



Høgskulen på Vestlandet

Bacheloroppgave Maskin (ING3039)

ING3039-BAC-2021-VÅR-FLOWassign

Predefinert informasjon

Startdato:	28-01-2021 09:00	Termin:	2021 VÅR
Sluttdato:	21-05-2021 12:00	Vurderingsform:	Norsk 6-trinns skala (A-F)
Eksamensform:	Bacheloroppgave		
SIS-kode:	203 ING3039 1 BAC 2021 VÅR		
Intern sensor:	(Anonymisert)		

Deltaker

Navn:	Cecilie Vold Fosen
Kandidatnr.:	213
HVL-id:	578183@hvl.no

Informasjon fra deltaker

Tittel *:	Kostnadsanalyse av blått hydrogen fra reformering av naturgass
Antall ord *:	11918
Engelsk tittel *:	Cost analysis of blue hydrogen by natural gas reforming

Sett hake dersom Ja
besvarelsen kan brukes
som eksempel i
undervisning?:

Egenerklæring *:
 Ja
 Nei
Inneholder besvarelsen
konfidensielt
materiale?:

Jeg bekrefter at jeg har Ja
registrert
oppgavetittelen på
norsk og engelsk i
StudentWeb og vet at
denne vil stå på
vitnemålet mitt *:

Gruppe

Gruppenavn: 213 og 211
Gruppenummer: 6
Andre medlemmer i
gruppen: Henrik Vatndal

Jeg godkjenner avtalen om publisering av bacheloroppgaven min *

Ja

Er bacheloroppgaven skrevet som del av et større forskningsprosjekt ved HVL? *

Nei

Er bacheloroppgaven skrevet ved bedrift/virksomhet i næringsliv eller offentlig sektor? *

Ja, STAGENDA

as



Kostnadsanalyse av blått hydrogen fra reformering av naturgass



Bachelorprosjekt utført ved
Høgskulen på Vestlandet, avdeling Haugesund

Av: Cecilie Vold Fosen
Henrik Vatndal

Kandidatnummer 213
Kandidatnummer 211

Haugesund, våren 2021



BACHELORPROSJEKT

Studenten(e)s navn: Cecilie Vold Fosen og Henrik Vatndal

Linje & studieretning: Maskiningeniør, prosess- og energiteknikk

Oppgavens tittel: *Kostnadsanalyse av blått hydrogen fra reformering av naturgass*

Oppgavetekst:

Hydrogen er en energibærer som, ved forbrenning, ikke slipper ut CO₂, men vann. Det er en av hovedårsakene til det økende fokuset på hydrogenets rolle i fremtidens lavutslippssamfunn. Hydrogen er det grunnstoffet det finnes mest av i universet, men forekommer ikke fritt i store nok mengder på jorden og må dermed produseres. Denne oppgaven fokuserer på produksjonsmetodene til blått hydrogen. Dette er hydrogen som produseres fra naturgass og har en karbonfangst og -lagringskomponent som reduserer karbonavtrykket ved å lagre CO₂ fra produksjonsprosessen.

Nærmere bestemt legger oppgaven til grunne de vanligste produksjonsmetodene for blått hydrogen og tar utgangspunkt i disse for å estimere energikostnaden over teknologiens levetid med bruk av LCOE metoden. Estimatenes danner grunnlaget for kvantitative sammenligninger med LCOE verdier fra andre teknologier brukt i kraftproduksjon.

Endelig oppgave gitt: 26.02-'21

Innleveringsfrist: Fredag 21.mai 2021 kl. 12.00

Intern veileder :



Arthur Uno Rognmo

Ekstern veileder:



Øyvind J. Olsen

emailadresse : oyvind@stagenda.no

**Godkjent av
studieansvarlig:**



Dato:

28/4-21



Forord


Bacheloroppgaven er skrevet som en avsluttende oppgave på studieløpet «maskiningeniør» ved Høgskulen på Vestlandet i Haugesund. Oppgaven utgjør 20 studiepoeng og har bygd videre på kunnskaper som studentene har tilegnet seg gjennom studiet. Emnene «Fornybar energi», «Prosessteknikk I» og «Prosessteknikk II» har vært de største bidragsyterne.

Vi ønsker å takke alle som har bidratt til oppgaven. Spesielt vår interne veileder Arthur Uno Rognum og vår eksterne veileder Øyvind Olsen, for uvurderlige råd og oppfølging underveis.

Ønsker å takke Andrés Franklin Olivares Lopez, Velaug Myrseth Oltedal, John Andreas Breistig, Markus Jespersen Waage, DNV GL og Equinor Research and Technology, for å ha bidratt med oppklaringer og kostnadstall som har vært sentrale i rapporten.

Retter også en stor takk til Fredrik Sørmo og Solgunn Stava Rasmussen for deres bidrag i applikasjonsutviklingen til oppgavens produkt.

Oppgaven er skrevet på vegne av HydrogenValley.


Cecilie Vold Fosen


Henrik Vatndal

Haugesund 13. Mai 2021



Sammendrag

Det globale strømforbruket er i stadig økning og uten introduksjon av nye produksjonsmetoder for strøm, vil behovet for fossilt brensel fortsette å øke. Blått hydrogen representerer i dag en mulighet til å dekke dette behovet ved å tilby en utslippsfri metode for behandling av naturgass.

Det er i hovedsak tre reformeringsprosesser; autotermisk reformering, dampreformering og partiell oksidasjon. Disse metodene baserer seg på bruken av naturgass og har derfor vært fokuset for bacheloroppgaven, i tillegg til at de er kommersielt tilgjengelige.

Hydrogen ble konvertert til elektrisk energi gjennom bruken av brenselceller. Denne omgjøringen gjorde det mulig å sammenligne hydrogenproduksjon med andre kraftprodusenter gjennom en LCOE analyse. Bruken av brenselceller hadde stor innvirkning på resultatet av kostnadsanalysen hvor implikasjoner av dette og alternative metoder blir diskutert.

Ulike case-studier har vært utgangspunktet for kostnadsanalysen, men forutsetninger har også vært nødvendige for gjennomføring av LCOE analysen. Mulige feilkilder blir diskutert og det kommenteres i hvilken grad det påvirket resultatet.

Sammenlignet opp mot den norske energisektoren er ikke blått hydrogen konkurransedyktig med dagens kostnadsantydninger. Avhengig av fremtidig utvikling til energi-, brensel- og CO₂-priser er det derimot en mulighet for å bli mer konkurransedyktig i tiden fremover. Utvikling og forskning på metoder innenfor hydrogenproduksjon og brenselceller kan også ha betydning for konkurransedyktigheten.

Summary

The global power consumption is on a constant rise and without the introduction of new means of power generation, the demand for fossil fuel is ever increasing in the foreseeable future. Today, blue hydrogen represents the opportunity to cover the need for fossil fuel with an emission free method of treatment for natural gases.

In general terms, there are three processes of reforming: autothermal reforming, steam reforming and partial oxidation. These are the most widespread and commercially available methods of hydrogen production from natural gases and are thus the focus of this report.

Using fuel cells to convert hydrogen to electrical energy makes comparing the production of hydrogen with other means of power production, and thus also conducting a “Levelized Cost Of Energy” analysis, a possibility. The use of fuel cells had a large impact on the results of the LCOE, and the implications of this and alternative methods are further discussed in the main part of the report.

The LCOE analysis is based on different case studies and necessary prerequisites. Possible sources of error and their impacts are discussed and elaborated in the results.

Blue hydrogen is not competitive in today’s energy market when compared to the Norwegian energy sector. Such a method may become competitive in the future depending on the evolution of energy prices, fuel costs and increasing carbon taxes. Developments and research in the fields of hydrogen production and fuel cells may further influence the competitiveness of blue hydrogen.



Ekstrakt

Blått hydrogen er fokuset for bacheloroppgaven som er skrevet på vegne av HydrogenValley. Det var ønskelig med en kartlegging av produksjonsmetodene for blått hydrogen og naturgassen som benyttes i prosessen. Videre dannet dette utgangspunktet for en kostnadsanalyse hvor blått hydrogen blir vurdert opp mot den norske energisektoren.

Oppgaven starter først med en innføring i de tre store produksjonsmetodene for blått hydrogen; autotermisk reformering, dampreformering og partiell oksidasjon. Brenselceller brukes for å konvertere kjemisk energi til elektrisk energi. En omgjøring til elektrisk energi gjør det mulig å sammenligne de tre produksjonsmetodene med hverandre, men også opp mot den norske energisektoren. Detet gjøres ved å estimere energikostnadene over levetiden. Den nåværende og fremtidige konkurransedyktigheten til reformeringsprosessene vurderes og mulige feilkilder diskuteres.



Innholdsfortegnelse

Forord.....	i
Sammendrag.....	ii
Summary	ii
Ekstrakt.....	iii
Forkortelser	vi
1 Innledning.....	1
1.1 Bakgrunn for oppgaven.....	1
1.2 HydrogenValley	1
1.3 Problemstilling	1
1.4 Målsetting.....	2
1.5 Metode.....	2
1.6 Avgrensinger	2
2 Blått hydrogen	3
3 Storskala hydrogenproduksjon	4
3.1 Fjerning av svovelforbindelser	5
3.2 Reformering.....	5
3.2.1 Dampreforming	5
3.2.2 Partiell oksidasjon	5
3.2.3 Autotermisk reformering	6
3.3 Vann/gass skiftreaksjon.....	6
3.4 Rensing.....	7
3.5 CO ₂ -fangst	8
3.6 Transport og lagring av hydrogen	9
4 Naturgass	10
5 Elektrisk Strøm.....	11
6 LCOE	14
6.1 Total nåverdi.....	14
6.2 OPEX og CAPEX	15
6.3 Diskonteringsrente.....	16
6.4 Forutsetninger for LCOE beregning.....	16
6.4.1 Produksjon.....	16
6.4.2 Kostnadsledd	17
6.4.3 Case-studie fra Equinor	18
6.5 Kostnadsanalyse	19



7	Resultater.....	21
7.1	Sammenligning med energisektoren i Norge	22
7.2	Drøfting.....	23
7.2.1	Blått hydrogen og produksjonsdelen.....	23
7.2.2	Brenselceller.....	24
7.2.3	Kostnadsanalysen	24
7.3	Mulige Feilkilder.....	25
7.3.1	Nedre brennverdi.....	26
7.3.2	Diskonteringsrente.....	26
7.3.3	OPEX og CAPEX	26
7.3.4	Brenselceller.....	26
7.3.5	Brensel-kostnad.....	26
7.3.6	Fullasttimer.....	27
7.3.7	Valutakurs	27
8	Videre Arbeid.....	28
8.1	Hydrokarbon Pyrolyse.....	28
8.1.1	Metan pyrolyse.....	29
8.1.2	Naturgass pyrolyse	30
9	Konklusjon	31
10	Referanser.....	32
11	Vedleggsliste	36



Forkortelser

Tabell 1: Akronymer

ATR	Autotermisk reformering
Ar	Argon
BC	Brenselceller
CCS	Carbon Capture and Storage
CCUS	Carbon Capture, Utilization and Storage
CH₄	Metan
CO	Karbonmonoksid
CO₂	Karbondioksid
CPO	Katalytisk partiell oksidasjon
CPOX	Katalytisk partiell oksidasjon
DNV GL	Det Norske Veritas og Germanischer Lloyd
EOR	Enhanced Oil Recovery
H₂	Hydrogen
H₂S	Hydrogensulfid
H₂O	Hydrogendioksid
HCN	Hydrogencyanid
HTS	Høy temperatur trinn
HVL	Høgskolen på Vestlandet
IEA	The International Energy Agency
IEAGHG	International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme
LCOE	Levelized cost of energy
LPG	Flytende petroleumsgasser
LTS	Lav temperatur trinn
N₂	Nitrogen
NH₃	Ammoniakk
Ni	Nikkel
NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
POX	Partiell oksidasjon
PSA	Trykk-sving adsorpsjon
SNL	Store norske leksikon
SMR	Dampreformering av metan
WGS	Vann/gass skiftreaksjon
ZnO	Sinkoksid

Tabell 2: Forkortede enheter med sin tilhørende definisjon.

