

Henrik Ystanes Dolmen  
Julie Kristine Berild Vikki  
Jørgen Ørbeck

# Hydrogen for å skape nettfleksibilitet til landstrømanlegg ved Trondheim Havn

Bacheloroppgave i Ingeniørfag, Fornybar Energi  
Veileder: Steven Boles  
Medveileder: Jacob J. Lamb  
Mai 2023



Henrik Ystanes Dolmen  
Julie Kristine Berild Vikki  
Jørgen Ørbeck

# **Hydrogen for å skape nettfleksibilitet til landstrømanlegg ved Trondheim Havn**

Bacheloroppgave i Ingeniørfag, Fornybar Energi  
Veileder: Steven Boles  
Medveileder: Jacob J. Lamb  
Mai 2023

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



**NTNU**

Kunnskap for en bedre verden





Institutt for energi-  
og prosessteknikk

## Bacheloroppgave

<b>Oppgavens tittel:</b> Hydrogen for å skape nettfleksibilitet til landstrømanlegg ved Trondheim havn  <b>Project title (ENG):</b> Creating electric grid flexibility using hydrogen for shore power facilities at Trondheim port	<b>Gitt dato:</b> 21.11.2022
	<b>Innleveringsdato:</b> 22.05.2023
	<b>Antall sider rapport / sider vedlagt:</b> 120/14
<b>Gruppedeltakere:</b> Henrik Ystanes Dolmen Julie Kristine Berild Vikki Jørgen Ørbeck	<b>Veileder:</b> Steven Boles
	<b>Prosjektnummer:</b> BIFOREN23-09
<b>Oppdragsgiver:</b> NTNU	<b>Kontaktperson hos oppdragsgiver:</b> Jacob J. Lamb

Fritt tilgjengelig:

Tilgjengelig etter avtale med oppdragsgiver:

Rapporten frigitt etter:

## Forord

Denne bacheloroppgaven er det avsluttende prosjektet ved studieprogrammet Bachelor i ingeniørfag, Fornybar Energi ved institutt for energi og prosessteknikk ved Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet (NTNU) i Trondheim. Vurdering på oppgaven teller 20 studiepoeng.

Målet med prosjektet er å undersøke hvordan hydrogenteknologi kan utnyttes for å dekke effekttopper i landstrømanlegg ved Trondheim havn. Gjennom prosjektet har gruppen lært mye om viktigheten rundt at et prosjekt må være økonomisk bærekraftig og ikke minst gjennomførbart.

Gruppen består av tre studenter hvorav alle studerer ved NTNU Bachelor i ingeniørfag, Fornybar Energi Trondheim. To av studentene er spesialisert innenfor “Vann og vindkraft”, mens én student har spesialisering innenfor “Effektiv energibruk”.

Gruppen ønsker å takke vår eksterne samarbeidspartner; Cruisekoordinatør Maria Kühnl ved Trondheim Havn for informative møter med råd, veiledning og teknisk data som har kommet godt med i utarbeiding av sluttrapporten. I tillegg sendes en takk til gruppens interne veileder; Professor Steven Boles for gode diskusjoner og råd. Innholdet i denne oppgaven står for forfattere; Henrik Ystanes Dolmen, Julie Kristine Berild Vikki og Jørgen Ørbeck sin regning.

21. mai 2023

  
Henrik Ystanes Dolmen

  
Julie Kristine Berild Vikki

  
Jørgen Ørbeck

## Sammendrag

Cruiseindustrien hadde i 2021 et utslipp på omtrent 300 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Det meste kommer fra skipenes fremdrift, men de fleste skip må idag benytte seg av dieselgeneratorer i anløp. Det er estimert et utslipp på 2848 tonn/år CO<sub>2</sub>-ekvivalenter fra skip i anløp ved Trondheim Havn sin Kai 68. Dette gir et stort potensial for å redusere utslippene ved Trondheim Havn. Løsningen er å utvide landstrømtilbudet ved Kai 68, men undersøkelser viser at netteier, Tensio TS, ikke har tilgjengelig effekt. Derfor undersøker oppgaven mulighetene til å kutte effekttoppene med et hydrogenanlegg.

Meråker Hydrogen vil innen 2026 kunne levere hydrogenbehovet til Trondheim Havn. Hydrogenbehovet er i dag estimert til 347 kilo/år, men kan øke til oppmot 63 tonn/år mot 2040 på grunn av hyppigere og overlappende anløp. Meråker hydrogen ligger 87 km unna Trondheim Havn og har jernbaneforbindelse som skal elektrifiseres i løpet av 2024. Det blir gjort undersøkelser som viser at trykksatte hydrogentanker til lagring og et TECO 2030 brenselcellesystem er de beste alternativene for et hydrogenanlegg på Trondheim Havn.

Risikoanalysen gjennomføres ved hjelp av feilmode-, effekt- og kritikalitetsanalyse (FMECA) og belyser utfordringer med høy risiko i selve brenselcellesystemet. Primært kobles risikoen til skade på membranen. Tiltakene som anbefales innefatter måleinstrumenter og kontrollsystemer, men også utskiftning av brenselcellestabler ved avvik i målingene. Utover det beslutter analysen at det må innføres sikkerhetssoner for anlegget i henhold til forskrift om håndtering av farlig stoff. Imidlertid har ikke oppgaven godt nok grunnlag til å bestemme konkrete sikkerhetssoner.

Opgaven undersøker også utjevnete energikostnader (LCOE) for landstrømanlegget i økonomisk analyse. Analysen viser at LCOE for hydrogen er høy, men kan reduseres til 11,4 NOK/kWh hvis energibehovet øker. Landstrømanlegget med kombinert kraftnett og hydrogen vil med dagens energibehov koste Trondheim Havn 3,9 NOK/kWh og vil kunne reduseres til 2,8 NOK/kWh ved økning i energibehov på 7,5% årlig. Dette gjør at landstrøm med hydrogen kan være konkurransedyktig mot diesel som har LCOE på 3,2-5,3 NOK/kWh.

Til slutt inneholder oppgaven en miljøanalyse. Undersøkelsene viser at et landstrømanlegg delvis driftet av hydrogen vil kunne redusere utslippene ved Kai 68 med 2730 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter. Det utgjør en reduksjon på 96% sammenlignet med dieselaggregater.

## Abstract

In 2021, the cruise industry emitted approximately 300,000 tonnes of CO<sub>2</sub>-equivalents. The emissions mostly come from the ships' propulsion, but most ships today use diesel generators when docked. Estimations shows that cruise ships calling at Trondheim Port's Dock 68 are responsible for emissions of 2,848 tonnes of CO<sub>2</sub>-equivalents, which provides a great potential for reducing emissions at Trondheim Port. A solution is to expand the shore power supply at Dock 68, but research shows there is not available grid capacity. Therefore, the thesis examines the possibilities of peak shaving the shore power load with a hydrogen power plant.

The hydrogen supplier Meråker Hydrogen will be able to fulfill the hydrogen demand at Trondheim Port by 2026. The demand of hydrogen is estimated at 347 kg/yr, but may increase to approximately 63 tonnes/yr towards 2040 due to more frequent and overlapping dockings. The production plant is located 87 km from Trondheim Port and has a rail connection, which will be electrified by 2024. The research carried out in the thesis shows that pressurized hydrogen tanks and the TECO 2030 fuel cell system are the best options for Trondheim Port.

The risk analysis was carried out using failure mode, effects and criticality analysis (FMECA), which highlights high-risk challenges in the fuel cell system itself due to the risk of membrane failure. The recommended measures include measuring instruments, control systems and stack replacements in the event of deviations. Beyond that, safety zones for the facility needs to be determined in accordance with regulations on hazardous substances. However, the thesis does not have a sufficient basis to determine specific safety zones.

The thesis also examines the levelized cost of energy (LCOE) for the hybrid shore power solution in the economic analysis. The analysis shows that the LCOE for hydrogen is very high, but could be reduced to 11.4 NOK/kWh. Today, a hybrid shore power plant based on fuel cells with grid connection, would cost Trondheim Port 3.9 NOK/kWh. However, this could be reduced to 2.8 NOK/kWh with a 7.5% yearly increase in energy demand. Consequently, shore power with hydrogen could be competitive against diesel, which has an estimated LCOE of 3.2-5.3 NOK/kWh.

Finally, the thesis contains an environmental analysis. The investigations shows that a hybrid shore power plant will be able to reduce green house gas emissions at Dock 68 by 2,730 tonnes CO<sub>2</sub>-eq/yr, which corresponds to a reduction of 96% compared to diesel generators.



## Forkortelser

<b>Forkortelse</b>	<b>Beskrivelse</b>
AC	Alternate Current (Vekselstrøm)
AFC	Alcaline Fuel Cell (Alkalisk brenselcelle)
BoP	Balance of Plant (Balanse av anlegg)
CAPEX	Capital Expenditure (Kapitalutgifter)
CCS	Carbon Capture and Storage (Karbonlagring)
CHP	Combined Heat and Power (Kraftvarme)
DC	Direct current (Likestrøm)
DMFC	Direct Methanol Fuel Cell (Direkte Metanol Brenselcelle)
DSB	Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap
EU	Den Europeiske Union
EUR	EURO, valuta
FMECA	Failure Mode, Effects and Criticality Analysis (Feilmode, effekt og kritikalitetsanalyse)
GDL	Gas Diffusion Layer (Gassdiffusjonslag)
GWP	Global Warming Potential (Globalt oppvarmingspotensial)
HHV	Higher Heating Value (Øvre brennverdi)
IRENA	Det Internasjonale Byrået for Fornybar Energi
ISO	Den Internasjonale Standardiseringsorganisasjonen
LCA	Life Cycle Assessment (Livsløpsanalyse)
LCOE	Levelized Cost of Energy (Utjevnet energikostnad)
MCFC	Molten Carbonate Fuel Cell (Smeltekarbonat brenselcelle)
NASA	Sentraladministrasjon for sivil flyteknisk forskning og romvirksomhet
NOK	Norske Kroner
NTNU	Norges Teknisk-Naturvitenskapelige Universitet
PAFC	Phosphoric Acid Fuel Cell (Fosforsyre brenselcelle)
PEB	Positive Energy Block (Ppri)
PEM	Polymer Electrolyte Membrane (Polymer elektrolytt membran)
PEME	Polymer Electrolyte Membrane Electrolysis (Polymer elektrolytt membran elektrolyse)
PEMFC	Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell (Polymer elektrolytt membran brenselcelle)
PRD	Pressure Relief Valve (Trykkavlastningsventil)
Pt	Platina
SOFC	Solid Oxide Fuel Cell (Fastoksid brenselcelle)
USD	United States Dollars (Amerikanske Dollar)

## Symboler

Symbol	Beskrivelse	Enhet
A	Areal	m <sup>2</sup> (Kvadratmeter)
ASR	Arealspesifikk motstand	Ω/m(Ohm per meter)
c	Geometrisk konstant	-
E	Energi	Wh (Wattimer) & J (Joule)
E <sup>0</sup>	Halvcellepotensial	V(Volt)
E <sub>celle</sub>	Cellespenning	V(Volt)
E <sub>termo</sub>	Ideell termodynamisk cellespenning	V(Volt)
F	Faradays konstant (96487)	C/mol (Coloumb per mol)
F <sub>t</sub>	Faste kostnader	NOK
ΔG	Gibbs frie energi	J/mol (Joule per mol)
h	Tid	h (Timer)
H <sub>2</sub>	Hydrogengass	-
I	Elektrisk strøm	A (Ampere)
I <sub>t</sub>	Investeringskostnad	NOK
j	Elektrisk strømtetthet	A/m <sup>2</sup> (Ampere per meter)
j <sub>0</sub>	Likevekts strømtetthet	A/m <sup>2</sup> (Ampere per meter)
j <sub>L</sub>	Begrensende strømtetthet	A/m <sup>2</sup> (Ampere per meter)
L	Lengde	m (meter)
m	Masse	g (gram)
M <sub>t</sub>	Driftskostnader	NOK
n	Antall	-
P	Effekt	W (Watt)
P	Trykk	Pa (Pascal) & bar & atm
r	Diskonteringsrente	%
R	Motsand	Ω (Ohm)
R	Universell gasskonstant	J/ (mol K) (Joule per mol Kelvin)
T	Temperatur	°C (grader Celsius) & K (Kelvin)
U	Spenning	V (Volt)
V	Volum	L (liter) & m <sup>3</sup> (kubikkmeter)
W	Arbeid	W (Watt)
z	Antall elektroner	-
η <sub>act</sub>	Aktiveringstap	V (Volt)
η <sub>ohm</sub>	Ohmske tap	V (Volt)
η <sub>conc</sub>	Konsentrasjon- og massetransportstap	V (Volt)
α	Overføringskoeffesient	-
σ	Konduktivitet	S/m (Siemens per meter)

# Innhold

<b>Forord</b>	<b>i</b>
<b>Sammendrag</b>	<b>ii</b>
<b>Forkortelser</b>	<b>iv</b>
<b>Symboler</b>	<b>v</b>
<b>1 Introduksjon</b>	<b>1</b>
1.1 Bakgrunn . . . . .	1
1.2 Mål med oppgaven . . . . .	2
<b>2 Energisituasjon på Brattøra</b>	<b>3</b>
2.1 Elektrisitet . . . . .	3
2.2 Fjernvarme . . . . .	5
2.3 +CityxChange . . . . .	6
2.4 Anløp . . . . .	7
2.5 Areal . . . . .	7
2.6 Fremtidig utvikling . . . . .	9
2.6.1 Fremtidsplaner . . . . .	9
2.6.2 Elektrisitet . . . . .	9
2.6.3 Fjernvarme . . . . .	10
2.6.4 Forbruk og utvikling i skipstrafikken . . . . .	11
<b>3 Hydrogen og verdikjede</b>	<b>12</b>
3.1 Egenskapene til hydrogen . . . . .	13
3.2 Produksjon av hydrogen . . . . .	14
3.2.1 Dampreforming . . . . .	15
3.2.2 Elektrolyse . . . . .	16
3.3 Hydrogenlagring . . . . .	17
3.3.1 Komprimert hydrogen . . . . .	17
3.3.2 Flytende hydrogen . . . . .	19
3.3.3 Absorpsjon på faste stoffer . . . . .	20
3.3.4 Kjemisk lagring . . . . .	20
3.4 Marked . . . . .	21
3.4.1 Fremtiden til hydrogen . . . . .	23
3.4.2 Hydrogen i Norge . . . . .	25
3.5 Risiko . . . . .	27
3.5.1 Risiko ved hydrogenantennelse . . . . .	27
3.5.2 Regelverk . . . . .	28
<b>4 Grunnleggende om brenselceller</b>	<b>29</b>
4.1 Brenselcellens prinsipielle virkemåte . . . . .	29
4.2 Hovedkomponenter i PEM-brenselceller . . . . .	32
4.2.1 Enkeltcellen . . . . .	32
4.2.2 Stabel . . . . .	34
4.2.3 System . . . . .	35
4.3 Ytelse og tap i brenselceller . . . . .	37
4.3.1 Aktiveringstap . . . . .	38
4.3.2 Ohmsk tap . . . . .	39
4.3.3 Konsentrasjon- og massetransportstap . . . . .	40

4.3.4	Termodynamisk arbeidspotensial for en celle . . . . .	40
4.4	Ulike typer brenselceller . . . . .	41
4.5	Stasjonære bruksområder . . . . .	44
4.6	Fordeler og ulemper . . . . .	46
4.7	Aktuelle brenselcellesystemer . . . . .	47
<b>5</b>	<b>Metode</b>	<b>49</b>
5.1	Data og programvare . . . . .	49
5.2	Metode for teknisk analyse . . . . .	50
5.2.1	Analytisk Hierarkisk Prosess . . . . .	51
5.3	Risikoanalyse . . . . .	54
5.4	Økonomisk analyse . . . . .	55
5.4.1	LCOE . . . . .	55
5.4.2	Sensitivitetsanalyse . . . . .	56
5.4.3	Valuta . . . . .	56
5.5	Miljøanalyse . . . . .	57
<b>6</b>	<b>Teknisk analyse</b>	<b>59</b>
6.1	Kriterier, antakelser, betingelser . . . . .	59
6.1.1	Effekt og energibehov . . . . .	60
6.1.2	Arealbruk . . . . .	62
6.1.3	Kartlegging av hydrogenbehov . . . . .	63
6.2	Valg av komponenter . . . . .	65
6.2.1	Brenselcellesystem . . . . .	65
6.2.2	Hydrogenleverandør og -distribusjon . . . . .	65
6.2.3	Lagring . . . . .	66
6.3	Valg av løsning . . . . .	68
<b>7</b>	<b>Risikoanalyse</b>	<b>69</b>
7.1	System . . . . .	69
7.2	Identifisering av farer . . . . .	70
7.2.1	Brannfare . . . . .	70
7.2.2	Høytrykksfarer . . . . .	71
7.2.3	Elektriske farer . . . . .	71
7.3	Kartlegging av feilmoder . . . . .	72
7.3.1	Lagringssystem . . . . .	72
7.3.2	Forsyningssystem . . . . .	72
7.3.3	Brenselcellesystem . . . . .	73
7.3.4	Elektrisk anlegg . . . . .	74
7.4	FMECA . . . . .	74
7.4.1	Resultater . . . . .	75
7.4.2	Tiltak . . . . .	75
<b>8</b>	<b>Økonomisk analyse</b>	<b>79</b>
8.1	Innhenting av data . . . . .	79
8.1.1	Variabler i LCOE analyse . . . . .	79
8.1.2	Brenselcellesystem . . . . .	80
8.1.3	Transport og produksjon . . . . .	80
8.1.4	Lagring . . . . .	80
8.1.5	Kraftnettet . . . . .	81
8.1.6	Drift og vedlikeholdskostnader . . . . .	82
8.1.7	Elektrisitet fra diesellaggregat . . . . .	82

8.2	LCOE . . . . .	83
8.3	Sensitivitetsanalyse . . . . .	84
<b>9</b>	<b>Miljøanalyse</b>	<b>86</b>
9.1	Miljøpåvirkning fra cruiseskip i dag . . . . .	86
9.1.1	Dieselaggregat . . . . .	86
9.2	Hydrogenløsning . . . . .	88
9.2.1	Hydrogen . . . . .	88
9.2.2	Kraftnettet i Trønderlag . . . . .	89
9.3	Sammenligning mellom dieselaggregat og hydrogenløsning . . . . .	90
<b>10</b>	<b>Diskusjon</b>	<b>91</b>
10.1	Datainnhenting og metode . . . . .	91
10.1.1	Datainnhenting . . . . .	91
10.1.2	AHP . . . . .	92
10.1.3	FMECA . . . . .	93
10.1.4	LCOE . . . . .	94
10.1.5	Sensitivitetsanalyse . . . . .	95
10.1.6	LCA . . . . .	95
10.2	Fremtidig energibehov . . . . .	96
10.2.1	Økningens innvirkning . . . . .	96
10.2.2	Markedsvekst og infrastruktur . . . . .	96
10.3	Komponenter . . . . .	97
10.3.1	Brenselcellesystem . . . . .	97
10.3.2	Hydrogenleverandør og -distribusjon . . . . .	98
10.3.3	Lagring . . . . .	99
10.4	Risiko . . . . .	100
10.4.1	Lagringssystem . . . . .	100
10.4.2	Forsyningssystem . . . . .	101
10.4.3	Brenselcellesystem . . . . .	101
10.4.4	Elektrisk anlegg . . . . .	102
10.5	Økonomi . . . . .	103
10.5.1	LCOE for landstrømanlegget . . . . .	103
10.5.2	Sammenligning med dieselaggregat . . . . .	104
10.6	Miljø og bærekraft . . . . .	105
10.6.1	Klimamål . . . . .	105
10.6.2	Eventuelle feilkilder . . . . .	105
10.7	Konkurransedyktigheten til hydrogenanlegget . . . . .	106
10.7.1	Gjennomførbarhet . . . . .	106
10.7.2	Sammenligning med dieselaggregat . . . . .	107
10.8	Videre arbeid . . . . .	108
<b>11</b>	<b>Konklusjon</b>	<b>110</b>
	<b>Referanser</b>	<b>112</b>
<b>A</b>	<b>Vedlegg: AHP</b>	<b>i</b>
<b>B</b>	<b>Vedlegg: Feilmode Effekt- og Konsekvensanalyse</b>	<b>iv</b>
<b>C</b>	<b>Vedlegg: Cruiselite 2023, Trondheim havn</b>	<b>xi</b>

## Figurer

2.1	Forbruk på Brattøra i 2019. . . . .	4
2.2	Forbruk av fjernvarme på Brattøra i 2019. . . . .	6
2.3	Tomtearealene til Trondheim Havn . . . . .	8
2.4	Tilgjengelige arealer ved Kai 68 . . . . .	8
2.5	Prognoser for elektrisitetsforbruket på Brattøra [5] . . . . .	9
2.6	Prognoser for fjernvarmeforbruket på Brattøra [5]. . . . .	10
2.7	Prognoser for omsetning av elektrisk energi til skipstrafikk . . . . .	11
3.1	Verdikjeden til hydrogen . . . . .	13
3.2	Energitettheter for ulike energibærere . . . . .	14
3.3	Global hydrogenproduksjon fra ulike produksjonsmetoder . . . . .	15
3.4	Oppbygging av ulike hydrogentanker . . . . .	18
3.5	Fasediagram for hydrogen . . . . .	19
3.6	Egenskaper til ulike metallhydrider . . . . .	21
3.7	Global hydrogenetterspørsel fra 1975 til 2018 . . . . .	22
3.8	Hydrogenproduksjon frem mot 2050 for ulike klimascenarier . . . . .	24
3.9	Forventet kostnadsutvikling for ulike typer hydrogenproduksjon . . . . .	25
4.1	En sammenligning mellom en brenselcelle, batteri og forbrenningsmotor. . . . .	30
4.2	Prosess for energigenerering i en brenselcelle . . . . .	31
4.3	Komponentene i en PEM-brenselcelle. . . . .	33
4.4	Illustrasjon av en PEM-brenselcellestabel . . . . .	34
4.5	Et typisk hybrid brenselcellesystem . . . . .	37
4.6	UI-diagram for en PEMFC. . . . .	38
4.7	Sammenhengen mellom brenselcellespenning, strømtetthet og utgangseffekt . . . . .	41
4.8	Brenselcelletyper . . . . .	42
4.9	Ulike brenselcelleteknologiers rekkevidde for kraftapplikasjon . . . . .	45
5.1	Metodeskisse for teknisk analyse . . . . .	51
5.2	Risikomatrise . . . . .	54
5.3	Valutakurser for USD og EUR i forhold til NOK . . . . .	57
5.4	Systemgrense for miljøanalysen . . . . .	58
6.1	Månedlig energibehov for Kai 68, Kai 30 og Reden for 2023 . . . . .	61

6.2	Tilgjengelig areal for hydrogenanlegget. . . . .	62
6.3	Effektbehov over 8 MW for 2023 . . . . .	63
6.4	Prognose elektrisitet fra hydrogenanlegg . . . . .	64
6.5	Sluttløsninger for systemet. . . . .	68
7.1	Systemoversikt for risikoanalysen . . . . .	69
8.1	LCOE for landstrømanlegget ved ulike investeringskostnader . . . . .	84
8.2	LCOE for landstrømanlegget ved økning i energiproduksjon . . . . .	85
9.1	Påvirkningskategorier for dieselforbruk . . . . .	88
9.2	Påvirkningskategorier fra hydrogen mot diesel . . . . .	90
A.1	AHP: Steg 1 . . . . .	i
A.2	AHP: Steg 2 . . . . .	ii
A.3	AHP: Steg 3, 4 og 5 . . . . .	iii
A.4	AHP: Steg 6 . . . . .	iii

## Tabeller

2.1	Nøkkeltall for elektrisitetsforbruket på Brattøra i 2019 . . . . .	3
2.2	Nøkkeltall for fjernvarmeforbruket på Brattøra i 2019 . . . . .	5
2.3	Cruiseskipstrafikk for Trondheim Havn mellom 2016 og 2020 . . . . .	7
5.1	FC-alternativer etter eliminering . . . . .	52
5.2	Vurderingsskala for AHP . . . . .	53
5.3	Sannsynlighets- og konsekvenskategorier . . . . .	54
5.4	Risikokategorier . . . . .	55
5.5	Valutakurser for å veksling NOK . . . . .	57
5.6	Påvirkningskategorier fra CML-IA . . . . .	58
6.1	Antall moduler for å dekke 4 MW for hver løsning. . . . .	60
6.2	Arealbehov for å oppnå 4 MW . . . . .	63
7.1	Data for forbrenning av hydrogen . . . . .	70
7.2	Resultater fra FMECA . . . . .	75
8.1	Avgifter for nettleie . . . . .	82
8.2	LCOE for ulike scenarier . . . . .	83
9.1	Påvirkningskategorier for elektrisitet produsert fra diesel . . . . .	87
9.2	Inventarliste for produksjon av elektrisitet fra hydrogen . . . . .	89
9.3	Påvirkningskategorier for elektrisitet fra hydrogen . . . . .	89
9.4	Påvirkningskategorier for elektrisitet fra norsk kraftmiks . . . . .	90



## 1 Introduksjon

I 2015 signerte Norge og 195 land en bindende forpliktelse om å begrense den globale temperaturøkningen til under 2 °C, og et ønske om å holde temperaturøkningen til 1.5 °C sammenlignet med førindustrielle temperaturnivåer [1]. Avtalen kjent som Parisavtalen er sett på som et viktig steg for en internasjonal respons på klimaendringene ved å juridisk binde land til et felles mål. Avtalen inneholder forslag til flere utslippsreducerende tiltak for å nå ulike delmål frem mot avtalens foreløpige slutt i år 2100 [1]. For flere industrier er denne avtalen en katalysator for å akselerere det grønne skiftet. For energikrevende næringer slik som transportnæringen er motivasjonen for å implementere fornybare løsninger innbakt i blant annet subsidier ved grønn innovasjon, i tillegg til økte CO<sub>2</sub>-avgifter for utslipp av klimagasser [2].

I 2021 sto transportnæringen for omtrent 30% av Norges årlige klimautslipp, hvorav skipsfart og fiske representerte omtrent en fjerdedel av disse utslippene [3]. Cruiseindustrien, som er en del av skipsfart og fiske, hadde et utslipp på omtrent 300 000 tonn CO<sub>2</sub>-ekvivalenter, tilsvarende 6,3% av det samlede utslippet fra denne seksjonen [3]. Majoriteten av utslippet kommer fra energi til fremdrift gjennom forbrenning av råolje, men en andel av utslippene kommer i dag fra å holde cruiseskipene operative ved anløp til kai. Ved anløp behøver skipene energi til belysning, varme, kjøling med mer. Energibehovet dekkes stort sett av hjelpemaskineri, som fører til lite effektiv energiutnyttelse og ulike CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og partikkelutslipp [4].

Landstrøm er et utslippsreducerende tiltak som Norge og flere andre land har valgt å investere i. Løsningen skal elektrifisere cruiseskip og andre skipsfartøy ved anløp, og redusere klimagassutslipp og lokale utslipp av både NO<sub>x</sub> og SO<sub>x</sub>. Teknologien er energikrevende og må kunne dekke energibehovene til skip opp mot 10 MW [5]. Ved flere havner er ikke kraftnettet dimensjonert for en slik kapasitet, som gjør det nødvendig å benytte seg av andre energialternativer for å dekke behovet for landstrøm i havna.

### 1.1 Bakgrunn

Trondheim kommune har gjennom *Kommunedelplan: energi og klima 2017-2030* fastsatt et hovedmål for 2030 om å redusere direkte klimagassutslipp med 80% sammenlignet med 1991-verdier [6]. Flere kommuneide selskaper må forholde seg til kommunens mål. For det interkommunale havneselskapet, *Trondheim Havn IKS*, vil kommunens klimamål bety en betydelig reduksjon i utslipp fra skipsfart og fiske.

For å redusere direkte klimagassutslipp er Trondheim Havn i gang med å etablere land- og ladestrøm på Brattøra. Det første landstrømanlegget ble ferdig for kaiene Pir I og Pir II sommeren 2022, og har som formål å dekke energibehovet til Kystruten ved anløp. Anlegget er et av flere utslippsreducerende tiltak Trondheim Havn har gjennomført eller planlegger å gjennomføre for å bli en energihub for nullutslipp.

I dag er flere av cruiseskipene som anløper Trondheim Havn allerede klargjort for landstrøm, og innen 2025 er det forventet at tilnærmet alle cruiseskip er klargjort for dette[5]. Cruiseskipene krever mer effekt enn Kystruten og anløper til Kai 68, også kalt cruiseskipkaia, en kai som ikke tilbyr landstrøm. Dette skyldes hovedsakelig lokasjonen til kaien. Kai 68, også kalt for cruiseskipkaia er plassert på Brattøra, et bebygd område hvor en stor energikapasiteten allerede er i bruk. Dette gjør utbygging av landstrøm til cruiseskipkaia utfordrende, og det kreves derfor nytenking rundt energisystemet på Brattøra.

## 1.2 Mål med oppgaven

Målet med bacheloroppgaven er å undersøke hvordan hydrogenteknologi kan bidra til å dekke effekttopper i et hybrid landstrømanlegg ved Trondheim Havn. Prosjektgruppen vil se på ulike former for hydrogenteknologier, for så å finne en gunstig løsning for et fleksibelt kraftnett på Brattøra. Gruppen skal blant annet kartlegge lokasjon for et bestemt hydrogenanlegg og se på den potensielle gjennomførbarheten av et slik prosjekt.

Rapporten vil presentere tekniske, økonomiske og miljømessige analyser som danner grunnlaget for drøfting rundt gjennomførbarheten til den valgte løsningen. Målet er at analysene i rapporten kan skape et tydeligere bilde av hydrogenteknologi sitt potensial i havna, blant annet ved kutt av effekttopper. En risikoanalyse vil også være en betydelig faktor å kunne konkludere hvorvidt hydrogen er en trygg løsning for Trondheim Havn.

## 2 Energisituasjon på Brattøra

For å implementere et brenselcelleanlegg i landstrømanlegget er det trolig nødvendig å innføre et samspill med resten av kraftnettet i Trondheim. Derfor er det viktig å kartlegge situasjonen og vurdere hvilke faktorer som kan være avgjørende for gjennomførbarhet. Energisystemet på Brattøra består av både elektrisitet og fjernvarme. Det er Tensio TS som er netteier for elkraft og Statkraft som leverer fjernvarme. I tillegg har *+CityxChange* et plussby-prosjekt på Brattøra med Positive Energy Blocks (PEB) som Powerhouse Brattørkaia. Hensikten med seksjonen er å kartlegge energisituasjonen, arealbruk og anløp på Brattøra for å videre vurdere mulighetene. Seksjonene baserer seg stort sett på tall presentert av Sweco i deres konseptutredning om *Brattøra som energiknutepunkt*, delt av Trondheim Havn [5].

### 2.1 Elektrisitet

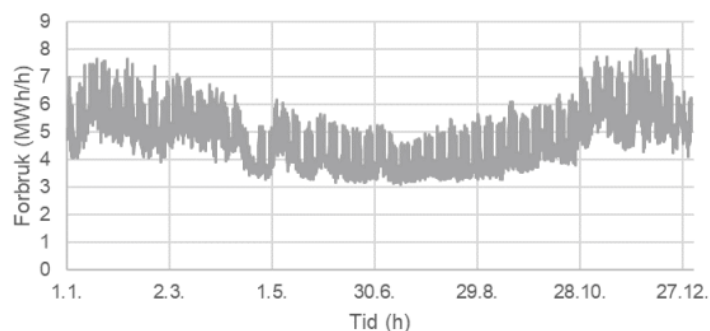
Den største delen av energibehovet på Brattøra dekkes av elektrisitet. Tallene er er lagt frem av Tensio TS og er fra 2019 og 2020. Innledningsvis presenteres noen nøkkeltall for forbruket på Brattøra i 2019 i tabell 2.1.

Tabell 2.1: Nøkkeltall for elektrisitetsforbruket på Brattøra i 2019

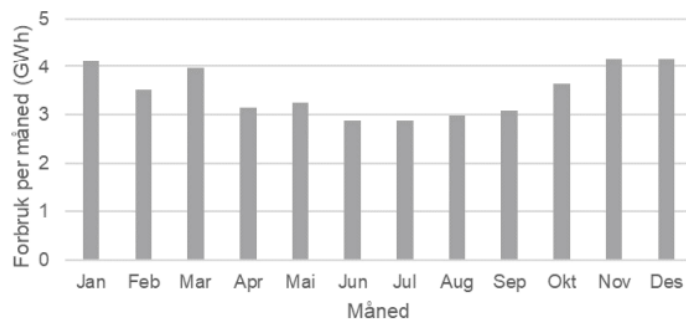
Nøkkeltall	Verdi	Enhet
Gjennomsnittlig forbruk	4,8	MWh/h
Maksimalt forbruk	8,0	MWh/h
Maksimal effekt	10,5	MW
Totalt forbruk	42,1	GWh

I 2020 ble maksimal effekt også målt til 10,5 MW slik som i tabell 2.1. Nøkkeltallene gir en indikasjon på forbruket på Brattøra, men forbruket avhenger også av faktorer som sesong, temperatur, ukedager og næringsvirksomhet. Etter nærmere undersøkelser av nettstasjoner fant Tensio TS at forbruket var høyest i de områdene med de største kontorlokalene.

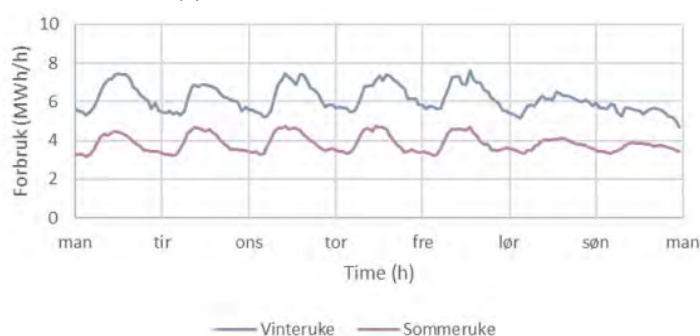
Den største årsaken til at maksimalforbruket er over dobbelt så høyt som det gjennomsnittlige forbruket er temperatur og sesong.



(a) Energiforbruket time for time i 2019



(b) Månedlig energiforbruk i 2019.



(c) Timesforbruket i en sommeruke og en vinteruke i 2019.

Figur 2.1: Forbruk på Brattøra i 2019.

Variasjonene i forbruket på grunn av sesong kommer tydelig frem i figur 2.1. Det månedlige forbruket varierer på det meste med over 1 GWh mellom sommermånedene og vintermånedene. Iløpet av en vinteruke ser man omtrent samme forbruksmønster som i en sommeruke bare forskøvet opp ca. 2 MWh/h på grunn av økt oppvarmingsbehov.

Siden 2019 har Trondheim Havn installert landstrømanlegg på Pir I og Pir II på til sammen ca. 3 MW.

Trondheim Havn oppgir at det per idag ikke er tilgjengelig kapasitet på nettet til Brattøra. Årsaken skal angivelig være prioritert kapasitet for Midtbyen. Dessuten er ikke distribusjonsnettet i stand til å levere nok effekt til å utvide for et landstrømanlegg ved Kai 68. Sweco oppgir at et landstrømanlegget vil behøve 12-16 MW. Ved en slik utvidelse vil Tensio TS behøve å installere en ny nettstasjon på Brattøra med kapasitet på 60 MW eller 80 MW. Utvidelsen krever at Trondheimhavn betaler et anleggsbidrag. Tensio TS oppgir at utbyggingen vil koste omtrent 200 MNOK for ny transformatorstasjon og 7-10 MNOK for distribusjonsnett. Basert på dette har Sweco anslått at anleggsbidraget for utvidelse for et 16 MW landstrømanlegg vil være på 32-35 MNOK. Reduksjon til 12 MW kan redusere anleggsbidraget ned til 22-30 MNOK [5].

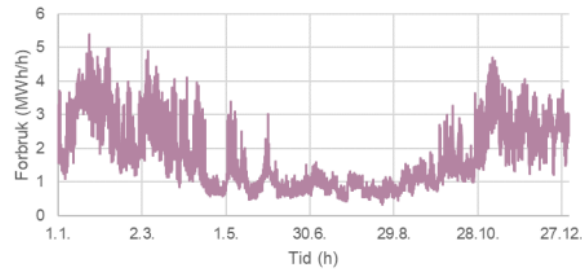
## 2.2 Fjernvarme

Forbruk av fjernvarme på Brattøra utgjør en relativt stor andel av det totale energibehovet sammenlignet med nasjonalt nivå. Det totale fjernvarmeforbruket var 2019 i på 15,2 GWh som utgjorde 26,5% av forbruket. Andre nøkkeltall for forbruket er gitt i tabell 2.2.

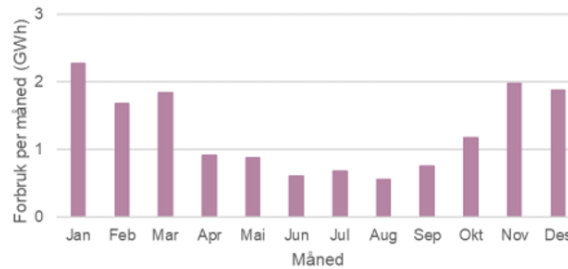
Tabell 2.2: Nøkkeltall for fjernvarmeforbruket på Brattøra i 2019

Nøkkeltall	Verdi	Enhet
Gjennomsnittlig forbruk	1,7	MWh/h
Maksimalt forbruk	5,4	MWh/h
Maksimalt effektbehov	6,0-8,0	MW
Totalt forbruk	15,2	GWh

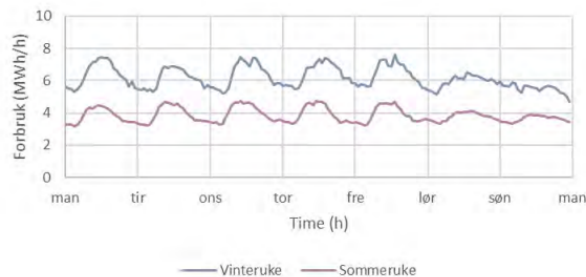
Ettersom fjernvarme kun dekker oppvarmingsbehov, vil forbruket i større grad avhenge av temperatur enn elektrisitetsforbruket. Dette kommer frem i tabell 2.2 gjennom den store forskjellen på gjennomsnittlig og maksimalt forbruk. For å videre undersøke omfanget er forbruket plottet mot tid og presentert i figur 2.2. Figuren viser en forholdvis mer drastisk forskjell mellom årstidene og mellom tiden på døgnet.



(a) Forbruket av fjernvarme, time for time, i 2019



(b) Månedlig fjernvarmeforbruk i 2019.



(c) Timesforbruket av fjernvarme, i en sommeruke og en vinteruke, i 2019.

Figur 2.2: Forbruk av fjernvarme på Brattøra i 2019.

### 2.3 +CityxChange

+Cityxchange er et fyrtårnsprosjekt for å bygge energipositive byer (PEB). På Brattøra har +Cityxchange et testområde som omfatter Powerhouse (Brattørkaia 17), Handelshøyskolen BI (Brattørkaia 16) og Miljødirektoratet (Brattørkaia 15). Byggene er knyttet sammen i et felles energisystem basert på elektrisitet og fjernvarme. Elektrisiteten produseres av integrerte solcellepaneler på Powerhouse og fjernvarmen produseres lokalt i et anlegg basert på fjordvarme. Prosjektet er finansiert av EUs Horizon 2020 forsknings- og innovasjonsprogram og ledes av NTNU. Målet for prosjektet er at byggene skal produsere mer energi enn de forbruker for å kompensere for utslipp fra byggeprosessen og driften. Overskuddsenergien skal kunne selges til andre brukere.

Likevel har prosjektet møtt på noen barrierer. En rapport gjennomført av *Syn.ikia* om kartlegging av retningslinjer og lovverk for PEB har gjort noen funn som hindrer prosjektets intensjoner. Dagens lovverk gjør det ulovlig å kjøpe og selge overskuddsenergi lokalt uten konsesjon. Dessuten må man søke om omsetningskonsesjon for produksjon over 100 kW. Per idag finnes det ingen støtteordninger som gir insentiver til lokal produksjon og lagring [5]. Dermed kan Trondheim Havn ikke hente kapasitet fra +Cityxchange-prosjektet.

## 2.4 Anløp

Trondheim Havn har på sine nettsider meldt om 164 bestilte anløp på alle kaiene for 2023, hvorav 75 av disse anløper Kai 68. Det vil si at en betydelig andel av alle skipene anløper Cruiseskipkaia.

Tabell 2.3: Cruiseskipstrafikk for Trondheim Havn mellom 2016 og 2020 [7]

Cruiseskipstrafikk					
År	2016	2017	2018	2019	2020
Antall anløpende cruiseskip	58	57	85	82	5

Figur 2.3 viser antall cruiseskip som anløpte i Trondheim Havn mellom 2016-2020. I 2020 ser man en betydelig nedgang i antall anløp sammenlignet med de foregående årene. Nedgangen er forårsaket av Koronapandemien, som gjorde at alle cruiseanløp etter 11. mars ble kansellert [7].

I 2021 ble det også innført ny konsesjon for hurtigruten som endret navn til Kystruten og blir nå driftet av to skipsrederier. Dog har Kystruten forbeholdt plass for anløp på Pir I og Pir II. Pir I og Pir II har, som nevnt, installerte landstrømanlegg som er spesialtilpasset Kystruten [7].

## 2.5 Areal

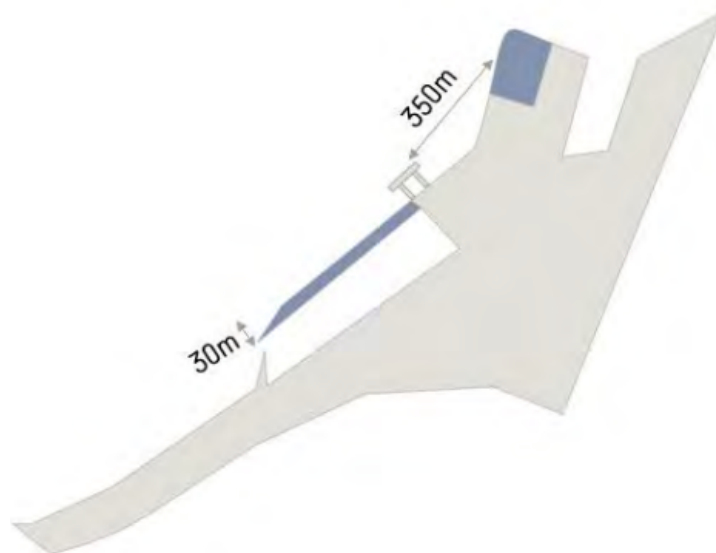
I forbindelse med utbygging av kraftstasjon i Trondheim Havn, er det aktuelt å kartlegge tilgjengelige arealer. På Brattøra kan arealbruk være en utfordring med tanke på eksisterende anleggsarbeid, infrastruktur, lokaler, og ikke minst sikkerhetssoner for lagring av hydrogen. Arealbruk og plassering av anlegget er derfor en viktig faktor i gjennomførbarheten av utbygging av landstrømstilbudet.

Trondheim Havn disponerer områder på Brattøra, inklusivt Pir I og II, Brattørmoloen, Brattørkaia og langs Kanalhavna, Transittkaia ved Dora og Skansen ved Nedre Ila. Områdene kan ses på kartet i figur 2.3.



Figur 2.3: Kart over tomtearealene som Trondheim Havn disponerer [5].

Av arealene vist i figur 2.3 er det begrensninger på hvilke arealer som er tilgjengelig på grunn av årsakene som ble nevnt i forrige avsnitt. Cruiseskipkaia (Kai 68) ligger i umiddelbar nærhet av bebyggelse som Pirbadet, Clarion Hotel & Congress og Pirsenteret. Likevel finnes det noen ubebygde, tilgjengelige områder som Sweco har lagt frem i sin konseptutredning.



Figur 2.4: De tilgjengelige arealene i nærheten av Kai 68 er vist i blått [5].

Arealene vist i figur 2.4 medfører også noen utfordringer. Blant annet, er ikke Brattørmoloen regulert for bebyggelse på grunn av forebygging mot visuell forurensing ut mot fjorden. Dersom det skal gis tillatelse til utbygging av et anlegg på moloen må anlegget ha lav profil. Det andre alternativet er å bygge ut på Pir I, men dette arealet er verdifullt grunnet at det brukes til



havneaktivitet og parkering [5]. I tillegg kan utbygging av et hydrogenanlegg komme i konflikt med havneaktivitet med tanke på sikkerhetssoner for lagring og distribusjon av hydrogen under trykk.

## 2.6 Fremtidig utvikling

Fremtidsplaner og fremtidig utvikling kan være avgjørende for gjennomførbarheten, eller nåverdien til utbyggingen. Derfor er det essensielt å kartlegge planer og prognoser som kan ha direkte innvirkning på utbyggingen av et landstrømanlegg på Kai 68.

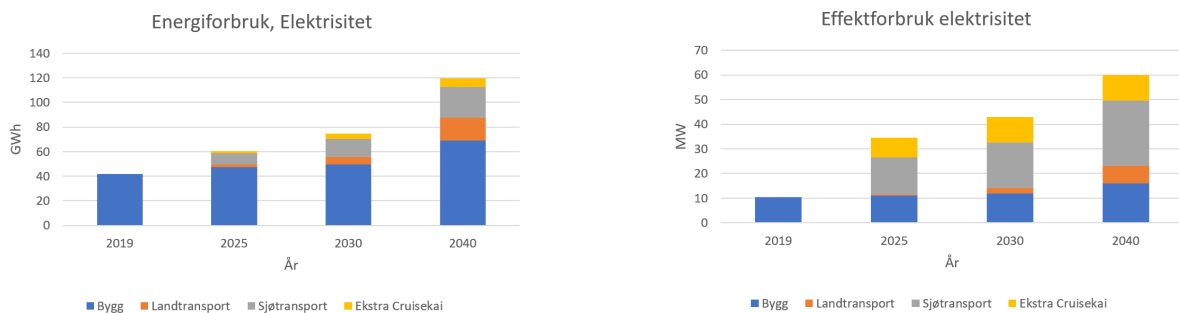
### 2.6.1 Fremtidsplaner

Trondheim Havn er blant annet involvert i et prosjekt på Nyhavna, som ligger like ved Brattøra. De signerte en aksjeeieravtale med Trondheim Kommune i 2021 i forbindelse med prosjektet. Ambisjonen for prosjektet er å utvikle en sentral og moderne bydel på Nyhavna og samtidig opprettholde havnevirksomheten [8]. Det vil trolig medføre en signifikant økning i energi- og effektbehovet i Brattøra og omegn. Utviklingen på Nyhavna vil skje gradvis, men kan påvirke Tensio TS sin prioriterte kapasitet eller vilje til å utvide kraftnettet til fordel for havna.

### 2.6.2 Elektrisitet

Generelt sett er det forventet at elektrisitetsforbruket på Brattøra vil øke [5]. Cruiseindustrien har ambisjoner om en grønn omstilling, dermed er det forventet å se økning på dette området for å kunne sikre anløp fra skipene som tar imot landstrøm. Det samme gjelder for sjøtransport, hvor det er et ønske om å kunne levere landstrøm og elektrifisere flåten for å redusere klimaavtrykket.

Det er også forventet at det tilrettelegges for utvikling av lademuligheter for personbiler og kollektivtransport på Brattøra, som vil resultere i et økt elektrisitetsbehov. Utviklingen er vist i figur 2.5.



(a) Energiprognoser for elektrisitet på Brattøra

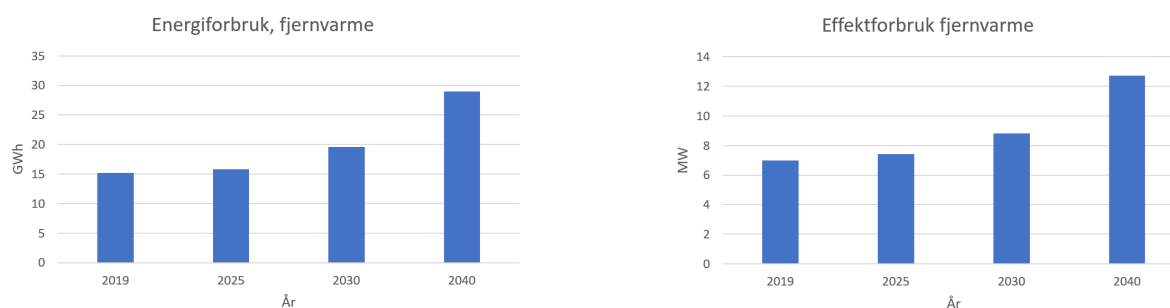
(b) Effektprognoser for elektrisitet på Brattøra

Figur 2.5: Prognoser for elektrisitetsforbruket på Brattøra [5]

Prognosene vist i figur 2.5 krever utvikling av kraftnettet for å utvide den nåværende kapasiteten. Økningen bør derfor være en motivasjon for Trondheim Kommune og Tensio TS for utbygging, med hjemmel i kommuneplanen om å gjøre Trondheim Kommune til en nullutslippsvirksomhet innen 2030 [6].

### 2.6.3 Fjernvarme

I følge kommunens *Strategier for de fem sentrumsområdene* heter det at Trondheim kommune har som mål å bygge 2 642 nye boenheter i sentrum nord, hvor av noen av disse skal bygges på Brattørkaia [9]. Dette medfører et økende behov for fjernvarme til oppvarming av boliger. Prognosene for utvikling av fjernvarmeforbruk er presentert i figur 2.6.



(a) *Energiprognoser for fjernvarme på Brattøra*

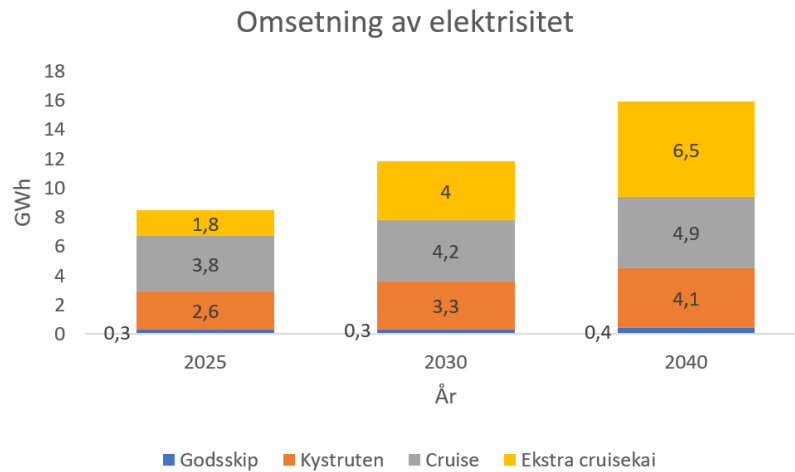
(b) *Effektprognoser for fjernvarme på Brattøra*

*Figur 2.6: Prognoser for fjernvarmeforbruket på Brattøra [5].*

Som vist i figur 2.6 er det spådd at forbruket nesten vil doble seg innen 2040. Økningen i effekt vil trolig kreve ny utbygging eller utvidelse av eksisterende fjernvarmeanlegg.

### 2.6.4 Forbruk og utvikling i skipstrafikken

Det er forventet at flere av skipsrederiene vil satse mer på en grønn omstilling fremover for å jobbe mot målene i Parisavtalen. Blant annet har *AIDA* uttrykt seg positive til Bergen Havn sin utbygging av landstrømanlegg for cruiseskip [10]. Dermed er det rimelig å forutse en økning i potensiell omsetning av elektrisitet for skip i anløp. Prognosene presenteres i figur 2.7.



Figur 2.7: Prognoser for omsetning av elektrisk energi til skipstrafikk [5].

