

Hydrogentransport gjennom rørledningssystemer

Eirik Vaa Beyer
Oda Ørstavik Enersgård
Amund Norheim

Bacheloroppgave i Energiteknologi
Bergen, Norge 2024



Høgskulen
på Vestlandet

Hydrogentransport gjennom rørledningssystemer

Eirik Vaa Beyer
Oda Ørstavik Enersgård
Amund Norheim

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

Høgskulen på Vestlandet
Fakultet for Teknologi, Miljø- og Samfunnsvitskap
Institutt for Maskin- og Maritime Studium
Inndalsveien 28
NO-5063 Bergen, Norge

Omslag fotografi © Norbert Lümmen

English title: Pipeline transport of hydrogen

Forfattere, studentnummer: Eirik Vaa Beyer, 602820
Oda Ørstavik Enersgård, 602095
Amund Norheim, 587705

Studieprogram: Energiteknologi
Dato: Mai 2024
Rapportnummer: IMM 2024-M71
Veileder ved HVL: Yulia Arinicheva Skåtun
Oppdragsgiver: NORCE
Oppdragsgivers referanse: Torbjørn Egeland-Eriksen
Antonie Oosterkamp

Antall filer levert digitalt: 3

Forord

Bacheloroppgaven «Hydrogentransport gjennom rørledningssystemer» er utarbeidet av tre bachelorstudenter ved Høgskulen på Vestlandet (HVL) med studieretningen Energiteknologi for det avsluttende 20 studiepoengs emnet MAS354 i bachelorutdanningen. Arbeidet ble utført våren 2024 ved Institutt for maskin- og maritime studium (IMM) ved Høgskulen på Vestlandet (HVL) i Bergen.

Dette bachelorprosjektet er en ekstern oppgave gitt av Norwegian Research Centre (NORCE). Gassco, et norsk statlig aksjeselskap som befordrer gass fra den norske kontinentalsokkelen til Europa, har vært konsultert i prosjektet.

Vi ønsker å takke NORCE for tildeling av en spennende bacheloroppgave med en faglig interessant problemstilling. Vi takker spesielt våre eksterne veiledere fra NORCE, forsker Torbjørn Egeland-Eriksen og senior forsker Antonie Oosterkamp for deres vedvarende støtte ved organisering og utførelse av arbeidet, tilgjengeliggjøring av nødvendig teoretisk materiale og assistanse med å finne relevant litteratur. En stor takk til studieleder i Gassco, Rune Baustad, for god oppfølging og rådgivende hjelp.

Vi ønsker også å gi en spesielt stor takk til vår interne veileder førsteamanuensis Yulia Skåtun for den kontinuerlige innsatsen og tiden hun har investert i veiledningen av vår bacheloroppgave.

Sammendrag

I denne oppgaven drøftes ulike metoder for hydrogentransport gjennom rørledninger og de økonomiske aspektene knyttet til dette.

Hydrogentransport gjennom rørledninger vil være en effektiv metode for å levere store mengder energi over lange distanser. Klimakrisen har fått et enormt globalt fokus, men det meste av dagens energi produseres fortsatt fra ikke-fornybare energikilder. Derfor er det både i EU og på verdensbasis satt som mål å redusere klimagassutslipp, samt å øke satsingen på fornybare og bærekraftige løsninger. Følgelig må det presenteres insentiver for å effektivisere overgangen til en hydrogenøkonomi.

Hydrogen er en anvendelig energibærer. Det kan produseres med lavt eller marginalt utslipp, og det kan lagres på mange ulike måter. I oppgaven drøftes blant annet frakt av hydrogen og hydrogenbærere, deres fordeler og ulemper, og hydrogen sitt potensiale for utslippsreduksjon.

Det redegjøres for økonomien knyttet til et rørledningsprosjekt med ren hydrogengass som transportmedium. I forlengelse av dette utføres en sensitivitetsanalyse på faktorer som CAPEX, OPEX, rente, levetid og brukstid. På denne måten blir det tatt høyde for avvik, og konklusjonen besvarer en mer omfattende problemstilling.

Transport av ren hydrogengass gjennom rørledninger blir undersøkt. En casestudie med transport av 10 GW, 14 GW eller 18 GW blir utført. Utslippsreduksjon og kostnader for hver case blir analysert og presentert i form av utjevnete kostnader for- energi, transport og hydrogen.

Gjennom analyse av litteratur, samtaler med eksperter og utførelse av casestudie, konkluderes det med at hydrogentransport gjennom rørledning til Tyskland kan bli en viktig bidragsyter for å redusere tyske utslipp. I tillegg kan det være en katalysator for andre hydrogenprosjekter. Det konkluderes også med at kostnadene for et rørledningsprosjekt vil være høye, og at prisen for hydrogenproduksjon og transport er det største hinderet for innlemmelse av hydrogen i energisektoren.

Abstract

In this thesis, various methods of hydrogen transport through pipelines and the economic aspects linked to this are discussed.

Hydrogen transport through pipelines will be an efficient method for delivering large amounts of energy over long distances. The climate crisis has received an enormous global focus, and most of today's energy is still produced from non-renewable energy sources. Therefore, both in the EU and worldwide, the goal is to reduce greenhouse gas emissions, as well as to increase investment in renewable and sustainable solutions. Consequently, incentives must be presented to streamline the transition to a hydrogen economy.

Hydrogen is an adaptable energy carrier. It can be produced with low or marginal emissions and can be stored in many ways. The thesis discusses, among other things, the shipping of hydrogen and hydrogen carriers, their advantages and disadvantages, and hydrogen's potential for emission reduction.

An account is given of the finances linked to a pipeline project with pure hydrogen gas as a transport medium. In addition to this, a sensitivity analysis is carried out with factors such as lifetime, production costs, interest, OPEX, CAPEX and service life. In this way, deviations are considered, and the conclusion answers a more comprehensive issue.

Transport of pure hydrogen gas through pipelines is being investigated. A case study with transport of 10 GW, 14 GW or 18 GW is carried out. Emission reduction and costs for each case are analyzed and presented in the form of equalized costs for- energy, transport, and hydrogen.

Through analysis of literature, conversations with experts and the execution of a case study, it is concluded that hydrogen transport through a pipeline to Germany can become an important contributor to reducing German emissions. In addition, it can be a catalyst for other hydrogen projects. It is also concluded that the costs of a pipeline project will be high, and that the price of hydrogen production and transport is the biggest obstacle to the incorporation of hydrogen in the energy sector.

Innholdsfortegnelse

Forord.....	V
Sammendrag.....	VI
Abstract	VIII
Nomenklatur.....	XIII
1. Innledning.....	1
1.1 Hydrogen for energiomstilling	1
1.2 Tysklands hydrogenstrategi.....	4
1.3 Problemstilling	4
2. Metode.....	5
2.1 Kartleggingsstudie.....	5
2.2 Tekno-økonomisk analyse.....	5
2.3 Feilkilder	8
3. Resultat.....	10
3.1 Eksisterende rørledningssystemer	10
3.2 Hydrogeneksport	11
3.3 Flytende hydrogen.....	12
3.4 Ammoniakk som hydrogenbærer	13
3.5 Hydrogen og Hytan	16
3.6 FOHB	Feil! Bokmerke er ikke definert.
3.7 Flytende organiske hydrogenbærere.....	15
3.8 Tekno-økonomisk analyse.....	20
3.8.1 Hydrogenproduksjon i Norge.....	21
3.8.2 Kostnadsestimering for hydrogenproduksjon.....	22
3.8.3 Antagelser.....	8
3.8.4 Energikostnader.....	22
3.8.5 Sensitivitetsanalyse	23
3.8.6 Utjevnede kostnader for hydrogen	25
3.8.7 Totalkostnad for produksjon og transport	26
3.8.8 Utslippsreduksjon.....	27
4. Diskusjon.....	28

4.1	Flytende hydrogen.....	28
4.2	Ammoniakk.....	28
4.3	Hydrogengass og hytan.....	28
4.4	Tekno-økonomisk analyse.....	30
5.	Konklusjon.....	31
	Referanser.....	32
	Liste over Figurer.....	39
	Liste over Tabeller.....	39
	Vedlegg 1.....	Feil! Bokmerke er ikke definert.

Nomenklatur

C	=	Celsius
CAPEX	=	Investeringskostnader
CCfD	=	Carbon Contracts for Difference
CCS	=	Carbon Capture and Storage (Karbonfangst og -lagring)
CGH ₂	=	Compressed Gaseous Hydrogen
EJ	=	Exa-joule
EUR	=	Euro
FOHB	=	Flytende Organiske Hydrogenbærere
GH ₂	=	Gaseous Hydrogen (gassformig hydrogen)
GHG	=	Greenhouse gases (drivhusgasser)
GWP	=	Global Warming Potential (Globale oppvarmingspotensialer)
H ₂	=	Hydrogen
HFL	=	Øvre brannfarlige grensen
HVL	=	Høgskulen på Vestlandet
IMM	=	Institutt for maskin- og maritime studium
LCOE	=	Levelized cost of energy (Utjevnede kostnader for energi)
LCOET	=	Levelized cost of energy transport (Utjevnede kostnader for energitransport)
LCOH	=	Levelized cost of hydrogen (Utjevnede kostnader for hydrogen)
LFL	=	Nedre brannfarlige grensen
LH ₂	=	Liquid Hydrogen (flytende hydrogen)
LNG	=	Liquid Natural Gas (flytende naturgass)
MEUR	=	Millioner euro
Mtpa	=	Million tonnes per annum (Millioner tonn per år)
NG	=	Naturgass
NH ₃	=	Ammoniakk
NOK	=	Norske kroner
OPEX	=	Drift- og vedlikeholdskostnader
P	=	Trykk [kg/m ²]
PSA	=	Pressure Swing Adsorption
SMR	=	Steam Methane Reforming (dampreforming)
wt%	=	Vektandel i prosent
ρ	=	Tetthet [kg/m ³]

1. Innledning

Klimaendringer fremstår stadig mer presserende. Internasjonale vitenskapelige samfunn er enige om at de raske klimaendringene det siste århundret overveiende skyldes klimagassutslipp knyttet til menneskelige aktiviteter [1]. Global befolkningsvekst, kombinert med økende industrialisering og urbanisering i mange deler av verden, fører til en økning i energiforbruket, hovedsakelig basert på fossile brensel som olje, kull og gass. Avhengighet av fossile energikilder utgjør betydelige utfordringer når det gjelder utslipp av klimagasser, uttømming av ikke-fornybare ressurser, energisikkerhet og stabilitet i energiprisene [2].

I 2015 ble Paris-avtalen vedtatt, en juridisk bindende avtale som skal sørge for at alle signaturlandene bidrar i kampen for å dempe menneskeskapte klimaendringer [3], [4]. Rundt 140 land, som står for nesten 90 % av de globale klimagassutslippene, har allerede kunngjort sine mål om å oppnå netto nullutslipp [5]. Den norske Klimaloven ble vedtatt som resultat av Parisavtalen og stadfester det norske målet om å redusere klimagassutslippene med minst 90 % innen 2050, sammenlignet med utslippsnivået i 1990 [6]. Den europeiske klimaloven, vedtatt i 2021, setter et juridisk bindende mål for EU-institusjonene og medlemslandene om å nå netto nullutslipp innen 2050 [5]. For å realisere løftene i disse avtalene og møte energiutfordringene verden står overfor, kreves utvikling av nye, bærekraftige og tilgjengelige løsninger [6].

Energiomstillingen som kreves for å nå netto nullutslipp omfatter overgang til fornybare energikilder, reduksjon av klimagassutslipp og energieffektivisering. For å lykkes i energiomstillingen er det avgjørende å effektivt håndtere energitrimmet - energisikkerhet, energitilgjengelighet og energibærekraft [7]. I lys av de siste hendelsene som har påvirket energisektoren, eksempelvis Covid-19-pandemien, Russlands invasjon av Ukraina, den globale energikrisen i 2022/23 og ustabilitet i Midtøsten. Blir energisikkerhet - uavbrutt tilgjengelighet av energikilder til en overkommelig pris - stadig viktigere [8].

Norge har lenge vært blant Europas største energileverandører, og på grunn av krig i Europa har Norges energiforsyningsrolle blitt enda viktigere [9]. Etter Russlands invasjon av Ukraina i 2022, reduserer EU-landene drastisk sin avhengighet av russisk fossilt brensel. Importen av rørgass fra Russland har gått drastisk ned, mens volumet av naturgass-import fra pålitelige partnere som USA og Norge øker [10]. Norges langsiktige ambisjoner om å skalere opp rollen som energileverandør til Europa strekker seg til ren energi, inkludert blått og grønt hydrogen.

1.1 Hydrogen for energiomstilling

Med sitt potensiale til å avkarbonisere en rekke sektorer innen industri, transport, oppvarming og elektrisitetsproduksjon, forventes hydrogen å dekke rundt 15 % av verdens energibehov innen midten av århundret [11].

Selv om hydrogengass eksisterer fritt i naturen, vet man per dags dato ikke hvor stor den naturlige forekomsten er og hvilken infrastruktur som trengs for å utvinne den [12, s. 43]. Derfor fremstilles hydrogen fra hydrogenholdige kjemiske forbindelser til praktiske formål [13]. Hydrogen betraktes dermed som en energibærer og ikke en energikilde.

Global produksjon av hydrogen ligger i dag på rundt 75 millioner tonn per år som rent hydrogen og ytterligere 45 millioner tonn per år i blanding med andre gasser [14]. Nesten alt hydrogen produseres i dag fra fossile kilder, som naturgass, kull og olje. Som en konsekvens er produksjon av hydrogen ansvarlig for CO₂-utslipp på rundt 830 millioner tonn karbondioksid per år [15]. Mesteparten av hydrogenet brukes i industrielle prosesser, først og fremst i produksjon av ammoniakk til gjødsel, i oljeraffinering og produksjon av kjemikalier, som for eksempel metanol.

Hydrogen har blitt en sentral brikke i den globale innsatsen for å nå netto nullutslipp [16], [17]. Rent hydrogen, produsert med fornybar energi, kjernekraft, eller fossilt brensel ved bruk av karbonfangst, kan bidra til å avkarbonisere en rekke sektorer, innen industri (f.eks. kjemikalier, jern- og stålproduksjon), langdistansetransport, luftfart, oppvarming og elektrisitetsproduksjon. Innen 2030 forventes global hydrogenproduksjon å øke til 110 millioner tonn per år, og trolig til 240 millioner tonn innen 2040 [18]. Rundt 12 % av det totale produksjonsvolumet innen 2030 vil være rent hydrogen, som skal fremstilles på en klimanøytral måte ved bruk av fornybar energi.

Allerede i dag ser man en utvikling av hydrogenøkonomien på verdensbasis. Hydrogenøkonomi er en visjon om en energiforsyningsinfrastruktur basert på hydrogen som en karbonfri energibærer. Tempoet i utviklingen av hydrogenøkonomien har imidlertid vært lavere enn nødvendig for å nå ambisiøse mål for netto nullutslipp. På grunn av store kostnader knyttet til produksjon av grønt hydrogen blir det sett på som risikabelt å investere i nye prosjekter. Dette skaper ett «høna og egget»-dilemma. Utvikling av hydrogeninfrastruktur er derfor essensielt for å få distribusjon og bruk av grønt hydrogen på bena.

Heldigvis investeres det i hydrogenprosjekter verden over for å utvide hydrogentilgangen. For eksempel bygges det i Japan fyllestasjoner for hydrogen langs motorveiene mellom de største byene [19, s. 18]. I Tyskland er planen å ha 400 slike fyllestasjoner med grønt hydrogen innen 2025. Det settes også av store budsjetter i ulike land til utvikling av, og forskning på hydrogenteknologi. I USA, for eksempel, ble det satt av 1,7 milliarder dollar til nettopp dette. I tillegg til at private investorer er villig til å investere ytterligere. I over 20 år har EU satt av 2 milliarder EUR, og Japan 4 milliarder USD [19, s. 2]. For Norge er det nødvendig med differansekontrakter, da de dekker prisforskjellen mellom fossil energi og hydrogen i en innledende fase [20]. Dette vil være avgjørende for å gjøre hydrogen konkurransedyktig og støtte opp om hydrogenteknologi og infrastruktur. Både interessen for, og kunnskapen om hydrogen øker i takt med behovet for nye løsninger.

Ulempen med hydrogen er dets lave volumetriske energitetthet og sikkerhetsrisikoer knyttet til lagring, transport og bruk. Hydrogen tar opp store volum, og for praktiske anvendelser må hydrogen komprimeres, flytendegjøres eller omdannes til hydrogenbærere. Både komprimering, flytendegjøring, konvertering til hydrogenbærere og rekonvertering tilbake til hydrogengass krever mye energi [19, s. 15]. I luft er hydrogen brennbar og eksplosivt i blandingsforhold på henholdsvis 4-75 vol% og 15-60 vol% hydrogen. Sammenlignet med alle konvensjonelle drivstoff, har hydrogen også den laveste antennelsesenergien (0,017 mJ). Samtidig er det både luktfritt og usynlig som gjør det vanskelig å oppdage eventuelle lekkasjer, og dermed øker også faren for ulykker. Dette har ført til lav sosial aksept for hydrogen. [19, s. 15]

Likevel kan bruk av hydrogen være en effektiv metode for å både frakte og lagre energi [21, s. 2]. Det kan anvendes på mange forskjellige måter, med ulike fordeler og ulemper [22]. Enten det er kjemisk i ammoniakk og metanol, absorpsjon i metallhydrid, komprimert, flytendegjort eller i flytende organiske hydrogenbærere (FOHB). En av de viktigste oppgavene for å skape optimisme rundt hydrogenbruk er å opplyse befolkningen. Det må føres politikk som fremmer trygg bruk av hydrogen. Dette vil bidra til økt åpenhet og forståelse for hydrogen sin rolle som energibærer i fremtiden. I EU er man allerede i gang med å lage et regulatorisk rammeverk for infrastruktur knyttet til bruk av hydrogen, men allerede med dagens teknologi og kunnskap er trygg bruk av hydrogen fullt mulig [23], [24]. Håndtering av hydrogen som både drivstoff i romutforskning og som industrikjemikalie har gitt verdifull erfaring [25]. Ved hjelp av disse erfaringene har det blitt utviklet tryggere og bedre måter å håndtere hydrogen på, også for alminneligheten.

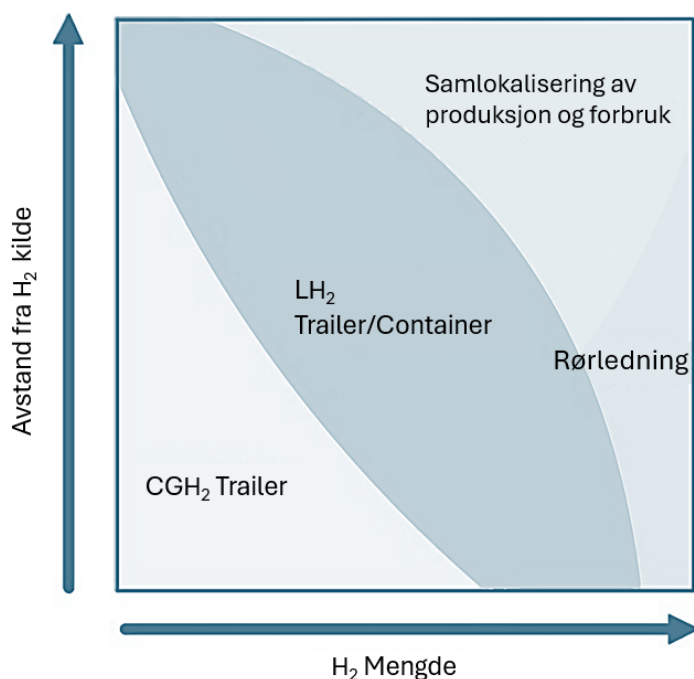
En av de store fordelene med hydrogen er at bruk av hydrogen som drivstoff i brenselceller hovedsakelig bare produserer vanndamp. Ser man på den totale energikjeden til hydrogen, er det hovedsakelig ved produksjon og transport det vil oppstå utslipp. Det meste av dagens hydrogen produseres imidlertid ved hjelp av dampreforming (SMR) [26]. Her reagerer naturgass med vann ved høy temperatur og høyt trykk. I reaksjonen dannes CO₂ som biprodukt, metoden er derfor ikke miljøvennlig [27]. 95% av alt hydrogen produseres ved bruk av fossile brensler, noe som fører til CO₂-utslipp på om lag 830 millioner tonn i året [28]. Skal man fortsette å produsere hydrogen ved hjelp av SMR bør det gjøres med

karbonfangst for å redusere utslipp, altså som blått hydrogen. Produksjon av blått hydrogen går ut på å redusere klimagassutslipp ved å fange opp CO₂-utslippet fra produksjonsprosessen, og lagre eller benytte det i andre industrielle prosesser[29]. Dette er også kjent som karbonfangst og -lagring (CCS).

