kan altså kostnadene reduseres signifikant.

Et annet aspekt som påvirker kostnadene, er hvem skal investere i fyllestasjonen? Dersom selskap som for eksempel Hynion eller Everfuel skal bygge ut fyllestasjoner og stå for frakten av hydrogenet, vil salgsprisen påvirkes avhengig av dette. Går verdikjeden gjennom et ekstra ledd, vil flere parter ønske profitt fra salg.

Etterspørsel i Norge

Etterspørselen for hydrogen som energibærer i Norge vil øke for veitransport, maritim sektor og industri som figur 2.1 viser. I 2050 forventes det et behov på 15.4 TWh med hydrogen som energibærer. Fram til etterspørselen i industrisektoren skyter fart fra 2030 er det maritim sektor som er den største kunden. Ved produksjon av hydrogen på Nedre Fiskumfoss er veitransport i form av lastebiler og tog den største kunden. Dette viser at hydrogenproduksjonen i Norge må økes og at flere anlegg må iverksettes for å dekke det fremtidige behovet.

8.15 Oppsummerende diskusjon

Analyser fra IRENA viser at LCOH for elektrolyseteknologi vil synke drastisk mot 2050. Figur 4.1 viser en synkende trend i kostnader tilknyttet potensiell hydrogenproduksjon fra elektrolyse fram mot 2050. I samtråd med lave strømpriser er det estimert at hydrogenproduksjon fra elektrolyse vil være mer lønnsomt enn produksjon fra fossilt brensel med karbonfangst. Dette viser viktigheten av en ambisiøs utvikling i elektrolyseteknologi, samt bruk av materialvalg og oppskalering av effekt. Ved oppskalering av et elektrolyseanlegg fra 1 MW til 20 MW kan kostnadene reduseres med en tredjedel. Selve elektrolysecellene kan reduseres fra 45 % til 30 % av de totale kostnadene ved en oppskalering fra MW til GW-skala. Dette viser at det kan lønne seg å utnytte det tilgjengelige arealet i Nedre Fiskumfoss, for å maksimere kapasiteten og dermed redusere kostnadene. En forutsetning for dette er at man har sluttbrukere som er villig til å kjøpe alt av det produserte hydrogenet. Hvis ikke hele mengden med produsert hydrogen blir solgt, vil dette få store konsekvenser for lønnsomhet og LCOH-verdi. Den estimerte LCOH-verdien vil dermed være misvisende og bli enda dyrere enn antatt. Det er ingen utbytte av hydrogenproduksjon hvis man ikke har sluttbrukere.

Som figur 4.1 også viser er at lave elektrisitetskostnader er like viktig som en innovativ teknologiutvikling av elektrolyseanlegg. Strømprisene i Trøndelag er anslått å stige og bli nærmere de

høyere strømprisene i Sør-Norge, men fortsatt være lavere. Et mulig foretak er å kun produsere hydrogen når strømmen er billig, og dermed sørge for at de totale kostnadene holder seg lave. Samtidig kan det være utfordrende ved perioder med generelt høye strømpriser, hvis målet er en fast mengde produsert hydrogen per dag. I tillegg er lagring av hydrogen kostbart som fører til utfordringer ved større produksjonsmengder i perioder med billigere strømpriser, ved at man eventuelt ikke har plass til all det produserte hydrogenet. I tillegg kan det være mer kostbart å lagre all hydrogenet slik at det ikke vil være kostnadsbesparende å produsere ved lavere strømpriser.

Utviklingen av elektrolyseteknologi er også viktig for å senke LCOH. Figur 4.3 viser en synkende trend i elektrolysekostnader fram mot 2050. Med lavere materialkostnader og en innovativ utvikling av PEM-elektrolysører kan de dermed bli billigere og mer effektive. Dette tyder på at PEM kan ha en fordel ved et fremtidig elektrolyseanlegg i Grong kommune, grunnet at elektrolysekostnadene synker. PEM har dyrere investeringskostnader i dag, men om få år kan det potensielt være det mest attraktive alternativet sett i et kostnadmessig perspektiv.

I denne rapporten ble det kun sett på PEM og alkalisk, men flere nye teknologier er under utvikling. I delkapittel 3.4 blir også SOEC og AEM nevnt. Disse er mer på utviklerstadiet, men vil være mer utbredt i fremtiden. AEM har stort potensial som en lignende type elektrolysør som driftes på lave temperaturer, og kunne vært en mulighet senere. Med like høy virkningsgrad som PEM, men mindre tøffere miljø enn alkalisk, blir AEM sett på som en elektrolysør som potensielt har de beste egenskapene fra disse to kommersielle teknologiene. Denne kunne vært interessant å analysere for prosjektet i senere tid.

9 Konklusjon

Denne rapporten har undersøkt muligheten for grønn hydrogenproduksjon ved Nedre Fiskumfoss. Analysene er på ingen måte en fullverdig rapport for etableringen av et hydrogenkraftverk, men mer et slags forprosjekt på om ideen burde tas videre eller ikke.

Kraftverket har god beliggenhet med tanke på forbipasserende transport. Både E6 og jernbanen ligger like ved anlegget og dette åpner opp muligheten for å selge hydrogen til ulike aktører. Utviklingen her vil skje etterhvert, og det konkluderes at innen et eventuelt kraftverk er etablert, vil markedet også være på plass.

Av anleggene analysert i rapporten er 10 MW PEM-anlegget det mest lønnsomme alternativet med en per kilo justert LCOH på 50.72 NOK/kg H₂ for produksjon og distribusjon av hydrogen. Denne verdien er litt høyere enn gjennomsnittlige LCOH-verdier fra litteratur, men dekker både produksjon og distribusjon og anses som en konkurransedyktig pris. Optimalisering og fremtidig prisreduksjoner kan føre til en forbedring av anleggets lønnsomhet og det er sannsynlig at anlegget kan oppnå en justert LCOH på rundt 40 NOK/kg H₂.

Når det gjelder prisutvikling, viser rapporter at både alkalisk og PEM vil ha en synkende kostnadstrend, og at PEM-elektrolyse vil være rimeligst om noen år. Elektrolyseteknologiene vil med tiden bli mer konkurransedyktig med blå hydrogenproduksjon, som avhenger av at investeringskostnadene blir billigere og strømprisene holder seg stabilt lave. I tillegg skjer stadig utvikling på teknologifronten, som forbedring av virkningsgrad og plasseffektivisering, noe som betyr at areal per MW også vil reduseres, og et anlegg ved Nedre Fiskumfoss vil kunne støtte større produksjonsvolum. Slike forbedringer gjør at anlegget vil kunne ta større nytte av skalafordeler og dermed bli mer lønnsomt.

Konklusjonen for hva som er den beste løsningen kan være mange. Ønsker man en stabil produksjon på 1000 kg om dagen, vil alkalisk være det rimeligste og beste alternativet. Økonomisk lønnsomhet ved PEM oppnås dersom man ønsker å maksimere arealet som er tilgjengelig eller å kjøre variabel produksjon i løpet av dagen. Dette er faktorer som i stor grad vil være avhengig av planene til NTE. Det som er sikkert er at hydrogenproduksjon er mulig, så lenge man har nok kunder til å dekke dagsbehovet man produserer.