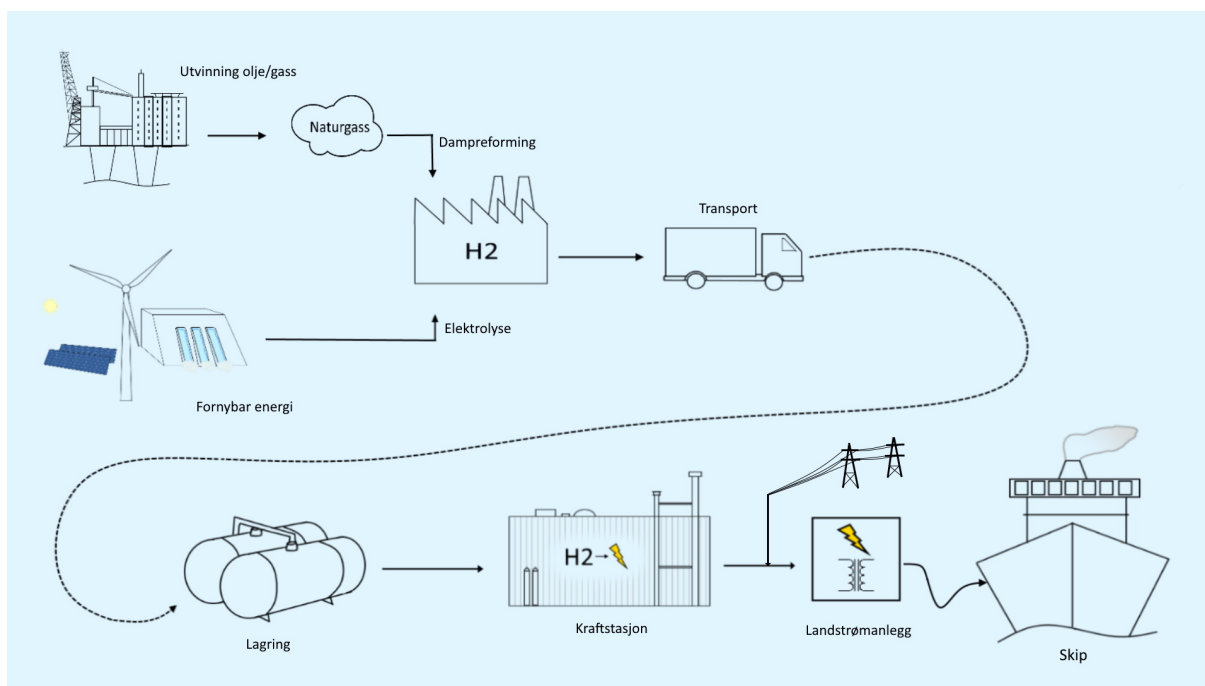
Figur 2.7 viser en jevn økning i alle segmentene i cruiseferd, men en minimal endring for godsskip. Godsskip har også en lav andel av den totale omsetningen.

### 3 Hydrogen og verdikjede

Hydrogen har de siste tiårene blitt en gjenganger i diskusjoner om hvordan land skal gjennomføre det grønne skiftet. Til tross for mye oppmerksomhet de siste årene, er hydrogen en nokså gammel teknologi. Elektrolyse av hydrogen og brenselcelleteknologier har blitt forsket på og utnyttet siden midten av 1800-tallet. En stor pådriver innenfor hydrogenteknologi har vært romfartsindustrien, hvor aktører som NASA har utviklet hydrogengass og brenselceller for bruk i rakettmotorer siden selskapets oppstart i 1958 [11].

De siste årene har hydrogenteknologi fått mye oppmerksomhet, og flere aktører har begynt å se på muligheten hydrogen har til å erstatte ulike fossile energibærere som olje, gass og kull. I dag står hydrogen, fra fornybare energikilder, for kun 1% av hydrogenproduksjonen, men denne andelen er anslått å øke i fremtiden, med land sine forpliktelser om nullutslipp innen 2050 [12]. Det Internasjonale Byrået for Fornybar Energi (IRENA) har anslått at hydrogen vil kunne dekke 12 – 13% av verdens totale energibehov innen 2050, sammenlignet med omtrent 0% i dag. Prognosene gjør at flere land og selskaper ser på mulighet for utbygging av infrastruktur tilknyttet hydrogen [12].

For å nytte hydrogen til fleksible nett ved Trondheim Havn starter verdikjeden med produksjon. Hydrogen kan produseres ved dampreforming eller elektrolyse. Deretter fraktes hydrogenet til havna der det kan lagres, og brukes av en kraftstasjon for å generere strøm som, sammen med strøm fra nettet, kan brukes til å drifte et landstrømanlegg. Verdikjeden er illustrert i figur 3.1.



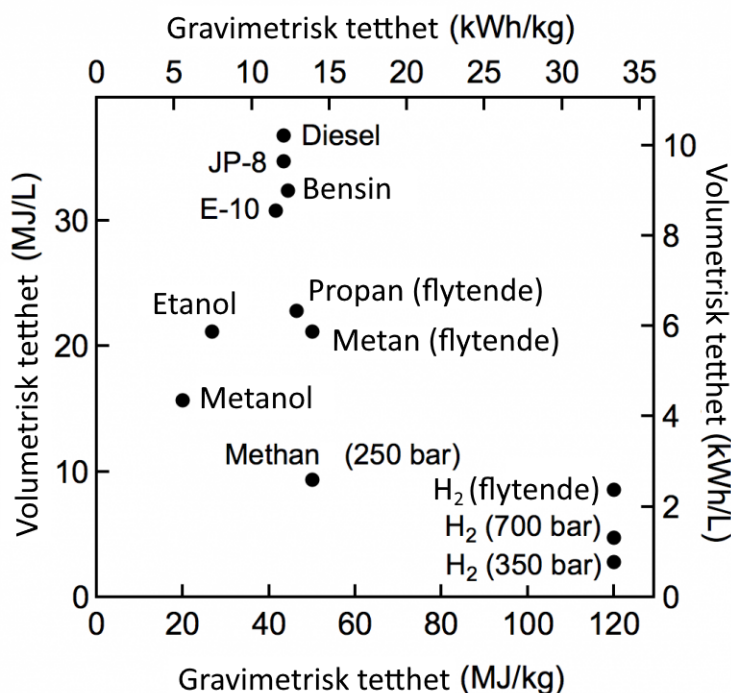
Figur 3.1: Verdikjeden til hydrogen, fra produksjon til bruk i landstrømanlegg.

Dette kapittelet vil ta for seg ulike deler av verdikjeden til hydrogen, og ha størst fokus på hydrogenproduksjon og lagring. Kapittelet inneholder også en markedsoversikt og risikoaspekter ved bruk av hydrogen som energibærer. Brenselcelleanlegget vil forklares senere, i kapittel 4.

### 3.1 Egenskapene til hydrogen

Hydrogen har atomnummer 1 i periodesystemet, og er det letteste og minste av grunnstoffene. Atomet består kun av ett elektron og ett proton. Ved romtemperatur er hydrogenmolekylet en brennbar gass, og kondenserer ved en temperatur på  $20,28\text{ °K}$  [13]. Ved forbrenning av hydrogen i luft er det eneste avfallsstoffet  $\text{H}_2\text{O}$ . Forbrenningen vil ikke forekomme ved vanlige temperaturer, men ved temperaturer over  $550\text{ °C}$  kan denne forbrenningen skje uten en form for katalysator.

I masseform har hydrogen en spesifikk energi på  $119,9\text{ MJ/kg}$ . Til sammenligning har diesel en spesifikk energi på  $45,5\text{ MJ/kg}$  [14]. Høy spesifikt energiinnhold gjør hydrogen til en egnet energibærer. Med fokus på volumetrisk energitetthet, er det motsatt. I dette tilfellet har hydrogen en energitetthet på  $8\text{ MJ/L}$ , mens diesel har en energitetthet på  $35,86\text{ MJ/L}$  [15]. Den lave volumetriske energitettheten til ren hydrogengass gjør at det kreves store volumer for å kunne bruke gassen som energibærer. Figur 3.2 viser volumetrisk energitetthet plottet mot spesifikk energi.



Figur 3.2: Volumetrisk energitetthet plottet mot spesifikk energi for ulike energibærere [15].

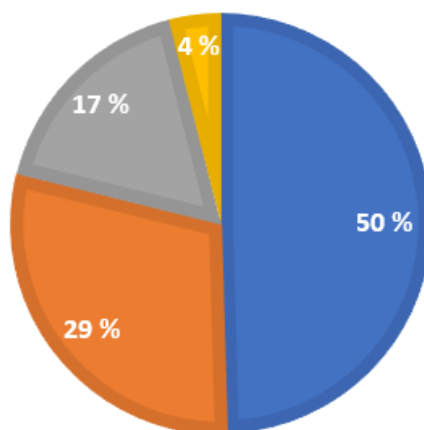
Figur 3.2 plasserer ulike tilstander av hydrogen nede i høyre hjørne. Figuren viser at ved å øke trykket på hydrogengassen vil den volumetriske energitettheten også øke. Hydrogentilstanden med høyest volumetrisk energitetthet er væskeform, hvilket krever en temperatur på 20,28 K. Nedkjølingsprosessen er energikrevende, og dagens kjøleteknologier bruker nesten 30% av energien hydrogen i væskeform kan lagre. Hydrogen sin lave volumetriske energitetthet er dermed en betydelig faktor når det kommer til virkningsgraden til hydrogen som energibærer [16].

### 3.2 Produksjon av hydrogen

Hydrogen kan produseres på flere ulike måter, men deles opp i produksjon fra fossile eller fornybare energikilder. Under disse kategoriene er det flere ulike produksjonsmetoder. De vanligste produksjonsformene er dampreforming av naturgass og olje, mens det ønskes mer produksjon fra vannelektrolyse [17]. I dag produseres omtrent 96% av verdens hydrogen fra fossile energikilder, også kalt “grått” hydrogen. Omtrent 4% av produksjonen kommer fra vannelektrolyse, og kan bli stemplet som “grønt” hydrogen. [12]. Figur 3.3 viser en oversikt over global hydrogenproduksjon fra ulike produksjonsmetoder.

## GLOBAL HYDROGENPRODUKSJON

■ Dampreforming av naturgass ■ Dampreforming av olje  
 ■ Gassifisering av kull ■ Vannelektrolyse

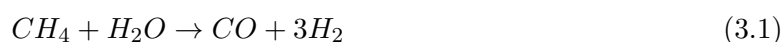


Figur 3.3: Global hydrogenproduksjon fra ulike produksjonsmetoder [12].

De siste årene har det blitt større fokus på karbonfangst (CCS) ved dampreforming av naturgass og olje. Karbonfangst er ikke en fornybar produksjon av hydrogen, men vil være en bidragsyter til å gjøre grått hydrogen mer klimavennlig. Produksjon av hydrogen fra fossile energikilder med karbonfangst blir kalt blått hydrogen [18].

### 3.2.1 Dampreforming

Dampreforming er en metode for å produsere hydrogen fra lettere former av hydrokarboner, for eksempel fra naturgass og biogass. Den vanligste metoden er en totrinns prosess hvor hydrokarboner innflettet i metan fra naturgass varmes opp og reagerer med vanndamp. Denne reaksjonen gir karbonmonoksid og hydrogen [19].



I det neste trinnet dannes mer hydrogen ved å la karbonmonoksid reagere med vanndamp på nytt. Dette reaksjonen slipper ut karbondioksid og hydrogen, vist i reaksjon (3.2).



Den første reaksjonen er endoterm, og noe av naturgassen blir derfor forbrent for å tilføre nødvendig varme. For å få et rent hydrogenprodukt må vannet først skilles fra gassblandingen, for deretter å rense for CO<sub>2</sub>. Dette er en energikrevende prosess hvor naturgassen mister mellom 20-30% av energiinnholdet, og er en betydelig bidragsyter til hydrogenets totale virkningsgrad [19].

### 3.2.2 Elektrolyse

Den vanligste fremgangsmåten for utslippsfri hydrogen er elektrolyse. Splitting av vannmolekyler ved hjelp av elektrolyse er en metode som har blitt brukt i over 200 år, og brukes i dag av flere aktører innenfor hydrogenproduksjon [13]. I dag er det to metoder for elektrolyse som er dominerende; alkalisk elektrolyse og Polymer Elektrolytt Membran Elektrolyse (PEME).

#### Alkalisk elektrolyse

Alkalisk elektrolyse er blitt benyttet til fremstilling av hydrogen i over 100 år, blant annet av Norsk Hydro siden 1920-tallet. I denne metoden mister katoden elektroner til en alkalisk vannløsning. Dette forårsaker en splitting av vannmolekylet som skaper hydrogen og hydroksid [20]. Katodereaksjonen er vist ved reaksjon (3.3).



Hydroksidionet beveger seg deretter mot anoden. Her blir elektronene absorbert, hydroksidanionene oksideres og danner vann og oksygen, som vist i reaksjon (3.4).



Denne prosessen er energikrevende, og krever tilgang på elektroner i form av strøm. Utslippene fra selve prosessen er kun vann og oksygen, og gjør dette til en miljøvennlig prosess så lenge elektrisiteten også kommer fra fornybar produksjon. Norsk Hydro gjennomførte denne prosessen ved bruk av elektrisitet fra vannkraft [20]. Hele prosessen har en energieffektivitet fra 55-73%, hvilket er lavere enn produksjon gjennom dampreforming [21]. For å produsere 1 kg hydrogen fra elektrolyse kreves det 10 L vann og 54 kWh med elektrisk energi [22].

#### Polymer Elektrolytt Membran Elektrolyse

PEME er en nyere teknologi enn alkalisk elektrolyse, og ble tatt i bruk i 1966. Teknologien har per dags dato en virkningsgrad mellom 55-66% avhengig av produksjonsanlegget, men det viser seg at PEME har potensiale for høyere effektivitetsøkning enn andre elektrolysemetoder [20].



I en PEM-elektrolyser skjer den motsatte prosessen som i PEM-brenselcelle, og den benytter strøm til å produsere rent hydrogen. I prosessen blir vann pumpet inn i anoden hvor vannet deles i oksyngengass ( $O_2$ ), hydrogenioner ( $H^+$ ) og elektroner ( $e^-$ ). Hydrogenionene beveger seg deretter gjennom en protonutvekslingsmembran på vei til katoden, hvor de reagerer med elektronet for å produsere ren hydrogen. Avfallsstoffet fra denne prosessen er kun oksygen [23]. Prosessen i PEM-brenselceller forklares mer utfyllende i seksjon 4.

### 3.3 Hydrogenlagring

Lagring av hydrogen er en viktig teknologi for implementering av brenselceller i både stasjonære og mobile anlegg. Grunnet hydrogens egenskaper, forklart i 3.1, er lagring utfordrende. En god løsning på disse utfordringene er derfor essensielt for å levere et optimalt anlegg med fokus på både energiutnyttelse og det økonomiske aspektet. Hydrogenlagring skiller inn i fysisk lagring og lagring i fast tilstand. Eksempler på fysisk lagring er komprimert eller flytende hydrogen, mens kjemisk absorpsjon på eller i stoffer er eksempler på lagring i fast tilstand.

Lagringsmetoden som bør benyttes avhenger også av hvordan produksjonsanlegget leverer hydrogenet. Dette er for å unngå unødvendige trinn med komprimering, ventilering eller nedkjøling som bidrar til tap eller unødvendig bruk av energi. Derfor spiller produksjonen og tilgangen på hydrogen en viktig rolle i valget av lagringsmetode.

#### 3.3.1 Komprimert hydrogen

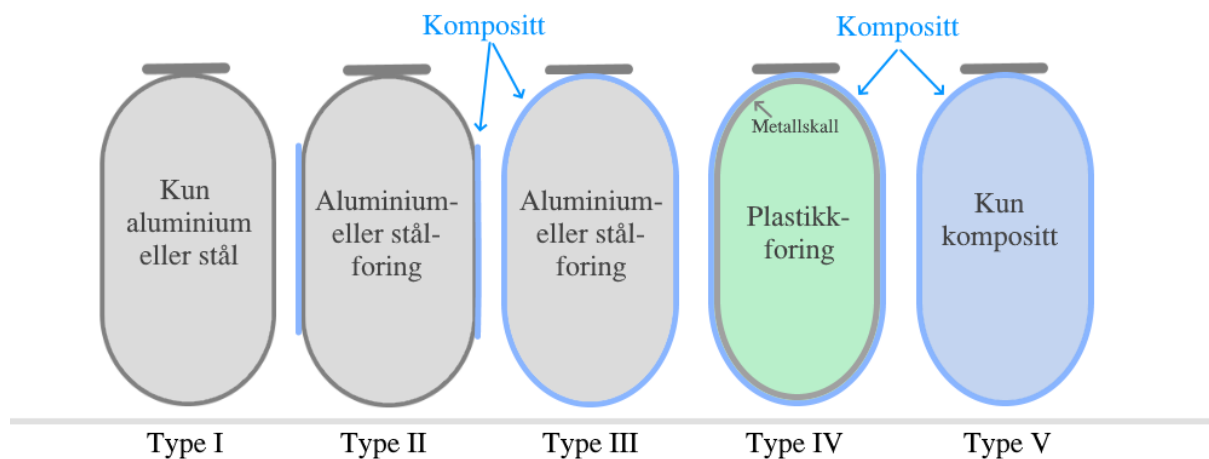
Hydrogen har svært liten tetthet, på 0,08988 g/L ved romtemperatur [13]. Med en gravimetrisk energitetthet på 119,9 MJ/kg [13] gjør det at det krever et stort volum for å få en høy energimengde. Det medfører logistiske utfordringer, så tettheten må øke for å gjøre lagring og transport økonomisk mulig [24]. Derfor er komprimert hydrogen en mulig løsning på reduksjon av transportkostnader.

Trykksatt hydrogen lagres gjerne mellom 350-700 bar [25]. Derfor krever komprimert hydrogen forsterkede tanker og beholdere. Forsterkningen gjør at vekten øker, og hydrogen får en lav vektprosent. Imidlertid er ikke det en utfordring for stasjonære tanker. Forsterkningen avhenger av trykket til hydrogenet som lagres. Et annet problem med trykksatt hydrogen er at lekkasje kan forekomme på grunn av at hydrogen er en gass med lav tetthet [25].

Det finnes forskjellige typer lagringsbeholdere, som har ulike formål og egenskaper. Det vanligste er å lage sylindereformede tanker med sfæriske ender. Tradisjonelt er det vanligst å benytte

beholdere av stål og aluminium til kommersielt bruk. Ulempen med beholdere laget av stål og aluminium er at vekten på beholderene blir svært høye. Et alternativ for å redusere vekten til beholderene er å benytte tanker av karbonfiber. Disse er betraktelig lettere, men har høyere kostnader [25].

Uavhengig av materialene beholderene er laget av stilles det ulike krav til sikkerhet og bruksområder. Beholderene deles inn i fire typer, som kan sees i figur 3.4.



Figur 3.4: Oppbygging av ulike hydrogentanker. Modifisert fra [26].

- **Type I** er beholdere laget av bare metall, som nevnt gjerne aluminium eller stål. Dermed er den gjerne bergrenset til stasjonære formål, men mer resirkulerbar enn andre tanker. Type I beholdere er begrenset til 50 MPa [27, 28].
- **Type II** er beholdere laget av en metallforing med forsterkning av et bånd laget av komposittmateriale (for eksempel glassfiber eller karbonfiber) rundt den sylindriske delen av tanken. Bruken av komposittmaterialet reduserer vekten i forhold til type I med 30-40 %. Imidlertid er kostnadene på en type II tank rundt 50 % høyere enn type I. Type II beholdere er ikke begrenset til et spesifikt trykk [27, 28].
- **Type III** er beholdere laget av en metallforing heldekket med komposittmateriale av karbonfiber. Det gjør at type III blir enda lettere sammenlignet med type I og II, men det øker også kostnadene. Type III er begrenset til 45 MPa [27, 28].
- **Type IV** er beholdere laget av en foring av termoplastikk og et skall av metall. Beholderen er så heldekket av komposittmateriale. Type IV tanker er en av de letteste beholderene på lik linje med type V. I midlertid er type V mindre resirkulerbart på grunn av materialvalg. Type IV er begrenset til 100 MPa [27, 28].

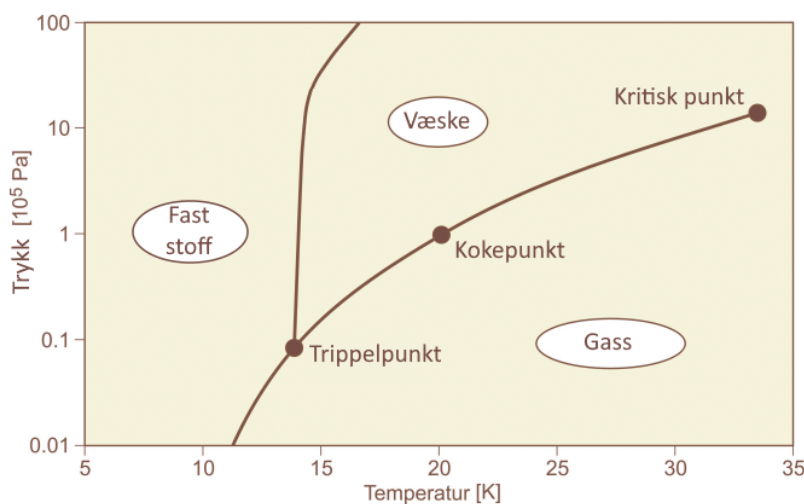
- **Type V** er beholdere laget av kun komposittmateriale og har ingen foring. Derfor er type V den minst resirkulerbare typen. Fordelen med type V er at den er svært lett, og egner seg derfor godt til bruk i kjøretøyer. Tankene er under utvikling og forskning og har derfor ingen endelig begrensning på trykk [26].

Stasjonær lagring av hydrogen i berggrunnen er også en mulighet for komprimert hydrogen. Dette foregår ved å pumpe hydrogen ned i kunstige hulrom eller for eksempel naturlige saltgruver [24].

### 3.3.2 Flytende hydrogen

Hydrogen er som kjent en lett gass. Som nevnt i forrige seksjon kreves det et stort volum for å lagre hydrogengass. Komprimering hjelper, men for volumbegrenset systemer kan det være nødvendig å flytendegjøre hydrogenet for å maksimere den volumetriske energitettheten. Flytendegjøring av hydrogen krever en nedkjøling til 20 °K (-253 °C). Denne prosessen krever foreløpig omtrent 10 kWh/kg [24], reduserer virkningsgraden til hydrogenets verdikjede. Dette gjør at flytende hydrogen som regel bare brukes til mobile løsninger som avhenger av den høye volumetriske energitettheten.

Hydrogenet lagres i isolerte tanker. Tankene består av et ytre og et indre skall, med isolasjonsmateriale eller vakuum imellom. Temperaturen holdes som nevnt på ca. 20 °K og trykket holdes ved ca. 1-1,3 bar.



Figur 3.5: Fasediagram for hydrogen [29].

Som vist i figur 3.5 flytter faseskiftet mellom gass og væske seg ettersom trykket øker. Dermed er det mulig å øke trykket for å redusere nedkjølingsbehovet. Dette kalles kryokomprimert hydrogen. Sammensetningen av trykk og temperatur gjør at kryokomprimert hydrogen

har høyere volumetrisk energitetthet enn flytende hydrogen ved 1 bar. Energibesparelsen fra nedkjølingen er i tillegg større enn tapet fra kompresjon som gjør løsningen mindre energikrevende [30].

### 3.3.3 Absorpsjon på faste stoffer

En annen måte å lagre hydrogen på er å binde det til et annet stoff. Dette kan gjøres på ulike måter. Når man snakker om absorpsjon for lagring av hydrogen skiller man mellom absorpsjon på og i faste stoffer. Noen materialer har egenskaper som gjør at hydrogen kan binde seg på utsiden av molekylet. Bindingene er svake og gjerne reversible slik at hydrogenet kan frigjøres gjennom desorpsjon. Eksempler på materialer med disse egenskaper er zeolitt, metall-organiske rammeverk (MOF), aktivt karbon og nanokarbonstrukturer [24].

#### MOF

MOF er et samlebegrep for en rekke krystallinske materialer. Materialene er porøse og har høyt overflateareal, slik at vann og gasser kan lagres inne i hulrommene i materialet. Lagringen foregår ved hjelp av Van der Waalske krefter. MOF kan lagre i et bredt temperaturområde. Ved romtemperatur er lagringskapasiteten typisk 1 vekt%, mens ved kryogene temperaturer kan den øke til omtrent 9 vekt%. Lagringskapasiteten kan også øke ved å øke trykket [31, 32].

#### Aktivt karbon og nanokarbonstrukturer

Aktivt karbon har egenskapen til å binde til seg gassmolekyler på overflaten. Aktivt karbon og nanokarbonstrukturer kan lagre hydrogen med en gravimetrisk tetthet på opp til 6,8%, ved høyere trykk og kryogene temperaturer. Aktivt karbon og nanokarbonstrukturer nytter seg av Van der Waalske krefter for å binde til seg hydrogen. Materialene har muligheten til å lagre hydrogen ved romtemperatur og lave trykk, men det påvirker kapasiteten og den gravimetriske tettheten kan være så lav som 1,2% [33].

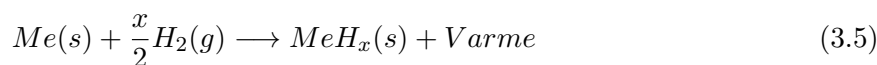
### 3.3.4 Kjemisk lagring

Det finnes også materialer som binder hydrogenet inn i molekylet og ikke bare på overflaten. Dette kalles hydrider. Det finnes hovedsaklig to typer hydrider: kjemiske- og metallhydrider.

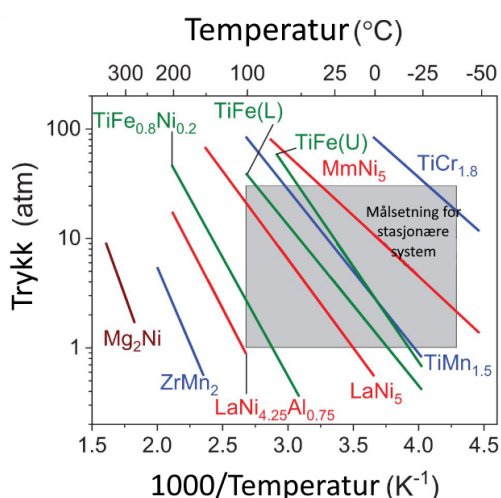
#### Metallhydrider

Hydrogen kan lagres ved å binde seg til ulike metaller. Det har vist seg og være et interessant forskningsområde på grunn av at enkelte metallhydrider har svært høy gravimetrisk og volumetrisk tetthet sammenlignet med komprimert hydrogen. Prinsippet er at hydrogen

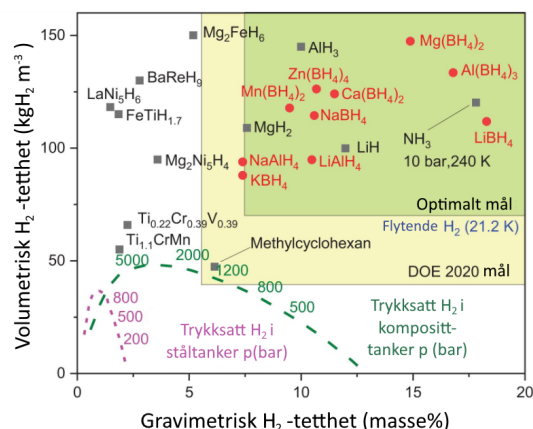
absorberes ved å reagere med metallet, som avgir varme. Frigjøring av hydrogenet foregår ved å tilføre varme, såkalt pyrolyse. Absorpsjonen vises i formel 3.5:



Formel 3.5 viser metallet  $Me$  som binder seg med hydrogen og danner metallhydridet  $MeH_x$  og varme [34]. De ulike metallene som kan danne hydrid er forskjellige egenskaper.



(a) Van't Hoff-plott for ulike metallhydrid



(b) Volumetrisk og gravimetrisk tettheter for ulike metallhydrid

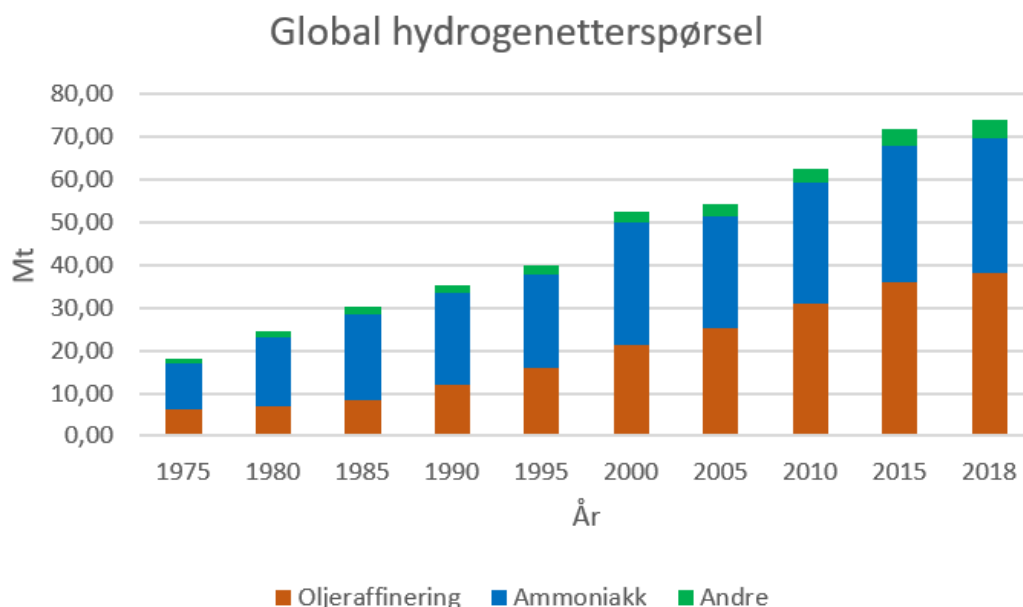
Figur 3.6: Ulike metallhydrid og deres egenskaper. Boksene inntegnet i figurene representerer de ønskede arbeidsområdene [34].

Med hydrogenlagring i metallhydrid kan trykk og temperatur variere avhengig av materialet. Gitt standard Gibbs fri energi kan man plote forholdet mellom trykk og temperatur for reaksjonen i ligning 3.5 for å finne materialet som er best egnet for formålet. I tillegg har metallhydridene ulike volumetriske og gravimetrisk kapasiteter. Dette er plottet i figur 3.6. Til tross for at metallhydrid har høye volumetriske og gravimetrisk tettheter, er lagring med hydrid energikrevende eller kostnadsintensivt [24].

### 3.4 Marked

I 2021 var den globale hydrogenetterspørselen på 94 millioner tonn, og hadde et energiinnhold som tilsvarer omtrent 2.5% av det globale energiforbruket. Til sammenligning var etterspørselen på 91 millioner tonn i 2019, og mer enn firedoblet sammenlignet med 1975 [35]. For flere industrier er bruk av hydrogen den beste løsningen for å oppnå målene fastsatt i Parisavtalen, så flere

aktører anslår en videre økning i hydrogenetterspørsel de kommende årene [36]. Figur 3.7 viser den globale hydrogenetterspørselen fra 1975-2018.



Figur 3.7: Global hydrogenetterspørsel fra 1975 til 2018 [37]

I dag brukes hydrogen for det meste i tre sektorer; Oljeraffinering, kjemisk produksjon og stålproduksjon. Til oljeraffinering brukes hydrogen primært til å fjerne urenheter i oljen, og i følge det internasjonale energibyråetomtrent (IEA) går 33% av hydrogenproduksjon til dette. For den resterende hydrogenproduksjonen går 27% til produksjon av ammoniakk, 11% til metanolproduksjon og 3% til stålproduksjon [35]. For stålproduksjon er bruk av hydrogen den mest miljøvennlige metoden, og det samme gjelder oljeraffineriene.

Det er i tillegg flere nyere teknologier som ønsker å utnytte potensiale i hydrogen. I transportsektoren har blant annet bilselskaper som Toyota og Hyundai investert i hydrogen og brenselcelleteknologi de siste årene [38]. Som forklart i seksjon 3.1 kan flytende hydrogen eller hydrogen under trykk lagre energi i tanker og benyttes som drivstoff. Dette gjør at andre transportsektorer også har rettet fokus mot hydrogen i ren eller bundet form. Et eksempel er den maritime sektoren som har sett på mulighetene for å utnytte ammoniakk som energibærer [39].

Prisen for hydrogenproduksjon er i konstant endring, men den største forskjellen avhenger av produksjonsmetode. Ved hydrogenproduksjon fra dampreforming av olje og naturgass ligger prisen på 11-22 NOK/kg, mens ved vannelektrolyse ligger prisen på 30-90 NOK/kg [40]. Grunnet

hydrogen fra dampreforming sin pris og tilgjengelighet, velger de fleste aktørene denne løsningen. Hydrogenproduksjon med karbonfangst prislegger seg omtrent midt mellom de andre metodene, men er anslått å bli mer konkurransedyktig frem mot 2050 [41].

### 3.4.1 Fremtiden til hydrogen

Som nevnt i forrige seksjon, er det anslått en videre økning i hydrogenetterspørsel de kommende årene. Dette vil primært være fra allerede eksisterende brukere, slik som oljeraffineriene og stålprodusenter, men også nye aktører innenfor blant annet transport, bygningsbransjen og kraftsektoren er forventet å benytte seg av hydrogen i større grad [35]. Flere land gir også økonomisk støtte til hydrogenteknologier i deres klimasatsing frem mot 2050. Et eksempel er Enova, som i 2021 delte ut én milliard til tre hydrogenprosjekter i Norge. Begrunnelsen for støtten var at hydrogenprosjekter vil bidra til å kutte utslipp fra flere sektorer i samfunnet, samtidig som det øker verdiskapningen og sysselsettingen i norsk næringsliv [42].

På verdensbasis er fremtidens hydrogenetterspørselen i stor grad avhengig av land sin satsing på det grønne skiftet. De aller fleste rapporter viser til resultater om en stødig vekst i etterspørsel frem mot 2030. Dette skyldes at de fleste hydrogenprosjekter fortsatt er i konstruksjonsfasen, og for de operative prosjektene er kapasiteten fortsatt lav [36].

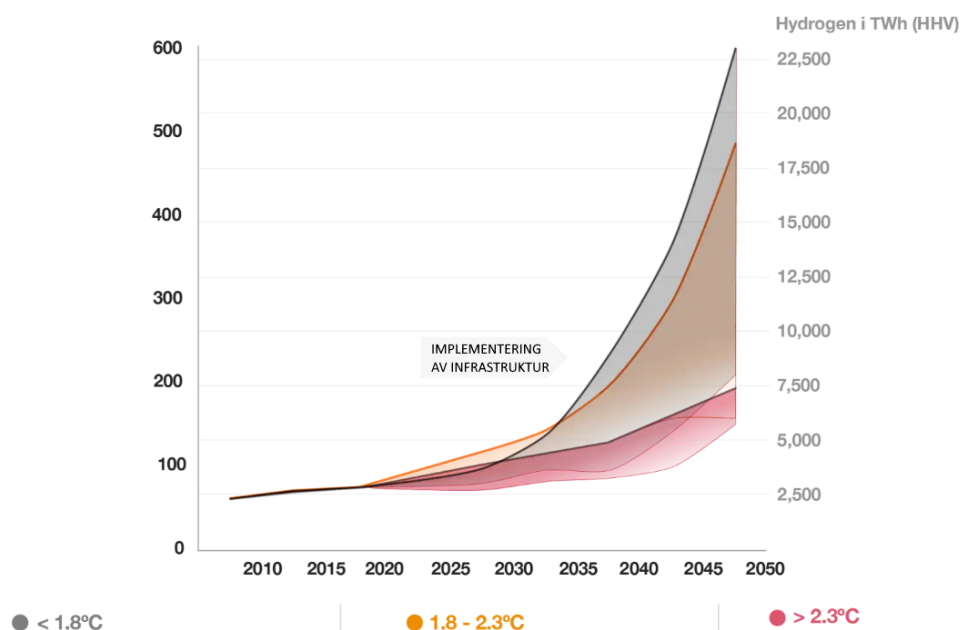
I tillegg har EUs taksonomi og handlingsplan for bærekraftig finans gjort det essensielt for selskaper å fokusere på bærekraftige løsninger [43]. EUs taksonomi måler hvor bærekraftig aktiviteten til ulike institusjoner er basert på seks miljømål:

1. Begrensning av klimaendringer
2. Klimatilpasning
3. Bærekraftig bruk og beskyttelse av vann- og havressurser
4. Omstilling til en sirkulær økonomi
5. Forebygging og bekjempelse av forurensning
6. Beskyttelse og gjenopprettelse av biologisk mangfold og økosystemer

Virksomheter som får en dårlig vurdering på de øvrige miljømålene risikerer å få svekket omdømme. I tillegg er det forventet at CO<sub>2</sub>-avgiftene vil øke i årene fremover [43].

Det jobbes også med infrastruktur som rørledninger og terminaler for storskala bruk av hydrogen. I Europa har blant annet EUs grønne vekststrategi mot 2050 flere planer om å kunne produsere

og fordele ren hydrogen på tvers av landegrenser [44]. Slike prosjekter finnes også i USA og Kina [45, 46]. Ideelt vil denne infrastrukturen bygges parallelt med økning i hydrogenetterspørselen, slik at bruk av hydrogen simplifiseres og kostnader reduseres. Avhengig av ulike scenarioer for verden lagt frem i Parisavtalen, har PwC laget en forutsigelse av hydrogenetterspørsel frem mot 2050. Forutsigelsen vises i figur 3.8.



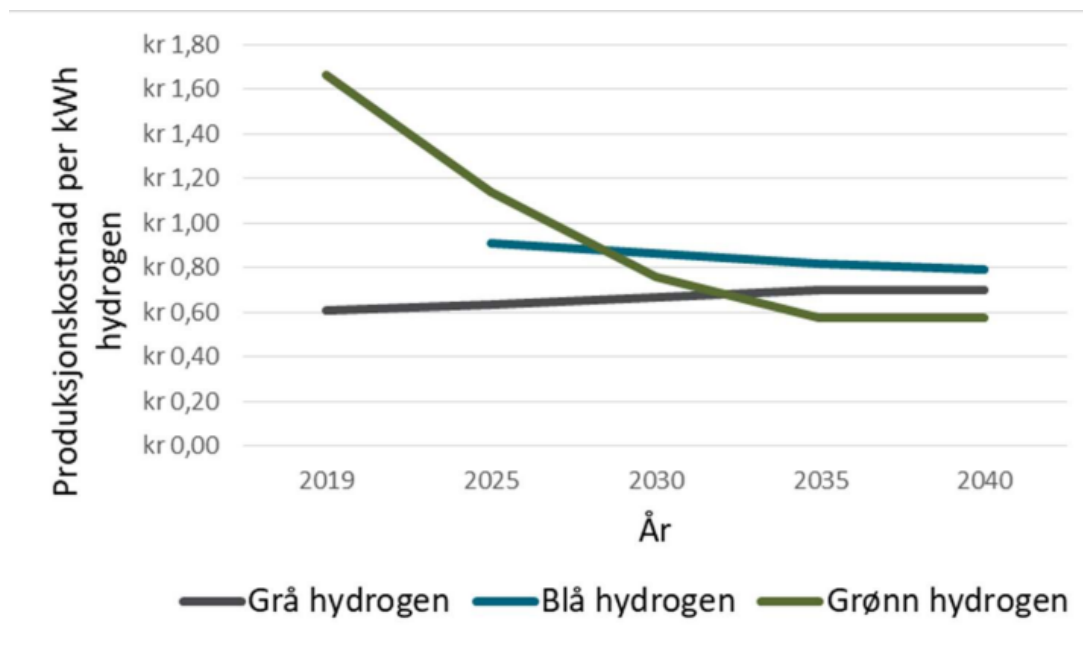
Figur 3.8: Hydrogenproduksjon frem mot 2050 for ulike klimascenarioer [36]

Figur 3.8 viser en jevn økning frem mot 2030 for alle scenarier. Videre varierer etterspørselen av hydrogen merkbart. Etterspørselen er størst for scenario hvor snitttemperaturen ikke forbigår  $1,8^{\circ}\text{C}$  innen 2050. Dette er det mest optimistiske scenariet lagt frem i rapporten til PwC, hvor det er antatt at landene gjennomfører en ideell overgang til hydrogen med blant annet innføring av infrastruktur innen 2035 [36].

Det er utfordrende å forutse fremtidige hydrogenpriser, da de avhenger av flere faktorer som strømpris, virkningsgrader til prosessene og nye teknologier innenfor energilagring. Med flere usikkerhetsfaktorer, er det likevel gjort analyser som forutser en prisreduksjon for hydrogen frem mot 2050 [40]. Et eksempel er det amerikanske klima- og energidepartementet, som i en rapport antar at produksjonsprisen for hydrogen fra PEME kan reduseres til 20-30 NOK/kg ved å skalere opp blant annet forsyningskjeder og investeringer i teknologien [47]. Med hydrogen sin energitetthet, tilsvarer dette at kostnaden for grønt hydrogen fra vannelektrolyse kan ligge på 0,4-0,7 NOK/kWh.



Det er også gjort analyser for blått hydrogen fra karbonfangst. Denne typen hydrogenproduksjon kan ha en kostand på 0,6-0,9 NOK/kWh frem mot 2030 med forbehold om økte karbonutgifter og utbygget infrastruktur for transport og lagring av CO<sub>2</sub> [48]. Figur 3.9 viser en mulig kostnadsutvikling for ulike typer hydrogenproduksjon frem mot 2040.



Figur 3.9: Forventet kostnadsutvikling for ulike typer hydrogenproduksjon [49]

Som vist i figur 3.9 er grått hydrogen fra damp- og oljereforming den rimeligste produksjonsmetoden, men prisen er ikke forventet å avta i like stor grad, da dette allerede er en moden produksjonsmetode med en konkurransedyktig pris sammenlignet med hydrogenproduksjon fra elektrolyse [41].

### 3.4.2 Hydrogen i Norge

I følge Regjeringen skal Norge utvikle en verdikjede for produksjon, distribusjon og bruk av hydrogen produsert med ingen eller lave utslipp, og bidra til å utvikle hydrogenmarkedet i Europa [50]. I rapporten *Veikart - Et grønt industriløft* har statsminister Jonas Gahr Støre signert på at hydrogen skal være et av satsningsområdene til Norge i årene som kommer. I rapporten understrekes også Regjeringens planer om å gjennomføre politiske initiativer og prosesser for å fremme hydrogenprosjekter i Norge [50].

I Norge ble det i 2019 produsert 225 000 tonn hydrogen til industriprosesser fra naturgass. Denne produksjonen er fordelt over industrianlegg over hele landet, og produksjon av hydrogen i ren form er lite utbredt. Et eksempel er Equinor sitt naturgassanlegg på Tjeldbergodden, hvor

hydrogen er produsert fra naturgass, men bundet opp i metanol [51]. Transport av hydrogen er også kostbart, så lokal hydrogenproduksjon kan være en løsning for Trondheim Havn. I Trønderlag planlegger aktører som NTE, ANEO og Statkraft anlegg på Hitra, og Rørvik [52]. I tillegg har selskaper som Meråker Hydrogen store planer for hydrogenproduksjon i årene som kommer.

### Hitra

I 2022 ble ANEO (Tidligere TrønderEnergi) og Statkraft tildelt 113 MNOK i støtte fra ENOVA til et hydrogenknutepunkt på Hitra [53]. Her er det planlagt for produksjon og bunkring/fylling av komprimert hydrogen ved 350-700 bar. Det vil være cointainerbasert lagring av hydrogen, som kan fraktes med båt til bestemte lokasjoner [54]. For Trondheim Havn er avstanden mellom Jøsnøya i Hitra kommune omtrent 80 km med båt, og 110 km med lastebil. Produksjon av grønn hydrogen fra elektrolyse er forventet å starte i 2025, og produksjonsmengden er anslått til 5 tonn/dag [55].

### Meråker

Meråker Hydrogen ble stiftet i 2020, og planlegger å levere grønn hydrogen til regionale kunder innen 2026 [22]. Dette skal muliggjøres med transport av komprimert hydrogen ved 350 bar på enten lastebiler eller tog. Det innestengte vannkraftverket har plan om å produsere opptil 10 tonn/dag  $H_2$  i overskuddsperioder [5]. Etter kontakt med Meråker Hydrogen ble det gitt uttrykk for at prisen for hydrogenet er vanskelig å anta, da det avhenger av risiko. Det er derfor nødvendig å vite lengde på avtale garantier på avtak. Avhengig av dette vil prisen ligge rundt 45 NOK/kg  $H_2$  i tillegg til pris for transport på 5 – 10 NOK/kg  $H_2$  [56]. Avstanden mellom Trondheim Havn og produksjonsanlegget utenfor Meråker er omtrent 87 km via jernbane og vei.

Meråker vil i tillegg benytte seg av 40' ISO High Cube eller 45' ISO High Cube type IV lagringstank, og kan med en slik tank ha mulighet til å frakte 897 kg eller 1016 kg hydrogen ved 350 bar [57]. Meråker hydrogen vil ha mulighet til å leie ut disse hydrogentankene direkte eller fylle på allerede eksisterende hydrogentanker. Leie av disse hydrogentankene vil ligge på 1300 NOK/dag [56].

### Rørvik

Gjennom ENOVA sin storsatsing på hydrogen innenfor maritim sektor, fikk prosjektet *Hydrogenknutepunkt, Rørvik* støtte på 125,7 MNOK [58]. Med NTE og H2 Marine som hovedaktører i satsningen, er det forventet at Rørvik skal ha et produksjonsanlegg for grønn hydrogen klart innen slutten av 2025 [58]. Produksjonsanlegget vil ha et 20 MW anlegg for

vannelektrolyse som kan levere omtrent 8 tonn  $H_2$ /dag med mulighet for oppskalering til 12 tonn  $H_2$ /dag  $H_2$  [59]. Anlegget er også designet for å kunne fylle opp lagringscontainere for transportering av hydrogen, tilsvarende anlegget ved Hitra [60]. Avstanden mellom Trondheim og Rørvik er omtrent 230 km med båt, og 280 km med lastebil.

### 3.5 Risiko

Lagring av gass under trykk er alltid tilknyttet en risiko, og lagring av hydrogen er ikke et unntak. Gjennom flere tiår er hydrogen blitt lagret i ulike tilstander, og brukt i forskjellige situasjoner. Som forklart i 3.3 kan hydrogen lagres under ulikt trykk, og både i væske og gassform. Avhengig av hvilken lagringsmetode som blir brukt, er det lagt frem ulike bestemmelser i form av nasjonale og internasjonale lovverk og krav [61].

#### 3.5.1 Risiko ved hydrogenantennelse

Hydrogenets egenskaper gjør grunnstoffet til en god energibærer, men de ulike egenskapene skaper også ulike risikomomenter. Som forklart i kapittel 3.1 er hydrogen fargeløs, ikke-giftig og luktfri [62]. Dette gjør at en lekkasje er utfordrende å detektere for et menneske. I tillegg er hydrogen det letteste grunnstoffet i periodesystemet, som gjør at det enklere vil oppstå lekkasjer sammenlignet med andre energilagrer slik som naturgass og diesel. Hydrogen vil også grunnet sine egenskaper kunne reagere med noen typer stål og andre metaller. Dette kan forårsake materialsprøhet som videre kan danne lekkasje i tanken [63]. Hydrogenstystemer må vedlikeholdes og inspiseres med større hyppighet enn for eksempel dieseltanker.

Når det kommer til brann- og eksplosjonsfare vil større lekkasjer av hydrogen mest sannsynlig antenne. Hydrogen er en lettantennelig gass, og det kreves små mengder energi for antennelse [62]. Stoffet har en selvantennelsestemperatur på  $560^\circ\text{C}$  [64]. Ved antenning er reaksjonen mellom hydrogengass og oksyngengass eksplosiv, og det er spesielt antennelig i tilstander hvor det er mer hydrogengass enn oksyngengass, gjerne i forhold 2:1. Også andre blandingsforhold er eksplosive, og 4,1 volumprosent hydrogen i luft er tilstrekkelig til å gi eksplosjon. Det er derfor viktig å være varsom med alt som kan skape gnister eller flammer når det arbeides med hydrogen [19].

Som vist i figur 3.2 fra kapittel 3.1 har hydrogen høy energitetthet. For lagring av hydrogengass under trykk vil dette kunne føre til eksplosjoner med et potensielt stort skadeomfang sammenlignet med naturgasseksplosjoner av lik størrelse [5]. Ved komprimert hydrogen lagres mer masse i et gitt volum, og en lekkasje i en trykksatt tank vil inneholde store mengder energi. For hydrogen i væskeform er det risiko tilknyttet lave temperaturer som kan føre til skade

på personalet som håndterer hydrogenet. I tillegg vil de lave temperaturene gjøre at luft som kommer i kontakt med hydrogen i væskeform fryser, noe som kan føre til økt konsentrasjon av hydrogen, og dermed større sjanse for antenning [65].

### 3.5.2 Regelverk

Håndtering av hydrogen reguleres, som andre farlige stoffer, av brann- og eksplosjonsvernloven, med tilhørende forskrifter og veiledere. Dette forvaltes av *Direktoratet for Samfunnssikkerhet og Beredskap* (DSB), et direktorat underlagt Justis- og beredskapsdepartementet [61]. Mer nøyaktig er hydrogen regulert i forskrift for håndtering av farlig stoff [66]. I denne forskriften står også om bunkring av hydrogen. I driftfasen er forskrift om helse og sikkerhet i eksplosjonsfarlige atmosfærer [67] relevant, og i tillegg må stasjonært utstyr som skal benyttes til håndtering av hydrogen være i henhold til kravene i forskrift om trykkpåkjent utstyr [68].

Ved lagring av over 5 tonn hydrogen vil Trondheim Havn være underlagt storulykkeforskriften [69]. I dette tilfellet har forskriften ingen generelle krav til avstand og sikkerhetssoner, men det anbefales at eier skal gjennomføre en kvantitativ sikkerhetsanalyse og utarbeide en arealdisponeringsplan [69].

I forskrift for håndtering av farlig stoff, kommer det frem som viktig at håndtering av hydrogen skal foregå i tilstrekkelig avstand fra omkringliggende objekter. Denne forskriften stiller også krav til at det skal gjennomføres en undersøkelse om hvorvidt det er nødvendig med arealbegrensinger rundt anlegget for lagring og håndtering av hydrogen [61]. Det kommer også frem i forskriften at bruk av ild og andre tennkilder er forbudt, og at lagring av hydrogen skal foregå over terrenget, og helst ute [66].

Når det kommer til utforming av et fylleanlegg for hydrogen bør standarder lagt frem i *ISO 19880-1:2020 - Fuelling stations* følges [70]. Dette er en standard utarbeidet av den internasjonale standardiseringsorganisasjonen (ISO), og vil kunne gi hydrogenanlegget en ISO-sertifisering gjennom revidering av en uavhengig tredjepart [70].

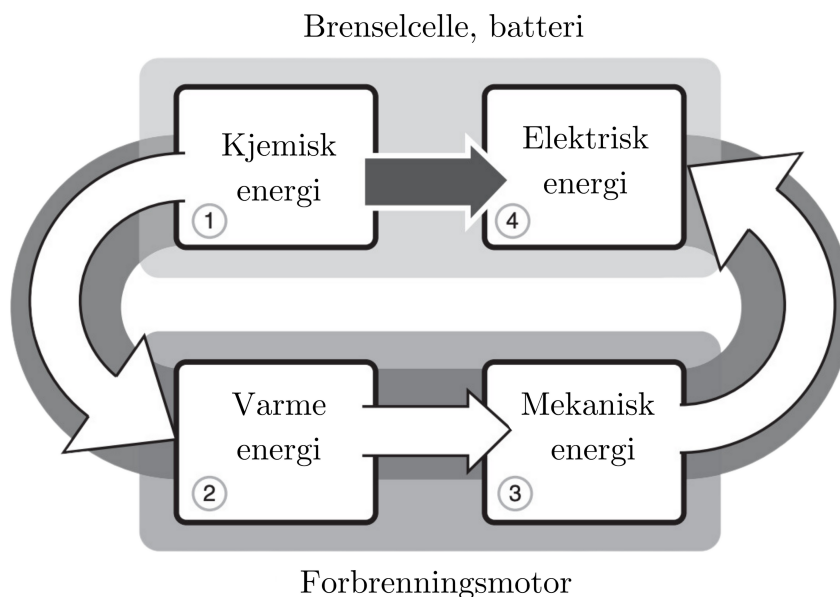
## 4 Grunnleggende om brenselceller

Ved hjelp av brenselcelleteknologi kan den kjemiske energien i hydrogen omformes til elektrisk energi. Dette kapitlet vil ta for seg grunnleggende om brenselceller, samt gi en introduksjon til ulike typer brenselceller. Avslutningsvis vil det gjennomgås bruksområder for stasjonære brenselceller.