For å kunne nå den europeiske klimalovens målsetting om netto nullutslipp innen 2050, vil det være hensiktsmessig å fremstille hydrogen på miljøvennlig vis [5], [30]. Dette kan gjøres ved hjelp av elektrolyse som benytter elektrisitet fra grønne energikilder, såkalt grønt hydrogen, eller ved hjelp av karbonfangst. For å oppnå dette er det viktig med tiltak som stimulerer markedet mot økt hydrogenetterspørsel [31]. Det må eksistere et behov for hydrogen. På denne måten kan hydrogenproduksjon og hydrogentransport fases inn i energimarkedet på en naturlig måte. Et av tiltakene kan være å produsere så mye hydrogen som mulig, uavhengig av metode, slik at hydrogen blir bredt tilgjengelig og rimelig nok til at man får løst «høna og egget» dilemmaet som skaper problemer for hydrogensatsingen. Når hydrogen er godt integrert i både økonomi og energimarked, vil overgangen til grønne produksjonsmetoder bli lettere, og investering i karbonfangst mer attraktivt.

Generelt om hydrogentransport

Avhengig av volum, leveringsavstander og lokale forhold, kan hydrogen transporteres fra produksjonssted til sluttforbruker på flere måter. Hydrogen kan transporteres enten i sine rene former – som gass eller i væskeform, eller omdannet til FOHB, ammoniakk eller metanol. Tog, lastebil, tankbil, skip og rørledninger er noen av de aktuelle metodene for transport av hydrogen og hydrogenbærere. Egnetheten til de ulike metodene bestemmes av faktorer som avstand, logistikk, tidsperspektiv, ressurser, bruksområde og skalaen på transporten. Lastebiler er best egnet til transport av komprimert hydrogen med lavt volum på avstander opptil 300 km, denne transportmetoden benyttes blant annet til fylling av fyllestasjoner [32]. Skip kan frakte ammoniakk, FOHB eller flytende hydrogen, og er egnet for transport av store volum over lange avstander.



Figur 1: Illustrerer valg av transportmetode basert på distanse og mengde hydrogen.
Kilde: Inspirert av The Linde Group [33].

Rørledninger vil være den mest effektive metoden for langdistanse frakt av store mengder hydrogen på avstander opp mot 3000 km, som man kan se i Figur 1, men vil også kreve de største investeringskostnadene [34]. I dag benyttes rørledninger for det meste til transport av naturgass. Rørledningstransport er et rimelig og mer effektivt alternativ til andre transportmetoder, spesielt når store mengder av et medium skal transporteres over lange distanser [35, s. 7]. Derfor er hydrogentransport via rørledninger også aktuelt, enten ved å modifisere allerede eksisterende

rørledninger, eller ved å konstruere nye [36, s. 2]. Benyttelse av rørledninger vil gjøre fordelingen av hydrogen i Europa lettere. Det vil medføre stødig og forutsigbar forsyning av energi.

På grunn av hydrogen sin rolle i det grønne skiftet og Europas fremtidige energiforsyning, skal det i denne oppgaven tas en nærmere titt på hydrogentransport i rørledninger. Fordeler og ulemper med innfasing av transport av hydrogen og hydrogenbærere via rørledninger skal belyses. Det skal også tas en nærmere titt på hvilke metoder som kan benyttes, hvor gjennomførbart denne typen transport er og hvor effektivt det kan være med tanke på bærekraftig utvikling og kostnadseffektivitet.

1.2 Tysklands hydrogenstrategi

I 2023 annonserte den tyske regjering sin beslutning om å finansiere energiintensive industrier gjennom et program kalt Carbon Contracts for Difference (CCfD) [37]. Et program med mål om å kutte ned bruk av fossile brensler, og gjøre bærekraftige alternativer mer tiltalende for sektorer med høyt energiforbruk og utslipp. Programmet legger opp til støtte for utvikling og implementering av hydrogenteknologi i industrier som tidligere har vært avhengig av fossile brensler. Tyskland sin satsing på hydrogen gjenspeiler en global trend, der ønsket er å redusere utslipp og produsere ren energi, slik at man kan nå målet om netto-nullutslipp.

Det er gjort flere avtaler for hydrogentransport imellom Norge og Tyskland. Norske Gen2 Energy har gjort en avtale med det tyske selskapet Securing Energy For Europe (SEFE) om å levere grønt hydrogen i 2027. Produksjonen skal foregå i Mosjøen ved Gen2 Energy sitt første hydrogenanlegg [38]. Prosjektet vil bidra til å opprette et marked for grønt hydrogen i Europa.

Equinor har i nyere tid inngått en avtale med det tyske energiselskapet RWE som innebærer storskala hydrogenproduksjon i Norge og eksport av hydrogen til Tyskland via rørledninger [9]. Tyskland behøver hydrogenimport på bakgrunn av manglende produksjonsmuligheter i eget land [39]. Denne avtalen skal være en del av planen om å fase ut kullkraftverk i Tyskland, det vil si et erstatningsbehov på om lag 16-18 MW. Hydrogenet vil hovedsakelig være blått, som vil si hydrogenproduksjon med karbonfangst. Planen i EU er å satse på hydrogen fra SMR med CCS i første omgang, før man går over til grønt hydrogen på lang sikt [36]. I denne oppgaven er det valgt å ta utgangspunkt i denne avtalen med tanke på mengden energi som skal transporteres.

1.3 Problemstilling

Hvordan kan hydrogen best transporteres gjennom rørledninger, med hensyn til de individuelle egenskapene til ulike former for hydrogen og hydrogenbærere, og hvilken effekt har disse på pris, utslipp, materiale og energibehov?

2. Metode

Denne oppgaven omhandler hydrogentransport i rørledninger. Oppgaven er todelt. I første del av oppgaven er det utført en kartleggingsstudie på ulike transportmetoder for hydrogen. I den andre delen av oppgaven er det gjennomført en tekno-økonomisk analyse med en casestudie. Beregninger utført i den tekno-økonomiske analysen ligger vedlagt i Vedlegg 1.

2.1 Kartleggingsstudie

Fordele og ulemper ved transport av hydrogen gjennom rørledninger blir kartlagt med hensyn til ulike parametere som energibehov, kostnader, effektivitet og bærekraft. For dette ble kvalitative undersøkelser gjennomført, som inkluderer innsamling av data fra forskningsartikler på nett i Oria, Google Scholar og Engineering Village, samt konsultative samtaler med fagpersoner. Dette har dannet grunnlag for diskusjoner og konklusjoner knyttet til hydrogentransport.

2.2 Tekno-økonomisk analyse

I den andre delen av oppgaven ble det utført en tekno-økonomisk analyse av hydrogentransport gjennom rørledninger fra Norge til Tyskland, for å undersøke og sammenligne kostnader knyttet til et rørledningsprosjekt. Kostnader, utslippsreduksjon og Levelized Cost of Energy (LCOE) som følge av hydrogenleveranse med kapasitet på 10 GW, 14 GW og 18 GW ble analysert. LCOE knyttet til konstruksjon av infrastruktur og drift av rørledninger er en viktig del av den økonomiske analysen.

Casebeskrivelse

Den tekno-økonomiske analysen inneholder en casestudie. Casestudien baserer seg på funnene gjort i den teoretiske delen. Ved å ta utgangspunkt i rørledningstransport vil det beste alternativet være ren hydrogengass. Det er derfor valgt å gjøre analyser basert på dette. I casestudien undersøkes transport av hydrogengass i rørledning over strekningen mellom Mongstad og Wilhelmshaven. Kapasitetene 10 GW, 14 GW og 18 GW ble valgt basert på planlagte produksjonsanlegg rapportert fra Gassco og Equinor [40], [41].

Målet med analysen er å finne ut hvilke kostnader et slikt prosjekt vil medføre med tanke på produksjon og transport av energi, samt den potensielle utslippsreduksjonen som kan oppnås. Utjevne kostnader for energitransport, samt totale kostnader for produksjon og transport, ble beregnet for ulike mengder hydrogen transportert. Mulig utslippsreduksjon for den aktuelle erstatningen av kullkraft i Tyskland ble også beregnet.

Investeringskostnader (CAPEX) for et rørledningssystem fra Nyhamna til Wilhelmshaven fra «Concept 2» i Gassco sin rapport «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study» ble brukt som referansepunkt [41, s. 10]. Oppgitt CAPEX ble dividert på den totale strekningen for rørledningen fra «Concept 2» for å finne kilometerpris for hele rørledningssystemet. Dette ble så multiplisert med lengden på rørledningen for å finne CAPEX for valgt casestudie ved hjelp av Formel (1), vist under. Det ble for øvrig valgt å se bort fra kostnadene knyttet til modifisering av mottaksterminal, da disse blir beskrevet som «minor modifications».

$$CAPEX [EUR] = \frac{CAPEX \text{ i Gassco rapport } [EUR]}{Rørlengde \text{ i Gassco case } [km]} \cdot Rørlengde \text{ for valgt case } [km] \quad (1)$$

LCOE

Utjevne kostnader for energi, eller Levelized Cost of Energy (LCOE), er et estimat på total kostnaden for energi, og representerer produsert energi dividert på den totale energiproduksjonen over prosjektets

levetid [42]. LCOE blir brukt innen økonomiske analyser og gir mulighet for vurdering og sammenligning av ulike metoder for energiproduksjon [43].

For å beregne LCOE divideres nåverdi av totale kostnader over levetid på nåverdi av total energiproduksjon. Dette gjøres ved å summere investeringskostnader for prosjektet (CAPEX) med nåverdi av drift- og vedlikeholdskostnader (OPEX), som divideres på nåverdi av energi produsert over prosjektets levetid. Beregning for LCOE er vist i Formel **Feil! Fant ikke referanseskilden.**

$$\begin{aligned} LCOE [EUR/MWh] &= \frac{\text{Nåverdi av totale kostnader over levetid}}{\text{Nåverdi av total energiproduksjon}} = \\ &= \frac{CAPEX + \sum_n^N \frac{OPEX}{(1+f)^n}}{\sum_n^N \frac{E_P}{(1+f)^n}} \end{aligned} \quad (2)$$

I denne analysen er enheten til LCOE satt til EUR/MWh. CAPEX representerer investeringskostnader og OPEX representerer drift- og vedlikeholdskostnader. E_P representerer energiproduksjon per år, og tar høyde for brukstid og eventuell virkningsgrad. Diskonteringsrenten f tar hensyn til avkastningskrav og risikjustering, og n representerer prosjektets levetid i antall år.

Årlige kostnader, som drift- og vedlikeholdskostnader, i tillegg til årlig energiproduksjon, må diskonteres til nåverdi for å ta høyde for fremtidig verdiendring [44]. Nåverdi, NV, beregnes ved bruk av Formel (3).

$$NV = Verdi \cdot \left[\frac{1 - (1+f)^{-n}}{f} \right] \quad (3)$$

Formelen for nåverdi, NV, er hentet fra undervisningsnotater i faget MAS123: Energi: Forbruk, kilder og teknologi, på Høgskulen på Vestlandet.

LCOET

Tilsvarende ble gjort for å finne utjevnete kostnader for energi transportert, bortsett fra at produksjonskostnader her ble ekskludert. Utjevnete kostnader for energitransport, også kjent som Levelized Cost of Energy Transport (LCOET), defineres som den gjennomsnittlige kostnaden per energienhet for å transportere produsert energi fra produksjonsanlegget til forbruksstedet, over prosjektets levetid [45]. Denne tilnærmingen ble valgt for å kunne skille kostnader for produksjon fra kostnader for infrastruktur. Dette gir mulighet til å fokusere kun på utgifter knyttet til installering av infrastruktur og drift, i dette tilfellet rørledning for hydrogentransport.

Beregning av LCOET er på mange måter lik metoden for beregning av LCOE, vist i Formel **Feil! Fant ikke referanseskilden.** For å beregne LCOET summeres CAPEX for rørledningen med nåverdi av OPEX, og divideres på nåverdi av total energimengde fraktet over rørledningens levetid, som vist i Formel (4). Slik får man et mål på kostnader per energienhet for transportdelen alene. Enheten er satt til EUR/MWh.

$$\begin{aligned} LCOET [EUR/MWh] &= \frac{\text{Nåverdi av totale transportkostnader over levetid}}{\text{Nåverdi av total fraktet energi}} = \\ &= \frac{CAPEX + \sum_n^N \frac{OPEX}{(1+f)^n}}{\sum_n^N \frac{E_T}{(1+f)^n}} \end{aligned} \quad (4)$$

E_T representerer årlig energi transportert, og tar høyde for rørledningens brukstid. Diskonteringsrenten f tar hensyn til avkastningskrav og risikojustering, og n er prosjektets levetid i antall år.

Sensitivitetsanalyse

Sensitivanalyse ble gjennomført for å undersøke hvordan endringer i utvalgte kostnadsvariabler kan påvirke LCOET. Denne analysen identifiserer hvilke variabler som påvirker kostnadene til prosjektet mest, og dermed hvilke faktorer som må settes søkelys på for å minimere risiko og maksimere prosjektets økonomiske bærekraft. Analysen gir innsikt i hvordan investeringskostnader (CAPEX), drift- og vedlikeholdskostnader (OPEX), rentenivåer, levetid og brukstid påvirker LCOET. I sensitivitetsanalysen er det benyttet maksimal kapasitetsutnyttelse, på 18 GW, slik at man ser de største mulige utslagene.

I analysen ble det valgt et avvik på $\pm 50\%$ for komponentene CAPEX, OPEX og diskonteringsrente. Bakgrunnen for valg av avvik er at i rapporten «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study» av Gassco, er OPEX er oppgitt til 15 millioner EUR, med en usikkerhetsmargin på $\pm 50\%$. Brukstid er analysert med et avvik ned mot -50% , som tilsvarer en redusert brukstid på 4380 timer i året. Det blir også analysert hvordan levetid vil påvirke LCOET. Analysen tar for seg en mulig forlengelse av levetid for rørledningen på 220% , som tilsvarer en forlenget levetid på 80 år.

LCOH

Utjevnede kostnader for hydrogen, også kjent som Levelized Cost of Hydrogen (LCOH), er basert på Levelized Cost of Energy og er et estimat på total kostnad for hydrogenproduksjon [46]. På samme måte som beregning av LCOE, beregnes LCOH ved å dele nåverdi av total kostnader for produksjon på nåverdi av hydrogen produsert over anleggets levetid, og oppgis i NOK/kg eller EUR/MWh. LCOH tar kun høyde for produksjonskostnader, som vil si at kostnader for transport og lagring vil komme i tillegg til denne prisen.

$$\begin{aligned}
 LCOH [EUR/MWh] &= \frac{\text{Nåverdi av totale produksjonskostnader over levetid}}{\text{Nåverdi av total hydrogenproduksjon}} = \\
 &= \frac{CAPEX + \sum_n^N \frac{OPEX}{(1+f)^n}}{\sum_n^N \frac{\text{Hydrogen produsert}}{(1+f)^n}} \quad (5)
 \end{aligned}$$

Valutakurs

Når kostnadsdata blir hentet fra ulike rapporter og markedsaktører som opererer med ulike valuta, må disse konverteres for å kunne sammenligne resultatene. For kostnadsdata oppgitt i norske kroner er valutakurs for april 2024 hentet fra Norges Bank brukt [47]. Kroneskursen brukt i denne rapporten er vist under.

$$1 \text{ EUR} = 11,6828 \text{ NOK}$$

Utslippsreduksjon

For å finne den potensielle utslippsreduksjonen ble virkningsgraden for kullkraftverk, og produktet av virkningsgraden for hydrogenlagring og brenselcelle beregnet. Ved hjelp av tall fra «Statistical Review of World Energy 2023» ble virkningsgraden for kullkraftverk beregnet til 27% [48, s. 42, 53]. Verdier fra forskningsartikkelen «Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector» ble benyttet for å beregne virkningsgraden for hydrogenet til $58,2\%$. Dette ble gjort ved å multiplisere virkningsgraden for lagring med virkningsgrad for elektrolyse [49, s. 2]. Virkningsgradene ble beregnet ved hjelp av Formel (6) og (7).

$$Kullkraft, \eta [\%] = \frac{\text{Elektrisitet produsert av kullkraft}}{\text{Total energi konsumert av kullkraft}} \quad (6)$$

$$\text{Hydrogen, } \eta [\%] = \text{Virkningsgrad for lagring} \cdot \text{Virkningsgrad for Brenselcelle} \quad (7)$$

For å finne den potensielle reduksjonen, ble energileveransen fra kullkraftverk som kan erstattes av hydrogenkraftverk beregnet. Dette ble gjort ved å finne den faktiske elektrisiteten som kan produseres ved frakt av hydrogen med energiinnhold tilsvarende 10, 14 og 18 GW. Disse verdiene ble derfor multiplisert med virkningsgraden, som vist i Formel (8), og videre dividert på total energi produsert ved hjelp av kullkraftverk, som vist i Formel (9).

$$\text{Energi utnyttet [GW]} = \text{Energi transportert} \cdot \text{Hydrogen } \eta \quad (8)$$

$$\text{Energi erstattet av hydrogen [\%]} = \frac{\text{Energi utnyttet}}{\text{Total energi konsumert av kullkraft}} \quad (9)$$

Dette ga en prosentmengde som tilsa hvor mye av energien fra kullkraft som kunne erstattes av hydrogenkraftverk. Denne prosentmengden kunne derfor multipliseres med utslippet fra kullkraft for å finne den potensielle utslippsreduksjonen. Utslippsreduksjonen ble så dividert på det totale utslippet i Tyskland for å finne ut hvor mye det var mulig å redusere tyske utslipp, ved hjelp av Formel (10). Dette ble gjort for både 10, 14 og 18 GW.

$$\text{Utslippsreduksjon [\%]} = \frac{\text{Utslipp unngått med import av H}_2 \text{ [Mtonn CO}_2\text{]}}{\text{Totalt tysk utslipp [Mtonn CO}_2\text{]}} \quad (10)$$

2.2.1 Antagelser

I dette delkapittelet presenteres antagelsene som er gjort ved beregning av energikostnader.

- Alt hydrogen brukes i elektrisitetsproduksjon.
- Bruktid på 8760 timer i året.
- Ingen energitap under rørledningstransport.
- Like temperatur og trykkforhold hele veien.
- Potensielle avvik på +/-50% for OPEX, CAPEX, bruktid, diskonteringsrente og levetid.
- Transport på 10, 14 og 18 GW.

2.2.2 Feilkilder

I følgende delkapittel presenteres feilkilder som kan ha påvirket resultatene.

- Bruktiden er ikke nødvendigvis presis. I virkeligheten vil det utføres vedlikehold, med driftsstans, og det kan oppstå andre problemer.
- Det er ikke sikkert at hydrogenproduksjonen vil finne sted på Mongstad og tas imot på Wilhelmshaven. Dette kan gi utslag i distansen for transporten, effektivitet og kostnader.
- Det er ikke sikkert Norge vil ha den nødvendige kapasiteten til å levere 18 GW.
- Energitap i rørledningen er uviss.
- Estimerte verdier.

- Kostnader for mottaksterminal er sett bort fra i beregning av CAPEX.
- Kronekursen forandrer seg.
- Levetiden på rørledningene er uviss.
- Produksjon av materiale og konstruksjon av både rørledning og kraftverk vil medføre utslipp, dette er ikke tatt med i beregningen. Dette vil imidlertid medføre utslipp for produksjonslandet (eksport), ikke for importlandet som i dette tilfellet er Tyskland.
- Utslipp fra konstruksjon av nye rørledninger tas ikke i betraktning.

3. Resultat

Dette kapittelet gjennomgår ulike løsninger for hydrogentransport gjennom rørledninger, samt fordeler og utfordringer knyttet til disse. Det tar også for seg hvorfor visse metoder ikke anvendes til rørtransport i storskala. Videre gjennomføres en tekno-økonomisk analyse, hvor det er valgt en case med formål å levere hydrogen til Tyskland for å redusere utslipp.