Referanser

- [1] *Norgeskart: Nedre Fiskumfoss Kraftverk*. I samarbeid med Norgeskart. URL: <https://norgeskart.no/#!?project=norgeskart&layers=1002&zoom=15&lat=7160029.15&lon=378020.93> (sjekket 26.04.2022).
- [2] *Norgeskart: Nord-Trøndelag*. I samarbeid med Norgeskart. URL: <https://norgeskart.no/#!?project=norgeskart&layers=1002&zoom=7&lat=7163722.12&lon=349611.26> (sjekket 26.04.2022).
- [3] Statistisk sentralbyrå. *11342: Areal og befolkning i kommuner, fylker og hele landet (K) 2007 - 2022*. SSB. 21. apr. 2022. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/11342/> (sjekket 28.04.2022).
- [4] *Kommunal planstrategi for Grong kommune 2020 – 2023*. 19. mar. 2020. URL: https://www.grong.kommune.no/_f/p4/i52e5d3b8-5f6a-4940-acdd-a7dc08fdeae/planstrategi-2020-2023-revidert-19032020.pdf (sjekket 28.04.2022).
- [5] Statistisk sentralbyrå. *Kultur / Barne- og ungdomstiltak*. ssb.no. 15. mar. 2022. URL: <https://www.ssb.no/kommunefakta/kostra/tjenesteomrade/kultur-barne-og-ungdomstiltak> (sjekket 28.04.2022).
- [6] *The Paris Agreement | UNFCCC*. URL: <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement> (sjekket 09.05.2022).
- [7] Heleen de Coninck mfl. «Strengthening and Implementing the Global Response». en. I: (), s. 132.
- [8] *Net Zero by 2050 – Analysis*. en-GB. URL: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050> (sjekket 25.04.2022).
- [9] *The Future of Hydrogen – Analysis*. en-GB. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (sjekket 22.04.2022).
- [10] *Global Hydrogen Review 2021 – Analysis*. en-GB. URL: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2021> (sjekket 25.04.2022).
- [11] Mijndert van der Spek mfl. «Perspective on the hydrogen economy as a pathway to reach net-zero CO2 emissions in Europe». en. I: *Energy & Environmental Science* 15.3 (mar. 2022). Publisher: The Royal Society of Chemistry, s. 1034–1077. ISSN: 1754-5706. DOI: 10.1039/D1EE02118D. URL: <https://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2022/ee/d1ee02118d> (sjekket 09.05.2022).
- [12] Gorm Lunde, Snorre Thorsønn Borgen og Sigrid Steinsli Austad. *Eksternanalyse Hydrogen*. Internrapport fra THEMA i oppdrag av NTE.
- [13] Det Kongelige Samferdselsdepartementet. *Nasjonal Transportplan 2022 - 2023*. 19. mar. 2021. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/fab417af0b8e4b5694591450f7dc6969/no/pdfs/stm202020210020000dddpdfs.pdf> (sjekket 14.04.2022).
- [14] Det Kongelige Klima- og Miljødepartementet. *Klimaplan for 2021 - 2030*. 8. jan. 2021. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/a78ecf5ad2344fa5ae4a394412ef8975/nn-no/pdfs/stm202020210013000dddpdfs.pdf> (sjekket 18.04.2022).

- [15] Miljødirektoratet. *Klimagassutslipp fra transport i Norge*. Miljøstatus. 8. nov. 2021. URL: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/klima/norske-utslipp-av-klimagasser/klimagassutslipp-fra-transport/> (sjekket 18.04.2022).
- [16] ENOVA. *Pressemelding: Enova støtter morgendagens klimateknologi: delte ut 4,6 milliarder kroner i støtte til mer enn 5500 energi- og klimaprojekter i 2021*. 6. apr. 2022. URL: <https://presse.enova.no/pressreleases/enova-stoetter-morgendagens-klimateknologi-delte-ut-46-milliarder-kroner-i-stoette-til-mer-enn-5500-energi-og-klimaprojekter-i-2021-3173925> (sjekket 19.04.2022).
- [17] ENOVA. *Pressemelding: Enova støtter tre industriprosjekter med over 1 milliard norske kroner. Hydrogen er klimaløsningen i alle prosjektene*. 17. des. 2021. URL: <https://presse.enova.no/pressreleases/enova-stoetter-tre-industriprosjekter-med-over-1-milliard-norske-kroner-hydrogen-er-klimaloesningen-i-alle-prosjektene-3151656> (sjekket 19.04.2022).
- [18] European Association for Coal and Lignite. *EURACOAL statistics*. 2020. URL: <https://euracoal.eu/info/euracoal-eu-statistics/> (sjekket 19.04.2022).
- [19] *Tilskuddsliste - en oversikt over mottakere av tilskudd fra Enova*. Enova. URL: <https://www.enova.no/om-enova/om-organisasjonen/tilskuddsliste/> (sjekket 16.05.2022).
- [20] Per K. Kofstad og Bjørn Pedersen. *hydrogen*. nb. Jan. 2022. URL: <http://snl.no/hydrogen> (sjekket 25.04.2022).
- [21] William Lee Jolly. *hydrogen | Properties, Uses, & Facts | Britannica*. en. URL: <https://www.britannica.com/science/hydrogen> (sjekket 25.04.2022).
- [22] Odne Stokke Burheim. *Engineering Energy Storage*. Bd. 1. Elsevier, 2017. ISBN: 978-0-12-814100-7.
- [23] S. Shiva Kumar og V. Himabindu. «Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review». en. I: *Materials Science for Energy Technologies* 2.3 (des. 2019), s. 442–454. ISSN: 2589-2991. DOI: 10.1016/j.mset.2019.03.002. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035> (sjekket 18.04.2022).
- [24] Pranay Veer Singh og Debopam Chaudhuri. «Hydrogen: Choosing what Color of Hydrogen to Use – An Analysis to Demystify the Fuel of the Future». English. I: *Chemical Industry Digest* (jan. 2022). Place: Mumbai, India Publisher: Athena Information Solutions Pvt. Ltd. ISSN: 09715266. URL: <https://www.proquest.com/docview/2626928325/citation/E26002989F564EC4PQ/1> (sjekket 26.04.2022).
- [25] Furat Dawood, Martin Anda og G. M. Shafiullah. «Hydrogen production for energy: An overview». en. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.7 (feb. 2020), s. 3847–3869. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.059. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919345926> (sjekket 26.04.2022).
- [26] Alfredo Ursua, Luis M. Gandia og Pablo Sanchis. «Hydrogen Production From Water Electrolysis: Current Status and Future Trends». I: *Proceedings of the IEEE* 100.2 (feb. 2012). Conference Name: Proceedings of the IEEE, s. 410–426. ISSN: 1558-2256. DOI: 10.1109/JPROC.2011.2156750.

- [27] Bjørn Pedersen. *elektrolyse*. nb. Nov. 2021. URL: <http://snl.no/elektrolyse> (sjekket 27.04.2022).
- [28] Bjørn Pedersen. *Gibbs fri energi*. nb. Aug. 2021. URL: http://snl.no/Gibbs_fri_energi (sjekket 27.04.2022).
- [29] Pierre Millet og Sergey Grigoriev. «Chapter 2 - Water Electrolysis Technologies». en. I: *Renewable Hydrogen Technologies*. Red. av Luis M. Gandía, Gurutze Arzamendi og Pedro M. Diéguez. Amsterdam: Elsevier, jan. 2013, s. 19–41. ISBN: 978-0-444-56352-1. DOI: 10.1016/B978-0-444-56352-1.00002-7. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444563521000027> (sjekket 08.04.2022).
- [30] Claude Lamy og Pierre Millet. «A critical review on the definitions used to calculate the energy efficiency coefficients of water electrolysis cells working under near ambient temperature conditions». en. I: *Journal of Power Sources* 447 (jan. 2020), s. 227350. ISSN: 0378-7753. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2019.227350. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775319313436> (sjekket 21.04.2022).
- [31] Sune Dalgaard Ebbesen mfl. «High Temperature Electrolysis in Alkaline Cells, Solid Proton Conducting Cells, and Solid Oxide Cells». I: *Chemical Reviews* 114.21 (nov. 2014). Publisher: American Chemical Society, s. 10697–10734. ISSN: 0009-2665. DOI: 10.1021/cr5000865. URL: <https://doi.org/10.1021/cr5000865> (sjekket 01.05.2022).
- [32] Emanuele Taibi mfl. *Green hydrogen cost reduction*. en. 2020. URL: <https://www.irena.org/publications/2020/Dec/Green-hydrogen-cost-reduction> (sjekket 08.04.2022).
- [33] Tom Smolinka, Emile Tabu Ojong og Jürgen Garche. «Chapter 8 - Hydrogen Production from Renewable Energies—Electrolyzer Technologies». en. I: *Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing*. Red. av Patrick T. Moseley og Jürgen Garche. Amsterdam: Elsevier, jan. 2015, s. 103–128. ISBN: 978-0-444-62616-5. DOI: 10.1016/B978-0-444-62616-5.00008-5. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444626165000085> (sjekket 05.04.2022).
- [34] Dr Colleen Spiegel. *Introduction to Electrolyzers*. en. URL: <https://www.fuelcellstore.com/blog-section/introduction-to-electrolyzers> (sjekket 05.04.2022).
- [35] Ali Keçebaş, Muhammet Kayfeci og Mutlucan Bayat. «Chapter 9 - Electrochemical hydrogen generation». en. I: *Solar Hydrogen Production*. Red. av Francesco Calise mfl. Academic Press, jan. 2019, s. 299–317. ISBN: 978-0-12-814853-2. DOI: 10.1016/B978-0-12-814853-2.00009-6. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128148532000096> (sjekket 05.04.2022).
- [36] Foteini M. Sapountzi mfl. «Electrocatalysts for the generation of hydrogen, oxygen and synthesis gas». en. I: *Progress in Energy and Combustion Science* 58 (jan. 2017), s. 1–35. ISSN: 0360-1285. DOI: 10.1016/j.pecs.2016.09.001. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128516300260> (sjekket 19.04.2022).
- [37] Maximilian Schalenbach mfl. «Acidic or Alkaline? Towards a New Perspective on the Efficiency of Water Electrolysis». en. I: *Journal of The Electrochemical Society* 163.11 (aug. 2016). Publisher: IOP Publishing, F3197. ISSN: 1945-7111. DOI: 10.1149/2.0271