### 4.1 Brenselcellens prinsipielle virkemåte

Brenselcellen er en elektrisk celle. Ved kontinuerlig innmating av hydrogen eller hydrogenbasert brensel, vil brenselcellen per definisjon kunne opprettholde utgangseffekten på ubestemt tid. Virkemåten til brenselceller deler likheter med både batteriet og den ordinære forbrenningsmotoren. I drift er både batteriet og brenselceller avhengige av elektrokjemiske reaksjoner for å konvertere kjemisk energi til elektrisk energi [71, 72].

I motsetning til et batteri, vil brenselceller kun generere elektrisk energi når den får tilførsel av drivstoff, og kan ikke lades eller utlades. Dermed vil den ikke lide samme skjebne som et batteri, og forringe over tid. Dette tatt i betraktning, kan det argumenteres for at brenselcellen er mer sammenlignbar med forbrenningsmotoren. Forbrenningsmotoren konverterer kjemisk energi til mekanisk energi, og sammen med en generator kan mekanisk energi konverteres til elektrisk energi. For å konvertere til de to energiformene, må forbrenningsmotoren først konvertere kjemisk energi til varme. Av den grunn, er ytelsen til brenselcellen høyere enn forbrenningsmotoren. Oppsummeringsvis, kombinerer brenselcellen flere fordelaktige egenskaper fra både batteriet og forbrenningsmotoren [71, 72]. En sammenligning av de tre ulike teknologiene kan sees i figur 4.1.

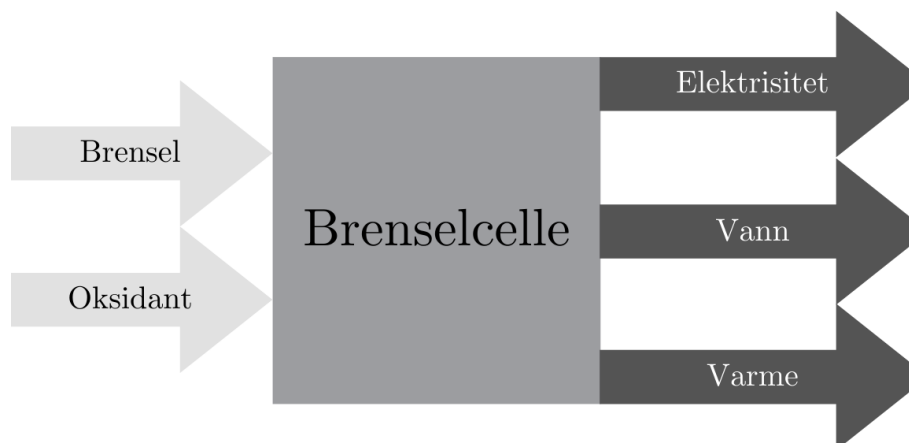


Figur 4.1: En sammenligning mellom en brenselcelle, batteri og forbrenningsmotor. Bildet beskriver hvordan både brenselcellen og batteriet produserer elektrisitet gjennom elektrokjemiske reaksjoner. Derimot konverterer forbrenningsmotoren kjemisk energi til varme, før den videre konverterer til mekanisk energi og elektrisitet [71].

Som forklart innledningsvis, kan man betegne en brenselcelle som en kraftgenerator som bruker tilførsel av hydrogen og andre hydrogenbaserte brenslere, i tillegg til oksygen. Brenselcellen konverterer deres kjemiske energiinnhold til elektrisk energi gjennom elektrokjemiske reaksjoner, som produserer vann og varme som biprodukter [73]. En konseptskisse for energigenerering i brenselceller kan sees i figur 4.2. Den elektrokjemiske reaksjonen kan sees i 4.1, og er det motsatte av elektrolyse [72].



Denne enkle reaksjonen legger grunnlaget for virkemåten til brenselcellen. Selve reaksjonen er lik for de ulike typene brenselceller, med noen variasjoner i transport av ioner og i halvreaksjonene ved anoden og katoden, avhengig av typen.



Figur 4.2: *Prosess for energigenerering i en brenselcelle. Inspirert fra [73]*

Det største teoretiske arbeidet,  $W$ , som en celle kan levere, er gitt ved endringen i Gibbs fri energi, fra reaktanter til produkter. For de fleste brenselceller er produktet av reaksjonen kun vann og energi i form av varme. Potensialet for å utføre elektrisk arbeid for et system er målt i spenning, som også kalles elektrisk potensial. Det fremkommer av endringen i Gibbs fri energi for reaksjonene, som vist i (4.2).

$$W = \Delta G = \Delta_f G(\text{H}_2\text{O}) - (\Delta_f G(\text{H}_2) + \frac{1}{2}\Delta_f G(\text{O}_2)) \quad (4.2)$$

Ved standard trykk og temperatur, er  $\Delta_f G = \Delta_f G^0 = 0$  for grunnstoffer i sin mest stabile tilstand. Dermed er den totale endringen i energi for reaksjonen ved standard trykk og temperatur  $\Delta_f G^0(\text{H}_2\text{O}) = -237,11 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}$ . Den høyeste teoretiske spenningen for cellen ved standard trykk og temperatur er gitt av sammenhengen.

$$W = \Delta G = -nFE^0 \quad (4.3)$$

der  $n$  er antall elektroner i reaksjonen og  $F$  er Faradays konstant. Videre gir dette ligning (4.4).

$$E^0 = \frac{\Delta_f G(\text{H}_2\text{O})}{-nF} = \frac{-237,11 \frac{\text{kJ}}{\text{mol}}}{-2 \cdot 96487 \frac{\text{C}}{\text{mol}}} = 1,229\text{V} \quad (4.4)$$

Det betyr at én standard brenselcelle gir likestrøm gjennom en ekstern elektrisk krets, som under standard trykk og temperaturforhold gir en gir en ideell elektromagnetisk kraft på 1,23 V, som vist i (4.4) [74, 71, 72].

## 4.2 Hovedkomponenter i PEM-brenselceller

For å forstå hva som foregår i en brenselcelle i et system, er det nødvendig å kjenne til de ulike komponentene i cellene, stabelen og i systemet. Det finnes flere distinkte elementer i en brenselcelle, som denne delen av kapittelet vil ta for seg. Flere ulike brenselceller kommer til å bli introdusert i neste kapittel, men denne delen vil kun gå nærmere inn på PEMFC.

### 4.2.1 Enkeltcellen

#### Elektrolytt

PEMFC får navnet sitt fra elektrolyttmaterialet, kalt en polymerelektrolyttmembran, hvis oppgave er å overføre  $H^+$ -ioner fra anoden til katoden. PEM forhindrer også overføring av elektroner gjennom membranen, som gjør at elektronene i stedet strømmer gjennom en ekstern krets. I PEMFC er en porøs katalysatorelektrode bundet til hver elektrolyttside. Denne anode-elektrolytt-katodesammenstillingen kalles *Membrane Electrode Assembly* (MEA) og er veldig tynn, ofte mindre enn 1 mm. Disse MEA-ene kobles i serie, vanligvis ved å bruke bipolare plater. Polymermembranen må vætes med flytende vann for å opprettholde ledningsevnen, som betyr at PEMFC er begrenset til å driftes ved en temperatur på  $90^\circ C$  eller lavere [75, 76].

Det finnes flere produsenter av PEMFC, som alle har sine egne særegenheter. Likevel finnes en industristandard som er Nafion, som er laget av fluoretylen. Materialet har en høy kjemisk motstand og mekanisk styrke, som gjør det mulig å lage svært tynne sjikt. Det er fordelaktig, for da kan MEA lages så tynne som mulig. Når Nafion er tilstrekkelig vætet kan  $H^+$  fritt bevege seg inni materialet, som gjør materialet til en god protonleder [75, 76].

#### Katalysator

For begge elektrodene, brukes platina som katalysator. Platina er spesielt egnet som katalysatormateriale på grunn av det syrlige miljøet i cellen, og på grunn av den lave driftstemperaturen. Katalysatorlaget (KL) blir laget av platinapartikler på en overflate av karbon i form av et fint pudder. Platinapartiklene blir spredt godt ut for å gjøre kontaktarealet for reaktantene og oksidantene, så stort som mulig. Karbonpulveret leder elektronene til den eksterne kretsen. Katalysatoren kobles til elektrolytten på den ene siden og ett gassdiffusjonslag (GDL) på den andre [75, 71].

#### Gassdiffusjonslag

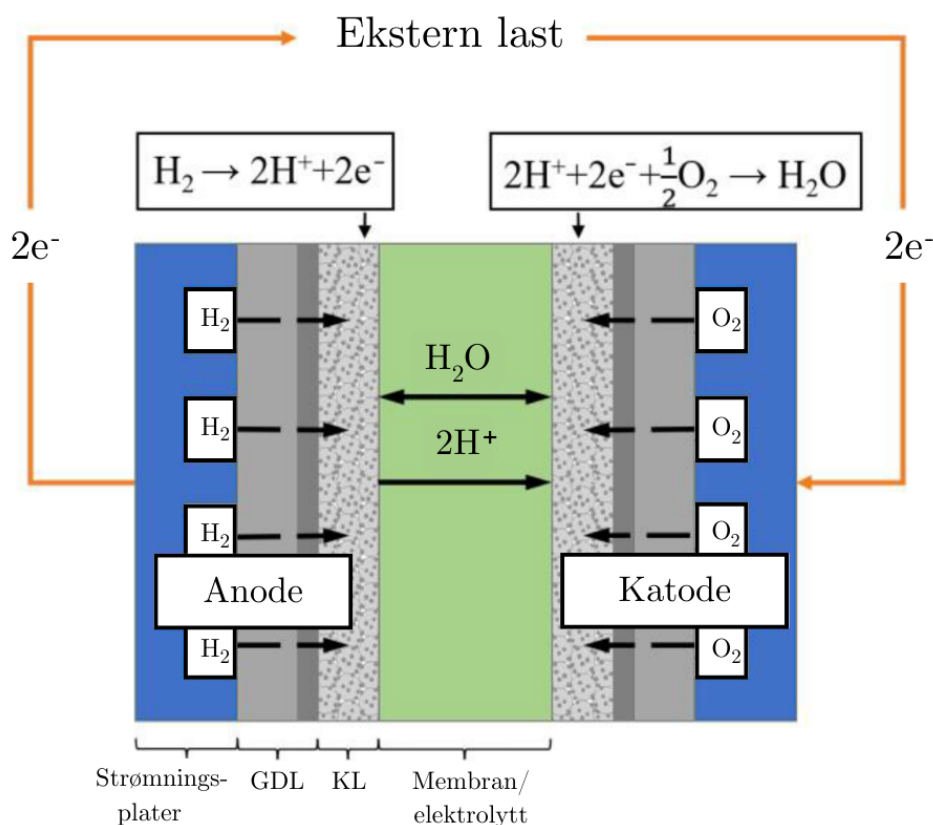
Vanligvis er katalysatorlaget forsterket av et tykkere, porøst lag. Dette kalles gjerne gassdiffusjonslag (GDL) og er ofte laget av et karbonpapir eller et vevd karbonstoff. Det brukes



også for å gi struktur til elektrodene. GDL-et beskytter katalysatorens struktur og styrker den elektriske ledningsevne. GDL er også viktig for å diffundere gassen ut på katalysatorlaget, samt for å beholde en høvelig mengde vann inne i cellen. Dermed forhindrer det uttørking og oversvømmelse i cellen, ved å regulere det flytende vannet fra cellen [75, 71].

### Strømningsplater

Som nevnt krever brenselceller kontinuerlig innmating av brensel for å generere energi. Når en brenselcelle driftes med høy utgangsstrøm, behøves også en høy tilførsel av brensel. For å møte reaktantbehovet benyttes en strømningsplate for å transportere gassen inn i cellen, i kombinasjon med GDL som diffunderer gassen. Strømningsplatene har flere kanaler som transporterer reaktantgassen til celleoverflaten på en effektiv måte. Strømningsplatens form, størrelse og mønster påvirker ytelsen til cellen. Platene er viktige for å tilpasse vannnivået i cellen, og skal fjerne overflødig vann. Ved et visst fuktighetsnivå yter cellen bedre, mens for mye vann vil senke ytelsen, og kan skape korrosjon i cellen. Dermed sørger platene for høvelig vannnivå i cellen [75, 71].



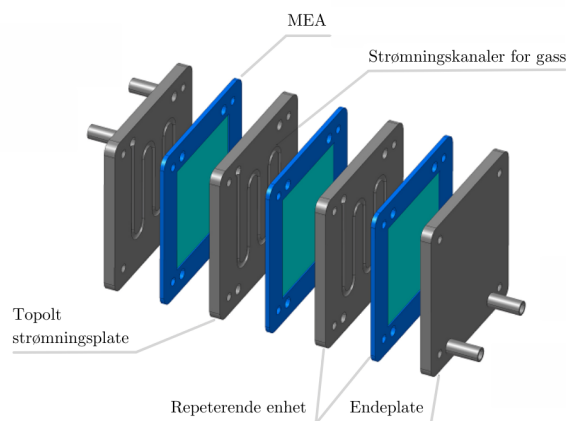
Figur 4.3: Illustrasjon av komponentene i en PEM-brenselcelle, som også viser halvreaksjonene som skjer i elektrodene. Modifisert fra [77].

### 4.2.2 Stabel

Spenningen til én enkelt brenselcelle er begrenset til rundt 1 V, og tilkoblet last kan utgangsspenningen falle ned til omtrent 0,6-0,7. Dette stemmer overens med driftsgjennomsnittet når man regner med en fornuftig elektrisk virkningsgrad på litt under 59%, hvor effektiviteten er nært maksimalt nivå. For å nå et spenningsnivå som kan være brukbart i MW-applikasjoner, trenger man derfor å stable flere brenselceller sammen [75, 71].

#### Topolte strømningsplater

Ved å koble flere celler i serie, kan man oppnå enhver spenning. Den vanligste måten å stable er vertikal, eller topolt stabling. Det innebærer at en enkelt strømningsplaten er i kontakt med anoden i én celle og katoden i en annen. På den måten har platen funksjon som både anode i den ene cellen, og katode i en annen, derav “topolt”. Platene lages ofte av grafitt, på grunn av dets høye elektriske ledningsevne og lave vekt, som gir en dyktig effektivitet [75, 71]. Dette gjelder kun om man har PEM-cellene i en repeterende konfigurasjon. Ikke-repeterende konfigurasjon er mer vanlig i stasjonære applikasjoner [64].



Figur 4.4: Illustrasjon av en PEM-brenselcellestabel med tre celler, hvor de er koblet sammen gjennom de topolte strømningsplatene. Modifisert fra [78].

#### Andre komponenter for stabling

Ved ikke-repeterende konfigurasjon er MEA-ene separert ved hjelp av pakninger, og strømmen går heller gjennom strømsamlere. Siden elektrodene er porøse, muliggjør det for lekkasje i cellene. Derfor plasserer man gjerne en pakning rundt elektrodene, som forsegler cellene. En stabel med ikke-repeterende konfigurasjon har også strømsamlere plassert ved de to endene av stabelen, og er koblet ved hjelp av endeplater. Endeplatene, med cellene i mellom, blir klemt fast ved hjelp av bolter [64].

## Konfigurasjon

Når det kommer til innføring av brenselcellestablene, kan de kobles både i serie eller i parallell. I en parallellkonfigurasjon får alle cellene brensel og luft individuelt fra samme kilde. I seriekonfigurasjon blir gassen som kommer ut av den første cellen matet inn i neste celle, som repeteres til og med siste celle. Sistnevnte konfigurasjon hjelper med å unngå ujevn gassdistribusjon, men er upassende for stabler med et høyt antall celler [79].

### 4.2.3 System

Kjernen av brenselcellen i form av elektrodene, elektrolytten og strømningsplatene ble forklart i begynnelsen av kapitlet. Andre deler utgjør imidlertid ofte en stor del av brenselcellesystemets konstruksjon. Disse ekstra delene kalles på engelsk *Balance of Plant* (BoP). BoP bistår til optimal drift av systemet og at det driftes etter forholdene. Denne delen av brenselcellesystemet kunne blitt forklart svært utfyllende, men det blir ikke hensiktsmessig for oppgaven. Derfor vil denne delen kun ta kort for seg de ulike delene [80].

## Mekanisk

I brenselcellesystemer kan trykket på den innmatede hydrogengassen og luftstrømmer ha en innvirkning på cellens ytelse. Det brukes kompressorer for å komprimere gassen til ønsket trykk. I mange applikasjoner lagres hydrogen ved et høyere trykk enn inngangstrykket til brenselcellen, og derfor må trykket i hydrogenstrømmen senkes ved hjelp av en ventil eller lignende, og ikke komprimeres til et høyere trykk. På den andre siden er luftstrømmen i utgangspunktet ved atmosfærisk trykk, og må i de fleste applikasjoner settes under trykk [80].

Varmevekslere brukes for å overføre varme fra ett medium til et annet. I brenselcellesystemer finnes det flere komponenter som trenger oppvarming eller kjøling for å opprettholde en nogenlunde konstant temperatur. Som oppgaven har beskrevet, påvirker temperaturen ytelsen for brenselcellen, og dermed kan varmevekslere ha en viktig rolle i systemene. Stabler, kompressorer, pumper og andre enheter kan trenge kjøling, mens gasstrømmen kan behøve oppvarming. For å spare energi og øke den helhetlige ytelsen, kan man overføre varme mellom de ulike komponentene i systemet. For eksempel kan gasstrømmen varmes av restvarme fra brenselcellene, og motsatt. På den måten kan man redusere behovet for eksterne varmekilder [80].

Luftfuktere kan installeres for å sikre et godt fuktnivå i cellene. På den måten kan man redusere ohmsk tap i brenselcellene, samtidig som man bidrar til mindre nedbrytning i cellen.

Luftfuktigheten økes ved å tilføre vanndamp til systemet. Dette kan oppnås ved å fukte gasstrømmen inn i brenselcellestablene. I tillegg kan fukting forhindre overflod av tørr gass i katoden, som kan gjøre at vannet blir fjernet ved høyere rate enn ved det som genereres i brenselcellereaksjonen, som kan tørke ut membranen. Det finnes flere metoder for fukting i cellen, inkludert vanninjeksjon og massevekslere, men en videre forklaring av disse er utenfor oppgavens omfang [80].

Det kan installeres turbiner ved eksosrørene for å benytte seg av energien fra eksosluften. Eksempelvis kan denne energien brukes til å gi energi til kompressorer. Ejektorer bruker gasstrøm under høyt trykk for å gi sug og kompresjon til en gasstrøm under lavt trykk. Dermed er de egnet til å drive gjenvinningsstrømmen av hydrogen ved hjelp av hydrogengass under høyt trykk fra lagringstanken. De kan plasseres før inngangen til brenselcellen og er fordelaktig med tanke på at hydrogen fra lagringstanken vanligvis må ekspandere før den strømmer inn i stablene uansett [80].

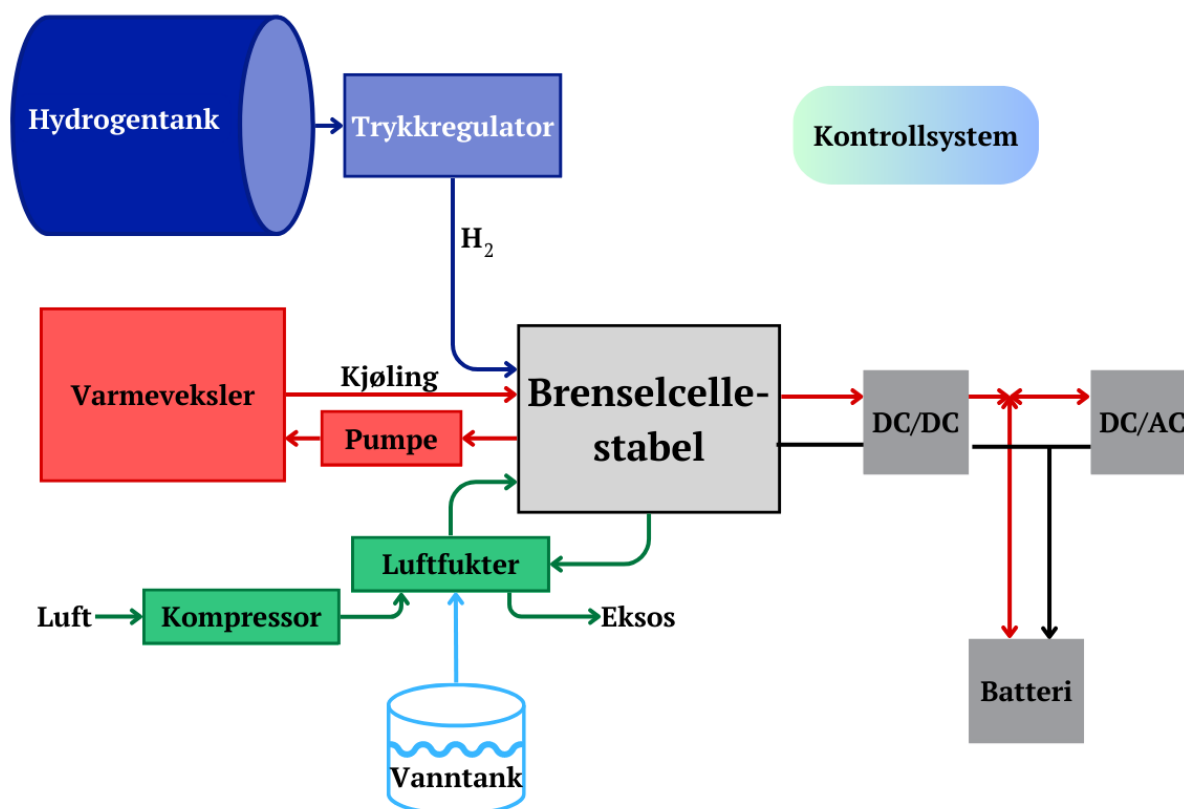
### **Elektronikk**

Ved hjelp av DC-DC-omformere kan man justere utgangsspenningen til et høyere eller lavere nivå enn utgangspunktet. Vekselsrettere, også kalt inverter, endrer likestrøm til vekselstrøm. Dette gjøres for at cruiseskipene som står i ro vanligvis benytter seg av vekselstrøm. I tillegg vil småelektronikk i brenselcellens styringssystem gå på vekselstrøm fra brenselcellen. Det finnes tap assosiert med kraftelektronikk, og for brenselceller ligger virkningsgraden mellom 80-95% [80]. Det er også vanlig med batterier for å gi strøm til komponentene inni systemet under start [75].

Det som skjer i systemet blir overvåket av et kontrollsystem, der hovedformålet er å styre alle prosessene som skjer i systemet. Den justerer spenningene til alle komponentene, som vifter, slik at strømbehovet kan dekkes. Det muliggjør også for at brukeren kan kommunisere med systemet [75].

### **Andre BoP-komponenter**

I tillegg til komponentene nevnt i de foregående avsnittene, finnes det flere komponenter som har en plass i BoP. Luftfuktere benytter seg av demineralisert vann, og hvis dette ikke er tilgjengelig er det nødvendig med demineraliseringsutstyr. Videre kan det være behov for flere pumper for å drive vannstyringssystemene og andre fluidstrømmer. Vifter og ventilatorer er også komponenter som vanligvis installeres i brenselcellesystemer for kjøling eller for å føre gassstrømmer. Ventiler er også mye brukt i systemene, spesielt for strømningskontroll [80].



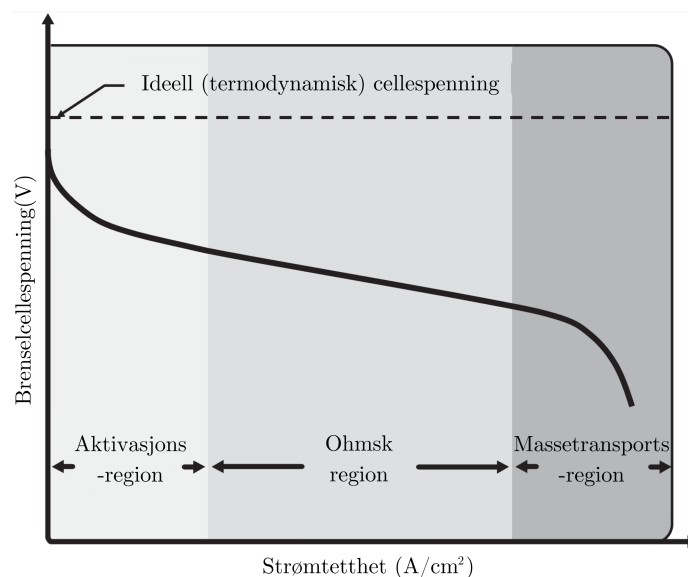
Figur 4.5: Illustrasjon av et typisk hybrid brenselcellesystem. Modifisert fra [81]

### 4.3 Ytelse og tap i brenselceller

Den elektriske virkningsgraden til en stablede brenselceller går ut ifra forholdet mellom den totale energien inn i cellen, og den elektriske energien ut av cellen. Den elektriske virkningsgraden til et brenselcellesystem er presentert i ligning (4.5) [71].

$$\eta_{el} = \frac{\text{Elektrisk utgangseffekt}}{\text{\Ovre brennverdi til H}_2} = \frac{P_e}{\Delta H_{HHV,H_2}} \quad (4.5)$$

Brenselcellers ytelse kan oppsummeres med en grafisk fremstilling av cellens strøm-spenning-karakteristikk. Dette diagrammet kalles et strøm-spenningsdiagram (UI-diagram). Et eksempel på en UI-diagram for en brenselcelle finnes i figur 4.6. Her har strømmen blitt normalisert på areal, ettersom at større brenselceller typisk produserer mer strøm [71].



Figur 4.6: UI-diagram for en PEMFC. På grunn av uunngåelige tap, er den reelle utgangsspenningen lavere enn den ideelle termodynamiske brenselcellespenningen, vist med stiptet linje. Den reelle spenningen til en brenselcelle minker av ulike årsaker, som vist av den heltrukne linjen og de ulike seksjonene i diagrammet. Oversatt til norsk og modifisert fra [71].

En ideell brenselcelle vil levere en hvilken som helst mengde strøm, samtidig som den opprettholder en konstant utgangsspenning, definert av det termodynamiske spenningspotensialet. I praksis, vil i midlertid en brenselcelle i drift aldri nå dette potensialet på grunn av uunngåelige tap, som vist i figur 4.6. Dessuten synker utgangsspenningen ved økt strøm. Dette setter en begrensning på hvor stor den totale leverte utgangseffekten, ettersom at effekt ( $P$ ) er gitt av produktet mellom strøm og spenning, vist i (4.6) [71].

$$P = I \cdot U \quad (4.6)$$

Det er tre hovedtyper av tap som gir UI-kurven for brenselceller sin karakteristiske form:

1. Aktiveringstap (tap på grunn av elektrokjemisk reaksjon)
2. Ohmske tap (tap på grunn av ionisk og elektrisk ledning)
3. Konsentrasjonstap (tap på grunn av massetransport)

### 4.3.1 Aktiveringstap

Aktiveringstap skjer på grunn av den elektrokjemiske reaksjonen i cellen, der reaktanter omdannes til produkter. For at reaksjonen skal skje, er det behov for en liten mengde energi, ofte kalt aktiveringsenergi. Aktiveringsbarrieren hindrer omdannelsen av reaktanter til produkter. En del av cellespenningen blir ofret for å senke aktiveringsbarrieren, og dermed

øker omdanningsraten fra reaktanter til produkter. Strømtettheten genereres av reaksjonen. Den ofrede spenningen for å få i gang reaksjonen kalles aktiveringstap, eller overpotensial, med symbol  $\eta_{act}$ . Gjennom Butler-Volmer-ligningen kan man gi et uttrykk for  $\eta_{act}$ , som i ligning (4.7) [71, 75].

$$\eta_{act} = -\frac{RT}{\alpha nF} \cdot \ln(j_0) + \frac{RT}{\alpha nF} \cdot \ln(j) \quad (4.7)$$

hvor  $R$  er den universelle gasskonstanten,  $T$  er absolutt temperatur,  $\alpha$  er ladningsoverføringskoeffisienten,  $n$  er antall overførte elektroner,  $F$  er Faradays konstant,  $j$  er strømtetthet og  $j_0$  er strømtettheten for overføringen mellom anode og katode ved likevekt mellom reaktant og produkt. Ved å øke  $j_0$ , kan man minke aktiveringstapene.

En forenklet versjon av ligning (4.7) kalles Tafel-ligningen, og blir vist i ligning (4.8) [71, 75].

$$\eta_{act} = a + b \log(j) \quad (4.8)$$

Tafel-ligningen er en linearisert versjon av Butler-Volmer-ligningen (4.7), som gjerne brukes når man gjør beregninger med brenselceller. Dette er på grunn av at strømtettheten og overpotensialet ofte er såpass store at tilbakereaksjonen kan neglisjeres.

### 4.3.2 Ohmsk tap

I figur 4.6, er de ohmske tapene den lineære delen av UI-kurven. Dette kommer av at ohmske tap følger Ohms lov  $U = Ri$ , hvor  $R$  er motstanden i brenselcellen. Verdien til  $R$  er sammensatt av motstanden i elektroder, elektrolytten, sammenkoblinger m.m., men motstanden i elektrolytten er den viktigste. For å beregne brenselcellens motstand må arealet til lederen  $A$ , lengden til lederen  $L$ , samt dens konduktivitet  $\sigma$  tas i betraktning [75]. Dermed blir ligningen for  $R$  følgende:

$$R = \frac{L}{\sigma A} \quad (4.9)$$

For å kunne sammenligne ulike størrelser brenselceller, kan man beregne arealspesifikk brenselcellemotstand (ASR), som kommer av engelsk Area-Specific Resistance. ASR tar hensyn til at større brenselceller vil ha høyere motstand, altså at motstanden skalerer med størrelsen. På grunn av dette, lages gjerne elektrolyttene i brenselcellene så tynne som mulig, for å få minst mulig motstand [71, 75]. Videre får man ligningen for ohmske tap  $\eta_{ohm}$

$$\eta_{ohm} = j \cdot ASR \quad (4.10)$$

hvor  $j$  er strømtettheten,  $ASR$  er arealspesifikk brenselcellemotstand. [75]

### 4.3.3 Konsentrasjon- og massetransportstap

Avslutningsvis, kommer deler av tapene fra massetransport av reaktanter og produkter. Disse tapene kalles ofte konsentrasjon- og massetransportstap, og er en konsekvens av utilstrekkelig føde eller transport av reaktanter og produkter. Ved mangel eller opphoping av reaktanter i katalysatorlaget minker ytelsen til cellen. Tapene  $\eta_{conc}$  kan beskrives av følgende ligning.

$$\eta_{conc} = c \cdot \ln\left(\frac{j_L}{j_L - j}\right) \quad (4.11)$$

hvor  $j_L$  referer til den begrensede strømtettheten som oppstår når reaktantkonsentrasjonen i katalysatorlaget til brenselcellen er null, mens  $c$  er en konstant som avhenger av geometrien og massetransport i cellen [75, 71].

Som vist ved konstanten  $c$  i ligningen for konsentrasjonstap, er tapene svært sensitive for utformingen til cellen, spesielt strømningsplatene. Ved å gi disse platene et spesifikt mønster, kan man minimere tapene. Plater med parallelle eller slangeformede kanaler foretrekkes, siden de både sørger for tilstrekkelig trykkfall, samtidig som de klarer å fjerne høvelig med vann fra reaksjonen ut av cellen. Begge faktorene er viktige, fordi trykkfall er nødvendig for å lede føden gjennom kanalene, og fjerningen av biproduktet vann forhindrer oversvømmelse og uttørring av cellen [75, 71].

### 4.3.4 Termodynamisk arbeidspotensial for en celle

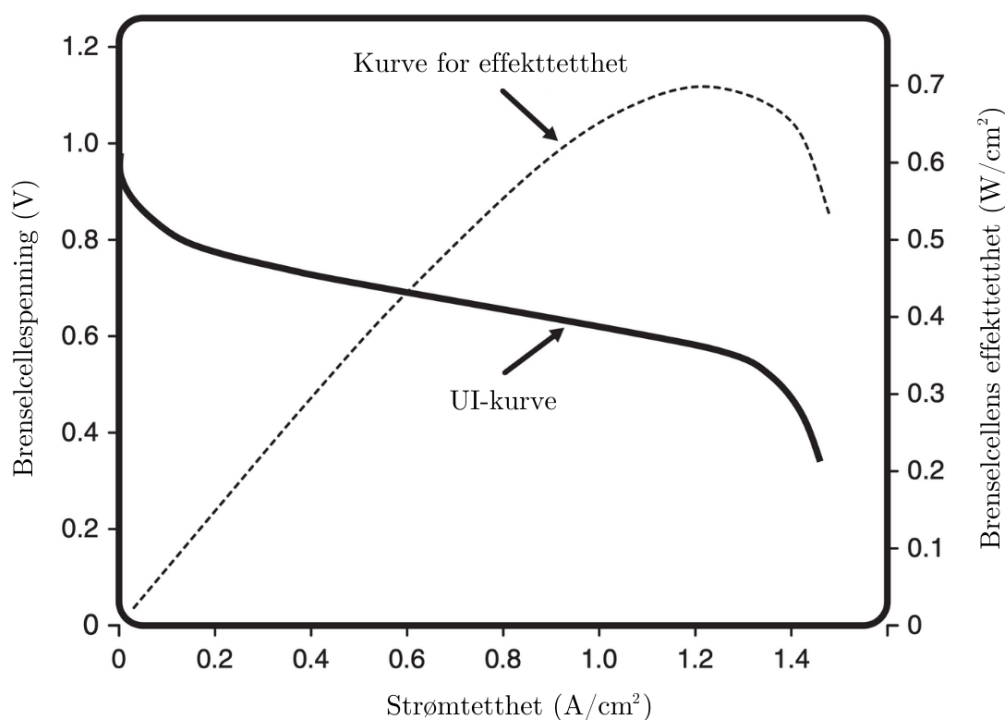
Brenselceller ble i begynnelsen av kapittelet sammenlignet med både en forbrenningsmotor med generator og et batteri, som alle omformer kjemisk energi til elektrisk energi. Grensene for energiomforming bestemmes av termodynamikkens lover, som er nødvendig å forstå teknologien bak brenselceller. Termodynamikk setter de teoretiske grensene, og de ideelle tilfellene for brenselcellenes ytelse [71]. Som forklart i de tre foregående delkapitlene, finnes det uunngåelige tap under drift av brenselceller. Med disse tatt i betraktning, kan celledspenningen finnes ved ligning (4.12).



$$E_{celle} = E_{termo} - \eta_{act} - \eta_{ohm} - \eta_{conc} \quad (4.12)$$

hvor  $E_{celle}$  er den faktiske utgangsspenningen i brenselcellen,  $E_{termo}$  er den ideelle termodynamiske spenningen,  $\eta_{act}$  er aktiveringstapene,  $\eta_{ohm}$  er ohmske tap, og  $\eta_{conc}$  er tap fra konsentrasjons- og massetransport.

Som vist i UI-kurven på figur 4.6, kommer de første tapene av aktiveringstap, deretter av ohmske tap og tap fra konsentrasjon- og massetransport ved slutten av kurven. Ved hjelp av diagrammet kan man også se at spenningen vil synke etterhvert som strømmen øker, som også vil påvirke utgangseffekten. Dette kan vises gjennom figur 4.7.



Figur 4.7: Grafisk framstilling av sammenhengen mellom brenselcellespenning, strømtetthet og utgangseffekt. Oversatt til norsk fra [71].

Kurven for utgangseffekt, markert med stipte linje i figur 4.7, viser også at når strømtettheten for brenselcellen øker, øker også utgangseffekten til et toppunkt, før den synker selv ved økning i strømtetthet. Brenselceller blir ofte laget slik at den vil driftes i det området hvor spenning og strømtetthet gir maksimal utgangseffekt [71].

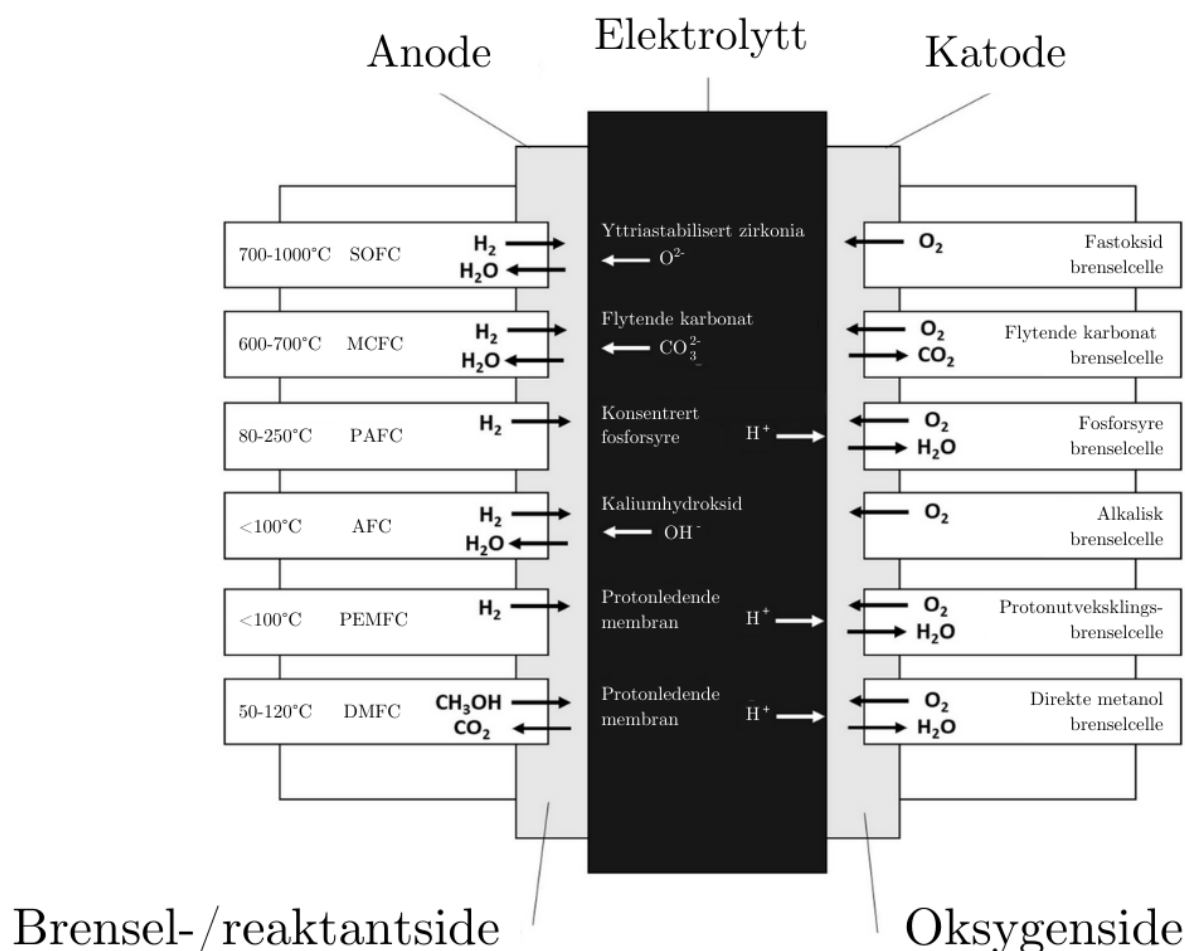
#### 4.4 Ulike typer brenselceller

Over tid har det blitt utviklet flere brenselceller som tas i bruk i ulike applikasjoner. Figur 4.8 viser de vanligste brenselcellene, og ulike karakteristikkene for dem. Ofte klassifiseres de

ut ifra hvilken elektrolytt som brukes, hvilket ion som overføres, og hvilken temperatur som applikasjonen opererer i [73]. Sistnevnte er mest vanlig, og av disse kommer tre hovedtyper

1. Lavtemperatur brenselceller, som driftes mellom 20-100 ° C
2. Mellomtemperatur brenselceller, som driftes mellom 200-300 ° C
3. Høytemperatur brenselceller, som driftes mellom 600-1200 ° C

Temperaturen som brenselcellene driftes har innvirkning på egnetheten i ulike applikasjoner. De ulike typene brenselceller kan sees i figur 4.8, hvor de er organisert fra høyest til lavest driftstemperatur.



Figur 4.8: Et diagram som viser noen typer brenselceller, deres driftstemperatur, brenselet og oksidanten som inngår i prosessen, samt biproduktet av prosessen. I tillegg oppgis hva som er ladningsbærer og elektrolytten i diagrammet. Oversatt til norsk og modifisert fra [74].

### Fastoksid brenselcelle

Fastoksid brenselcelle, kalles på engelsk Solid Oxide Fuel Cell (SOFC). SOFC driftes mellom 500-1000° C. Navnet kommer av elektrolytten av fastoksid som leder oksygenioner mellom

elektrodene. SOFC er har høye virkningsgrader og kan bruke flere brensler, ikke kun hydrogengass, men også naturgass og biogass. Dette er på grunn av at brenslene reformeres internt ved hjelp av den høye driftstemperaturen. Imidlertid er SOFC kostbare, i tillegg til at kravet om en høy driftstemperatur kan lede til lang oppstartstid. De brukes oftest i stasjonære kraftapplikasjoner [75, 74].

### **Smeltekarbonat brenselcelle**

Smeltekarbonat brenselceller, eller Molten Carbonate Fuel Cells (MCFC) driftes mellom 600-700° C. Elektrolytten består vanligvis av en kombinasjon av alkalikarbonater i en keramisk støttematrise. Ved høy driftstemperatur danner alkalikarbonatene et sterkt ledende smeltet salt, med karbonationer som gir konduktivitet. Den høye reaksjonshastigheten fjerner behovet for katalysatorer av edle metaller. I tillegg, gjør det at gasser som naturgass kan reformeres i cellen, som fjerner behovet for en separat reformerenhet. For å gjøre cellen mindre kostbar, kan cellen lages med plater av vanlige og tilgjengelige metaller. For effektiv drift, kreves det CO<sub>2</sub> som oksidant ved katoden. Den største ulempen med MCFC er at elektrolytten er svært etsende og driftstemperaturen er høy, som påvirker brenselcellens levetid [75].

### **Fosforsyre brenselcelle**

På engelsk kalles fosforsyrebrenselceller for Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC). Denne typen celle driftes ved 200°C med fosforsyre (H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub>) som elektrolytt. For å holde på syren brukes en støttematrise av silisiumkarbid (SiC), og platina (Pt) som katalysator. Ved å bruke konsentrert syre minimeres vanndamptrykket, som forenkler vannhåndtering i cellen. Cellen er tolerant for CO<sub>2</sub>, og den høye driftstemperaturen er fordelaktig ved kraftvarmeapplikasjoner. Hovedbegrensningen til PAFC er at den har lavere virkningsgrad sammenlignet med andre brenselceller [75].

### **Alkalisk brenselcelle**

Alkaliske brenselceller, på engelsk Alkaline Fuel Cells (AFC) driftes mellom 50-250°C. Elektrolytten er kaliumhydroksid (KOH), og kan enten være mobil eller brukes i en støttematriks. Det kan brukes ulike katalysatorer i AFC, som gir fleksibilitet ved videre utvikling av cellen. Sammenlignet med andre brenselceller, gir AFC utmerket ytelse med rent hydrogen og oksygen som henholdsvis brensel og oksidant. Derimot er denne typen celle svært utsatt for CO<sub>2</sub>- og CO-forgiftning ved bruk av andre hydrogenbaserte brensler og luft som oksidant [75].

### **Polymerbrenselcelle**

Polymerbrenselceller, eller Proton Exchange Membrane Fuel Cells (PEMFC), fungerer ved 50-

100°C. Elektrolytten er en fast ionebyttemembran som brukes til å lede protoner. Korrosjon på deler og utstyr, samt gassovertgang blir minimert på grunn av den faste elektrolytten, og på grunn av den svært høye strømtettheten. I tillegg starter denne typen brenselcelle raskt opp. I midlertid er det nødvendig med katalysatorer, som ofte består av platina (Pt). Dette er for å øke reaksjonshastigheten, som vanligvis ville blitt senket på grunn av den lave temperaturen som cellen driftes ved. I tillegg er problemer med varme- og vannhåndtering utfordrende å løse i praksis, og cellens toleranse for karbonmonoksid (CO) er lav. PEMFC bruker hydrogen, eller en annen hydrogenrik gass som drivstoff, og oksygen som oksidant. Oksygen kan leveres rent som gass, eller som luft. Hvilken som blir tatt i bruk, avhenger av applikasjonen [75].

### Direkte metanol brenselceller

Direkte metanol brenselceller er spesielt optimaliserte PEMFC som kan bruke metanol som brensel, og kalles på engelsk Direct Methanol Fuel Cell (DMFC). Som konsept, er det et enkelt system som benytter et drivstoff som er flytende under omgivelsesforhold, og som har en relativt høy energitetthet. Til tross for at det er en betydelig fremgang i utviklingen av DMFC, har de også problemer. Dette inkluderer metanolmigrasjon fra anoden til katoden, som fører til høyt overpotensial, og gjør platinabehovet for DMFC mye høyere enn i PEMFC. Dessuten finnes det høye kinetiske tap i DMFC og det er problemer med transport av vann i cellen. Til tross for disse utfordringene er det betydelig interesse for DMFC til bruk i bærbare kraftapplikasjoner med kapasitet på 1 W til 1 kW [75].

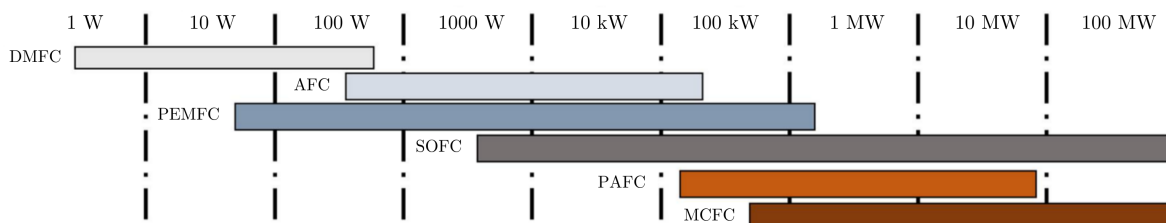
## 4.5 Stasjonære bruksområder

Størrelsen til brenselcellesystemet er i stasjonære applikasjoner i stor grad relatert til nødvendig effekt. Gitt at brenselcellene er stablet og modulære, kan de satt sammen gi passende effekt til flere ulike teknologier. Som vist i figur 4.9 varierer effektområdet fra 1 W til flere MW. Av den grunn kan brenselcelleteknologi brukes i flere applikasjoner, både i mobil og stasjonær bruk.

De vanligste bruksområdene for stasjonære applikasjoner er i hovedsak kraftgenerering, nettfleksibilitet, nødsystemer, og kraftvarmeproduksjon. En fordel med brenselceller er at de kan fungere uten oppkobling til kraftnettet og dermed gi kraft til avsidesliggende områder. Hovedapplikasjonene har vært små kraftvarmeanlegg, store stasjonære applikasjoner, nødkraftsystemer og integrerte kraftsystemer [74, 75].

Stasjonære applikasjonene varierer mye i størrelse, ettersom at størrelsen avhenger av kraftbehovet fra lasten. Markeder for stasjonære brenselceller spenner fra reservekraftsystemer

med kapasitet på noen få kW, til kraftstasjoner på flere MW hvor hydrogen er hovedenergikilden. I tillegg varierer designet på brenselcellen, brensløst som brukes, og forsyningen for de ulike brenselcelleteknologiene. Effektområdet til de vanligste brenselcelletypene er vist i figur 4.9 [74].



Figur 4.9: Ulike brenselcelleteknologiers rekkevidde for kraftapplikasjon [74].

I samme figur kan man se at høytemperatur brenselcellene SOFC, PAFC og MCFC kan møte effektbehov opp til flere MW på grunn av den høye driftstemperaturen. Imidlertid gir den samme egenskapen også ulemper, som viser seg i oppstart- og nedstengingsfasen i brenselcellene, som kan bli opptil fire timer lang ved en økning fra 0-100% drift. Figuren viser også at lavtemperaturceller kan levere lavere utgangseffekter, som gjør dem velegnet i mobile applikasjoner [74].

Som vist i figur 4.9, er PEMFC passende for MW-applikasjoner på inntil litt over 1 MW. Ved å benytte seg av en modulløsning kan man sette sammen flere celler til en kraftstasjon, og møte ønsket effekt [74].

Det er ikke kun PEMFC som er egnet til kraftproduksjon for større stasjonære systemer. For tiden har AFC, PEMFC, SOFC, MCFC og PAFC blitt brukt over hele verden for lokal elektrisitetsproduksjon [82]. For primær kraftproduksjon opp til 1 MW kan brenselceller driftes med hensyn på kraftteterspørsel eller med en konstant kraftproduksjon. I seneste tid har slike applikasjoner oppnådd en virkningsgrad på rundt 50% eller mer. Større brenselcellesystemer kan erstatte eller støtte strømmettet lokalt ved kritiske laster eller energikrevende industri. I disse applikasjonene kan brenselceller gi lokal kraft av høy kvalitet, uavhengig av nettet [74, 83, 84].

Brenselceller kan også skape fleksible energisystemer i samspill med fornybare energikilder. Brenselceller kan bistå med pålitelighet og kan brukes til å løse avbruddsproblemer på nettet [85]. Overskuddsvarme fra brenselcelledriften kan også utnyttes for høyere energieffektivitet, for eksempel til å varme opp bygninger eller anlegg [74].

## 4.6 Fordeler og ulemper

En av fordelene med å benytte seg av PEMFC for stasjonære applikasjoner er at den lave driftstemperaturen gir rask oppstart og bedre holdbarhet. Den gir også mulighet for å slå av og på brenselcellesystemet flere ganger om dagen og at systemet kan settes i standby-modus. Fordelene varierer fra type til type, og ofte er disse bestemmende for bruksområdene for de ulike typene brenselceller. Fordelene kan i stor del deles inn i fire deler:

1. **Effektivitet** — Som forklart tidlig i kapittelet, er brenselceller generelt mer effektive enn forbrenningsmotorer [86].
2. **Enkelhet** — Brenselcellesystemer er iboende enkle, med få eller ingen bevegelige deler. Dette kan generelt føre til svært pålitelige og langtidslevende systemer [86].
3. **Lave utslipp** — Når man bruker hydrogen som brensel, er utslippet i stor grad vanndamp, som innebærer at en brenselcelle i teorien kan betegnes som nullutslipp. Dette er fordelaktig når applikasjonen er plassert i byer eller i områder hvor det strebes etter nullutslipp, eller at det har blitt gjort en forpliktelse til kutt i utslipp. Det må imidlertid bemerkes at per i dag, er CO<sub>2</sub>-utslipp nesten alltid involvert i hydrogenproduksjon [86].
4. **Stilhet** — Brenselceller er veldig stillegående, selv de med omfattende ekstra dampreformingsutstyr [86]. Dette er viktig i lokal kraftproduksjon i byer, siden at kraftstasjonen vil være i nærheten av bolig- og næringsområder.

Den største ulempen med brenselceller er per dags dato den samme for alle typer, altså kostnaden. For PEMFC er det spesielt bruken av platina i katalysatoren som byr på problemer. For PEMFC er platina nødvendig for å splitte hydrogengassmolekylene til hydroner og ioner ved driftstemperaturen, som nevnt kort i 4.2.1. I tillegg kan ikke ubehandlede hydrokarboner brukes som brensel direkte, på grunn av at platina også blir forgiftet av CO, som begrenser bruken av brensel til ren hydrogengass [87, 83].