Benevning	Definisjon
Atm	Atmosfære (1atm= 1,01325 bar)
kg	Kilogram
kJ	Kilojoule
MJ	Megajoule
kW	Kilowatt
MW	Megawatt
h	Time
kWh	Kilowatttime
NOK	Norske kroner
kNOK	Tusen norske kroner



1 Innledning

1.1 Bakgrunn for oppgaven

Produksjon av energi fra fornybare kilder er i stadig økning. I perioden 2000-2018 økte den globale strømproduksjon fra fornybare kilder fra 17% til 25%. Samtidig steg verdens strømforbruk med 75% [1]. I dag utgjør fossile energikilder majoriteten av global strømproduksjon. For å nå togradersmålet i Parisavtalen er det nødvendig å redusere utslipp som kommer fra fossile energikilder. Togradersmålet tilsier at temperaturen ikke skal øke med mer enn 2°C før århundret er over, sammenlignet med temperaturen før den industrielle revolusjonen. I 2015 stadfestet The International Energy Agency (IEA) at prosess- og energirelaterte utslipp burde bli redusert med 60% innen år 2050 [2]. Dagens strømproduksjon er derfor avhengig av grønnere produksjonsmetoder i møte med de globale utfordringene. Blått hydrogen representerer en mulig løsning i møte med disse utfordringene. CO₂-utslippet som produseres i hydrogenproduksjonen blir fanget opp og lagret i en prosess som heter *Carbon Capture and Storage* (CCS) og hydrogenet kan brukes til kraftproduksjon. Før verden kan bli grønn, må den bli blå.

Blått hydrogen vil være fokuset i denne bacheloroppgaven. Nærmere bestemt skal det gjøres en kartlegging og kostnadsanalyse av blått hydrogen, for å kunne vurdere dens konkurransedyktighet opp mot andre energikilder. Hensikten er å beskrive metodene som blir benyttet for produksjon av blått hydrogen, en kartlegging av naturgassen involvert og å gjennomføre en LCOE kostnadsanalyse. LCOE verdiene sammenlignes deretter opp mot andre strømproduserende energikilder i den norske energisektoren. Oppgaven er utført på vegne av og i samarbeid med HydrogenValley.

Oppgaven er delt inn i to hoved-deler. Del en er en redegjørelse av eksisterende produksjonsmetoder, mens del to inkluderer kostnadsanalyse med drøfting av fremtidig markededyktighet.

1.2 HydrogenValley

HydrogenValley begynte som et prosjekt innenfor RENergi-programmet i 2016, i regi av Regionrådet for Haugaland og Rogaland fylkeskommune. I 2020 ble HydrogenValley organisert som et selvstendig prosjekt i samarbeid med partnere innen forskning, utdanning og industri. Det blir administrativt driftet og ledet av STAGENDA as. Hovedfokuset for HydrogenValley er det som kalles *Industry Watch* og *Strategisk Agenda*. Det førstnevnte tar utgangspunkt i bedrifter med en sterk posisjon i regionen, hvor forretningsmuligheter innenfor hydrogen kan bidra til økonomisk vekst og utvikling. Strategisk Agenda omhandler hvordan Haugalandet videre kan få en sterk posisjon innenfor hydrogen og de mulighetene det skaper for bedriftene. HydrogenValley gjennomfører prosjekter i tett samarbeid med partnere som Haugaland Næringspark, Equinor, Gassco, ONS, SINTEF, Høgskulen på Vestlandet [3].

1.3 Problemstilling

I dag er den globale strømproduksjonen dominert av kull og gass. For å sikre en bærekraftig fremtid er det nødvendig å fase ut utslippstunge produksjonsmetoder. Blått hydrogen kan være en aktuell støttespiller i denne utfasingen. Det kan fungere som et mer miljøvennlig alternativ for gassfyrte kraftverk, hvor CO₂-utslippene reduseres gjennom bruken av naturgassreforming med CCS til strømproduksjon.



Et bærekraftig formål er gjerne ikke drivkraft nok i seg selv for en utfasing, og konkurransedyktigheten til blått hydrogen må derfor vurderes opp mot nåværende kraftproduksjon. Forfatterne av bacheloroppgaven har ikke kjennskap til at en lignende LCOE analyse av blått hydrogen er blitt gjort før.

1.4 Målsetting

Målet med denne bacheloroppgaven er å utføre en fremtidsorientert kostnadsanalyse for hydrogenproduksjon, samt gi innblikk i nåtidens produksjonsmetoder. Basert på eksisterende reformeringsmetoder av naturgass for produksjon av hydrogen, skal denne oppgaven vurdere dem opp mot hverandre og andre energikilder slik som vindenergi, vannfallsenergi, solenergi, kull, gass og kjerneenergi sett i lys av LCOE analyser. Implikasjoner av eventuelle feilkilder drøftes og videre arbeid foreslås.

1.5 Metode

I starten av arbeidet var det nødvendig å danne seg et kunnskapsgrunnlag gjennom en kvantitativ innsamling av informasjon fra vitenskapelige journaler, bøker og relevante case-studier. Avgrensninger av oppgaven ble satt sammen med emneansvarlig for faget «Hydrogenteknologi» ved HVL Bergen, intern og ekstern veileder. Deretter gikk en over til kvalitativ metode hvor hovedkilder ble valgt. Kildene som brukes anses å være nøyaktige og troverdige. Usikkerheter ble kryssjekket mellom de forskjellige kildene og oppklart underveis i samarbeid med veilederne.

Bacheloroppgaven bygger videre på flere uavhengige forskningsrapporter hvor kostnadstall er blitt innhentet og vurdert opp mot hverandre. Usikkerheten rundt de forskjellige tallene blir videre vurdert som feilkilder for å se hvilken betydning det hadde for LCOE analysen. Det ble også gjort forsøk på å komme i kontakt med bedrifter for å videre validere kostnadsanalysen.

1.6 Avgrensinger

Det ble tidlig bestemt at brenselceller ikke skulle ha et stort fokus grunnet tidsbegrensinger, men en kort innføring ble ansett som naturlig i oppgaven. Det vises til fundamentale reaksjonsligninger og forenklede flytskjemaer. Produksjonsmetodene er derimot komplekse og det inngår flere reaksjoner i prosessene enn det som fremkommer i oppgaven. Ettersom hensikten er å gi en oversikt over produksjonsmetodene blir ikke dette utdypet nærmere. Produksjonsprosessene er begrenset til kommersielt tilgjengelige metoder, men forskningsområder nevnes. Kartleggingen av naturgassen ble begrenset til case-studiene og litteraturen som ble anvendt for reformeringsprosessene.

Kostnadsinformasjon brukt i LCOE analysen er begrenset til den respektive metodens spesifikke case-studier. Nødvendige antagelser ble gjort og det blir vurdert hvordan dette preget kostnadsanalysen.



2 Blått hydrogen

Hydrogen er det grunnstoffet det finnes mest av i universet i tillegg til å være det letteste grunnstoffet som en kjenner til [4]. Det reagerer svært lett med andre grunnstoffer og blir derfor fremstilt ved å bryte de kjemiske bindingene [5]. Avhengig av fremstillingsmetoden benevnes hydrogen blått, grønt, grått og turkis, hvor blått hydrogen vil være hovedfokuset for denne bacheloroppgaven. Grått hydrogen blir produsert fra naturgass, kull eller olje. I prosessen dannes det store mengder CO₂ som slippes ut til atmosfæren og har tradisjonelt sett vært den billigste måten å produsere hydrogen på. Blått hydrogen blir produsert fra samme kilder som grått hydrogen, men her blir CO₂-utslippet fra prosessen fanget opp og lagret. I Norge blir CO₂ hovedsakelig lagret i geologiske formasjoner under havbunnen. Turkis hydrogen er en *shade of blue* og et relativt nytt begrep hvor naturgassen blir pyrolysert slik at en får fast karbon istedenfor CO₂. Karbonet kalles *carbon black* og brukes i flere industrielle prosesser blant annet i produksjon av bildekk. Grønt hydrogen produseres gjennom elektrolyse basert på fornybar kraft [4].

Begrepet hydrogen brukes både om grunnstoffet og hydrogengass, som har den kjemiske formelen H₂. I bacheloroppgaven brukes begrepet hydrogen til å omtale hydrogengass. Hydrogen er i dag et svært aktuelt forskningsområde da det vil bli mangel på energikilden petroleum i fremtiden [6]. Hydrogen er ikke en energikilde, men en energibærer som gjør det mulig å lagre og bruke energien på et senere tidspunkt [4].

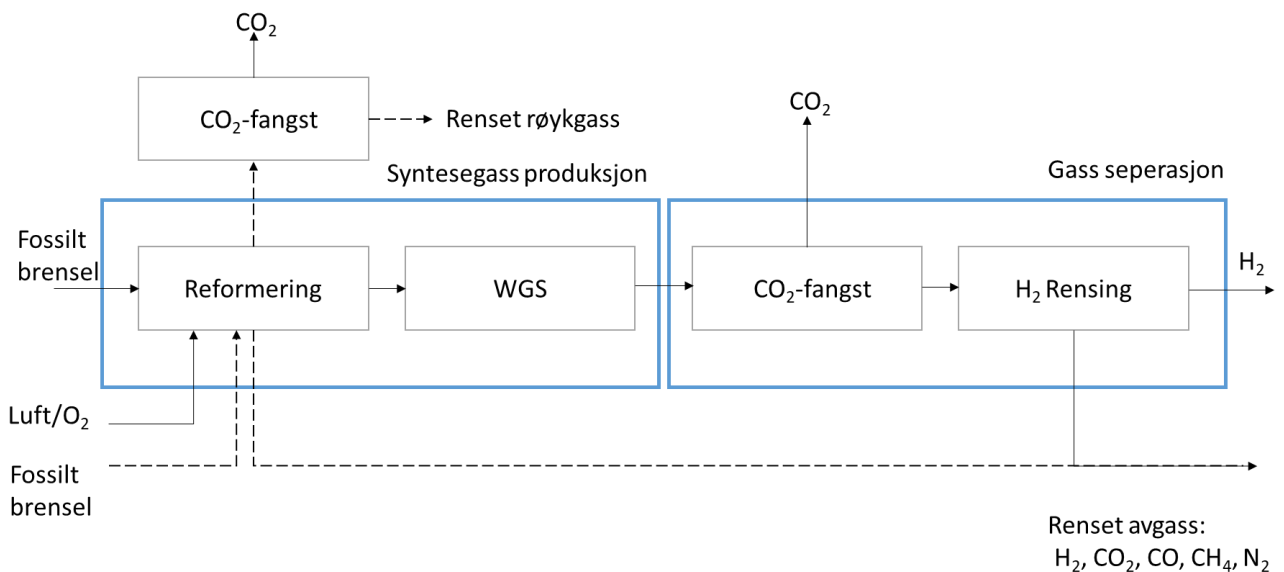
Karbonfangst- og lagring (*CCS: Carbon Capture and Storage*¹) benyttes i produksjon av å blått hydrogen. Det er en prosess hvor CO₂ separeres fra den industrielle eller energi-relaterte kilden og transporteres til en lokasjon for langtidslagring, isolert fra atmosfæren. CO₂-en fanges opp ved store punkt utslipps-kilder, slik som ved et hydrogenproduksjonsanlegg basert på fossile brensel, og blir deretter komprimert og transportert for lagring i geologiske formasjoner [7]. På grunn av lave CO₂ avgifter har ikke profittmaksimerende bedrifter blitt motivert til å investere i fangst og lagringsteknologi. En mulig løsning på dette er implementering av karbonfangst, utnyttelse og -lagring (*CCUS: Carbon Capture, Utilization and Storage*) der CO₂ inngår som produkt i en industriprosess. Dette kan for eksempel gjøres ved å øke olje utvinningen i modne oljefelter på norsk sokkel, og på den måten gi økonomiske intensiver som kan gjøre det mer aktuelt å investere i karbonfangst teknologi [8].

¹ Gjennom oppgaven brukes engelske forkortelser istedenfor de norske ordbegrepene. Det er et bevisst valg fra forfatterne for å gjøre det mulig for leseren å lett gjenkjenne forkortelse i engelsk litteratur. Den norske oversettelsen vil stå i lag med en engelsk forkortelse og ordet i kursiv. Tilsvarende vil engelske ord uten noen gode norske fagterminologier introduseres i kursiv første gang det nevnes i oppgaven.

3 Storskala hydrogenproduksjon

Produksjon av blått hydrogen består av tre deler: i) produksjon, ii) transport og iii) lagring. For å vurdere konkurransedyktigheten mellom de forskjellige produksjonsmetodene må prisen på levert hydrogen til forbruker ses i sammenheng med produksjon og transport [5]. Fokuset skal i denne bacheloroppgaven ligge på produksjonsdelen av hydrogen, men det er naturlig å nevne både transport og lagring for å gi et helhetlig bilde.

I dag er reformering av metanholdig gass en av de mest anvendte måtene å produsere hydrogen på [5]. Nærmere bestemt tar oppgaven utgangspunkt i reformering av naturgass. De tre hovedmetodene for fremstilling av hydrogen fra naturgass er dampreformering, autotermisk reformering og partiell oksidasjon [9]. Det som skiller de tre prosessene fra hverandre er selve reformeringssteget som blir utdypet under kapittel 3.2.1-3.2.3. Prosessene består av flere trinn og Figur 1 viser den mest modne prosessruten for hydrogenproduksjon med CO₂-fangst for autotermisk reformering og dampreformering. Hvor fossilt brensel reagerer i reformeringsreaktoren i lag med luft eller oksygen for å produsere syntesegass. For dampreformeringen kan CO₂ fra røykgassen bli fanget opp for å få en høyere fangstrate. Etter reformeringen går syntesegassen videre gjennom en vann/gass skiftreaksjon (*WGS: water-gas shift*) for å produsere mer hydrogen. Til slutt går syntesegassen gjennom en gass separasjon med en enhet for CO₂-fangst, og en enhet for rensing av hydrogenen [2].