- 611jes. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/2.0271611jes/meta> (sjekket 29.04.2022).
- [38] Saman Rashidi mfl. «Progress and challenges on the thermal management of electrochemical energy conversion and storage technologies: Fuel cells, electrolyzers, and supercapacitors». en. I: *Progress in Energy and Combustion Science* 88 (jan. 2022), s. 100966. ISSN: 0360-1285. DOI: 10.1016/j.pecs.2021.100966. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360128521000642> (sjekket 14.05.2022).
- [39] B. Pribyl-Kranewitter mfl. «Influence of low-temperature electrolyser design on economic and environmental potential of CO and HCOOH production: A techno-economic assessment». en. I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 154 (feb. 2022), s. 111807. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111807. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032121010765> (sjekket 14.05.2022).
- [40] Jörn Brauns mfl. «Evaluation of Diaphragms and Membranes as Separators for Alkaline Water Electrolysis». en. I: *Journal of The Electrochemical Society* 168.1 (jan. 2021), s. 014510. ISSN: 0013-4651, 1945-7111. DOI: 10.1149/1945-7111/abda57. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/1945-7111/abda57> (sjekket 10.05.2022).
- [41] Christophe Coutanceau, Stève Baranton og Thomas Audichon. «Chapter 3 - Hydrogen Production From Water Electrolysis». en. I: *Hydrogen Electrochemical Production*. Red. av Christophe Coutanceau, Stève Baranton og Thomas Audichon. Hydrogen Energy and Fuel Cells Primers. Academic Press, jan. 2018, s. 17–62. ISBN: 978-0-12-811250-2. DOI: 10.1016/B978-0-12-811250-2.00003-0. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128112502000030> (sjekket 05.04.2022).
- [42] Tao Jiang. «Development of Alkaline Electrolyzer Electrodes and Their Characterization in Overall Water Splitting». en. I: (jun. 2021), s. 148.
- [43] *Ekspertintervjuet: Ren energi fra vann*. no. Mai 2018. URL: <https://energiogklima.no/to-grader/ekspertintervjuet-ren-energi-fra-vann/> (sjekket 08.04.2022).
- [44] Diogo M. F. Santos, César A. C. Sequeira og José L. Figueiredo. «Hydrogen production by alkaline water electrolysis». en. I: *Química Nova* 36 (2013). Publisher: Sociedade Brasileira de Química, s. 1176–1193. ISSN: 0100-4042, 1678-7064. DOI: 10.1590/S0100-40422013000800017. URL: <http://www.scielo.br/j/qn/a/KyQvF9DMHK6ZJXyL5zQNy7N/?lang=en> (sjekket 08.04.2022).
- [45] Yujing Guo mfl. «Comparison between hydrogen production by alkaline water electrolysis and hydrogen production by PEM electrolysis». en. I: *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* 371.4 (des. 2019). Publisher: IOP Publishing, s. 042022. ISSN: 1755-1315. DOI: 10.1088/1755-1315/371/4/042022. URL: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/371/4/042022> (sjekket 18.04.2022).
- [46] Yu Luo, Yixiang Shi og Ningsheng Cai. «Chapter 3 - Bridging a bi-directional connection between electricity and fuels in hybrid multienergy systems». en. I: *Hybrid Systems and Multi-energy Networks for the Future Energy Internet*. Red. av Yu Luo, Yixiang Shi og Ningsheng Cai. Academic Press, jan. 2021, s. 41–84. ISBN: 978-0-12-819184-2. DOI: 10.1

- 016/B978-0-12-819184-2.00003-1. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128191842000031> (sjekket 18.04.2022).
- [47] Georgios Papakonstantinou mfl. «Degradation study of a proton exchange membrane water electrolyzer under dynamic operation conditions». en. I: *Applied Energy* 280 (des. 2020), s. 115911. ISSN: 0306-2619. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115911. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920313751> (sjekket 14.05.2022).
- [48] P. Trinke mfl. «Hydrogen Crossover in PEM and Alkaline Water Electrolysis: Mechanisms, Direct Comparison and Mitigation Strategies». en. I: *Journal of The Electrochemical Society* 165.7 (mai 2018). Publisher: IOP Publishing, F502. ISSN: 1945-7111. DOI: 10.1149/2.0541807jes. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1149/2.0541807jes/meta> (sjekket 29.04.2022).
- [49] Canan Acar og Ibrahim Dincer. «3.1 Hydrogen Production». en. I: *Comprehensive Energy Systems*. Red. av Ibrahim Dincer. Oxford: Elsevier, jan. 2018, s. 1–40. ISBN: 978-0-12-814925-6. DOI: 10.1016/B978-0-12-809597-3.00304-7. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128095973003047> (sjekket 20.04.2022).
- [50] Rachael Elder, Denis Cumming og Mogens Bjerg Mogensen. «Chapter 11 - High Temperature Electrolysis». en. I: *Carbon Dioxide Utilisation*. Red. av Peter Styring, Elsje Alessandra Quadrelli og Katy Armstrong. Amsterdam: Elsevier, jan. 2015, s. 183–209. ISBN: 978-0-444-62746-9. DOI: 10.1016/B978-0-444-62746-9.00011-6. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444627469000116> (sjekket 20.04.2022).
- [51] *Atmospheric Alkaline Electrolyser*. Nel Hydrogen. 31. mai 2018. URL: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/> (sjekket 20.05.2022).
- [52] *PEM Electrolyser*. Nel Hydrogen. 28. mai 2018. URL: <https://nelhydrogen.com/product/m-series-3/> (sjekket 20.05.2022).
- [53] O. Schmidt mfl. «Future cost and performance of water electrolysis: An expert elicitation study». en. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 42.52 (des. 2017), s. 30470–30492. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2017.10.045. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917339435> (sjekket 29.04.2022).
- [54] Harro van Lente og Sjoerd Bakker. «Competing expectations: the case of hydrogen storage technologies». *Technology Analysis & Strategic Management*. I: 22.6 (aug. 2010). Publisher: Routledge _eprint: <https://doi.org/10.1080/09537325.2010.496283>, s. 693–709. ISSN: 0953-7325. DOI: 10.1080/09537325.2010.496283. URL: <https://doi.org/10.1080/09537325.2010.496283> (sjekket 30.04.2022).
- [55] Joakim Andersson og Stefan Grönkvist. «Large-scale storage of hydrogen». *International Journal of Hydrogen Energy*. en. I: 44.23 (mai 2019), s. 11901–11919. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319919310195> (sjekket 30.04.2022).