## 4.7 Aktuelle brenselcellesystemer

For prosjektet og Trondheim Havn kan det være hensiktsmessig å benytte eksisterende løsninger for å slippe kostnadene for å utvikle et slik anlegg selv, fra bunnen. Dette delkapittelet tar derfor for seg de ulike løsningene som allerede eksisterer og hvilke teknologier de benytter seg av:

- **Mtu fuel cell system** er et modulært kontainerbasert system produsert av Rolls-Royce. Én kontainer har en kapasitet på 0,5 MW. Systemet er basert på PEMFC. Rolls-Royce jobber idag sammen med Duisburg havn for å ta i bruk løsningen for å skape grønnere havnevirksomhet i Tyskland [88].
- **Grasshopper MW Fuel Cell Power Plant** er en kraftstasjon basert på PEMFC. Løsningen er fremdeles under utvikling, men baserer seg på et eksisterende pilotprosjekt med en 100 kW kraftstasjon. Løsningen skal angivelig ha en utgangseffekt på 1 MW. Testing og simulering viser at kraftstasjonen har en nettovirkningsgrad på 47-55% ved 1-1,7 bar og 100-20% nominell strøm. Estimaten viser en investeringskostnad for prosjektet på 1 500 EUR/kW<sub>el</sub> [89, 90].
- **DEMCOPEM-2MW** er en PEMFC kraftstasjon testet i Kina for å utnytte hydrogen som biprodukt fra en klor-alkalifabrikk. Stasjonen hadde en netto virkningsgrad på 50% for elektrisk energi, men er også et kraftvarmeanlegg for å utnytte spillvarmen fra fabrikk og anlegget. Anlegget har vist seg å ha investeringskostnader på under 3 000 EUR/kW<sub>el</sub> [91].
- **PureCell Modell 400 Hydrogen** er CHP anlegg som benytter seg av PAFC-teknologi. En modul har en nominell utgangseffekt på 440 kW og en elektrisk virkningsgrad på 50%. Én modul har dimensjonene 8.3 x 2.5 x 3.0 m [92].
- **FuelCell Energy DFC300** er et modulært CHP anlegg som benytter MCFC. Én modul kan levere 300 kW. Anlegget kan skaleres etter behov og FuelCell Energy leverer også anlegg tilpasset for 1,5 MW og 3 MW. Anleggene er laget for å kunne ta imot andre drivstoff som for eksempel naturgass, for å fremstille og bruke hydrogen internt. Anleggene har en elektrisk virkningsgrad på 47% [93].
- **Mitsubishi MEGAMIE** er en SOFC kraftstasjon med mulighet for kraftvarmeproduksjon. Stasjonen har elektrisk utgangseffekt på 210 kW og en elektrisk virkningsgrad på 53%. Dimensjonene på stasjonen er 3,2 x 11,4 x 3,3 m. Stasjonen utnytter brenselceller og en liten gassturbin i serie for å utnytte maksimalt av brenselet. Likevel er MEGAMIE designet for å ta imot naturgass, biogass eller andre metanholdige

gasser for intern dampreforming i anlegget. Mitsubishi er også i gang med å utvikle en 1 MW stasjon også [94].

- **TECO 2030** er en PEMFC kraftstasjon. Virkningsgraden antas til å ligge på rundt 50%, etter sammenligning med andre brenselcellesystemer. Systemet består av 4 brenselcellestabler à 400 kW i en modul, hvor opptil 4 moduler kan settes sammen til en total utgangseffekt på 6,4 MW. Én modul har dimensjonene 2,6 x 2,4 x 3,0 m. TECO 2030 har i modulene et BoP hvor det finnes et behandlingssystem for brensler, som muliggjør bruk av flytende hydrogen, ammoniakk, metanol og andre H<sub>2</sub>-baserte brensler [95].



## 5 Metode

Dette kapittelet presenterer metodene som er brukt for å komme frem til resultatene gitt i kapittel 6, 7,8, 9. Metoden vil presenteres og deretter benyttes i de ulike analysekapitlene. Denne vurderingen er gjort på bakgrunn av oppgavens brede omfang, hvor metodene og resultatene gjelder for vidt forskjellige aspekter.

Som forklart i kapittel 1 er målet med oppgaven å undersøke hydrogenteknologi som en potensiell bidragsyter i energisystemet på Brattøra, og se på mulighetene for å kunne tilby landstrøm til Kai 68 ved å utnytte hydrogenteknologi for å dekke effekttopper. For å komme frem til en best mulig løsning skal prosjektgruppen se på ulike former for hydrogenteknologier presentert i kapittel 3. Disse komponentene og teknologiene vil undersøkes videre i kapittel 6, for å kunne anbefale et gunstig hydrogenanlegg til Trondheim Havn. For den valgte løsningen vil det gjennomføres en økonomi-, risiko- og miljøanalyse i kapitlene 7, 8 og 9 respektivt.

### 5.1 Data og programvare

Alle programvarene og deres funksjon presenteres i dette delkapittelet.

#### **MATLAB**

MATLAB er en plattform for programmering og numeriske beregninger.

Programmeringsfunksjonene til MATLAB gjør det mulig å lage egne funksjoner og script som kan kjøre beregninger på større mengder data i matriser. MATLAB har også muligheter for å plote og presentere data og resultater. MATLAB tilbyr også tilleggsprogramvarer for simulering, styring og analyseverktøy.

#### **SimaPro**

SimaPro er verktøy for livsløpsanalyser. Programmet inneholder en rekke biblioteker med informasjon om klima- og miljøpåvirkning fra et bredt utvalg av prosesser. Programmet tar inn inventarer og kan sette de sammen til et flytskjema som representerer prosessen som skal simuleres. SimaPro har også ulike analysemetoder for å gjennomføre midtpunkts- eller endepunktsanalyser. SimaPro beregner fotavtrykkene til prosessen og presenterer de i ulike påvirkningskategorier som klimaendring, ozonnedbrytning, forsuring, eutrofiering, abiotisk uttømming, menneskelig toksisitet, økotoksisitet, bruk av ferskvann, arealbruk, ioniserende stråling og partikkelformig utslipp. Hvilke påvirkningskategorier som beregnes avhenger av metoden som velges. SimaPro tilbyr metoder som CML-IA, ReCiPe og EDIP.

## Excel

Excel er en programvare for behandling og analyse av data i regneark. Programmet benyttes til å gjøre beregninger med data og håndtere og presentere lister, fra nettsider og andre kilder, i form av tabeller, grafer og diagrammer. Excel kan håndtere store mengder data og egner seg derfor godt til å behandle statistikk og målinger.

## 5.2 Metode for teknisk analyse

I den tekniske analysen som gjennomføres i kapittel 6 er det valgt å benytte elimineringsmetode og AHP-analyse. Elimineringsmetoden går ut på å velge noen kriterier, for videre å eliminere løsninger basert på disse kriteriene. Målet med denne metoden er å redusere et antall for å komme frem til den beste løsningen. AHP-analysen som benyttes blir forklart i seksjon 5.2.1.

Antakelser om blant annet nødvendig installert effekt fra brenselcellesystemet og hydrogenbehov regnes ut på bakgrunn av planlagte anløp 2023 for Trondheim Havn, og formelen for å regne ut effektbehovet til skipene er gitt ved likning (5.2).

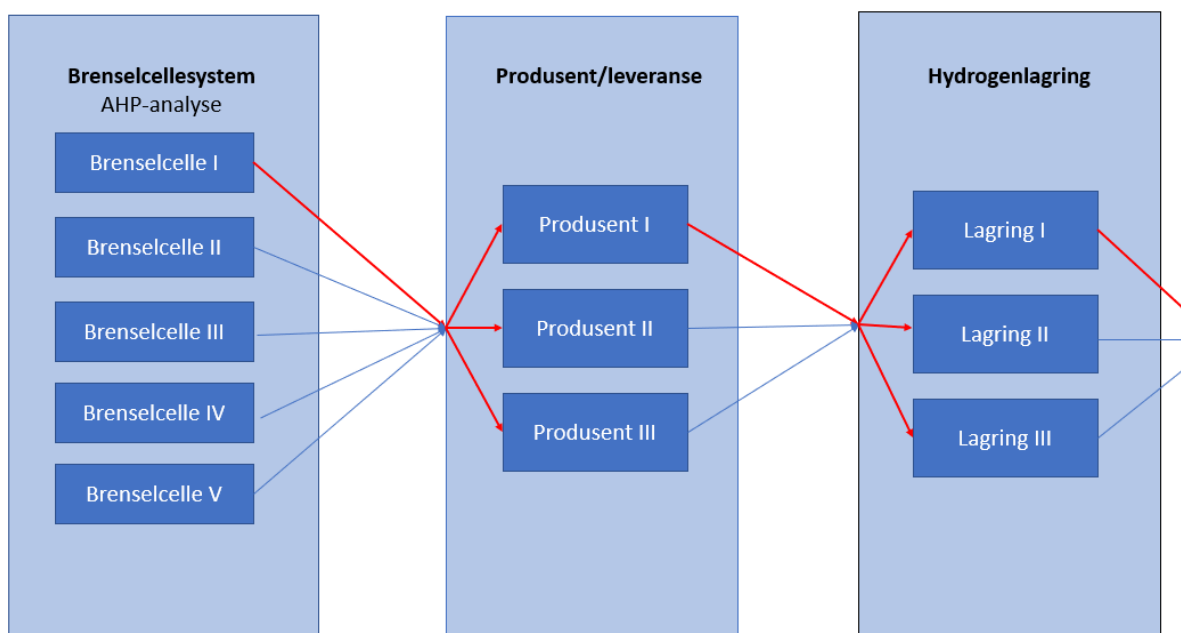
$$\text{Effektbehov} = \text{Grunnlast} + \text{Restlast} \cdot \frac{\text{Antall passasjerer}}{\text{Maks antall passasjerer}} \quad (5.1)$$

I oppgavens tilfelle antas en grunnlast på 5 MW, og en restlast på 3 MW. Restlasten avhenger av antall passasjerer på det aktuelle skipet, hvor referansepunktet er skipet SKY PRINCESS, da dette har høyest passasjerkapasitet av samtlige anløp i 2023. Se vedlegg C for oversikt over planlagte anløp 2023 ved Trondheim Havn. Disse antagelsene gir likning (5.2).

$$\text{Effektbehov} = 5 + 3 \cdot \frac{n}{4450} \quad (5.2)$$

Hvor  $n$  er antall passasjerer på skipet.

Det ble valgt å bruke metoden analytisk hierarkisk prosess (AHP) for bestemmelse av brenselcellesystem. Beskrivelse av metoden er gitt i seksjon 5.2.1. Valget av brenselcellesystem vil videre være førende for valg av lagringsmetode og hydrogenprodusent. I tillegg vil behov og begrensninger ved Trondheim Havn være relevant for analysen. For å kunne levere en komplett løsning til Trondheim Havn er det nødvendig at alle komponentene i løsningen fungerer sammen på en god måte, så et helhetsbilde av systemet vil også vurderes. En planskisse for den tekniske analysen er vist i figur 5.1.



Figur 5.1: Metodeskisse for teknisk analyse

I figur 5.1 markerer rød pil løsningen gruppen vurderer som den beste løsningen. Denne løsningen vil vurderes videre i analysen gjennom blant annet kompatibilitet med de andre komponentene. Avslutningsvis vil dette gi en total løsning for et hydrogenanlegg på Brattøra.

### 5.2.1 Analytisk Hierarkisk Prosess

I den kriteriebaserte metoden analytisk hierarkisk prosess benyttes mer enn ett kriterium for valg av teknisk løsning. Alternativene vurderes opp mot kriteriene, og gjøres på bakgrunn av en evalueringsskala. Skalaen angis ofte i poeng eller en annen kvantitativ måte. De enkelte kriteriene kan ha ulik betydning for totalvurderingen, og derfor kan det være aktuelt å benytte et vektall for hvert kriterium. Ved å summere alle disse, oppnår man totalvurderingen [96]. Beregningen av mest egnede tekniske løsningen har blitt gjort i programvaren Excel, som beskrives nærmere i neste seksjon.

For komplekse problemer som valg av teknisk løsning, kan analytisk hierarkisk prosess (AHP), en metode utviklet av Saaty benyttes. AHP er basert på et hierarki av mål som et antall alternativer skal vurderes opp mot. Hierarkiet kan ha flere nivå i omfattende problemer, slik som ved valg av teknisk løsning. Metoden deles inn i 6 deler [96]:

### 1. Oppsett av matrise for parvis sammenligning

Med utgangspunkt i hierarkiet fastlegges prioriteter for de ulike kriteriene, som gjøres gjennom parvis sammenligning. Man setter prioriteteene i en matrise for parvis sammenligning, og kan basert på skjønn gjøre en vurdering på forholdene mellom alternativene. Diagonalen har verdien 1, ettersom at sammenligningen vil være mellom samme alternativ. Det er kun øvre triangel i matrisen man bestemmer, i og med at nedre triangel er invers av øvre triangel [96]. Eksempelvis hvis E tar opp  $\frac{1}{5}$  av arealet som B tar opp, må da E være 5 ganger bedre egnet med tanke på arealbruk enn B.

Når det kommer til valg av brenselcellesystemet, har gruppen fokusert på fire kriterier; (1) Arealbruk, (2) Modenhet, (3) Virkningsgrad og (4) Risiko. De ulike alternativene, vist i tabell 5.1, og forklart i 4.7, blir basert på skjønn vurdert opp mot disse kriteriene i matrise for parvis sammenligning. Denne finnes i figur A.1 i vedlegg A.

Tabell 5.1: De ulike alternativene som gjenstår etter den initielle elimineringen basert på egnethet. Disse er beskrevet i større detalj i seksjon 3.

	Alternativer	Type	Utgangseffekt pr. modul	Virkningsgrad	Dimensjoner pr. modul
A	MTU	PEM	500 kW	50%	3,5 x 7,0 x 2,3
B	Grasshopper	PEM	1000 kW	47%	2,6 x 12,0 x 2,3
C	DEMCOPEM	PEM	2000 kW	50%	2,6 x 12,2 x 2,4
D	Purecell	PAFC	440 kW	50%	3,0 x 8,3 x 2,5
E	TECO2030	PEM	1600 kW	50%	2,6 x 3,1 x 2,4

### 2. Normalisere matrise for parvis sammenligning

I neste trinn i prosessen normaliseres matrisen for å gjøre det mulig å foreta en meningsfylt sammenligning mellom elementer. Det gjør man ved å ta summen av hver kolonne og dele alle elementene i kolonnen på denne summen [96]. Verdiene for alternativene kan sees i figur A.2 i vedlegg A.

### 3. Normalisert matrise med totale prioriteter

Videre beregner man gjennomsnittsverdien for hver rad i matrisen, hvor tallet man får gir totale relative prioriteringer for hvert av alternativene for teknisk løsning. Kolonnen som presenterer prioritet, kaller prioritetsvektoren [96]. Verdiene for alternativene kan sees i figur A.2 i vedlegg A.

#### 4. Prioritering av kriterer med hensyn på fokusområdet

Prioriteringsvektoren blir beregnet ved at matrisen er normalisert og gjennomsnittsverdien for hver rad deretter beregnes. Dermed kan man se hvilke kriterier som anses som de viktigste. Vurderingene i parvis sammenligning blir vurdert på en skala fra en til ni, som vist i tabell 5.2 [96]. Gruppens vurdering for kriterienes viktighet kan sees i figur A.3 i vedlegg A.

Tabell 5.2: Vurderingsskala for AHP, hvor annenvært trinn har blitt gitt en verbal betydning. Denne skalaen kalles også ordinalskala [96].

Verdi	Betydning
1	Like viktige
2	
3	Noe viktigere
4	
5	Mye viktigere
6	
7	Svært mye viktigere
8	
9	Absolutt dominans

#### 5. Matriser hvor alternativene vurderes med hensyn på hver av kriteriene

I dette trinnet utvikles fire nye matriser hvor alternativene vurderes i forhold til hvert av kriteriene [96]. Dette vises i figur A.3 i vedlegg A.

#### 6. Beregning av total prioritet for tekniske løsninger.

Siste trinn består i å multiplisere prioritetsvektoren med kriteriets prioritet og summere for å få en total rangering. En nyttig huskeregel er at summen av total prioritet skal være 1,0 [96]. Dette vises i figur A.4.

Et problem med parvis sammenligning i AHP er at matrisen lett kan bli inkonsistent. En viss inkonsistens aksepteres, argumenteres det av Saaty, skaperen av AHP. Han angir en metode for å beregne inkonsistensforhold ved hjelp av en inkonsistensindeks og angir en øvre verdi for akseptabelt inkonsistensforhold. Denne delen av metoden vil ikke inkluderes i denne prosessen. [96]

### 5.3 Risikoanalyse

Analysen er ment for å kartlegge faremomenter ved en prosess og gi et anslag på omfanget og risikoen til en prosess. Dette kan videre benyttes til å iverksette forebyggende tiltak eller bidra til å bestemme gjennomførbarheten. Metoden som brukes er Failure Mode, Effects, and Criticality Analysis (FMECA). På norsk er dette “Feilmodus-, effekt- og kritikalitetsanalyse”.

FMECA er en analyse som benyttes for å anslå risiko for en prosess. Risikoen benyttes for å gi en prioritet til hvilke prosesser som behøver tiltak og gir et innblikk i hvordan disse tiltakene bør utformes. Metoden tar inn parameterene sannsynlighet og konsekvens for å beregne en risiko . FMECA kan kategorisere sannsynlig og konsekvens ulikt, hvor noen analyser benytter seg av tallskala, som 1-10 [97]. I denne oppgaven får parameterene en av tre kategorier: lav, middels eller høy.

Tabell 5.3: Sannsynlighet og konsekvens utgjør grunnlaget for risikokategoriene

(a) Sannsynlighetskategoriene

Sannsynlighet (S)	Beskrivelse
Høy (H)	Omtrent uungåelig
Middels (M)	Sannsynlig eller mindre sannsynlig
Liten (L)	Usannsynlig

(b) Konsekvenskategoriene

Konsekvens (K)	Beskrivelse
Høy (H)	Potensielt svært skadelig eller dødelig
Middels (M)	Skade medfører mest sannsynlig behov for medisinsk hjelp
Liten (L)	Trolig ingen skader

Sannsynlighet og konsekvens legges så sammen i henhold til figur 5.2 for å anslå risiko til en feilmodus.

**Sammenlagt risiko**

Sannsynlighet	Høy	M	H	H
	Middels	L	M	H
	Liten	L	L	M
		Liten	Middels	Høy
		Konsekvens		

Figur 5.2: Matriseoversikt over risiko som et produkt av sannsynlighet og konsekvens i FMECA

FMECA benytter deretter risikoen og fordelingen mellom inngangsparameterene til å gi et forslag til forebyggende tiltak, basert på tabell 5.4. Dette beregnes for de viktigste feilmødene for de alle ulike prosessene.

Tabell 5.4: Risikokategoriene og hvordan oppgaven vurderer tiltak basert på risiko.

Risiko (R)	Beskrivelse
Lav (L)	Ingen/lite behov for utbedring
Middels (M)	Utbedring bør vurderes
Høy (H)	Utbedring er nødvendig

Vurderingen av risikokategoriene i tabell 5.4 er at feilmøder med lav risiko er akseptabelt, feilmøder med middels risiko er også akseptabelt men at tiltak må vurderes, mens feilmøder med høy risiko ikke er akseptabelt med mindre det kan redegjøres for at tiltakene reduserer risikoen.

## 5.4 Økonomisk analyse

Den økonomiske analysen har som mål å undersøke lønnsomheten til det ønskede landstrømanlegget ved Kai 68 gjennom å kartlegge kostnader for blant annet installering av et anlegg, drift og vedlikehold og andre kostnadsfaktorer som spiller inn. Innledningsvis gjennomføres en *Levelized Cost of Energy* (LCOE) for å kunne sammenligne den tekniske løsningen med dagens løsning. Avslutningsvis vil en sensitivitetsanalyse gjennomføres for å undersøke hvor følsom analysen er for endring.

### 5.4.1 LCOE

LCOE er et mål på den utjevnete energikostnaden for elektrisitetsproduksjon fra et kraftverk [98]. I denne oppgaven vil enten elektrisitetsproduksjonen komme fra det valgte brenselcelleanlegget, kraftnettet eller diesellaggregater på cruiseskipet. Formelen som brukes for å beregne LCOE er gitt ved likning (5.3).

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Totale kostnader}}{\text{Total energiproduksjon}} \quad (5.3)$$

Hvor de totale kostnadene er kostnader for å bygge, eie og drive kraftverket gjennom hele levetiden. Dette inkluderer både kapitalkostnader og driftskostnader, samt eventuelle andre kostnader som kan påløpe. Total energiproduksjon refererer til den totale mengden energi som genereres av kraftverket gjennom hele levetiden [99].

En utvidet formel som viser de ulike kostnadene er gitt ved likning (5.4), og er formelen som brukes for gjennomføring av LCOE i denne økonomiske analysen.

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (5.4)$$

Her representerer  $I_t$ ,  $M_t$  og  $F_t$  henholdsvis investeringskostnader, gjerne gitt i Capital Expenditure (CAPEX), driftskostnader og faste kostnader i år  $t$ . CAPEX, eller kapitalutgifter på norsk, er pengene en bedrift bruker for å kjøpe, vedlikeholde eller forbedre sine anleggsmidler [100]. I dette tilfellet er det pengene som går til kjøp av selve anlegget.  $E_t$  representerer elektrisiteten generert i år  $t$ . Dette summert med  $n$  levetid og en diskonteringsrente  $r$  gjør også tidsverdien av penger til en faktor. Samlet gir dette en LCOE for kraftverket gitt i  $\text{NOK}/\text{kWh}$ , som gir en nødvendig energipris for å tilbakebetale investering og drift etter  $n$  antall år [99].

### 5.4.2 Sensitivitetsanalyse

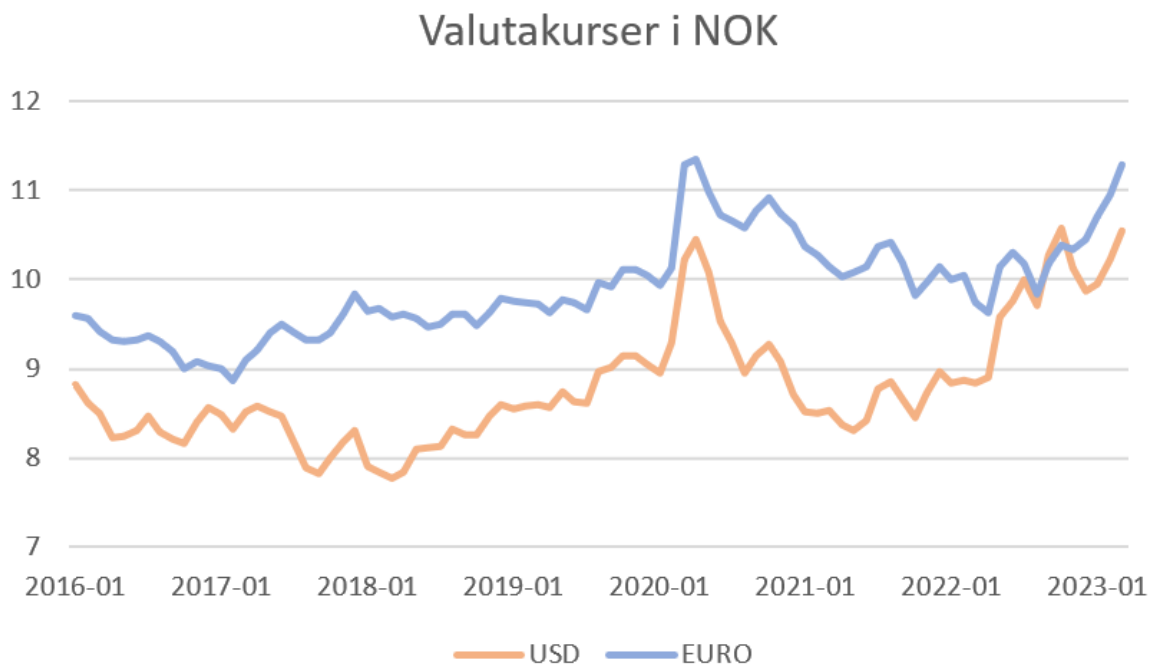
En sensitivitetsanalyse bestemmer hvordan ulike verdier av en uavhengig variabel påvirker en bestemt uavhengig variabel under et gitt sett med forutsetninger. Med andre ord, gir sensitivitetsanalysen et innblikk i hvordan ulike kilder til usikkerhet i en matematisk modell bidrar til modellens totale usikkerhet. Sensitivitetsanalysen omtales også som en simuleringsanalyse, siden endring av én uavhengig variabel til ulike verdier vil påvirke målvariabelen i den matematiske modellen. Denne analysen brukes i økonomi og er kjent som en “hva om”-analyse for å dekke usikkerhetaspekter. Det er en effektiv metode for å identifisere hvor forbedringer kan gjøres. [101]

En sensitivitetsanalyse ble gjennomført for LCOE for å vise hvordan ulike variabler påvirker det totalresultatet av prisen. To parametere for LCOE blir valgt til undersøkelsen, og variablene som antas å ha størst innvirkning på totalresultatet ble valgt til evalueringen. For LCOE er disse parametrene investeringskostnad  $I_t$  og økningen elektrisk energiproduksjon  $E_t$ .

### 5.4.3 Valuta

Kostnadsdata er hentet fra kilder med ulik valuta, og disse er konvertert til norske kroner (NOK) for hele analysen. Omgjøringen er gjort ved å bruke valutakurs for 26. april 2023. Grunnet variasjon i valutakurs er dette en usikkerhetsfaktor når det kommer til kostnader. Figur 5.3 viser verdien til NOK i forhold til dollar \$ og € mellom 2016 og 2023.





Figur 5.3: Valutakurser for USD og EUR i forhold til NOK [102]

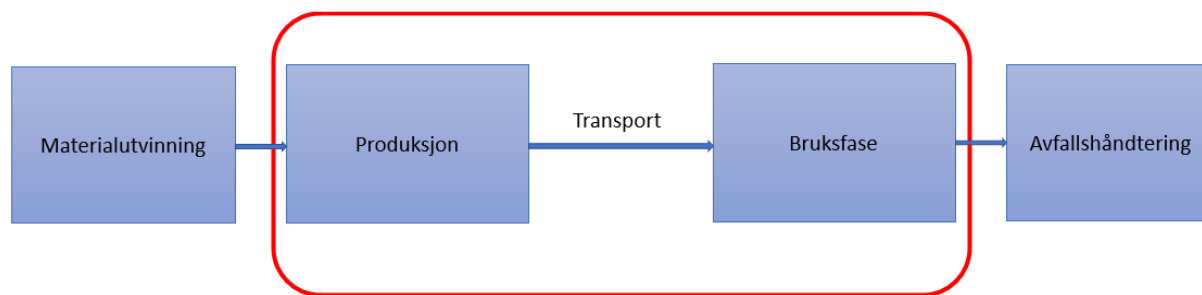
Figur 5.3 at den norske valutakursen endres, men har holdt seg relativt stabil over en lengre periode. Toppunktet i 2020 skyldes hovedsakelig koronapandemien som skapte stor usikkerhet i markedet som svekket den norske kronen [103]. Den siste perioden har kronen svekket seg i forhold til EURO og USD. Valutakursen brukt i oppgaven er gitt ved tabell 5.5. Verdiene er hentet fra data gitt i figur 5.3.

Tabell 5.5: Valutakurser for å veksling NOK

	USD	EUR
NOK	10,60	11,54

## 5.5 Miljøanalyse

Målet med miljøanalysen er å se på klimautslipp for to ulike scenarier ved Trondheim Havn ved å fokusere på bruksområdet til to ulike scenarier. Analysen vil gjennomføres gjennom en “gate to gate” for produksjon, transport og bruksfasen til diesel og hydrogen. Videre sammenlignes resultatene. En “gate to gate” analyse brukes til å vurdere miljøpåvirkningene av et enkelt produksjonstrinn eller prosess [104]. Figur 5.4 viser en forenklet skisse av en fullstendig prosess fra materialutvinning til avfallshåndtering, hvor markert rødt er denne analysen sin systemgrense.



Figur 5.4: Systemgrense for miljøanalysen

Sammenligningen vil foregå i SimaPro, og analyseres ved hjelp av analysemetoden CML-IA baseline. Analysemetoden har til hensikt å måle miljøpåvirkningene er produkt vil forårsake, og er delt opp i flere påvirkningskategorier [105]. Tabell 5.6 viser en oversikt over de ulike påvirkningskategoriene med en kort beskrivelse i tillegg til de vanligste kildene til utslippene for de ulike kategoriene.

Tabell 5.6: Ulike påvirkningskategorier fra CML-IA baseline metoden med en kort beskrivelse. [106, 107, 108]

Påvirkningskategori	Beskrivelse	Viktige kilder til utslipp	Måleenhet, forklaring
Abiotisk utømming	Forbruk av ressurser. Skilles mellom mineraler og energiresurser.	Olje, kull	MJ, Megajoule
Globalt oppvarmingspotensial	Klimagasser som har en innvirkning på global oppvarming. Gitt med enhet CO <sub>2</sub> -eq, gjerne sett over en periode på 100 år.	CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O	kg CO <sub>2</sub> -eq, kg karbondioksid-ekvivalenter
Ozonnedbrytning	Nedbryting av ozonlaget, høydeområdet i atmosfæren hvor det finnes ozon, en gass som regulerer stråling fra sola.	C, Br	kg CFC-11-eq, kg triklorfluorometan-ekvivalenter
Menneskelig toksisitet	Potensiell skade på mennesker fra kjemikalier som blir sluppet ut i miljøet.	Pb, Hg	kg 1,4 DB-eq, kg 1,4-diklorbenzen-ekvivalenter
Saltvannstoksitet	Utslipp av kjemikalier som kan ha en påvirkning på det marine økosystemet	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub>	kg 1,4 DB-eq, kg 1,4-diklorbenzen-ekvivalenter
Forsuring	Et mål på forsuring som viser surhet fra ulike kilder. Sier noe om Ph-verdi	SO <sub>2</sub> , NO <sub>x</sub> , NH <sub>3</sub>	kg SO <sub>2</sub> -eq, kg svoveloksid-ekvivalenter
Eutrofiering	Eutrofiering er prosessen der en vannmasse gradvis blir beriket med mineraler og næringsstoffer	PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup> , P, N	kg PO <sub>4</sub> -eq, kg fosfat-ekvivalenter

Videre vil data presenteres i en normalisert graf. En normalisering har til hensikt å sjekke plausibilitet og være fri for enheter slik at sammenligning av påvirkning fra ulike påvirkningskategorier er mulig [109]. Dette vil gjøre det mulig å sammenligne prosessen sin påvirkning på miljøet fra ulike påvirkningskategorier. Normaliseringen avhenger av analysemetoden som er brukt i SimaPro.

## 6 Teknisk analyse

Ved å gjennomføre den tekniske analysen er målet å finne den beste løsningen for et hydrogenanlegg ved Trondheim Havn. Som forklart i seksjon 5 vil dette gjennomføres metodisk ved å vurdere både brenselcellesystemer og lagringsmetoder opp mot ulike faktorer som for eksempel kostnad, areal og modenhet av den tekniske løsningen.

### 6.1 Kriterier, antakelser, betingelser

Innledningsvis i analysen er det tatt hensyn til Trondheim Havn sine krav for installasjon av hydrogenanlegg ved Kai 68 på Brattøra. Trondheim Havn har ambisjon om landstrøm til cruisenæringen innen 2025 med både begrenset nettkapasitet og areal. I tillegg ligger Kai 68 i et bebygd område, så risiko og sikkerhet må også tas i betraktning. Etter samtaler med Trondheim Havn har de lagt frem krav og ønsker for et hydrogenanlegg.

I tillegg er det valgt å kun se på anlegg som benytter seg av rent hydrogen som energibærer. Det medfører at brenselcellestasjonene; Fuel Cell Energy DFC300 og Mitsubishi MEGAMIE utelukkes ettersom de hovedsaklig er designet for naturgass og biogass. MCFC og SOFC er som nevnt i 4 kapittel til å ta i bruk ulike brenslere, inklusivt rent hydrogen. I tillegg viser forskning at hydrogendrevne SOFC er istand til å oppnå omtrent tilsvarende virkningsgrader som SOFC drevet på hydrokarboner, ved hjelp av å justere den anodiske resirkuleringen. Til tross for dette oppgir ikke produsentene hvorvidt dette er mulig i deres anlegg uten å påvirke virkningsgraden. Brenselcellesystemene opererer ved høyere temperaturer som medfører at de krever lenger tid til å starte opp og stenge ned drift. Dette er ikke gunstig for drift i høysesong når anløp kan komme hyppig og bare vare noen få timer. Dermed elimineres disse to systemene innledningsvis på grunn av usikkerhet rundt bruk av ren hydrogen som brensel. I tillegg ville bruk av annet brensel enn rent hydrogen medføre skadelige utslipp under driftsfasen, som ikke er ønskelig for en nullutslipps energihub.

I denne oppgaven anses det som ønskelig å kjøpe hydrogen lokalt/nasjonalt for å redusere klimafotavtrykket som oppstår ved transport. I tillegg er det positivt for norsk økonomi å handle hydrogen innlands i sammenligning med å handle hydrogen internasjonalt. Dette påvirker også valg av lagringsmetode. Valg av lagringsmetode gjøres med basis i hvordan type hydrogen som leveres. Eksempelvis er det ikke ønskelig å velge flytende lagring da dette innebærer et ekstra steg med nedkjøling, som er energikrevende og resulterer i tap.

Produsentene av hydrogenanleggene nevnt i kapittel 4.7 oppgir lite informasjon om begrensninger for inntak av hydrogen. Det gjør at det er vanskelig si noe om BoP og hvilket trykk og temperatur anleggene krever uten betydelige ombygginger. Dermed antas det at alle hydrogenanleggene har anlegg for å motta all hydrogen i de aktuelle trykk- og temperaturområdene.

### 6.1.1 Effekt og energibehov

Som vist i kapittel 2 er cruiseskipstrafikken for Trondheim Havn økende, og det er forventet å øke i årene som kommer. Dette gjør at Trondheim Havn har gitt et krav om at et landstrømanlegg ved Kai 68 behøver 12-16 MW fordelt på to cruiseskipskaier [110]. Videre utregninger og vurderinger er gjort med tanke på en installert effekt på 16 MW for landstrømanlegget, da dette tilsvarer at to skip med en installert effekt på 8 MW er lagt til kai. Videre har Trondheim Havn gjort det klart at grunnet hydrogen sin kostbarhet og arealutfordringer, er det ikke forventet at hydrogen skal levere den nødvendige installerte effekten på 16 MW, men heller være en bidragsyter til å dekke effekttopper. Det er valgt å se på at kraftnettet skal dekke opptil 12 MW, mens hydrogenanlegget dekker eventuell effekt som overstrider 12 MW. Installert effekt ved hydrogenanlegget blir dermed 4 MW, eller 25% av maks effektbehov. Grunnet effektbegrensninger til brenselcellestasjonene lagt frem i 4.7 vil systemet være modulbasert, der det ikke er ønskelig å velge en løsning som krever at det skjøtes sammen fler enn 10 moduler. Grunnen til dette er å unngå vedlikehold av for mange deler og komponenter.

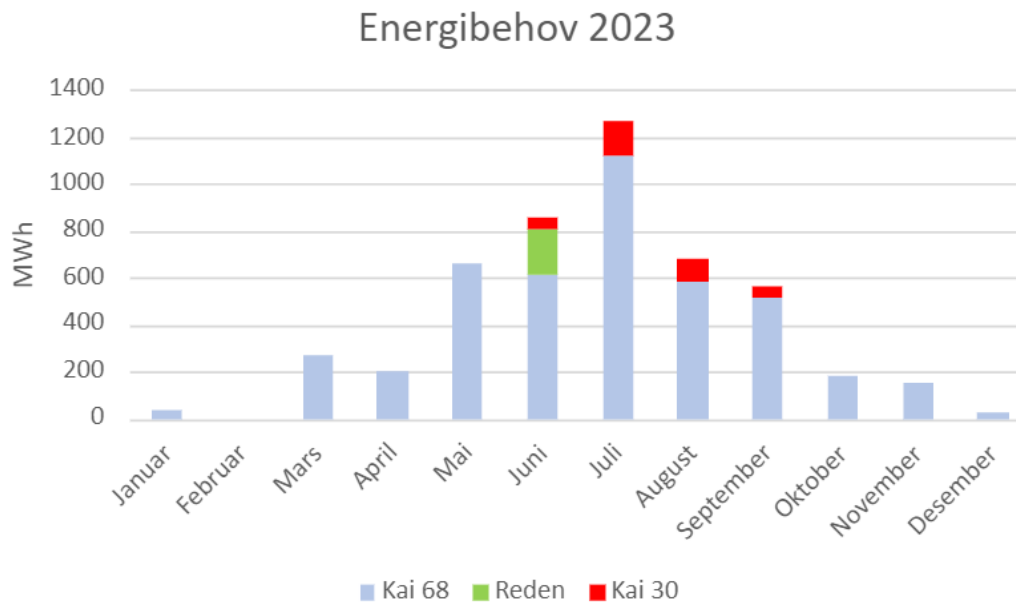
Tabell 6.1: Antall moduler for å dekke 4 MW for hver løsning.

Løsning	Effekt per modul [kW]	Antall moduler
MTU FC	500	8
Grasshopper MW	1000	4
DEMCOPEM 2MW	2000	2
PureCell	440	10
DFC300	300	14
MEGAMIE	210	20
TECO 2030	1600	3

Tabell 6.1 viser hvor mange moduler som behøves av de ulike løsningene for å dekke minst 4 MW. Tabellen viser at DFC300 og MEGAMIE også her er uegnet for prosjektet fordi de krever for mange moduler for å dekke behovet.

For 2023 har Trondheim Havn 75 bestilte anløp ved Kai 68, 6 ved Kai 30 og 3 anløp til Reden. Anløpene ved Kai 30 og Reden oppstår i de tilfellene hvor det ligger flere cruiseskip til kai på samme tid. For Trondheim Havn er det ønske om at disse anløpene etterhvert skal flyttes til cruiseskipkaia på Brattøra. Av denne grunn inkluderes anløp ved Kai 30 og Reden i

energibehovene ved cruiseskipkaia. Beregnet effekt for cruiseskipene er regnet fra likning (5.2), hvor det er antatt at skipet trekker utregnet effekt gjennom hele anløpsperioden. Dette gir et månedlig energibehov for cruiseskipkaia vist i figur 6.1 og et årlig energibehov for 2023 på 4875 MWh.



Figur 6.1: Månedlig energibehov for Kai 68, Kai 30 og Reden for 2023

Som vist i figur 6.1 varierer det månedlige energibehovet stort, og behovet er størst i sommermånedene. Figuren viser også at majoriteten av energibehovet kommer fra Kai 68. Dette energibehovet vil kunne dekket av kraftnettet, og effekttopper oppstår kun i perioder hvor flere cruiseskip har anløp samtidig. Det vil derfor være variasjon i mengde og hyppighet med hydrogenleveranser fra en produsent. Dette gjør at en produsent må kunne produsere og levere varierende mengde hydrogen basert på de planlagte anløpene. Effektbehovet til Trondheim Havn er relevant for brenselcellesystemet, mens energibehovet er relevant for lagringsmetoden og hydrogenprodusenten.

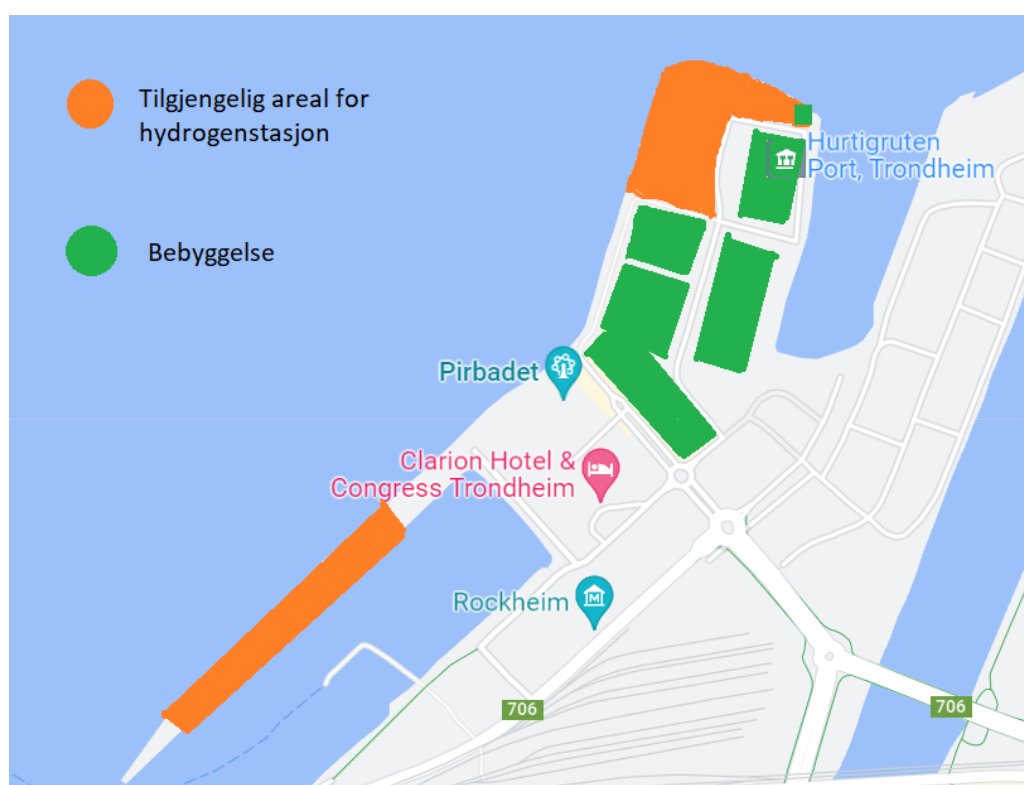
### Fremtidig energibehov

Som vist ved figur 2.7 i kapittel 2.1 har Sweco anslått en økning i energibehov ved Brattøra frem mot 2040, hvor den årlige økningen i følge prognosen er omtrent 400 MWh. Prognosen baserer seg på at Trondheim Havn investerer i en ekstra cruisekai på Brattøra for å øke anløpskapasiteten. Dette vil gjøre havnen mer tilgjengelig for cruisenæringen, i tillegg til at flere skip vil kunne ta imot landstrøm i fremtiden. Samlet er det estimert at elektrisitetsbehovet ved Kai 68 og den ekstra cruisekaien vil mer enn doubles de neste 17 årene til 11,4 GWh i 2040 [5]. For oppgaven er

det antatt at den ekstra cruisekaien blir tatt i bruk når cruisekaien (Kai 68) er i bruk. Dette er tidspunkter hvor det er aktuelt med innkobling av hydrogenanlegget for å dekke effekttopper.

### 6.1.2 Arealbruk

Som vist i seksjon 2.5 er beliggenheten til Kai 68 en utfordring. Kaien ligger i et bebyggt område på Brattøra med begrenset areal for utbygging av et hydrogenanlegg. Et hydrogenanlegg vil måtte inneholde brenselcellestasjon for en gitt effekt, i tillegg til areal for lagring av hydrogenanker. Grunnet regelverk med forskrifter i brann- og eksplosjonsvernloven, er det i tillegg utfordrende å lagre og utnytte hydrogen i bebodde områder. Arealet tilgjengelig for et hydrogenanlegg er vist i figur 6.2, mens en oversikt over Trondheim Havn sine områder er gitt i figur 2.3 i seksjon 2.5.



Figur 6.2: Tilgjengelig areal for hydrogenanlegget ved Kai 68. Modifisert fra Google Maps [111].

Markert med oransje er ubebyggt tilgjengelig areal eid av Trondheim Havn, men som forklart i kapittel 2.5 er dette arealet i dag brukt til parkering, og det er ikke ønskelig med store reisverk med tanke på utsikt mot fjorden. Dette gir begrensning med tanke på størrelse på hydrogenanlegget. Området markert i oransje vist i figur 6.2 har et tilgjengelig areal for hydrogenanlegg på omtrent 13 000 m<sup>2</sup> på Pir I og 7000 m<sup>2</sup> på Brattørmoloen.

Det er essensielt å undersøke arealet som hydrogenanlegget vil oppta. For at hydrogenanlegget skal kunne levere minst 4 MW må det installeres så mange moduler som er vist i tabell 6.1. Ved å kjenne størrelsen på brenselcellemodulen kan det regnes ut et areal som benyttes. Dette er presentert i tabell 6.2, hvor DFC300 og MEGAMIE utelukkes basert på tidligere nevnt grunnlag. Det antas at modulene ikke kan stables av hensyn til lufting, inntak, ventiler og piper.

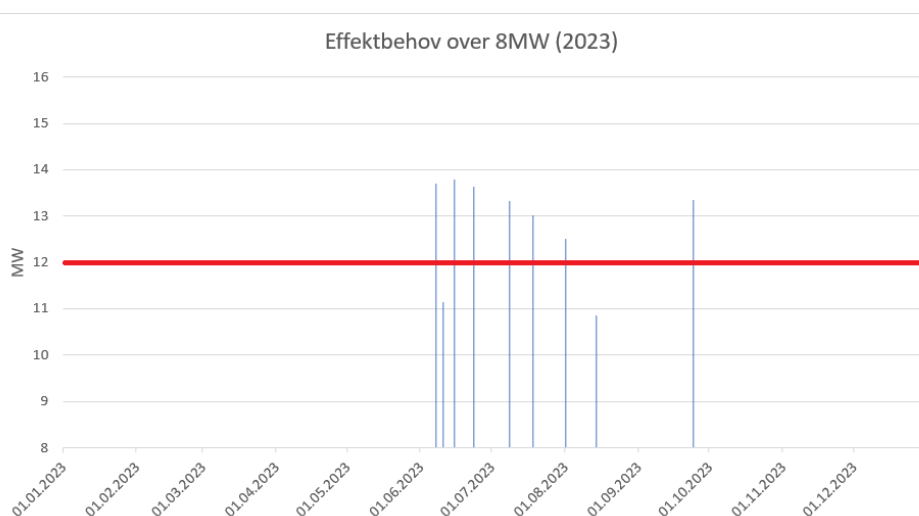
Tabell 6.2: Oversikt over arealet hydrogenanlegget minst vil oppta for å nå 4 MW.

Løsning	Antall moduler	Areal
MTU FC	8	128,8 m <sup>2</sup>
Grasshopper MW	4	110,8 m <sup>2</sup>
DEMCOPEM 2MW	2	59,5 m <sup>2</sup>
PureCell	10	207,5 m <sup>2</sup>
TECO 2030	3	22,3 m <sup>2</sup>

Som vist i tabell 6.2 er det TECO 2030 som opptar desidert minst areal. Tabellen viser kun arealet av at modulene er plassert tettpakket, som trolig ikke er tilfellet. Derfor er det også en ulempe at det behøves flere moduler for samme areal.

### 6.1.3 Kartlegging av hydrogenbehov

For å dekke effektbehovet ved Trondheim Havn, er det gjort en vurdering i 6.1.1 at maks 4 MW kan dekkes av hydrogenanlegget, og at hydrogenanlegget kun kobles inn når effektbehovet ikke kan dekkes av kraftnettet. Dette skjer i tilfeller hvor det er to skip til anløp. Ved å bruke formel (5.2) for så å trekke fra effekten fra kraftnettet er det mulig å finne hvor mye hydrogen som trengs til bestemte tidspunkt. For anløpsstatistikken 2023 er det sammenfallende skip ved 10 anledninger. Dette vil være tidspunkt hvor hydrogen er nødvendig. Figur 6.2 viser tilfeller hydrogenanlegget må bistå. Ved tilfeller som passerer rød strek kobles hydrogenanlegget inn.

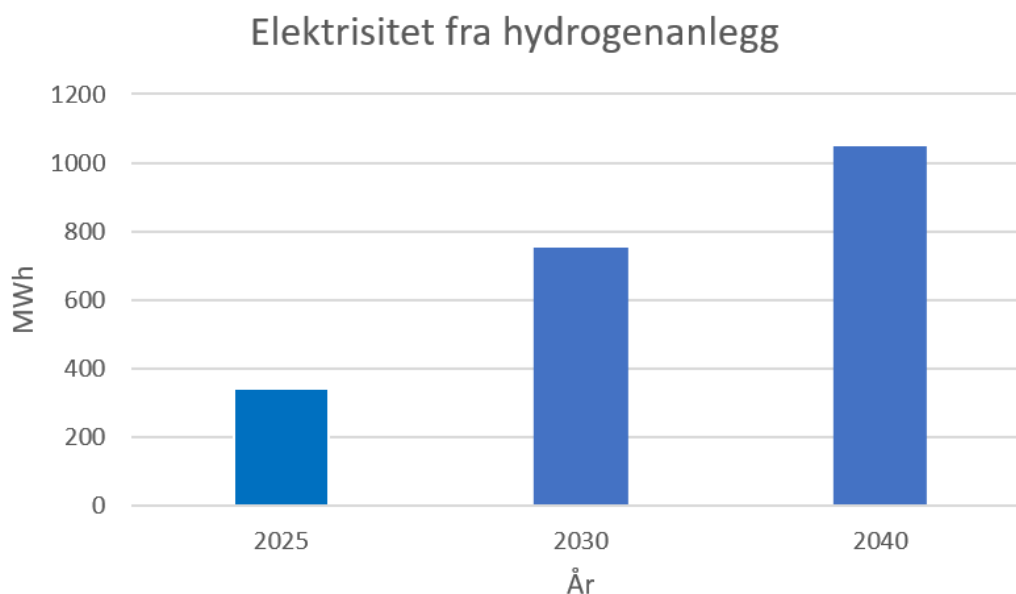


Figur 6.3: Effektbehov over 8 MW for 2023

Ved å se på effektbehovet som må dekkes av hydrogen og antall timer skipet er ved anløp, blir energibehovet fra hydrogen for 2023 på 74,9 MWh, som tilsvarer i underkant av 2% av det årlige energibehovet. Videre gir energitettheten gitt i 3.1 og formel (4.5) en mengde hydrogen på 346,6 kilo for 2023. Som vist i figur 6.1 varierer energibehovet gjennom året, og er størst i juli. På det meste må hydrogensystemet kunne levere daglig 16 MWh, som tilsvarer 75 kg hydrogen.

### Fremtidig hydrogenbehov

Fremtidig hydrogenbehov baserer seg på figur 2.5a, hvor antagelser gjort i kapittel 6.1.1 er gjeldende. På bakgrunn av cruisestatistikken 2023 er det regnet ut en gjennomsnittlig effekt som blir dratt av hydrogenanlegget i tilfeller hvor kraftnettet ikke kan levere nok effekt. Snitteffekten er videre brukt til å regne ut en andel elektrisitet fra hydrogenanlegget på 9%. Andelen elektrisitet fra hydrogenanlegget brukes videre sammen med energibehovet fra figur 2.7 for å produsere en prognose for hydrogenbehovet til cruisekaiene vist i figur 6.4.



Figur 6.4: Prognose elektrisitet fra hydrogenanlegg

Der det er mye usikkerhetsmomenter med fremtidige prognoser, er det sannsynlig at flere anløp ved Trondheim Havn vil føre til en høyere frekvens av flere skip ved anløp ved samme tidspunkt. Elektrisitet fra hydrogenanlegget vil av denne grunn være viktig for å kunne dekke effekttoppene og tilby landstrøm for alle cruiseskip ved den nye cruisekaia og Kai 68. Prognosen vist i figur 6.4 viser at det vil det være nødvendig med tilførsel på 1048 MWh med elektrisitet fra hydrogenanlegget. Dette tilsvarer 63 tonn hydrogen som må leveres gjennom året, hvor det største hydrogenbehovet, basert på 6.1, vil være under sommermånedene.



## 6.2 Valg av komponenter

Det er nødvendig å velge produsent, distribusjon, lagringsmetode og brenselcellesystem som er egnet for applikasjonen. For å komme fram til disse delene, har det blitt foretatt vurderinger på bakgrunn av teorien lagt frem i kapitlene 4 og 3 ved å bruke metoder forklart i kapittel 5. Grunnet at Trondheim Havn ikke skal utvikle egne deler til systemet, er det fokusert på leverandører og samarbeidspartnere som kan levere de nødvendige delene. I dette delkapittelet vil grunnlaget for valgene presenteres, etterfulgt av den endelige løsningen som ble valgt.

### 6.2.1 Brenselcellesystem

I AHP fremkom det at TECO 2030 var den mest egnede tekniske løsningen av de fem ulike brenselcellesystemene basert på kriteriene. TECO fikk 32 prosentpoeng, som er nesten dobbelt som de andre alternativene som snittet på 17 prosentpoeng. Grunnen for dette er trolig at gruppen prioriterte kriteriet arealbruk nest høyest, hvor alternativene fikk bedre prioritering ut ifra hvor lite areal de tok opp ved møtt effektbehov. TECO 2030 hadde den desidert høyeste effekttettheten, med litt over 0,2 MW/m<sup>2</sup>.