Figur 1: Produksjonsruten for hydrogenproduksjon med CO₂fangst. Prosessruten for autotermisk reformering er vist med heltrukne linjer, mens de stiplede linjene er tilleggsstrømmer for dampreformering av metan. Den ekstra strømmen med fossilt brensel forbrennes for å tilføre nødvendig varme til den endoterme dampreformeringen.. Bildet er modifisert og gjengitt med tillatelse fra Elsevier [2].

3.1 Fjerning av svovelforbindelser

Naturgass inneholder svovelforbindelser, deriblant hydrogenulfid (H_2S), som vil redusere virkningen av katalysatorer nedstrøms i produksjonen [10]. Adsorpsjon² av sulfidet på katalysatoroverflaten kan danne uønskede kjemiske forbindelser i tillegg til å forhindre reaktanter i å adsorberes på katalysatoren [12]. Mengde og sammensetning av svovelforbindelser i naturgass vil variere [10], men selv små mengder svekker virkningsgraden til katalysatoren [12]. Det gjør det nødvendig å rense naturgassen, og H_2S blir hovedsakelig fjernet ved bruk av tre renseteknikker: i) våt avsvovling, ii) tørr avsvovling eller iii) katalytisk adsorpsjon [10]. Katalytisk adsorpsjon er mest anvendt i storskala anlegg og fjerner svovelkomponentene ved å omgjøre de til H_2S ved bruk av en *hydrosulfurization* (HDS) katalysator. Deretter fjernes hydrogenulfid ved en påfølgende adsorpsjon over et lag av sinkoksid (ZnO) [10].

3.2 Reformering

3.2.1 Dampreforming

Dampreforming av metan (*SMR: steam methane reforming*) er i dag den mest anvendte metoden for storskala produksjon av hydrogen (H_2) fra naturgass, etterfulgt av autotermisk reformering (*ATR: autothermal reforming*). Trolig vil SMR anlegg fortsette å være den dominerende produksjonsmetoden, da den tradisjonelt sett har vært økonomisk gunstig i tillegg til at det i dag eksisterer flere anlegg [13]. I dampreforming brukes hovedsakelig naturgass, men det kan også benyttes lette hydrokarboner, flytende petroleumsgasser (*LPG: liquefied propane gas*) eller nafta, selv om dette ikke er like vanlig [5, 13]. Dersom råstoffet inneholder tyngre hydrokarboner eller etan (C_2H_6) kan det omgjøres til CH_4 og CO ved å benytte en *pre-reformer* oppstrøms for reaktoren [2].

I selve reformeringen reagerer metan (CH_4) med vanndamp (H_2O) over en katalysator, ofte av nikkel (Ni), for å produsere syngas også kalla syntesegass. Syntesegassen er en blanding av CO og H_2 og vises i reaksjonsligningen [14]:



Reaksjonen er endoterm og den nødvendige varmen blir tilført via en varmeveksler [5]. Temperaturen ligger i intervallet mellom $500-900^\circ C$ og trykket er over 20 atm [14].

3.2.2 Partiell oksidasjon

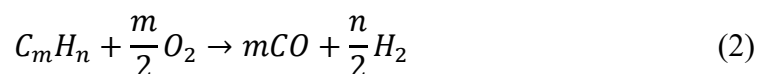
Partiell oksidasjon (*POX: partial oxidation*) er en reaksjon mellom oksygen (O_2) og naturgass, eller flytende hydrokarboner, under høyt trykk og temperatur for å produsere syntesegass. Det er en eksoterm reaksjon uten behov for katalysator [15], men ved bruk av katalysator benevnes prosessen CPOX eller CPO.³ I reaktoren blir brenselet delvis forbrent med et underskudd av luft. For å unngå nitrogen (N_2) i prosessen blir vanligvis oksygenet, eller luften, tilført via en egen luftseperasjonsenhet [2]. En viktig fordel med POX anlegg er at de aller fleste

² Gass eller væske som avsettes på overflaten til et fast stoff kalles adsorpsjon [11].

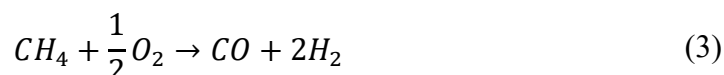
³ Katalytisk partiell oksidasjon blir referert til på forskjellige måter enten som CPOX eller CPO. I hovedkilden [15] brukes forkortelsen CPO.



hydrokarboner kan brukes som råstoff til anlegget [15], noe en kan se fra den generelle reaksjonsligningen [16]:



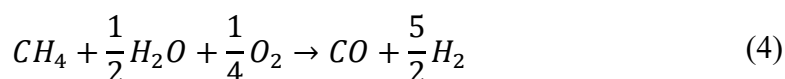
I formelen står m og n for ulike tall. Bruker en for eksempel metan som har formelen CH₄, blir m lik 1 og n lik 4, innsatt i formelen får en da følgende reaksjonsligning [16]:



Storskala reaktorer har temperaturer i intervallet 1150-1500°C, trykk mellom 25-80 bar og en virkningsgrad på 70-80%. Virkningsgraden vil være lavere enn for dampreforming på grunn av de høye temperaturene krever mer brensel og mindre effektiv bruk av varmen. En POX reaktor er derimot mer kompakt da det ikke er behov for ekstern varme. Katalysator kan benyttes for å øke reaksjon- og gasshastigheten. Det bidrar til å redusere radikaler og sannsynligheten for dannelse av HCN og NH₃. Færre radikaler gir lavere sot produksjon, mens fravær av HCN og NH₃ gir høyere hydrogenutbytte [15].

3.2.3 Autotermisk reformering

Autotermisk reformering (ATR) er en kombinasjon av den eksoterme POX og den endoterme SMR [16]. I ATR blir syntesegass produsert ved at naturgass, eller flytende hydrokarboner, reagerer med oksygen (O₂) og vanndamp (H₂O) under høyt trykk og temperatur [15]. Tilsvarende som for POX kan oksidanten være luft eller oksygen [2], og katalysator kan brukes for å øke hydrogenutbytte [15]. Benyttes metan blir reaksjonsligningen [2]:



Syntesegassen har et gunstig forholdstall mellom H₂ og CO og brukes gjerne til kjemisk syntese som for eksempel til Fischer-Tropsch-prosessen⁴ eller metanolsyntese. ATR reaktoren er mer kompakt enn en dampreaktor da det ikke er behov for en ekstern varmeveksler, ettersom POX reaksjonen oppstrøms i reaktoren tilfører den nødvendige varmen. En enklere og mer kompakt reaktor gir i tillegg lavere kapitalkostnader. Trykket vil variere mellom 1-80 bar og temperaturen ligger i intervallet 900-1150°C [15].

3.3 Vann/gass skiftreaksjon

Etter reformeringstrinnet blir den giftige CO gassen og vanndamp omgjort til CO₂ og H₂ gjennom en vann/gass skiftreaksjon (WGS) [16]. Det gjøres gjennom reaksjonsligningen [18]:

⁴ Fischer-Tropsch-prosessen er en kjemisk syntese som bruker syntesegass for å fremstille bensin og andre flytende hydrokarboner [17].



Det er et viktig steg som gjør at en får produsert maksimalt med hydrogen [2]. Vanligvis skjer reaksjonen i to trinn. Først gjennom et høyt temperatur trinn (*HTS: high-temperature shift*) med høy reaksjonshastighet for å minimere volumet til det katalytiske laget [2, 18]. Konsentrasjonen av CO blir da redusert fra 10-13% ned til 2-3% [18]. I trinn to har en lav temperatur (*LTS: low-temperature shift*) som gir en langsom reaksjon slik at en får omgjort mest mulig av reaktantene [2, 18]. Konsentrasjonen av CO blir i dette trinnet redusert til 0,2-0,4% [18].

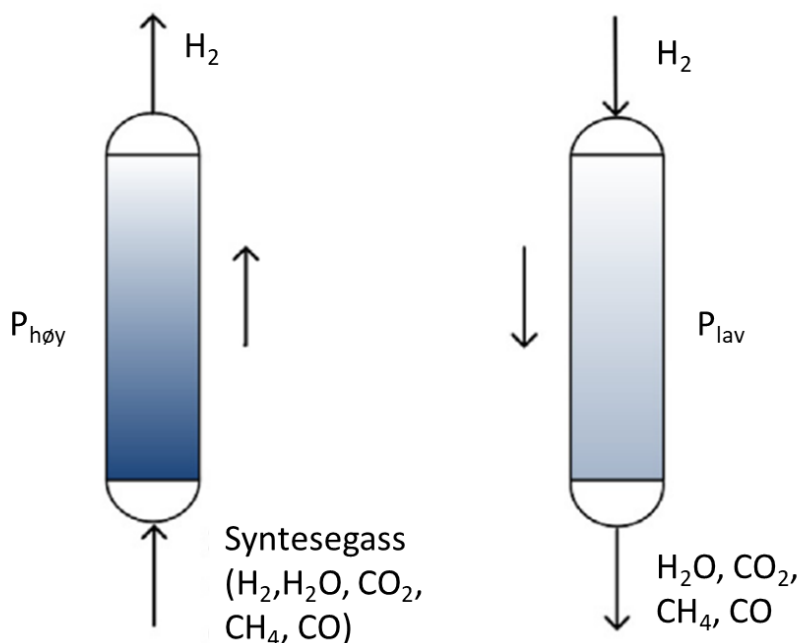
3.4 Rensing

Det er nødvendig å separere ut og rense H₂ og CO₂ fra syntesegassen etter å ha gjennomført vann/gass skiftreaksjonen. Dette gjøres da gassen hovedsakelig består av H₂ og CO₂, men også flere komponenter som ikke er blitt omgjort og kan være CH₄, CO, N₂, H₂S og Ar. Hydrogenet blir separert fra de andre komponentene gjennom forskjellige prosesser; membraner, absorpsjon, adsorpsjon, og lav temperatur prosesser [2]. Den mest anvendte prosessen for rensing av H₂ er trykk-sving adsorpsjon (*PSA: pressure swing adsorption*) [2]. Prosessen gir en renhet på opptil 99,999 mol% H₂ og en utvinningsrate på 70-95% H₂ [19]. En H₂-produktgass med høy renhet blir dannet ved at komponenter i syntesegassen blir selektivt adsorbent på faste adsorpsjonsmidler under høyt trykk, mens relativt lite H₂ blir adsorbent [2]. Adsorpsjonsmidlene er silikagel, aktivert kull, zeolitter eller alumina [19]. Med ordet selektivt legger en vekt på at valgt adsorbent har ulik evne til å adsorbere forskjellige komponenter. Når adsorbentene er mettet blir de regenerert gjennom en desorpsjonsprosess⁵. Da blir hydrogen sendt gjennom kolonnen samtidig med at trykket reduseres, slik en kan se fra Figur 2. PSA prosessen er i praksis ganske kompleks og omfattende, fordi den ofte har flere adsorpsjons- og desorpsjonskolonner i drift på samme tid [2, 19].

⁵ Desorpsjon er det motsatte av adsorpsjon hvor en frigjør gass som er adsorbent på et fast stoff eller oppløst i væske [20].

Adsorpsjon

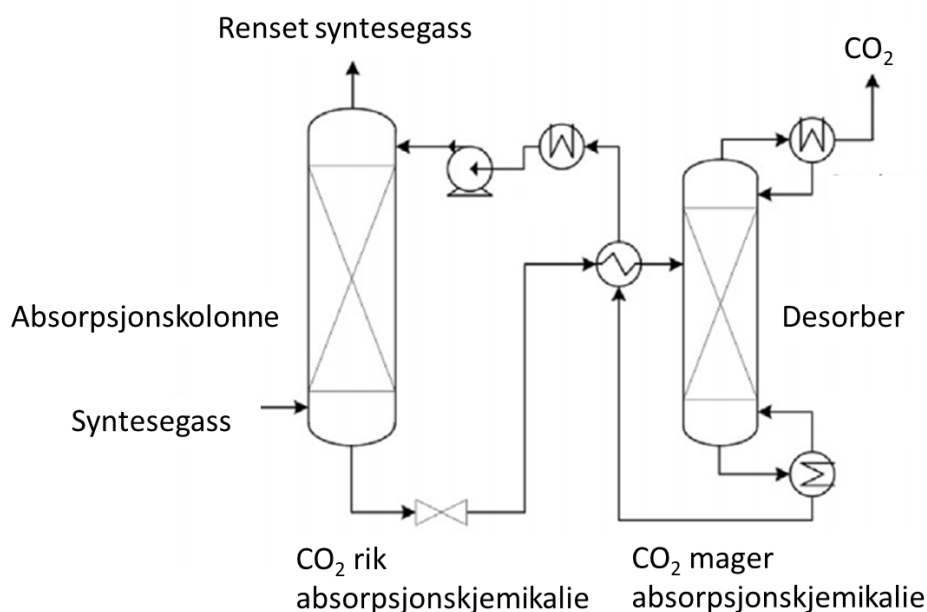
Desorpsjon



Figur 2: Adsorpsjonskolonne (venstre) og desorpsjonskolonne (høyre) som benyttes ved rensing av hydrogen. Syntesegass sendes gjennom adsorpsjonskolonnen hvor komponenter adsorberes, mens hydrogen strømmer fritt gjennom slik at en får en hydrogenproduktstrøm med høy renhet. Når adsorbentene er mettet blir kolonnen regenerert gjennom en desorpsjon. Det gjøres ved å sende en strøm med hydrogen gjennom kolonnen samtidig som en senker trykket. Figuren er modifisert og gjengitt med tillatelse fra Elsevier [2].