3.1 Eksisterende rørledningssystemer

Eksisterende naturgassrør

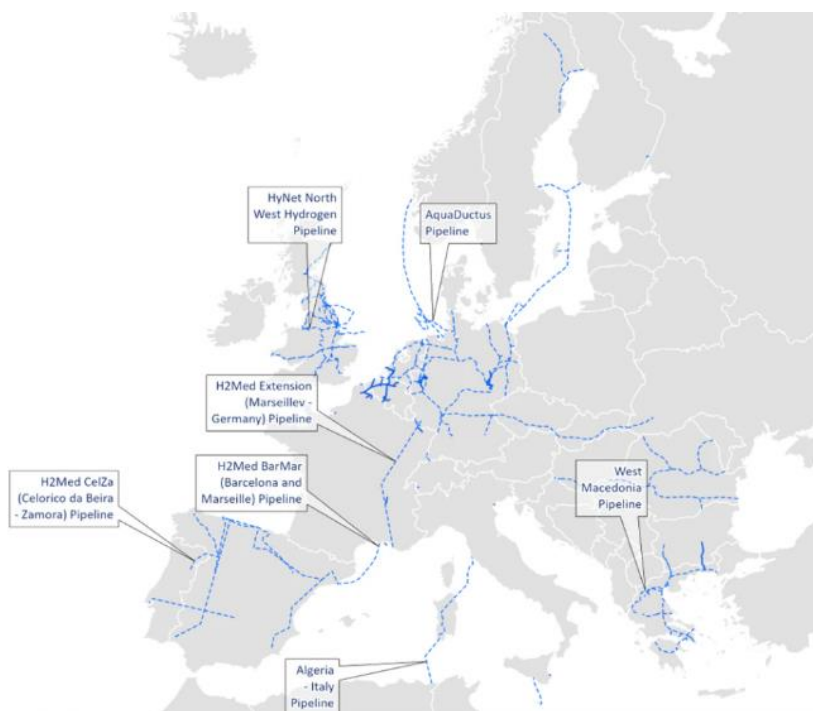
Rørledningssystemer for transport av naturgass er godt utbredt over store deler av verden, og tilegner seg 3 millioner km [15]. I Europa står naturgass for 26% av energiforbruket [50]. Metoden som gir størst effektivitet og pålitelighet, er transport i rør. Det er også den tryggeste metoden for transport av naturgass. Med kontinuerlig tilførsel av gass er behovet for lokal lagring hos sluttbruker redusert, da gassen leveres i sanntid i henhold til etterspørsel. Det finnes utfor rundt sikkerheten under transporten, og miljøpåvirkningen naturgass utgjør. Streng regulering, i form av ventilstasjon og målepunkter koblet til kontrollrom, sørger imidlertid for forsvarlig transport av naturgass.

Rørene har en estimert levetid på 40-80 år, og kan i teorien modifiseres til transport av hydrogen [51]. De kan få fornyet levetid på 30 år for transport av H₂, og modifiseringen kan gi kostnadsbesparelser på 65%. I Europa er det blant annet operatørene fra The European Hydrogen Backbone (EHB) som vurderer hvilke rør som kan modifiseres, og hvor det er behov for å bygge nye for transport av H₂ [53].

Hydrogenrør

Det er først i senere år at prosjekter rundt frakt av hydrogen gjennom rørledninger har opplevd betydelig vekst [31]. I dag finnes i overkant av 5000 km hydrogenrør i verden. De fleste er konstruert for transport over korte og mellomlange avstander på land opptil 3000 km [15], [54], [55], [56].

Ved langdistansetransport blir hydrogen ofte fraktet i flytende form med skip, og som regel distribuert videre med rørledninger. Fremover er det ønskelig å erstatte en del av skipsfrakten med rørledningstransport for å nå International Maritime Organization (IMO) sitt mål om å redusere utslipp av drivhusgasser med 50%. Dette betyr at rørledningene vil legges under havoverflaten for å løpe samme strekning som skipene [57]. Slik kan langsiktige og konsistente handelsavtaler sikres. I tillegg ønsker man å utvide landbaserte rørledningssystemer. På denne måten vil man få et stabilt hydrogennettverk med stødig distribusjon av energi [58].



Figur 2: Oversikt over aktive hydrogen-rørledninger per januar 2023, og rørledninger som er planlagt. Stipla linjer er planlagte rørledninger, hele linjer er rørledninger i drift [54].

I 2020 gikk operatører av energiinfrastruktur sammen om å starte opp EHB [53]. Det er et initiativ med formål om å fremme forsynings- og etterspørselssikkerhet gjennom et samarbeid mellom europeiske land. Sammen har de utviklet et EHB-kart med kontinuerlig oppdatering av eksisterende rørsystemer. Kartet fungerer som en oversikt over hvilke rørledninger som er i bruk, om de er landbaserte eller under havoverflaten. Det viser om de er nye, tatt i gjenbruk som modifiserte rør og om de brukes til import eller eksport. Fra denne oversikten kan nye prosjekter planlegges å eventuelt bruke eksisterende nedlagte rør. Per dags dato eksisterer det 2000 km med hydrogenrørledninger i Europa, og Figur 2 viser både de eksisterende og planlagte hydrogenrørledninger [56]. Hydrogenrørledningene eies hovedsakelig av private selskap og brukes på industriområder.

Det er begrenset hvor mye infrastruktur som finnes for transport av hydrogen. Mange nye prosjekter for hydrogentransport via rørledninger er avhengig av nye konstruksjoner. Eventuelt kan disse kombineres med gamle rørledninger som modifiseres for å tolerere hydrogen [59]. Modifisering er imidlertid teknisk krevende, og gir ikke god levetid. Utbygging av nye offshore-rørledninger gir også utfordringer som følge av at det er nytt for industrien. Designmetodene som benyttes for onshore transport av hydrogen kan også benyttes offshore, men ulikt miljø og andre kapasiteter må tas høyde for.

3.2 Hydrogeneksport og import

Ved en overgang til bærekraftige energikilder, ser ulike virksomheter på bruken av grønt hydrogen [60]. Grunnet begrensede muligheter for egenproduksjon kan det være aktuelt for flere å importere hydrogen. For at dette skal være lønnsomt må kostnad for hydrogen som kan produseres lokalt være høyere enn samlede kostnader for produksjon, pakking, transport og utpakking av hydrogen produsert i utlandet. Pakking innebærer flytendegjøring og lagring. Transport innebærer frakt og eventuell lessing og lossing av skip, og utpakking inkluderer lagring og rekonvertering til hydrogengass. Når kostnad for transport og eventuelt rekonvertering ikke overstiger differansen mellom den lokale hydrogenproduksjonen og produksjonen utenlands, vil det fra et økonomisk perspektiv lønne seg å importere.

Til tross for at konvertering av hydrogengass til LH_2 og NH_3 , og rekonvertering tilbake til hydrogengass er energikrevende, vil dette være et mer gunstig alternativ på grunn av høyere energitetthet. Det gjelder

også FOHB, som gir svært god sikkerhet. For de største volumene, vil det mest lønnsomme være å frakte hydrogenet gjennom rørledninger på avstander opptil 3000 km [61]. Rørtransporten tilbyr den mest stabile og forutsigbare energileveransen. For avstander lenger enn 3000 km, anses transport på skip av flytende hydrogen (opp til 16.000 km pga. tapene fra boil-off), FOHB og NH₃ som de mest lønnsomme alternativene for frakt av hydrogen.

For hvert prosjekt må det gjøres en vurdering på hva som vil være den mest lønnsomme transportmetoden over tid. Flytende hydrogen og ammoniakk har høyere energitetthet enn GH₂, men krever mye energi for konvertering fra og til GH₂. Dette er en viktig grunn til at transport av hydrogen i rørledninger som regel gjøres med komprimert hydrogen, som vist i Tabell 1.

Tabell 1: Energibehov for konvertering fra GH₂ og rekonvertering til CGH₂.

Hovedkarakteristikk	Molekyl	NH ₃	LH ₂	CGH ₂	FOHB
Lagringstetthet: volumetrisk [kg H ₂ /m ³] gravimetrisk [kg H ₂ /tonn]		123,0 [62]	70,9 [64]	0,09 [65]	57,0 [66]
		177,0 [63]	1000,0	1000,0	57,47 [67]
Energitetthet: volumetrisk [kWh H ₂ /liter] gravimetrisk [kWh H ₂ /kg]		3,2 [68]	2,53 [68]	1,25 [68]	2,0
		4,7 [68]	33,33 [69]	33,33 [69]	-
Energibehov for konvertering [kWh/kg H₂] (eksportland)		5,0 [70]	10,0 [63]	0,0	0,5 [71]
Energibehov for rekonvertering [kWh/kg H₂] (importland)		-	-	0,0	10,0 [71]

«“There is no silver bullet” in mass hydrogen transport, meaning that each alternative performs better than the others under specific combinations of distance and mass flow rates of hydrogen» [72, s. 9].

Det forskes på ulike kombinasjoner mellom transportmetode og hydrogenbærer. Omgjøring til flytende væske fra komprimert gass er fordelaktig på grunn av større energitetthet og bedre sikkerhet. Dermed er det også attraktivt for lagring av større volum på mottaksterminal, og for transport i solide tanker. Flytende hydrogen er imidlertid ikke aktuelt i rørledningstransport. FOHB er attraktivt når høy vekt ikke er begrensende. Til tross for vekten, kan det lagres over lang tid ved omgivelsesforhold. FOHB kan lagres uten hydrogentap med veldig lav eksplosjonsfare. Hydrogengass på sin side, er som tidligere nevnt mye brukt for korte avstander i rør. Dette forutsetter at det ikke er noen geopolitiske restriksjoner for utbygging av infrastruktur.

3.3 Flytende hydrogen

Bruk og transport av flytende hydrogen (LH₂) i energisystemer kan ha fordeler sammenlignet med hydrogen i gassform (GH₂) [73]. Dette skyldes at flytende hydrogen har høyere volumetrisk energitetthet, vist i Tabell 1, noe som muliggjør mer effektiv transport. Flytendegjøring av hydrogen resulterer i en volumetrisk energitetthet på 2,4 MWh/m³, noe som tilsvarer fire ganger energitettheten til komprimert GH₂ (CGH₂) ved 300 bar, og 800 ganger energitettheten til GH₂ ved 1 bar og 25 grader celsius [74]. Den økte energitettheten gjør det mulig å transportere større mengder hydrogen med mindre volum, noe som er fordelaktig i transportsektorer der kapasitet er en avgjørende faktor, som i luft- og maritimtransport. Samtidig innebærer flytendegjøring av hydrogen spesifikke utfordringer knyttet til håndtering og lagring, derav behovet for spesialisert og kostbar infrastruktur for å opprettholde sikker lagring. Disse faktorene må tas i betraktning ved utforming av energisystemer som benytter seg av flytende hydrogen.

Flytendegjøring og lagring

Lagring av flytende hydrogen byr på flere tekniske utfordringer for å kunne sikre effektiv og trygg håndtering. Flytendegjøring av hydrogen er en tidkrevende prosess, som i tillegg krever mye energi. Hydrogen gjøres flytende ved -253°C , en prosess som kan føre til at opp mot 40% av energiinnholdet går tapt, tilsvarende 10–15 kWh/kg LH_2 , sammenlignet med et tap på 10% for komprimering (til CGH_2) [74], [75]. Lagring og transport av LH_2 krever ikke bare store mengder energi ved flytendegjøring, det innebærer også utfordringer knyttet til isolering for å opprettholde den lave temperaturen for å forhindre fordamping.

Sikkerhet og lekkasje ved lagring

Til tross for fordeler rundt volumeffektivitet krever flytende hydrogen omfattende sikkerhetstiltak grunnet den lave lagringstemperaturen [76]. Spesialiserte vakuumisolerte tanker er nødvendig for å forhindre varmegjennomgang for å forebygge fordamping. En utfordring ved lagring av flytende hydrogen er fenomenet boil-off [77]. Her fordamper hydrogenet gradvis når temperaturen overstiger kokepunktet. Dette er nærmere uunngåelig i forbindelse med både lagring og transport av LH_2 . Det blir både fra et økonomisk og et sikkerhetsmessig perspektiv nødvendig å håndtere ved å føre ut gassen ved bruk av ventiler. Effektiviteten av flytendegjøringsprosessen, sammen med de strenge tekniske kravene til isolasjon og sikkerhetssystemer, bidrar til at lagring av flytende hydrogen byr på store utfordringer.

Transportmetoder for flytende hydrogen

Dagens infrastruktur og teknologiske løsninger dekker ikke de tekniske kravene til transport av flytende hydrogen i rør [78]. Det er begrenset med informasjon og kostnadsdata tilgjengelig om transport av flytende hydrogen gjennom rørledninger. Dette skyldes hovedsakelig at flytende hydrogen sjelden transporteres på denne måten. Som igjen er grunnet tekniske utfordringer og høye kostnader knyttet til nedkjøling og opprettholdelse av de ekstremt lave temperaturene, som er nødvendig for å holde LH_2 i flytende form. Design og tilpasning av eksisterende rørledninger krever omfattende modifikasjoner for å møte de tekniske og sikkerhetsmessige kravene, spesielt siden kokepunktet til hydrogen er 90 grader lavere enn det til naturgass, som rørene er dimensjonert for [74]. Dette fører til betydelige økninger både i kapital- og driftskostnader.

På grunn av de tekniske og økonomiske utfordringene ved transport av LH_2 i rør, anses det mer praktisk å transportere LH_2 ved hjelp av skip, spesielt over lengre avstander [74]. Skipstransport av LH_2 kan gi lavere investeringskostnader og bedre tilpassingsevne i forhold til fleksibilitet, skalerbarhet og endringer i tilbud og etterspørsel, sammenlignet med transport i rør. DNV støtter utviklingen av storskala skipstransport av LH_2 ved bruk av Chicago Bridge & Iron Company (CB&I) sine vakuumisolerte dobbeltveggede kuletanker som nå tilpasses til maritimt bruk [79]. Tankene har en kapasitet på opptil 40 000 m^3 , og har mottatt foreløpig godkjenning fra DNV, men er ikke enda kommersielt tilgjengelige. Skipsdesignsfirmat Houlder har også fullført et konseptdesign for 20 000 m^3 LH_2 -skip, men det gjenstår fortsatt godkjenninger og tester før disse lanseres kommersielt. Utviklingen av store LH_2 -skip kan styrke infrastrukturen ved å muliggjøre sikker og effektiv transport.

Bruk av flytende hydrogen i energisystemer muliggjør effektiv transport, langvarig lagring, samt transport over lengre avstander. Likevel møter LH_2 spesifikke utfordringer knyttet til flytendegjøring, håndtering av boil-off, og behov for spesialisert og kostbar infrastruktur. På nåværende tidspunkt er det derfor ansett som mer praktisk og økonomisk levedyktig å frakte LH_2 med skip. Samlet sett er det derfor viktig å adressere utfordringene rundt håndtering og transport for å oppnå sikker og effektiv implementering av LH_2 i energisektoren.

3.4 Ammoniakk som hydrogenbærer

Ammoniakk er en kjemisk forbindelse bestående av nitrogen og hydrogen [80], og har de siste årene fått større oppmerksomhet som et mulig alternativ til hydrogen som energibærer [81]. Det utfordrer egenskapene til hydrogen, som også er kjent for høy energitetthet og som et nullutslipps drivstoff.

Ammoniakk har et mye høyere kokepunkt, som forenkler lagring og distribusjon da det holdes flytende ved moderate trykk og temperaturer. Utfordringen ligger i at ved transport i rørledninger bør ammoniakken fraktes i væskeform.

Ammoniakk har egenskaper som egner seg innen transport og lagring. Det har et kokepunkt på -33°C , som gjør at det kreves mindre energi for å holde seg flytende sammenlignet med hydrogen [82, s. 6]. Raten for boil-off ansees å være 5 ganger lavere, som gjør at ammoniakk er attraktivt for lagring over større distanser [83], [84]. I tillegg har det en volumetrisk energitetthet som er nærmere tre ganger større enn energitettheten til komprimert hydrogen. Ammoniakk fungerer også som en utmerket hydrogenbærer, med en vektprosent på 17,8 wt% hydrogen, både i form av væske og gass [85, s. 1]. Ammoniakk kan enten rekonverteres til hydrogen, eller brukes direkte som drivstoff i brenselceller og forbrenningsmotorer. Fordeler her kan være at ammoniakken som i dag brukes hovedsakelig til gjødselproduksjon, allerede fraktes flytende med egnede tankskip i store mengder.

Produksjon

Ammoniakk blir produsert som gass, ved bruk av Haber-Bosch metoden. Det krever derfor energitilførsel for omgjøring til væske for frakt i rørledninger, noe som reduserer virkningsgraden. Ved konvertering fra hydrogen tapes 7-18% av energiinnholdet, og ved rekonvertering til rent hydrogen kan det tapes nye 20% [15]. Haber-Bosch metoden brukes fordi det har vært den mest energieffektive produksjonsmetoden for ammoniakk i over 100 år [86]. Metoden er etablert og har vært i bruk siden 1913. Ammoniakk produseres som en gass ved 100-200 bar og en temperatur på $400\text{-}500^{\circ}\text{C}$. Produksjonen av ammoniakk bidrar imidlertid til utslipp av drivhusgasser i større grad enn noen annen kjemisk prosess, og er derfor lite attraktivt for utslippsreduksjon.

Bruk og markedskonkurranse

Én av utfordringene knyttet til bruken av ammoniakk som hydrogenbærer, er konkurransen med markedet for kunstgjødsel [87]. Ammoniakk har en rekke bruksområder i dag, men den største etterspørselen kommer fra jordbruket [88]. 80% av all produsert ammoniakk blir brukt til produksjon av kjemisk gjødsling. Det blir også brukt i produksjon av plastikk, tekstiler, husholdningsprodukter og som kjølegass [88], [89]. I senere tid har ammoniakk blitt fremhevet som et lovende nullutslippsdrivstoff, spesielt innen den maritime industrien [90]. Det er i dette bruksområdet NH_3 er ønsket som et konkurransedyktig produkt. Hvis det skal bli attraktivt å benytte ammoniakk som drivstoff på skip, må det være tilgjengelig i store nok volum, og ved flere havner. En fremtidig mulighet kan være å sikre leveranse til bunkringsanlegg via rørledninger.

Rørtransport

Å transportere flytende ammoniakk i rørledningen har flere fordeler. Rørene er billige å konstruere sammenlignet med rørledninger for hydrogen, og isolasjonsbehovet vil være mindre [15]. Dette bidrar til at rørledningene blir billigere å drifte, med forutsetning om stor nok etterspørsel. Tilstrekkelig etterspørsel er nødvendig grunnet høye kostnader for rekonvertering til hydrogen ved mottak. Opereres rørene ved lav kapasitet vil kostnadene for transport og konvertering bli høyere enn fortjenesten av det transporterte volum. Den lavere kostnaden skyldes lavt operasjonstrykk, og mindre behov for elektrisk kraft til eventuelle kompressorer. Rørledningene blir i mindre grad utsatt for hydrogensprøhet, og har lavere behov for inspeksjon og vedlikehold.

Dersom rørledningene kan føres til eksisterende LNG-terminaler, konvertert til NH_3 -terminaler, kan investeringskostnadene reduseres med 10-20%, satt opp mot investeringene som kreves for å bygge nye terminaler [87, s. 8,9], [91]. En terminal er et bunkringsanlegg hvor man kan motta, oppbevare og distribuere kjemikalet. Ammoniakk kan lagres trygt på mottaksanlegg ved 1 MPa og romtemperatur, takket være sine sikkerhetsmessige egenskaper. Dette resulterer i lavere energiforbruk sammenlignet med hydrogen som må holdes under ekstremt lave temperaturer og høyt trykk. Dette er en viktig fordel ved bruk av ammoniakk.

Ammoniakk fraktes gjennom rørledninger med et trykk på maksimum 5 MPa. Inntakstrykket er på minimum 1 MPa, samme som i enkelte lagringsanlegg, og er satt for å sikre at væsken holder seg over damptrykket på 0,89 MPa [92]. Er trykket for lavt, vil det dannes gass og overtrykk grunnet kavitasjon.

Dette øker faren for lekkasje, spesielt i områder med sprekkdannelser. Gassen er lettantennelig og kan medføre brann og eksplosjoner ved visse konsentrasjoner i luft. Brennbarhetsområdet ligger på 15-28 vol% NH_3 . Det er derfor viktig å ta forholdsregler for å minimere risikoen for lekkasjer. En slik regel inkluderer å sørge for at legeringene brukt i rørledningene er rustbestandige mot ammoniakk, da NH_3 er korrosivt. Ved periodiske kontroller vil en lekkasje forhindres ved å eksempelvis ta røntgen for å avdekke nøyaktige groper i rørene.