Det er mange faktorer som spiller inn for hvorfor risiko prioriteres viktigst. Kai 68 vil ha stor trafikk av mennesker som er passasjer på cruiseskipene, samt arbeidere i havna. Trondheim Havn er i umiddelbar nærhet til prosjekterte handels- og boligområder i Nyhavna, i tillegg til næringsbygg. En feil eller svikt på hydrogenanlegget kan være katastrofal, og ta flere liv. TECO 2030 baserer seg på PEMFC, som har mange fordeler beskrevet i kapittel 3, inkludert at de gir en langsiktig driftsstabilitet.

I tillegg anser gruppen teknologien som moden i 2024, grunnet at TECO 2030 på deres nettsider har meldt at de har en målsetting om en produksjonskapasitet på 120 MW brenselceller i 2024 [112]. Når det gjelder virkningsgrad, ble alle alternativene vurdert likt ettersom at de ville hatt omtrentlig like virkningsgrader. Dessverre ville ikke alle leverandørene dele informasjon om virkningsgrad for systemene, av samme grunnlag som for kostnad. Dermed vil ikke dette kriteriet ha særlig å si for analysen.

### 6.2.2 Hydrogenleverandør og -distribusjon

Som lagt frem i kapittel 3.4.2 er det flere hydrogenprodusenter i Trønderlag, og det er valgt å fokusere på lokale produsenter. Samtlige av Hitra, Rørвик og Meråker har planer om å levere grønn hydrogen fra elektrolyse, og utslippene fra produksjonen vil derfor være lave sammenlignet

med en produsent av hydrogen fra dampreforming. Hverken Hitra, Meråker eller Rørvik kan per 2023 levere hydrogen, men skal være klare for produksjon og distribusjon innen slutten av 2025. Forskjellene er blant annet produksjonskapasitet, avstand til Trondheim Havn, og tilgang på data. På bakgrunn av dette vurderes Meråker Hydrogen AS som den beste løsningen for Trondheim Havn.

Meråker Hydrogen vil kunne produsere 10 tonn hydrogen om dagen, og har derfor høyest produksjonsmengde av kandidatene. I tillegg har Meråker Hydrogen gitt gruppen tilgang på flere prisanslag som gjør det enklere å gjennomføre gode økonomiske analyser for Trondheim Havn. De anslåtte prisene kan endres, men anses som konkurransedyktige sammenlignet med prisanslag for produksjon av hydrogen fra elektrolyse [52].

For distribusjon er det ønskelig å frakte komprimert hydrogen i 45' ISO High Cube Type IV via togstrekningen mellom Trondheim og Meråker [56]. Togstrekningen er per dags dato ikke elektrifisert, men Bane NOR har startet et utbyggingsprosjekt som skal elektrifisere togstrekningen innen slutten av 2024 [113]. Dette gjør at Meråker Hydrogen kan produsere grønn hydrogen med en miljøvennlig form for distribusjon.

### 6.2.3 Lagring

Innledningsvis anses det som ikke gjennomførbart å lagre hydrogen i naturlige eller kunstige hulrom i de aktuelle områdene. Begrenset innsyn i geotekniske undersøkelser gjør det utfordrende å evaluere metoden som gjennomførbart. Samtidig sier, som nevnt i seksjon 3.5.2, forskrift om farlig stoff sier at lagring av hydrogen skal foregå over terrenget.

Absorpsjon og kjemisk lagring anses som utfordrende for stasjonære applikasjoner på grunn av energien som kreves for å absorbere og desorbere hydrogenet. Lagringsmetoden krever i tillegg et ekstra anlegg for varmeoverføring og -lagring for mest mulig effektiv absorpsjon og desorpsjon. I tillegg er sorpsjon tidkrevende, og tapene øker dersom man forhaster prosessen. Andre hydrogenholdige energibærere som metanol og ammoniakk kan være aktuelle, men denne oppgaven fokuserer kun på rent hydrogen som energibærere. Derfor anses det som ikke gunstig til bruk ved Trondheim Havn.

Til slutt gjenstår komprimert og flytende hydrogen. På den ene siden krever flytende hydrogen mer energi enn komprimert hydrogen på grunn av flytendegjøringen. På den andre siden får man ikke fraktet like mye hydrogen på grunn av lavere tetthet. Dermed er valget avhengig av transportavstand og mengde. Fornybarklyngen oppgir i *Veikart for hydrogen i Trøndelag* at de

ser ut til at flytende hydrogen kun er gunstig dersom man skal levere mer enn 5-10 tonn/døgn med hydrogen [52]. Basert på anløpene til Trondheim Havn i 2023 er det anslått at det ikke er behov for et så omfattende kvantum. I tillegg er transportavstanden til anlegget på Meråker som nevnt i kapittel 3.4.2 bare 87 km med tog. *Veikart for hydrogen i Trøndelag* nevner også at undesøkelser tyder på at det ikke lønner seg å frakte komprimert hydrogen dersom reisetiden er lengre enn 2,5 h per veg. Det gjør at Trondheim Havn er innenfor markedsavgrensningen for kjøp av komprimert hydrogen. Med det tatt i betraktning tyder både kvantum og avstand på at det er komprimert hydrogen som er mest gunstig.

Originalt var det en type II beholder som ble sett på som den mest egnede løsningen, ettersom beholderene skal lagre hydrogen for stasjonære applikasjoner og kun fraktes kortere avstander. Derfor var det mer aktuelt å se på tanker av aluminium, som type I og II. Som nevnt er kostnadene gjerne 50 % høyere for type II, men vekten reduseres med 30-40 %. *Veikart for hydrogen i Trøndelag* oppgir at prisen for transport av komprimert hydrogen varierer fra 8-15 kr/kg H<sub>2</sub>. Prisen ville avhenge av vekt og dermed kunne vekten til beholderen utgjøre en betydelig forskjell over levetiden. I tillegg hadde type II beholdere høyere takhøyde for trykkbegrensning, så det var større slingring dersom Meråker la om sin levering. Derfor ble type II tank ansett til å være det mest gunstige for Trondheim Havn.

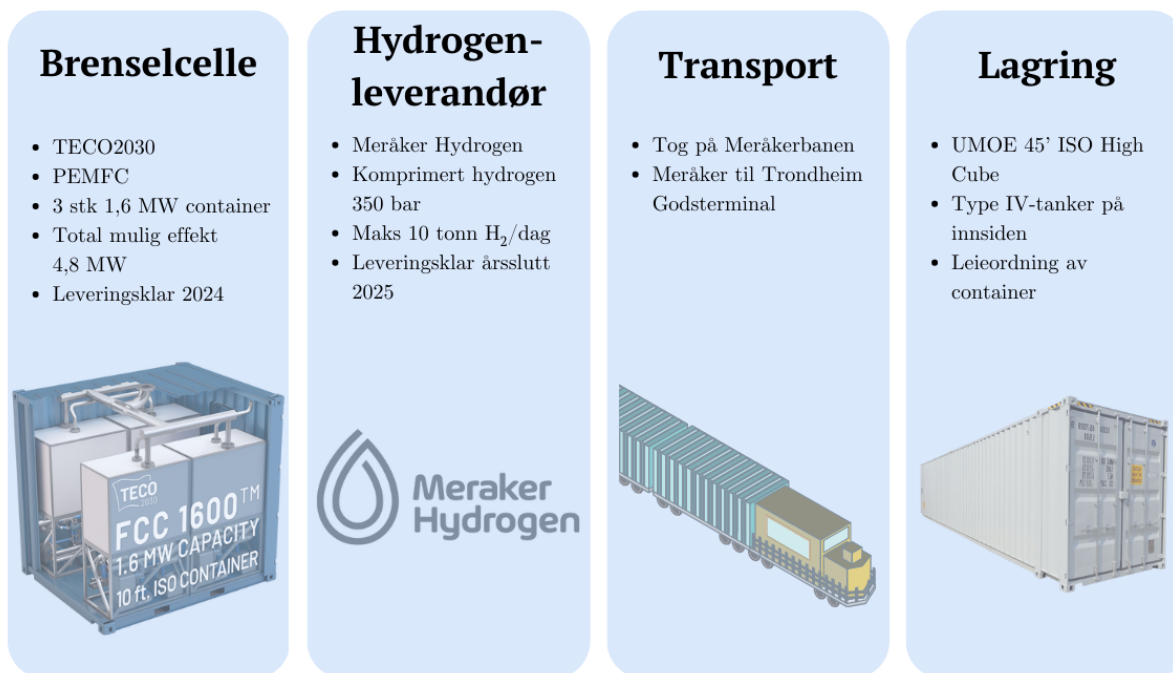
Meråker Hydrogen planlegger å levere hydrogen ved 350 bar. Hydrogengassen leveres i en 45 fots container av typen “UAC 45’ ISO High Cube” fra *UMOE*. På innsiden av containeren finnes det flere tanker av type IV. Dette er en av de letteste typene tanker, som er hensiktsmessig å velge fra Meråker Hydrogen sitt perspektiv, ettersom å frakte tyngre gods over ulike avstander vil være mer energikrevende. Hydrogentanken vil oppta et areal på 31,5 m<sup>2</sup>.

Å flytte over gassen fra Meråker Hydrogen sine type IV tanker til en stasjonær tank av typen II, legger til et ekstra ledd i forsyningslinjen, nemlig en ev. overføring av gassen fra en frakttank til en stasjonær lagringstank. Ved å heller leie disse tankene fra Meråker Hydrogen fjernes det ekstra leddet i forsyningslinjen, og man kan la gassen forbli i containeren. Gassen vil da tas i bruk direkte fra tanken inn i brenselcellesystemet, uten et ekstra ledd. Dermed anses type IV beholder som den mest egnede løsningen, til tross for argumentene nevnt med type II beholder.

### 6.3 Valg av løsning

Målet med den tekniske analysen var å komme fram til den beste løsningen for et hydrogenanlegg ved Trondheim Havn, og figur 6.5 viser en oversikt over de ulike resultatene for løsningene som har fremkommet i den tekniske analysen.

## Tekniske løsninger



Figur 6.5: Oversikt over sluttløsningen for det tekniske systemet. Med fotografier hentet fra [114, 115, 116] i rekkefølgen som de opptrer, utenom togillustrasjonen som er gratis.

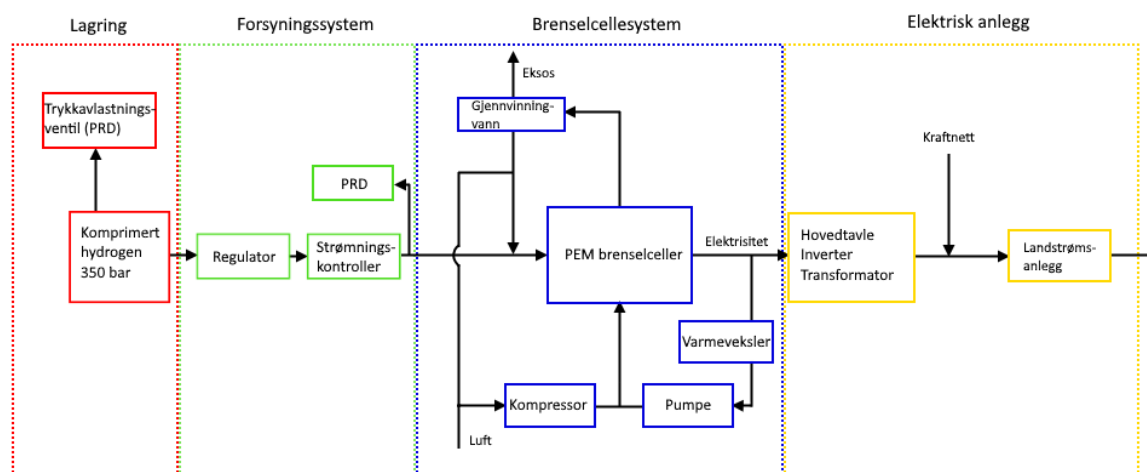
Basert på kriterier, antakelser og betingelser lagt frem i 6.1 er det gjort vurderinger for et totalt system for landstrøm ved Kai 68. Dette er gjort med ønske om å dekke effekttopper som går over 12 MW. For planlagte anløp for 2023 vil dette tilsvare tilfeller hvor det samtidig anløper to cruiseskip med høyt effektbehov.

## 7 Risikoanalyse

Oppgaven inkluderer en risikoanalyse for å kartlegge om hydrogenanlegget innehar en akseptabel risiko. Analysen inkluderer systembeskrivelse, kartlegging av farer og feilmoder og en FMECA. I FMECA-en presenteres forslag til risikoreduserende tiltak. Analysen er basert på en tidligere FMECA for hydrogenkjøretøy [117], og er tilpasset systemet beskrevet i kapittel 7.1. Det innebærer at oppgaven tilpasser farer, feilmoder, sannsynlighet og konsekvens etter forholdene som er tilstede under drift ved Trondheim Havn.

### 7.1 System

Dette kapittelet tar for seg de ulike delene i systemet. Anlegget deles inn i fire delsystemer: lagring, forsyning, brenselcellesystem og elektrisk anlegg. Systemet er vist i figur 7.1.



Figur 7.1: Systemoversikt for risikoanalysen

Lagringssystemet består av hydrogentanken som sendes fra Meråker og kobles på forsyningssystemet med en rørkobling. Videre består forsyningssystemet av en regulator koblet opp mot ventiler og pumper som utgjør strømningskontrolleren. Oppgaven til forsyningssystemet er å tilpasse strømming etter behov. Så sendes hydrogenet til brenselcellesystemet og forbrukes. Avgassene sendes til gjenvinning hvor noe går til anodisk resirkulering og noe går til eksos. Elektrisiteten produsert driver også kompressorene som supplerer luft tilbake til brenselcellene. Resten av elektrisiteten går så videre til det elektriske anlegget som består av en hovedtavle, med sikringer, vern og måleinstrumenter, og en kontrollenhet som inverterer strømmen til AC, med riktig spenning, frekvens og fase. En transformator justerer spenningen opp til kraftnettets spenning. Videre kobles anlegget på kraftnettet og bidrar til landstrømanlegget.

## 7.2 Identifisering av farer

Hydrogen er en luktfri og fargeløs gass. Dette gjør at en lekkasje kan være vanskelig å oppdage. I tillegg er gassen lettantennelig. Som nevnt i kapittel 6.2.3 anses det som mest gunstig å lagre hydrogenet komprimert. Det høye trykket kan utgjøre eksplosjonsfare og større lekkasjer kan skade både personell og materiell. Etersom hydrogenanlegget er laget for å produsere elektrisitet kan feil på det elektriske anlegget også utgjøre en fare. I kombinasjon kan faremomentene påvirke og utløse hverandre, og være avgjørende for konsekvensen av en feilmode. Derfor er det viktig å kartlegge de ulike faremomentene.

### 7.2.1 Brannfare

Kartlegging av brannfare skal bidra til å identifisere faremomenter og fastslå konsekvenser av feilarter i FMECA. For å identifisere faremomentene knyttet til brannfare for hydrogen er det hensiktsmessig å undersøke egenskapene til hydrogen.

Tabell 7.1: Data for forbrenning av hydrogen [117]

Egenskap	Verdi	Enhet
Tetthet (25° C, 1 atm)	0,08988	g/L
Nedre brennverdi	120,0	MJ/kg
Nedre brennbarhetsgrense	4	%
Øvre brennbarhetsgrense	75	%
Nedre detonasjonsgrense	18	%
Øvre detonasjonsgrense	59	%
Selvantenningsstemperatur	580	° C
Antennelsesenergi	0,02	mJ
Adiabatisk flammetemperatur	2250	° C

Som vist i tabell 7.1 har hydrogen en svært høy brennverdi. Brennverdien tilsvarer en TNT-ekvivalent på 28,7 [118]. Til tross for dette har hydrogen en svært lav tetthet ved romtemperatur og atmosfærisk trykk. Det gjør at det kreves en større oppsamling av hydrogengass for å utgjøre signifikant eksplosjonsfare.

Brennbarhetsgrense er et uttrykk for hvor mye brensel en gassblanding kan bestå av for at antenning skal være mulig. Hydrogen har et svært bredt område for brennbarhet, fra 4-75%. Det gjør sannsynligheten stor for at hydrogen befinner seg innenfor brennbare nivåer ved en lekkasje.

Det samme gjelder for detonasjonsgrensene. Hydrogen har et relativt bredt område for detonasjon, som gjør at blandingen har stor sannsynlighet for å være eksplosiv ved detonasjon sammenlignet med andre drivstoffgasser. I tillegg har hydrogen en svært lav antennelsesenergi,

som gjør gassen er svært utsatt for brannfare ved gnister eller lysbuer som følge av feil på anlegget.

Tettheten til hydrogen sammenlignet med luft gjør at det stiger opp ved en lekkasje. Dette er en fordel fordi det gjør det lettere å ventilere ut hydrogenansamlinger for å unngå antenning. Hydrogen diffunderer i tillegg godt i luft. Dette gjør det mulig å begrense tiden hydrogenet befinner seg innenfor brennbarhets- og detonasjonsgrensene.

Ved antenning brenner hydrogen med en svak blå flamme. På grunn av at reaksjonen (4.1) ikke innebærer karbon gir den heller ikke fra seg sot. Dermed kan flammene være vanskelig å se [117].

### 7.2.2 Høytrykksfarer

Meråker planlegger å levere komprimert hydrogen med et trykk på 350 bar. Tankene som hydrogenet leveres i har en sikkerhetsmargin, som gjør at sprengningstrykket er langt høyere enn det tanktypen er klassifisert til. Dermed er tanksvikt som fører til eksplosjon en følge av feilproduksjon, feilhåndtering eller eksterne faktorer. Eksterne faktorer kan være brann som varmer opp innholdet i beholderen slik at trykket øker, mekanisk skade som følge av en kollisjon, et slag, eller kjemisk skade som svekker integriteten til materialene i beholdere eller rør.

Ved lekkasjer av komprimert gass kan det også oppstå lave temperaturer. Hurtige trykkfall kan også gi betydelige fall i temperatur. Temperaturfallet kan gi frostskafer til rammet personell eller skade materiell som følge av kreftene som oppstår ved store temperaturgradienter.

### 7.2.3 Elektriske farer

Elektriske farer er iboende for hydrogenanlegget ettersom stasjonen har anlegg for å levere opptil 4,6 MW med en utgangsspenning på 800-1050 V likestrøm fra hver brenselcellestabel. Spenningen og strømmen levert av anlegget er i stand til å påføre skade på personell. Dersom det elektriske anlegget eksponeres og man kommer i kontakt, risikerer man forstyrrelser i hjerterytmen, brannskader, lammelser, pusteproblemer eller hjertestans. Konsekvensene av en slik skade er alvorlig og kan være dødelig. Derfor er det kritisk med godt vedlikehold og gode protokoller for håndtering av det elektriske anlegget.

Ved svikt på anlegget er det også en risiko for at lysbuer oppstår som følge av overspenning. Lysbuer kan forårsake brann, eller dersom det er en lekkasje av hydrogen tilstede kan gassen detoneres. Størrelsen på lysbuen avhenger av flere parametere som trykk, avstand og gass, men den elektriske gjennomslagsfastheten i luft er gjerne rundt 3 kV/mm [119]. Et foretak mot dette

er å installere raske sikringer og vern som bryter dersom det skulle oppstå for høye strømmer og spenninger. Et annet tiltak er å holde det elektriske anlegget adskilt fra rom som er spesielt utsatt for gasslekkasjer, så godt det lar seg gjøre, og sørge for god ventilasjon.

### 7.3 Kartlegging av feilmoder

Dette kapittelet undersøker de ulike delsystemene for å identifisere potensielle feilmoder. Kapittelet vurderer også mulige årsaker og konsekvenser til de ulike feilmodene.

#### 7.3.1 Lagringssystem

Lagringssystemet har hovedsaklig to feilmoder; lekkasje av hydrogen eller brist i tank, ventiler eller andre komponenter som kobler lagringssystemet sammen med forsyningssystemet. Årsaken til disse feilmodene kan som nevnt i kapittel 7.2.2 være feilproduksjon, dårlig vedlikehold eller eksterne faktorer. Konsekvensene av lekkasje eller brist i lagringssystemet avhenger av omfanget på svikten, årsak og omstendighetene. Mulige konsekvenser kan være:

- Umiddelbar antenning av en lekkasje som resulterer i en jetflamme.
- Oppsamling av antennelig hydrogengass som kan utgjøre en brannfare eller eksplosjonsfare.
- Hydrogenlekkasje i et lukket rom kan stige opp, fortrenge oksygen og ha en kvelende effekt.
- Eksplosiv frigjøring av trykket til den komprimerte gassen i tanken eller rør.
- Hurtig frigjøring av komprimert gass i en stråle kan blåse vekk eller i stykker andre komponenter.

#### 7.3.2 Forsyningssystem

Forsyningssystemet består av en rekke ventiler, filtre, regulatorer og strømningsmålere. Feilmoder i forsyningssystemet kan være lekkasje, sviktende ventiler, tett eller ødelagt filter, feilmålinger eller feil pådrag fra regulator. Årsakene til svikt i forsyningssystemet er også feilproduksjon, dårlig vedlikehold eller eksterne faktorer. I tillegg har hydrogengassen varierende trykk gjennom forsyningssystemet. Tanken holder et trykk på 350 bar og brenselcellen opererer rundt atmosfærisk trykk ( $\sim 1$  bar). Derfor vil konsekvensene av feilmodene på forsyningssystemet avhenge av hvor i systemet svikten skjer, i tillegg til omfang, årsak og omstendighet. Konsekvensene for forsyningssystemet er like konsekvensene for lagringssystemet.

Konsekvenser av eksplosiv karakter vil være mindre sannsynlig for deler av systemet som holder lavere trykk. Brannfare i forbindelse med lekkasje anses å være tilstede i alle deler av systemet.



### 7.3.3 Brenselcellesystem

Brenselcellesystemet er komplekst og deles videre inn i tre delsystemer: brenselceller, kjøling og luftinntak. Årsakene til svikt i brenselcellesystemet kan variere mellom de ulike delsystemene og delsystemene kan fremprovosere svikt i andre delsystemer. Eksempel på noen årsaker kan være:

- Feilproduksjon, dårlig vedlikehold og testing.
- Sensorfeil (påvirker drift av kontrollenheter og regulatorer).
- For lav, høy eller vekslende fuktighet kan medføre slitasje på membranen.
- Utilstrekkelig kjøling.
- Slitasje.
- Feil på forsyning av hydrogen.

De vanligste feilmodene til brenselcellesystemet er brudd på membranen, svikt på kjølesystemet, tett luftfilter, svikt på luftfukteren og elektrisk kortslutning. Lekkasje kan også forekomme, men sannsynligheten anses som lavere ettersom trykket i cellene er lavt. Konsekvensene av svikt i brenselcellesystemet kan være [117, 120]:

- Brudd på membran:
  - Hydrogen og luft blandes. Blandingen har høy sannsynlighet for å reagere og antenne. Dette kan skape brann.
- Elektrisk kortslutning:
  - Kan starte en brann i materiell
  - Kan skade personell
  - Kan forstyrre signaler eller skade andre elektriske komponenter
  - Kan antenne hydrogengass dersom en lekkasje er tilstede
- Lekkasje:
  - Kan utgjøre en brannfare ved ansamling av hydrogengass
  - Kan ha en kvelende effekt dersom ansamlingen fortrenger luft.

### 7.3.4 Elektrisk anlegg

Det elektriske anlegget deles inn i inverter, hovedtavle (sikring og måling), transformator og kabler. De ulike komponentene har ulike feilmoder og feilårsaker. Eksempler på årsaker kan være [121]:

- Feilproduksjon, -installasjon, dårlig vedlikehold, håndtering og testing.
- Feildimensjonering av sikring og andre komponenter.
- Utilstrekkelig kjøling av transformator.
- Slitasje.
- Eksterne faktorer (mekanisk stress, kjemisk påvirkning etc.).
- Gammel og morken isolasjon.
- Fuktighet eller andre strømførende fremmedlegemer som kommer i kontakt med anlegget.

De viktigste feilmødene i det elektriske anlegget er kostslutning, overspenning og underspenning. Brudd i det elektriske anlegget er også en vanlig feilmode, men konsekvensene anses å utgjøre en mindre risiko for personell og materiell. Transformatorene er også avhengig av oljekjøling for å ikke overopphete. Overoppheting og vann i oljen kan føre til slamdannelse i oljen som videre svekker oljens evne til å kjøle transformatoren [121]. Konsekvensene av feil på det elektriske anlegget kan være:

- Varmegang som videre kan utgjøre brannfare.
- Kortslutning og overspenning som kan skape lysbuer kan utgjøre brannfare eller detonere brennbare gasser.
- Sjokkskade på personell eller materiell.
- Forstyrrelser av signaler og andre elektriske komponenter.

## 7.4 FMECA

FMECA-en har blitt gjennomført i eget skjema hvor spesifikke årsaker, konsekvenser og tiltak for alle feilmoder kartlegges. FMECA-en er vedlagt i vedlegg B. Som nevnt henter FMECA-en inspirasjon fra en lignende FMECA for brenselceller i kjøretøysapplikasjoner [117]. I dette kapitlet blir resultatene lagt frem og forslag til tiltak blir vurdert og lagt frem. Virkningen av tiltakene blir diskutert senere i diskusjonskapittel 10.4 for å vurdere hvorvidt tiltakene holder risikoen på et akseptabelt nivå.

### 7.4.1 Resultater

Resultatene fra FMECA skal gi et overblikk over risiko til de ulike prosessene og feilmodene inkludert i analysen. Resultatene fra FMECA er presentert i tabell 7.2.

*Tabell 7.2: Resultater fra FMECA. Tabellen viser oversikt over alle feilmodene til hver prosess og hvor mange feilmoder som er tilknyttet lav (L), middels (M) og høy (H) sannsynlighet, konsekvens og risiko.*

(a) Antall feilmoder i de ulike sannsynlighetskategoriene

Sannsynlighet	L	M	H	Total
Lagringssystem	7	0	0	7
Forsyningssystem	17	0	0	17
Brenselcellesystem	8	8	0	16
Elektrisk anlegg	12	3	0	15

(b) Antall feilmoder i de ulike konsekvenskategoriene

Konsekvens	L	M	H	Total
Lagringssystem	0	0	7	7
Forsyningssystem	0	1	16	17
Brenselcellesystem	2	3	11	16
Elektrisk anlegg	1	8	6	15

(c) Antall feilmoder i de ulike risikokategoriene

Risiko	L	M	H	Total
Lagringssystem	0	7	0	7
Forsyningssystem	1	16	0	17
Brenselcellesystem	3	7	6	16
Elektrisk anlegg	7	8	0	15

Resultatene gitt i tabell 7.2 viser ikke fordelingen av risiko blant komponenter eller delprosesser. Det gjør at tiltakene ikke kan basere seg utelukkende på tabell 7.2, men resultatene gir en oversikt over hvilke prosesser som er tilknyttet mest risiko og utfordring.

### 7.4.2 Tiltak

Som vist i resultatene i tabell 7.2 har alle prosessene feilmoder med stort sett lav til middels sannsynlighet. Likevel har de fleste feilmodene også høy konsekvens. Det medfører at de fleste feilmodene er tilknyttet moderat risiko og er enhet for tiltaksvurdering. Det er også viktig å merke seg at brenselcellesystemet har seks feilmoder med høy risiko, og krever risikoreduserende tiltak.

Kapittelet diskuterer hvilke tiltak Trondheim Havn kan gjennomføre for å redusere eller kontrollere risiko. Feilmoder som har moderat eller høy risiko blir diskutert for å foreslå passende tiltak. Tiltakene er lagt ved i en egen kolonne i vedlegg B. Det skilles mellom tekniske tiltak, og prosedyre- og brukeradferdstiltak. Tekniske tiltak omfatter tekniske løsninger som kan benyttes for å begrense risiko, som avlastningsventiler eller sikringer. Prosedyre- og brukeradferdstiltak omfatter tiltak som påvirker håndtering, vedlikehold og testing.

### Lagringssystem

Under lagringssystem er de fleste risikomomenter tilknyttet brennbar hydrogengass, eksplosjonsfare og trykkfare. Dermed er forslag til tekniske tiltak til lagringssystemet er trykk- og temperaturmåling og bruk av stengeventiler eller trykkavlastningsventiler ved flere punkter for å begrense omfanget ved en eventuell svikt. I tillegg er det viktig å sørge for god ventilasjon rundt systemet for å forhindre oppsamling av hydrogen innen brennbarhetsgrensene.

Lagringssystemet har liten sannsynlighet for alle feilmoder, så for å holde sannsynligheten på et akseptabelt nivå bør det innføres tiltak som forebygger mot feiltrinn som kan indusere feilmoder. Forslag til prosedyre- og brukeradferdstiltak er tilpassede rutiner for håndtering, vedlikehold og testing. I tillegg må det etableres sikkerhetssoner for havnearbeid og bruk av anleggsmaskiner.

Foreløpig finnes det ingen konkrete regler eller lover som bestemmer spesifikke sikkerhetsavstander til hydrogentanker eller lignende hydrogenanlegg. Som nevnt i seksjon 3.5.2, omfattes håndtering av hydrogengass av *Forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff [...]*, hvor hydrogen kategoriseres i brannfarlig gass, kategori 1. I forskriften står det at virksomheter må kartlegge farer og problemer med håndtering av farlige stoffer og utarbeide en tiltaksplan som skal integrere sikkerhetshensyn i alle faser av virksomheten. Paragraf 16 tar for seg arealmessige begrensninger, men i paragrafen heter det at det skal opprettes arealmessig sikkerhetsavstand for å sikre omgivelsene på en tilfredsstillende måte, uten at det oppgis spesifikke avstander [122]. Dermed kreves det kartlegging av fagpersonell for å avgjøre hvilke sikkerhetsavstander som er tilfredsstillende.

Forskrift om håndtering av farlige stoffer stiller også krav til at alle som prosjekterer, konstruerer, produserer, installerer, drifter, endrer, reparerer, vedlikeholder eller kontrollerer utstyr og anlegg som benyttes ved håndtering av farlig stoff skal ha nødvendig kompetanse. Det er virksomhetens ansvar å sørge for at de nevnte får nødvendig opplæring [122].

### Forsyningssystem

De samme farene gjelder også for forsyningssystemet som for lagringssystemet. Dermed er også tiltakene mye av det samme, med tekniske tiltak som trykkavlastningsventiler (PRD), stengeventiler, ventilasjon og overvåking av eventuelle gasslekkasjer, og de samme prosedyre- og brukeradferdstiltakene. I tillegg inngår noen komponenter i forsyningssystemet i BoP, og feil på forsyningssystemet kan skade komponenter i brenselcellesystemet. Derfor er det viktig å ha samkjøring med kontrolleren til BoP for å kunne styre stengeventiler og regulatorer ved behov. Dermed er et annet teknisk tiltak å ha kommunikasjon med spenningsmåling fra cellen.

### **Brenselcellesystem**

Basert på resultatene fra FMECA er det brenselcellesystemet som er forbundet med mest risiko, og som eneste prosess med høy risiko. Innledningsvis observeres det at de feilmodene som har høy risiko er de som direkte påvirker membranen. Dette er fordi membranbrist er svært kritisk og utgjør stor brannfare og videre eksplosjonsfare for systemet. Et teknisk å forhindre membranbrist er å ha nøye kontroll over utskjæringer. Dersom produksjonsavviket er større enn 0,05 mm øker sannsynligheten for sprekking av membranen [123].

En rekke andre delprosesser kan også skade en frisk membran. Et prosedyretiltak for å redusere risiko knyttet til membranbrist er å ta ut gjeldende brenselcellestabler av drift dersom det oppstår et avvik i luftfukteren, kjølesystemet, luftfilter eller utgangsspenning fra cellen. Dette er delprosesser som utgjør størst risiko for membranen. Ved å nøye overvåke disse delprosessene med måling av trykk, temperatur, fuktnivå, strømningshastighet kan man fange opp avvik som kan være kritisk for membranens tilstand. Dersom et avvik oppstår tas stabelen ut av drift for å kontrollsjekkes. Ulempen med dette tiltaket er at det kan bli kostbart og medføre nedetid på anlegget.

Andre prosedyretiltak for å redusere risiko i brenselcellesystemet er å gjennomføre regelmessig testing og vedlikehold av kjølesløyfer og luftfukter. Filteret til luftinntaket er det også viktig at byttes eller renses regelmessig for å minimere sannsynligheten for feil.

### **Elektrisk anlegg**

Feilmodene til det elektriske anlegget har varierte konsekvenser og farer. Transformatoren har flest feilmoder tilknyttet tilstanden til oljen. Derfor er det viktig med regelmessige oljeprøver for å forhindre at oljen blir dårlig og fører til varmegang og videre brannfare. Gassvakt i transformatoren brukes også til å varsle om oljen fordamper og utgjør trykk- og brannfare. Vedlikehold av kjølepumpe og radiatorvifte er også viktig [121].

For å forhindre at det blir kortslutning og skade på isolasjonen til kabler i anlegget kan man sjekke tilstanden til kablene. Tilstanden kan undersøkes ved hjelp av power factor test eller dielektrisk spektroskopi. Dette kan kartlegge egenskapene til ledningen og isolasjonen for å forhindre brannfare og fare for støt [121].

Hovedtavlen og inverteren er sammensatt av mange komponenter, som sikringer, dioder og kondensatorer. Dersom en komponent svikter kan det medføre flere konsekvenser. Det viktigste tiltaket for å holde risikoen nede for hovedtavle og inverter er bruk av raske og korrekt dimensjonerte sikringer og spenningsvern. Sikringer og spenningsvern sørger for å bryte strømmer og spenninger som kan skade andre komponenter, personell, starte brann eller antenne brennbare gasser.

## 8 Økonomisk analyse

Den økonomiske analysen har til hensikt å undersøke lønnsomheten ved et landstrømanlegg ved Kai 68 for Trondheim Havn. Først vil nødvendig data presenteres, før LCOE forklart i 5.4.1 gjennomføres for ulike deler av det hybride nettet. Avslutningsvis vil LCOE for landstrømanlegget sammenlignes med LCOE for et dieselaggregat. Dette vil gjennomføres for to scenarier, hvor scenario 1 er basert på anløpsstatistikken fra 2023, uten en økning i energibehov. Scenario 2 er basert på prognosen vist i figur 6.4 for økning i hydrogenbehov, og figur 2.5a for økning av generelt energibehov.

### 8.1 Innhenting av data

For å gjennomføre en LCOE, må nødvendig data innhentes og behandles. Dette kapitlet kartlegger data for blant annet komponenter i analysen. I tillegg blir variabler fra likning (5.4) presentert.

#### 8.1.1 Variabler i LCOE analyse

##### Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten i LCOE analysen har til hensikt å beregne nåverdien til en fremtidig strøm av betalinger eller kostnader. Diskonteringsrenten varierer blant annet basert på risikonivået til en investering, og for fornybare prosjekter ligger en diskonteringsrente ofte mellom 3 og 7% [124]. I denne oppgaven er det derfor antatt en diskonteringsrente på **6%** for hydrogenanlegget og **4%** for elektrisitet fra kraftnettet.

##### Levetid

Levetiden til systemet har en påvirkning på tilbakebetalingstiden til kraftverket, hvor levetiden er bestemt på bakgrunn av forventet driftsperiode for et brenselcellesystemet bestemt i 6.3. TECO 2030 har ved samtaler lagt frem at målet er 35 000 timer med drift. For anlegget i oppgaven kobles brenselcellene kun på i kortere perioder. Som forklart i 6.2 er systemet i tillegg modulbasert, og kobles individuelt opp til hovedtavlen. Dette gjør at brenselcellesystemet kan driftes selv om en brenselcellemodul trenger vedlikehold. Med bakgrunn i dette er en levetid på **20 år** antatt for anlegget.

##### Forventet økning i energibehov

Som vist i figur 6.4 er det antatt at elektrisitet fra hydrogen vil øke frem mot 2040, og 300% sammenlignet med 2025. For en LCOE vil dette gjøre at elektrisitetsproduksjonen vil øke årlig,

i tillegg til etterspørsel. En forventet økning vil i tillegg gjøre at mer hydrogen må fraktes og kjøpes fra Meråker Hydrogen AS. Basert på figur 6.4 og anløpsstatistikk for 2023, er det anslått at etterspørsel fra elektrisitet hydrogen vil øke med **7,5 %** årlig frem mot 2040 for scenario 2, og 0% for scenario 1. For elektrisitet fra kraftnettet er økningen mindre, og basert på figur 2.7 fra kapittel 2.1 vil energibehovet fra kraftnettet øke med **1,3%** årlig for scenario 2.

### 8.1.2 Brenselcellesystem

Brenselcellesystemet regnes i denne oppgaven som den mest sentrale delen av hydrogenanlegget, og den største investeringen som blir gjort. Som vist i seksjon 6.3 er TECO 2030 valgt, og for å dekke nødvendig effektbehov trengs det 3 moduler på tilsammen 4,8 MW. Systemet baseres på PEMFC som er kostbart. Selskapet ønsket ikke å dele prisestimer for anlegget, da dette er konkurransesensitiv informasjon. Det er derfor tatt utgangspunkt i prisen for et PEMFC 1 MW Grasshopper brenselcellesystem. CAPEX for Grasshopper er gitt i seksjon 4.7, og er 17000 NOK/kW. For et TECO 2030 4,8 MW system vil dette gi en investeringskostnad på **81,6 MNOK**.

### 8.1.3 Transport og produksjon

Som lagt frem i seksjon 6 er Meråker Hydrogen valgt til hydrogenprodusent, og tilbyr transport av hydrogen via Meråkerbanen. Denne løsningen vil bli benyttet, og etter samtaler med Meråker Hydrogen er det gitt et prisestimat på 5-10 NOK/kg H<sub>2</sub> i transportkostnader [56]. På bakgrunn av info lagt frem i seksjon 6.2.3 antas en pris for transport på **8 NOK/kg**. Prisene kan endres basert på mengde hydrogen og frekvens på leveranse.

Meråker Hydrogen produserer i tillegg hydrogenet som skal benyttes ved Trondheim Havn. Hydrogenet produseres ved vannelektrolyse, og en prisantydning gitt av Meråker Hydrogen er **45 NOK/kg** H<sub>2</sub> produsert [56]. Pris for hydrogenproduksjon kan variere avhengig av produksjonsmengde.

### 8.1.4 Lagring

Det er valgt å benytte seg av Meråker Hydrogen sine hydrogentanker; UMOE 45' ISO High Cube. Denne tanken vil leveres via Meråkerbanen til Trondheim godsterminal, for så å være stasjonert ved Trondheim Havn til hydrogenet er benyttet. En tank vil av denne grunn være plassert ved Trondheim Havn til en hver tid, og avhengig av hydrogenbehov kan opptil to tanker



være nødvendig. Meråker Hydrogen har gitt en leiekostnad på **1300 NOK/dag** for leie av container [56].

### 8.1.5 Kraftnettet

Som vist i figur 6.1, og som forklart i seksjon 6.1.1 dekkes majoriteten av energibehovet av kraftnettet, og hydrogenanlegget vil kun benyttes ved effekttopper som kraftnettet ikke kan dekke.

#### Transformatorstasjon

Som forklart i kapittel 2.1 er det mangel på elektrisk kapasitet ved Brattøra, og en transformatorstasjon må bygges ut for å dekke de fremtidige effektbehovene. Avhengig av mengde effekt, er Trondheim Havn nødt til å betale et anleggsbidrag på investeringen, og i følge Sweco vil dette bidraget ligge på omtrent **22 MNOK** for å kunne trekke 12 MW fra transformatorstasjonen [5]. Anleggsbidraget avhenger også av størrelsen på transformatorstasjonen, hvor Sweco har tatt utgangspunkt i installering av et 60 MW anlegg.

#### Strømpris

De siste årene har strømprisen variert stort, og prognoser for hvordan prisen vil være de kommende årene er svært utfordrende. Basert på anløpsstatistikken for 2023 er 80% av anløpene mellom april og oktober. For Trondheim Havn vil strømforbruket være størst i sommermånedene, og lav under vintermånedene når strømprisen er på sitt høyeste. Det er derfor valgt en gjennomsnittlig strømpris basert på snittpris for Trondheim mellom april og oktober de siste fem årene. Strømprisen som brukes i den økonomiske analysen er **0,35 NOK/kWh**, og utarbeidet av data fra NorgesEnergi [125].

#### Nettleie

Et driftskostnad som legger seg på strømprisen, og som baserer seg på energiforbruket, er nettleie. Nettleie for bedriftskunder med årlig forbruk over 100 MWh består av fire ledd [126];

1. Fastledd
2. Effektledd, basert på faktisk effektbruk per måned
3. Energiledd, basert på hvor mange kWh forbrukt siste måned
4. Offentlige avgifter som er forbruksavgift og ENOVA-avgift

I Trondheim er det Tensio TS som har regionansvar for strømforsyning. Tabell 8.1 viser kostnadene for de ulike leddene. I tillegg vil det være en offentlig avgift med redusert sats på **0,546 øre/kWh** og ENOVA-avgift på **800 kr/år** [127].

Tabell 8.1: Avgifter for nettleie

Fastledd		Effektledd		Energiledd
NOK/år	kW	NOK/kW/mnd, V	NOK/kW/mnd, S	NOK/kWh
16568	over 1000	37	25	0,028

I tillegg vil leveringspliktig strøm fra nettselskapet komme på **strømpris + 5 øre**. Dette legges på gjennomsnittlig strømpris utregnet tidligere i seksjonen.

### 8.1.6 Drift og vedlikeholdskostnader

#### Hydrogenanlegg

Drift av et hydrogenanlegg innebærer både drift- og vedlikeholdskostnader, og informasjon om vedlikeholdskostnader for nye anlegg slik som TECO 2030 er ikke-eksisterende og vanskelig å fastslå. Det er derfor valgt å ta utgangspunkt i vedlikeholdskostnadene til et storskala brenselcelleanlegg over 400 kW, hvor vedlikeholdskostnadene er anslått å være rundt **0,40 NOK/kWh** elektrisitet produsert [74]. Vedlikeholdskostnader for hydrogentanken er antatt gjennomført av Meråker Hydrogen, da Trondheim Havn leier hydrogentankene til lagring. Vedlikeholdskostnadene vil derfor tilhøre drift av brenselcelleanlegget TECO 2030.

#### Kraftnettet

Drift og vedlikehold av kraftnettet dekkes av Tensio som nettutbygger. Drift og vedlikehold inngår i nettleien Trondheim Havn betaler, og uteblir derfor fra LCOE-analysen for kraftnettet.

### 8.1.7 Elektrisitet fra dieselaggregat

Dagens cruiseskip produserer elektrisitet fra dieselaggregat ved anløp til Trondheim Havn, og det er interessant for lønnsomheten til et landstrømanlegg å se hvor mye cruiseskipene er villig å betale for elektrisiteten. I følge flere rapporter ligger LCOE for elektrisitet fra diesel mellom **3,2 og 5,3 NOK/kWh** for elektrisitetsproduksjon fra dieselaggregat [128, 129].

## 8.2 LCOE

Til LCOE for scenario 1 og scenario 2 benyttes likning (5.3) for alle tilfeller, hvor verdiene presentert i seksjon 8.1 brukes mer spesifikt for hvert enkelt tilfelle. **Hydrogenanlegg**

Levetidskostnaden for hydrogenanlegget påvirkes i stor grad av investeringskostnaden til brenselcelleanlegget og mengde elektrisitet som produseres av hydrogenanlegget gjennom 20 år. Avhengig av scenario vil derfor NOK/kWh for anlegget variere stort, da investeringskostnaden er lik for begge tilfeller, mens elektrisitetsproduksjonen er høyere for scenario 2 med forventet økning i hydrogenbehov på 7,5 % de neste 20 årene. For scenario 1 er LCOE for hydrogenanlegget på **101,6 kr/kWh**. For scenario 2 er LCOE for hydrogenanlegget på **11,4 NOK/kWh**.

### Kraftnettet

Elektrisitet fra kraftnettet vil som forklart i seksjon 6 dekke effektbehov fra cruiseskipene opp til 12 MW. Investeringskostnaden for anleggsbidrag til transformatorstasjonen er betydelig, men energibehovet fra kraftnettet er også stort. Dette gir en LCOE for scenario 1 på **2,4 NOK/kWh**, og **2,2 NOK/kWh** for scenario 2.

### Landstrømanlegget

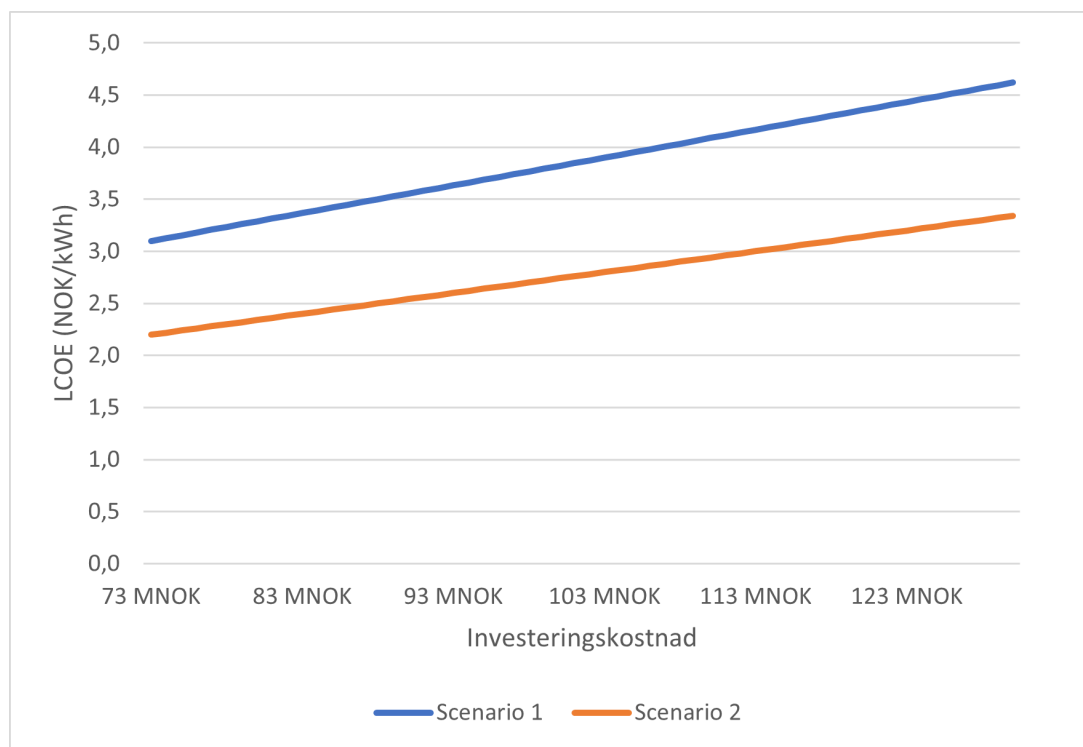
Landstrømanlegget vil levere en hybrid løsning mellom elektrisitet fra kraftnettet og hydrogenanlegget, og andelen fra hvert tilfelle vil være med å bestemme livstidskostnaden for selve landstrømanlegget. Dette vil være prisen Trondheim Havn må kreve for å tilbakebetale investeringen etter 20 år. LCOE for landstrømanlegget for scenario 1 er **3,9 NOK/kWh**, og **2,8 NOK/kWh** for scenario 2. En oppsummering av LCOE for de ulike komponentene er lagt frem i tabell 8.2.

Tabell 8.2: LCOE for ulike scenarier

LCOE (NOK/kWh)		
	Scenario 1	Scenario 2
Hydrogenanlegg	101,6	11,4
Kraftnett	2,4	2,2
Landstrømanlegg	3,9	2,8

Tabell 8.2 viser LCOE for de ulike scenariene, hvor en hybrid løsning mellom hydrogenanlegget og kraftnettet danner LCOE for landstrømanlegget.

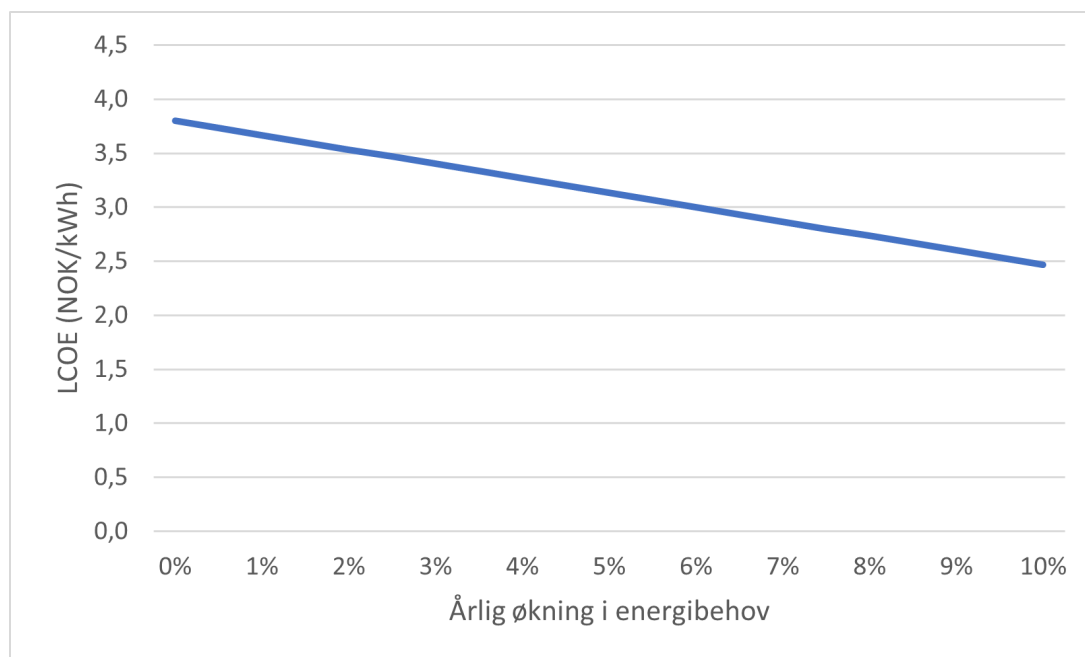
### 8.3 Sensitivitetsanalyse



Figur 8.1: LCOE for landstrømanlegget ved ulike investeringskostnader

Figur 8.1 viser LCOE ved en økning i investeringskostnad mellom -30% til +30% i både scenario 1 og 2, fra utgangspunktet som var 103,6 MNOK. I scenario 1 ser man på et konstant energiproduksjon, mens i scenario 2 ser man på en spådd 7,5% økning i energiproduksjon fra hydrogen per år i 20 år. Begge får en tilnærmet lineær økende trend ved økende investeringskostnad, som formidler at desto høyere investeringskostnadene er, gir en desto høyere LCOE.

Fra figuren kan man se at kurven for scenario 1 er litt brattere enn for scenario 2. Trolig er dette på grunn av at økningen i investeringskostnaden blir bremsset av økningen i produsert energi, ettersom at variablene inngår i henholdsvis *totale kostnader* og *total energiproduksjon* i ligning (5.3). Alle andre variabler forble like under denne delen av analysen.



Figur 8.2: LCOE for landstrømanlegget ved økning i energiproduksjon

Figur 8.2 viser LCOE ved en økning i energibehov mellom 0% til 10% for scenario 2, fra utgangspunktet som var 7,5% per år i neste 20 årene. Økningen i energibehov medfører en tilnærmet lineær synkende trend for LCOE, som formidler at desto større økningen i energiproduksjonen er, desto lavere blir LCOE.

Fra figur 8.2 kan man se at en økning i energibehov fra 0% til 10% vil gi en reduksjon i LCOE på omtrent 1,3 kr/kWh. En 10 % økning i energiproduksjon vil tilsvare omtrent 13,2 GWh over en periode på 20 år.

## 9 Miljøanalyse

Landstrøm er et utslippsreducerende tiltak som Norge og flere andre land har valgt å investere i. Denne løsningen skal elektrifisere cruiseskip og andre skipsfartøyer ved anløp, og redusere både lokale utslipp av  $\text{NO}_x$  og  $\text{SO}_x$ . Teknologien er energikrevende og må kunne dekke energibehovene til skip opp mot 10 MW[5]. Ved flere havner er ikke kraftnettet dimensjonert for en slik kapasitet, og andre energialternativer er derfor nødvendig for å kunne tilby landstrøm til anløp som ønsker dette. I dette kapitlet vil klima- og miljøpåvirkning for både den valgte tekniske løsningen fra 6.3 og dieselaggregater undersøkes. Det vil også foretas en sammenligning av disse.