3.5 CO₂-fangst

Den enkleste metoden for å integrere produksjonsprosessen av hydrogen med CO₂-fangst er ved bruk av en ekstra separasjonsenhet i gass separasjonstrinnet, se Figur 1. En får da tre prosess strømmer: i) rensed hydrogen, ii) rensed CO₂ og iii) avgass med ulike komponenter slik som CH₄, CO₂, H₂ og CO. En ekstra fangstenhet kan også implementeres i syntesegass trinnet, slik at en får en høyere CO₂-fangstrate. Rensing av CO₂ gjøres gjennom den kommersielt modne teknologien absorpsjon. Alternativt kan det tas i bruk nyere separasjonsteknologier med sorbenter, membraner eller lav temperatur separasjoner. Hydrogenproduksjon med fangstteknologier som for eksempel *sorption- enhanced*, membran reaktorer og *chemical looping* blir forsket på og kan bli aktuelle i fremtiden [2]. I absorpsjonsprosessen blir syntesegassen sendt gjennom en absorpsjonskolonne hvor urenheter reagerer med kjemikalie i kolonnen [2, 21]. Absorpsjonskjemikalie er basert på hvilke komponenter som skal bli absorbert og hvilke som skal strømme gjennom kolonnen. Kjemikalieene kan være rene løsninger hvor komponenten løses fysikalsk eller kjemiske blandinger. Når kjemikalie i absorpsjonskolonnen er mettet regenereres det ved en trykk og temperaturendring i en desorber, slik det er vist i Figur 3 [21]. Desorberen produserer to strømmer. En strøm med regenerert kjemikalie, det som blir kalla mager kjemikalie, blir sendt tilbake til absorpsjonskolonnen. Den andre strømmen er her den absorberte komponenten CO₂ [2].



Figur 3: Figuren viser absorpsjonsprosessen hvor syntesegass blir sendt gjennom en absorpsjonskolonne med absorpsjonskjemikalie. Kjemikalie er valgt slik at CO_2 fanges opp i kolonnen og blir sendt videre til en desorber når kjemikalie er mettet. I desorberen produseres en strøm med ren CO_2 og en strøm med mager kjemikalie som sendes tilbake til absorpsjonskolonnen for å bli brukt om igjen. Figuren er gjengitt og modifisert med tillatelse fra Elsevier [2].

3.6 Transport og lagring av hydrogen

Hydrogen har lav energitetthet ved standardbetingelser som medfører at lagring og transport blir mer effektiv ved å øke den volumetriske energitettheten. Det gjøres hovedsakelig ved en tilstandsendring av hydrogen gjennom: i) kompresjon, ii) tilstandskonvertering til flytende hydrogen og iii) kjemisk forbindelse til andre stoffer. Det forskes også på lagring av hydrogen gjennom absorpsjon på faste stoffer slik som i metall-hydrider [5]. Valg av lagringsmediet vil være avhengig av volumet som lagres, varigheten og den geografiske tilgjengeligheten [13]. Generelt kan en si at langtidslagring av hydrogen i store volum gjøres i geologiske formasjoner, slik som i salt kaverner, mens tanker benyttes for korttidslagring av små volum [5, 13]. Distribusjon av hydrogen kan gjøres via eksisterende naturgass rørdningsnettverk, skip, egne hydrogenrørledninger eller en kan bruke tankbiler [5, 13]. Det er både ulemper og fordeler tilknyttet de forskjellige transportvalgene, og kostnadene vil være avhengig av faktorer som størrelse, geografi, distanse og sluttbruk av hydrogenet [13].

4 Naturgass

Naturgass blir ifølge Store norske leksikon (SNL) [22] definert som en brennbar, fargeløs gass som en ofte finner sammen med råolje i porøse bergarter i jordskorpen. Gassen er blitt dannet av nedbrutt organisk materiale og går under betegnelsen fossilt brennstoff. Naturgassen består av hydrokarboner med et varierende innhold av hydrogensulfid, nitrogen og karbondioksid. Hovedkomponenten er metan som utgjør rundt 85%, og 5-10% er etan. Pentan, propan, normal- og isobutan og tyngre komponenter utgjør de resterende prosentene [22]. Det som i dag selges som salgsgass fra GASSCO heter tørrgass og inneholder hovedsakelig metan og etan [22, 23].

I litteraturen brukes begrepet naturgass uten noen videre forklaring. Begrepet er derfor blitt brukt på en tilsvarende måte i denne bacheloroppgaven. Det en likevel kan legge merke til er at det er hovedsakelig metanen i naturgassen som anvendes for de tre reformeringsprosessene. Case-studien som ble brukt i kostnadsanalysen for SMR og ATR oppgir derimot komposisjonen og kan ses fra Tabell 3. Komposisjonen gjelder ikke for POX ettersom dette ikke ble angitt i kilden.

Tabell 3: Komposisjonen til naturgassen som blir brukt i case-studien for SMR og ATR. Det spesifiseres ikke om enheten er molar masse eller molar konsentrasjon. Informasjonen er hentet fra «Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies» [24].

Naturgass komposisjon		
Komponent	Mengde	[Enhet]
CO ₂ (karbondioksid)	0,005	Molar
N ₂ (Nitrogen)	0,01	Molar
O ₂ (Oksygen)	0,0002	Molar
CH ₄ (Metan)	0,95	Molar
C ₂ H ₆ (Etan)	0,032	Molar
C ₃ H ₈ (Propan)	0,002	Molar
C ₄ H ₁₀ (i-butan)	0,0003	Molar
C ₄ H ₁₀ (n-butan)	0,0003	Molar
C ₅ H ₁₂ (i-pentan)	0,0001	Molar
C ₅ H ₁₂ (n-pentan)	0,0001	Molar



5 Elektrisk Strøm

Produsert hydrogen blir omgjort til elektrisk strøm ved bruk av brenselceller, forbrenningsmotorer eller turbiner [9]. I forbrenningsmotorer blandes et brensel, ofte bensin, sammen med hydrogen for å øke effekten [25]. Hydrogen turbiner fungerer på samme måte som andre lukkede gassturbiner hvor høytrykk gass driver et turbinhjul for å omgjøre kjemisk energi til mekanisk energi. I en brenselcelle blir elektrisitet produsert gjennom en elektrokjemisk prosess som kan sammenlignes med dagligdagse AA batterier, hvor hydrogenet fungerer som en anode og oksygen som katode. Det eneste avfallsstoffet fra prosessen er vann [26]. Sammenlignet med en forbrenningsmotor har en brenselcelle oppimot 55% høyere energieffektivitet [27]. Grunnet høy effektivitet, ingen klimagass utslipp og et vidt bruksområde i både tung industri og transport er brenselceller utgangspunktet for videre beregninger i denne rapporten [28].

For kostnadsanalysen i denne rapporten brukes en felles konverteringsfaktor for å avgjøre hvor mye elektrisitet produktgassen tilsvarer. Ettersom energieffektiviteten varierer mellom de forskjellige brenselcellene har en i denne rapporten valgt å bruke et gjennomsnitt av maksimums- og minimumsnivåene fra Tabell 4. I kostnadsanalysen har brenselcellens effektivitet innvirkning på årlig strømproduksjon, da dette er bestemt av produktgassmengden som mates til brenselcellen. Årlig strømproduksjon blir i tillegg estimert fra fullasttimer og case-studier for ulike hydrogenanlegg, se kapittel 6.4.1. Fullasttimer er totalt antall timer et produksjonsanlegg vil være i drift i løpet av et år.

Tabell 4: Oversikt over karakteristikken for 5 forskjellige brenselceller. Nødvendig krav til effekt gjør alkalisk og polymer mindre relevante for produksjon av strøm. Modifisert og gjengitt med tillatelse fra original utgiver DNV GL i «PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE» [5].

Type	Temperaturspenn [°C]	Elektrolytt	Effekt	Energi-effektivitet	Kapitalkost [kNOK/kW]	Levetid [tusen timer]	Modenhhet	Anvendelse
<i>Alkalisk</i>	60-90	<i>Kaliumhydroksid</i>	<i>Opptil 250 kW</i>	60 – 70 %	1,7 – 6	5 – 8	<i>Etablert, men for spesielle anvendelser</i>	<i>Romfart, ubåter</i>
<i>Polymer</i>	50-90 (LT) til 180 (HT)	<i>Polymermembran</i>	<i>500 W til 400 kW</i>	35 – 70 %	<i>Stasjonær: 25 – 35 Mobil: 4 – 4,5</i>	<i>Stasjonær: 60 Mobil: 5</i>	<i>Tidlig marked, markedsledende</i>	<i>Transport, romfart, stasjonær, Reservekraft</i>
<i>Fosforsyre</i>	160-220	<i>Fosforsyre</i>	<i>Opptil flere titalls MW</i>	35 – 45 %	4 – 5	30 – 60	<i>Moden, men lav produksjon</i>	<i>Produksjon av kraft og kraft + varme</i>
<i>Smeltekarbonat</i>	600-700	<i>Flytende karbonat</i>	<i>Fra noen få 100 kW til flere MW</i>	65 – 70 %	4 – 6	20 – 40	<i>Tidlig marked</i>	<i>Produksjon av kraft og kraft + varme</i>
<i>Fast-oxid</i>	700-1000	<i>Keramisk fast-oxid</i>	<i>Fra noen få 100 kW til flere MW</i>	60 – 80 %	3 - 4	<i>Opptil 90</i>	<i>Moden, økende produksjon</i>	<i>Produksjon av kraft og kraft + varme</i>



Videre i kostnadsanalysen settes det opp to ledd som heter «ytelse» og «faktisk ytelse». Slik det vises i formel 6 er ytelse den mengden energi en får fra produktgassen. Faktisk ytelse er den energimengden en ender opp med som følge av en reduksjon i energi når det konverteres ved bruk av brenselceller. Kostnader basert på anleggets ytelse er beregnet fra den totale mengden energi inn på anlegget. Energimengden ut av anlegget («produksjon») er kalkulert ut fra den faktiske ytelsen. Formel 6 og 7 viser konverteringen fra en gitt mengde produktgass til elektrisk strøm.

$$x * H_n = y \quad (6)$$

x : Produsert produktgass hvert døgn [kg/D].

H_n : Nedre brennverdi til hydrogengass [kJ/kg].

y : Produsert energi hvert døgn [kJ/D].

Produktgassmengden ble i ligning 6 omgjort til produsert energi. Enheten til variabel y må omgjøres til årlig mengde strøm produsert i kWh og kan ses fra ligning 7⁶:

$$y \left[\frac{kJ}{D} \right] * \frac{D}{24h} * \frac{h}{60min} * \frac{min}{60s} = z[kW] = z * 8000h = a[kWh] \quad (7)$$

z : Produsert energi per sekund [kJ/s]

$8000h$: Fullastimer, antall timer anlegget produserer strøm i løpet av ett år.

a : Årlig mengde elektrisk strøm produsert [kWh].

⁶ Enhetene vises i hovedsak ikke i de ulike formlene i oppgaven, men er her tatt med for å vise omgjøringen fra kJ/D til kWh.

6 LCOE

Levelised cost of energy (LCOE), også referert til som energikostnaden over levetiden, brukes for å sammenligne energikilder som kull, vannfallsenergi, vindenergi, solenergi, kjerneenergi, olje og gass til kraftproduksjon i et kostnadsperspektiv. Det blir i dag brukt av Norges vassdrags- og energidirektorat (NVE) for å estimere behovet for nettutbygging, forbruk og produksjon [29]. Energifkostnaden blir beregnet over en antatt levetid ved å innhente drift-, investering-, vedlikehold- og brensel-kostnader. Ligning for utregning av LCOE er som vist i formel 8, total kostnad over levetid med diskonteringsrente over total energiproduksjon over levetid med diskonteringsrente. Total investeringskostnad (I_t), total drift- og vedlikeholdskostnad (M_t) og total energi- og brensel-kostnad (F_t) utgjør den totale kostnaden, mens (E_t) utgjør total energiproduksjon. Variablene utdypes fortløpende i neste kapittel.