Sikkerhet

Sikkerhet er en avgjørende faktor ved gasstransport i rørledninger. Ammoniakk er brennbar og kan danne eksplosiv blanding med luft ved eventuelle lekkasjer [93]. Det er derfor nødvendig med omfattende sikkerhetstiltak inkludert lekkasjedeteksjonssystemer, nødstopmekanismer og brannbeskyttelsesutstyr. Videre må rørledningssystemet være designet for å tåle eksterne påkjenninger, som jordskjelv og mekanisk belastning, for å sikre pålitelig og trygg drift. Oppstår en lekkasje, vil man ikke se gassen ettersom ammoniakk er usynlig. Gassen har imidlertid en karakteristisk sterk lukt. Ved et blandingsforhold på mellom 16-25 vol% i luft er ammoniakk eksplosivt [82, s. 6]. Gassen er giftig, etsende, og svært skadelig for både hud og lunger [94, s. 1]. Bli utslippene store nok kan det medføre surt nedbør eller overgjødning av vann, som bidrar til overvekst av alger og oksygenmangel i vannet [95], [96].

Fremtidens bruk

Fremtiden for ammoniakk som hydrogenbærer ser imidlertid lovende ut. Produksjon av grønn ammoniakk fra fornybar energi kan være en lovende vei å gå, selv om det er ekstra kostnader knyttet til teknologien. Haber-Bosch-syntesen må gjennomføres kontinuerlig for å unngå skade på komponenter som katalysatoren. Dette krever enten en hydrogenbuffer eller et energilagringssystem [89].

Samlet sett har ammoniakk en rekke fordeler som energibærer sammenlignet med hydrogen. Dets egenskaper som fraktmiddel, allerede etablerte produksjonsmetoder og bruksområder, samt muligheten for grønn produksjon gjør det til en attraktiv løsning for fremtidig energiøkonomi [97]. Skal ammoniakk spaltes tilbake til hydrogen kreves en cracking-prosess med høyt energiforbruk, som også kan produsere drivhusgasser. Samlet sett ser derfor fremtiden til ammoniakktansport gjennom rørledninger vanskelig ut, spesielt siden det finnes andre metoder som vil være mer effektive.

3.5 Flytende organiske hydrogenbærere

Flytende organiske hydrogenbærere (FOHB) er en lovende løsning med sine fordeler i høy hydrogenkapasitet og lave energitap [98]. Bæreren finnes som ulike kjemiske forbindelser, og er en form for olje som absorberer hydrogen gjennom kjemiske reaksjoner [99]. Ved lagring er det omgivelsestrykk og -temperatur, og FOHB er kompatibelt med infrastruktur for eksisterende drivstoff. Videre gjør den flytende tilstanden til FOHB at det er en minimal risiko for hydrogentap eller nedbrytning over lengre perioder. Dette presenterer hvor levedyktig teknologien er, spesielt for langdistansetransport. Hydrogenet må imidlertid frigjøres ved hjelp av energitilførsel, noe som reduserer virkningsgraden.

Med flere former av FOHB er det kritisk å velge riktig molekyl for å oppnå maksimal effekt. Substansen må være flytende gjennom hele syklusen, både hydrogenert og dehydrogenert. Er det i fast form, vil det ikke kunne pumpes gjennom rør, eller fra tank, og det vil oppstå ufullstendig lossing.

Tilføring og fjerning av hydrogen

Ved hydrogenering trykkes FOHB til 10-50 bar, og hydrogenet kan leveres direkte fra elektrolyser eller fra lagringsbeholder [99]. I modulen for hydrogenering finnes lag av porøse katalysatorer av edelmetall og dosert mengde FOHB. Reaksjonen er eksoterm, og varmen kan brukes videre i uavhengig prosess. På enkelte anlegg, hvor hydrogenet skal brukes på samme lokasjon ved senere anledning, nyttes varmen i dehydrogeneringsprosessen. Avslutningsvis pumpes det på lagringstank.

Dehydrogeneringen gjøres ved 250-300°C og er en endoterm reaksjon [66]. Varmen tilføres fra en ekstern varmekilde, som gir et høyt energibehov. I modulen for dehydrogenering oppstår reaksjonen

sammen med en katalysator som bryter båndene mellom energibæreren og hydrogenet. Hydrogenet frigjøres som gass og kan utnyttes direkte i brenselcelle. Det utladede FOHB lagres i tank til det fraktes tilbake.

Hydrogenering og dehydrogenering kan imidlertid ikke alltid fullføres med 100% utnyttelse av hydrogen [66]. I tillegg til kostnad rundt disse prosessene, kan bruk av enkelte FOHB gjøre det nødvendig med flere steg for å gjøre hydrogenet rent.

Energinnhold og -tap

FOHB lagres flytende under omgivelsestrykk og temperatur [99]. For FOHB er det minimal risiko for hydrogentap og nedbryting over lengre perioder. Det gjør det mulig med bruk av eksisterende infrastruktur som lasteskip og lastebil, men også rørledninger bygd for råolje. Tilstanden gjør at det kreves lite energi for lagring, og gir lite tap av hydrogen gjennom gassdannelse. Selv over lengre tidsperioder. Materialet gjenvinnes ved dehydrogeneringen, og har lang levetid. Selv om det vil være noe materialtap gjennom eksterne reaksjoner, vil det være en kostnadsbesparelse at råstoffet ikke må investeres i for hver hydrogenleveranse. Det har en hydrogenkapasitet på 6,5 wt%, og energitetthet på 1,7 kWh/l. Én kubikk [m³] FOHB tillater lagring av 57 kg hydrogen [66].

Sikkerhet

FOHB lagres flytende ved omgivelsestilstand, noe som minimerer mengden fri hydrogengass som finnes i eventuelle lagringssystemer [99]. Dette letter sikker håndtering av hydrogen fordi brann- og eksplosjonsfaren hydrogenet medfører svinner hen. Det finnes flere typer FOHB, med ulike egenskaper. Benzen og toluen er særdeles hydrogenrike, men samtidig giftige. Der er direkte bruk uten dehydrogenering praktisk umulig grunnet giftigheten.

Fremtidig bruk

Utfordringene rundt bruk av FOHB, omhandler spesielt logistikk og frigjøring av hydrogen [99]. Ved benyttelse av FOHB i rørledninger må den dehydrogenerte oljen fraktes tilbake til eksportør for å kunne absorbere hydrogen igjen. Dette vil være både tidkrevende og logistisk innviklet. Det vil imidlertid være mulig å bryte ned oljen for nytt bruk ved mottak, og levere ny olje til hydrogeneringsanlegget. Dette gjøres noen steder, men det er for ressurskrevende for rørledningstransport som skal opprettholde konstant høy leveranse [99]. Samtidig er både opplading og utlading av hydrogen fra FOHB energikrevende. Dette energibehovet må reduseres for å øke virkningsgraden for bruk av FOHB. Bedre metoder for å rense hydrogenet bør også fremdrives for å forbedre kostnadseffektiviteten. Selv om FOHB har mange fordeler knyttet til sikkerhet og energilagring, er det fortsatt for mange utfordringer til at hydrogenbæreren kan fraktes i rørledninger.

3.6 Hydrogen og hytan

Hydrogen kan fraktes i gassform gjennom rørledninger [100]. Dette kan gjøres enten som rent hydrogen eller i blanding med naturgass, også kalt hytan. Gjennomførbarheten av hydrogentransport gjennom rørledninger må bedømmes basert på kostnader, transportvolum, avstand, energibehov og miljøpåvirkning. Viktigst er spørsmålet om hydrogentransporten er effektiv nok til å dekke energibehovet på samme måte som naturgass, og om det vil kunne redusere utslipp av klimagasser effektivt nok. Hytan og hydrogengass har ulike egenskaper og vil derfor ha ulike bruksområder. De ulike egenskapene vil ha påvirkning på utslippsreduksjon, som nødvendigvis vil kreve investering i infrastruktur. Hydrogen har høyt potensiale for å redusere utslipp, men bringer med seg utfordringer. I dette kapitlet sammenlignes egenskapene til hydrogen med egenskapene til hytan. Deres egnethet til energifrakt og utslippsreduksjon undersøkes også.

Bruk av eksisterende rør eller bygge nye?

Som tidligere nevnt er kostnader en viktig faktor for utvikling av et hydrogen-rørledningsprosjekt i Europa. Bruk av allerede eksisterende rørledningsnettverk kan redusere kostnader av et hydrogenprosjekt betydelig, men byr samtidig på flere utfordringer [101, s. 12], [102, s. 4]. For eksempel

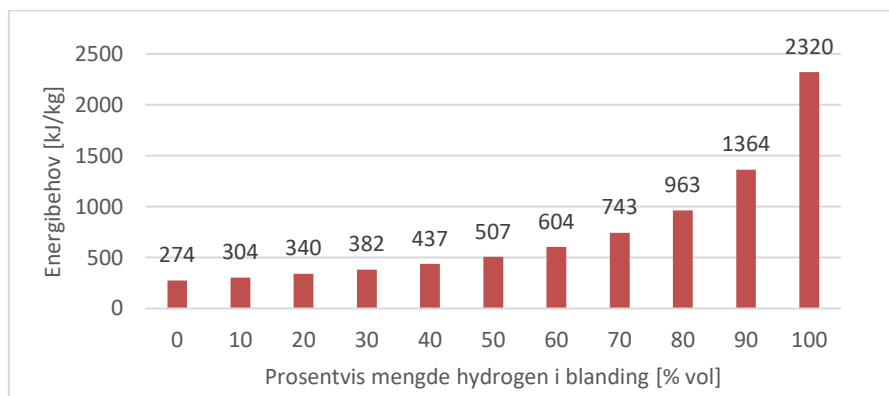
blir mengden hydrogen som kan transporteres, og prosentmengden hydrogen man kan brukes i hytan, redusert. De allerede eksisterende rørledningene består av materiale som ikke egner seg for høy konsentrasjon av hydrogen, og er derfor utsatt for hydrogensprøhet, spesielt ved høyt trykk. Det er derfor flere spørsmål knyttet til sikkerhet og teknisk utførelse av en slik prosess.

På grunn av hydrogenet sin lave volumetriske energitetthet, er det krevende å transportere like store mengder energi som gjøres med naturgass (NG). Det kreves blant annet mye større mengder energi å komprimere hydrogen enn å komprimere NG. Dette gjør at hydrogentransport er mer utfordrende enn naturgasstransporten som foregår i dag. En mulig løsning på dette problemet kan være å blande hydrogen sammen med NG. En slik blanding gjør det mulig å benytte seg av allerede eksisterende rørledninger uten de store utfordringene hydrogen bringer med seg [102, s. 13].

Hytan

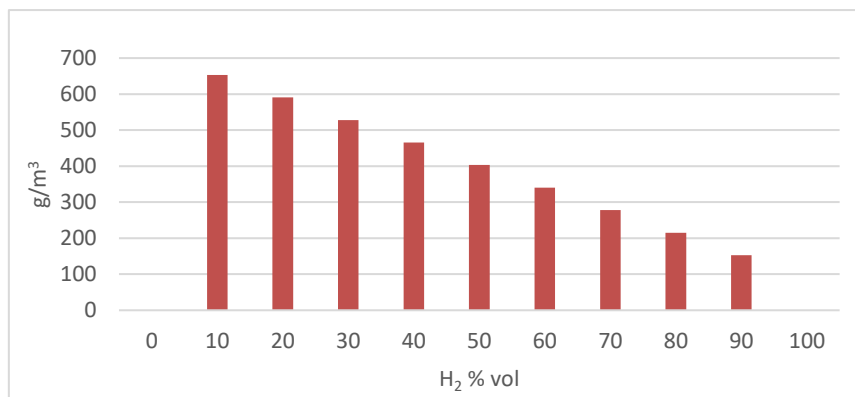
Innblanding av hydrogen i naturgass har stor innvirkning på egenskapene til fluidet. Hydrogenkonsentrasjonen påvirker viskositeten, endrer energiinnhold og reduserer massetetthet [78, s. 11]. I artikkelen «Evaluation of hydrogen concentration effect on the natural gas properties and flow performance» ble det gjort undersøkelser på hydrogen-metan blandinger med opptil 10% hydrogen [78, s. 4]. Dette førte til ett interessant funn, hydrogen-konsentrasjoner på opp til 2% gjorde at viskositeten til fluidet ble høyere, men så snart konsentrasjonen gikk over 2% ble viskositeten lavere. Høy viskositet fører til større friksjon mellom fluidet og veggene i rørledningene, som igjen fører til trykktap og at transporten blir mer krevende. Det er ønskelig med lav viskositet på fluider i rørledninger for å minimere trykktap. [101, s. 24]. Med redusert trykk øker volumet på gassen, og dermed stiger også transporthastigheten [103], [104].

Desto mer hydrogen en hytan-blanding inneholder, desto høyere trykk kreves for å vedlikeholde transporthastighet som ikke er skadelig, vist i Figur 3 [101, s. 24]. Å ha kontroll på trykket i rørledningen er viktig for å ha kontroll på transporthastigheten. For høy hastighet medfører økt risiko for korrosjon og dermed skade på rørledninger.

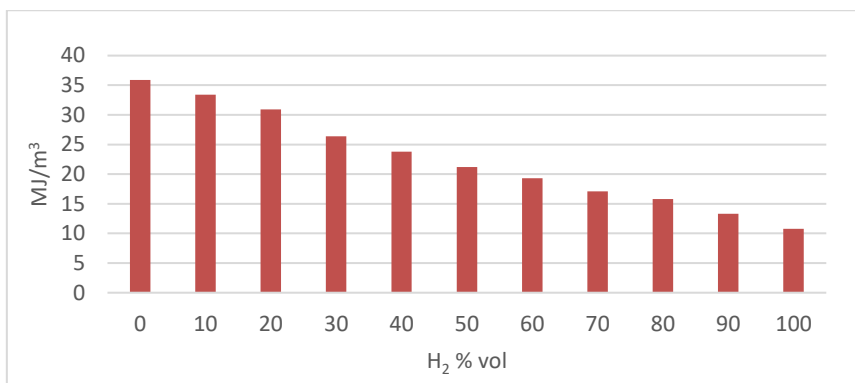


Figur 3: Energimengden som kreves for å komprimere 1 kg hydrogen-metan [105].

Rørledningene må tåle langtidseksposering for hydrogen under høyt trykk, og de må være motstandsdyktige mot hydrogendiffusjon og korrosjon. Korrosjonshastigheten for hydrogen-gass i rørledninger er ikke helt fastsatt og vil variere basert på trykk, temperatur og hvor ren gassen er. Dette er noen av de viktigste årsakene til at produksjon av nye hydrogenrørledninger er svært teknisk krevende.



Figur 4: Massetetthet i hytan for hydrogen [105].



Figur 5: Energitetthet i hytan for ulike prosentmengde hydrogen. Tallverdier og inspirasjon til Figur 1, 2 og 3 er hentet fra [105].

Fra Figur 4 og Figur 5 over ser man at energitettheten til en hytan-blanding reduseres kraftig med økt prosentmengde hydrogen. Energimengden per volum hydrogen er 3,5 ganger lavere enn energimengden per volum metan. Dette er selvfølgelig problematisk dersom man ønsker å oppnå like effektiv energitransport som man oppnår med dagens frakt av naturgass.

Kinematisk viskositet

Den kinematiske viskositeten til hytan er mye lavere enn den til metan [105, s. 5]. Kinematisk viskositet er forholdet mellom viskositeten og tettheten [kg/m^3] til et fluid. Potensielt trykktap i rørledninger er derfor mye større for hytan. For å løse dette problemet må man enten øke trykket betraktelig, eller redusere avstanden mellom kompressorer langs rørledningene. Over lange distanser er dette et større problem, men dersom hydrogenet kun skal transporteres over korte avstander vil ikke trykktapet være like stort, og behovet for tilført trykk vil kunne falle bort. Med et ønske om rørledningstransport fra Norge til Tyskland derimot, en strekning på rundt 620 km må det sørges for at inntakstrykket er tilstrekkelig for å sikre jevn og økonomisk bærekraftig energiforsyning [106]. Ulike mottaksanlegg har ulike mottakstrykk, og dette har betydelig effekt på økonomi [41, s. 17]. Utfordringen er at trykket må være tilpasset slik at man unngår korrosjon, samtidig som det må være høyt nok til å minimere trykktap. I Tyskland eksisterer det allerede mottaksterminaler som kan benyttes ved hydrogenimport [41]. Disse terminalene krever imidlertid modifikasjoner, men dette vil sannsynligvis ikke påvirke de totale kostnadene nevneverdig.

CO₂-reduksjon for hytan

Qadrdan, Abeysekera, et al. (2015) undersøkte reduksjonspotensialet for CO₂-utslipp ved frakt av hydrogen-blandinger, og fant ut at det maksimale reduksjonspotensialet ved ubegrenset hydrogeninnblanding lå på 2% [101, s. 44]. Dette er alt for lavt dersom intensjonen bak hydrogenfrakt er å minimere utslipp. I artikkelen kommer det imidlertid ikke tydelig frem om det er tatt hensyn til dagens metoder for hydrogenproduksjon, eller om hydrogenet blir produsert ved hjelp av grønne energikilder. Det er derfor nærliggende å anta at dersom 100% av hydrogenet ble produsert grønt, ville reduksjonen

vært større. Likevel kan man anta at reduksjonspotensialet ikke vil være tilstrekkelig da naturgassen vil stå for betydelig utslipp.

Separasjon

Et annet aspekt som må vurderes ved hydrogen-metan-blandinger er energien som kreves, og kostnadene knyttet til, separasjon av hydrogen fra metan etter transport. Separasjonen kan foregå på mange ulike måter avhengig av bruksområde og mottaker [101, s. 39], [107, s. 2]. Metoden som benyttes vil ikke ha vesentlig påvirkning på kostnader, da det er relativt liten forskjell på driftskostnadene for de ulike metodene. I gassblandinger brukes ofte Pressure Swing Adsorption (PSA). Denne metoden fungerer ved at gassen som skal transporteres sendes gjennom et trykk-satt kammer fylt med adsorberende materiale. I dette kammeret blir de uønskede partiklene adsorbent, og dermed separert fra hydrogengassen. Slik kan også hydrogen renses for urenheter før transport for å forhindre korrosjon i rørledninger. For kostnader knyttet til hydrogen-metan-separasjon er den mest avgjørende faktoren hydrogenkonsentrasjon i blandingen. Ved lave konsentrasjoner (1% - 10%) er ikke separasjon av hytan økonomisk bærekraftig. Lav konsentrasjon gjør det vanskeligere å utvinne hydrogen fra blandingen, det betyr at separasjonssyklusen må kjøres flere ganger, noe som vil øke energi- og kapitalkostnadene, og redusere virkningsgraden. Lav hydrogenkonsentrasjon i hytan er derfor lite meningsfylt, spesielt dersom man ikke utvinner alt hydrogenet. Totalt sett vil derfor ikke rørledningstransport av hydrogenblandinger med lav hydrogenkonsentrasjon være gunstig verken økonomisk eller energimessig.

Hydrogengass

Frakt av komprimert hydrogengass gjennom rørledninger kan være en effektiv løsning for å transportere energi, med høy virkningsgrad og stort potensiale for å redusere CO₂ utslipp. Eksisterende rørledninger vurderes for denne transporten, men her er det utfordringer knyttet til hydrogendiffusjon og hydrogensprøhet, fordi disse rørene er designet for naturgass.

I artikkelen “Large-scale long-distance land-based hydrogen transportation systems: A comparative techno-economic and greenhouse gas emission assessment” ble det gjennomført en tekno-økonomisk analyse av ulike fraktemetoder for hydrogen. [92, s. 24]. De undersøkte blant annet transport av hytan, FOHB, ammoniakk og rent hydrogen gjennom rørledninger på 1000 km og 3000 km. I analysen ble det funnet at CGH₂ og hytan var de billigste metodene for hydrogentransport, dersom man antok at hydrogenet fra hytan ble fremstilt ved lavt trykk. Dersom hydrogenet ble utvunnet ved høyt trykk var CGH₂ det desidert billigste alternativet. Dette skyldes kostnadene som kreves for å operere kompressorer. Utvinning krever at trykket fra rørledningen reduseres. Etter at hydrogenet er utvunnet må naturgassen komprimeres igjen, denne prosessen krever energi.

I artikkelen fant de også at CGH₂ var det beste alternativet for å redusere GHG-utslipp. Det meste av utslippet ville komme fra produksjon av elektrisitet som kreves for å drive kompressorer, samt utslipp som vil oppstå i sammenheng med konstruksjonen av rørledningen [92, s. 14]. I teorien kan også elektrisiteten som forsynes til kompressorene erstattes med elektrisitet fra grønne energikilder, dette vil naturligvis redusere GHG-utslippene ytterligere. Det er imidlertid viktig å presisere at analysene i artikkelen baserer seg på landbasert rørledningstransport, og at resultatene derfor ikke vil være identiske for rørledningstransport under vann. Å legge rørledninger offshore vil ha innvirkning på konstruksjonskostander, trykk og temperatur. Likevel kan man anta at mange av prinsippene være de samme. Resultatene gir en pekepinn på effektiviteten til transport av 100% hydrogengass.