### 9.1 Miljøpåvirkning fra cruiseskip i dag

I 2021 hadde cruiseindustrien i Norge et utslipp på omtrent 300 000 tonn  $\text{CO}_2$ -ekvivalenter, tilsvarende 6,3% av det samlede utslippet fra skipsfart og fiskerieringen [3]. Cruiseskipene bruker som forklart i seksjon 1 mest drivstoff til fremdrift, men store mengder fossilt drivstoff blir også utnyttet til å holde skipet i drift ved anløp til kaier.

I 2023 har Trondheim Havn anløp for 84 cruiseskip ved Kai 68, Kai 30 og Reden, hvorav disse er planlagt å ligge ved kai i 716 timer. Avhengig av størrelse på skipene og flere faktorer slik som temperatur, besetning og alder på skip slippes det ut store mengder drivstoff for å holde skipet i drift. For eksempel driftes skipet AIDamar, et skip med seks anløp ved Kai 68 gjennom 2023, av fire dieselgeneratorer som til sammen har en installert effekt på 9 MW [130]. AIDamar har personkapasitet på 2580, mens andre cruiseskip som anløper Kai 68 har passasjerkapasitet på 4350 [131]. Grunnet stor differanse i størrelse på skip, er det gjort en vurdering om å videre gjøre utregninger for et forventet effektforbruk basert på likning (5.1) som er basert på skipet med størst passasjerkapasitet. Dette gir en gjennomsnittseffekt for anløp i 2023 på 6,5 MW.

#### 9.1.1 Dieselaggregat

Cruiseskip har et stort elektrisk energibehov, og de aller fleste skip har dieselgeneratorer for å kunne levere ønsket effekt til enhver tid. Ved anløp brukes diesel kun til drift av skipet, og en stor andel går til oppvarming [132]. Som forklart ovenfor er det antatt at et gjennomsnittlig skip har en effektforbruk på 6,5 MW.

Som vist i figur 3.2 har diesel en energitetthet på 38 MJ/L, eller 10.6 kWh/L. Ved konvertering av diesel til elektrisk energi er det i tillegg flere tap som gir en gjennomsnittlig virkningsgrad for generatoren på 40% [133]. For en dieselgenerator vil dette gi omtrent 4.25 kWh/L diesel i

elektrisitet som kan brukes på båten. For at cruiseskipet skal kunne driftes ved 6.5 MW, vil dette kreve en dieselforbrenning på 1530 L i timen. Dette vil gi en dieselforbrenning ved Kai 68, Kai 30 og Reden på 1095 000 L for de planlagte anløpene i 2023.

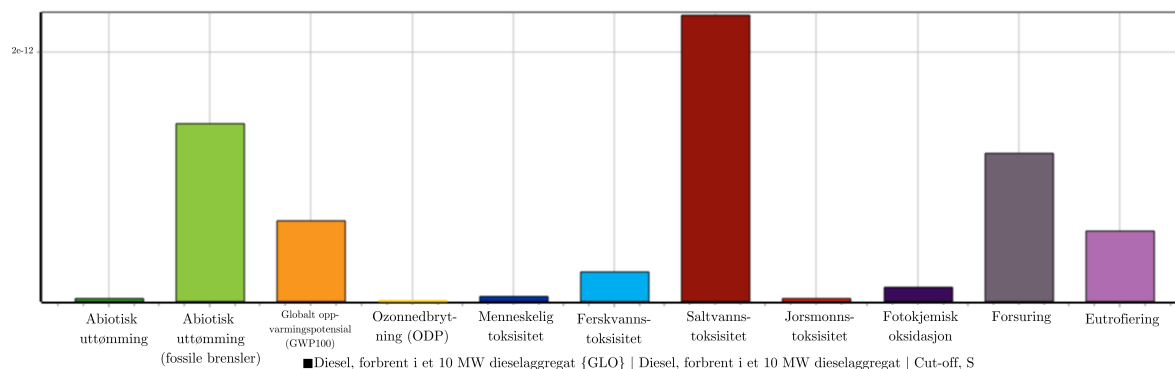
Når det kommer til utslipp fra diesel er dette avhengig av kvalitet på drivstoff og tilstanden til generatoren, men i følge rapporten “Estimation of Carbon Footprints from Diesel Generator Emissions” ligger utslippene til en dieselgenerator på 2,4-2,8 kg CO<sub>2</sub>-eq per liter diesel forbrent [134]. Av denne grunn er det valgt å anta 2,6 kg CO<sub>2</sub>-eq per liter diesel, som vil gi et totalt klimagassutslipp ved kai cruiseskipskaaien på 2848 tonn CO<sub>2</sub>-eq for 2023. Til sammenligning vil en gjennomsnittlig personbil ha et årlig utslipp på 4,6 tonn CO<sub>2</sub>-eq [135]. Dette gjør at de antatte utslippene for 2023 tilsvarer utslippet fra 620 personbiler.

Med systembegrensningene skissert i figur 5.4 i kapittel 5.5 er det valgt å fokusere på produksjonsfasen til diesel i tillegg til bruksfasen. Dette er gjort ved å undersøke allerede eksisterende livsløpsprosesser i SimaPro, og prosessen “Diesel, burned in diesel-electric generating set, 10 MW GLO” inneholder alt fra produksjon av diesel til forbrenning av diesel i en 10 MW dieselgenerator. Transport er neglisjert for denne analysen. Det totale utslippet fra diesel og forbrenning er vist i tabell 5.6, og er gitt for 1 kWh med elektrisk energi produsert. kWh som funksjonell enhet er valgt for å enklere kunne sammenligne utslipp fra forbrenning av diesel ved anløp og landstrøm fra et hybrid nett.

Tabell 9.1: Ulike påvirkningskategorier for 1 kWh med elektrisitet produsert fra diesel

Påvirkningskategori	Enhet	Total
Abiotisk uttømming	MJ	10,6
Globalt oppvarmingspotensial	kg CO <sub>2</sub> -eq	0,776
Ozonedbrytning	kg CFC <sup>-1</sup> -eq	1,36E-7
Menneskelig toksisitet	kg 1,4-DB-eq	0,0791
Saltvannstoksisitet	kg 1,4-DB-eq	63,5
Forsuring	kg SO <sub>2</sub> -eq	0,00795
Eutrofiering	kg PO <sub>4</sub> -eq	0,00177

Andre utslipp fra forbrenning av diesel er blant annet SO<sub>2</sub> og NO<sub>x</sub>-gasser. Disse utslippene bidrar til lokal luftforurensing, og store mengder med disse stoffene kan danne svovelsyre og salpetersyre som sammen kan forårsake sur nedbør [136]. Dette har påvirkning på blant annet figur 9.1 viser er normalisert graf for de ulike påvirkningskategoriene til 1 L diesel forbrent i en 10 MW dieselgenerator.



Figur 9.1: Normalisert graf for ulike påvirkningskategorier for 1 L diesel forbrent i 10 MW dieselgenerator

Som vist i figur 9.1 har forbrenning av diesel stor påvirkning på “saltvannstoksitet”. Denne kategorien ser på utslipp av kjemikalier som kan ha en påvirkning på det marine økosystemet. Utslipp av  $\text{SO}_2$  og  $\text{NO}_x$  i atmosfæren er kjemikalier som bidrar til dette [137]. Figur 9.1 viser også at forbrenning av diesel har en påvirkning for “abiotisk uttømming”. Denne kategorien sier noe om hvor mye naturressurser som trengs, og utvinning av olje til produksjon av diesel vil derfor ikke påvirke lokale økosystemer i Trondheim og omegn på samme måte som “saltvannstoksitet” [138].

## 9.2 Hydrogenløsning

Lagt frem i seksjon 6.3 er den valgte totale løsningen for Trondheim Havn, og med fokus på de lokale utslippene for Trondheim og omegn vil en slik løsning være svært gunstig. Utslippene vil i dette tilfellet blant annet bestå av produksjon av hydrogen ved Meråker hydrogen AS, transport av hydrogen, og avslutningsvis utnyttelse av hydrogen. Som nevnt i kapittel 5.5 er utslipp fra materialutvinning, bygging og avfallshåndtering av elektrolyseanlegget utelukket fra denne analysen. Den norske energimiksen er i tillegg svært relevant for analysen da det er anslått i kapittel 6.1.3 at omtrent 98% av det årlige energibehovet er planlagt å komme direkte fra kraftnettet.

### 9.2.1 Hydrogen

Som forklart i seksjon 6 er det valgt å benytte hydrogen fra Meråker Hydrogen AS. Hydrogenet produseres fra vannelektrolyse, en prosess som er utslippsfri og energikrevende. For Meråker Hydrogen vil produksjonen være tilkoblet regionalnettet, og vil av denne grunn produsere hydrogen ved hjelp av norsk energimiks [52]. Hydrogenet har ingen direkte utslipp ved produksjon eller utnyttelse, så utslippene er koblet til transport og energibehovet ved produksjon.



Ved å bruke SimaPro er det gjort en enkel analyse av utslipp ved produksjon av 1 kWh elektrisk energi ved Trondheim Havn. Innholdet i prosessen er vist i tabell 5.1, og tabellverdiene er utregnet på bakgrunn av informasjon presentert i 3.2.2. Avstand brukt til transportberegning er hentet fra 3.4.2. Det er i tillegg valgt å bruke elektrisk tog med bakgrunn i at Meråkerbanen er elektrifisert innen produksjonsstart.

Tabell 9.2: Forenklet inventarliste for produksjon av 1 kWh elektrisitet fra hydrogen

Hydrogen	Verdi	Enhet
<b>Innhold</b>		
Vann	0,536	L
Transport, elektrisk tog	0,005	tkm
Elektrisitet, norsk energimiks	6	kWh
<b>Produkt</b>		
Elektrisitet fra hydrogen	1	kWh

Ved å analysere som forklart i seksjon 5 kommer det frem at majoriteten av utslippene er tilknyttet produksjon av hydrogen, og mer nøyaktig kommer utslippene i stor grad fra norsk energimiks. Dette skyldes blant annet at norsk energimiks ikke består av 100% elektrisitet fra fornybare energikilder som vann- og vindkraft, men inneholder kraftutveksling med blant annet Sverige [139]. Tabell 9.3 viser utslipp for 1 kWh med elektrisitet til landstrøm fra hydrogen.

Tabell 9.3: Ulike påvirkningskategorier for 1 kWh elektrisitet fra hydrogen

Påvirkningskategori	Enhet	Total
Abiotisk uttømmning	MJ	0,849
Globalt oppvarmingspotensial	kg CO <sub>2</sub> -eq	0,113
Ozonedbrytning	kg CFC <sup>-1</sup> -eq	4,13E-9
Menneskelig toksisitet	kg 1,4 DB-eq	0,103
Saltvannstoksisitet	kg 1,4 DB-eq	132
Forsuring	kg SO <sub>2</sub> -eq	0,000299
Eutrofiering	kg PO <sub>4</sub> -eq	0,000183

## 9.2.2 Kraftnettet i Trønderlag

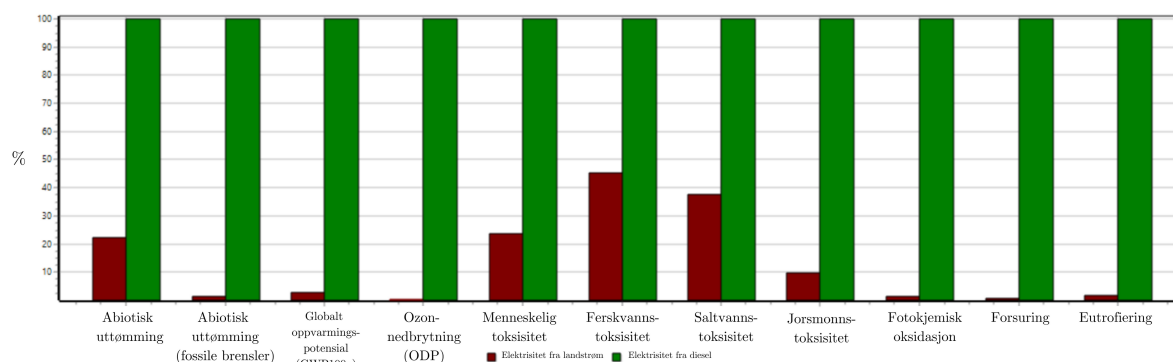
I den valgte løsingen fra den tekniske analysen vil 12 MW av effekten til landstrømanlegget komme direkte fra distribusjonsnettet i Trondheim, som styres av Tensio TS, og er koblet til regionalnettet i Trønderlag. For forklart i 9.2.1 benyttes norsk kraftmiks i regionalnettet, og det er derfor valgt å bruke den allerede eksisterende prosessen “Electricity, high voltage (NO)” i analysen. Tabell 9.4 viser utslipp fra 1 kWh elektrisitet produsert fra norsk kraftmiks.

Tabell 9.4: Ulike påvirkningskategorier for 1 kWh elektrisitet fra norsk kraftmiks

Påvirkningskategori	Enhet	Total
Abiotisk uttømming	MJ	0,14
Globalt oppvarmingspotensial	kg CO <sub>2</sub> -eq	0,0187
Ozonnedbrytning	kg CFC <sup>-1</sup> -eq	6,39E-10
Menneskelig toksisitet	kg 1,4 DB-eq	0,017
Saltvannstoksisitet	kg 1,4 DB-eq	21,7
Forsuring	kg SO <sub>2</sub> -eq	4,9E-5
Eutrofiering	kg PO <sub>4</sub> -eq	3,01E-5

### 9.3 Sammenligning mellom diesellaggregat og hydrogenløsning

Ved å kunne levere landstrøm ved Trondheim Havn spares det store lokale utslipp av blant annet CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> og SO<sub>2</sub>-gasser. Dette vil redusere klimagassutslipp for global oppvarming og risikoen for sur nedbør i Trondheim. Produksjon av hydrogen har utslipp tilknyttet blant annet norsk energimiks, og det er lite utslipp ved transport via Meråkerbanen. Figur 9.2 viser forskjellen i utslipp mellom dagens løsning med diesellaggregat og hydrogenløsningen med landstrøm fra kraftnettet og hydrogen.



Figur 9.2: 1 kWh elektrisitet fra diesel kontra landstrøm

Figur 9.2 viser utslippet til landstrøm i forhold til diesel på en prosentkala, og her kommer det frem at “Globalt oppvarmingspotensial” (GWP) er 37 ganger høyere for diesellaggregat kontra landstrøm. For anløpene i 2023 ville dette tilsvart en reduksjon i klimagassutslipp på 2730 tonn CO<sub>2</sub>-eq eller 96%.

## 10 Diskusjon

Gjennom oppgaven har flere analyser blitt gjennomført, og ulike resultater har blitt presentert. Resultatene lagt frem inneholder ulike usikkerhetsmomenter og aspekter som åpner for diskusjon. I dette kapitlet skal det diskuteres nærmere rundt disse for å gi forståelse rundt resultatene og deres verdi. I tillegg vil forslag til videre arbeid presenteres.

### 10.1 Datainnhenting og metode

Datainnhenting og metoder er helt grunnleggende å kunne gjennomføre de ulike analysene i oppgaven. Et godt datagrunnlag bidrar til å styrke oppgavens troverdighet, samtidig som metode vil gjøre det mulig for Trondheim Havn og andre aktører å danne seg en tydelig oversikt over oppgaven. Som forklart er det valgt å legge frem de ulike metodene i kapittel 5, mens metodene blir brukt i de ulike analysekapitlene for å danne et resultat. Dette er vurdert som mest hensiktsmessig da resultatet fra kapittel 6 benyttes direkte i de resterende analysene. Videre vil det i dette delkapitlet foretas en diskusjon rundt datainnhenting og de ulike metodene som ble anvendt for å komme fram til resultatene.

#### 10.1.1 Datainnhenting

Et godt datagrunnlag er avgjørende for oppgavens troverdighet, og det har av denne grunn vært et stort fokusområde å tilegne seg en oversikt og kunnskap innenfor både hydrogen, brenselceller og situasjonen på Trondheim Havn. Teoridelen presentert i kapittel 3 og 4 er omfattende for å tilegne et større overblikk over de ulike delene av oppgaven. Metoder som AHP og FMECA benytter teorien direkte i vurderinger. I tillegg er flere metoder basert på forståelse av det gitte emnet, og et godt datagrunnlag vil derfor være med å styrke oppgaven.

Innhenting av kunnskap og generell informasjon er hovedsakelig uthentet fra fagbøker og vitenskapelige publiserte artikler, men en betydelig andel av konkret data er hentet fra nettsiden til den aktuelle teknologien. Datagrunnlaget kan i disse tilfellene være vanskelig å bekrefte med flere ulike kilder, da data regnes som konkurransesensitiv informasjon og ikke er tilgjengelig for offentligheten. For eksempel har TECO 2030 sensitiv data som selskapet ønsker å holde privat. Dette gjør det utfordrende å finne gode tall på blant annet kostnader og levetid. I tillegg kan prognoser fra selskaper være optimistisk anlagt, som gjør at det faktiske resultatet kan ha avvik fra bedriftens prognose og bidra til usikkerhet. For å få tilgang på informasjon må personlig korrespondanse benyttes, og i enkelte tilfeller ønsker ikke korrespondenten at informasjonen skal brukes i oppgaven.

### 10.1.2 AHP

Når det kommer til valg av beste hydrogenløsning, vurderte prosjektgruppen i felleskap hvilke kriterier som skulle vektlegges. Det ble sett bort ifra kostnad, siden leverandørene ikke ville oppgi pris for anleggene. Dersom alt av fakta hadde vært offentlig, ville trolig dette kriteriet blitt vurdert opp mot nesten like viktig som arealbruk. Dette er på grunn av at kostnaden er den største ulempen når det kommer til brenselceller. Dermed ville en energitett, lavrisiko brenselcelle, som også hadde en lavere prislapp, blitt den løsningen som kom best ut av AHP-analysen. På grunn av at det ikke fantes et likt grunnlag for informasjon om kostnad, ble det derfor ikke tatt med i vurderingen, for å gjøre alternativene sammenlignbare.

Det kunne blitt tatt hensyn til enda flere kriterier enn det gruppen valgte å fokusere på, som levetid, fleksibilitet og oppstartstid, men det ble ikke sett på som like viktige som de kriteriene som ble valgt. I tillegg ville de trolig ikke hatt en signifikant innvirkning på resultatene med mindre det var svært tett mellom de ulike løsningene. I dette tilfellet var det kun ønskelig å se på det mest egnede alternativet, og det skilte seg ut med nesten dobbelt så mange prosentpoeng som neste alternativ.

Det ble ikke foretatt valg av BoP komponenter, da disse skreddersys til brenselcellesystemet og etter behovene og ønskene til kunden. I tillegg er offentlig tilgjengelig informasjon om dette svært mangelfull, samt anses dette som utenfor oppgavens omfang. I et eventuelt BoP system kunne det ha befunnet seg en varmeveksler som kunne økt den totale virkningsgraden, ettersom at spillvarmen fra anlegget kunne blitt utnyttet. Spillvarmen kunne varmet eventuell bebyggelse i forbindelse med tilbudet til Kai 68, eller til eksterne aktører som Pirbadet, som har et stort oppvarmingsbehov.

Som nevnt i 6 ble de ulike alternativene vurdert likt med hensyn på virkningsgrad. Dermed ville det videre i en AHP ikke hatt innvirkning, med mindre det hadde blitt lagt til et alternativ som hadde fått en annen vurdering. Virkningsgrad kunne i dette tilfellet ha blitt sløffet fra analysen.

På grunn av at en AHP-analyse i stor grad baserer seg på å systematisere gruppens egne vurderinger som er gjort basert på skjønn og takt, er prosessen sensitiv for prosjektgruppens bias. Dermed kunne en gruppe bestående av andre gruppemedlemmer kommet fram til en annen løsning, på grunn av at kriteriene vektet av deres egne vurderinger.

En inkonsistensindeks ble ikke inkludert i analysen. Denne indeksen kunne fanget inkonsistens på grunn av skrivefeil, eksempelvis at feil tallverdi har blitt ført inn i matrisene. Den ville også

fanget opp inkonsistens relatert til modellens struktur og en upassende bruk av “ekstreme” vurderinger, i stedet for å forholde seg til en verbal skala. Mangel på informasjon kunne også forårsaket inkonsistens, dersom prosjektgruppen har liten eller ingen informasjon om faktorene som sammenlignes, vil vurderingene fremstå som nogenlunde tilfeldige. Gruppemedlemmenes sinnstemning kan ha hatt innvirkingen på konststens, ettersom at de kunne vært ukonsentrerte under vurderingsprosessen. Til slutt kunne inkonsistens skjedd på grunn av tilfeldige variasjoner som ikke kan kontrolleres.

Til tross for at inkonsistens vil oppstå, ble ikke det vurdert som hensiktsmessig å inkludere i analysen, ettersom at kriteriene var såpass få, og det ble benyttet en verbal skala for å best mulig kunne gi en rettmessig vurdering av kriteriene og deres vektning. For kvalitetssikring ble det vurdert som tilstrekkelig at summen av matrisene som ga resultatene ble én. I mange tilfeller er det fornuftig å anta at prosessen har blitt gjort med et tilstrekkelig konsistensnivå når summen av prioritetsvektoren på de normaliserte matrisene blir én. Dersom det ble foretatt en mer omfattende analyse med flere kriterier og alternativer, kunne en inkonsistensindeks vært essensiell for analysen for å fange opp inkonsistensforholdene forklart i foregående avsnitt.

### 10.1.3 FMECA

Risikoanalysen gjort i dette prosjektet ble basert på en tidligere FMECA om brenselcellesystemer i biler og kilder for feilmoder i elektriske anlegg. Selv om feilmodene og komponentene ble tilpasset applikasjon i anlegget ved Trondheim Havn, kan det være vanskelig å fastslå nøyaktig sannsynlighet og konsekvens. Usikkerheten rundt fastsettelse av sannsynlighet og konsekvens kan gi feilaktig inntrykk av risiko. Ved å vurdere en kategori høyere enn realistisk innfører man potensielt unødvendige tiltak. Dette øker kostnadene og kan gjøre løsningen mindre ønskelig. Å vurdere kategoriene lavere enn realistisk vil medføre en lavere risiko og at tiltak for feilmoden kan undergraves. Dette kan være kritisk ettersom det gir et inntrykk av falsk trygghet. Falsk trygghet kan igjen øke risikoen. En måte å forebygge mot dette er å gi forslag til tiltak for samtlige feilmoder uavhengig av risiko. Hvis flere feilmoder krever mange av de samme tiltakene, kan potensielt flere komponenter nytte seg av samme tiltak.

En annen utfordring knyttet til oppgavens FMECA var skalaen til konsekvenskategoriene. Ved å kun vurdere kategoriene mellom lav, middels og høy kan det være vanskelig å skaffe et nøyaktig bilde av risiko. Alternative vurderingsskalaer benytter seg av tall, som for eksempel 1-5 eller 1-10, hvor risiko da er produktet av sannsynlighet og konsekvens. Årsaken til at lav, middels og høy ble valgt var på grunn av utfordringer med å fastsette kategoriene mer nøyaktig. Vurderingen ble

gjort for å unngå falsk nøyaktighet. Kildene for analysen i dette prosjektet hadde også oppgitt kategoriene i lav, middels og høy, som gjør det lettere å sammenligne med.

I utgangspunktet er hydrogenanlegget som planlegges i oppgaven svært komplisert. De ulike prosessene i inneholder mange komponenter og en prosess kan inneholde flere av samme komponent (for eksempel pumper og ventiler) som har forskjellige operasjonelle modus. Analysen som ble gjennomført i dette prosjektet forenkles ved at mindre kritiske komponenter sløyfes, og de fleste komponenter ble kun undersøkt én gang. Forenklingen kan begrense nøyaktigheten til risikovurderingene.

#### 10.1.4 LCOE

For den økonomiske analysen ble LCOE benyttet for å gi Trondheim Havn en prisindikasjon på elektrisiteten som selges. Data som ble brukt for å beregne LCOE er beheftet med høy usikkerhet, som gjør det vanskelig å finne en eksakt verdi for LCOE. Dermed blir den kun et estimat. For eksempel er antakelsen om økning i energibehov vanskelig å forutse, og har stor påvirkning på prisen Trondheim Havn må ta for anlegget. Som nevnt i 8 ble installasjonskostnadene til brenselcellesystemet hentet fra et liknende 1 MW system, og vil ikke være gjeldene for TECO 2030-systemet. Det er likevel valgt å benytte seg av verdiene for å få en indikasjon på LCOE for anlegget. I tillegg er de ulike prisene for kjøp og transport av hydrogen usikre, men for LCOE for hydrogen i scenario 1 gitt i 8.2 har dette lite påvirkning på prisen sammenlignet med installasjonskostnadene og energiproduksjonen.

Kraftelektronikk i BoP som TECO 2030 ikke kan stille med selv er i tillegg valgt å se bort ifra. Det elektriske BoP vil føre til høyere installeringsavgifter, og bidra til høyere priser på LCOE for hydrogenanlegget enn gitt i tabell 8.2. Levetiden til anlegget er også usikkert, da dette baserer seg på fremtidig energibehov. Som skrevet i 8 har et vanlig brenselcellesystem en levetid på 35 000 timer, som tilsvarer fire år i konstant drift. Antakelsen om levetid for anlegget har stor påvirkning på LCOE for hydrogenanlegget, da det er store investeringskostnader som må tilbakebetales.

Det knyttet stor usikkerhet til strømpriser fra kraftnettet. De siste årene har strømprisen variert stort, og Trondheim Havn vil være nødt til å kjøpe strøm fra Tensio for å dekke majoriteten av landstrømanlegget. Som vist i kapittel 9 kommer omtrent 98% av elektrisiteten fra kraftnettet, som gjør strømprisen til en førende faktor når det kommer til LCOE for landstrømanlegget. Strømprisen er en fast kostnad, slik at en økning i energibehov fra cruiseskipene ikke vil være med på å redusere påvirkningen til strømprisen på LCOE.

### 10.1.5 Sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalysen ble gjennomført i to deler, én for investeringskostnaden til landstrømanlegget for scenario 1 og scenario 2. Den andre var for den prosentvise årlige endringen i energibehov som ble spådd for de neste 20 årene. Resultatene fra analysen ble presentert i kapittel 8.3.

#### Investeringskostnad

Fra figur 8.1 er det tydelig at selv med en forandring i investeringskostnad på  $\pm 30\%$ , mer nøyaktig 50 MNOK i forskjell, varierer LCOE kun med omtrent 1,5 kr/kWh og 1,1 kr/kWh for henholdsvis scenario 1 og scenario 2. Selv med en variasjon i investeringskostnad på 50 MNOK, øker ikke LCOE betraktelig, ikke engang proporsjonalt med investeringskostnaden. Det skyldes at energibehovet er svært høyt, altså Kai 68 vil selge store mengder elektrisk strøm til cruiseskipene, slik at i løpet av en periode på 20 år har ikke en investering på 50 MNOK like stor innvirkning som først antatt.

En annen grunn for den uproposjonale endringen i LCOE ved endring i investeringskostnad, er at pengeverdien faller med en diskonteringsrente på 4% for kraftnettet 6% for hydrogenanlegget, som tilsier at LCOE ikke direkte endres med 30% selv når inputvariablene endres med 30%. I tillegg finnes det faste kostnader som ikke endres i sensitivitetsanalysen. Dog er disse såpass små sammenlignet med investeringskostnaden at de har liten innvirkning på LCOE under sensitivitetsanalysen.

#### Årlig prosentvis økning i energibehov

Det ble ikke gjort en analyse for reduksjon i energibehov, da dette er usannsynlig med tanke på verdens kraftsituasjon. I tillegg viser prognoser lagt fram i kapittel 2 at effektforbruket for elektrisitet på Brattøra kun vil øke mer og mer fram til 2040. Dessuten legges det fram samsvarende prognoser for omsetning av energi til skipstrafikk i samme seksjon. Av usikkerhet rundt økning i energibehov, ble det valgt å gjennomføre analyse for scenarioer med og uten en økning i energibehov.

### 10.1.6 LCA

I miljøanalysen ble det foretatt en enkel livsløpsanalyse, hvor systemgrensene vist i figur 5.4 kan være en grunn til usikkerhet. Systemgrensen tar ikke for seg produksjon av elektrolyser eller hydrogentankene. For Trondheim Havn er det interessant med det lokale utslippet, og det er derfor valgt å fokusere på produksjon av selve hydrogenet i Meråker, transport og forbrenning

av hydrogenet på Brattøra. Ved bruk av SimaPro og biblioteket ecoinvent benyttes allerede eksisterende prosesser for ulike komponenter i analysen. Dette bidrar til å gjøre resultatet mer usikkert.

Det er kun valgt å fokusere på utslippene fra diesellaggregatene som drifter cruiseskipene ved anløp, siden det er utslipp som kan fjernes ved overgang til et landstrømanlegg. Utslipp fra diesellaggregat vist i tabell 9.1 er også hentet direkte fra en allerede eksisterende prosess for en liknende dieselgenerator som cruiseskipene benytter. Dette gjør at de faktiske utslippene er usikre da flere faktorer er neglisjert som størrelse på skip, vær og cruiseskipenes faktiske dieselgenerator. Resultatet presentert i tabell 9.1 er sammenlignet med flere uavhengige rapporter som viser liknende tall, og det er derfor vurdert at tallene fra miljøanalysen kan brukes til visualisering av utslippene for sammenligning med landstrømanlegget. Dette er også muligjort ved å gi de ulike prosessene samme funksjonelle enhet; “1 kWh produsert elektrisitet”.

## 10.2 Fremtidig energibehov

I denne seksjonen diskuteres det rundt hvordan fremtidens energibehov kan påvirke bruken av anlegget, i tillegg til muligheter for å bruke tilbudet til andre segmenter i markedet.

### 10.2.1 Økningens innvirkning

På månedlig basis vil energiforbruket i samsvar med energibehovet øke i en normalfordelt kurve i kalenderåret. Det betyr at behovet kan være stort om sommeren, og flere cruiseskip vil kunne ha ønske om å ligge til kai samtidig. Hvis for mange skip ønsker å anløpe samtidig, kan kapasiteten på landstrømanlegget overskrides, og ikke ha mulighet til å tilby landstrøm til alle kunder. Samtidig er det forventet at økningen i energibehov vil fordeles på samme måte som vist i figur 6.1. En slik fordeling vil kunne føre til at hydrogenanlegget må kobles på oftere de kommende årene.

For å benytte seg av landstrømanlegget gjennom hele året, kan Trondheim Havn ekspandere bruken av Kai 68 til andre segmenter i markedet som ikke direkte kolliderer med de travleste tidene til cruisebåtnæringen, som shippingnæringen som mer eller mindre driftes konstant gjennom hele året.

### 10.2.2 Markedsvekst og infrastruktur

En ekspansjon av installert effekt i havna ved hjelp av hydrogen kan også være med på å etablere en stødig infrastruktur for Trondheim som hydrogenknutepunkt. Ved å etablere en



forsyningskjede for hydrogen til havna kan man også åpne for å gi et tilbud om en fyllestasjon til fartøy som bruker hydrogen som brensel. Per idag finnes den eneste fyllestasjonen for hydrogen i Trondheim på Tiller, som forsyner personbiler og lastebiler med hydrogen. Ved å etablere denne forsyningslinjen mellom Meråker og Trondheim Havn, kan man også utvide tilbudet i dette markedet ved hjelp av enda en fyllestasjon på havna.

### 10.3 Komponenter

Denne seksjonen diskuterer resultater, usikkerheter og feilkilder ved de ulike komponentene som ble valgt i den tekniske analysen i kapittel 6.

#### 10.3.1 Brenselcellesystem

Fra AHP ble det valgt det modulære PEM-brenselcellesystemet TECO 2030, i stor del på grunn av dens høye energitetthet, store produksjonskapasitet, og at det var minst arealkrevende anlegget i sammenligning med de andre teknologiene.

##### Egnethet

Brenselcellesystemer som ikke er egnet for stasjonær applikasjon ble først eliminert, ettersom at de ikke kan levere på MW-skala, i henhold til figur 4.9. Følgelig ble DMFC og AFC fjernet fra videre vurdering, da disse brukes i småskalaproduksjon av energi.

Som nevnt i seksjon 4.5, er mellom- og høytemperaturceller som henholdsvis PAFC og SOFC passende for kraftvarmeapplikasjoner. Dersom prosjektgruppen hadde sett på et tilfelle hvor det hadde vært et stort behov for varme i nærområdet, kunne disse cellene vært mer aktuelle. Trolig hadde det da blitt tatt med i AHP at disse kan levere kraftvarme øker den totale virkningsgraden, som igjen ville påvirket resultatene fra AHP. I tilfellet med Trondheim Havn kan Pirbadet, et svært varmekrevende anlegg, benytte seg av spillvarmen fra kraftproduksjonen til oppvarming av sine fasiliteter. Imidlertid er markedspotensialet for kjøp og salg mellom private aktører på Brattøra ikke kartlagt, og er utenfor oppgavens omfang.

Valget om at brenselcellene kun skulle gå på rent hydrogenbrensel, beskrevet i 6.1, sløyfet flere lovende teknologier fra beslutningsprosessen. Høytemperatur brenselceller ble også eliminert på grunn av deres høye opp- og nedtrappingstid, som vil være ugunstig i høysesong. Høytemperatur brenselceller har i tillegg et stort oppvarmingsbehov, ettersom at det kreves temperaturer mellom 600-1200 °C for å få i gang reaksjonene inni cellen. Dermed ble brenselcelleteknologier som er egnet for MW-skala produksjon som SOFC og MCFC eliminert. Imidlertid kan disse cellene bruke naturgass eller biogass som brenslers uten behov for en separat reformerenhet.

Dermed er de passende for kraftapplikasjoner hvor man benytter seg av hydrokarboner som et biprodukt fra en annen prosess. En reformerenhet er ikke nødvendig når man benytter seg av rene hydrogenbrenslere, slik at fordelene i dette tilfellet ikke vil være produktive.

### Utslipp

Dessuten vil bruk av hydrokarboner som brensel medføre utslipp som har en negativ klima- og miljøpåvirkning, som utslipp av  $\text{NO}_x$ ,  $\text{CO}_2$  og  $\text{CO}$ . Spesielt sistnevnte er en giftig, usynlig og luktløs gass som kjent står for flere forgiftninger og dødsfall årlig. Hydrokarboner som brenslere kunne dermed ført til at havna måtte innføre større sikkerhetstiltak rundt utløpet fra brenselcellen, som kan være arealkrevende og kostbart i form av lønn til vakthold og personell.

Om utslippet fra bruk av hydrokarboner som brensel i løpet av livstiden er større en for en PEMFC er uvisst. Derimot er det ingen tvil om at alt potensielt utslipp fra brukstiden til et brenselcelleanlegg som bruker hydrokarboner som brenslere, ville blitt sluppet ut i havna. Dermed får bruk av høytemperatur brenselceller en negativ innvirkning på miljøet rundt, dog ikke på nær så stort som ved bruk av diesellaggregater i havna. Ved å bruke ren hydrogengass som brensel er det eneste utslippet vanndamp, som ikke har en negativ innvirkning på verken klima eller miljø.

### Materialbruk og levetid

Den største ulempen med brenselcellesystemer er at de er kostbare. For PEMFC er det spesielt det sjeldne metallet platina som brukes i KL, som har en innvirkning på prisen på brenselcellene. Platina brukes for å senke reaksjonstiden i cellen, som gjør at PEMFC får en kortere oppstarts- og nedstengingstid. Tidsperspektivet vil være viktig ettersom at brenselcellesystemet vil kobles på ved behov, og energibehovet kan være tidskritisk.

I MCFC kan det brukes mindre sjeldne metaller i cellen, altså at det er ikke et eksplisitt behov for platina. Dermed kan kostnaden bli betraktelig lavere. Derimot har MCFCs etsende elektrolytt og høy driftstemperatur en negativ påvirkning brenselcellens levetid. Derfor vurderes PEMFC likevel som den mest egnede løsningen, ettersom at den er en svært pålitelig brenselcelle som har en lang levetid, til tross for at de trenger platina i KL.

#### 10.3.2 Hydrogenleverandør og -distribusjon

Produsenten valgt i oppgaven er Meråker Hydrogen, og som lagt frem i seksjon 3.4.2 har de som mål å produsere hydrogen innen 2026. For Trondheim Havn kan dette være en utfordring, da det kan oppstå forsinkelser og uforutsette hendelser i etableringen av produksjonsanlegget på Meråker. I tillegg har Meråker Hydrogen meldt om produksjon av hydrogen i overskuddsperioder,

som gjør at produksjonsmengden kan bli lav i perioder med enten høyt energibehov eller lav vannstand. Som diskutert i seksjon 10.2 og vist i figur 6.3 er energibehovet størst på sommeren. Dette er en årstid hvor energibehovet fra andre aktører på kraftnettet er lavt, og det ligger derfor til rette for at Meråker Hydrogen skal kunne levere en ønsket mengde hydrogen. Hvis en hendelse oppstår hvor Meråker Hydrogen ikke kan levere nødvendig mengde hydrogen, er det andre lokale hydrogenprodusenter i Rørvik og Hitra som kan bli benyttet. Disse anleggene er lokale, men har samme utfordring som Meråker Hydrogen ved at anleggene skal starte med hydrogenproduksjon i rundt årsskiftet 2025-2026. Det er derfor knyttet usikkerhet leveringskraften til hydrogenprodusenten.

Produksjonskostnaden for hydrogen kan i tillegg variere, og prisestimatet på 45 NOK/kg  $H_2$  lagt frem av Meråker Hydrogen er kun en antakelse som kan endres. Prisen for hydrogenproduksjon fra vannelektrolyse er i tillegg kostbart sammenlagt med andre metoder for fremstilling av hydrogen slik som dampreforming. Dette gjør hydrogen produsert hos Meråker Hydrogen økonomisk ugunstig sammenlignet med andre produksjonsformer. Som vist i figur 3.9, er det antatt at prisen på grønn hydrogen fra vannelektrolyse vil reduseres frem mot 2050, men fortsatt være høyere enn andre produksjonsmetoder. Dette gjør at fra en økonomisk vinkling kan andre hydrogenprodusenter være mer lønnsomt for Trondheim Havn.

Leveranse er antatt å foregå ved elektrifiserte tog. Dette er usikkert, da Meråkerbanen elektrifiseres innen 2024, og det kan oppstå forsinkelser eller endringer i planverket til Bane NOR. En endring i transportmetode kan forårsake en endring i transportprisen på hydrogen. Fremtidig energibehov vil også ha en innvirkning på transportprisene, da frekvens av leveranse eller eventuelt større leveranser kan bidra til lavere pris per kg hydrogen.

### 10.3.3 Lagring

I dette prosjektet ble valg av lagring styrt av Meråker Hydrogen sitt valg av transport. Det ble vurdert å det er best å velge en leieavtale med Meråker Hydrogen for leie av containere av type IV trykktanker, til tross for at type II trykktanker ble vurdert som mest teknisk gunstig. Siden valget er økonomisk motivert, er det vanskelig å fastslå hvorvidt type II faktisk er mer hensiktsmessig, sammenlignet med type IV. Ved å leie tank fra Meråker Hydrogen slipper Trondheim Havn å bekoste vedlikehold av tankene, men leie av en tank i et helt år vil koste 474 500 NOK. På grunn av manglende tall for investerings- og vedlikeholdskostnader for en tilsvarende tank av type II, er det ikke grunnlag for å sammenligne netto nåverdi til disse to løsningene. Ytterligere økonomisk vurdering kreves for å avgjøre hvem av de to løsningene som er økonomisk overlegen.

Fremtidig hydrogenbehov ved Trondheim Havn er også kilde til usikkerhet i valget mellom type II og IV tank. Hydrogenbehovet er basert på prognoser og inneholder usikkerhet gjennom uforutsette hendelser og svinginger i økonomien. Dersom det faktiske hydrogenbehovet avviker mye fra prognosene, kan dette ha innvirkingen på kostnadene av transport og lagring. Dersom hydrogenbehovet per dag overgår kapasiteten til én tank i enkelte perioder, blir Trondheim Havn nødt til å kjøpe to tanker hvis type II velges. Dersom man velger en leieavtale med Meråker Hydrogen, kan ekstra tanker bestilles ved behov, og man slipper å investere i en helt ny container for å dekke topper som kun forekommer i korte perioder i høysesongen. Dermed preges valg av lagring av usikkerhet knyttet til fremtidig behov.

Et annet usikkerhetsmoment knyttet til investering av egen type II tank er hvorvidt Meråker Hydrogen har mulighet til å ta imot egendefinerte lagringstanker. Regulering av fylling, kobling eller andre logistiske utfordringer kan hindre Meråker Hydrogen i å ta imot og fylle på forbrukerens egne tanker. På grunn av dette er det vurdert som mest hensiktsmessig å benytte Meråkers valg av type IV tanker.

Ettersom Meråker Hydrogen leverer med 350 bar trykk, er Trondheim Havn uansett ikke begrenset til en spesifikk trykktank. Alle typer trykktank er i stand til å lagre hydrogen under 350 bar trykk. Derimot vil det oppstå problemer dersom Meråker Hydrogen starter å levere hydrogen under høyere trykk for å få høyere vektprosent for å utvide markedsavgrensningen sin. Ved å velge type IV er det større takhøyde for endring i distribusjon.

## 10.4 Risiko

Dette delkapittelet vil ta for seg innvirkningen av de ulike tiltakene og hvorvidt de reduserer risikoen til et akseptabelt nivå. Hensikten er å identifisere eventuelle tiltak for ulike prosesser, delprosesser eller komponenter som behøves for å benytte hydrogenanlegget til samme formål som i dette prosjektet. I tillegg vil det bli sett på gjennomførbarhet fra et risikoperspektiv.

### 10.4.1 Lagringssystem

Alle feilmodene hadde moderat risiko, men allikevel er det kun enkle tiltak som kreves for å redusere både sannsynlighet og konsekvens av feil. Ved å plassere lagringssystemet utendørs sørger man for god ventilasjon og mindre utfordringer med å sette tanken på plass ved ankomst til Trondheim Havn. Det reduserer sannsynligheten for at feil skjer under håndtering av tanken og sørger for at hydrogenlekkasjer ventileres ut til omgivelsene og ikke samles opp.

Innføring av sikkerhetssoner vil også redusere risiko ettersom det blir mindre sannsynlig at anleggsarbeid foregår nærme nok til å skade systemet, og konsekvensen reduseres ettersom mindre personell og materiell er i nærheten dersom en feil skulle oppstå. Som nevnt i kapittel 7.4.2 er det ingen spesifikke bestemmelser for sikkerhetsavstand, men at det må foretas en egen vurdering. Oppgaven har ikke nok grunnlag til å gi et forslag til en tilstrekkelig sikkerhetsavstand som er i henhold til forskriften. Uansett vil en sikkerhetszone som tilfredsstillende forskriftene redusere risikoen, og derfor vurderes det at lagringssystemet med tiltak har akseptabel risiko for gjennomføring.

#### 10.4.2 Forsyningssystem

Tiltakene som er vurdert for lagringssystemet vil også ha samme innvirkning på forsyningssystemet, og ble også anbefalt for forsyningssystemet. I tillegg ble det anbefalt å innføre trykk- og temperaturmålinger ved flere punkter i forsyningssystemet med overvåkning og kontroll i kombinasjon med trykkavlastnings- og stengeventiler. Med disse tiltakene vil risikoen reduseres ettersom sannsynligheten for at en feil oppstår reduseres når systemet selv oppfanger avvik som kan håndteres ved hjelp av trykkavlastnings- og stengeventilene. Samtidig reduseres konsekvensen ettersom ventilene kan stenge ned systemet og begrense skadeomfang ved en feil. Disse tiltakene er også viktig for å begrense påkjenning og skade på membranen i brenselcellen ved avvik. Basert på nevnte tiltak vurderes det derfor at forsyningssystemet med tiltak har akseptabel risiko for gjennomføring.

#### 10.4.3 Brenselcellesystem

Brenselcellesystemet har flere feilmoder med høy risiko. Derfor må tiltakenes effekt vurderes for å bestemme hvorvidt risikoen reduseres til et akseptabelt nivå.

Tiltaket om kvalitetskontroll av membranene er mindre effektivt for Trondheim Havn. Det er viktig at tiltaket gjennomføres i produksjon av brenselcellene, men er utenfor Trondheim Havn sin kontroll. Trondheim Havn kan kun etterspørre kvittering på at kvalitetskontroll er gjennomført av produsenten TECO 2030. Derfor er dette et tiltak som ikke ansees å redusere risiko for Trondheim Havn.

Tiltaket om nøye overvåking av brenselcellen og kontrollsystemer for å regulere produksjonen er et viktig tiltak. Overvåkning gjør at sannsynligheten for at brenselcellen stresses utenfor arbeidsområdet reduseres. Kontrollsystemet kan også redusere konsekvensene ved at gasstilførselen kan stanses dersom et avvik eller en svikt skulle oppstå. Ved hurtig nedstenging

av gasstilførsel og elektrisk anlegg, kan konsekvensene fra brudd i membranen avverges. Dermed kan konsekvensene avverges ved hjelp av overvåkning og kontroll.

En dobbelsikring mot risikoen knyttet til brudd i membranen er å skifte ut brenselcellestabler som opplever avvik. Ved å fjerne brenselcellestabler som opplever avvik reduseres sannsynligheten for brudd i membranene og lekkasjer fra stabelen eller måleinstrumenter. Dermed kan man unngå konsekvensene og redusere risikoen betydelig. Allikevel kan det være vanskelig å kvantifisere hvor sannsynlig det er at membranen svikter eller at en lekkasje oppstår uten forvarsel fra avvik i måleinstrumenter, uten tester. En annen utfordring med dette tiltaket er at det kan bli kostbart dersom brenselcellestabler må byttes ut ofte. Å bestemme økningen i vedlikeholdskostnad, på grunn av dette tiltaket, krever ytterligere undersøkelser og er utenfor oppgavens omfang.

Regelmessig kontroll og bytte av luftfilter ansees som et nødvendig tiltak. Luftfilteret har feilmøder med høy risiko. Etter vurdering er kontroll og bytte av luftfilter et effektivt tiltak som reduserer sannsynligheten betraktelig for at feilmodene inntreffer. I tillegg er tiltaket lite krevende og lite kostbart.

Fuktmåling for å regulere og kontrollere fuktnivå i cellen ble foreslått. Dette er et tiltak som benyttes i praksis idag. Reguleringen reduserer sannsynligheten for at cellen oversvømmes eller uttørkes og kan gi tilbakemelding dersom cellen opplever kritiske fuktnivåer. Ved kritiske fuktnivåer må brenselcellestabelen byttes i henhold til tidligere nevnte tiltak. Derfor ansees fuktmåling og regulering av luftfukteren som et effektivt tiltak, men avhenger av at målingene er korrekte. En feil på måleinstrumentene kan få store konsekvenser.

Basert på nevnte tiltak vurderes det derfor at brenselcellesystemet med tiltak kan ha akseptabel risiko for gjennomføring. Usikkerhet knyttet til hvor effektive tiltakene er, gjør det utfordrende å bestemme ny risiko uten videre undersøkelser.

#### 10.4.4 Elektrisk anlegg

Tiltakene som er anbefalt i kapittel 7.4.2 er tiltak som i praksis benyttes i elektriske anlegg idag. Ved å ta oljeprøver og sjekke kjølepumpe og radiator regelmessig forhindrer man feil i kjølesløyfen som kan få store konsekvenser for transformatoren. Ved å kartlegge tilstanden til kablene med power factor test og dielektrisk spektroskopi forhindrer man overslag og kortslutning mellom kabler (og eventuelt jord). Til slutt sørger raske, korrekt dimensjonerte sikringer i hovedtavlen for å bryte over- og underspenninger, og strømmer over den termiske lastgrensen. Dermed forhindrer

man farene ved en feilspenning eller feilstrøm i anleggene. Disse tiltakene reduserer risikoen betydelig.

Et tiltak som har blitt lite omtalt tidligere i rapporten er at det er viktig å holde det elektriske anlegget adskilt fra gassførende komponenter. Faren ved å ha elektrisk anlegg i nærheten og i samme lukket rom som gassførende komponenter er at en feil på det elektriske anlegget kan antenne lekkasjer. For å unngå dette bør det elektriske anlegget bygges i en egen container eller adskilt rom. I tillegg må rommet være godt ventilert for å unngå oppsamling av brennbar gass. Ved å designe anlegget med disse retningslinjene vil sannsynligheten være lav for at en lekkasje og en elektrisk feil fører til brannfare eller eksplosjonsfare.

Basert på alle de nevnte tiltak vurderes det derfor at det elektriske anlegget med tiltak har akseptabel risiko for gjennomføring.

## 10.5 Økonomi

Når gjennomførbarheten til løsningen skal vurderes, er det viktig for Trondheim Havn at det økonomiske aspektet hensynstas. LCOE ble valgt for å undersøke prissatser for landstrøm som gjør anlegget lønnsomt for Trondheim Havn. I denne seksjonen skal LCOE gjennomført for landstrømanlegget diskuteres og sammenlignes med løsningen som cruisebåtene i dag benytter seg av, nemlig diesellaggregat.

### 10.5.1 LCOE for landstrømanlegget

#### Hydrogenanlegget

Som forklart i kapittel 5 består landstrømanlegget av hydrogenanlegget og kraftnettet, hvor kraftnettet leverer omtrent 98% av energien og hydrogenanlegget dekker effekttopper. Dette fører til at resultatet for LCOE gitt i tabell 8.2 er høy for hydrogenanlegget sammenlignet med kraftnettet. Ved scenario 2 er det høyere energiproduksjon fra hydrogen som bidrar til en lavere LCOE. Ved lav produksjon er det investeringskostnaden på anlegget som er avgjørende for LCOE til anlegget, mens ved høy produksjon har faste kostnader som pris på transport og hydrogenproduksjon en større påvirkning. De faste kostnadene gjør at elektrisitet fra hydrogenanlegget ikke vil bli billigere enn elektrisitet fra kraftnettet uansett mengde. Av denne grunn er det ønskelig med en høyest mulig andel elektrisitet fra kraftnettet med tanke på LCOE for det sammensatte landstrømanlegget.

### **Kraftnettet**

Kraftnettet har en billigere driftskostnad sammenlignet med hydrogenanlegget, og i tillegg er investeringskostnaden lavere. Dette gjør kraftnettet til den beste løsningen for elektrisitet til landstrømanlegget. Hvis det er tilgjengelig kraft på kraftnettet, vil det være mer økonomisk gunstig å betale anleggsbidrag og eventuelle tilleggskostnader for effektledd, enn å investere i en hydrogenstasjon. Resultatet vist i tabell 8.2 illustrerer at LCOE for kraftnettet varierer i mindre grad enn LCOE til hydrogenanlegget for de ulike scenariene. Dette skyldes ulik diskonteringsrente og årlig økning i energibehov, men den viktigste faktoren er energimengden fra kraftnettet. Grunnet høy energimengde blir investeringskostnaden mindre viktig for LCOE, og strømprisen og eventuelle drifkostander har større innvirkning på LCOE. En god avtale med netteier Tensio TS vil derfor være viktig for å kunne tilby konkurransedyktige priser for landstrøm til cruiseskipene.

### **Landstrømanlegget**

Sluttproduktet Trondheim Havn vil selge til cruisenæringen er elektrisitet fra landstrømanlegget, og en lavest mulig LCOE er ønskelig. Som vist i tabell 8.2 er prisen lavest ved scenario 2, som betyr at desto høyere energibehov fra cruisenæringen, desto lavere blir prisen. Som nevnt tidligere, er det blant annet sett bort ifra investeringskostnader for det elektriske anlegget, som gjør at LCOE for landstrømanlegget vil være høyere enn gitt i tabell 8.2, men som vist i seksjon 8.3 vil en endring i engangsinvesteringer på anlegget ha liten direkte påvirkning på LCOE. Dette skyldes et høyt elektrisitetsbehov fra cruisenæringen gjennom en levetid på 20 år.

#### **10.5.2 Sammenligning med dieselaggregat**

I dag produseres elektrisitet fra dieselaggregat på cruiseskipene, og for at cruisenæringen skal ha et ønske om koble seg på landstrømanlegget, må det være økonomisk gunstig. Som vist i kapittel 8.1.7 ligger kostnaden for elektrisitet fra diesel på omtrent samme nivå som LCOE for landstrømanlegget, og det kan antas at omtrent samme priser gjelder for elektrisitetsproduksjon på cruiseskipet. En slik pris vil gjøre det ønskelig for cruisenæringen å koble seg til landstrømanlegget, da prisen er konkurransedyktig og cruisenæringen kan reklamere med landstrøm. Dette kan forbedre den offentlige opinionen, og gjøre cruisereiser mer attraktivt. I tillegg varierer dieselprisene og CO<sub>2</sub>-avgiften øker årlig, som kan gjøre det mer aktuelt å fase ut dieselaggregatene.