- [56] A. G. Olabi mfl. «Large-scale hydrogen production and storage technologies: Current status and future directions». *International Journal of Hydrogen Energy*. en. I: *Hydrogen Separation, Production and Storage* 46.45 (jul. 2021), s. 23498–23528. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.10.110. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920339276> (sjekket 30.04.2022).
- [57] Knut Hofstad. *hydrogenlagring*. Store norske leksikon. nb. Jan. 2021. URL: <http://snl.no/hydrogenlagring> (sjekket 30.04.2022).
- [58] J. W. Sheffield, K. B. Martin og R. Folkson. «5 - Electricity and hydrogen as energy vectors for transportation vehicles». en. I: *Alternative Fuels and Advanced Vehicle Technologies for Improved Environmental Performance*. Red. av Richard Folkson. Woodhead Publishing, jan. 2014, s. 117–137. ISBN: 978-0-85709-522-0. DOI: 10.1533/9780857097422.1.117. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780857095220500054> (sjekket 04.05.2022).
- [59] Knut Hofstad. *hydrogendrivstoff*. nb. Jul. 2020. URL: <http://snl.no/hydrogendrivstoff> (sjekket 11.05.2022).
- [60] Jinyang Zheng mfl. «Development of high pressure gaseous hydrogen storage technologies». en. I: *International Journal of Hydrogen Energy*. 11th China Hydrogen Energy Conference 37.1 (jan. 2012), s. 1048–1057. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2011.02.125. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319911005283> (sjekket 30.04.2022).
- [61] *Flytendegjøring av hydrogen*. SINTEF. URL: <https://www.sintef.no/ekspertise/sintef-energi/flytendegjoring-av-hydrogen/> (sjekket 15.05.2022).
- [62] Muhammad Aziz. «Liquid Hydrogen: A Review on Liquefaction, Storage, Transportation, and Safety». I: *Energies* 14.18 (2021). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14185917. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/18/5917>.
- [63] G. Sdanghi mfl. «Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications». en. I: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102 (mar. 2019), s. 150–170. ISSN: 1364-0321. DOI: 10.1016/j.rser.2018.11.028. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118307822> (sjekket 18.05.2022).
- [64] Adrian Broch Jensen. *Uno-X: En plugg i hydrogentanken ble montert feil – førte til kraftig eksplosjon*. no. Jun. 2019. URL: <https://www.tu.no/artikler/uno-x-en-plugg-i-hydrogentaken-ble-montert-feil-forte-til-kraftig-eksplosjon/468735> (sjekket 08.05.2022).
- [65] Norsk Hydrogenforum. *Hydrogen og sikkerhet*. no. URL: <https://www.hydrogen.no/resurser/hydrogen-og-sikkerhet> (sjekket 07.05.2022).
- [66] *SH2IFT - Safe Hydrogen Fuel Handling and Use for Efficient Implementation*. en. URL: <https://www.sintef.no/projectweb/sh2ift/> (sjekket 08.05.2022).
- [67] Otto Lohne. *hydrogensprøhet*. nb. Nov. 2020. URL: <http://snl.no/hydrogenspr%C3%B8het> (sjekket 07.05.2022).

- [68] Federico Ustolin, Nicola Paltrinieri og Filippo Berto. «Loss of integrity of hydrogen technologies: A critical review». en. I: *International Journal of Hydrogen Energy* 45.43 (sep. 2020), s. 23809–23840. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2020.06.021. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319920321583> (sjekket 07.05.2022).
- [69] Elham Abohamzeh mfl. «Review of hydrogen safety during storage, transmission, and applications processes». en. I: *Journal of Loss Prevention in the Process Industries* 72 (sep. 2021), s. 104569. ISSN: 0950-4230. DOI: 10.1016/j.jlp.2021.104569. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0950423021001790> (sjekket 07.05.2022).
- [70] «Regjeringens hydrogenstrategi - på vei mot lavutslippssamfunnet». no. I: (), s. 56.
- [71] *Farlige stoffer, eksplosiver og transport av farlig gods | Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap*. URL: <https://www.dsb.no/lover/farlige-stoffer/> (sjekket 08.05.2022).
- [72] *Elektriske anlegg og elektrisk utstyr | Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap*. URL: <https://www.dsb.no/lover/elektriske-anlegg-og-elektrisk-utstyr/> (sjekket 09.05.2022).
- [73] Norsk Elektroteknisk Komite. *NEK 400: Elektriske lavspenningsinstallasjoner - norsk elektroteknisk norm*. 6. utg. 2018. 485-487. ISBN: 978-82-91974-85-9.
- [74] Greg Perkins, CEO Wildfire Energy. *What is the Levelized Cost of Clean Hydrogen Production??* 7. des. 2019. URL: <https://www.linkedin.com/pulse/what-levelized-cost-clean-hydrogen-production-greg-perkins/>.
- [75] *Technology and market | FCH Observatory*. URL: <https://www.fchobservatory.eu/index.php/observatory/technology-and-market> (sjekket 21.04.2022).
- [76] Michael Lapidés mfl. *Green Hydrogen: The next transformational driver of the Utilities industry*. Tekn. rapp. Goldman Sachs, sep. 2020, s. 73. URL: <https://www.goldmansachs.com/insights/pages/gs-research/green-hydrogen/report.pdf>.
- [77] Jonathon Yates mfl. «Techno-economic Analysis of Hydrogen Electrolysis from Off-Grid Stand-Alone Photovoltaics Incorporating Uncertainty Analysis». en. I: *Cell Reports Physical Science* 1.10 (okt. 2020), s. 100209. ISSN: 2666-3864. DOI: 10.1016/j.xcrp.2020.100209. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2666386420302241> (sjekket 16.05.2022).
- [78] *Hydrogen Production Costs 2021*. Departement for Business, Energy & Industrial Strategy, aug. 2021. URL: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1011506/Hydrogen_Production_Costs_2021.pdf.
- [79] *Fueling the future of mobility: hydrogen electrolyzers*. Jan. 2021. URL: <https://www2.deloitte.com/content/dam/Deloitte/fr/Documents/energie-et-ressources/Publications/fueling-the-future-of-mobility-hydrogen-electrolyzers.pdf>.
- [80] N. P. Brandon og Z. Kurban. «Clean energy and the hydrogen economy». I: *Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences*

- 375.2098 (jul. 2017). Publisher: Royal Society, s. 20160400. DOI: 10.1098/rsta.2016.0400. URL: <https://royalsocietypublishing.org/doi/10.1098/rsta.2016.0400> (sjekket 12.05.2022).
- [81] M. Conte. «ENERGY | Hydrogen Economy». en. I: *Encyclopedia of Electrochemical Power Sources*. Red. av Jürgen Garche. Amsterdam: Elsevier, jan. 2009, s. 232–254. ISBN: 978-0-444-52745-5. DOI: 10.1016/B978-044452745-5.00084-8. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444527455000848> (sjekket 12.05.2022).
- [82] Yi Dou mfl. «Chapter 10 - Opportunities and Future Challenges in Hydrogen Economy for Sustainable Development». en. I: *Hydrogen Economy*. Red. av Antonio Scipioni, Alessandro Manzardo og Jingzheng Ren. Academic Press, jan. 2017, s. 277–305. ISBN: 978-0-12-811132-1. DOI: 10.1016/B978-0-12-811132-1.00010-9. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128111321000109> (sjekket 12.05.2022).
- [83] DNV GL. *Energy Transition Norway 2020 - A national forecast to 2050*.
- [84] Tore Stensvold. *Kan ikke elektrifisere alt – hydrogen blir avgjørende for klimamål*. Tu.no. 31. aug. 2021. URL: <https://www.tu.no/artikler/kan-ikke-elektrifisere-alt-hydrogen-blir-avgjorende-for-klimamal/512999?p=bca1eca8> (sjekket 20.05.2022).
- [85] Fornybarklyngen og Thomas Bjørdal. *Veikart for Hydrogen i Trøndelag*. Jan. 2020, s. 72. URL: <https://renergycluster.no/wp-content/uploads/2020/02/20191121-Veikart-hydrogen-rapport-DIGITAL-WEB.pdf> (sjekket 14.04.2022).
- [86] *PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE*. Synteserapport 2019-0039, Rev. 1. Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, 25. jan. 2019. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf>.
- [87] Greensight. *1000 hydrogenlastebiler i Norge innen 2023*. 2018. URL: <https://www.hydrogen.no/assets/files/visjon-1000-lastebiler.pdf> (sjekket 12.04.2022).
- [88] Volvo Trucks. - *Vi må tenke både drivstofføkonomi, service og miljø når vi kjøper nye biler*. Section: cm. 23. jun. 2021. URL: <https://cm.at.no/cm/vi-ma-tenke-bade-drivstoffokonomi-service-og-miljo-nar-vi-kjoper-nye-biler/585898> (sjekket 05.05.2022).
- [89] *Muntlig samtale med eier av hydrogenbil på Høvik 08.05.2022. Gruppen mislyktes å komme i kontakt med Hynion og Everfuel*.
- [90] Statistisk sentralbyrå. *09654: Priser på drivstoff (kr per liter) 1986M08*. SSB. 25. apr. 2022. URL: <https://www.ssb.no/system/> (sjekket 01.05.2022).
- [91] *12575: Kjørelegder, etter kjøretøytype og alder 2005 - 2021-PX-Web SSB*. SSB. URL: <https://www.ssb.no/system/> (sjekket 06.05.2022).
- [92] Hydrogen Council. *Path To Hydrogen Competitiveness Full Study*. 20. jan. 2020. URL: <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2020/01/Path-to-Hydrogen-Competitiveness-Full-Study-1.pdf> (sjekket 04.04.2022).