Distanse

Distanse er en viktig faktor for hydrogentransport, rørledningene som skal frakte hydrogenet vil bli påvirket av temperatur og trykk. Distansen bestemmer hvor stor effekt temperaturen vil ha på hydrogenet [19, s. 3]. Dessuten må det tas høyde for temperaturskifte, som avhenger av lokasjon og årstid. I artikkelen “Comprehensive analysis of hydrogen compression and pipeline transportation from thermodynamics and safety aspects” ble det gjennomført teoretiske undersøkelser av hydrogenrørledninger [108]. Gjennom disse undersøkelsene ble det funnet at den maksimale gjennomførbare transportdistansen kunne reduseres dersom transporten foregikk ved ugunstige temperaturer [108, s. 6]. Dette betyr at energimengden som kan transporteres påvirkes av temperatur, siden temperaturoverføring kan redusere eller øke tettheten til hydrogenet.

I Gassco sin rapport «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study» undersøkes to løsninger for hydrogentransport fra Norge til Tyskland. Den ene løsningen går ut på å benytte seg av eksisterende rørledninger, og den andre går ut på å konstruere nye [41]. Ingen av løsningene krever, ifølge denne rapporten og etter samtaler med studieleder Rune Baustad, at man installerer kompressorer underveis på strekningen. Trykktapet og eventuelle temperaturendringer tas høyde for før hydrogenet transporteres gjennom rørledningen. I en eventuell hydrogenrørledning mellom Norge og Tyskland, som vil befinne seg under vann, vil ikke temperatursvingninger være like uforutsigbare som på land [109]. Det vil derfor være noe enklere å ta høyde for trykktapet. Over større distanser derimot vil det oppstå større trykktap. Høye tap vil gjøre det nødvendig å installere kompressorstasjoner for å minimere trykktap, noe som vil øke nødvendige investeringskostnader.

Rørledninger

Som tidligere nevnt er hydrogen svært energirikt og eksplosivt, det bringer derfor med seg sikkerhetsutfordringer. lekkasje- og eksplosjonsforebygging er svært viktig for utvikling av hydrogeninfrastruktur. Skadde eller defekte områder på rørledninger er mest utsatt for hydrogensprøhet og diffusjon [110]. Hydrogen har lett for å samle seg opp på skadesteder, som for eksempel i bulker. Dette er en av grunnene til at man ønsker grundige undersøkelser av rørledninger. Hydrogen har høy gjennomtrengingsevne på grunn av liten atomradius [111]. Under høyt trykk, som er nødvendig for å oppnå tilstrekkelig energitransport, vil denne evnen øke. Som tidligere nevnt er dette en av de store utfordringene med håndtering av hydrogen. Hydrogen er også en veldig potent klimagass, med et globalt oppvarmingspotensial (GWP) på 11 ± 5 [112]. Dette betyr at hydrogen har 11 ganger sterkere drivhuseffekt enn CO₂ [112]. Det er derfor flere viktige årsaker til at lekkasjeforebygging må være grundig gjennomført. Dette medfører tekniske utfordringer og økte kostnader tilknyttet konstruksjon av nye rørledninger.

Også i hytan byr hydrogenegenskapene på utfordringer. I denne blandingen øker både diffusjonsevnen og eksplosjonsfaren proporsjonalt med prosentmengden hydrogen [105, s. 5]. Den nedre brannfarlige grensen (LFL) blir lavere og den øvre brannfarlige grensen (HFL) blir høyere. Jo større dette brannfarlige området er, desto større er eksplosjonsfaren. Ifølge studier undersøkt i «Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature» er det lav risiko forbundet med hytan med hydrogenkonsentrasjoner på under 5%-15% [113]. Ved så lave konsentrasjoner vil imidlertid mengden hydrogen som transporteres være lav, og hensikten med transporten svinner hen.

Trykk, diameter og ruhet på materialet i rørledningen vil være med på å bestemme effektiviteten av transport av hydrogengass. Økt trykk har positiv effekt på effektivitet, men vil samtidig ha større påvirkning på materiale som rørledningen består av. Materialvalg og materialtilpasning er svært viktige faktorer for effektivitet. Blant annet vil diameter og ruhet påvirke effektivitet. Ruhet på veggene kan være med på å redusere eller øke friksjon og trykktap i en rørledning [114, s. 20]. Stor diameter på rørledningen er gunstig for effektivitet, men vil i hovedsak bestemmes av mengden energi som skal fraktes og avstand.

Det er mange faktorer som må tas hensyn til når infrastruktur for hydrogentransport skal utvikles. Det pågår fremdeles forskning på dette området slik at man skal oppnå gunstig transport med tanke på både kostnader, sikkerhet og bærekraft. Når det gjelder transport i rørledninger er det komprimert hydrogengass som har vist seg å være det meste gunstige alternativet.

3.7 Tekno-økonomisk analyse

I denne delen av oppgaven er det utført en tekno-økonomisk analyse av hydrogentransport gjennom rørledninger fra Norge til Tyskland. Kostnader, utslippsreduksjon og Levelized Cost of Energy (LCOE) som følge av hydrogenleveranse med kapasitet på 10 GW, 14 GW og 18 GW skal analyseres. Kostnader knyttet til infrastruktur og drift av rørledninger er en viktig del av den økonomiske analysen. Se Vedlegg 1 for beregninger gjort i den tekno-økonomiske analysen.

Energimengde

Energimengdene på 10 GW, 14 GW og 18 GW er valgt for å undersøke ulike scenarier for hydrogentransport. Gassco har ansvar for norsk gasstransport til Europa. I rapporten deres «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study» presenteres en transportkapasitet på 4 Mtpa hydrogen per år til Tyskland [41, s. 11]. Dette vil tilsvare energi på 14-18 GW per år. For å kunne levere denne mengden energi tas det i rapporten høyde for en økning av hydrogenproduksjon på 30%, utover produksjonen som vil foregå på Nyhamna, Kollsnes og Kårstø. Energikapasiteten på 4 Mtpa er ikke bekreftet av DNV, men er benyttet som et anslag på energileveransen. I samtaler med eksterne veileder ble det besluttet at 10 GW er et godt utgangspunkt for energitransport. Dessuten publiserte Equinor i november 2023 deres ambisjoner innen hydrogenproduksjon, blant disse en plan om et hydrogenkraftverk med kapasitet på 10 GW i 2038 [14]. Det ble derfor naturlig å bruke 10, 14 og 18 GW som alternativer. Slik kunne effekten av ulike mengder energi også undersøkes, for å få et bredere bilde av hydrogen sitt potensiale.

Transportstrekning

Gjennom analyse av litteratur, og samtaler med eksperter og eksterne veiledere ble det besluttet at frakt av hydrogen på gassform er mest effektivt. I forlengelse av dette ble det valgt å utføre en teknoøkonomisk analyse av hydrogengasseksport gjennom rørledning fra Mongstad til Wilhelmshaven. Lengden på en rørledning over denne strekningen er beregnet til å være 845 km lang. Mongstad er ett av de største produksjonsstedene for fremtidig hydrogenproduksjon i Norge, og blir også brukt som produksjonssted i rapporten fra Gassco [41, s. 19]. I tillegg er det allerede er sett på muligheter for å eksportere hydrogen fra Mongstad og importere til Wilhelmshaven. For at scenarioet skulle være så realistisk som mulig, ble det naturlig å benytte seg av lokasjoner og strekninger som sannsynligvis vil være sentrale for hydrogenproduksjon og hydrogentransport i fremtiden.

3.7.1 Hydrogenproduksjon i Norge

Norge som en ledende nasjon innen gass- og oljeproduksjon har opparbeidet omfattende kunnskap og infrastruktur som nå er verdifull i utforskningen av hydrogen som en bærekraftig energibærer [115]. I dette kapitlet kartlegges eksisterende og planlagte prosjekter innen hydrogenproduksjon, dette gir innsikt i hvordan Norge posisjoneres i utviklingen av grønt og blått hydrogen. Videre utforskes de økonomiske aspektene ved hydrogenproduksjon i Norge, spesielt hvordan produksjonskostnadene har endret seg, og hva som estimeres for fremtiden.

I april 2022 utlyste Enova, et norsk statsforetak under Olje- og energidepartementet, en konkurranse om investeringsstøtte til hydrogenprosjekter [116], [117]. I prosjektene skal det produseres ammoniakk, eller komprimert grønt hydrogen ved elektrolyse av vann til bruk som drivstoff i maritim sektor, med planlagt oppstart i 2025 [117]. Hensikten med utlysningen er å sikre at hydrogen vil være tilgjengelig på markedet til en overkommelig pris. Enova innvilget støtte til totalt fem prosjekter, som alle har en installert elektrolysekapasitet på 15-20 MW, noe som tilsvarer rundt 30 000 tonn hydrogen i årlig produksjon. Gjennomsnittsdata fra prosjektsøknadene ble brukt til å utarbeide en base-case for hvor mye det koster å produsere hydrogen i Norge, basert på «Levelized Cost of Hydrogen» metoden, vist i Formel (5). Fra base-caset havnet kostnaden for grønn hydrogenproduksjon før skatt, i overkant av 60 NOK/kg GH₂. Dette står som et priseksempel for hydrogenproduksjon fra kraft fra fornybare kilder. Faktorer som skala og teknologisk utvikling vil påvirke produksjonskostnad.

I tillegg til initiativer innen produksjon av grønt hydrogen, investerer Norge også i lavutslippshydrogen, kjent som blått hydrogen. Energiselskapet Equinor ser på muligheter for produksjon av hydrogen fra naturgass med karbonfangst og -lagring (CCS). Equinor arbeider for å redusere kostnadene for hele forsyningskjeden, fra produksjon til transport og lagring av CO₂, for å gjøre blått hydrogen konkurransedyktig på det globale markedet. Gassco har nylig gjennomført en kartlegging av større anlegg for hydrogenproduksjon i Norge som kan være aktuelle for eksport til Tyskland, presentert i rapporten «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study» [41]. Blant disse er Equinors Clean Hydrogen to Europe (CHE) og Aukra Hydrogen Hub (AHH), et samarbeidsprosjekt mellom Shell, CapeOmega og Aker Horizons. Disse prosjektene er fortsatt i innledende fase og retter seg mot produksjon av lavkarbonhydrogen med bruk av CCS-teknologi, med oppstart i 2030. Ved å ta hensyn til nåværende energipriser og teknisk modenhet kan kostnaden for å produsere blått hydrogen

(LCOH) estimeres til å ligge mellom 70 og 110 EUR/MWh. Dette tilsvarer mellom 27 og 43 NOK/kg, uten å ta med kostnadene for transport, presentert i Tabell 3. Til sammenligning ligger prisen for naturgass på rundt 25 EUR/MWh.

3.7.2 Kostnadsestimering for hydrogenproduksjon

Basert på nåværende prisnivåer og utvikling, ser hydrogen ut til å være i et skifte mot mer konkurransedyktige nivåer sammenlignet med tradisjonelle fossile brensler [118]. Prisen for grønt hydrogen ligger per 1. mai 2024 på rundt 217 EUR/MWh, ifølge Hydrix-indeksen. Hydrix-indeksen er en markedsbasert hydrogenindeks som inkluderer priser fra både leverandører og forbrukere [119]. Analyser presentert av Statnett og NVE indikerer et betydelig prisfall i årene som kommer, drevet av teknologiske fremskritt og økt virkningsgrad i elektrolyseprosessen.

Statnett forventer at marginalkostnadene for hydrogenkraftverk i Europa kan falle fra rundt 150 EUR/MWh i 2035 til omtrent 60 EUR/MWh innen 2050 [120]. Marginalkostnader brukes om kostnadene knyttet til produksjon av en ekstra enhet, i dette tilfellet en ekstra MWh [121]. Dette er forventede prisnivåer for kraftverk som bruker hydrogen [118]. Det vil si at prisene Statnett oppgir er betydelig lavere enn dagens priser i Hydrix-indeksen, der prisen oppgis for primærenergien, før den blir brukt i et kraftverk. Dette betyr at Statnett forventer at dagens hydrogenpris på 217 EUR/MWh primærenergi, tilsvarende en kraftproduksjonspris på 362 EUR/MWh, skal falle til en kraftproduksjonspris på 150 EUR/MWh innen 2035. Dette understreker en økende tro på at hydrogen vil være en økonomisk bærekraftig del av energimiksen. Med tilstrekkelige investeringer og støttende politikk, kan hydrogen ha stor betydning i å redusere avhengigheten av fossile brensler, og bidra til en bærekraftig og fleksibel energiforsyning.

På global basis er blått hydrogen fortsatt den mest konkurransedyktige, med en LCOH 59% lavere enn grønn hydrogen for prosjekter finansiert i 2023, ifølge en rapport fra BloombergNEF [122]. Likevel ser det ut til at grønt hydrogen begynner å innhente blått hydrogen når det gjelder kostnadmessig konkurransedyktighet. Grønt hydrogen estimeres å være billigere enn blått innen 2028 ved bruk av kinesiske alkaliske elektrolysører og innen 2033 ved bruk av vestlige alkaliske elektrolysører. Rapporten viser i tillegg at LCOH for grønt hydrogen produsert i nye anlegg vil være lavere enn marginalkostnadene for grått hydrogen i eksisterende anlegg innen 2050. DNV venter at grønt hydrogen vil oppnå en lignende markedsandel som blått hydrogen innen 2050 [123]. Dette skjer som et resultat av at variabel fornybar energi, som sol og vindkraft, blir mer utbredt i energisystemet, kombinert med en ventet reduksjon i kostnader for elektrolysører.

3.7.3 Energikostnader

For å beregne de utjevnedede kostnadene (LCOE) for hydrogentransport i rørledninger, er det benyttet kostnader, levetid og diskonteringsrente fra Gassco sin rapport «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study» [41]. Investeringskostnaden til rørledningen ble benyttet for å finne prisen per km [EUR/km]. Dette ble brukt for å beregne investeringskostnadene som kreves for å konstruere rørledningen fra Mongstad til Wilhelmshaven i Tyskland. I denne kostnaden skal eventuelle investeringskostnader knyttet til mottaksanlegg, transport og produksjonskostnader inkluderes.

På grunn av velutviklet teknologi på mottaksterminalen for naturgass i Wilhelmshaven, kreves bare små modifikasjoner for å kunne drifte denne som terminal for hydrogengass [41]. I rapporten fra Gassco blir nødvendig modifisering beskrevet som minimal, det er derfor valgt å neglisjere kostnadene knyttet til en slik modifisering videre i beregningene. Produksjonskostnader derimot, er per i dag veldig høye, og vil utgjøre den største delen av den totale energiprisen. Dessuten vil konstruksjon av nye hydrogenanlegg øke utgiftene som må til for storskala hydrogenproduksjon.

Kostnader for energitransport

Utjevnedede kostnader for energitransport, LCOET, er beregnet ved bruk av Formel (4). Beregningen inkluderer CAPEX for rørtransport av hydrogen fra Mongstad til Wilhelmshaven i Tyskland, fra Formel (1), samt OPEX og diskonteringsrente oppgitt i rapporten fra Gassco. LCOET er avhengig av transportkapasitet, og regnes ut ved å benytte 10 GW, 14 GW og 18 GW, med resultater vist under i Tabell 2.

Tabell 2: LCOET beregnet for ulike kapasitetsutnyttelse.

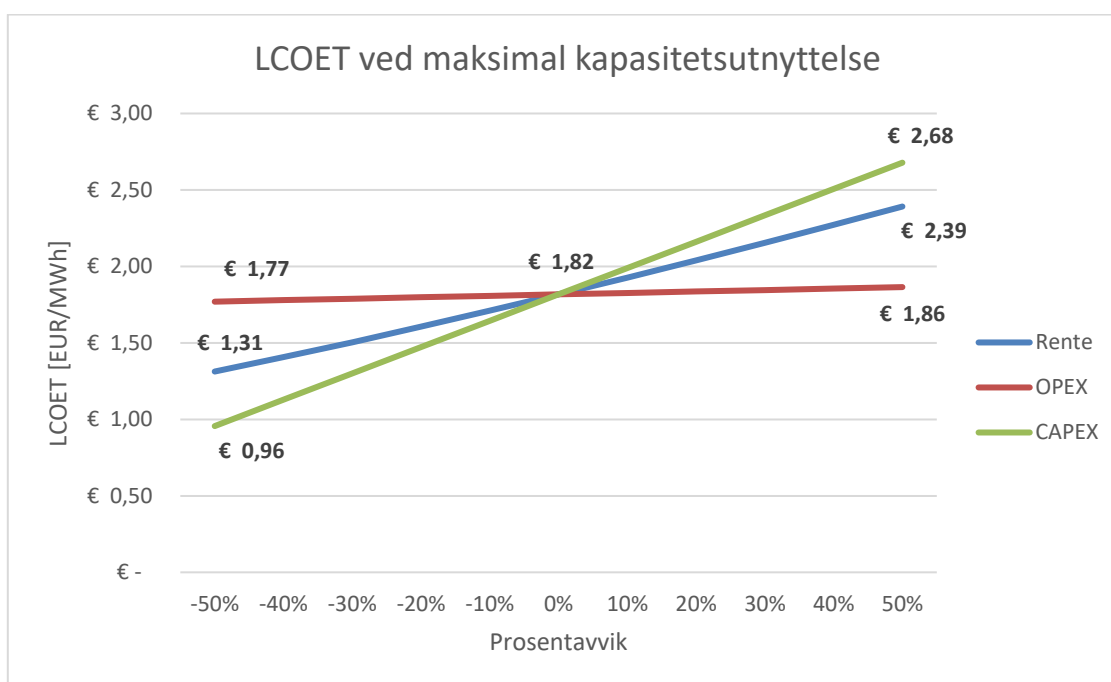
Kapasitetsutnyttelse	10 GW	14 GW	18 GW
LCOET [EUR/MWh]	3,27	2,34	1,82

Resultatene fra utregnet LCOET, vist i Tabell 2, viser en tydelig redusert kostnad per energienhet dersom kapasitetsutnyttelsen økes. Ved å øke kapasitetsutnyttelsen fra 10 GW til 18 GW, reduseres LCOET fra henholdsvis 3,27 EUR/MWh til 1,82 EUR/MWh, tilsvarende en reduksjon på 1,45 EUR/MWh. Dette viser en tydelig fordel ved maksimal utnyttelse av rørets kapasitet og understreker viktigheten av effektiv ressursbruk i energisektoren. Maksimal utnyttelse av rørledning medfører naturligvis at det transporteres maksimalt med hydrogen per kostnad for rørledningen. Effektivisering av kapasitetsutnyttelsen kan i tillegg til å forbedre økonomisk lønnsomhet også bidra til å tiltrekke seg flere investeringer i hydrogenprosjekter, noe som vil være nødvendig for bærekraftig vekst og utvikling i energisektoren [31].

3.7.4 Sensitivitetsanalyse

Sensitivitetsanalysen er utført for å identifisere hvilke kostnadskomponenter som vil ha størst innvirkning på LCOET. Dette inkluderer kapitalkostnader (CAPEX), drift- og vedlikeholdskostnader (OPEX), diskonteringsrenten, levetid for rørledningen, og brukstid.

Nullpunktet for sensitivitetsanalysen er LCOET ved maksimal kapasitetsutnyttelse på 18 GW gir en LCOET lik 1,82 EUR/MWh, vist i Tabell 2. For sensitivitetsanalysen er det valgt et prosentvis avvik for komponentene CAPEX, OPEX og diskonteringsrente fra 0% til ±50%, som vist i Figur 6.



Figur 6: LCOET med maksimal kapasitetsutnyttelse og prosentavvik i inngående komponenter som; diskonteringsrente, OPEX og CAPEX med ±50%

Kostnader for drift og vedlikehold

OPEX blir oppgitt med en usikkerhet på ±50% i Gassco sin rapport «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study». Dette avviket blir benyttet i denne casen også, og for enkelthets skyld blir det samme avviket benyttet for de andre variablene. Det er besluttet å løse det slik for å sette viktigheten av de ulike faktorene opp mot hverandre. Analysen viser at kostnadsvariabelen for OPEX har mindre innvirkning på LCOET enn de andre variablene. OPEX med avvik på -50% resulterer i LCOET på 1,77 EUR/MWh, og et avvik på +50% gir en LCOET på 1,86 EUR/MWh. Dette er en

differanse på omtrent 0,1 EUR/MWh. Den enkleste forklaringen på dette er at OPEX er mye lavere enn CAPEX. Derfor vil avvik for OPEX ha mindre innvirkning på den totale summen.