## 10.6 Miljø og bærekraft

Miljøanalysen har til hensikt å undersøke utslipp som fremkommer ved etablering av et landstrømanlegg ved Trondheim Havn. I denne seksjonen vil det diskuteres rundt landstrømanlegget sin påvirkning på klimamål og bærekraft. I tillegg diskuteres resultatene fra analysen, og deres troverdighet.

### 10.6.1 Klimamål

Kapittel 9.3 viser en betydelig reduksjon GWP ved overgang til hydrogenanlegg og landstrøm. Ved å anvende det foreslåtte landstrømanlegget med hydrogenanlegg vil utslippene fra forbrukerfasen være 37 ganger lavere. Selv om utslippsreduksjonen ikke utgjør en merkbar andel på global basis, vil installasjonen kunne være et fyrtårnsprosjekt for andre havner og resten av cruiseindustrien. En utvidelse av landstrømtilbudet vil også potensielt kunne insentivere cruiserederiene til bygge skip som tar imot landstrøm eller bygge om eksisterende flåte.

Landstrømanlegget med hydrogen vil også bidra til å redusere lokal miljøpåvirkning. Reduksjonen i utslipp av  $\text{NO}_x$  og  $\text{SO}_2$ ,  $\text{PO}_4$  og 1,4-DB-ekvivalenter vil som nevnt ha lokal påvirkning. Dette fører til mindre forsuring av luft og vann, eutrofiering i vann og lavere økotoxisitet, som bør være et insentiv for Trondheim kommune. Reduksjonen i GWP bør også motivere Trondheim kommune gjennom deres egen kommuneplan om å gjøre kommunen til en nullutslippsvirksomhet innen 2030.

Resultatene fra kapittel 9 viser at en utbygging av et landstrømanlegg med hydrogen vil bidra til at Trondheim Havn får en bedre vurdering på EUs taksonomi. Landstrømanlegget vil gi Trondheim Havn en bedre vurdering på samtlige av taksonomiens miljømål som er nevnt i kapittel 3.4.1. Dette kan gi Trondheim Havn et bedre omdømme og tiltrekke seg rederier som har ambisjoner om grønn omstilling.

### 10.6.2 Eventuelle feilkilder

Basert på prosesser forklart i seksjon 9 er det forventet at utslipp vil reduseres med 96% ved implementering av et landstrømanlegg. Grunnet manglende datagrunnlag er det usikkerhet rundt hvorvidt dette tallet vil være gjeldende. Som forklart i 10.1.6 fører systemgrensen vist i figur 5.4 til at flere prosesser ikke inkluderes i analysen. Systemgrensen ekskluderer blant annet produksjonen av brenselcellesystemet, og mineralutvinning av for eksempel platina til

katalysatormateriale og aluminium til lagringstanker. Ved å inkludere disse prosessene, vil utslippene fra hydrogenproduksjon øke.

Prosessene som benyttes er allerede eksisterende prosesser med tusenvis av delprosesser. Disse delprosessene er ikke undersøkt grundig, og kan være grunnlag til avvik fra det faktiske utslippet. For eksempel benyttes “Electricity, high voltage (NO)” for å måle utslipp på kraftnettet. Denne prosessen er laget i 2014, og inneholder ikke de nye kraftkablene som blant annet *North Sea Link*. Prosessen inneholder også flere delprosesser som er basert på en gjennomsnittlig norsk kraftmiks, og ikke det eksakte kraftmiksen i Trønderlag. Usikkerhet rundt prosessene gjør at utslippene vist i tabell 9.3 og 9.4 ikke vil være nøyaktige. Likevel viser resultatene vist i figur 9.2 en såpass stor forskjell i utslipp at det kan konkluderes med at utslippene til diesellaggregat er større enn utslipp fra landstrømanlegget på Trondheim Havn.

## 10.7 Konkurransedyktigheten til hydrogenanlegget

For at hydrogen skal være aktuelt for Trondheim Havn, må teknologien være konkurransedyktig i forhold til andre løsninger. Dette kapittelet fletter sammen resultatene fra de ulike analysene til å skape et generelt overblikk over konkurransedyktigheten til landstrømanlegget ved Trondheim Havn.

### 10.7.1 Gjennomførbarhet

Resultatene fra kapittel 6.3 viser at den tekniske løsningen med et hydrogenanlegg er gjennomførbar, da brenselcellesystemet kan dekke effektbehovet. I tillegg finnes det flere lokale hydrogenprodusenter som vil ha mulighet til å levere nok hydrogen til å dekke Trondheim Havn sine behov. Utfordringen er kraftnettet, hvor det må gjennomføres investeringer og smarte løsninger for å få tilgang på nødvendig kraft.

Risikoanalysen har lagt frem en rekke tiltak, som etter vurdering vil kunne redusere risikoen. Likevel finnes det usikkerheter knyttet til membranen og bestemmelser av sikkerhetsavstander som gjør det utfordrende å avgjøre hvorvidt det er trygt å gjennomføre prosjektet. Dette foreslås til videre arbeid. Imidlertid gir risikoanalysen en indikasjon på at det elektriske anlegget er trygt for utbygging. For å vurdere lagringssystemet og forsyningssystemet som trygt må tilfredsstillende sikkerhetsavstander bestemmes. Brenselcellesystemet krever også videre undersøkelser for å kunne fastslå om det er trygt eller ikke. Dermed blir risiko en bremsende faktor for gjennomføring av prosjektet sammenlignet med eksisterende diesellaggregater.

Hydrogen i seg selv har ikke en konkurransedyktig LCOE, og en løsning som baserer seg på energiutnyttelse kun fra hydrogen, vil ikke være økonomisk gjennomførbart for Trondheim Havn. En hybrid løsning for å dekke effekttopper vil hydrogen være en mer aktuell løsning, da strøm fra kraftnettet er mindre kostbart sammenlignet med hydrogen, og det vil da være mulig å tilbakebetale investeringen i hydrogenanlegget med å kreve høyere priser på landstrømanlegget. hydrogenanlegget vil fortsatt presse prisene opp med høye investerings- og driftskostnader for lav energiproduksjon. Imidlertid kan andre løsninger være mer økonomisk lønnsomme. Et eksempel kan være å betale større anleggsbidrag til Tensio TS for tilgang på høyere effekt fra kraftnettet. Hvis dette ikke er mulig grunnet kapasitetbegrensning, er hydrogen i et hybrid nett en mulighet.

Miljøanalysen viser med tydelighet at hydrogen fra vannelektrolyse, hos en lokal aktør som Meråker Hydrogen, bidrar til en stor reduksjon i utslipp sammenlignet med dieselaggregater. Resultatene fra 9.3 viser at et landstrømanlegg vil bidra til å nå klimamålene satt av Trondheim kommune i planen om nullutslipp innen 2030.

Som ved alle nye utbyggelser vil det være viktig å fylle krav fra lokale og nasjonale myndigheter og andre interessenter. Opinionen kan påvirke dagsorden, og være en barriere i utviklingen av det hybride kraftnettet. Som allmenn kjent, har det vært skepsis til bruk av hydrogen etter eksplosjonen i Sandvika i 2019, som også førte til nedstenging av flere hydrogenstasjoner. Likevel er det viktig å nevne at karbonbrenslere også medfører risiko, ettersom at de også står for flere eksplosjoner og branner årlig. Som ved alle energiinstallasjoner er det nødvendig å innføre gode drift- og vedlikeholdsrutiner for å sørge for sikker drift.

### 10.7.2 Sammenligning med dieselaggregat

Dersom Trondheim Havn skal satse på et hybrid landstrømanlegg med hydrogen, må det være konkurransedyktig sammenlignet med dieselaggregater. Hydrogenløsningen vil kunne levere nødvendig effekt til cruiseskipene, og vil dermed kunne dekke energibehovet dieselaggregatet produserer i dag.

I den økonomiske analysen fremkom det at dieselaggregat var billigere i drift sammenlignet med hydrogenstasjon, men at en hybrid løsning med kraftnettet som hovedkilde til strøm gjør landstrømanlegget konkurransedyktig. Andre fordeler som offentlig opinion for cruisenæringen og utslippsreduksjonen som følger ved innføring av landstrømanlegg, blir det vurdert som gunstig med innføring av et hybrid landstrømanlegg. Sett frem i tid vil det komme flere klimabesparende tiltak som vil gjøre det mer attraktivt for cruiseskip å koble seg på landstrømanlegget til Trondheim Havn.

## 10.8 Videre arbeid

Grunnet begrenset tidsrom og ressurser, er det flere aspekter med denne rapporten som bør utforskes videre, eller ikke er undersøkt i det hele tatt. I dette kapitlet vil noen av disse mulighetene diskuteres. Det vil i tillegg legges frem forslag for funn presentert i oppgaven som kan bygges videre på.

### Sterkere datagrunnlag

Som forklart i 10.1.1 er det gjort forsøk på å hente gode data fra flere ulike kilder. Likevel er det flere aktører som ikke ønsker å oppgi dataen som er nødvendig for å gjøre en nøyaktig analyse. Det er på grunn av at leverandørene hemmeligholder sensitiv data om kostnader og teknisk informasjon i en konkurransebasert industri. Hvis Trondheim Havn kontakter disse aktørene direkte med en tydelig handlingsplan, kan det være mulig å få tilgang på data som kan brukes til å fjerne flere usikkerhetsmomenter i rapporten. Dette vil bidra til å styrke et eventuelt forprosjekt for innføring av den tekniske løsningen gitt i kapittel 6.3.

I tillegg er miljøanalysen forenklet gjennom valg av systemgrenser og prosesser som er tatt med i analysen. En mer grundig miljøanalyse vil kunne gi mer realistiske utslippsverdier for hydrogenproduksjon, som vil være med på å styrke miljøargumentet betraktelig.

### Andre løsninger for å dekke effekttopper

I kapittel 10.7.1 konkluderes det med at det økonomiske aspektet til hydrogenløsningen er utfordrende, og det kan derfor være relevant å undersøke andre løsninger til å dekke effekttopper. Som lagt frem i kapittel 2 er Statkraft en aktør som leverer fjernvarme på Brattøra, og en mulighet kan være å koble seg opp på samme nett som fjernvarmeanlegget. En mulighet er å utnytte nettkapasiteten i perioder hvor fjernvarmeanlegget ikke trekker maksimal last fra kraftnettet. Dette samsvarer godt med tidspunktet Trondheim Havn trenger mest energi, da fjernvarmeanlegget er mindre aktivt om sommeren.

Det finnes i tillegg andre teknologier for lokal energiproduksjon som ikke er undersøkt i denne oppgaven med potensielt bedre lønnsomhet sammenlignet med en hydrogenstasjon. Solcelleteknologi kan være et alternativ verdt å undersøke, da det største energibehovet fremkommer i sommermånedene. Utfordringen er arealbegrensningene og det høye effektbehovet som trengs, men dette kan løses ved på plassere solcellene på taket på nærliggende bygninger. Det er også mulig å undersøke alternative energibærere som ammoniakk, da dette har andre egenskaper enn hydrogen.

### **Videre kartlegging av risikotiltak**

Som nevnt er utfordringene med å bestemme effekten av tiltakene for å redusere risiko tilknyttet membranen med på å svekke beslutningsevnen til risikoanalysen i denne oppgaven. Dermed er det behov for videre undersøkelser for å kunne kvantifisere sannsynlighet og konsekvens av feilmodene som påvirker membranen. Undersøkelsene vil innebære stresstesting av ulike komponenter for å føre statistikk over hvilke konsekvenser som utspiller seg. Flere brenselcellesystemer bør også testes under nominell drift over lengre tid for å kunne føre statistikk over sannsynligheten til feilmoder under alminnelige forhold.

Ettersom grunnlaget for å bestemme sikkerhetssoner er mangelfullt, er det behov for videre vurdering av størrelsen på sikkerhetsavstandene. Sikkerhetsavstandene er avgjørende for Trondheim Havn for å avgjøre hvorvidt et hydrogenanlegg er gjennomførbart på havna. Dette er på grunn av arealbegrensningene som er vist i figur 2.4 og potensielle konflikter med havnevirksomheten som foregår på Pir I. Dermed er det behov for videre undersøkelser som kartlegger omfanget til farene rundt de ulike komponentene, for å bestemme en sikkerhetsavstand som er i henhold til forskrift om håndtering av farlig stoff. Sikkerhetsavstandene bør tilpasses mengden hydrogen som må lagres og forbrukes, valg av komponenter, virksomheten som foregår rundt anlegget, og effekten.

## 11 Konklusjon

Målet med bacheloroppgaven har vært å undersøke hvordan hydrogenteknologi kan bidra til å dekke effekttopper i et hybrid landstrømanlegg ved Trondheim Havn. Ved å benytte ulike metoder som AHP, FMECA, LCOE og LCA har flere analyser vært med på å kartlegge gjennomførbarheten til et hydrogenanlegg på Brattøra.

For å kunne konkludere med en teknisk løsning til Trondheim Havn, ble energisituasjonen på Brattøra kartlagt med blant dagens energisituasjon og prognoser for fremtiden. Basert på dette ble det bestemt at landstrømanlegget måtte dekke effekter opptil 16 MW. Grunnet kapasitetsbegrensinger på Brattøra ble det videre antatt at hydrogenanlegget måtte kunne dekke 4 MW, mens resterende 12 MW ble dekket av kraftnettet. Anløpstatistikken ved Trondheim Havn for 2023 tilsier at hydrogenanlegget kun vil kobles inn i perioder hvor to skip anløper Trondheim Havn samtidig, og dermed fungerer til å dekke effekttopper.

Trondheim Havn ønsker ikke å utvikle egen teknologi. Dermed har den tekniske analysen har som hovedmål å finne en optimal løsning basert på eksisterende teknologi. Brenselcellesystemet er valgt ved bruk av AHP, hvor TECO 2030 ble vurdert til den beste løsningen. TECO 2030 er en PEMFC-basert løsning som er svært energitett sammenlignet med tilsvarende brenselcellesystemer. Videre vurderes Meråker Hydrogen til den beste løsningen for hydrogenproduksjon og transport av hydrogen. Dette skyldes at det lokale produksjonsanlegget har plan om å produsere hydrogen fra vannelektrolyse, og vil produsere en mengde som dekker behovet til Trondheim Havn. Når det gjelder lagring av hydrogen, ble det valgt å benytte type IV "UAC 45' ISO High Cube", da dette er tanken som leveres av Meråker Hydrogen. Ved å benytte lagringstanken til Meråker Hydrogen fjernes ett tapsledd i forsyningslinjen, og bidrar til mindre vedlikehold.

I risikoanalysen vurderes flere risikomomenter knyttet til løsningen. Ved å gjennomføre FMECA vurderes det elektriske anlegget som trygt for utbygging. Lagringssystemet og forsyningsystemet vurderes også som kan vurderes trygt dersom tilfredsstillende sikkerhetsavstander bestemmes. Brenselcellesystemet krever videre undersøkelser for å kunne fastslå om det er trygt eller ikke. Dermed blir risiko en bremsende faktor for gjennomføring av prosjektet. Oppgaven skulle originalt fastslått en plassering for anlegget, men det fantes ikke tilstrekkelig grunnlag for å kunne foreta en slik vurdering. Dette skyldes manglende bestemmelser av sikkerhetssoner.

I den økonomiske analysen er det hentet inn data for de ulike komponentene, og i scenario 1 er det anslått et tilsvarende energibehov fra cruisenæringen sammenlignet med 2023. Dette

gir en LCOE for hydrogenanlegget på 101,6 NOK/kWh, mens det totale landstrømanlegget vil ha en LCOE på 3,9 NOK/kWh gjennom en levetid på 20 år, og en diskonteringsrente på 6%. Scenario 2 er basert på fremtidsprognoser om en årlig økning i energibehov fra hydrogen på 7,5%. Et slikt scenario gir en LCOE for hydrogenanlegget på 11,4 NOK/kWh og en LCOE for landstrømanlegget på 2,8 NOK/kWh. Til sammenligning ligger LCOE for dieselaggregat mellom 3,2-5 NOK/kWh. Isolert sett vil hydrogenanlegget ikke være økonomisk konkurransedyktig, men i en hybrid løsning sammen med kraftnettet viser det seg at et landstrømanlegg kan konkurrere med dagens LCOE for dieselaggregater.

Miljøanalysen viser med tydelighet at hydrogen fra vannelektrolyse hos en lokal aktør som Meråker Hydrogen bidrar til en stor reduksjon i utslipp sammenlignet med dagens løsning, og potensielt kan redusere GWP med 2730 tonn CO<sub>2</sub>-eq eller 96% for en årlig anløpsstatistikk tilsvarende 2023. Fra et miljøperspektiv vil et landstrømanlegg bidra til å nå oppnå klimamålene satt av Trondheim kommune i planen om nullutslipp innen 2030.

Et bedre datagrunnlag ville fjernet usikkerhetsmomenter og styrket oppgaven. Informasjon hemmeligholdes fra offentligheten grunnet et konkurransesensitivt marked, og det knyttes derfor usikkerhet til blant annet kostnader for installering og drift av et hydrogenanlegg. I tillegg er usikkerheten rundt fremtidens situasjon på Brattøra avgjørende for den økonomiske vurderingen til landstrømanlegget ved Trondheim Havn. Derfor vil et bedre datagrunnlag for pris og fremtidsprognoser, bidra til mer nøyaktige resultater.

For å konkludere, er det i teorien gjennomførbart med et hybrid energisystem i havna for å tilby landstrøm til cruisebåtkaia. Likevel finnes det flere hinder i utviklingen av systemet, som dens høye kostnad og risikomomenter, hvorav sistnevnte krever videre arbeid. Et landstrømanlegg driftet 100% av kraftnettet, vil være en bedre løsning for Trondheim Havn. Dersom dette ikke skulle være gjennomførbart på grunn av kapasitetsbegrensninger, kan et hybrid landstrømanlegg med hydrogen være konkurransedyktig sammenlignet med dieselaggregater.

## Referanser

- [1] Muhammad Salman mfl. «Paris climate agreement and global environmental efficiency: New evidence from fuzzy regression discontinuity design». I: *Energy Policy* 168 (2022), s. 113128. ISSN: 0301-4215. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113128>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421522003536>.
- [2] Finansdepartementet. «Statsbudsjett 2023». I: (2022), s. 124. URL: [https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/budsjettsiden/blaabok\\_2023.pdf](https://www.stortinget.no/globalassets/pdf/budsjettsiden/blaabok_2023.pdf) (sjekket 20.05.2023).
- [3] Engedal Mona Irene og Bothner Trude Melby. «Transportutslipp påvirkes av korona, elbiler og biodrivstoff». nb. I: (). URL: <https://www.ssb.no/natur-og-miljo/foruren-sning-og-klima/artikler/transportutslipp-pavirkes-av-korona-elbiler-og-biodrivstoff> (sjekket 03.02.2023).
- [4] Opdal Olav Andreas og Steen Eivind Hodne. «Landstrøm i Norge». I: (2012), s. 5. URL: <https://www.tu.no/filer/landstrom-i-norge.pdf> (sjekket 20.05.2023).
- [5] Tobias Grande Hansen. «Brattøra som energiknutepunkt». I: (feb. 2022), s. 1–109. URL: <https://trondheimhavn.no/wp-content/uploads/2023/01/sweco-sluttrapport-brattora-som-energiknutepunkt-redusert-filstorrelse.pdf> (sjekket 20.05.2023).
- [6] Trondheim Kommune. «Kommunedelplan: energi og klima 2017-2030». I: (2017), s. 2. URL: <https://www.trondheim.kommune.no/globalassets/10-bilder-og-filer/10-byutvikling/miljoenheten/klima-og-energi/kommunedelplan-energi-og-klimal130618.pdf> (sjekket 20.05.2023).
- [7] Roar Arntzen, Monica H. Iversen og Knut Thomas Kusslid. *Årsrapport 2020*. Årsrapport. Trondheim: Trondheim Havn, 24. mar. 2021. URL: <https://trondheimhavn.no/wp-content/uploads/2021/09/arsrapport-2020.pdf> (sjekket 16.02.2023).
- [8] *Nyhavna, Kommunedelplan, k20110005*. Trondheim kommune. URL: [https://www.trondheim.kommune.no/kdpl\\_nyhavna/](https://www.trondheim.kommune.no/kdpl_nyhavna/) (sjekket 19.05.2023).
- [9] Grete Hennissen. *FramtidsTrondheim - Strategier for de fem sentrumsområdene*. URL: <https://sites.google.com/trondheim.kommune.no/framtids trondheim/plan-for-sentrumsutvikling/framtidsbilder-trondheim-sentrum-2050-med-sentrumsstrategi> (sjekket 23.02.2023).
- [10] «Cruiseselskapet Aida gjør alle skipene sine klare for landstrøm». Tu.no. I: (28. jan. 2016). URL: <https://www.tu.no/artikler/cruiseselskapet-aida-gjor-alle-skipene-sine-klare-for-landstrom/276465> (sjekket 19.05.2023).
- [11] A. L. Bain. «NASA space program experience in hydrogen transportation and handling». I: *International Journal of Hydrogen Energy* 1.2 (1976), s. 173–188. ISSN: 0360-3199. DOI: [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(76\)90069-0](https://doi.org/10.1016/0360-3199(76)90069-0). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/0360319976900690> (sjekket 20.05.2023).
- [12] IRENA. «WORLD ENERGY TRANSITIONS OUTLOOK 2022». I: *International Renewable Energy Agency* (2022), s. 19–20. URL: [https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA\\_World\\_Energy\\_Transitions\\_Outlook\\_2022.pdf?rev=353818def8b34effa24658f475799464](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Mar/IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2022.pdf?rev=353818def8b34effa24658f475799464).
- [13] Kofstad Per K. Pedersen, Kaland Bjørn og Allkunne Trine. «Hydrogen». I: *International Journal of Hydrogen Energy* (). URL: <http://snl.no/hydrogen> (sjekket 17.03.2022).
- [14] Allan Blackman. *Aylward and Findlay's SI Chemical Data*. eng. 7th ed. Milton: John Wiley og Sons, 2014. ISBN: 9780730302469.
- [15] Office of Energy Efficiency og Renewable Energy. «Hydrogen Storage». I: (). URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> (sjekket 16.02.2024).
- [16] Bent Sørensen og Giuseppe Spazzafumo. «2 - Hydrogen». I: *Hydrogen and Fuel Cells (Third Edition)*. Red. av Bent Sørensen og Giuseppe Spazzafumo. Third Edition. Academic Press, 2018, s. 5–105. ISBN: 978-0-08-100708-2. DOI: <https://doi.org/10>



- .1016/B978-0-08-100708-2.00002-3. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780081007082000023> (sjekket 20.05.2023).
- [17] Paul Breeze. «Chapter 8 - Hydrogen Energy Storage». I: *Power System Energy Storage Technologies*. Red. av Paul Breeze. Academic Press, 2018, s. 69–77. ISBN: 978-0-12-812902-9. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812902-9.00008-0>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128129029000080> (sjekket 20.05.2023).
- [18] Jan Rosenow og Richard Lowes. «Will blue hydrogen lock us into fossil fuels forever?» I: *One Earth* 4.11 (2021), s. 1527–1529. ISSN: 2590-3322. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.oneear.2021.10.018>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590332221006047> (sjekket 20.05.2023).
- [19] Knut Hofstad. «Dampreforming». I: (jan. 2023). URL: <https://snl.no/dampreforming> (sjekket 23.02.2023).
- [20] Beathe Norheim Aarnes Jørg Petra Gerd Haugom. «PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE». I: Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet, 2019, s. 20–25. URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf> (sjekket 20.05.2023).
- [21] S. Ashitha og Soney C. George. «Chapter 23 - Splitting of water: biological and non-biological approaches». I: *Handbook of Biofuels*. Red. av Sanjay Sahay. Academic Press, 2022, s. 453–469. ISBN: 978-0-12-822810-4. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-822810-4.00023-3>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128228104000233> (sjekket 20.05.2023).
- [22] Meråker Hydrogen. *Meråker Hydrogen*. no. 2022. URL: <https://mhy.no/> (sjekket 27.03.2023).
- [23] S. Shiva Kumar og V. Himabindu. «Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review». I: *Materials Science for Energy Technologies* 2.3 (2019), s. 442–454. ISSN: 2589-2991. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.mset.2019.03.002>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589299119300035> (sjekket 20.05.2023).
- [24] Joakim Andersson og Stefan Grönkvist. «Large-scale storage of hydrogen». I: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.23 (3. 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 21.04.2023).
- [25] J. O. Abe mfl. «Hydrogen energy, economy and storage: Review and recommendation». I: *International Journal of Hydrogen Energy* 44.29 (7. jun. 2019), s. 15072–15086. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.068. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036031991931465X> (sjekket 21.05.2023).
- [26] Pravin Luthada. «What is a Hydrogen Tank & Tank-Types». Addcomposites. I: (30. aug. 2022). URL: <https://www.addcomposites.com/post/what-is-a-hydrogen-tank-tank-types> (sjekket 10.03.2023).
- [27] H. Barthelemy, M. Weber og F. Barbier. «Hydrogen storage: Recent improvements and industrial perspectives». I: *International Journal of Hydrogen Energy*. Special issue on The 6th International Conference on Hydrogen Safety (ICHS 2015), 19-21 October 2015, Yokohama, Japan 42.11 (16. mar. 2017), s. 7254–7262. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2016.03.178. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319916305559> (sjekket 10.03.2023).
- [28] Nima Ebadi. «A Guide to Hydrogen Pressure Vessels». Antala Ltd. I: (29. sep. 2021). URL: <https://www.antala.uk/hydrogen-pressure-vessels/> (sjekket 10.03.2023).
- [29] Hysafe. «Hydrogen fundamentals». I: (okt. 2006). URL: [http://www.hysafe.org/download/1040/BRHS\\_Chap1\\_Fundamentals-version%5C%201\\_0\\_1.pdf](http://www.hysafe.org/download/1040/BRHS_Chap1_Fundamentals-version%5C%201_0_1.pdf) (sjekket 21.05.2023).

- [30] Knut Hofstad. «Hydrogenlagring». I: (8. jan. 2021). URL: <https://snl.no/hydrogenlagring> (sjekket 21.05.2023).
- [31] Sachin P. Shet mfl. «A review on current trends in potential use of metal-organic framework for hydrogen storage». I: *International Journal of Hydrogen Energy* 46.21 (23. mar. 2021), s. 11782–11803. ISSN: 0360-3199. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.01.020. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319921000331> (sjekket 21.05.2023).
- [32] Henrietta W. Langmi. *Hydrogen Storage in Metal-Organic Frameworks: A Review — Elsevier Enhanced Reader*. 11. jul. 2013. DOI: 10.1016/j.electacta.2013.10.190. URL: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0013468613021622?token=8A9E5483AE3DDAA46F1CEF79D0D2B10F9632BB3576511B76925F9256B618D6106756354E620338C99F4BE277AEE9F9&originRegion=eu-west-1&originCreation=20230521085417> (sjekket 21.05.2023).
- [33] M. Jordá-Beneyto mfl. «Hydrogen storage on chemically activated carbons and carbon nanomaterials at high pressures». I: *Carbon* 45.2 (1. feb. 2007), s. 293–303. ISSN: 0008-6223. DOI: 10.1016/j.carbon.2006.09.022. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S000862230600488X> (sjekket 21.05.2023).
- [34] Poojan Modi og Kondo-Francois Aguey-Zinsou. «Room Temperature Metal Hydrides for Stationary and Heat Storage Applications: A Review». I: *Frontiers in Energy Research* 9 (2021). ISSN: 2296-598X. URL: <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2021.616115> (sjekket 09.03.2023).
- [35] Bennett Simon Gül Timur Turk Dave. «Future of Hydrogen». I: (2019), s. 18–180. URL: [https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The\\_Future\\_of\\_Hydrogen.pdf](https://iea.blob.core.windows.net/assets/9e3a3493-b9a6-4b7d-b499-7ca48e357561/The_Future_of_Hydrogen.pdf) (sjekket 20.05.2023).
- [36] PricewaterhouseCoopers. «Green hydrogen economy - predicted development of tomorrow». en. I: *PwC* (). URL: <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html> (sjekket 09.03.2023).
- [37] IEA. «Global demand for pure hydrogen». I: (okt. 2022). URL: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/global-demand-for-pure-hydrogen-1975-2018> (sjekket 22.03.2023).
- [38] N. Bento. «15 - Investment in the infrastructure for hydrogen passenger cars—New hype or reality?» I: *Compendium of Hydrogen Energy*. Red. av Ram B. Gupta, Angelo Basile og T. Nejat Veziroğlu. Woodhead Publishing Series in Energy. Woodhead Publishing, 2016, s. 379–409. ISBN: 978-1-78242-362-1. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-1-78242-362-1.00015-8>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9781782423621000158>.
- [39] Knut Hofstad. «Ammoniakk-energibærer». I: (26. jan. 2023). URL: [https://snl.no/ammoniakk\\_-\\_energib%C3%A6rer](https://snl.no/ammoniakk_-_energib%C3%A6rer) (sjekket 09.03.2023).
- [40] Jürgen Peterseim. *Analysing the future cost of green hydrogen*. 2022. URL: <https://www.pwc.com/gx/en/issues/esg/the-energy-transition/analysing-future-cost-of-green-hydrogen.html> (sjekket 09.03.2023).
- [41] A. O. Oni mfl. «Comparative assessment of blue hydrogen from steam methane reforming, autothermal reforming, and natural gas decomposition technologies for natural gas-producing regions». I: *Energy Conversion and Management* 254 (2022), s. 115245. ISSN: 0196-8904. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890422000413>.
- [42] Regjeringen. *Milliardstøtte til hydrogenprosjekter*. 2021. URL: <https://www.regjeringen.no/no/aktuelt/milliardstotte-til-hydrogenprosjekter/id2892615/> (sjekket 10.03.2023).

- [43] NHO. «EUs taksonomi og handlingsplan for bærekraftig finans». I: (2022). URL: <https://www.nho.no/tema/energi-miljo-og-klima/artikler/eus-taksonomi-og-handlingsplan-for-barekraftig-finans/> (sjekket 21.05.2023).
- [44] Directorate-General for Energy European Commission. «A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe». I: (2020). URL: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/PIN/?uri=CELEX:52020DC0301> (sjekket 10.03.2023).
- [45] US Department of Energy. *Hydrogen Fueling Infrastructure Development*. 2021. URL: [https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen\\_infrastructure.html](https://afdc.energy.gov/fuels/hydrogen_infrastructure.html) (sjekket 10.03.2023).
- [46] Jane Nakano. *China Unveils its First Long-Term Hydrogen Plan*. Mar. 2022. URL: <https://www.csis.org/analysis/china-unveils-its-first-long-term-hydrogen-plan> (sjekket 10.03.2023).
- [47] Eric Miller Chris Ainscough David Peterson. «Hydrogen Production Cost From PEM Electrolysis». I: (jun. 2014). URL: [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/14004\\_h2\\_production\\_cost\\_pem\\_electrolysis.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/14004_h2_production_cost_pem_electrolysis.pdf) (sjekket 22.03.2023).
- [48] Hegnsholt Esben. *The Real Promise of Hydrogen*. en. Jan. 2021. URL: <https://www.bcg.com/publications/2019/real-promise-of-hydrogen> (sjekket 23.03.2023).
- [49] Hallgeir Horne. «Hydrogen i det moderne energisystemet». I: (des. 2019). URL: [https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019\\_12.pdf](https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_12.pdf) (sjekket 23.03.2023).
- [50] Nærings og fiskeridepartementet. «Grønt industriløft». I: (jun. 2022). URL: [https://www.regjeringen.no/contentassets/1c3d3319e6a946f2b57633c0c5fcc25b/veikart\\_s\\_kisse\\_uu\\_ja.pdf](https://www.regjeringen.no/contentassets/1c3d3319e6a946f2b57633c0c5fcc25b/veikart_s_kisse_uu_ja.pdf) (sjekket 23.03.2023).
- [51] Equinor. «Equinor Tjeldbergodden». I: (20. feb. 2021). URL: <https://www.equinor.com/news/archive/202102-tjeldbergodden> (sjekket 24.03.2023).
- [52] Thomas Bjørdal. «Veikart for hydrogen i Trøndelag». I: (2019). URL: <https://renergycluster.no/wp-content/uploads/2020/02/20191121-Velikart-hydrogen-rapport-DIGITAL-WEB.pdf> (sjekket 23.03.2023).
- [53] Statkraft. *Hitra hub*. no. 23. jun. 2022. URL: <https://www.statkraft.com/nyheter/nyheter-og-pressemeldinger/2022/hitra-hub/> (sjekket 27.03.2023).
- [54] Statkraft og TrønderEnergi. *Hydrogenknutepunkt Midt-Norge*. no. URL: <https://www.maritimt-forum.no/documents/Hydrogen-knutepunkt-Hitra.pdf> (sjekket 27.03.2023).
- [55] Trondheim Havn. *Havnens rolle i det grønne skiftet*. no. 12. jan. 2023. URL: <https://www.trondelagfylke.no/contentassets/6428dcea9c4f4ecbba46b99fe6b8ef60/trondheim-havn-og-aneogodspolitisk-frokost-12-januar-2023.pdf> (sjekket 27.03.2023).
- [56] Meråker Hydrogen. *Informasjon om hydrogenpriser*. Fra mailtråd. 24. apr. 2021.
- [57] UMOE. *UMOE transport modules hydrogen*. URL: <https://www.uac.no/container-transportation-solutions/hydrogen/> (sjekket 24.04.2023).
- [58] RENERGY. «125.7 millioner kroner til hydrogenknutepunkt». no. I: (4. jun. 2022). URL: <https://renergycluster.no/2022/1257-millioner-kroner-til-hydrogenknutepunkt-i-rorvik/https://mhy.no/> (sjekket 27.03.2023).
- [59] Sigrid Lædre. «Første hydrogendrevne havbruksbåt klar i 2023». no. I: (27. apr. 2022). URL: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2022/forste-hydrogendrevne-havbruksbat-klar-i-2023/> (sjekket 27.03.2023).
- [60] RENERGY. «enova million til hydrogenknutepunkt». no. I: (29. sep. 2021). URL: <https://renergycluster.no/2021/enova-million-til-hydrogenknutepunkt-pa-rorvik/> (sjekket 27.03.2023).
- [61] Justis- og beredskapsdepartementet. «Direktoratet for samfunnssikkerhet og beredskap». I: (). URL: <https://www.regjeringen.no/no/dep/jd/org/underliggende-etater/direktoratet-for-samfunnssikkerhet-og-be/id279674/> (sjekket 10.04.2023).
- [62] Todd Omatick mfl. «Chapter 7 - Usage». I: *Machinery and Energy Systems for the Hydrogen Economy*. Red. av Klaus Brun og Timothy Allison. Elsevier, 2022, s. 251–304. ISBN: 978-0-323-90394-3. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-323-90394-3.00009>

- 6. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780323903943000096> (sjekket 21.05.2023).
- [63] Industrial Metallurgists. *Hydrogen Embrittlement of Steel*. 15. sep. 2016. URL: <https://www.imetllc.com/hydrogen-embrittlement-steel/> (sjekket 10.04.2023).
- [64] David Anthony James Dicks Andrew; Rand. *Fuel cell systems explained*. Third edition. Wiley, 2018. ISBN: 9781118706978.
- [65] Olje- og energidepartementet. «Regjeringens hydrogenstrategi». I: (jun. 2020). URL: <https://www.regjeringen.no/contentassets/8ffd54808d7e42e8bce81340b13b6b7d/regjeringens-hydrogenstrategi.pdf> (sjekket 10.04.2023).
- [66] Justis- og beredskapsdepartementet. «Forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff». I: (8. jun. 2009). URL: [https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-06-08-602#KAPITTEL\\_2](https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2009-06-08-602#KAPITTEL_2) (sjekket 10.04.2023).
- [67] Justis- og beredskapsdepartementet. «Forskrift om helse og sikkerhet i eksplosjonsfarlige atmosfærer». I: (30. jun. 2003). URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2003-06-30-911?q=atmosf%5C%C3%5C%A6re> (sjekket 10.04.2023).
- [68] Justis- og beredskapsdepartementet. «Forskrift om trykkpåkjent utstyr». I: (10. nov. 2017). URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2017-10-10-1631> (sjekket 10.04.2023).
- [69] Justis- og beredskapsdepartementet. «Forskrift om tiltak for å forebygge og begrense konsekvensene av storulykker». I: (6. jan. 2017). URL: <https://lovdata.no/dokument/SF/forskrift/2016-06-03-569> (sjekket 10.04.2023).
- [70] ISO. «ISO 19880-1:2020». I: (1. mar. 2020). URL: <https://www.iso.org/standard/71940.html> (sjekket 10.04.2023).
- [71] R. O'Hayre mfl. *Fuel Cell Fundamentals*. Wiley, 2016. ISBN: 978-1-119-11380-5. URL: <https://books.google.no/books?id=02JYCwAAQBAJ>.
- [72] Raluca-Andreea Felseghi mfl. «Hydrogen Fuel Cell Technology for the Sustainable Future of Stationary Applications». I: *Energies* 12.23 (des. 2019), s. 4593. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en12234593. URL: <http://dx.doi.org/10.3390/en12234593> (sjekket 20.05.2023).
- [73] Shripad T. Revankar og Pradip Majumdar. *Fuel Cells: Principles, Design, and Analysis*. en. CRC Press, mai 2014, s. 15–27. ISBN: 978-1-4200-8968-4.
- [74] Viviana Cigolotti, Matteo Genovese og Petronilla Fragiaco. «Comprehensive Review on Fuel Cell Technology for Stationary Applications as Sustainable and Efficient Poly-Generation Energy Systems». en. I: *Energies* 14.1616 (jan. 2021), s. 4963. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en14164963. (Sjekket 20.05.2023).
- [75] Lech Birek og Stanislaw Molitorys. «Hydrogen fuel cell emergency power system». Ph.d.-avh. Master's thesis, School for Renewable Energy Science, University of Iceland, 2009.
- [76] Kazunari Sasaki mfl. *Hydrogen energy engineering*. Springer, 2016.
- [77] Dapeng Gong mfl. «Numerical Study on the Effects of Water and Heat Transport on Two-Phase Flow in a Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell». I: *Energies* 15.21 (2022). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en15218318. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/21/8318> (sjekket 20.05.2023).
- [78] Mebius. *Fuel Cell*. URL: <https://www.mebius.si/technology> (sjekket 20.05.2023).
- [79] Jiujun Zhang. *PEM Fuel Cell Electrocatalysts and Catalyst Layers*. Eng. 1. utg. London: Springer London Ltd, 2008, s. 1137. ISBN: 9781848009356.
- [80] Fredrik Baltzersen Hultin. «High-Capacity PEM Fuel Cells and Electrolysers in Hybrid Energy System for Offshore Power Generation». en. Accepted: 2021-09-20T16:42:59Z. Master thesis. NTNU, 2020. URL: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2779588>.
- [81] Tino Vidović mfl. «Proton-Exchange Membrane Fuel Cell Balance of Plant and Performance Simulation for Vehicle Applications». I: *Energies* 15.21 (2022). ISSN: 1996-

1073. DOI: 10.3390/en15218110. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/21/8110> (sjekket 20.05.2023).
- [82] Raluca-Andreea Felseghi mfl. «Hydrogen Fuel Cell Technology for the Sustainable Future of Stationary Applications». I: *Energies* 12.23 (2019). ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en12234593. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/23/4593> (sjekket 20.05.2023).
- [83] Roy Segev. *Why Fuel Cells Are the Solution for Sustainable Data Centers*. en-gb. URL: <https://blog.ballard.com/sustainable-data-centers> (sjekket 20.05.2023).
- [84] Hydrogen og Fuel Cell Technologies Office. «Early Market Applications for Fuel Cell Technologies». en. I: *Energy.gov* (). URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/early-market-applications-fuel-cell-technologies> (sjekket 20.05.2023).
- [85] Hydrogen og Fuel Cell Technologies Office. «Fuel Cells for Stationary Power Applications». en. I: *Energy.gov* (). URL: [https://www.energy.gov/sites/default/files/2018/01/f46/fcto\\_fc\\_stationary\\_power\\_apps.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2018/01/f46/fcto_fc_stationary_power_apps.pdf) (sjekket 20.05.2023).
- [86] James Larminie, Andrew Dicks og Maurice S McDonald. *Fuel cell systems explained*. Bd. 2. J. Wiley Chichester, UK, 2003.
- [87] Carly Anderson. *Fuel Cells: Stationary Power*. en. Sep. 2020. URL: <https://medium.com/prime-movers-lab/fuel-cells-everything-else-bbbad62333f9>.
- [88] Peter Thomas. «Hydrogen-based energy for the port logistics of the future». I: (14. apr. 2022). URL: <https://www.mtu-solutions.com/na/en/stories/power-generation/hydrogen-based-energy-for-the-port-logistics-of-the-future.html> (sjekket 21.05.2023).
- [89] Elena Crespi mfl. «GRASSHOPPER project: grid assisting modular hydrogen PEM power plant». I: (2019). (Sjekket 21.05.2023).
- [90] Elena Crespi mfl. «Modelling and optimization of a flexible hydrogen-fueled pressurized PEMFC power plant for grid balancing purposes». I: (25. feb. 2021). URL: <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0360319921001774?token=CD54CE377BB468FD90A7724B9A4EA7D6BEF6E76C5B7F4481E83EBC34638E1BA0D5077C8F2E33893FCE109DC5ADB2DF7&originRegion=eu-west-1&originCreation=20230323095942> (sjekket 21.05.2023).
- [91] *DEMCOPEM-2MW*. DEMCOPEM-2MW. URL: <https://demcopem-2mw.eu/> (sjekket 23.03.2023).
- [92] Doosan. *PureCell Model 400 Hydrogen*. URL: <https://www.doosanfuelcell.com/en/prod/prod-0102> (sjekket 21.05.2023).
- [93] Mohammad Patel Pinakin og Farooque. «DFC Technology Status». I: (). URL: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles/dfc-technology-status> (sjekket 21.05.2023).
- [94] Mitsubishi Heavy Industries Ltd. *Mitsubishi Power Fuel Cells*. Mitsubishi Power. URL: <https://power.mhi.com/products/sofc> (sjekket 31.03.2023).
- [95] TECO 2030. *TECO Marine Fuel Cell*. en. URL: <https://teco2030.no/solutions/teco-marine-fuel-cell/> (sjekket 21.05.2023).
- [96] Asbjørn Rolstadås mfl. *Praktisk prosjektledning : fra idé til gevinst*. nob. 2. utgave. Bergen: Fagbokforlaget, 2020. ISBN: 9788245032055.
- [97] Marvin Rausand. *FMECA*. URL: <https://www.ntnu.edu/documents/624876/1277590549/chapt03-fmeca.pdf/ecf0c289-bc19-492f-88ef-6a197ad4a9f1> (sjekket 21.05.2023).
- [98] US Department of Energy. *DOE OFFICE OF INDIAN ENERGY Levelized Cost of Energy (LCOE)*. URL: <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2015/08/f25/LCOE.pdf> (sjekket 26.04.2023).
- [99] CFI. *Levelized Cost of Energy (LCOE)*. 14. mar. 2023. URL: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/> (sjekket 26.04.2023).

- [100] E. Roland Andersson. «Economic evaluation of ergonomic solutions: Part II – The scientific basis». I: *Ergonomics Guidelines and Problem Solving*. Red. av Anil Mital, Åsa Kilbom og Shrawan Kumar. Bd. 1. Elsevier Ergonomics Book Series. Elsevier, 2000, s. 473–478. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1572-347X\(00\)80037-3](https://doi.org/10.1016/S1572-347X(00)80037-3). URL: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1572347X00800373> (sjekket 21.05.2023).
- [101] Will Kenton. *Sensitivity Analysis Definition*. en. Sep. 2022. URL: <https://www.investopedia.com/terms/s/sensitivityanalysis.asp> (sjekket 20.05.2023).
- [102] Norges bank. *Valutakurser*. URL: <https://app.norges-bank.no/query/index.html#/no/currency?currency=EUR,USD&frequency=M&startdate=2016-01-01&stopdate=2023-04-26> (sjekket 26.04.2023).
- [103] Anders Johansen. «Hvorfor er den norske kronen så svak?» I: (1. mar. 2023). URL: <https://danskebank.no/nyheter/makronytt/hvorfor-er-norske-kroner-saa-svak> (sjekket 26.04.2023).
- [104] Quentin Bernical mfl. «Integrated Design of High Temperature Steam Electrolysis and Biomass to Liquid Fuel Process». I: *11th International Symposium on Process Systems Engineering*. Red. av Iftekhar A. Karimi og Rajagopalan Srinivasan. Bd. 31. Computer Aided Chemical Engineering. Elsevier, 2012, s. 865–869. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-59506-5.50004-3>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780444595065500043> (sjekket 21.05.2023).
- [105] Subramanian Senthilkannan Muthu. «6 - Estimating the overall environmental impact of textile processing: Life cycle assessment of textile products». I: *Assessing the Environmental Impact of Textiles and the Clothing Supply Chain (Second Edition)*. Red. av Subramanian Senthilkannan Muthu. Second Edition. The Textile Institute Book Series. Woodhead Publishing, 2020, s. 105–129. ISBN: 978-0-12-819783-7. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-819783-7.00006-5>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128197837000065> (sjekket 21.05.2023).
- [106] LCA.no. *Miljøpåvirkninger*. URL: <https://lca.no/miljopavirkninger/1> (sjekket 22.04.2023).
- [107] Ecelot. *Miljøpåvirkninger*. Okt. 2016. URL: <https://www.ecetoc.org/task-force/freshwater-ecotoxicity-as-an-environmental-impact-category-to-guide-the-selection-of-chemical-based-products/> (sjekket 22.04.2023).
- [108] LC-impact. *Marine Ecotoxicity*. URL: [https://lc-impact.eu/EQmarine\\_ecotoxicity.html](https://lc-impact.eu/EQmarine_ecotoxicity.html) (sjekket 22.04.2023).
- [109] Massimo Pizzol mfl. «Normalisation and weighting in life cycle assessment: quo vadis?» I: *The International Journal of Life Cycle Assessment* 22.6 (jan. 2017), s. 853–866. ISSN: 1614-7502. DOI: 10.1007/s11367-016-1199-1. URL: <https://doi.org/10.1007/s11367-016-1199-1> (sjekket 21.05.2023).
- [110] *Møte med Trondheim havn*. I samarbeid med Maria Kühnl og Tor Erik Svorkås. 25. jan. 2023.
- [111] Google Maps. *Trondheim, Brattøra: Trondheim Havn, 1:200*. 2023. (Sjekket 20.05.2023).
- [112] TECO. *Join TECO2030*. EN. URL: <https://teco2030.no/career/> (sjekket 20.05.2023).
- [113] BaneNOR. «Elektrifisering av Trønder- og Meråkerbanen». I: (). URL: <https://www.banenor.no/prosjekter/alle-prosjekter/elektrifisering-av-tronder-og-merakerbanen/> (sjekket 24.04.2023).
- [114] TECO 2030. *Illustrasjon av TECO2030 1,6 MW brenselcellemodul*. URL: [https://teco2030.no/wp-content/uploads/2022/06/FCC1600\\_Transparent-1.png](https://teco2030.no/wp-content/uploads/2022/06/FCC1600_Transparent-1.png) (sjekket 20.05.2023).
- [115] Meråker Hydrogen AS. *Meråker hydrogen logo*. URL: <https://mhy.no/wp-content/uploads/2023/03/Asset-1morkogo.png> (sjekket 20.05.2023).

- [116] ICON - International Container Service GMBH. *Bilde av en vilkårlig 45' High cube container*. URL: <https://www.icon-container.de/media/images/finder/container/standard-container-45-high-cube.jpg> (sjekket 20.05.2023).
- [117] Denny R. Stephens, Susan E. Rose og Stephanie A. Flamberg. «Failure Modes and Effects Analysis for Hydrogen Fuel Cell Vehicles – Subtask 1». I: DOT HS 811 075 (feb. 2009). URL: <https://www.nhtsa.gov/sites/nhtsa.gov/files/811075.pdf> (sjekket 21.05.2023).
- [118] V. Molkov. «Fuel Cell and Hydrogen Technology». I: (2012). URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B978012801653400014X> (sjekket 16.05.2023).
- [119] Alice Hong. «Dielectric Strength of Air - The Physics Factbook». I: (2000). URL: <https://hypertextbook.com/facts/2000/AliceHong.shtml> (sjekket 25.04.2023).
- [120] Ahmed Mohmed Dafalla mfl. «Membrane Electrode Assembly Degradation Modeling of Proton Exchange Membrane Fuel Cells: A Review». I: *Energies* 15.23 (jan. 2022). Number: 23 Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute, s. 9247. ISSN: 1996-1073. DOI: 10.3390/en15239247. URL: <https://www.mdpi.com/1996-1073/15/23/9247> (sjekket 21.05.2023).
- [121] EEP-Electrical Engineering Portal og Edvard Csanyi. «The most common failure modes of electrical equipment in distribution systems». EEP - Electrical Engineering Portal. I: (10. mai 2021). URL: <https://electrical-engineering-portal.com/failure-modes-electrical-equipment-distribution-systems> (sjekket 16.05.2023).
- [122] Justis- og politidepartementet. «Forskrift om håndtering av brannfarlig, reaksjonsfarlig og trykksatt stoff samt utstyr og anlegg som benyttes ved håndteringen - Lovdata». Lovdata. I: (9. jun. 2009). URL: <https://lovdata.no/dokument/LTI/forskrift/2009-06-08-602> (sjekket 11.05.2023).
- [123] Yijing Xing, Haibin Li og George Avgouropoulos. «Research Progress of Proton Exchange Membrane Failure and Mitigation Strategies». I: *Materials* 14.10 (mai 2021). Publisher: Multidisciplinary Digital Publishing Institute (MDPI). DOI: 10.3390/ma14102591. URL: <https://www.ncbi.nlm.nih.gov/pmc/articles/PMC8156844/> (sjekket 21.05.2023).
- [124] IEA. «Projected Costs of Generating Electricity 2020». I: (1. des. 2020). URL: <https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020> (sjekket 28.04.2023).
- [125] NorgesEnergi. *Historiske strømpriser*. URL: <https://norgesenergi.no/hjelp/strompriser/historiske-strompriser/#Sone3> (sjekket 02.05.2023).
- [126] Tensio. *Nettleie*. URL: <https://ts.tensio.no/kunde/nettleie-priser-og-avtaler> (sjekket 02.05.2023).
- [127] Skatteetaten. *Avgift, forbruk og ENOVA støtte*. URL: <https://www.skatteetaten.no/bedrift-og-organisasjon/avgifter/saravgifter/om/elektrisk-kraft/> (sjekket 02.05.2023).
- [128] Tien-Chien Jen Peter Ozaveshe Oviroh. «The Energy Cost Analysis of Hybrid Systems and Diesel Generators in Powering Selected Base Transceiver Station Locations in Nigeria». I: (2018), s. 10–12. URL: <https://core.ac.uk/download/pdf/159144282.pdf> (sjekket 21.05.2023).
- [129] C. Breyer mfl. «Electrifying the poor: Highly economic off-grid PV systems in Ethiopia - a basis for sustainable rural development». I: (sep. 2009), s. 3852–3860. (Sjekket 21.05.2023).
- [130] Ship Technology. *AIDamar – Cruise Ship*. 24. nov. 2013. URL: <https://www.ship-technology.com/projects/aidamar-cruise-ship/> (sjekket 18.04.2023).
- [131] Ship Technology. *AIDaperla Cruise Ship*. 15. jun. 2017. URL: <https://www.ship-technology.com/projects/aidamar-cruise-ship/> (sjekket 18.04.2023).
- [132] Ramanan Sethuraman. *How Are Cruise Ships Powered*. 16. aug. 2021. URL: <https://www.marineinsight.com/tech/cruise-ships-powered/> (sjekket 21.04.2023).