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (8)$$

n: Levetid. Byggetid og økonomisk levetid, antall år teknologien vil produsere energi.

r: Diskonteringsrente, se kapittel 6.3, $0 < r < 1$.

t: tid i år. $(0 \leq t \leq n) \cap (t = \mathbb{Z})$

LCOE resultater for de nevnte energikildene er blitt innhentet fra NVE sin rapport fra 2018 [29] og blir presentert senere i rapporten i et eget stolpediagram i kapittel 7.1, hvor de blir sammenlignet med LCOE resultatene for blått hydrogen. Det kan nevnes at NVE sin rapport fra 2018 er basert på en tidligere rapport fra 2015 som heter *kostnader i energisektoren* [30].

Kostnadene som brukes for LCOE beregninger i denne rapporten er hentet fra rapportene [5, 24, 31, 32]. Validiteten har blitt sjekket med eksterne aktører kontaktet via mail, eksternt og intern veileder.

6.1 Total nåverdi

For å sammenligne fremtidige kostnader og produksjonsmengder blir alle verdier omregnet til nåverdi. Denne fremtidige verdien beregnes med bruk av diskonteringsrenten, se 6.3, hvor I_t , M_t , F_t og E_t utgjør totale verdier for året (t).

E_t : Total energi produsert. Årlig mengde elektrisk energi produsert. Se 6.4.1

I_t : Total investeringskostnad [NOK]. Engangskostnad for etablering av f. eks solkraft medfører kostnader som grunnbefaring fundament, konstruksjon, intern/ekstern nett, prosjektledelse og solcellepaneler.

$$I_t = I * e \quad (9)$$

I: Investeringskostnad [NOK/kW].

e: Ytelse [kW].

M_t : Total Drift- og vedlikeholdskostnad [NOK]. Er en årlig kostnad delt i to drift-kostnadsledd, variable og faste.



$$M_{t.SMR.ATR} = \left(\sum D_v + \sum D_f \right) \quad (10)$$

D_v : Variable driftskostnader [NOK]

D_f : Faste driftskostnader [NOK]

$$M_{t.POX} = (D_{v.POX} * \dot{e} + D_{f.POX} * e) \quad (11)$$

$D_{v.POX}$: Variable driftskostnader [NOK/kWh]

$D_{f.POX}$: Faste driftskostnader [NOK/kW]

\dot{e} : Produksjon [kWh]

F_t : Total energi- og brensel-kostnad [NOK]. Årlig kostnad for nødvendig energi og brensel til produksjon. Solkraft vil for eksempel ikke ha brensel-kostnader, men kan ha behov for en ekstern energikilde.

$$F_t = (x * g) \quad (12)$$

g : Pris for naturgass per kg H₂ produsert [NOK/kg H₂]

x : Produsert produktgass hvert døgn [kg/D].

6.2 OPEX og CAPEX

Oppstart og drift av anlegg og bedrift medfører en rekke kostnader. En forenkling gjøres ved å kategorisere disse kostnadene i *OPEX* for driftskostnader og *CAPEX* for investeringskostnader. *OPEX%* brukes i denne rapporten som en prosentvis økning av driftsrelaterte kostnader over levetid. For å sikre nøyaktigheten for kostnadsanalyser som går over lange tidsperioder brukes *OPEX%* for å definere antatt kostnadsøkning over levetiden. Det forventes en økning på 18-33% for hydrogenproduksjon [5]. *OPEX%* settes derfor lik 25% for videre beregninger.

CAPEX% er kostnader relatert til større fremtidige utbedringer av anlegg over levetiden. Dette er investeringer som anlegg tjener på i lengre tid enn ett skatteår [33], som for eksempel utbygging av anlegg eller innkjøp av transportmiddel. For en produksjonsmetode som er i stadig utvikling forventes det en utvikling på 18-79% [31]. *CAPEX%* settes derfor lik 48% for videre beregninger. *OPEX%* og *CAPEX%* brukes i LCOE beregningene som vist i ligning 13:

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{(I_t * CAPEX\%) + F_t + (M_t * OPEX\%)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (13)$$

6.3 Diskonteringsrente

For å beregne nåverdien av en fremtidig kontantstrøm eller verdi brukes diskonteringsrenten, også kjent som kalkulasjonsrente. Eksempel på nåverdi beregning vist i ligning 14:

$$\text{nåverdi} = \frac{I_t + M_t + F_t}{(1 + r)^t} \quad (14)$$

Renten brukes i samfunnsøkonomiske beregninger som en form for rabatt på fremtidige nåverdiberegninger for diverse prosjekter. Det vil si at for hvert år som går vil nåverdien minke til den til slutt er tilnærmet lik null. Valg av diskonteringsrente er en avgjørende faktor for nøyaktigheten av slike beregninger. Diskonteringsrenten er i henhold til Olje- og Energidepartementet satt lik 6% [29]. I bunn er LCOE en enkel nåverdi ligning som vist i ligning 15:

$$\text{LCOE} = \frac{\text{Total nåverdi kostnad}}{\text{Total nåverdi produksjon}} \quad (15)$$

6.4 Forutsetninger for LCOE beregning

Kostnadsanalysen for reformerinsmetodene er basert på produksjons- og kostnadsdata innhentet fra flere rapporter. Hovedrapportene brukt er case-studier for spesifikke produksjonsanlegg som har tatt i bruk SMR, ATR eller POX.

6.4.1 Produksjon

Produktgassmengden er den mengden hydrogen som mates til brenselcellen. Det ble i kapittel 5 vist hvordan energien ut av brenselcellen er kalkulert ut ifra hydrogenets nedre brennverdi og cellens energieffektivitet. Stor differanse i effektivitet for brenselcellene medførte at en satt opp utregninger med en gjennomsnittlig lav og høy effektivitet. I beregningene tilsvarer høy effektivitet 67% og lav effektivitet 51 %. Med hensyn til transportkostnader antas brenselcellene å være tilgjengelige på anleggssiden. Levetiden antas å være 40 000 timer, noe som tilsvarer 4,56 år, basert på Tabell 4. Det vil derfor forekomme nye kostnader for brenselceller hvert fjerde år.

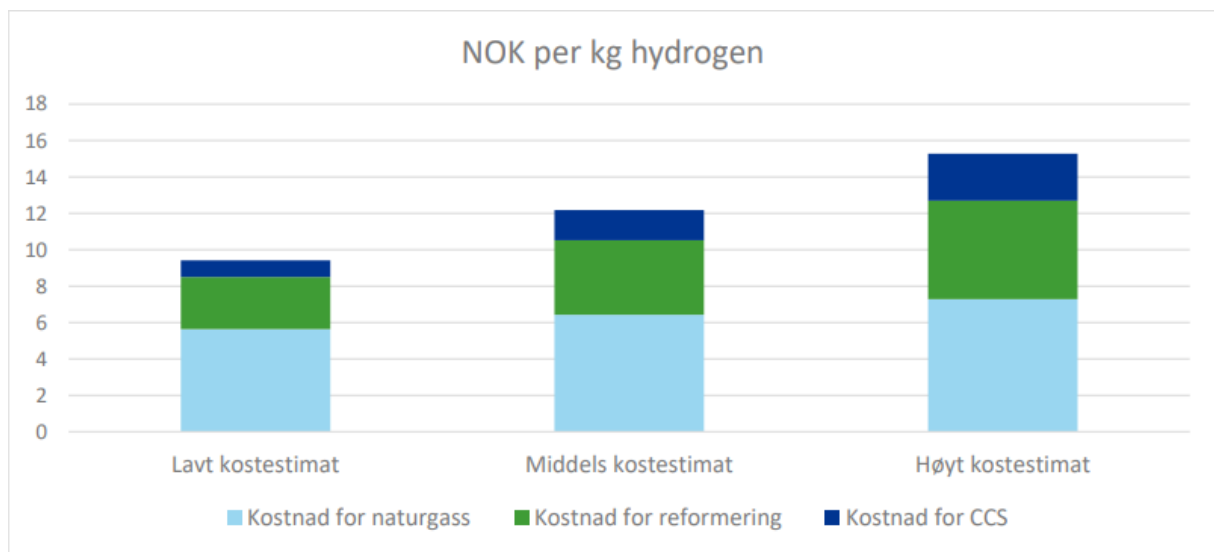
Produktgassmengden for SMR, ATR og i Equinor sin case-studie ble beregnet ut fra estimert ytelse oppgitt i kildene. For POX er ytelsen beregnet ut fra produktgassmengden som brukes i rapporten [32].

Et anlegg som produserer blått hydrogen vil hverken være sesongavhengig eller preget av turbulent operasjonstid. Det antas derimot at anlegget vil ha både planlagte og uforutsette stopp for vedlikehold og reparasjoner slik at fullasttimer er satt til 8000 timer i året.

6.4.2 Kostnadsledd

Kostnadsdata for SMR og ATR er basert på tabell 2 og 3 i *Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current emerging technologies* [24]. Tall for POX er innhentet fra tabell 1 i *Cost-benefit analysis of different hydrogen production technologies using AHP and Fuzzy AHP* [32]. Det er verdt å merke seg at tallene for POX analysen er basert på en rapport fra 1989 [34]. Valutakurs for amerikansk dollar er satt lik 8.5107 NOK/USD, og ble hentet fra Norges Bank nettbaserte valutakursverktøy den 12.04.2021 [35]. Andre rapporter som også brukes for kostnadsestimat er *Techno - Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CSS* [31].

Drift- og vedlikeholdskostnadene, for SMR og ATR, beregnes ved bruk av prosentsetter oppgitt i [24] basert på kostnader per kilo produktgass, som vises i Figur 4, og er hentet fra DNV GL sin rapport [5].



Figur 4: Stolpediagram over NOK per kg hydrogen produsert. «Kostnad for reformering» og «kostnad for CCS» utgjør det faste driftskostnadsleddet. «Kostnad for naturgass» utgjør brensel-kostnaden i kostnadsanalysen. Figuren er gjengitt med tillatelse fra utgiver [5].

Kostnad for konvertering til elektrisk strøm via brenselceller er basert på Tabell 4 og estimert til å være 6000 NOK/kW, som er høyt kostnadsestimat for de relevante typene fosforsyre, smelte-karbonat og fast-oksid.

Valg av kostnadsestimat har stor påvirkning på resultatet av kostnadsanalysen. Forskjellen mellom bruk av høyt- og lavt estimat vil medføre en kostnadsøkning på 54% for enkelte kostnadsledd. Da det ikke tas hensyn til kostnader for transport og lagring i rapportene fra DNV GL [5] og IEAGHG [31] velges det å bruke høyt kostnadsestimat i denne rapporten for videre beregninger. Da det vil være kostnader tilknyttet transport og lagring, med mindre produksjon og brenselcelle konvertering skjer på ett og samme produksjonsanlegget.



6.4.3 Case-studie fra Equinor

Informasjon og kostnadsdata er innhentet og brukt med tillatelse fra Equinor Research and Technology⁷. Kostnadstallene fra Equinor er basert på beregninger de selv har gjort for produksjon, transport og lagring av hydrogen i ulike former. Tallene er teoretiske og fra et tidlig stadium, da bedriften ikke har noe anlegg for blått hydrogen. Vanligvis tas det utgangspunkt i en gitt mengde ønsket produktgass («produksjon»), men her har ytelseskravet som brukes for SMR og ATR bestemt produktgasmengden. Denne mengden brukes videre for å estimere CAPEX kostnaden som vist i formel 16. OPEX ble estimert til å være 3% av CAPEX. Brenselkostnader blir ikke inkludert i OPEX og beregnes på samme måte for alle metodene. Levetiden ble ikke oppgitt, men ble vurdert til å være lik for alle metodene og er derfor satt til å være 20 år.

$$CAPEX[NOK] = 5000 \left[\frac{\$}{tpy} \right] * z[tpy] \quad (16)$$

tpy: Tonnes per year.

z: Tonn H₂ produsert hvert år.

$$OPEX[NOK] = CAPEX[NOK] * 3\% \quad (17)$$

⁷ Informasjon ble utvekslet gjennom e-poster [50].

6.5 Kostnadsanalyse

Figur 5-Figur 7 viser et utdrag fra kostnadsanalysene. Alle utklippene viser analysen brukt med høy virkningsgrad for brenselcellene. Excel arkene for alle resultatene i LCOE analysen legges ved som vedlegg til bacheloroppgaven, se vedlegg 1.