Investeringskostnad

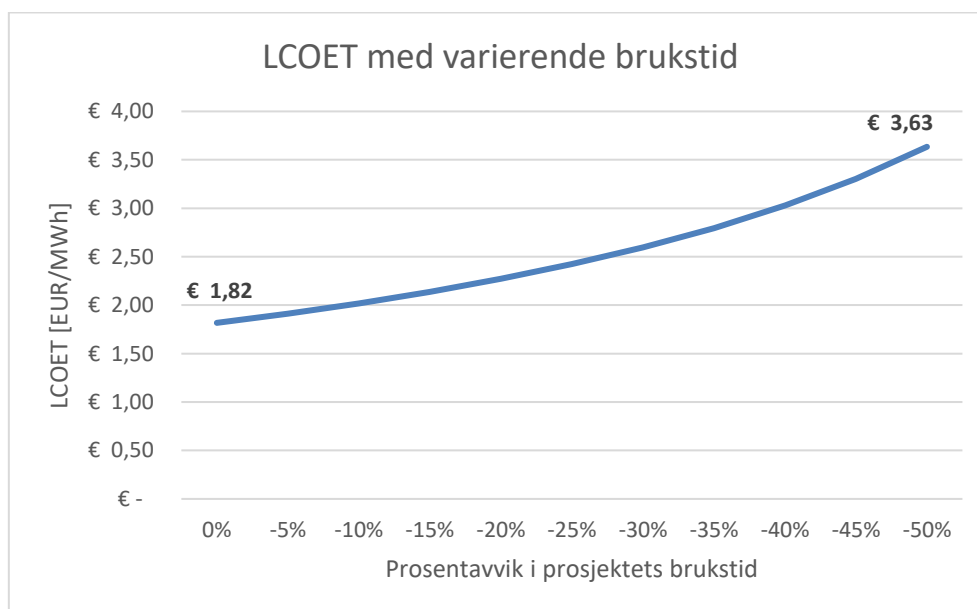
Analysen, presentert i Figur 6, indikerer at endring i CAPEX har det største potensiale til å påvirke LCOET. LCOET har et bunnpunkt på 0,96 EUR/MWh, her er CAPEX er minimal. Toppunktet ligger på 2,68 EUR/MWh, her er CAPEX maksimal. Dette er en differanse på omtrent 1,6 EUR/MWh, og kommer som følge av at kostnader knyttet til installering av rørledningen, altså CAPEX, utgjør hoveddelen av kostnadene for prosjektet. Store endringer i CAPEX vil utgjøre store endringer i totalsum. Et avvik på $\pm 50\%$ er imidlertid lite sannsynlig. Prognoser for denne summen vil beregnes nøye i og med at dette er den viktigste kostnaden for prosjektet. Sluttsummen vil nok ikke være så uforutsigbar siden prisen for materiale og konstruksjon sannsynligvis ikke opplever svingninger på $\pm 50\%$. Likevel er det valgt å inkludere et avvik på 50% for å understreke den viktige rollen til CAPEX i prosjektet. Dessuten vil det potensielle avviket for CAPEX variere fra prosjekt til prosjekt.

Diskonteringsrente

Etter CAPEX er det diskonteringsrenten som påvirker LCOET mest. Maksimalt og minimalt avvik for denne variabelen gir en differanse på 1,08 EUR/MWh. Diskonteringsrenten benyttes for å gjøre rede for at penger blir mindre verdt i fremtiden [124]. En gitt sum er verdt mer i dag enn om 10 år. I casen er det benyttet en diskonteringsrente på 7%, dette vitner om at det er lav risiko knyttet til investering i prosjektet, som igjen forsterker antagelsen om at CAPEX ikke vil ha avvik på 50% [125], [126]. Med et avvik på opptil 50% vil diskonteringsrenten kunne stige til 10,5% eller synke til 3,5%. Dette er realistiske verdier, og reflekterer enten lav eller høy risiko tilknyttet investeringen [127]. Lav diskonteringsrente vil reflektere stor tro på at prosjektet vil være verdt det, og det motsatte vil gjelde for høy diskonteringsrente.

Brukstid

For å undersøke hvilken innvirkning brukstid har på LCOET, er det utført en sensitivitetsanalyse for å evaluere effekten av redusert brukstid. Resultatene, presentert i Figur 7, viser redusert brukstid mellom 0% og -50%. Dette tilsvarer brukstid på 8760 og halvert brukstid på 4380 timer i året.



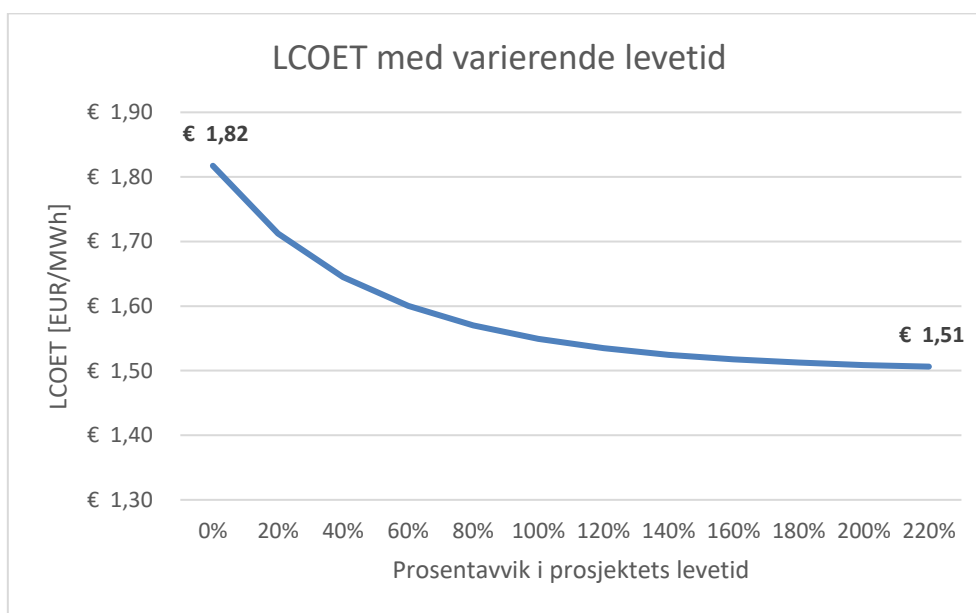
Figur 7: LCOET med prosentavvik i brukstid fra 0% til -50%, tilsvarende en brukstid fra maksimalt 8760 til 4380 timer i året.

Resultatene viser at en reduksjon i brukstid på -50% vil tilsvare en omtrentlig dobling av LCOET, fra 1,82 EUR/MWh til 3,63 EUR/MWh. Dette skjer som et resultat av at halvering av brukstid medfører halvering av mengden hydrogen som fraktes. Siden LCOET er et mål på kostnaden for energi

transportert, er det logisk at denne tilnærmet doubles når brukstiden halveres. Grunnen til at det er valgt å analysere akkurat dette, er at det ikke er sikkert hvor aktiv rørledningen vil være hvert år, samtidig gir brukstid betydelig utslag i LCOET. Figur 7 tydeliggjør dette. Det er heller ikke sikkert hvor mye, eller når, hydrogenetterspørselen vil øke. Redusert brukstid kan derfor også reflektere dette. Det kan hende transportmengden blir lavere enn forventet eller at behovet for hydrogen stiger saktere enn forutsett.

Levetid

Sensitivitetsanalysen tar også for seg hvordan levetid kan påvirke LCOET. Levetiden til rørsystemet er satt til 25 år, etter Gassco sin rapport «German-Norwegian Energy Cooperation Joint Feasibility Study». For rørledninger som frakter naturgass er det vanlig at den tekniske levetiden blir revidert, og rørene kan i realiteten ha en levetid på opptil 80 år [15]. I denne analysen er det undersøkt hvordan et avvik i levetid på opp til 220%, tilsvarende en levetid på 80 år, har innvirkning på LCOET, presentert i Figur 8.



Figur 8: LCOET med prosentavvik i prosjektets levetid fra 0% til 220% avvik, tilsvarende en levetid på 80 år.

Figuren viser at å forlenge levetiden for røret til 80 år kan gi en LCOET på 1,51 EUR/MWh. Levetid for rørledninger med hydrogen er usikker. Tar man utgangspunkt i levetidsestimatene som gjøres for naturgassledninger kan rørene leve i opptil 80 år [35, s. 76]. I mangel på kunnskap om hydrogen sin langtidseffekt på levetiden er det derfor valgt å sette avviket slik at rørene kan leve i opptil 80 år. Hydrogen har mer ødeleggende effekt på materiale enn naturgass, men med hydrogenbestandige rørledninger er det nærliggende å tro at levetiden på 25 år vil kunne forlenges.

3.7.5 Utjevnede kostnader for hydrogen

Utjevnede kostnader for hydrogen, LCOH, er et estimat for kostnader knyttet til produksjon av hydrogen, over produksjonsanleggets levetid. Basert på produksjonskostnader fra anleggene Clean Hydrogen to Europe (CHE) og Aukra Hydrogen Hub (AHH), presentert i kapittelet om Hydrogenproduksjon i Norge, blir LCOH for blått hydrogen estimert til å ligge mellom 70 og 110 EUR/MWh. I denne analysen er det valgt å benytte seg av både den laveste og høyeste estimerte verdien for blått hydrogen, slik tydeliggjøres ulikheten. Enova har presentert et estimat for LCOH for grønt hydrogen produsert i Norge, på rundt 60 NOK/kg. Estimaten for både blått og grønt hydrogen omhandler anlegg med planlagt oppstart i 2030.

Tabell 3: Estimater for utjevnede kostnader for hydrogenproduksjon, LCOH, for 2030.

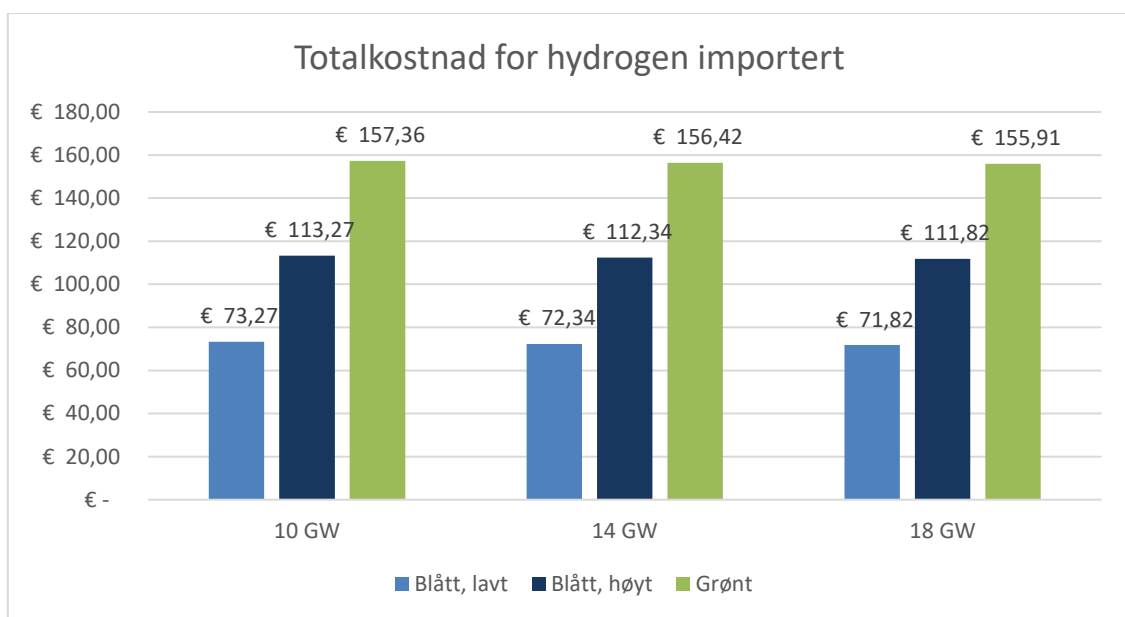
Blått hydrogen		Grønt hydrogen
Lavt estimat	Høyt estimat	

LCOH [EUR/MWh]	70	110	154,09
LCOH [NOK/kg]	27,26	42,83	60

Tabell 3 viser LCOH for lavt og høyt estimat for blå hydrogen, samt estimat for grønt hydrogen oppgitt i EUR/MWh og NOK/kg til sammenligning. Flere aktører innen energibransjen venter et betydelig prisfall i årene som kommer, drevet av teknologisk innovasjon og forbedringer. Statnett forventer at marginalkostnadene for hydrogenkraftverk kan falle fra rundt 150 EUR/MWh i 2035 til omtrent 60 EUR/MWh innen 2050 [120].

3.7.6 Totalkostnad for produksjon og transport

Utjevnete kostnader for hydrogen, LCOH, og utjevnete kostnader for energitransport, LCOET, kombineres til å finne totalkostnad for produksjon og rørtransport av hydrogen. Totalkostnad for produksjon og rørtransport av hydrogen er fordelt mellom ulike kapasitetsutnyttelse på 10 GW, 14 GW og 18 GW, og er presentert i Figur 9.



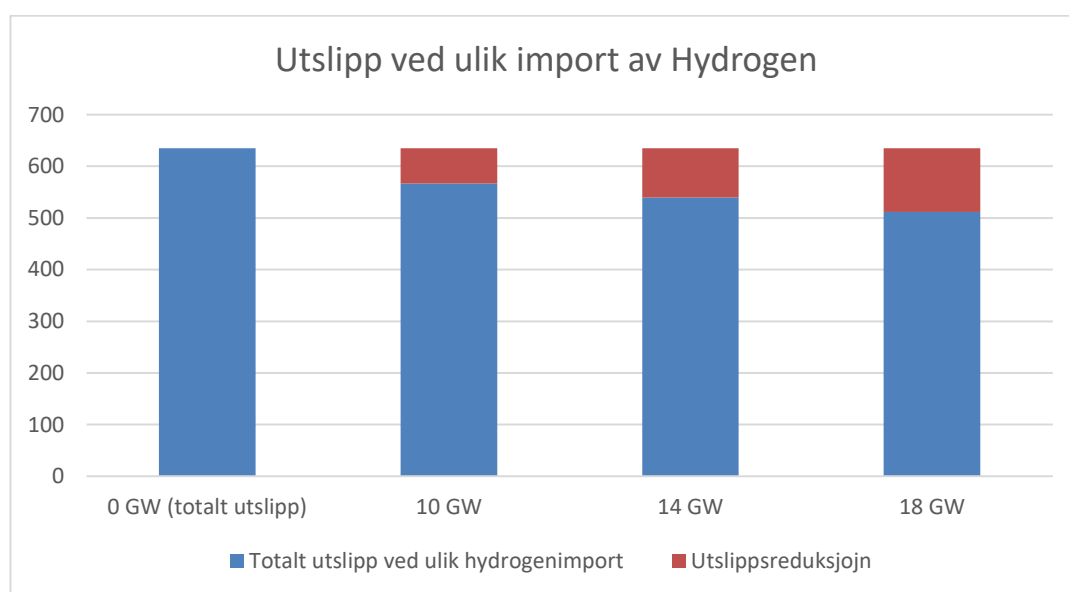
Figur 9: Total energikostnad for hydrogen importert, inkludert pris for transport og produksjon.

Kostnadene for produksjon av hydrogen er konstant uansett kapasitetsutnyttelsene, og viser tydelig at produksjonskostnadene har størst innvirkning på totalkostnaden. LCOET er avhengig av kapasitetsutnyttelse, vist i Tabell 2, og representerer en minimal del av totalkostnaden. For 10 GW ligger den på 3,27 EUR/MWh, for 14 GW ligger den på 2,34 EUR/MWh og for 18 GW ligger den på 1,82 EUR/MWh. Disse totalkostnadene ventes å reduseres betydelig i årene som kommer, grunnet redusert produksjonspris.

Grønt hydrogen vil koste mer enn blått på grunn av større investeringskostnader [128]. I Figur 9 ser man tydelig forskjellen på totalkostnad for produksjon og frakt av ulike former for hydrogen. Per dags dato er det produksjonskostnadene for hydrogen som har størst innvirkning på totalkostnaden. Den totale kostnaden for energi ble lavest ved transport av hydrogen tilsvarende 18 GW, både med grønt hydrogen som utgangspunkt og i begge tilfeller med blått, som vist i Figur 9. Dette er et ventet resultat, da forholdet mellom transportert mengde hydrogen og summen av CAPEX og OPEX blir høyere. Siden CAPEX og OPEX ikke endrer seg stort uansett mengde energi som transporteres, kan man si at det blir transportert mer hydrogen for pengene. Utvikling av hydrogenprosjekter er derfor kritisk for å gjøre hydrogentransport og produksjon økonomisk bærekraftig.

3.7.7 Utslppsreduksjon

Utslipp og klima er den største motivatoren for et rørledningsprosjekt mellom Norge og Tyskland. Erstatning av kullkraftverk i Tyskland vil ha stor effekt på utslipp. I 2022 hadde Tyskland et totalt energikonsum på 12,30 EJ, og et utslipp på 634,9 Mtonn CO₂. De tyske kullkraftverkene stod for produksjonen av 19,8% av energien konsumert i Tyskland [129]. Samtidig stod kullkraftverkene for et utslipp på 242 Mtonn CO₂, som utgjorde 38,1% av det totale utslippet i Tyskland i 2022 [130]. 180,6 TWh av energien kom fra kullkraftverkene, dette tilsvarer en kapasitet på 20,6 GW. Transport av hydrogen til Tyskland kan bli en betydelig bidragsyter for å redusere de tyske utslippene, spesielt dersom hydrogenet produseres utslippsfritt. Dessuten har tyske kullkraftverk en lav virkningsgrad. Ved hjelp av verdier hentet fra Energy Institute sin rapport «Statistical Review of World Energy» fra 2023 kan man regne seg frem til en virkningsgrad på 27,9%. Dette er lavt, og betyr at man bare klarer å utnytte en liten del av energiinnholdet i kull.



Figur 10: Viser utslippet og utslppsreduksjon i Mtonn CO₂ ved import av hydrogen til Tyskland, gitt at hydrogenet produseres ved hjelp av nullutslippmetoder.

Gitt at hydrogenet produseres ved hjelp av nullutslippmetoder, og at transportert energi brukes til nedtrapping av kullkraft, vil man ved en transport på 10 GW hydrogen kunne redusere totalt tysk CO₂ utslipp med 10,8%. For 14 GW vil reduksjonen være på 15,1% av det tyske utslippet, og for 18 GW vil det være på 19,4%. Dette tilsvarer en reduksjon på henholdsvis 68,3 Mtonn CO₂, 95,6 Mtonn CO₂ og 123,0 Mtonn CO₂, noe som tilsvarer svært store utslppsreduksjoner og belyser hvor stor rolle Norge kan spille i å nå EUs klimamål om netto nullutslipp.

4. Diskusjon

I diskusjonsdelen diskuteres utfordringer og muligheter for de ulike hydrogentilstandene og hydrogenbærerne. Resultater og valg som er gjort i den tekno-økonomiske analysen blir også nærmere diskutert. Diskusjonen tydeliggjør at det finnes fordeler og ulemper for alle valg knyttet til hydrogentransport, og at et rørledningsprosjekt er svært komplekst med tanke på ulike variabler som skal tas hensyn til.

4.1 Flytende hydrogen

Flytende hydrogen byr på mange av de samme utfordringene ved transport i rør som andre flytende medier. Det gir turbulente strømminger og kavitasjon, som utøver større skader på røroverflaten. Med sitt ekstremt lave kokepunkt på -253°C tapes 40% av energiinnholdet i prosessen for flytendegjøring, og det må fraktes i svært godt isolerte rør. Her er ikke dagens teknologi god nok, og økonomien vil ikke tillate transport i rør over så lange distanser som i denne oppgaven.

For store kvantiteter med hydrogen som skal transporteres, er LH_2 , ammoniakk og FOHB i tankere det eneste aktuelle alternativet til rør. For LH_2 vil dette være billigere og enklere å oppskalere ved behov. Det vil derfor være mer økonomisk forsvarlig å frakte LH_2 med skip.

4.2 Ammoniakk

Ammoniakk blir ansett som hydrogenbæreren med høyest potensiale for frakt av hydrogen. I denne oppgaven ble det derfor sett nærmere på ammoniakk for transport i rørledninger. Andre hydrogenbærere som metanol og FOHB ble sett bort fra.