- [133] Aleksander Alyunov mfl. «Assessment of efficiency of diesel generators use in distributed energy industry». I: *E3S Web of Conferences* 178 (jan. 2020), s. 01086. DOI: 10.1051/e3sconf/202017801086.
- [134] Abdul Jakhrani mfl. «Estimation of Carbon Footprints from Diesel Generator Emissions». I: 7. jul. 2012. DOI: 10.1109/GUT.2012.6344193. URL: [https://www.researchgate.net/publication/235458666\\_Estimation\\_of\\_Carbon\\_Footprints\\_from\\_Diesel\\_Generator\\_Emissions](https://www.researchgate.net/publication/235458666_Estimation_of_Carbon_Footprints_from_Diesel_Generator_Emissions) (sjekket 21.05.2023).
- [135] United States Environmental Protection Agency. «Greenhouse Gas Emissions from a Typical Passenger Vehicle». I: (30. jun. 2022). URL: [epa.gov/greenvehicles/greenhouse-gas-emissions-typical-passenger-vehicle](https://epa.gov/greenvehicles/greenhouse-gas-emissions-typical-passenger-vehicle) (sjekket 21.04.2023).
- [136] European Environment Agency. «Emissions from public electricity and heat production - explanatory indicators». I: (12. nov. 2013). URL: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/emissions-co2-so2-nox-from-1/assessment-1> (sjekket 21.04.2023).
- [137] LC-impact. *Marine Ecotoxicity*. URL: [https://lc-impact.eu/EQmarine\\_ecotoxicity.html](https://lc-impact.eu/EQmarine_ecotoxicity.html) (sjekket 21.04.2023).
- [138] Carla Tagliaferri og Paola Lettieri. «11 - Methane from waste: Thermal and biological technologies compared under a life cycle assessment perspective». I: *Substitute Natural Gas from Waste*. Red. av Massimiliano Materazzi og Pier Ugo Foscolo. Academic Press, 2019, s. 275–315. ISBN: 978-0-12-815554-7. DOI: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-815554-7.00011-8>. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128155547000118> (sjekket 21.05.2023).
- [139] Statnett. «Tall og data fra kraftsystemet». I: (). URL: <https://www.statnett.no/forkatorer-i-kraftbransjen/tall-og-data-fra-kraftsystemet/> (sjekket 24.04.2023).



## A Vedlegg: AHP

**Matrise for parvis sammenligning**

<b>1 AREALBRUK</b>	A	B	C	D	E
A	1.00	0.86	0.46	1.61	0.17
B	1.16	1.00	0.54	1.87	0.20
C	2.17	1.85	1.00	0.29	0.38
D	0.62	0.53	3.45	1.00	0.11
E	5.88	5.00	2.66	9.29	1.00
<b>Sum</b>	10.84	9.25	8.11	14.06	1.85
<b>2 MODENHET</b>	A	B	C	D	E
A	1.00	0.25	0.33	0.33	0.50
B	4.00	1.00	3.00	3.00	2.00
C	3.00	0.33	1.00	1.00	0.50
D	3.00	0.33	1.00	1.00	0.50
E	2.00	0.50	2.00	2.00	1.00
<b>Sum</b>	13.00	2.42	7.33	7.33	4.50
<b>3 VIRKNINGSGRAD</b>	A	B	C	D	E
A	1	1	1	1	1
B	1	1	1	1	1
C	1	1	1	1	1
D	1	1	1	1	1
E	1	1	1	1	1
<b>Sum</b>	5	5	5	5	5
<b>4 RISIKO</b>	A	B	C	D	E
A	1.00	1.00	1.00	2.00	1.00
B	1.00	1.00	1.00	2.00	1.00
C	1.00	1.00	1.00	2.00	1.00
D	0.50	0.50	0.50	1.00	0.50
E	1.00	1.00	1.00	2.00	1.00
<b>Sum</b>	4.50	4.50	4.50	9.00	4.50

Figur A.1: Steg 1

## Normalisert matrise

<b>1 AREALBRUK</b>	A	B	C	D	E	Sum	Prioritet
A	0.09	0.09	0.06	0.11	0.09	0.45	0.09
B	0.11	0.11	0.07	0.13	0.11	0.52	0.10
C	0.20	0.20	0.12	0.02	0.20	0.75	0.15
D	0.06	0.06	0.43	0.07	0.06	0.67	0.13
E	0.54	0.54	0.33	0.66	0.54	2.61	0.52
<b>2 MODENHET</b>	A	B	C	D	E	Sum	Prioritet
A	0.08	0.10	0.05	0.05	0.11	0.38	0.08
B	0.31	0.41	0.41	0.41	0.44	1.98	0.40
C	0.23	0.14	0.14	0.14	0.11	0.75	0.15
D	0.23	0.14	0.14	0.14	0.11	0.75	0.15
E	0.15	0.21	0.27	0.27	0.22	1.13	0.23
<b>3 VIRKNINGSGRAD</b>	A	B	C	D	E	Sum	Prioritet
A	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	1.00	0.20
B	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	1.00	0.20
C	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	1.00	0.20
D	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	1.00	0.20
E	0.20	0.20	0.20	0.20	0.20	1.00	0.20
<b>4 RISIKO</b>	A	B	C	D	E	Sum	Prioritet
A	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	1.11	0.22
B	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	1.11	0.22
C	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	1.11	0.22
D	0.11	0.11	0.11	0.11	0.11	0.56	0.11
E	0.22	0.22	0.22	0.22	0.22	1.11	0.22

Figur A.2: Steg 2

### Prioritering av kriterier

Kriterier	1	2	3	4
1 Arealbruk	1	4	4	1/2
2 Modenhet	1/4	1	1	1/7
3 Virkningsgrad	1/4	1	1	1/3
4 Risiko	2	7	3	1
<b>Sum</b>	<b>3.50</b>	<b>13.00</b>	<b>9.00</b>	<b>1.98</b>

### Normalisert prioritering av kriterier

Kriterier	1	2	3	4	Prioritet
1 Arealbruk	0.29	0.31	0.44	0.25	0.32
2 Modenhet	0.07	0.08	0.11	0.07	0.08
3 Virkningsgrad	0.07	0.08	0.11	0.17	0.11
4 Risiko	0.57	0.54	0.33	0.51	0.49
<b>Sum</b>					<b>1.00</b>

Figur A.3: Steg 3, 4 og 5

### Total prioritet

Alternativ	Arealbruk	Modenhet	Virkningsgrad	Risiko	Total prioritet
A	0.029	0.006	0.021	0.108	0.165
B	0.034	0.033	0.021	0.108	0.196
C	0.048	0.012	0.021	0.108	0.190
D	0.043	0.012	0.021	0.054	0.131
E	0.169	0.019	0.021	0.108	0.317
<b>Sum</b>					<b>1.000</b>

Figur A.4: Steg 6

## B Vedlegg: Feilmode Effekt- og Konsekvensanalyse

Beskrivelse av komponent			Beskrivelse av feilmode			Effekt	Risiko			Tiltak
Komponent	Funksjon	Operasjon II mode	Feilmode	Årsak	Deteksjon	Konsekvens	S	K	R	
<b>Lagringssystemet</b>										
Hydrogentank	Frakt og lagring av komprimert hydrogen	350 bar	Lekkasje eller trykkfall	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Dårlig vedlikehold</li> <li>• Slitasje</li> <li>• Ekstern mekanisk påkjenning</li> <li>• Ekstern kjemisk påkjenning</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regelmessig visuell inspeksjon</li> <li>• Trykkmåling i tank</li> <li>• Gassmåling i lukkede rom</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>• Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>• Kvelning ved fortrenging av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for håndtering og vedlikehold</li> <li>• Bruk av trykk- og gass-sensorer</li> </ul>
			Brist i tank eller kobling til forsyningssystem	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Dårlig vedlikehold</li> <li>• Kollisjonsskade</li> <li>• Omfattende kjemisk påkjenning</li> <li>• Trykkøkning som følge av brann</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Åpenbar deteksjon</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanken eksploderer</li> <li>• Utslipp og ansamling av brennbar hydrogengass</li> <li>• Kvelning ved fortrenging av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for håndtering og vedlikehold</li> <li>• Polstring mot kollisjon</li> <li>• Isolasjon mot brann</li> <li>• Trykkavlastningsventil (PRD)</li> <li>• Sikkerhetssoner for bruk av anleggsmaskiner</li> </ul>
Trykkavlastningsventil	Trykkavlastning ved brann eller uønsket trykkøkning	Ingen. Aktiveres ved brann eller kritisk trykknivå i tank	Sviktende ventiler med brann eller kritisk trykk	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Slitasje</li> <li>• Mekanisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tanken eksploderer</li> <li>• Utslipp og ansamling av brennbar hydrogengass</li> <li>• Kvelning ved fortrenging av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for installering og vedlikehold</li> <li>• Isolasjon mot brann</li> </ul>
			Feilaktig ventiler med utenom behov eller at ventilen brister	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk feil</li> <li>• Kollisjon</li> <li>• Fremmedobjekt i ventilen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Gassmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>• Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>• Kvelning ved fortrenging av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Gassmåling</li> <li>• Rutinemessig testing og vedlikehold</li> <li>• Sikkerhetssoner for anleggsarbeid</li> </ul>
Stengeventil	Stenge tilførsel av hydrogen fra lagringstanken. Elektronisk eller manuell	Stenger tilførsel ved behov	Feilaktig stenging eller sviktende åpning. Ingen eller redusert strømning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Slitasje</li> <li>• Mekanisk/elektrisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ytelsestap</li> <li>• Kan resultere i membranbrist, og dermed brannfare</li> </ul>	L	H	M	
			Sviktende stenging ved behov. Strømning fortsetter	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Slitasje</li> <li>• Mekanisk/elektrisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ytelsestap</li> <li>• Ved en feil i resten av systemet eller nødstillfelle kan det utgjøre brannfare</li> </ul>	L	H	M	
			Lekkasje	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Dårlig vedlikehold</li> <li>• Slitasje</li> <li>• Ekstern mekanisk påkjenning</li> <li>• Ekstern kjemisk påkjenning</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Gassmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>• Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>• Kvelning ved fortrenging av luft</li> </ul>	L	H	M	

Beskrivelse av komponent			Beskrivelse av feilmode			Effekt	Risiko	Tiltak
Komponent	Funksjon	Operasjonell mode	Feilmode	Årsak	Deteksjon	Konsekvens	S K R	
<b>Forsyningssystem</b>								
Trykkavlastnings-ventil (høytrykk)	Trykkavlastning ved brann eller uønsket trykkøkning	Ingen. Aktiveres ved brann eller kritisk trykknivå i rørsystem (>350 bar)	Sviktende ventiler ved brann eller kritisk trykk	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Slitasje</li> <li>• Mekanisk feil</li> </ul>	• Trykkmåling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rørledninger brister/eksploderer</li> <li>• Utslipp og ansamling av brennbar hydrogengass</li> <li>• Kvelning ved fortregning av luft</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for installering og vedlikehold</li> <li>• Isolasjon mot brann</li> </ul>
			Feilaktig ventiler utenom behov eller at ventilen brister	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk feil</li> <li>• Kollisjon</li> <li>• Fremmedobjekt i ventilen</li> </ul>	• Trykkmåling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>• Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>• Kvelning ved fortregning av luft</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Gassmåling</li> <li>• Rutinemessig testing og vedlikehold</li> <li>• Sikkerhetssoner for anleggsarbeid</li> <li>• Ventilering</li> </ul>
Hydrogenfilter (høytrykk)	Filtre ut uønskede partikler og væskeansamlinger	250-350 bar	Ingen eller begrenset gjennomstrømming	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Lav kvalitet på hydrogenet</li> </ul>	• Trykkmåling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ytelsestap</li> <li>• Slitasje membran som kan resultere i brist, dermed brannfare</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for installering og vedlikehold</li> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Spenningsmåling</li> </ul>
			Gjennomstrømming av forurensning	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk skade eller brist på filteret</li> </ul>	• Trykkmåling	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ytelsestap</li> <li>• Slitasje på andre komponenter</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for installering og vedlikehold</li> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Spenningsmåling av cellen</li> <li>• Regelmessig bytte av filter</li> <li>• Oppstrøms stengeventil</li> </ul>
Regulator for trykkreduksjon (høytrykk)	Trykkregulering mellom høytrykksonen og lavere trykksoner	Fra 250-350 bar ned til 7-10 bar	Ingen eller begrenset gjennomstrømming	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk skade</li> <li>• Tetting på grunn av feil på filter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> <li>• Styresystem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ytelsestap</li> <li>• Slitasje membran som kan resultere i brist, dermed brannfare</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for installering og vedlikehold</li> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Spenningsmåling av cellen</li> </ul>
			Lekkasje eller brist	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> <li>• Styresystem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>• Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>• Kvelning ved fortregning av luft</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for installering og vedlikehold</li> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Spenningsmåling av cellen</li> <li>• Manuell oppstrøms stengeventil</li> <li>• Ventilasjon</li> </ul>
			Reguleringsfeil - Systemet klarer ikke å åpne ventiler	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk skade</li> <li>• Elektrisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ytelsestap</li> <li>• For høyt trykk oppstrøms side kan resultere i brist</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regelmessig oppdatering av system</li> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Spenningsmåling av cellen</li> <li>• Manuell oppstrøms stengeventil</li> </ul>
			Reguleringsfeil - Systemet klarer ikke lukke ventiler	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk skade</li> <li>• Elektrisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kan skade nedstrøms komponenter</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Regelmessig oppdatering av system</li> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Spenningsmåling av cellen</li> <li>• Manuell oppstrøms stengeventil</li> </ul>
Regulator for anodetrykk (middels trykk)	Regulerer trykket inn til anoden	Fra 10-7 bar til 0,7-1,3 bar	Ingen eller begrenset gjennomstrømming	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> <li>• Styresystem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ytelsestap</li> <li>• Slitasje membran som kan resultere i brist, dermed brannfare</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for installasjon</li> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> <li>• Spenningsmåling av cellen</li> <li>• Regelmessig vedlikehold</li> <li>• PRD</li> </ul>
			Lekkasje eller brist	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Feilproduksjon</li> <li>• Mekanisk skade</li> <li>• Tetting på grunn av feil på filter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> <li>• Styresystem</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>• Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>• Kvelning ved fortregning av luft</li> </ul>	L H M	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Prosedyrer for installasjon</li> <li>• Trykkmåling</li> <li>• Strømningsmåling</li> <li>• Spenningsmåling av cellen</li> <li>• Regelmessig vedlikehold</li> <li>• Lekkasjesensorer</li> <li>• Ventilasjon</li> </ul>

			Reguleringsfeil - Systemet klarer ikke å åpne ventiler	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feilproduksjon</li> <li>•Mekanisk skade</li> <li>•Elektronisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Strømningsmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•For høyt trykk oppstrøms side kan resultere i brist</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyrer for installasjon</li> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Spenningsmåling av cellen</li> <li>•Regelmessig vedlikehold</li> <li>•PRD</li> </ul>
			Reguleringsfeil - Systemet klarer ikke lukke ventiler	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feilproduksjon</li> <li>•Mekanisk skade</li> <li>•Elektronisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Strømningsmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Kan breste membranene, brannfare</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyrer for installasjon</li> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Spenningsmåling av cellen</li> <li>•Regelmessig vedlikehold</li> <li>•Manuelle oppstrøms stengeventiler</li> </ul>
Trykkavlastnings-ventil (middels trykk)	Trykkavlastning ved brann eller uønsket trykkøkning	Ingen. Aktiveres ved brann eller kritisk trykknivå i rørsystem (>10 bar)	Sviktende ventiler ved brann eller kritisk trykk	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feilproduksjon</li> <li>•Slitasje</li> <li>•Mekanisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Rørledninger brister/eksploderer</li> <li>•Utslipp og ansamling av brennbar hydrogengass</li> <li>•Kvelning ved fortregning av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyrer for installering og vedlikehold</li> <li>•Isolasjon mot brann</li> </ul>
			Feilaktig ventilering utenom behov eller at ventilen brister	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feilproduksjon</li> <li>•Mekanisk feil</li> <li>•Kollisjon</li> <li>•Fremmedobjekt i ventilen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>•Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>•Kvelning ved fortregning av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Gassmåling</li> <li>•Rutinemessig testing og vedlikehold</li> <li>•Sikkerhetssoner for anleggsarbeid</li> <li>•Ventilering</li> </ul>
Strømningsmålere	Måle strømningshastighet	10-7 bar og 0,7-1,3 bar	Istrumentet fungerer ikke	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Mekanisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Instrumentet gir feil verdier som påvirker regulatoren. Regulatoren kan gi feil pådrag og skade membranen, brannfare</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyrer for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>
			Lekkasje eller brist	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feilproduksjon</li> <li>•Slitasje</li> <li>•Mekanisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>•Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>•Kvelning ved fortregning av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyrer for installasjon</li> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Lekkasjesensorer</li> <li>•Ventilasjon</li> </ul>
Trykkmålere	Måler en rekke trykk i forsyningssystem, både som input til regulatoren og kontroll.	Måling i alle trykksone	Istrumentet fungerer ikke	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Elektronisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sammenligning med flere trykkmålinger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Instrumentet gir feil verdier som påvirker regulatoren. Regulatoren kan gi feil pådrag og skade membranen, brannfare</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyrer for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Trykkmåling flere steder i systemet</li> <li>•Spenningsmåling av cellen</li> <li>•Strømningsmåling ved trykkmålingen</li> </ul>
			Lekkasje eller brist	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feilproduksjon</li> <li>•Slitasje</li> <li>•Skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sammenligning med flere trykkmålinger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>•Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>•Kvelning ved fortregning av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyrer for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Trykkmåling flere steder i systemet</li> <li>•Spenningsmåling av cellen</li> <li>•Strømningsmåling ved trykkmålingen</li> <li>•Lekkasjesensorer</li> <li>•Ventilasjon</li> </ul>

Beskrivelse av komponent			Beskrivelse av feilmode			Effekt	Risiko			Tiltak
Komponent	Funksjon	Operasjonell mode	Feilmode	Årsak	Deteksjon	Konsekvens	S	K	R	
<b>Brenselcellesystem</b>										
Brenselcellestabel	PEM Brenselceller, omformer kjemisk energi (H <sub>2</sub> ) til elektrisk	Ca. 0,7-1,3 bar, 50-100 °C	Membran brist	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Overtrykk</li> <li>•Siltasje</li> <li>•Ekstremt vekslende fuktnivå</li> <li>•Høy temperatur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Hydrogenmåling på katode</li> <li>•Oksygenmåling på anode</li> <li>•Spenningsmåling av cellen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Umiddelbar antenning av hydrogen og oksygen i cellen</li> <li>•Ytelsestap</li> </ul>	M	H	H	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Bruk av støttelag ved produksjon</li> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Hydrogenmåling på katode</li> <li>•Oksygenmåling på anode</li> <li>•Spenningsmåling av cellen</li> </ul>
			Lekkasje fra pakking	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feilproduksjon</li> <li>•Høyt trykk, feil på regulator</li> <li>•Siltasje</li> <li>•Høy temperatur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Lekkasjesensor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Umiddelbar antenning av hydrogenlekkasjen</li> <li>•Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>•Kvelning ved fortrenging av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Lekkasjesensor</li> </ul>
			Kortslutning	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feilproduksjon</li> <li>•Overspenning</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Spenningsmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Varmegang</li> <li>•Overslag, antenning ved lekkasje</li> <li>•Ytelsestap</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Sikringer</li> </ul>
Pumpe for anoderesirkulering	Resirkulerer ubrukt brensel i eksosen tilbake til anoden	Nominell drift	Pumpefeil	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Mekanisk skade på pumpen</li> <li>•Elektrisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Spenningsmåling av cellen</li> </ul>	Ytelsestap	L	L	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing av pumpe</li> <li>•Strømningsmåling</li> </ul>
			Lekkasje	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Siltasje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Lekkasjesensor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Oppsamling av hydrogen som utgjør brannfare</li> <li>•Kvelning ved fortrenging av luft</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Trykkmåling</li> <li>•Lekkasjesensor</li> </ul>
Luftfukter	Tilføre og regulere fuktmengden på katoden i cellen	Nominell drift	Sviikt, ingen/lav fukttilførsel	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Elektrisk feil</li> <li>•Signalfeil (regulator)</li> </ul>	•Spenningsmåling	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Siltasje på membranen</li> </ul>	M	H	H	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing</li> <li>•Fuktmåling</li> <li>•Bytte av FC-stabel ved avvik</li> </ul>
			For høyt pådrag, oversvømmelse	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Elektrisk feil</li> <li>•Signalfeil (regulator)</li> </ul>	•Spenningsmåling	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Siltasje på membranen</li> </ul>	M	H	H	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing</li> <li>•Fuktmåling</li> <li>•Bytte av FC-stabel ved avvik</li> </ul>
			Lekkasje	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Siltasje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Lekkasjesensor</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Feil fuktbalanse, kan resultere i siltasje på membranen</li> </ul>	L	M	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing</li> <li>•Fuktmåling</li> <li>•Bytte av FC-stabel ved avvik</li> </ul>
Radiator	Varveksling for å fjerne varme fra cellen	Nominell drift	Begrenset/ingen strømning av kjølevæske	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Mekanisk skade på radiator</li> <li>•Elektrisk feil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Overoppheting av cellen, skade på membran, brann</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing av kjølesystem</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> </ul>
			For høy strømming av kjølevæske	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Elektrisk feil</li> <li>•Signalfeil (regulator)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> </ul>	Ytelsestap	L	L	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> </ul>
Kjølesystem	Regulere temperaturen i brenselcellene	Nominell drift	Pumpefeil	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Mekanisk skade på pumpe</li> <li>•Elektrisk feil</li> <li>•Siltasje</li> <li>•Effektapp</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Overoppheting av cellen, skade på membran, brann</li> </ul>	M	H	H	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing av kjølesystem</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>
			Lekkasje	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Mekanisk skade på pumpe</li> <li>•Siltasje</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Overoppheting av cellen, skade på membran, brann</li> <li>•Skade/siltasje på pumpe</li> </ul>	M	M	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing av kjølesystem</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>
Luftfilter	Filterer ut fremmedlegemer og uønsket væske i luft fra omgivelsene	Nominell drift	Tett eller begrensende filter	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Dårlig vedlikehold</li> <li>•Fremmedlegemer i filteret</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Trykkmåling på katode</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Overoppheting av cellen, skade på membran, brann</li> <li>•Siltasje på kompressor</li> </ul>	M	H	H	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing av kjølesystem</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>Filter slipper gjennom fremmedlegemer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Dårlig vedlikehold</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling (girtrolig høyere verdier enn forventet)</li> <li>•Trykkmåling på katode</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Skade på membran, brann</li> <li>•Slitasje på kompressor</li> </ul>	M	H	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig bytte/rengjøring av filter</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>	
Luftinntak	Tilføre luft til katoden. Består av en kompressor (blower), rør og inntaksmanifold	Nominell drift	Kompressorfeil	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Elektrisk feil</li> <li>•Mekanisk feil/skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Trykkmåling på katode</li> <li>•Temperaturmåling i cellen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Overoppheting av cellen, skade på membran, brann</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing av kompressor</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling i cellen</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>
			Feil på strømningsmåler	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Signalfeil</li> <li>•Mekanisk feil/skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Samsvar med trykkmåling på katode</li> <li>•Temperaturmåling i cellen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Overoppheting av cellen, kan skade på membran</li> </ul>	M	M	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig testing</li> <li>•Kommunikasjon og kontroll med andre sensorer</li> <li>•Strømningsmåling</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Trykkmåling</li> </ul>



Beskrivelse av komponent			Beskrivelse av feilmode			Effekt	Risiko			Tiltak
Komponent	Funksjon	Operasjonell mode	Feilmode	Årsak	Deteksjon	Konsekvens	S	K	R	
<b>Elektrisk anlegg</b>										
Trafo	Omforme vekselstrøm fra lavere spenning til høyere spenning	Normal drift	Svikt, kjølepumpe	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Siltasje</li> <li>•Slamdannelse i oljen</li> <li>•Mekanisk skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Turteller på pumpe</li> <li>•Temperaturmåling av olje</li> <li>•Gassvakt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Tap av levetid på trafo</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Oljen koker, trykk- og brannfare</li> <li>•Oljen oksideres, fare for overslag</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Regelmessig kontroll og vedlikehold</li> <li>•Turteller på pumpe</li> <li>•Temperaturmåling av olje</li> <li>•Gassvakt</li> <li>•Styresystem</li> </ul>
			Overslag i isoleroljen	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Slamdannelse</li> <li>•Vann i oljen</li> <li>•Oksidert olje, for høye temperaturer over tid</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> <li>•Gassvakt</li> <li>•Temperaturmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Lysbue</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Antenning av brennbare gasser</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Regelmessige oljeprøver</li> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> <li>•Gassvakt</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Styresystem</li> </ul>
			Tett radiator	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Slamdannelse i oljen</li> <li>•Mekanisk skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Strømmåling</li> <li>•Gassvakt</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Oljeprøver</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Tap av levetid på trafo</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Oljen koker, trykk- og brannfare</li> <li>•Oljen oksideres, fare for overslag</li> </ul>	L	M	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Regelmessige oljeprøver</li> <li>•Gassvakt</li> <li>•Temperaturmåling</li> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> <li>•Styresystem</li> </ul>
			Svikt, radiatorvifte	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Elektrisk feil</li> <li>•Mekanisk skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Turteller på vifte</li> <li>•Temperaturmåling av olje</li> <li>•Gassvakt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Tap av levetid på trafo</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Oljen koker, trykk- og brannfare</li> <li>•Oljen oksideres, fare for overslag</li> </ul>	L	M	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Regelmessig kontroll og vedlikehold</li> <li>•Turteller på vifte</li> <li>•Temperaturmåling av olje</li> <li>•Gassvakt</li> <li>•Styresystem</li> </ul>
			Lekkasje av isolerolje	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Mekanisk skade</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Visuell inspeksjon</li> <li>•Oljenivåmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap</li> <li>•Tap av levetid på trafo</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Luft og vann kan forurense trafo, slamdannelse</li> <li>•Ingen risiko for miljø pga. planteolje</li> </ul>	L	M	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Regelmessig inspeksjon og oljeprøver</li> <li>•Oljenivåmåling</li> <li>•Styresystem</li> </ul>
			Kortslutning ved terminaler	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Siltasje på isolasjonen</li> <li>•Fremmedlegemer berører terminaler</li> <li>•Høy fuktighet eller vann</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Lysbue</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Antenning av brennbare gasser</li> <li>•Fare for elektrisk støt</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Regelmessig vedlikehold</li> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>
Kabler	Leverer elektrisk energi mellom komponenter	Normal drift	Kortslutning	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Siltasje på isolasjonen</li> <li>•Vanntre på grunn av fukt/vann eller kjemikalier</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Lysbue</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Antenning av brennbare gasser</li> <li>•Fare for elektrisk støt</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Dielektrisk spektroskopi</li> <li>•Power factor måling</li> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig visuell inspeksjon (hvis mulig)</li> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>
			Brudd, eksponerte kontaktpunkter	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Mekanisk skade på isolasjonen og kabel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Fare for elektrisk støt</li> <li>•Driftstans</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Dielektrisk spektroskopi</li> <li>•Power factor måling</li> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig visuell inspeksjon (hvis mulig)</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>
Hovedtavle	Fordele elektisitet, måleinstrumenter, spenningsvern og sikringer	Normal drift	Svikt sikringer, bryter ikke ved behov	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Aldring</li> <li>•Korrosjon på terminaler</li> <li>•Feildimensjonering</li> <li>•Relefeil/-feilkoordinering</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> <li>•Kontroller</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Antenning av brennbare gasser</li> </ul>	L	H	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> <li>•Kontroller</li> </ul>
			Svikt sikringer, bryter feilaktig	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Aldring</li> <li>•Korrosjon på terminaler</li> <li>•Feildimensjonering</li> <li>•Relefeil/-feilkoordinering</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> <li>•Kontroller</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Driftstans</li> </ul>	M	L	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> <li>•Kontroller</li> </ul>
			Svikt på måleinstrumenter	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Aldring</li> <li>•Korrosjon på terminaler</li> <li>•Signaifeil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Regelmessig testing</li> <li>•Kontroll og kommunikasjon mellom instrumenter</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Feil pådrag</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> </ul>	M	M	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> <li>•Kontroller</li> <li>•Kontroll og kommunikasjon mellom instrumenter</li> </ul>

Inverter	Gjør om likestrøm til vekselstrøm	Normal drift	Diodesvikt	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Feildimensjonering</li> <li>•Overbelastning</li> <li>•Høy temperatur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap/driftstans</li> <li>•Lysbue</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Antenning av brennbare gasser</li> <li>•Fare for elektrisk støt</li> </ul>	L	M	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>
			Kondensatorsvikt	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Feildimensjonering</li> <li>•Overbelastning</li> <li>•Høy temperatur</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap/driftstans</li> <li>•Lysbue</li> <li>•Varmegang, brannfare</li> <li>•Antenning av brennbare gasser</li> <li>•Fare for elektrisk støt</li> </ul>	L	M	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>
			Kontrollersvikt	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Feildimensjonering</li> <li>•Overbelastning</li> <li>•Signalfeil</li> <li>•Programvarefeil</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap/driftstans</li> <li>•For høy/lav spenning eller strøm</li> <li>•Skade andre komponenter</li> </ul>	L	M	L	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Regelmessig oppdatering</li> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>
			Feil på utgangseffekt	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Produksjonsfeil</li> <li>•Diodesvikt</li> <li>•Kondensatorsvikt</li> <li>•Kontrollersvikt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Ytelsestap/driftstans</li> <li>•For høy/lav spenning eller strøm</li> <li>•Skade andre komponenter</li> </ul>	M	M	M	<ul style="list-style-type: none"> <li>•Prosedyre for installasjon og vedlikehold</li> <li>•Sikringer</li> <li>•Spenningsmåling</li> <li>•Strømmåling</li> </ul>

# C Vedlegg: Cruiseliste 2023, Trondheim havn



## Cruiseliste 2023

(\*1 Førstegangsbesøkende  
(\*\*) Snuhavn

2023	ANKOMST	TID	AVGANG	TID	FARTØY	FLAGG	KALLESIGN	IMO NR	LENGDE	BREDD	DYBDE	BT	KAI	FRA	TIL	Passasjer-kapasitet	REDERI	SKIPSAGENT
<b>JANUAR</b>																		
MAN	02.01.2023	14:00	02.01.2023	19:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1			542	Hurtigruten Cruise	J.P. Strøm
TIR	17.01.2023	10:00	17.01.2023	17:00	BOREALIS	Bahamas	PDGS	9122552	238,0	32,3	8,0	61 849	68	Bode	Liverpool	1404	Fred. Olsen Cruise Lines	SDK Cruise
<b>MARS</b>																		
ONS	01.03.2023	08:00	01.03.2023	18:00	AIDAMAR(*)	Italy	ICSJ	9490052	253,3	32,2	7,3	71 304	68	Tromsø	Ålesund	2580	Aida Cruises	European
MAN	13.03.2023	08:00	13.03.2023	16:00	AMBIENCE(*)	Bahamas	3FGZ5	8521232	245,0	32,2	8,2	70 285	68	Ålesund	Tromsø	1500	Ambassador Cruises	SDK Cruise
ONS	15.03.2023	08:00	15.03.2023	18:00	AIDAMAR	Italy	ICSJ	9490052	253,3	32,2	7,3	71 304	68	Sortland	Ålesund	2580	Aida Cruises	European
MAN	20.03.2023	12:00	20.03.2023	17:00	BOLETTE	Bahamas	CGESS	9188037	238,0	34,5	8,1	62 735	68	Tyne	Alta	1500	Fred. Olsen Cruise Lines	SDK Cruise
ONS	29.03.2023	10:00	29.03.2023	18:00	AIDAMAR	Italy	ICSJ	9490052	253,3	32,2	7,3	71 304	68	Alta	Ålesund	2580	Aida Cruises	European
<b>APRIL</b>																		
MAN	10.04.2023	08:00	10.04.2023	18:00	AIDAMAR	Italy	ICSJ	9490052	253,3	32,2	7,3	71 304	68	Tromsø	Ålesund	2580	Aida Cruises	European
TOR	13.04.2023	08:00	13.04.2023	18:00	AIDAAURA	Italy	IBNZ	9221566	202,9	28,1	6,3	42 289	68	Tromsø	Ålesund	1582	Aida Cruises	European
SDN	30.04.2023	08:00	30.04.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European



Trondheim Havn



### Cruiseliste 2023

(\*) Førstegangsbeskende  
(\*\*) Snuham

2023	ANKOMST	TID	AVGANG	TID	FARTØY	FLAGG	KALLESIGN	IMO NR	LENGDE	BREDDA	DYBDE	BT	KAI	FRA	TIL	Passasjer-kapasitet	REDERI	SKIPSAGENT
<b>MAI</b>																		
LØR	06.05.2023	10:00	06.05.2023	18:00	MAUD	Norge	LEF03	9247728	135,8	21,5	5,1	16 151	FRØYA	Kalvåg	Helgeland (Træ)	570	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm
SØN	07.05.2023	08:00	07.05.2023	18:00	ARCADIA	United Kingdom	ZCDN2	9226906	286,4	32,3	8,1	84 342	68	Ålesund	Åndalsnes	2388	P&O Cruises	European
ONS	10.05.2023	08:00	10.05.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
ONS	10.05.2023	09:00	10.05.2023	18:00	SH DIANA(*)	Panama		9921740	125,0	20,2	5,5	12 100	FRØYA	Nordfjordeid	Brennøysund	192	Swan Hellenic	GAC Cruise
TOR	11.05.2023	09:00	11.05.2023	18:00	MSC FANTASIA(*)	Panama	3ETR7	9359791	333,3	37,92	8,7	137 936	68	Honningsvåg	Nordfjordeid	4363	MSC Cruises	GAC Cruise
TIR	16.05.2023	06:00	16.05.2023	13:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1	Hjørundfjorden	Helgeland (Træ)	542	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm
ONS	17.05.2023	12:00	17.05.2023	18:00	SH DIANA	Panama		9921740	125,0	20,2	5,5	12 100	68	Glomfjord	Molde	192	Swan Hellenic	GAC Cruise
FRE	19.05.2023	08:00	19.05.2023	17:00	NIEUW STATENDAM	Netherlands	PBCO	9767106	297,2	35,0	8,3	99 902	68	Ålesund	Hammerfest	3152	Holland America Line	GAC Cruise
LØR	20.05.2023	08:00	20.05.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
SØN	21.05.2023	07:00	21.05.2023	17:00	MSC PREZIOSA	Panama	3FOA6	9595321	333,0	45,0	8,7	139 072	68	Molde	Honningsvåg	4345	MSC Cruises	GAC Cruise
ONS	24.05.2023	09:00	24.05.2023	18:00	MEIN SCHIFF 4	Malta	9HA3513	9678408	293,6	35,8	8,2	99 526	68	Kristiansand	Molde	2790	TUI Cruises	European
TOR	25.05.2023	11:30	25.05.2023	18:00	OCEAN MAJESTY	Portugal	CQSC	6602898	135,3	19,2	5,4	10 417	68	Olden	Molde	621	Majestic Cruises	GAC Cruise
SØN	28.05.2023	12:00	28.05.2023	18:00	SH DIANA	Panama		9921740	125,0	20,2	5,5	12 100	68	Tafjord	Glomfjord	192	Swan Hellenic	GAC Cruise
TIR	30.05.2023	08:00	30.05.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
TIR	30.05.2023	06:00	30.05.2023	13:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1	Hjørundfjorden	Helgeland (Træ)	542	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm
<b>JUNI</b>																		
ONS	07.06.2023	09:00	07.06.2023	18:00	MEIN SCHIFF 1	Malta	9HA46	9783564	315,8	35,8	8,1	111 554	68	Honningsvåg	Ålesund	3132	TUI Cruises	European
ONS	07.06.2023	07:00	07.06.2023	17:00	NORWEGIAN STAR	Bahamas	C6FR3	9195157	294,1	32,2	8,6	91 740	Reden	Ålesund	Sandesjøen	2348	Norwegian Cruise Line	GAC Cruise
FRE	09.06.2023	08:00	09.06.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
LØR	10.06.2023	08:00	10.06.2023	17:00	ARTANIA	Bahamas	C6CY5	8201480	231,0	29,2	7,8	44 697	68	Brennøysund	Åndalsnes	1260	Phoenix Reisen	SDK Cruise
LØR	10.06.2023	08:30	10.06.2023	18:00	HAMBURG	Bahamas	C6OX6	9138329	144,1	21,5	5,2	15 067	30	Brennøysund	Ålesund	423	Hub Operations	European
ONS	14.06.2023	09:00	14.06.2023	17:00	QUEEN VICTORIA	United Kingdom	GBQV	9320556	294,0	32,2	8,0	90 746	68	Honningsvåg	Geiranger	2208	Carnival UK	European
TOR	15.06.2023	08:00	15.06.2023	17:00	MSC PREZIOSA	Panama	3FOA6	9595321	333,0	45,0	8,7	139 072	68	Honningsvåg	Molde	4345	MSC Cruises	GAC Cruise
TOR	15.06.2023	08:00	15.06.2023	17:00	RENAISSANCE(*)	Bermuda	ZCEZ8	8919257	219,4	30,8	7,7	55 575	Reden	Geiranger	Honningsvåg	1268	CFC Croicers	SDK Cruise
SØN	18.06.2023	10:00	18.06.2023	19:00	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Geiranger	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
TIR	20.06.2021	17:00	20.06.2021	23:00	VASCO DA GAMA	Portugal	CQEP2	8919245	219,4	30,8	7,7	55 877	68	Honningsvåg	Florø	1520	Mystic Cruises	European
ONS	21.06.2023	09:00	21.06.2023	17:00	SKY PRINCESS	Bermuda	ZCEV9	9802396	329,9	38,4	8,6	145 281	68	Molde	Honningsvåg	4450	Princess Cruises	GAC Cruise
FRE	23.06.2023	13:00	23.06.2023	18:30	COSTA FASCINOSA	Italy	ICPO	9479864	290,0	35,5	8,3	113 321	68	Leknes	Olden	3008	Costa Cruise Line	European
FRE	23.06.2023	07:00	23.06.2023	19:00	ISLAND PRINCESS	Bermuda	ZCDG4	9230402	294,0	32,3	8,5	92 822	Reden	Longyearbyen	Åndalsnes	2368	Princess Cruises	GAC Cruise
TIR	27.06.2023	06:00	27.06.2023	13:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1	Hjørundfjorden	Helgeland (Træ)	542	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm
ONS	28.06.2023	08:00	28.06.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European



Trondheim Havn



### Cruiseliste 2023

(\*) Førstegangsbesøkende  
(\*\*) Snuham

2023	ANKOMST	TID	AVGANG	TID	FARTØY	FLAGG	KALLESIGN	IMO NR	LENGDE	BREDDA	DYBDE	BT	KAI	FRA	TIL	Passasjer-kapasitet	REDERI	SKIPSAGENT	
<b>JULI</b>																			
SON	02.07.2023	08:00	02.07.2023	17:00	SILVER DAWN(*)	Bahamas	C6E25	9857937	212,8	27,0	6,7	40 844	68	Ålesund	Geiranger	596	Silversea Cruises Ltd	European	
TIR	04.07.2023	08:00	04.07.2023	18:00	AURORA	United Kingdom	ZCDW9	9169524	271,1	32,2	8,4	76 152	68	Ålesund	Åndalsnes	2050	Carnival UK	European	
ONS	05.07.2023	07:00	05.07.2023	16:00	COSTA FAVOLOSA(*)	Italy	ICPK	9479852	289,6	35,5	8,3	113 307	68	Leknes	Maløy	3780	Costa Cruises	European	
TOR	06.07.2023	08:00	06.07.2023	17:00	ROTTERDAM	Netherlands	C6P4	5301019	297,2	35,0	8,3	99 836	68	Åndalsnes	Hammerfest	3152	Holland America Line	GAC Cruise	
TOR	06.07.2023	16:00	06.07.2023	22:00	WORLD VOYAGER	Portugal	CQAE4	9871529	126,0	19,0	4,7	9 315	2	Honningsvåg	Flora	200	Mystic Cruises	European	
FRE	07.07.2023	07:00	07.07.2023	17:00	MARINA(*)	Marshall Island	VTSK2	9438066	239,3	32,2	7,6	66 084	68	Ålesund	Nordfjordeid	1250	Oceania Cruises	GAC Cruise	
LØR	08.07.2023	08:00	08.07.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European	
LØR	08.07.2023	14:00	08.07.2023	20:00	AMADEA	Bahamas	C6V9	8913162	192,8	24,8	6,7	28 856	Frøya	Svolvær	Geiranger	620	Phoenix Reisen	SDK Cruise	
LØR	08.07.2023	09:00	08.07.2023	18:00	SILVER DAWN	Bahamas	C6E25	9857937	212,8	27,0	6,7	40 844	30	Hellesylt	Ålesund	596	Silversea Cruises Ltd	European	
MAN	10.07.2023	09:00	10.07.2023	18:00	MEIN SCHIFF 1	Malta	9HA46	9783564	315,8	35,8	8,1	111 554	68	Honningsvåg	Ålesund	3132	TUI Cruises	European	
TIR	11.07.2023	06:00	11.07.2023	13:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1	Hjørundfjorden	Helgeland (Træ)	542	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm	
ONS	12.07.2023	06:30	12.07.2023	18:00	HEBRIDEAN SKY	Bahamas	C6B2	8802882	90,6	15,3	4,2	4 200	Hitra	Småla	Bronnøysund	114	Salen Ship Management	GAC Cruise	
TOR	13.07.2023	08:00	13.07.2023	17:00	RENAISSANCE	Bermuda	ZCEZ8	8919257	219,4	30,8	7,7	55 575	68	Geiranger	Honningsvåg	1268	CFC Croicers	SDK Cruise	
FRE	14.07.2023	08:00	14.07.2023	17:00	COSTA FASCINOSA	Italy	ICPO	9479864	290,0	35,5	8,3	113 321	68	Tromsø	Olden	3008	Costa Cruise Line	European	
LØR	15.07.2023	12:00	15.07.2023	21:00	ARTANIA	Bahamas	C6CV5	8201480	231,0	29,2	7,8	44 697	68	Bodo	Ålesund	1200	Phoenix Reisen	SDK Cruise	
SON	16.07.2023	12:00	16.07.2023	18:00	AMADEA	Bahamas	C6V9	8913162	192,8	24,8	6,7	28 856	68	Geiranger	Svartisen	620	Phoenix Reisen	SDK Cruise	
MAN	17.07.2023	08:00	17.07.2023	17:00	NIEUW STATENDAM	Nederland	PBCO	9767106	297,2	35,0	8,2	99 836	68	Molde	Honningsvåg	2650	Holland America Line	GAC Cruise	
TIR	18.07.2023	08:00	18.07.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European	
TIR	18.07.2023	07:30	18.07.2023	18:30	HEBRIDEAN SKY	Bahamas	C6B2	8802882	90,6	15,3	4,2	4 200	30	Bronnøysund	Ålesund	114	Salen Ship Management	GAC Cruise	
FRE	21.07.2023	12:00	21.07.2023	20:00	MSC PREZIOSA	Panama	3FOA6	9595321	333,0	45,0	8,7	139 072	68	Honningsvåg	Molde	4345	MSC Cruises	GAC Cruise	
LØR	22.07.2023	10:00	22.07.2023	20:00	EXPLORA I (*)	Malta		9869875	248,0	32,6	7,1	63 900	68	Geiranger	Molde	980	Explora Journeys	GAC Cruise	
TIR	25.07.2023	06:00	25.07.2023	13:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1	Hjørundfjorden	Helgeland (Træ)	542	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm	
ONS	26.07.2021	17:00	26.07.2021	23:00	VASCO DA GAMA	Portugal	CQEP2	8919245	219,4	30,8	7,7	55 877	68	Honningsvåg	Flora	1520	Mystic Cruises	European	
ONS	26.07.2021	08:00	26.07.2021	17:00	SILVER DAWN	Bahamas	C6E25	9857937	212,8	27,0	6,7	40 844	30	Ålesund	Geiranger	596	Silversea Cruises Ltd	European	
LØR	29.07.2023	08:00	29.07.2023	22:00	AZAMARA PURSUIT(*)	Malta	9HA4800	9210220	180,9	25,4	6,0	30 277	68	Kristiansund	Molde	777	Azamara Cruises	European	
SON	30.07.2023	09:00	30.07.2023	20:00	ISLAND PRINCESS	Bermuda	ZCDG4	9230402	294,0	32,3	8,5	92 822	68	Åndalsnes	Longyearbyen	2368	Princess Cruises	GAC Cruise	
MAN	31.07.2023	08:00	31.07.2023	15:00	WORLD TRAVELER(*)	Portugal	TBA	TBA	126,0	19,0	4,7	9 934	68	Kristiansand	Reine	200	Mystic Cruises	European	
<b>AUGUST</b>																			
TIR	01.08.2023	09:00	01.08.2023	18:00	MEIN SCHIFF 1	Malta	9HA46	9783564	315,8	35,8	8,1	111 554	68	Honningsvåg	Ålesund	3132	TUI Cruises	European	
TIR	01.08.2023	09:00	01.08.2023	18:00	SILVER DAWN	Bahamas	C6E25	9857937	212,8	27,0	6,7	40 844	30	Hellesylt	Ålesund	596	Silversea Cruises Ltd	European	
ONS	02.08.2023	08:00	02.08.2023	14:00	SH DIANA	Panama		9921740	125,0	20,2	5,5	12 100	FRØYA	Bronnøysund	Nordfjordeid	192	Swan Hellenic	GAC Cruise	
FRE	04.08.2023	13:00	04.08.2023	18:30	COSTA FASCINOSA	Italy	ICPO	9479864	290,0	35,5	8,3	113 321	68	Leknes	Maløy	3780	Costa Cruise Line	European	
SON	06.08.2023	13:00	06.08.2023	19:00	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Geiranger	Ålesund	4350	Aida Cruises	European	
MAN	14.08.2023	09:00	14.08.2023	18:00	SEVEN SEAS NAVIGATOR	Bahamas	ZCDT17	9064126	172,5	24,8	7,5	28 803	68	Nordfjordeid	Honningsvåg	490	Regent Cruises	GAC Cruise	
MAN	14.08.2023	13:30	14.08.2023	22:00	AZAMARA JOURNEY	Malta	9HOBB	2900940	180,9	25,4	6,0	30 277	30	Bodo	Copenhagen	777	Azamara Club Cruises	European	
ONS	16.08.2023	08:00	16.08.2023	17:00	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European	
MAN	21.08.2023	08:00	21.08.2023	18:00	SILVER DAWN	Bahamas	C6E25	9857937	212,8	27,0	6,7	40 844	68	Ålesund	Åndalsnes	596	Silversea Cruises Ltd	European	
TIR	22.08.2023	06:00	22.08.2023	13:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1	Hjørundfjorden	Helgeland (Træ)	542	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm	
TOR	24.08.2023	08:00	24.08.2023	16:00	SKY PRINCESS	Bermuda	ZCEV9	9802396	329,9	38,4	8,6	145 281	68	Geiranger	Honningsvåg	4450	Princess Cruises	GAC Cruise	
FRE	25.08.2023	08:00	25.08.2023	17:00	COSTA FASCINOSA	Italy	ICPO	9479864	290,0	35,5	8,3	113 321	68	Tromsø	Olden	3008	Costa Cruise Line	European	
LØR	26.08.2023	10:00	26.08.2023	18:00	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European	
SON	27.08.2023	12:00	27.08.2023	20:00	MSC PREZIOSA	Panama	3FOA6	9595321	333,0	45,0	8,7	139 072	68	Honningsvåg	Molde	4345	MSC Cruises	GAC Cruise	



Trondheim Havn



## Cruiseliste 2023

(\*) Førstegangsbesøkende  
(\*\*) Snuham

2023	ANKOMST	TID	AVGANG	TID	FARTØY	FLAGG	KALLESIGN	IMO NR	LENGDE	BREDD	DYBDE	BT	KAI	FRA	TIL	Passasjer-kapasitet	REDERI	SKIPSAGENT
<b>SEPTEMBER</b>																		
SON	03.09.2023	13:00	03.09.2023	21:00	ARTANIA	Bahamas	CSCV5	8201480	231,0	29,2	7,8	44 697	68	Honningsvåg	Molde	1200	Phoenix Reisen	SDK Cruise
MAN	04.09.2023	12:00	04.09.2023	21:00	SEVEN SEAS SPLENDOR(*)	Marshall Islands	Y7226	9807085	224,0	31,0	7,0	56 182	68	Akureyrri	Ålesund	750	Nonwegian Cruise Line H	GAC Cruise
TIR	05.09.2023	08:00	05.09.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
TIR	05.09.2023	06:00	05.09.2023	13:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1	Hjørundfjorden	Helgeland (Træn)	542	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm
TIR	05.09.2023	17:00	05.09.2023	23:00	VASCO DA GAMA	Portugal	CQEP2	8919245	219,4	30,8	7,7	55 877	2	Honningsvåg	Flora	1520	Mystic Cruises	European
LØR	09.09.2023	08:00	09.09.2023	20:00	EUROPA 2	Malta	9HA3283	9616230	225,4	29,9	6,5	42 830	68	Kristiansund	Brønnøysund	706	Hapag Lloyd	European
TOR	14.09.2023	11:00	14.09.2023	17:00	AIDABELLA	Italy	ICGS	9362542	252,0	32,2	7,3	69 203	68	Leknes	Bergen	2566	Aida Cruises	European
FRE	15.09.2023	08:00	15.09.2023	17:00	COSTA FASCINOSA	Italy	ICPO	9479864	290,0	35,5	8,3	113 321	68	Tromsø	Olden	3008	Costa Cruise Line	European
TIR	19.09.2023	06:00	19.09.2023	13:00	OTTO SVERDRUP	Norge	LDBE3	9231951	138,5	21,5	4,9	15 690	1	Hjørundfjorden	Helgeland (Træn)	542	Hurtigruten Cruise	J.P.Strøm
FRE	22.09.2023	08:00	22.09.2023	17:00	ARCADIA	United Kingdom	ZCDN2	9226906	286,4	32,3	8,1	84 342	68	Leknes	Åndalsnes	2388	P&O Cruises	European
SON	24.09.2023	10:00	24.09.2023	19:00	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Geiranger	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
SON	24.09.2023	09:00	24.09.2023	18:00	AMADEA	Bahamas	CGVE9	8913162	192,8	24,8	6,7	28 856	30	Tromsø	Ålesund	620	Phoenix Reisen	SDK Cruise
TOR	28.09.2023	11:00	28.09.2023	17:00	AIDABELLA	Italy	ICGS	9362542	252,0	32,2	7,3	69 203	68	Leknes	Bergen	2566	Aida Cruises	European
<b>OCTOBER</b>																		
ONS	04.10.2023	08:00	04.10.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
LØR	14.10.2023	08:00	14.10.2023	17:30	AIDAPERLA	Italy	IBRL	9636967	299,9	37,6	8,2	125 572	68	Molde	Ålesund	4350	Aida Cruises	European
TOR	19.10.2023	11:00	19.10.2023	17:00	BOREALIS	Bahamas	PDGS	9122552	238,0	32,3	8,0	61 849	68	Bodo	Liverpool	1404	Fred. Olsen Cruise Lines	SDK Cruise
<b>NOVEMBER</b>																		
MAN	06.11.2023	12:00	06.11.2023	18:00	HANSEATIC NATURE (*)	Malta	9HA5276	9817133	139,0	22,3	5,8	15 651	68	Svartisen	Geiranger	248	Hapag Lloyd	European
TOR	09.11.2023	11:00	09.11.2023	17:00	AIDAMAR	Italy	ICSJ	9490052	253,3	32,2	7,3	71 304	68	Leknes	Bergen	2580	Aida Cruises	European
TOR	16.11.2023	08:00	16.11.2023	17:00	AMBITION(*)	Bahamas	CGNK	9172777	216,0	32,7	7,0	48 123	68	Ålesund	Leknes	1904	Ambassador Cruise Line	SDK Cruise
TIR	21.11.2023	12:00	21.11.2023	18:00	HANSEATIC NATURE	Malta	9HA5276	9817133	139,0	22,3	5,8	15 651	68	Svartisen	Geiranger	248	Hapag Lloyd	European
<b>DESEMBER</b>																		
ONS	06.12.2023	12:00	06.12.2023	18:00	HANSEATIC NATURE	Malta	9HA5276	9817133	139,0	22,3	5,8	15 651	68	Svartisen	Geiranger	248	Hapag Lloyd	European
<b>2023</b>																		
Sist oppdatert					19.01.2023	<b>ANLØP</b>		<b>102</b>		<b>Passasjerer maks kap.</b>						<b>213 575</b>		



Trondheim Havn