LCOE, SMR-Høy BC effektivitet					
Ytelse	630000	kW	Produktgass	162849836,1	kg
Faktisk Ytelse	422100	kW	Nedre brennverdi	122000	kJ/kg
Fullasttimer	8000	h			
Produksjon	3376800000	kWh			
Rente	6	%	Nåverdi	kr 54 905 872 246	NOK
Levetid	20	år			
			Nåverdi	3,87E+10	kWh
Investeringskostnad	11226,01857	NOK/kW	LCOE	1,4176	NOK/kWh
Drift og vedlikehold					
Labor	130279868,9	NOK			
Supervise	13027986,89	NOK			
Utility	122137377	NOK			
Maintenance	353619585	NOK			
Operating Suplies	35361958,5	NOK			
Labaratory charges	13027986,89	NOK			
Plant Overhead	248463720,4	NOK			
Administrative	74539116,11	NOK			
Distribution	24427475,41	NOK			
Reasearch	26055973,77	NOK			
Brenselkostnad	0,362	NOK/kWh			
Brenselcelle	6000	NOK/kW			
Total investering	16061539716	NOK			
Total årlig kostnad	2522550082	NOK			
År	Nåverdi penger NOK	Nåverdi energi kWh			
0	16061539716	0			
1	2379764228	3185660377			
2	2245060592	3005339979			
3	2117981691	2835226395			
4	4992209982	2674741882			

Figur 5: Utdrag fra LCOE beregninger for SMR. Tittelen indikerer metode brukt og effektiviteten til brenselcellene (BC). ATR deler SMRs oppsett. Hvite rubrikker er input og grå er faste verdier eller output.

LCOE, POX-Høy BC effektivitet			
Ytelse	364497,7495	kW	
Faktisk Ytelse	244213,4922	kW	
Fullasttimer	8000	h/år	
Produksjon	1953707937	kWh	
Rente	6	%	
Levetid	20	år	
Investeringskostnad	4774,89409	NOK/kW	
Driftkostnad (Variable)	0,445	NOK/kWh	
Driftkostnad (Faste)	385,260	NOK/kW	
Brenselkostnad	0,357	NOK/kWh	
Brenselcelle	6000	NOK/kW	
Total investering	5851862724	NOK	
Total årlig kostnad	2449811245	NOK	
År	Nåverdi penger NOK	Nåverdi energi kWh	
0	5851862724	0	
1	2311142684	1843120696	
2	2180323287	1738793109	
3	2056908761	1640370858	
4	3672778109	1547519677	
Produktgass	92929000	kg	
Nedre brennverdi	122000	kJ/kg	
Nåverdi	kr 39 685 122 360	NOK	
Nåverdi	2,24E+10	kWh	
LCOE	1,7710	NOK/kWh	

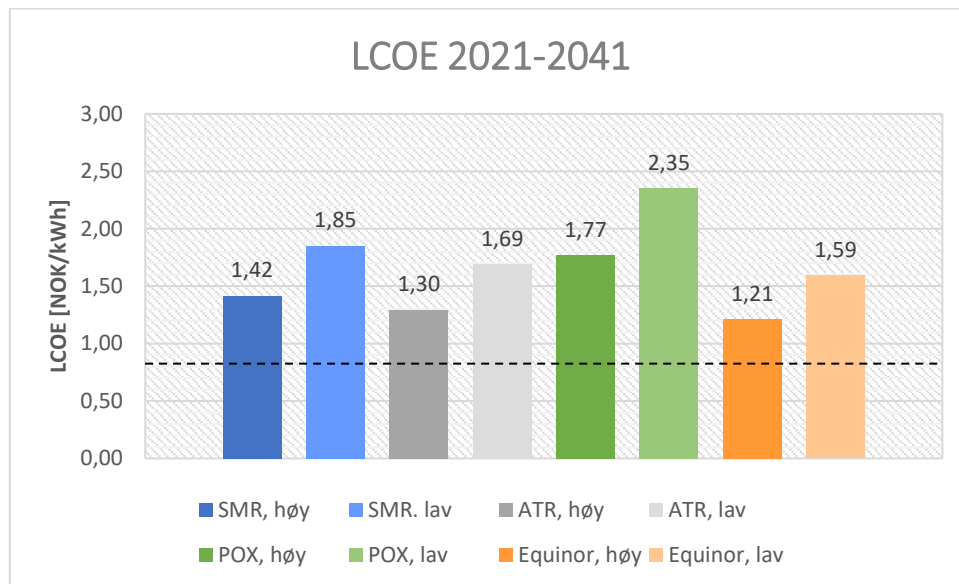
Figur 6: Utdrag fra LCOE beregningen til POX. Hvite rubrikker er input og grå er faste verdier eller output.

LCOE, Equinor-Høy BC effektivitet			
Ytelse	630000	kW	
Faktisk Ytelse	422100	kW	
Fullasttimer	8000	h/år	
Produksjon	3376800000	kWh	
Rente	6	%	
Levetid	20	år	
CAPEX	6929830499	NOK	
OPEX	207894914,970	NOK	
Brenselkostnad	0,362	NOK/kWh	
Brenselcelle	6000	NOK/kW	
Total investering	15850549139	NOK	
Total årlig kostnad	1851553018	NOK	
År	Nåverdi penger NOK	Nåverdi energi kWh	
0	15850549139	0	
1	1746748130	3185660377	
2	1647875594	3005339979	
3	1554599617	2835226395	
4	4460717460	2674741882	
Produktgass	162849836,1	kg	
Produktgass	162849,8361	tonn	
Nedre brennverdi	122000	kJ/kg	
Nåverdi	kr 46 998 598 209	NOK	
Nåverdi	3,87E+10	kWh	
LCOE	1,2134	NOK/kWh	

Figur 7: Utdrag fra Equinor sin case-studie [50]. I henhold til deres benevning er investeringskostnad oppgitt som CAPEX og driftskostnad oppgitt som OPEX. CAPEX% og OPEX% er de samme som de andre analysene i denne oppgaven.

7 Resultater

Resultatene fra kostnadsanalysen, som presenteres i Figur 8, viser at blått hydrogen ikke er konkurransedyktig vurdert opp mot energisektoren i Norge. Strømprisen for en norsk husholdning, inkludert nettleie og avgifter ligger på rundt 0,824 NOK/kWh⁸. Fra LCOE analysen var den laveste energikostnaden på 1,30 NOK/kWh.



Figur 8: Resultatene fra LCOE analysen er oppsummert i stolpediagrammet. Hver søyle representerer en reformeringsprosess med en gitt brenselcelle virkningsgrad, i tillegg presenterer de oransje søylene en case fra Equinor som ikke er spesifikk for en bestemt reformeringsprosess. Prosessene står parvis med tilsvarende like farger. Høy og lav står her for høy virkningsgrad og lav virkningsgrad, henholdsvis 67% og 51%. Svart stiplet linje indikerer strømprisen for en norsk husholdning.

Resultatene fra LCOE analysen er basert på forutsetninger og antagelser gjort i de tidligere kapitlene. I figuren er de ulike reformeringsprosessene plassert parvis, en med høy virkningsgrad på 67% og en for lav virkningsgrad på 51%. Anlegg med høy virkningsgrad har lavere energikostnader (NOK/kWh) i forhold til et anlegg med lav virkningsgrad. Det er tydelig at POX med lav virkningsgrad har høyest energikostnad, mens ATR med høy virkningsgrad har lavest av de tre reformeringsprosessene.

Differansen mellom høy og lav virkningsgrad er større desto høyere energikostnader. Prosentvis utgjør denne forskjellen 31-33% for alle reformeringsprosessene, men differansen i energikostnader blir høyere når kostnadene er større. Det vil si at differansen for POX med ulik virkningsgrad er 0,58 NOK/kWh som er høyere enn differansen for ATR som er 0,39 NOK/kWh. En kan også se at POX med høy virkningsgrad er tilnærmet lik et ATR-anlegg med lav virkningsgrad hvor differansen mellom de utgjør 0,08 NOK/kWh. Blant de tre reformeringsprosessene med høy virkningsgrad kan en se at SMR anlegg er dyrere enn ATR, men lavere enn POX. Tilsvarende trend finner en mellom de ulike anleggene med lav virkningsgrad hvor SMR ligger under POX, men har høyere kostnader enn et ATR-anlegg med lav virkningsgrad.

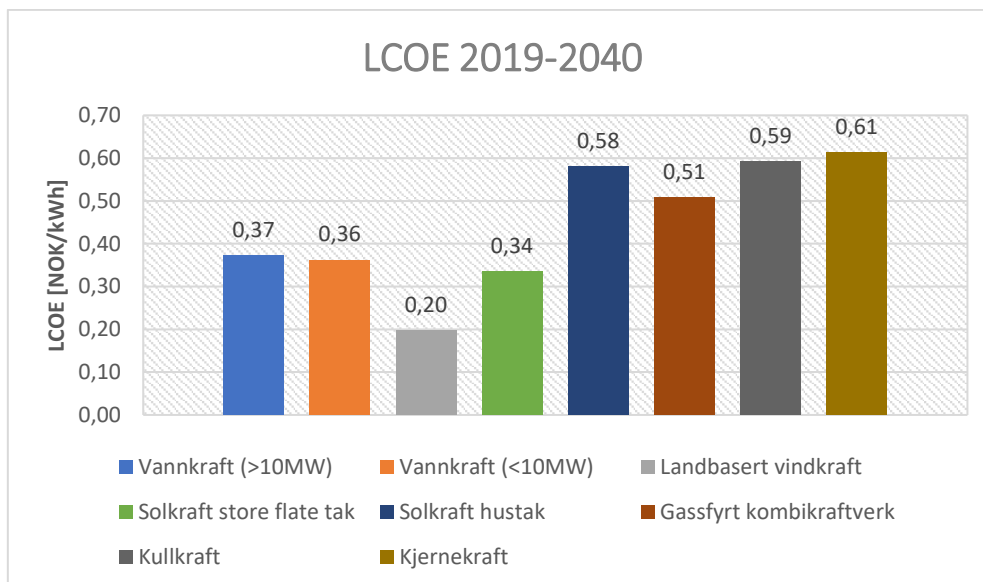
Equinor sin case-studie ga en mulighet for å vurdere validiteten til kostnadsanalysen. Den er ikke spesifikk for en enkelt prosess, men som en kunne se i kapittel 6.4.3 viser den typiske

⁸ 4. kvartal 2020, SSB [36].

antagelser som danner grunnlaget for en grov LCOE analyse. Den har lave kostnader per kWh noe som trolig henger sammen med den ikke er case spesifikk.

7.1 Sammenligning med energisektoren i Norge

NVE har hentet inn reelle kostnader fra kraftproduksjonen i Norge og utført en kostnadsanalyse over levetiden. Resultatene er oppsummert og blir representert i Figur 9. Søylediagrammet viser LCOE i 2040 basert på en periode fra 2019-2040, som NVE har estimert ut fra antagelser og en egen teknologiforbedringsfaktor [37]. Analysen er et gjennomsnitt av flere anlegg og forskjeller mellom enkelt anlegg synliggjøres ikke [29]. Gitt fra figuren har landbasert vindkraft lavest energikostnader, etterfulgt av solkraft på store flate tak og vannkraftanlegg. Solkraft på hustak er solceller montert på skrå, mens solceller montert på flate tak er typisk for industri- og næringsbygg. Det er 1 øre/kWh som skiller de to stolpene for vannkraft. Grunnet mangel på framskrivninger fra NVE er ikke søylene for høyt og lavt estimat for havvind tatt med i figuren [37]. Kjernekraft, gassfyrte kombikraftverk, solkraft på hustak og kullkraft vil i 2040 ha en LCOE rundt 0,51-0,61 NOK/kWh, som er noe høyere enn energikostnadene for vannkraft og solkraft.



Figur 9: Faktiske energikostnader knyttet til energisektoren i Norge. Tallene er samlet inn fra NVE sitt interaktive verktøy [37] og blir oppsummert i stolpediagrammet. Den viser LCOE for 2040 over en periode fra 2019-2040. Definisjonen høy og lav blir her oppgitt som høyt estimat og lavt estimat.

Blått hydrogen er ikke konkurransedyktig sammenlignet med energisektoren i Norge. ATR har lavest energikostnader av de tre reformeringsprosessene. Ved høy virkningsgrad har prosessen en energikostnad på 1,30 NOK/kWh, men dette er fremdeles høyere enn kjernekraft som har høyest energikostnad på 0,61 NOK/kWh. Ser en ATR i forhold til landbasert vindkraft er forskjellen mellom de to hele 1,1 NOK/kWh noe som tilsvarer en økning på 80,3%.