Med høy volumetrisk energitetthet og høyt innhold av hydrogen, gjør det seg som den billigste metoden å transportere hydrogen på. Det leverer større hydrogenmengde enn LH_2 selv, og er 80% mer hydrogenrikt gravimetrisk. Sett i kontrast til H_2 , vil NH_3 gi lavere behov for inspeksjon og vedlikehold av rørene [15], [87]. Det stilles lavere krav til materialet, da stålet ikke utsettes for hydrogensprøhet i samme grad og holder seg duktilt lengre. Med sitt høyere kokepunkt, krever det mindre nedkjøling og isolering. Det har også reduserte transport- og energikostnader sammenlignet med CGH_2 , fordi en pumpe er billigere å operere enn en kompressor. For å gjøre totalprosessen enda billigere kan en, i stedet for å bygge helt nye NH_3 -terminaler, rekonstruere eksisterende LNG-terminaler til NH_3 -terminaler [15].

Likevel blir det ikke satset på, fordi frakt av flytende ammoniakk skaper turbulente strømminger. Med sine korrosive egenskaper, blir dette et problem. I tillegg til isoleringen, blir det dermed viktig for sikkerheten å opprettholde trykk høyere enn damptrykket, for å forhindre fordamping som skader rørene gjennom kavitasjon [92]. Dette opprettholdes ved å montere pumpestasjoner underveis som øker trykket. Ønskes hydrogen som et levert produkt, blir 50% av energiinnholdet til det produserte hydrogen tapt grunnet konvertering og rekonvertering. Siden omgjøringen er så energikrevende, vil den totale kostnad for levert hydrogen ved bruk av ammoniakk være overskridende for CGH_2 . Dermed gjør NH_3 seg mest attraktivt som et lovende drivstoff i det maritime, hvor plasskrav spiller en avgjørende rolle. Bruk av ammoniakk blir mer lønnsomt hvis det kan brukes direkte i høytemperatur brenselceller eller i forbrenningsmotor og energi til rekonvertering tilbake til hydrogen kan være spart [97]. Hvis ammoniakk skal spaltes tilbake til H_2 , vil det lønne seg å frakte flytende hydrogen.

4.3 Hydrogengass og hytan

Ren hydrogengass og hytan kan by på problemer for rørledninger. Rørene som må bygges for å kunne gjennomføre hydrogentransport vil være svært dyre på grunn av tekniske utfordringer. Det vil derfor være nødvendig å stille krav til kvalitet og sikkerhet, slik at man kan være forsikret om at investeringen er verdt det. Det er nærliggende å tenke at utviklingen av hydrogenbestandige rørledninger er på god vei, og at konstruksjon av en slik rørledning vil skje i nær fremtid.

Hytan, ikke effektivt for reduksjon av klimagassutslipp

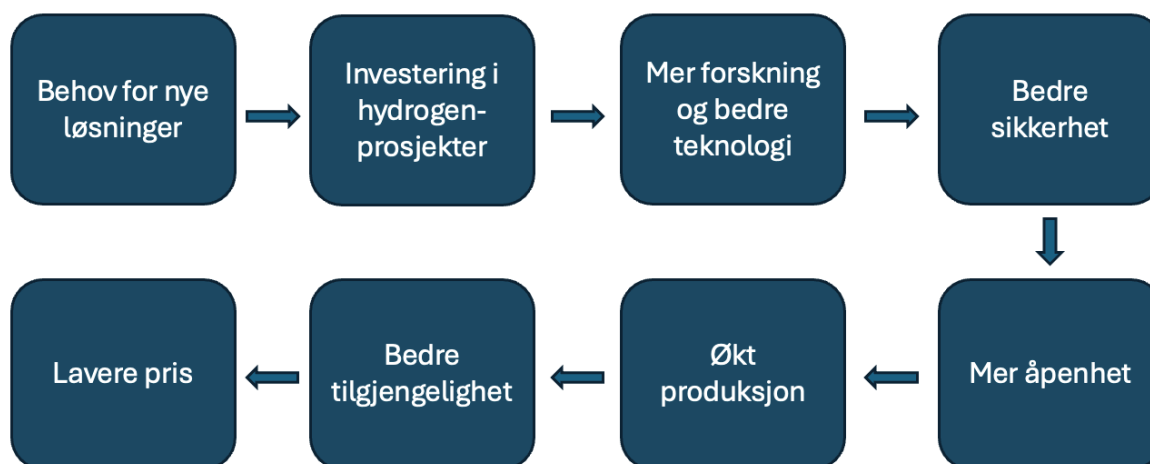
Kanskje den mest avgjørende faktoren ved hydrogentransport er hvor effektivt det kan bidra til å redusere utslipp. Basert på både samtaler med eksperter og analyse av litteratur kan man per dags dato konkludere med at hytan ikke er den mest effektive måten for å oppnå dette. Hytan er ikke effektiv nok til å være løsningen på energiutfordringene. Samtidig kan man se en knapp, men likevel betydelig, reduksjon av utslipp med bruk av hytan.

En annen fordel er at det vil være mulig å transportere hytan med lav prosentmengde hydrogen gjennom allerede eksisterende rørledninger. Dette kan gjøres uten særlig store komplikasjoner, og vil derfor være mye billigere enn transport av 100% hydrogen. Det er i praksis fullstendig mulig, og i teorien trygt, å transportere hytan gjennom eksisterende rørledninger. Spesielt dersom den transporterte gassen ikke krever separasjon, men skal benyttes direkte. Dette er imidlertid ikke hensikten med rørledningstransport av hydrogen. Formålet er å erstatte ikke-fornybare energikilder. Frakt av hytan er mindre teknisk krevende enn frakt av 100% hydrogen, men er på langt nær like effektivt for å redusere utslipp. Nettopp fordi mye av energien går tapt i eventuell separasjon, og naturgassen det fraktes sammen med fremdeles vil medføre utslipp. Basert på alle disse faktorene kan man si at transport av hytan gjennom rørledninger ikke er aktuelt.

Ren hydrogengass er en god løsning

Dersom man uansett skal investere i ny teknologi, er det nærliggende å tenke at den beste løsningen er å bygge ut et rørledningssystem som tåler ren hydrogengass. Slik kan man redusere utslipp i betydelig grad på lang sikt. Hydrogenfrakt kan bidra til en sikker og stabil energiforsyning i Europa, og samtidig redusere behovet for kullkraft og andre miljøfiendtlige energikilder.

Hydrogen drar også med seg mange utfordringer. Høy brennbarhet, lav antennesenergi, hydrogensprøhet og lav volumetrisk energitetthet for å nevne noen. Skulle det oppstå lekkasjer i en mottaksterminal eller i en rørledning kan skadeomfanget potensielt sett bli veldig stort. Hydrogen har derfor lav sosial aksept. På grunn av teknologisk utvikling vil det imidlertid være mulig å benytte seg av hydrogen i energisektoren uten store sikkerhetsutfordringer, så lenge hydrogenet behandles riktig og man har effektive sikkerhetstiltak.



Figur 11: Illustrerer et hypotetisk hendelsesforløp i utviklingen av hydrogenøkonomien.

Basert på analyser av forskningsartikler, beregninger av LCOE og LCOET, og samtaler med eksperter og fagpersoner, er sannsynligvis hydrogengass den beste løsningen for hydrogentransport gjennom rørledninger. Til tross for utfordringene, vil man kunne transportere store mengder energi uten betydelige tap til separasjon eller nedkjøling. Med planlagte hydrogenprosjekter og teknologiutvikling i horisonten, kan nåtidens store hindre svinne hen. Det er nærliggende å tenke at dersom hydrogen blir

mer tilgjengelig grunnet økt produksjon, vil prisen synke. Desto lavere prisen blir, desto mer utbredt vil bruken bli. Dette kan føre til bedre teknologi og dermed bedre sikkerhet, som illustrert i Figur 11.

4.4 Tekno-økonomisk analyse

De eksakte kostnadene knyttet til et rørledningsprosjekt med hydrogentransport er vanskelig å estimere. For det første er det usikkert hvor mye hydrogen som vil produseres i fremtiden, og dermed er det også usikkert hvordan prisen vil utvikle seg. For det andre vil det koste dyrt å konstruere rørledninger som er resistente mot hydrogensprøhet og diffusjon, dette vil også medføre økte utgifter til vedlikehold og inspeksjon. Prisen for et hydrogenprosjekt vil også avhenge av konstruksjonslokasjon, aktører og topografi. Derfor er det nødvendig å gjøre antagelser basert på prognoser for å skape et mest mulig realistisk bilde av hver enkelt situasjon.

I et prosjekt av størrelsesordenen som denne oppgaven tar for seg, vil det eksistere mange variabler. Flere av variablene som vil ha innvirkning på kostnadsestimatene er tatt høyde for i denne oppgaven. Blant annet kostnader for drift og vedlikehold, investeringskostnader, diskonteringsrente, brukstid og levetid. Det er valgt å undersøke et avvik på 50% for alle variablene, noe som ikke nødvendigvis reflekterer virkeligheten. På grunn av manglende informasjon om de ulike variablene er det nødvendig å gjøre estimater.

Antageligvis vil prisen for både hydrogenproduksjon og transport minke i årene fremover. Økt produksjon og bedre teknologi vil tillate mer omfattende transport og bruk av hydrogen. Dette vil sannsynligvis føre til at både produksjonsprisen og salgsprisen for hydrogen blir konkurransedyktige med konvensjonelle drivstoff. Her har også regjeringer på tvers av landegrenser et ansvar. For at private selskaper skal finne det attraktivt å bruke hydrogen må prisen være på lik linje, eller lavere, enn prisen for konvensjonelle drivstoff. Det samme må gjelde for tilgjengeligheten. Staten kan bidra ved å gi støtte til energiintensive bedrifter for å oppmuntre overgang til grønn teknologi. Dette kan gjøres gjennom ordninger som CCfD, og med investeringer i hydrogenprosjekter.

Norge med sin omfattende erfaring og infrastruktur fra olje- og gassektoren, er godt posisjonert til å lede i utviklingen av både grønt og blått hydrogen. Med tilgjengelige naturressurser i tillegg til teknologisk ekspertise, kan Norge utnytte sin posisjon til å styrke sin rolle som en bærekraftig energileverandør. Norske initiativer, som Enova sin investeringsstøtte til hydrogenprosjekter, viser til en målrettet innsats for å gjøre hydrogen økonomisk levedyktig og tilgjengelig på markedet. Gassco har kartlagt flere større anlegg som kan være relevante for eksport til Tyskland. Anleggene skal produsere blått hydrogen med bruk av CCS-teknologi og har planlagt oppstart allerede i 2030. Per april 2024 er prisen for grønt hydrogen vesentlig høyere enn prisen for naturgass. Gassco sine estimater av LCOH for blått hydrogen er 30-50% lavere enn Enovas estimat for grønt hydrogen. Statnett forventer at disse prisene vil reduseres kraftig frem mot 2050, i samsvar med estimat fra Enova. Med denne utviklingen kan man se for seg at flere energiselskaper vil orientere seg mot investeringer og oppstart av hydrogenprosjekter frem mot 2030 og 2050.

5. Konklusjon

For å nå EU sine klimamål om å redusere utslipp med 55% i 2030 og netto-null innen 2050, kreves nye løsninger i energisektoren. Med hydrogen som energibærer i samspill med CCS eller ved bruk av grønne energikilder som vind og vann-kraft, vil man kunne redusere europeiske utslipp betydelig. I tillegg kan transport av hydrogen gjennom rørledninger sørge for jevn og pålitelig energiforsyning.

Hytan, ammoniakk og flytende hydrogen vil ikke være gunstige løsninger, ikke bare på grunn av tekniske utfordringer, men også fordi det gir store energitap. For hytan og ammoniakk vil effektiviteten reduseres ved hydrogenseparasjon, med mindre de anvendes direkte. Flytende hydrogen vil kreve mye energi for å holde seg ved riktig tilstand i rørledninger. Flytende hydrogen gjennom rørledninger er derfor uaktuelt. Transport av ren hydrogengass har også mange utfordringer. Et hydrogenprosjekt med nye rørledninger vil medføre store kostnader. Rørene må bestå av hydrogenbestandig materiale, og hydrogenproduksjon må øke betraktelig. Likevel vil hydrogen være den mest effektive løsningen med tanke på reduksjon av utslipp og energieffektivitet.

Ved transport av opp mot 18 GW utslippsfritt hydrogen fra Norge til Tyskland vil man kunne redusere tyske CO₂-utslipp med opptil 9,3% så lenge hydrogenet produseres utslippsfritt og erstatter energiproduksjon fra kullkraft. Dette er en betydelig reduksjon, men skal man nå målet om netto-nullutslipp, kreves massiv oppskalering av grønn-energiproduksjon og utvikling på flere fronter. Produksjon av hydrogen må oppskaleres for å redusere priser og øke tilgjengelighet. På denne måten vil man kunne utnytte potensialet til hydrogen som energibærer. En hydrogenrørledning til Tyskland vil være med på å tilgjengeliggjøre hydrogen, og redusere både priser og utslipp.

Referanser

- [1] A. du Plessis, «Climate Change: Current Drivers, Observations and Impacts on the Globe's Natural and Human Systems», i *Water as an Inescapable Risk: Current Global Water Availability, Quality and Risks with a Specific Focus on South Africa*, A. du Plessis, Red., Cham: Springer International Publishing, 2019, s. 27–53. doi: 10.1007/978-3-030-03186-2_3.
- [2] F. Liu, C. W. Su, M. Qin, og O.-R. Lobont, «Winner or loser? The bidirectional impact between geopolitical risk and energy transition from the renewable energy perspective», *Energy*, bd. 283, s. 129174, nov. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.129174.
- [3] «Parisavtalen». Åpnet: 9. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://fn.no/avtaler/miljoe-og-klima/parisavtalen>
- [4] I. U. Jakobsen, S. Kallbekken, og B. Lahn, «Parisavtalen», *Store norske leksikon*. 4. januar 2024. Åpnet: 9. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/Parisavtalen>
- [5] U. Nations, «Net Zero Coalition», United Nations. Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.un.org/en/climatechange/net-zero-coalition>
- [6] K. miljødepartementet, «Klimaendringer og norsk klimapolitikk», Regjeringen.no. Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.regjeringen.no/no/tema/klima-og-miljo/innsiktsartikler-klima-miljo/klimaendringer-og-norsk-klimapolitikk/id2636812/>
- [7] «Overcoming the Energy Trilemma: Secure and Inclusive Transitions».
- [8] «Emergency response and energy security - About», IEA. Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.iea.org/about/emergency-response-and-energy-security>
- [9] «Slik vil rent norsk hydrogen sørge for Europas energisikkerhet». Åpnet: 19. januar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.equinor.com/no/magasin/rent-norsk-hydrogen-til-europa>
- [10] «Where does the EU's gas come from?» Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.consilium.europa.eu/en/infographics/eu-gas-supply/>
- [11] «Statistics and Insights from DNV». Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.dnv.com/about/statistics-and-insights/hydrogen/>
- [12] V. Zgonnik, «The occurrence and geoscience of natural hydrogen: A comprehensive review», *Earth-Sci. Rev.*, bd. 203, s. 103140, apr. 2020, doi: 10.1016/j.earscirev.2020.103140.
- [13] «Hydrogen Basics». Åpnet: 30. januar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.nrel.gov/research/eds-hydrogen.html>
- [14] «Hydrogen». Åpnet: 21. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.irena.org/Energy-Transition/Technology/Hydrogen>
- [15] «The Future of Hydrogen – Analysis», IEA. Åpnet: 12. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [16] «Hydrogen Forecast to 2050». Åpnet: 2. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.dnv.no/news/hydrogen-kan-bli-en-stor-eksportnaering-for-norge-226628/>
- [17] «Rent hydrogen vil spille en nøkkelrolle», SINTEF. Åpnet: 2. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/rent-hydrogen-vil-spille-en-nokkelrolle/>
- [18] «Hydrogen: 'The Roaring '30s'», Roland Berger. Åpnet: 16. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.rolandberger.com/en/Insights/Publications/Hydrogen-The-Roaring-30s.html>
- [19] I. A. Makaryan, I. V. Sedov, E. A. Salgansky, A. V. Arutyunov, og V. S. Arutyunov, «A Comprehensive Review on the Prospects of Using Hydrogen–Methane Blends: Challenges and Opportunities», *Energ. Basel*, bd. 15, nr. 6, s. 2265–, 2022, doi: 10.3390/en15062265.
- [20] «NHF til næringskomiteen og transportkomiteen: - Norge trenger hydrogenteknologi, differansekontrakter og fyllestasjoner», Norsk Hydrogenforum. Åpnet: 19. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.hydrogen.no/aktuelt/nyheter/nhf-til-neringskomiteen-og-transportkomiteen-norge-trenger-hydrogenteknologi-differansekontrakter-og-fyllestasjoner>
- [21] M. Nagpal og R. Kakkar, «An evolving energy solution: Intermediate hydrogen storage», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 43, nr. 27, s. 12168–12188, 2018, doi: 10.1016/j.ijhydene.2018.04.103.
- [22] «Hydrogen Storage», Energy.gov. Åpnet: 22. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- [23] «Nye EU-regler: Hvordan regulere hydrogennettverk - Thema». Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://thema.no/rapporter/nye-eu-regler-hvordan-regulere-hydrogennettverk/>

- [24] «Hydrogen og sikkerhet», Norsk Hydrogenforum. Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.hydrogen.no/om-hydrogen/sikkerhet>
- [25] «Use of hydrogen - U.S. Energy Information Administration (EIA)». Åpnet: 14. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.eia.gov/energyexplained/hydrogen/use-of-hydrogen.php>
- [26] «Hydrogen Production: Natural Gas Reforming», Energy.gov. Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-natural-gas-reforming>
- [27] K. Hofstad, «dampreforming», *Store norske leksikon*. 4. januar 2024. Åpnet: 21. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/dampreforming>
- [28] G. Franchi, M. Capocelli, M. De Falco, V. Piemonte, og D. Barba, «Hydrogen Production via Steam Reforming: A Critical Analysis of MR and RMM Technologies», *Membranes*, bd. 10, nr. 1, Art. nr. 1, jan. 2020, doi: 10.3390/membranes10010010.
- [29] «CCS and Hydrogen | Wintershall Dea AG». Åpnet: 19. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://wintershalldea.com/en/who-we-are/ccs-and-hydrogen>
- [30] «Green hydrogen: Energizing the path to net zero». Åpnet: 14. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.deloitte.com/global/en/issues/climate/green-hydrogen.html>
- [31] «Global Hydrogen Review 2023 – Analysis», IEA. Åpnet: 21. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>
- [32] «Lecture notes 5: Transport and infrastructure: MAS539-1 23H Hydrogenteknologi». Åpnet: 21. mars 2024. [Online]. Tilgjengelig på: https://hvl.instructure.com/courses/26144/pages/lecture-notes-5-transport-and-infrastructure?module_item_id=682744
- [33] «WP-Ballard-Hydrogen-Refueling-for-Fuel-Cell-Bus-Fleets.pdf». Åpnet: 21. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://info.ballard.com/hubfs/Premium%20Content/Hydrogen%20Fueling%20for%20Fuel%20Cell%20Bus%20Fleets/WP-Ballard-Hydrogen-Refueling-for-Fuel-Cell-Bus-Fleets.pdf>
- [34] C. R. Ortiz, F. Dolci, og R. E. Weidner, «Assessment of hydrogen delivery options», JRC Publications Repository. Åpnet: 19. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130442>
- [35] M. Ball og M. Wietschel, «The future of hydrogen – opportunities and challenges», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 34, nr. 2, s. 615–627, 2009, doi: 10.1016/j.ijhydene.2008.11.014.
- [36] J. Hanto, P. Herpich, K. Löffler, K. Hainsch, N. Moskalenko, og S. Schmidt, «Assessing the implications of hydrogen blending on the European energy system towards 2050», *Adv. Appl. Energy*, bd. 13, s. 100161-, 2024, doi: 10.1016/j.adapen.2023.100161.
- [37] «Carbon Contracts for Difference (CCfD) program for energy-intensive industries – Policies», IEA. Åpnet: 29. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.iea.org/policies/17538-carbon-contracts-for-difference-ccfd-program-for-energy-intensive-industries>
- [38] S.-E. Figved, «Gen2 Energy updated Chancellor Scholz and Prime Minister Støre of their latest news for export of green hydrogen from Norway to Germany», *gen2energy.com*. Åpnet: 19. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://gen2energy.com/gen2-energy-updated-chancellor-scholz-and-prime-minister-store-of-their-latest-news-for-export-of-green-hydrogen-from-norway-to-germany/>
- [39] O. A. Øvrebø, «Hydrogen: Tyskland får stort importbehov – Norge kan bli viktigste leverandør – Energi og Klima». Åpnet: 16. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://energiogklima.no/nyhet/hydrogen-tyskland-far-stort-importbehov-norge-kan-bli-viktigste-leverandor/>
- [40] «6776f506e055ef19d960a6e7ce3ba81724e9fc3a.pdf». Åpnet: 17. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://cdn.equinor.com/files/h61q9gi9/global/6776f506e055ef19d960a6e7ce3ba81724e9fc3a.pdf?equinor-hydrogen-brochure-13112023.pdf>
- [41] tada-maria, «GER-NOR Joint feasibility study report - Hydrogen», Gassco. Åpnet: 14. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://gassco.eu/barentshavet-vurderinger-og-observasjoner/>
- [42] «Levelized Cost of Energy (LCOE)», Corporate Finance Institute. Åpnet: 24. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://corporatefinanceinstitute.com/resources/valuation/levelized-cost-of-energy-lcoe/>