- [93] DNV GL. *Produksjon og bruk av hydrogen i Norge*. 25. jan. 2019. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf> (sjekket 24.04.2022).
- [94] Ben Sharpe og Hussein Basma. *A meta-study of purchase costs for zero-emission trucks*. International council on clean energy transportation, feb. 2022, s. 18. URL: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/purchase-cost-ze-trucks-feb22-1.pdf> (sjekket 03.05.2022).
- [95] Hynion AS. *Hynion group Annual report 2021*. 15. feb. 2022. URL: <https://newsweb.oslobors.no/message/553763> (sjekket 28.04.2022).
- [96] *Toyota Norge - Hydrogen for alle*. Toyota NO. 29. mar. 2021. URL: <https://www.toyota.no/toyotas-verden/nyheter/2021/hydrogen-fyllestasjoner> (sjekket 24.04.2022).
- [97] Statistisk sentralbyrå. *11823: Euroklasser, drivstofftyper og kjøretøygrupper (K) 2016 - 2021*. SSB. 25. mar. 2022. URL: <https://www.ssb.no/statbank/table/11823/> (sjekket 28.04.2022).
- [98] Lasse Fridstrøm mfl. *Veikart mot utslippsfri veitransport*. Transportøkonomisk institutt, mar. 2022, s. 72. URL: <https://www.toi.no/getfile.php?mmfileid=72667> (sjekket 28.04.2022).
- [99] Samferdselsdepartementet. *Utbygging og finansiering av E6 på strekninga Nord-Trøndelag grense - Korgen, inkl. Brattåsen - Lien i Vefsn og Grane kommunar (E6 Helgeland sør) i Nordland*. 19. jun. 2015. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/3cdc4f47f5bf4be9844a0ba628923858/nn-no/pdfs/prp201420150148000dddpdfs.pdf> (sjekket 29.04.2022).
- [100] *ASKO-ansatte får Norges største hydrogenbilpark*. ASKO. 3. jul. 2020. URL: <https://asko.no/nyhetsarkiv/asko-ansatte-far-norges-storste-hydrogenbilpark/> (sjekket 02.05.2022).
- [101] *Møte, status for ASKOs planer og erfaringer for hydrogen*. I samarbeid med Roger Sæther. 16. mai 2022.
- [102] Øyvind Paulsen. *De tunge hydrogenbilene kommer til Norge*. Hydrogen24. 7. mar. 2022. URL: <https://hydrogen24.no/2022/03/07/de-tunge-hydrogenbilene-kommer-til-norge/> (sjekket 13.05.2022).
- [103] Bendik Haug Aurdal. «Vil ha hydrogen inn i norsk tungtransport». I: *Finansavisen* (6. des. 2021). URL: <https://finansavisen.no/nyheter/bil/2021/12/06/7784950/vil-ha-hydrogen-inn-i-norsk-tungtransport> (sjekket 10.05.2022).
- [104] *Utslippsfritt innen 2030*. DB Schenker. URL: <https://www.dbschenker.com/no-no/om-db-schenker/pressemateriale/global-stories/utslippsfritt-innen-2030> (sjekket 29.04.2022).
- [105] Nina Farstad Engebretsen. *Posten formet landet med innovasjon på transport*. bring.no. 27. mar. 2019. URL: <https://www.bring.no/magasinet/innovasjon-og-barekraft/fra-hestekjerre-og-dampskip-til-helgronn-bilpark> (sjekket 03.05.2022).

- [106] *Fleet of Hyundai XCIENT Fuel Cell Trucks Surpass 1 Million-kilometer Benchmark*. HYUNDAI MOTORS. 2. jul. 2021. URL: <https://www.hyundai.com/worldwide/en/company/newsroom/-0000016680> (sjekket 03.05.2022).
- [107] Øyvind Paulsen. *Nikola begynner endelig å vise seg frem igjen*. Hydrogen24. 2. mai 2022. URL: <https://hydrogen24.no/2022/05/02/nikola-begynner-endelig-a-vise-seg-frem-igjen/> (sjekket 03.05.2022).
- [108] *Nikola Tre: Fuel-Cell Electric Daycab Semi-Truck*. Nikola Motor Company. URL: <https://nikolamotor.com/tre-fcev> (sjekket 03.05.2022).
- [109] Felleskjøpet. *Felleskjøpet reserverer 50 Nikola Tre lastebiler*. Felleskjøpet.no. 26. des. 2018. URL: <https://www.felleskjopet.no/presse/nyheter/felleskjopet-reserverer-50-nikola-tre-lastebiler/> (sjekket 03.05.2022).
- [110] Nina Farstad Engebretsen. *Posten formet landet med innovasjon på transport*. bring.no. 27. mar. 2019. URL: [https://www.bring.no/magasinet/innovasjon-og-barekraft/ fra-hestekjerre-og-dampskip-til-helgronn-bilpark](https://www.bring.no/magasinet/innovasjon-og-barekraft/fra-hestekjerre-og-dampskip-til-helgronn-bilpark) (sjekket 03.05.2022).
- [111] Frederico Zenith mfl. *Analyse av alternative driftsformer for ikke-elektrifiserte baner*. 2019:00997. SINTEF, 30. sep. 2019, s. 119. URL: <https://sintef.brage.unit.no/sintef-xmlui/bitstream/handle/11250/2627911/Final%2bversjon%2b2%2b%25281%2529.pdf?sequence=2&isAllowed=y> (sjekket 14.04.2022).
- [112] SJ Nord. *Rutetabell Trondheim S - Bodø*. URL: <https://cdn.sanity.io/files/1ucp546i/prod/dd9ee145143a49793aa4b34faa596303f42f2529.pdf> (sjekket 09.05.2022).
- [113] Espen Braata. «Utvider med Nordlandsbanen». I: *mtlogistikk.no* (22. okt. 2021). Section: godstransport. URL: <https://www.mtlogistikk.no/henning-aandal-jernbanetransport-onrail/utvider-med-nordlandsbanen/612811> (sjekket 16.05.2022).
- [114] CargoNet. *Rutetabell 2022*. 2. mai 2015. URL: <https://www.cargonet.no/trafikkinformasjon/rutetabell-2021/> (sjekket 13.05.2022).
- [115] Øystein Grue. ««Sommerjobb» midtvinters; – Nytenkning». I: *Jernbanemagasinet* (), s. 42. URL: <https://www.banenor.no/contentassets/5392f277e4e34bac97399ffc7fa98f67/jernbanemagasinet-nr-2-2011.pdf> (sjekket 08.05.2022).
- [116] Carl Åge Bjørgan. «Alstom – Hydrogen train». NJS møte. Oslo, 7. jan. 2020. URL: <https://www.tekna.no/contentassets/422551e136884ce0956d8f6ee9078d7b/2020-01-07-present-alstom-h2-train-compressed.pdf> (sjekket 05.05.2022).
- [117] Johannes Pagenkopf mfl. *Marktanalyse alternativer Antriebe im deutschen Schienenpersonennahverkehr*. Deutsches Zentrum für Luft - und Raumfahrt, 2020. URL: https://www.now-gmbh.de/wp-content/uploads/2020/09/now_marktanalyse-schienenverkehr-1.pdf (sjekket 05.05.2022).
- [118] *Vil gå fra diesel til hydrogendrift på Raumabanen*. Hydrogen24. 27. jan. 2022. URL: <https://hydrogen24.no/2022/01/27/vil-ga-fra-diesel-til-hydrogendrift-pa-raumabanen/> (sjekket 16.05.2022).
- [119] *Strømpriser - Strøm*. 11. feb. 2022. URL: <https://www.eidefoss.no/strompriser/> (sjekket 16.05.2022).