7.2 Drøfting

7.2.1 Blått hydrogen og produksjonsdelen

I denne bacheloroppgaven har en sett på tre kommersielt tilgjengelige metoder for produksjon av hydrogen med karbonfangst. Valget med å ha et stort fokus på disse metodene ble tidlig bestemt. Det er flere metoder som ikke er tatt med i denne oppgaven og vil kunne gi andre LCOE verdier enn dem som er blitt presentert. Flere av disse metodene er områder det forskes på i dag og som er under utvikling. De ulike metodene og forskningsområdene vil være aktuelle områder for videre arbeid og undersøkelser. En utdypet beskrivelse på en slik produksjonsprosess er pyrolyse og vises til i kapittel 8. Pyrolyse går under betegnelsen turkis hydrogen og skiller seg fra de tre andre metodene ved at prosessen ikke produserer CO₂, men rent karbon som avfallsstoff. Karbonet kan for eksempel brukes videre i produksjon av bildekk, som en allerede har et etablert marked for. Utfordringer vil være knyttet til lagringsmetoder, da det vil bli produsert mer karbon enn markedet forbruker.

Generelt blir storskala produksjon av hydrogen ansett som et rimeligere alternativ og har vært utgangspunktet for oppgaven. Kostnadene tilknyttet produksjon av blått hydrogen vil være avhengig av størrelsen på anlegget. Flere områder innenfor produksjonskjeden til hydrogen er som nevnt under forskning. Videre utvikling og ny teknologi kan føre til mer effektive og lønnsomme teknologier, som vil kunne dra ned kostnadene ytterligere. Men det er nødvendigvis ikke slik at ny teknologi alltid er billigere. Forbedringer gir typisk lavere kostnader, mens nye metoder gjerne kan være dyre i startfasen. Det vil dermed være høyere og lavere kostnader forbundet med videre forskning og ny utvikling.

Grått hydrogen er en samlebetegnelse for hydrogen produsert fra fossile kilder. Metodene som brukes for grått hydrogen er de samme som brukes for blått, men hvor skillet ligger i bruken av CCS [4]. Sammenlignes et SMR-anlegg med og uten bruken av CCS får LCOE en økning på 33% dersom CCS blir implementert. Ser en bare på selve produksjonsanlegget og tar bort kostnadene for brenselcellene utgjør CCS 71% av CAPEX for SMR. For LCOE utgjør denne forskjellen en økning på 54% fra grått hydrogen. Bruken av kostnadseffektiviserende tiltak, slik som CCUS, vil i fremtiden kunne redusere kostnadene tilknyttet blått hydrogen. Et eksempel på CCUS er injeksjon av CO₂ for å øke oljeutvinning hvor gassen brukes til trykkstøtte og fortrenging av olje mot produksjonsbrønnen. Ved reservoarbetingelser er egenskapene til CO₂ gunstige med tanke på oljeutvinning, men også for å bli værende igjen i reservoaret. CO₂ injeksjon har blitt brukt i flere tiår og en nyere interessant alternativ er bruken av *CO₂-Foam for EOR* [38]. Satsingen på nye CCUS metoder gir et grunnlag for at fremtidige LCOE analyser av blått hydrogen kan bli betydelig lavere der hvor CCS blir faset ut med CCUS.

Produktgasmengden for SMR, ATR og Equinor sin case-studie er basert på den mengden som kreves for å få en spesifikk ytelse. Kostnadene for et POX anlegg med mindre kapasitet gjorde at ytelsen ble bestemt av produktgasmengden oppgitt i rapporten [32]. Metodene er basert på en felles brensel-kostnad (naturgass) på 7,5 NOK/kg H₂, basert på et høyt kostnadsestimat, hentet fra DNV GL sin rapport [5]. En videre utbedring av rapporten ville gått mer i dybden på reformeringsprosessene for å bygge et sterkere grunnlag for å skille produktgasmengden mellom de forskjellige metodene. Fra reaksjonsligningene til SMR og ATR kunne en se at bruken av vanddamp også fungerte som en kilde til høyere produksjon av hydrogen. Sett ut fra de totale reaksjonsligningene fra kapittel 3.2.1-3.2.3 kunne en argumentert for å sette ATR som $\frac{3}{4}$ og POX som $\frac{1}{2}$ av SMR sin hydrogenproduksjon.

7.2.2 Brenselceller

Valget med å bruke brenselceller preget resultatet i stor grad. Innledende diskusjoner om hvordan oppgaven skulle utføres gjorde det nødvendig å sette en rekke forutsetninger. Blant disse var bruken av brenselceller for å konvertere produktgassen til elektrisk strøm. Dette førte til at en stor utslagsgiver for kostnadsanalysen ble lite vektlagt tidlig i oppgaven. Det var hovedsakelig kostnads leddene for reformeringsprosessene som skulle være utgangspunktet for LCOE analysen, men brenselcellene viste seg å påvirke analysen i større grad en først tiltenkt. Brenselceller kan likevel være en lovende teknologi som ville blitt vektlagt i større grad dersom en ikke hadde hatt tidsbegrensinger. Alternativt kunne en satt opp den samme analysen med en annen konverterings metode.

Brenselceller har begrenset levetid og må byttes ut flere ganger over anleggets levetid. Levetiden ble antatt å være 40 000 timer og kostnaden for nye celler ble derfor lagt inn hvert fjerde år med hensyn til nåverdi avskrivninger. I rapporten fra DNV GL er brenselcelle kostnadene $kNOK/kW_{el}$ satt som CAPEX. Uten nåverdi avskrivninger utgjør brenselcellekostnadene 86% av total CAPEX for POX, og 73% for SMR. Selv med nåverdi avskrivninger utgjør brenselcellene majoriteten av CAPEX med 82% for POX, og 66% for SMR. Forskjellen i ytelse for metodene kan være årsaken til den store variasjonen, hvor kapasiteten til et mindre POX anlegg ikke kan veie opp for bruken av dyre brenselceller.

En alternativ måte å konvertere hydrogen til elektrisitet på er gjennom forbrenningsmotorer eller turbiner. I en forbrenningsmotor kan hydrogen fungere som et alternativ til oksygen for å øke virkningsgraden. Slik det blir nevnt i kapittel 5 trenger motoren et hydrokarbonbasert brensel, for eksempel bensin, for å fungere. Det ville da vært nødvendig med en ekstra CCS prosess som fanger opp det resulterende klimagassutslippet. Dette er ikke et gunstig alternativ da CCS relaterte kostnader allerede utgjør 71% av investeringskostnad for et SMR-anlegg uten brenselceller [24]. Turbiner kan derimot være et bra alternativ hvor den allerede oppvarmede hydrogengassen med høyt trykk går direkte fra reformeringsanlegget over til en turbin. Virkningsgraden til en generell gassturbin (*simple cycle turbine*) ligger på rundt 20-35% [39]. Det har blitt sett på bruken av hydrogen og syntesegass i *hybrid cycles* og *combined cycles* for å øke virkningsgraden til oppimot 65% [39-41]. Bruken av syntesegass medfører igjen problemer med klimagassutslipp som må håndteres.

Forskjellen i kapasitet skal i teorien være irrelevant da LCOE er kostnad per kWh produsert. Et anlegg med mindre kapasitet har også mindre kostnader relatert til produksjon. Den største usikkerheten relatert til dette lå i Equinor sin case-studie hvor hverken ytelse eller produktgassmengde ble oppgitt. Basert på en forskjell på 2% i CAPEX sammenlignet med SMR ble ytelseskravet satt lik 630 000 kW, tilsvarende kravet for SMR og ATR.

7.2.3 Kostnadsanalysen

Validiteten til produksjons- og kostnadsanalysen ble gjort etter kvalitativ arbeidsmetode, hvor kildene ble kryss sjekket mot hverandre. Særlig viktig var dette for kostnadsanalysen da de spesifikke kostnadstallene er hentet fra hver sin respektive rapport. Gjennom å vurdere de ulike kildene opp mot hverandre vil en med større sikkerhet kunne anta at kostnadsanalysen har holdt seg nøytral for et bias. Kostnadsestimatene fra Equinor bidrog til å videre validere resultatene i oppgaven, da estimatene ga lignende resultater som de case spesifikke metodene.

LCOE analysen til NVE er basert på et gjennomsnitt av flere anlegg og variasjoner mellom enkeltanlegg blir derfor ikke synliggjort [29]. I denne bacheloroppgaven har en derimot basert

kostnadsanalysen på spesifikke case-studier i stedet for å bruke et gjennomsnitt av flere anlegg. I rapporter hvor teknologier vurderes opp mot hverandre har det vært vanlig å skissere opp en case for et anlegg for hver teknologi, og deretter bruke det videre i økonomiske analyser. Valget med å bruke case-studier som tar utgangspunkt i et spesifikt hydrogenanlegg med CCS er derfor blitt gjort for å ha en tilsvarende fremgangsmåte. Ulikheter mellom de forskjellige kildene er gjenstand for videre drøfting i neste kapittel, hvor en ser på hvordan de ulike antagelsene påvirker LCOE resultatene.

Sammenligner en de tre reformeringsprosessene opp mot den norske energisektoren tilsier LCOE analysen at blått hydrogen ikke er konkurransedyktig. Dette er kun basert på kalkulerede tall og sier ikke noe om fremtidsutsiktene i kraftsektoren. I Norge er kraftprisene avhengig av værforhold som på kort sikt medfører store variasjoner i prisen. NVE anslår i rapporten *Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040* [42] at kraftprisen i Norge vil øke frem mot 2040, og vil bli påvirket av hvordan kostnader tilknyttet CO₂, naturgass og kraftpriser endrer seg i tiden fremover. Det forventes også et økende strømforbruk som er med på å presse opp kraftprisene. Blått hydrogen har en fordel med å gå under betegnelsen fleksibel kraftproduksjon, som vil si at den ikke er sesongavhengig og kan tilpasse produksjonen etter kraftprisene. Det betyr at ved lave kraftpriser kan en produsere blått hydrogen for lagring, slik at det kan brukes i perioder med høyt forbruk og dermed høye kraftpriser. Over et langsiktig tidsrom vil en økende pris på gass, kull og CO₂-utslipp øke kraftprisen i Norge. CO₂-prisen er avhengig av flere faktorer i kvotemarkedet, men dette skal en ikke gå nærmere inn på. Det peker likevel mot en økning i CO₂-pris, men det er uenighet rundt den spesifikke prisen, anslagene varierer fra 20 til 45 €/tonn CO₂ [42]. I årene før 2018 var CO₂-prisen særdeles lav, da lå den under 10 €/tonn CO₂ [42]. Som nevnt i kapittel 2, har ikke den lave kostnaden motivert industrien til å investere i karbonfangst. Ved å implementere CCS vil en unngå høye utslipp til atmosfæren og CO₂-kostnader. Et CCS anlegg utgjør som sagt store deler av investeringskostnaden i LCOE, men kan på sikt gi lavere kostnader når en har anslag på en stadig økende CO₂-pris. Dermed kan et anlegg uten CCS bli mer kostbart sett over en lengre tidsperiode, sammenlignet med investeringskostnadene forbundet med CCS. CCUS vil i tillegg bidra med økonomiske intensiver som kan være med på å rettferdiggjør en slik investering.

Prisen på gass forventes å stige frem mot 2040. Anslagene tilsier en verdi på 20 til 27 €/MWh, men vil være avhengig av fremtidig klima- og energipolitikk [42]. En prisøkning for naturgassen vil gjøre det dyrere å produsere blått hydrogen. Konkurransedyktigheten vil derfor bli preget av hvordan CO₂-, energi- og gassprisene endrer seg i forhold til hverandre. En vekst i gassprisene vil for eksempel tyde på at blått hydrogen ikke vil bli mer konkurransedyktig ettersom produksjonskostnadene øker. Stiger derimot CO₂- og energi-prisene kan blått hydrogen være aktuell. Da en ikke kan forutsi hvordan disse prisene vil variere i forhold til hverandre er det utfordrende å konkludere med noe endelig.

7.3 Mulige Feilkilder

Forutsetninger ble gjort for å kunne gjennomføre kostnadsanalysen. De ulike forutsetningene har preget analysen på ulike måter og det er derfor nødvendig å se på hvordan disse har vært utslagsgivende i LCOE analysen. Forutsetningene blir vurdert opp mot de forskjellige kildene som har blitt benyttet i analysen og de antagelser som er blitt gjort i denne rapporten.



7.3.1 Nedre brennverdi

I kostnadsanalysen brukes 122 MJ/kg som nedre brennverdi for H₂ i henhold til «brennverdi» fra SNL [43]. Denne brennverdien er noe høyere enn nedre brennverdi på 119,9 MJ/kg som brukes i «hydrogendrivstoff», også fra SNL [44], og står i samsvar med DNV GL sin rapport [5]. Nedre brennverdi på 122 MJ/kg gir en reduksjon på 0,01-0,02 NOK/kWh for LCOE analysen, en forskjell på 0,7-1,2%.

7.3.2 Diskonteringsrente

Diskonteringsrenten er satt til å være 6% i henhold til raten brukt av Olje- og Energidepartementet [29]. Den samme renten blir brukt i LCOE beregningene til NVE [37] og er renten brukt for Figur 9. Sammenlignet med diskonteringsraten på 8% som brukes i rapportene fra IEAGHG [31], DNV GL [5], Babes-Bolyai University [32] og Equinor Research and Technology [50], gir dette en lavere LCOE. En endring fra 6% til 8% gir en økning på mellom 0,03- til 0,06 NOK/kWh som tilsvarer 1,4-4,7% i LCOE.