- [43] «(11) What is the Levelized Cost of Clean Hydrogen Production?? | LinkedIn». Åpnet: 24. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.linkedin.com/pulse/what-levelized-cost-clean-hydrogen-production-greg-perkins/>
- [44] J. Idsø og E. Sirnes, «nåverdi», *Store norske leksikon*. 25. januar 2023. Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/n%C3%A5verdi>
- [45] E. Saborit, E. García-Rosales Vazquez, M. D. Storch de Gracia Calvo, G. M. Rodado Nieto, P. Martínez Fondón, og A. Abánades, «Alternatives for Transport, Storage in Port and Bunkering Systems for Offshore Energy to Green Hydrogen», *Energies*, bd. 16, nr. 22, Art. nr. 22, jan. 2023, doi: 10.3390/en16227467.
- [46] «Southern Lights | What is the Levelized Cost of Hydrogen?» Åpnet: 6. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.southernlights.io/what-is-lcoh>
- [47] «Valutakurser». Åpnet: 3. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/>
- [48] E. Institute, «Resources and data downloads», *Statistical review of world energy*. Åpnet: 21. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.energyinst.org/statistical-review/resources-and-data-downloads>
- [49] J. Michaelis, F. Genoese, og M. Wietschel, «Evaluation of Large-Scale Hydrogen Storage Systems in the German Energy Sector», *Fuel Cells*, bd. 14, nr. 3, s. 517–524, 2014, doi: 10.1002/face.201300213.
- [50] S. Lipiäinen, K. Lipiäinen, A. Ahola, og E. Vakkilainen, «Use of existing gas infrastructure in European hydrogen economy», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 48, nr. 80, s. 31317–31329, sep. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.283.
- [51] «Transporting Pure Hydrogen by Repurposing Existing Gas Infrastructure_Overview of studies.pdf». Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/Transporting%20Pure%20Hydrogen%20by%20Repurposing%20Existing%20Gas%20Infrastructure_Overview%20of%20studies.pdf
- [52] «Repurposing onshore pipelines for hydrogen: Guiding operators through the re-evaluation process». Åpnet: 13. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/repurposing-pipelines-for-hydrogen-guiding-operators-through-the-re-evaluation-process/>
- [53] «EHB-2023-20-Nov-FINAL-design.pdf». Åpnet: 29. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://ehb.eu/files/downloads/EHB-2023-20-Nov-FINAL-design.pdf>
- [54] «Building the future: hydrogen pipelines», Rystad Energy. Åpnet: 25. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.rystadenergy.com/news/building-the-future-hydrogen-pipelines-start-to-materialize-in-europe>
- [55] S. Manouchehri, D. Sriskandarajah, og N. Bouras, *The New Role of Subsea EPCI Companies in the Age of Energy Transition; from Carbon Capture, Utilisation and Storage (CCUS) to Hydrogen Production and Transportation*. 2022.
- [56] «Hydrogen - IEA». Åpnet: 14. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.iea.org/energy-system/low-emission-fuels/hydrogen>
- [57] J. T. Kneebone og A. Piebalgs, «Are pipelines and ships an ‘either or’ decision for Europe’s hydrogen economy? : planning import lines for hydrogen and derivatives», 2023, Åpnet: 29. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://cadmus.eui.eu/handle/1814/75533>
- [58] «blatt-hydrogens-rolle-i-utviklingen-av-norsk-sokkel.pdf». Åpnet: 20. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.konkraft.no/contentassets/b90d20b7aa9546a1b4ed8d566c7e3e5a/blatt-hydrogens-rolle-i-utviklingen-av-norsk-sokkel.pdf>
- [59] M. Matošec, «Repurposing gas transmission pipelines for hydrogen», *Hydrogen Tech World.com*. Åpnet: 29. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://hydrogentechworld.com/repurposing-gas-transmission-pipelines-for-hydrogen>
- [60] «Norge i morgen | Hydrogen». Åpnet: 20. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.norgeimorgen.no/rapportkategorier/hydrogen>

- [61] «5cdbd6f7-7ab4-447b-be0a-dde0a25198ab_en.pdf». Åpnet: 30. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: https://joint-research-centre.ec.europa.eu/document/download/5cdbd6f7-7ab4-447b-be0a-dde0a25198ab_en
- [62] J. Andersson og S. Grönkvist, «Large-scale storage of hydrogen», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 44, nr. 23, s. 11901–11919, mai 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.03.063.
- [63] «5b14c454-b1d8-44ff-8a21-e65af8d23e2e.pdf». Åpnet: 21. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://investors.airproducts.com/static-files/5b14c454-b1d8-44ff-8a21-e65af8d23e2e>
- [64] F. Ustolin, A. Campari, og R. Taccani, «An Extensive Review of Liquid Hydrogen in Transportation with Focus on the Maritime Sector», *J. Mar. Sci. Eng.*, bd. 10, nr. 9, s. 1222, sep. 2022, doi: 10.3390/jmse10091222.
- [65] S. S. Makridis, «Hydrogen storage and compression», i *Methane and Hydrogen for Energy Storage*, R. Carriveau og D. S.-K. Ting, Red., Institution of Engineering and Technology, 2016, s. 1–28. doi: 10.1049/PBPO101E_ch1.
- [66] «LOHC-Technology Overview - H2-Enterprises». Åpnet: 16. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://h2-enterprises.com/lohc-technology-overview/>
- [67] Z. Abdin, C. Tang, Y. Liu, og K. Catchpole, «Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers», *iScience*, bd. 24, nr. 9, s. 102966, sep. 2021, doi: 10.1016/j.isci.2021.102966.
- [68] «The energy density of hydrogen: a unique property», Demaco Cryogenics. Åpnet: 21. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://demaco-cryogenics.com/blog/energy-density-of-hydrogen/>
- [69] «What is the energy content of hydrogen?», Enapter. Åpnet: 21. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: https://www.enapter.com/kb_post/what-is-the-energy-content-of-hydrogen/
- [70] «Ammonia's Role in a Net-Zero Hydrogen Economy», Kleinman Center for Energy Policy. Åpnet: 21. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://kleinmanenergy.upenn.edu/research/publications/ammonias-role-in-a-net-zero-hydrogen-economy/>
- [71] S. Lee *mfl.*, «Comparative energetic studies on liquid organic hydrogen carrier: A net energy analysis», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, bd. 150, s. 111447, okt. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111447.
- [72] R. d'Amore-Domenech, V. L. Meca, B. G. Pollet, og T. J. Leo, «On the bulk transport of green hydrogen at sea: Comparison between submarine pipeline and compressed and liquefied transport by ship», *Energy*, bd. 267, s. 126621, mar. 2023, doi: 10.1016/j.energy.2023.126621.
- [73] «Hydrogen Transport and Storage Cost Report».
- [74] T. Busch, T. Groß, J. Linßen, og D. Stolten, «The role of liquid hydrogen in integrated energy systems—A case study for Germany», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 48, nr. 99, s. 39408–39424, des. 2023, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.05.308.
- [75] H. Barthélémy, «Hydrogen storage – Industrial prospectives», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 37, nr. 22, s. 17364–17372, nov. 2012, doi: 10.1016/j.ijhydene.2012.04.121.
- [76] American Institute of Aeronautics and Astronautics, Red., *Guide to Safety of Hydrogen and Hydrogen Systems (ANSI/AIAA G-095A-2017)*. 12700 Sunrise Vally Drive, Reston, VA 20191: American Institute of Aeronautics and Astronautics, Inc., 2017. doi: 10.2514/4.105197.
- [77] S. Z. S. Al Ghafri *mfl.*, «Modelling of Liquid Hydrogen Boil-Off», *Energies*, bd. 15, nr. 3, Art. nr. 3, jan. 2022, doi: 10.3390/en15031149.
- [78] A. A. Abd, S. Z. Naji, T. C. Thian, og M. R. Othman, «Evaluation of hydrogen concentration effect on the natural gas properties and flow performance», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 46, nr. 1, s. 974–983, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.09.141.
- [79] «Paving the way for large-scale transportation of liquid hydrogen». Åpnet: 15. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.dnv.com/expert-story/maritime-impact/paving-the-way-for-large-scale-transportation-of-liquid-hydrogen/>
- [80] K. Hofstad, «ammoniakk – energibærer», *Store norske leksikon*. 4. januar 2024. Åpnet: 5. mars 2024. [Online]. Tilgjengelig på: https://snl.no/ammoniakk_-_energib%C3%A6rer
- [81] H. Ishaq og C. Crawford, «Review and evaluation of sustainable ammonia production, storage and utilization», *Energy Convers. Manag.*, bd. 300, s. 117869, jan. 2024, doi: 10.1016/j.enconman.2023.117869.

- [82] Åpnet: 23. januar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.airgas.com/msds/001003.pdf>
- [83] «Boil-Off in Refrigerated Ammonia Tanks». Åpnet: 30. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.cheresources.com/refnh3tanks.shtml>
- [84] D. Kim, S. Tr, D. Berstad, P. Nekså, og K. Yum, «Hydrogen Re-liquefaction Process for Boil-off Gas Handling on a Large-scale Liquid Hydrogen Carrier», 2023.
- [85] Y. Kojima, «Hydrogen storage materials for hydrogen and energy carriers», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 44, nr. 33, s. 18179–18192, jul. 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.05.119.
- [86] «First Industrial Use of the Haber Process», Environment & Society Portal. Åpnet: 15. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.environmentandsociety.org/tools/keywords/first-industrial-use-haber-process>
- [87] V. Negro, M. Noussan, og D. Chiamonti, «The Potential Role of Ammonia for Hydrogen Storage and Transport: A Critical Review of Challenges and Opportunities», *Energies*, bd. 16, nr. 17, Art. nr. 17, jan. 2023, doi: 10.3390/en16176192.
- [88] «Ammonia», Chemical Safety Facts. Åpnet: 31. januar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.chemicalsafetyfacts.org/chemicals/ammonia/>
- [89] «The Facts About Ammonia». Åpnet: 31. januar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: https://www.health.ny.gov/environmental/emergency/chemical_terrorism/ammonia_general.htm
- [90] «Ammoniakk», SINTEF. Åpnet: 1. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.sintef.no/fagomrader/hydrogen/ammoniakk/>
- [91] «LNG Terminals», Linde Engineering. Åpnet: 2. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.linde-engineering.com/en/process-plants/lng-and-natural-gas-processing-plants/lng-terminals/index.html>
- [92] G. Di Lullo *mfl.*, «Large-scale long-distance land-based hydrogen transportation systems: A comparative techno-economic and greenhouse gas emission assessment», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 47, nr. 83, s. 35293–35319, okt. 2022, doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.08.131.
- [93] Sjøfartsdirektoratet, «Læring av hendelser - ammoniakklekkasje om bord». Åpnet: 3. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.sdir.no/sjofart/ulykker-risiko-og-sikkerhet/laring-av-hendelser/laring-av-hendelser-ammoniakklekkasje-om-bord/>
- [94] «SDS - NH3». Åpnet: 23. januar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.airgas.com/msds/001003.pdf>
- [95] «Ammoniakk (NH3)», Miljøstatus. Åpnet: 9. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/forurensning/sur-nedbor/ammoniakk-nh3/>
- [96] «Sur nedbør», Miljøstatus. Åpnet: 9. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://miljostatus.miljodirektoratet.no/tema/forurensning/sur-nedbor/>
- [97] T. Galimova, M. Fasihi, D. Bogdanov, og C. Breyer, «Feasibility of green ammonia trading via pipelines and shipping: Cases of Europe, North Africa, and South America», *J. Clean. Prod.*, bd. 427, s. 139212, nov. 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.139212.
- [98] «LOHC technology». Åpnet: 16. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.umicore.com/en/newsroom/lohc-technology/>
- [99] E. Southall og L. Lukashuk, «Hydrogen Storage and Transportation Technologies to Enable the Hydrogen Economy: Liquid Organic Hydrogen Carriers: Overview and perspectives on liquid organic hydrogen carriers technology», *Johns. Matthey Technol. Rev.*, bd. 66, nr. 3, s. 246–258, jul. 2022, doi: 10.1595/205651322X16415717819428.
- [100] «Hydrogen Pipelines», Energy.gov. Åpnet: 16. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-pipelines>
- [101] K. Topolski *mfl.*, «Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology», NREL/TP-5400-81704, 1893355, MainId:82477, okt. 2022. doi: 10.2172/1893355.
- [102] D. Mahajan, K. Tan, T. Venkatesh, P. Kileti, og C. R. Clayton, «Hydrogen Blending in Gas Pipeline Networks—A Review», *Energies*, bd. 15, nr. 10, Art. nr. 10, jan. 2022, doi: 10.3390/en15103582.
- [103] «Boyle's Law - Definition, Equation, & Facts with Examples», BYJUS. Åpnet: 20. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://byjus.com/chemistry/boyles-law/>
- [104] «Bernoulli's Principle | SKYbrary Aviation Safety». Åpnet: 20. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://skybrary.aero/articles/bernoullis-principle>

- [105] V. S. Litvinenko, P. S. Tsvetkov, M. V. Dvoynikov, og G. V. Buslaev, «Barriers to implementation of hydrogen initiatives in the context of global energy sustainable development», *J. Min. Inst.*, bd. 244, s. 428–438, okt. 2020, doi: 10.31897/pmi.2020.4.5.
- [106] «Europipe», Gassco. Åpnet: 7. mars 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://gassco.eu/en/Pipelinenetwork/europipe/>
- [107] M. Nordio, S. A. Wassie, M. Van Sint Annaland, D. A. Pacheco Tanaka, J. L. Viviente Sole, og F. Gallucci, «Techno-economic evaluation on a hybrid technology for low hydrogen concentration separation and purification from natural gas grid», *Int. J. Hydrog. Energy*, bd. 46, nr. 45, s. 23417–23435, 2021, doi: 10.1016/j.ijhydene.2020.05.009.
- [108] A. Witkowski, A. Rusin, M. Majkut, og K. Stolecka, «Comprehensive analysis of hydrogen compression and pipeline transportation from thermodynamics and safety aspects», *Energy Oxf.*, bd. 141, s. 2508–2518, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.05.141.
- [109] P. Dannevig og K. Harstveit, «klimate», *Store norske leksikon*. 7. september 2023. Åpnet: 15. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/klimate>
- [110] J. Zhang og Y. F. Cheng, «Study by finite element modeling of hydrogen atom diffusion and distribution at a dent on existing pipelines for hydrogen transport», *J. Clean. Prod.*, bd. 418, 2023, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.138165.
- [111] G. K. Pálsson, A. Bliersbach, M. Wolff, A. Zamani, og B. Hjörvarsson, «Using light transmission to watch hydrogen diffuse», *Nat. Commun.*, bd. 3, s. 892, jun. 2012, doi: 10.1038/ncomms1897.
- [112] «Is hydrogen a greenhouse gas?» Åpnet: 16. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.dnv.com/article/is-hydrogen-a-greenhouse-gas--243214/>
- [113] J. Ogden, A. M. Jaffe, D. Scheitrum, Z. McDonald, og M. Miller, «Natural gas as a bridge to hydrogen transportation fuel: Insights from the literature», *Energy Policy*, bd. 115, s. 317–329, apr. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.12.049.
- [114] N. Klopčič, T. Stöhr, I. Grimmer, M. Sartory, og A. Trattner, «Refurbishment of Natural Gas Pipelines towards 100% Hydrogen—A Thermodynamic-Based Analysis», *Energ. Basel*, bd. 15, nr. 24, s. 9370-, 2022, doi: 10.3390/en15249370.
- [115] «Eksportverdier og volumer av norsk olje og gass», Norskpetroleum.no. Åpnet: 22. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.norskpetroleum.no/produksjon-og-eksport/eksport-av-olje-og-gass/>
- [116] «Enova», *Store norske leksikon*. 3. mars 2024. Åpnet: 17. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/Enova>
- [117] «Hydrogen – Søk om støtte til ny teknologi», Enova. Åpnet: 22. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.enova.no/bedrift/hydrogen/>
- [118] «Nå koster grønn hydrogen mer enn syv ganger så mye som gass». Åpnet: 22. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://energiwatch.no/energiwatch.no>
- [119] «HYDRIX FAQ». Åpnet: 3. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.eex-transparency.com/service/hydrix-faq>
- [120] «langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf». Åpnet: 22. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.statnett.no/globalassets/for-aktorer-i-kraftsystemet/planer-og-analyser/lma/langsiktig-markedsanalyse-2022-2050.pdf>
- [121] «grensekostnad», *Store norske leksikon*. 23. august 2023. Åpnet: 24. april 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/grensekostnad>
- [122] «2023 Hydrogen Levelized Cost Update: Green Beats Gray», BloombergNEF. Åpnet: 3. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://about.bnef.com/blog/2023-hydrogen-levelized-cost-update-green-beats-gray/>
- [123] «Switching a city from natural gas to hydrogen», DNV. Åpnet: 5. februar 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.dnv.com/Default>
- [124] L. Gårseth-Nesbakk, «diskonteringsrente», *Store norske leksikon*. 2. januar 2024. Åpnet: 1. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://snl.no/diskonteringsrente>
- [125] I. Bezek, «Discount Rate: Definition, Calculation & Importance | Seeking Alpha». Åpnet: 1. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://seekingalpha.com/article/4514707-discount-rate-definition-calculation>

- [126] «Understand the Discount Rate Used in a Business Valuation», Mercer Capital. Åpnet: 1. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://mercercapital.com/article/understand-the-discount-rate-used-in-a-business-valuation/>
- [127] G. Thornton, «Renewable energy discount rate survey results - 2018».
- [128] «Green & Blue Hydrogen: Current Levelized Cost of Production, Market Trends & Outlook | GEP Blog». Åpnet: 6. mai 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.gep.com/blog/strategy/Green-and-blue-hydrogen-current-levelized-cost-of-production-and-outlook>
- [129] «Germany», the voice of coal in Europe. Åpnet: 29. mars 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://euracoal.eu/info/country-profiles/germany-8/>
- [130] «Germany: coal emissions 1960-2022», Statista. Åpnet: 29. mars 2024. [Online]. Tilgjengelig på: <https://www.statista.com/statistics/1197998/carbon-dioxide-emissions-from-coal-use-in-germany/>

Liste over Figurer

Figur 1: Illustrerer valg av transportmetode basert på distanse og mengde hydrogen. Kilde: Inspirert av The Linde Group [33].....	3
Figur 2: Oversikt over aktive hydrogen-rørledninger per januar 2023, og rørledninger som er planlagt. Stipla linjer er planlagte rørledninger, hele linjer er rørledninger i drift [54].	11
Figur 3: Energimengden som kreves for å komprimere 1 kg hydrogen-metan [97].	17
Figur 4: Massetetthet i hytan for hydrogen [97].	18
Figur 5: Energitetthet i hytan for ulik prosentmengde hydrogen. Tallverdier og inspirasjon til Figur 1, 2 og 3 er hentet fra [97].	18
Figur 7: LCOET med ulik prosentmengde maksimal kapasitetsutnyttelse og prosentavvik i inngående komponenter som; diskonteringsrente, OPEX og CAPEX med ±50%	23
Figur 8: LCOET med prosentavvik i brukstid fra 0% til -50%, tilsvarende en brukstid fra maksimalt 8760 til 4380 timer i året.	24
Figur 9: LCOET med prosentavvik i prosjektets levetid fra 0% til 220% avvik, tilsvarende en levetid på 80 år.	25
Figur 10: Total energikostnad for hydrogen importert, inkludert pris for transport og produksjon.	26
Figur 11: Viser utslippet og utslippsreduksjon i Mtonn CO ₂ ved import av hydrogen til Tyskland, gitt at hydrogenet produseres ved hjelp av nullutslippsmetoder.	27
Figur 12: Illustrerer et hypotetisk hendelsesforløp i utviklingen av hydrogenøkonomien.	29

Liste over Tabeller

Tabell 1: Energibehov for konvertering fra GH ₂ og rekonvertering til CGH ₂	12
Tabell 2: LCOET beregnet for ulik kapasitetsutnyttelse.	23
Tabell 3: Estimert for utjevned kostnader for hydrogenproduksjon, LCOH, for 2030.	25