- [120] *Kraftmarkedet*. Statnett. URL: <https://www.statnett.no/for-aktorer-i-kraftbransjen/systemansvaret/kraftmarkedet/> (sjekket 16.05.2022).
- [121] Øyvind Paulsen. *Høyre vil øke fokuset på hydrogentog*. Hydrogen24. 4. mar. 2022. URL: <https://hydrogen24.no/2022/03/04/hoyre-vil-oke-fokuset-pa-hydrogen-som-en-ergibaerer-pa-tog/> (sjekket 13.05.2022).
- [122] Hyen- Deknepollen-Gøteborg-Narvik-Trondheim. «FREMTIDENS UTSLIPPSFRIE HURTIGBÅTER». I: (1. sep. 2019), s. 46. URL: <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/transportutvikling-sluttrapport-offentlig.pdf> (sjekket 08.03.2022).
- [123] LARS FABRICIUS. *SLUTTRAPPORT NULLUTSLIPPS HURTIGBÅT UTVIKLINGS-PROSJEKT*. 1. sep. 2019. URL: <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/selfa-arctic-sluttrapport-offentlig.pdf> (sjekket 10.03.2022).
- [124] Rødne. *Rapport fase 2 - Konsortiet Rødne Trafikk AS*. 1. sep. 2019. URL: <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/rodne-sluttrapport-offentlig.pdf> (sjekket 08.03.2022).
- [125] Flying Foil, Brødrene Aa, Westcon Power and Automation og NTNU. *Batteridrift på alle hurtigbåtruter i Trøndelag - Rapport fra utviklingskontrakt for fremtidens hurtigbåt*. URL: <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/flying-foil-sluttrapport-offentlig.pdf> (sjekket 08.03.2022).
- [126] Brødrene Aa, Westcon Power & Automation og Boreal Sjø. *Rapport fase 2 Utviklingskontrakt utslippsfri hurtigbåt, Doffin 2017-138144*. URL: <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/bd8d4260feb14f6bb7503ddc6360e168/brodrene-aa-sluttrapport-offentlig.pdf> (sjekket 08.03.2022).
- [127] *Nærøysund - AtB*. 13. apr. 2021. URL: <https://www.atb.no/naroyssund/> (sjekket 17.04.2022).
- [128] Torghatten Nord. *Pressemelding: Torghatten Nord signerer kontrakt for drift av hydrogenferjer til Lofoten*. 25. jan. 2022. URL: <https://www.torghatten-nord.no/viewfile.aspx?id=4bbcdad5-acf3-46c1-a3ad-45dddb989768&type=2> (sjekket 18.04.2022).
- [129] Dina Jeanette Danielsen. «Hydrogenferge: Torghatten og Vegvesenet skriver kontrakt på 5 milliarder». I: *NRK* (25. jan. 2022). URL: <https://www.nrk.no/nordland/hydrogenferge-torghatten-og-vegvesenet-skriver-kontrakt-pa-5-milliarder-1.15826581> (sjekket 18.04.2022).
- [130] Det Kongelige Olje- og Energidepartement. *Energi til arbeid – langsiktig verdiskaping fra norske energiresurser*. 11. jun. 2021. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/3d9930739f9b42f2a3e65adadb53c1f4/no/pdfs/stm202020210036000dddpdfs.pdf> (sjekket 22.04.2022).
- [131] ENOVA. *Pressemelding: Enovastøtte til 15 hydrogenprosjekt i maritim transport*. ENOVA. URL: <https://presse.enova.no/pressreleases/enovastoette-til-15-hydrogenprosjekt-i-maritim-transport-3130758> (sjekket 22.04.2022).

- [132] Aslak Berge. *Vil bygge hydrogenknutepunkt på Rørvik*. iLaks. 29. sep. 2021. URL: <https://ilaks.no/vil-bygge-hydrogenknutepunkt-pa-rorvik/> (sjekket 09.05.2022).
- [133] *Rørvik - omgitt av tusenvis av øyer*. URL: <https://www.hurtigruten.no/havner/rorvik/> (sjekket 09.05.2022).
- [134] *Håvard Grøtan Nilsen, prosjektleder hydrogen i NTE*.
- [135] FCH. *Study on early business cases for H2 in energy storage and more broadly power to H2 applications*. Jun. 2017, s. 222. URL: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/P2H_Full_Study_FCHJU.pdf.
- [136] Carlos Navas. «Development of Business Cases For Fuel Cells and Hydrogen Applications for Regions and Cities». Brussels, 2017. URL: https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/FCH%20Docs/171121_FCH2JU_Application-Package_WG5_P2H_Green%20hydrogen%20%28ID%202910583%29%20%28ID%202911641%29.pdf.
- [137] Yuanrong Zhou og Stephanie Searle. *COST OF RENEWABLE HYDROGEN PRODUCED ONSITE AT HYDROGEN REFUELING STATIONS IN EUROPE*, s. 17. URL: <https://theicct.org/wp-content/uploads/2022/02/fuels-eu-cost-renew-H-produced-onsite-H-refueling-stations-europe-feb22.pdf>.
- [138] *The Future of Hydrogen – Analysis*. IEA. URL: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen> (sjekket 15.02.2022).
- [139] *Betalingssatser Grong Kommune*. 1. jan. 2022, s. 4. URL: https://www.grong.kommune.no/_f/p4/i3209bd2a-12f8-4e6c-bb4b-dc00abee77e5/betalngssatser-2022.pdf.
- [140] *Forskrift om særavgifter - Kap. 3-12. Avgift på elektrisk kraft - Lovdata*. URL: https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2001-12-11-1451/KAPITTEL_3-12#%C2%A73-12-1 (sjekket 03.05.2022).
- [141] *Nettleie og tilknytningsavtaler*. tn.tensio.no. URL: <https://tn.tensio.no/nettleie-og-tilknytningsavtaler> (sjekket 20.05.2022).
- [142] *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. (energiloven) - Lovdata*. URL: https://lovdata.no/dokument/NL/lov/1990-06-29-50#KAPITTEL_4 (sjekket 12.05.2022).
- [143] Henriette Birkelund mfl. *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2021-2040 - Forsterket klimapolitikk påvirker kraftprisene*. Tekn. rapp. NVE, okt. 2021.
- [144] Kjetil Malkenes Hovland. *NVE venter høyere strømpriser mot 2040: Sør-Norge får dyrest strøm*. nb. Okt. 2020. URL: <https://e24.no/i/pAABgW> (sjekket 12.05.2022).
- [145] Mariya Koleva og Marc Melaina. *Hydrogen fueling stations cost*. 11. feb. 2020, s. 4. URL: <https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/21002-hydrogen-fueling-station-cost.pdf> (sjekket 04.05.2022).
- [146] *Kostnader i energisektoren*. NVE, 2015, s. 235. URL: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf.
- [147] Norsk Hydrogenforum. *Ofte stilte spørsmål*. Norsk Hydrogenforum. URL: <https://www.hydrogen.no/ressurser/ofte-stilte-sporsmal> (sjekket 11.05.2022).

- [148] *Valutakurser*. URL: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=EUR> (sjekket 27.04.2022).
- [149] Fuel Cells and Hydrogen. *REFHYNE project: 10 MW Electrolyser Rhineland Refinery*. Sep. 2018. URL: <https://refhyne.eu/wp-content/uploads/2020/06/REFHYNE-project-overview-Sep18.pdf>.
- [150] *H-TEC PEM Electrolysers HCS: H-TEC SYSTEMS products*. en-GB. URL: <https://www.h-tec.com/en/products/detail/h-tec-pem-elektrolyseur-hcs/10-mw-hcs/> (sjekket 18.05.2022).
- [151] Elogen. *PEM - Electrolysers*. URL: https://elogenh2.com/wp-content/uploads/2021/04/Elogen_Product_sheet-Multi-MW.pdf.
- [152] Mark Kammerer. *The Energy Shift is Underway*. Sep. 2019. URL: <https://www.gceocan.no/media/2667/3-20mw-electrolysis-collaboration-in-quebec-mark.pdf>.
- [153] *Overview of the PEM Silyzer Family*. 30. sep. 2020. URL: https://4echile-datastore.s3.eu-central-1.amazonaws.com/wp-content/uploads/2020/10/10132733/20200930-SE-NEB-PEM-Electrolyzer-and-Applications_EW.pdf.

A Elektrisitetspriser

Her kartlegges alle data for kostnader og priser for elektrisitet og nettleie. Alle data er gitt eksklusiv merverdiavgift med mindre annet er spesifisert.

Nettleie, priser og avtaler

Nettleie er prisen for å få overført strøm til privat eller bedrift. Fastbeløp er inklusiv lovbestemt påslag til Enovas energifond på 800 kr/år/målepunkt-ID. Data for priser er hentet fra Tensio Nord Trøndelag og høyspent tariff *NH60T* er valgt. [141]

- Fastbeløp: 9600 kr/år
- Energipris: 3.5 øre/kWh
- Forbruksavgift: 15,41 øre/kWh (01.04.22 - 31.12.22)
- Effektledd vinter: 59 kr/kW/mnd (1. november-30. april)
- Effektledd sommer: 9 kr/kW/mnd (1. mai-31. oktober)

B Valutakurser

Her presenteres månedlig gjennomsnittervalutakurs hentet fra Norges Bank i tabell B.1 over siste 12 måneder og gjennomsnittspris brukt som valutakurs i rapporten. [148]

Tabell B.1: Valutakurs fra Norges bank siste 12 måneder.[148]

Måned	1 EUR =	1 USD =
Mar 2022	9,7367	8,8367
Feb 2022	10,0544	8,8651
Jan 2022	10,0070	8,8450
Des 2021	10,1366	8,9680
Nov 2021	9,9661	8,7337
Okt 2021	9,8143	8,4597
Sep 2021	10,1861	8,6541
Aug 2021	10,4195	8,8516
Jul 2021	10,3767	8,7779
Jun 2021	10,1444	8,4220
Mai 2021	10,0863	8,3713
Apr 2021	10,0375	8,5276

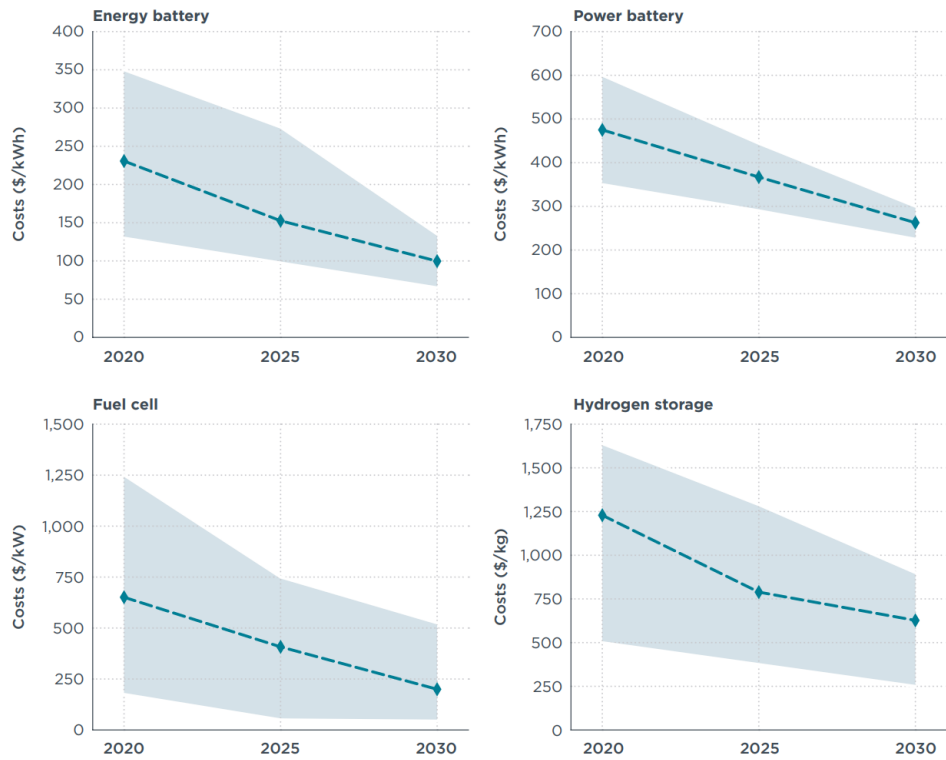
Finner gjennomsnittskurs fra tabell B.1 og formel under. Valutakurs brukt i rapporten er presentert i tabell B.2.

$$Valutakurs = \frac{\sum_{i=1}^n Kurs_i}{n}$$

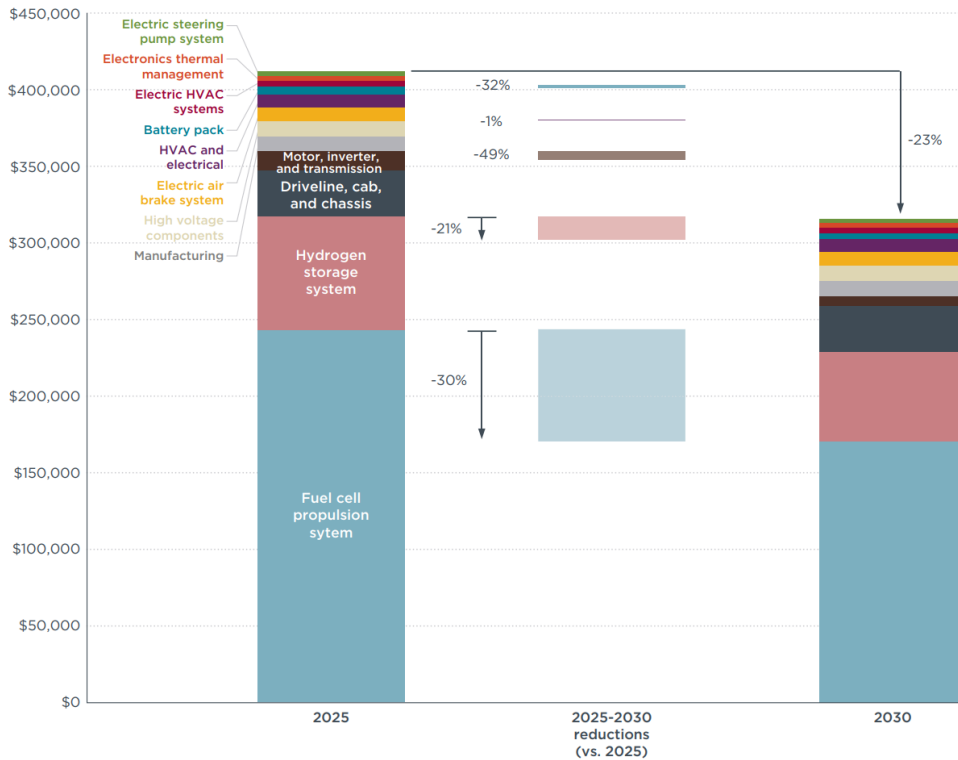
Tabell B.2: Valutaomregning

	NOK	EUR	USD
1.00 NOK	1.00	0.0992	0.1150
1.00 EUR	10.0805	1.00	1.1597
1.00 USD	8,6927	0.8623	1.00

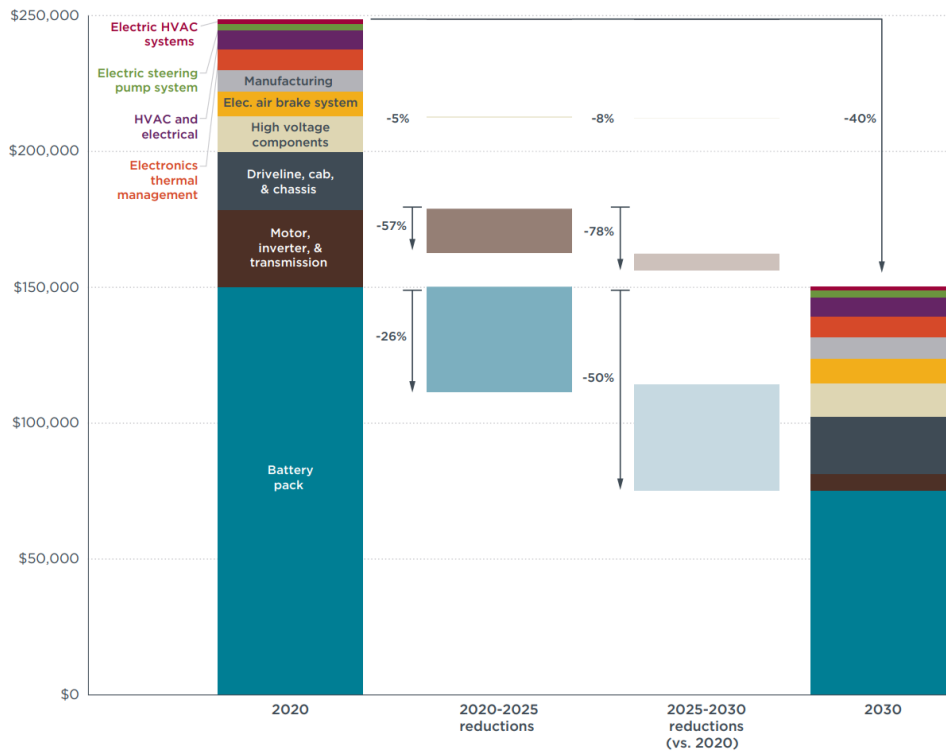
C Kostnadsutvikling FCEV og BEV



Figur C.1: Estimerte trender for kostnadsutviklingen til batteri- og fuelcell elementer for lastebiler



Figur C.2: Estimert kostnadsreduksjon for FCEV lastebiler



Figur C.3: Estimert kostnadsreduksjon for BEV lastebiler

Figurer hentet fra [94].

D Arealbegrensninger for ulike PEM-elektrolysører

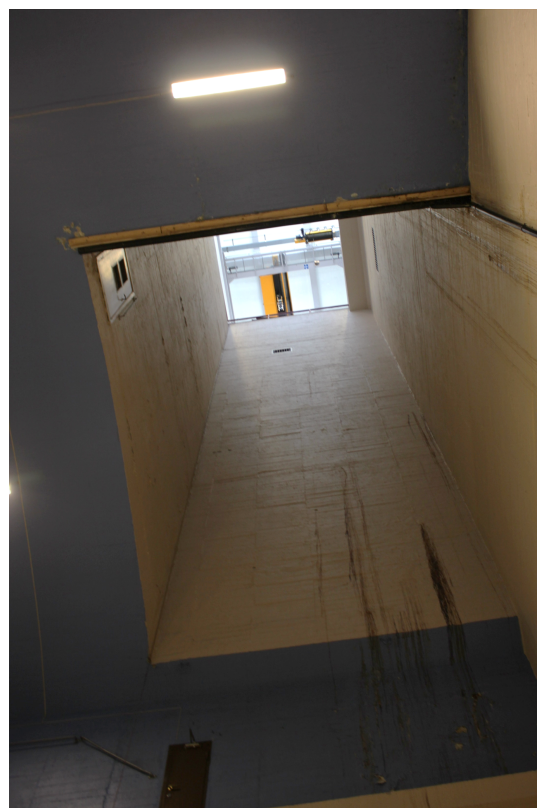
Tabell D.1 presenterer arealstørrelsen til PEM elektrolyseanlegg fra ulike leverandører. Her inkluderes både eksisterende anlegg og størrelsesanslag publisert av leverandør. Denne tabellen gir en indikator på hvor stort areal som trengs for PEM-elektrolyseanlegg.

Tabell D.1: Ulike PEM-elektrolysørers arealstørrelser i forhold til kapasitet.

Leverandør/ Prosjekt	Installert effekt [MW]	Areal [m ²]	Kilde
Refhyne	10	625	[149]
h-tec	10	275	[150]
Elogen	10	312	[151]
Hydrogenics	20	400	[152]
Siemens Energy	70	1750	[153]

E Bilder av bygget

Bilder av bygget som viser maskinsalen, heissjakten og inngangsporten. Bildene er tatt av Frieda Hagemeister.



F Kode AEL

```
python
# LCOH BEREGNING
# For å kjøre koden trengs anleggets produksjonsvolum, anleggets
# størrelse i MW, brukstid, diskonteringsrente og spotpris
# Kostnader for kjøp av vann må fylles inn i formel NNV_watercost
# Investeringskostnader for delkomponenter må fylles inn i formel
NNV_CAPEX_OPEX

def H2_AEL(brukstid):
    Nm3 =          #Nm^3/h
    F = 11.126 #Nm^3/kg

    kg_h2_time = (Nm3/F)*brukstid
    kg_h2_dag = kg_h2_time*24
    kg_h2 = kg_h2_dag*365
    return kg_h2

def NNV_H2_AEL(brukstid,r):
    Nm3 =          #Nm^3/h
    F = 11.126 #Nm^3/kg
    kg_h2_time = (Nm3/F)*brukstid
    kg_h2_dag = kg_h2_time*24
    kg_h2 = kg_h2_dag*365

    NNV_h2 = 0
    t=1
    while t<=15:
        NNV_h2 += kg_h2/(1+r)**t
        t+=1
    return NNV_h2

def NNV_watercost_AEL(kg_H2_aar,brukstid,r):
    p_onetimefee =          #NOK
    p_fastgebyr =          #NOK
    p_variabeldel =        #NOK/m^3
    spesifikk_forbruk_w =  #L/kg H2
    water_cost = p_onetimefee
    t=1
    while t<=15:
        water_cost += ((p_fastgebyr/(1+r)**t) + (p_variabeldel *
spesifikk_forbruk_w * kg_H2_aar))/(1+r)**t
        t+=1
    return water_cost

def NNV_el_AEL(P_MW,kg_H2_aar,brukstid,p_el,r):
    # <-- specific enery 4.5kWh/Nm^3 kun på stack
    # <-- M2000 Fra Nel 1698 Nm^3/h
    # <--- Basis i 50 kWh per kg H2
```



```

#Strøm
stromkrevdavanlegg =
spesifikk_energi =
komponenter =
e_tot_1 =
(kg_H2_aar*spesifikk_energi)+((brukstid*8760)*stromkrevdavanlegg)
#kWh/år gitt brukstid
e_tot_2 = 8760*(1-brukstid)*stromkrevdavanlegg #kWh/år ved idle
operation
e_tot_3 = komponenter*kg_H2_aar
e_tot = (e_tot_1 + e_tot_2+e_tot_3)
el_pris_kwh = e_tot * p_el
# Nettleie
Fastbelop = #kr/år
Energipris = *e_tot #kr/år
Effektpris = 12 #kr/år
nettleie=Fastbelop + Energipris + Effektpris

NNV_el = 0
t=1
while t<=15:
    NNV_el += (el_pris_kwh + nettleie)/(1.0+r)**t
    t += 1
return NNV_el

```

```

def NNV_CAPEX_OPEX_AEL(P_MW,r):
    compressor =
    storage =
    p_kw_s =
    p_kw_csr =
    HRS =
    capex_eq = p_kw_s * (P_MW*1000)+ compressor + storage
    capex = capex_eq + (capex_eq*(0.1*(2.5/P_MW)+0.35)/2) + HRS
    opex = capex * 0.02 + (HRS*0.05)
    t=1
    while t<=15:
        capex += opex/(1+r)**t
        t+=1
        if t==10:
            capex += ((P_MW*1000)*p_kw_csr)/(1+r)**t
            t+=1
    return capex

```

```

def NNV_OPEX_AEL(P_MW,r):
    compressor =
    storage =
    p_kw_s =
    p_kw_csr =
    HRS =
    capex_eq = p_kw_s * (P_MW*1000)+ compressor + storage
    capex_tot = capex_eq + (capex_eq*(0.1*(2.5/2.5)+0.35)/2) + HRS
    opex = capex_tot * 0.02 + (HRS*0.05)
    capex=0
    t=1

```

```

while t<=15:
    capex += opex/(1+r)**t
    t+=1
    if t==10:
        capex += ((P_MW*1000)*p_kw_csr)/(1+r)**t
        t+=1
return capex

def LCOH_AEL(P_MW,brukstid,p_el,r):
    kg_H2_aar = H2_AEL(brukstid)

    LCOH =
(NNV_CAPEX_OPEX_AEL(P_MW,r)+NNV_el_AEL(P_MW,kg_H2_aar,brukstid,p_el,r)+NN
V_watercost_AEL(kg_H2_aar,brukstid,r))/NNV_H2_AEL(brukstid,r)
    return LCOH
...

```