7.3.3 OPEX og CAPEX

Hensyn til fremtidige endringer i OPEX- og CAPEX-relaterte kostnader førte til bruken av statiske prosent økninger i total investeringskostnad (48%) og total årlig kostnad (25%) basert på estimer fra DNV GL [5]. En økning i kostnaden medfører naturligvis en høyere LCOE hvor det i dette tilfelle medførte en økning på mellom 13-19%. Generaliseringen av prosentsatsene til en felles sats gjør at eventuelle metode spesifikke styrker, i form av lengre levetid på komponenter og enklere installasjon, ikke kommer frem.

7.3.4 Brenselceller

Levetiden varierer i intervallet 2-10 år for de relevante typene brenselceller; fosforsyre, smeltekarbonat og fast-oksid. Valgt ut fra virkningsgrad og kapitalkost er smeltekarbonat og Fast-oksid de relevante typene. Levetiden ble videre bestemt ut fra Tabell 4 til å være på 40 000 timer, noe som tilsvarer 4,56 år. I kostnadsanalysen har en inkludert utskifting av brenselceller og denne kostnaden påløper hvert fjerde år. I løpet av anleggets 20 års levetid vil totalt 2,8 år av cellenes levetid bli kastet bort dersom en ikke har en form for overlapping.

7.3.5 Brensel-kostnad

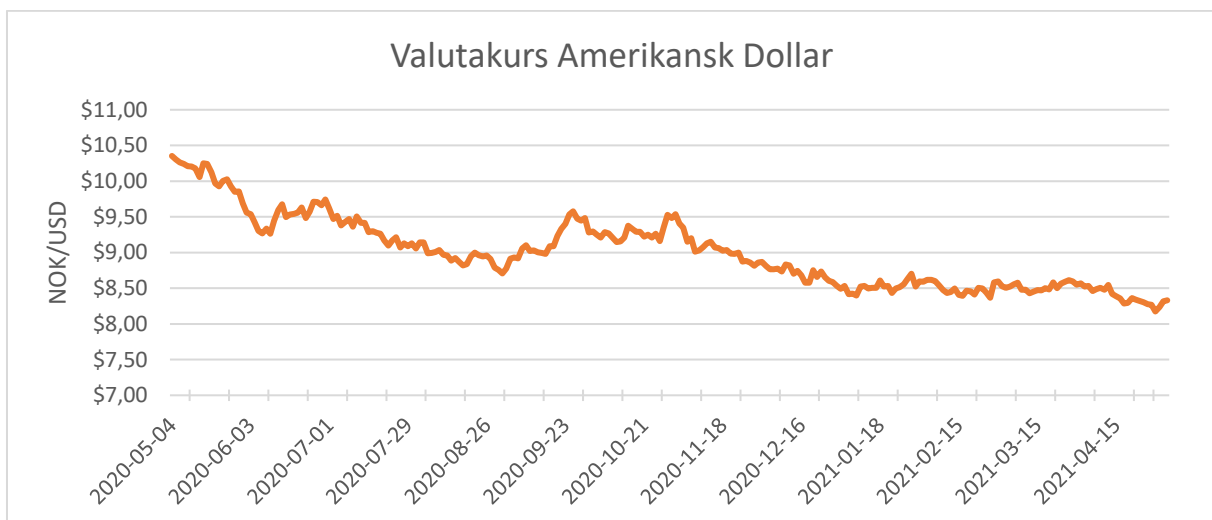
For å ha en fellesnevner i kostnadsanalysen ble brenselkostnadene basert på høyt kostnadsestimat fra DNV GL og satt lik 7,5 NOK per kilo hydrogen produsert. Dette tilsvarer et estimat på 0,36-0,46 NOK/kWh. Sammenlignet med hovedkilden til POX [32] som tar føre seg brensel-kostnader for ulike reformeringsmetoder i M\$/år er DNV GL sitt estimat 39% lavere. Naturgasspriser varierer fra land til land noe som kan være utslagsgiveren for forskjellen mellom den norske DNV GL rapporten [5] og den indiske *Cost-benefit analysis of different technologies using AHP and Fuzzy AHP* [32].

7.3.6 Fullasttimer

Fullasttimer er i denne oppgaven satt til å være lik 8000 timer. Dette er basert på de antagelser om at et produksjonsanlegg ikke er i drift 24 timer i døgnet, da en kan ha både uforutsette og planlagt stopp av anlegget i forbindelse med for eksempel vedlikeholdsoppgaver, reparasjonsoppgaver og utskifting av utstyr. En forutsetning på at fullasttimer er likt antall timer i året, altså 8760 timer, vil gi en høyere produksjon som vil medføre en lavere energikostnad. Det antas døgnkontinuerlig drift i både *Cost-benefit analysis of different technologies using AHP and Fuzzy AHP* [32] og *Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies* [24]. Equinor [50] benyttet 8000 timer og IEAGHG brukte 8322 timer årlig basert på de antagelser om redusert drift på 70% første år og deretter 95% de påfølgende årene [31]. En endring til 8322 og 8760 timer medfører en reduksjon i LCOE på 3,9% og 8,7%.

7.3.7 Valutakurs

Det var nødvendig å gjøre om valutaen som brukes i case-studiene. Dette ble gjort for å få en LCOE verdi i NOK/kWh. Bruken av valutakurs gjør at kostnadsanalysen får et særskilt preg av tidsperioden den ble utført i. Valutakursen for amerikansk dollar ble den 12.04.2021 satt til \$8,5107. Figur 10 viser utviklingstrenden for valutakursen og differansen mellom lavest og høyest kurs, henholdsvis \$8,1742 (29.04.2021) og \$10,3528 (04.05.2020). Dette utgjør en forskjell på 21%. Utslaget på LCOE ved bruk av høyeste kurs gir en økning på 7,6% for SMR tilsvarende 0,1081 NOK/kWh.



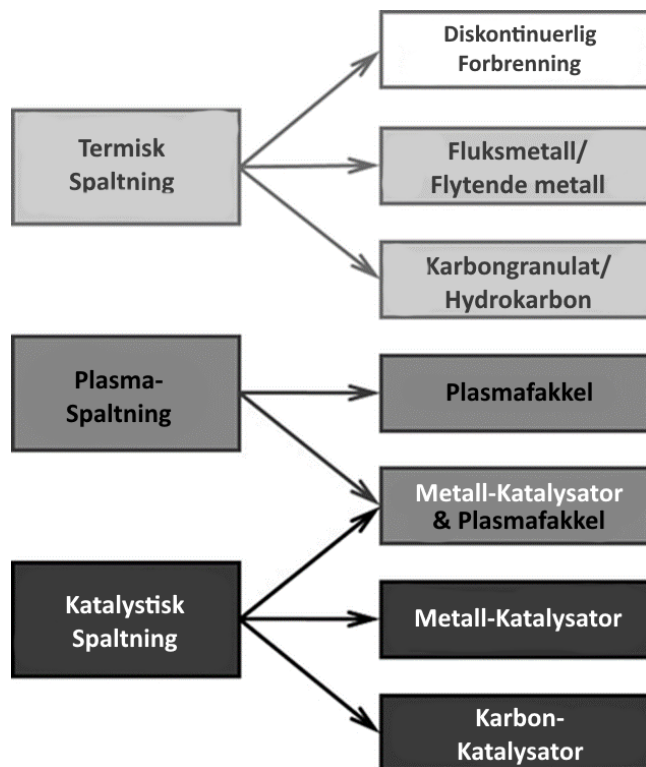
Figur 10: Utviklingstrend for Amerikansk dollar \$ [35]. Verdien har sunket med 19,2% siden initialtidspunkt 04.05.2020.

8 Videre Arbeid

Under litteraturstudiet innhentet en informasjon om pyrolyse. Metoden defineres som turkis hydrogen og går da ikke direkte under begrepet blått hydrogen, men er en interessant metode som representerer et alternativ uten behov for CO₂-fangst. Det er en relativt ny metode uten behov for CCS, da den ikke har direkte CO₂ utslipp fra hydrogenproduksjonen. En kan derfor forvente at energikostnaden blir tilnærmet halvert ettersom CCS står for over halvparten av investeringskostnadene for blått hydrogen. Opprinnelig planla en å gjennomføre en LCOE analyse av metoden, men mangel på offentlige kilder relatert til kostnader gjorde at det ikke var mulig.

8.1 Hydrokarbon Pyrolyse

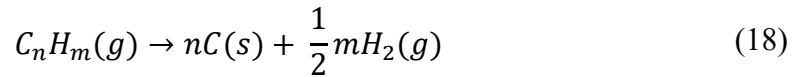
Hydrokarbon pyrolyse er en termisk spaltning i inert atmosfære av lange hydrokarbonkjeder. Kjederene brytes ned til kortere kjeder eller helt ned til deres grunnleggende elementer karbon og hydrogen. [45]. Pyrolyse brukes i dag til blant annet fremstilling av etylen og propylen i kjemisk industri i en prosess som refereres cracking [46]. Prinsippet bak pyrolyse har blitt brukt siden middelalderen til fremstilling av trekull ved å brenne bort overfladisk materiale i en kullmølle [47]. Storskala hydrokarbon pyrolyse har siden 1992 blitt brukt til produksjon av høykvalitet sot produkter (*carbon black*) [48]. Det var først i 2012 at prosessen ble testet som en produksjonsmetode hvor målet var å produsere hydrogen [45]. I dag deles prosessen inn i tre hovedkategorier som blir vist i Figur 11.



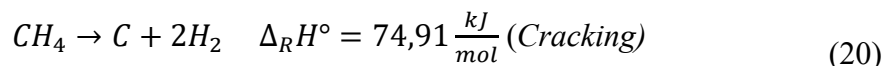
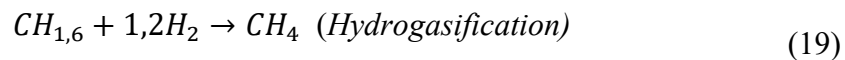
Figur 11: Oversikt over pyrolyse prosesser. Gjengitt og oversatt med tillatelse [45].

8.1.1 Metan pyrolyse

Metan pyrolyse er den grunnleggende reaksjonen for hydrokarbon pyrolyse. Metangass fødes inn og brytes ned til solid karbon og hydrogen gass. Denne metoden ses på som det teoretiske optimumet pyrolyse prosessen kan oppnå, hvor andre forurensende reaktanter ikke tas i betraktning. Den endotermiske hovedredaksjonen bak prosessen er som følger [9]:



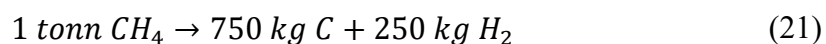
Den termiske reaksjonen forekommer ved atmosfæretrykk og først når temperaturen overstiger 700°C [49]. Det er derimot ikke teknisk relevante reaksjonshastigheter⁹ før temperaturen overskrider 1000°C [45]. Det er mulig med en katalytisk reaksjon hvor den nødvendige temperaturen reduseres med omtrent 300°C noe som kan redusere kostnad og forhindre dannelsen av NO_x, som skjer ved rundt 1600°C, ved pyrolyse av naturgass blandinger. Ved bruk av plasmafakkelen blir naturgass matet til fakkelen som drives av resirkulert hydrogen og elektrisk strøm. Fakkelen brenner ved en temperatur rundt 2000°C i en reaktor hvor et varmevekslingssystem benyttes for den resirkulerte produktgassen når den reintrodueres til plasma reaktoren. Urenhetene som kan oppstå i prosessen er medbrakt i fødestrømmen av naturgass. Teoretisk sett kan en oppnå nærmere 100% effektivitet [48]. Prinsipielt fungerer produksjonsmetoden for hydrogen likt for de tre prosessene gjennom to steg [9]:



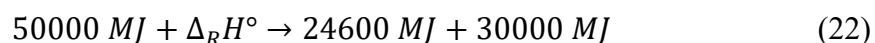
Uten behov for andre reaktanter som oksygen, damp eller karbondioksid vil en stå igjen med et rent produkt hvor det ikke er behov for kostbare tilleggs prosesser som en skiftereaksjon (WGS) og energi intensiv CCS [5]. Sammenlignet med andre nevnte produksjonsmetoder har metan pyrolyse et lavere karbonfotavtrykk hvor en står igjen med fast karbon som biprodukt.

S. Schneider mfl. (2020) skriver at i dag er metan pyrolyse synonymt med pyrolyse av naturgass for hydrogenproduksjon [45]. Det vil si at reaksjonsligningene ikke tar hensyn til de andre gassene i blandingen, men bruker kun mengden metan til å anslå produsert mengde hydrogen. Ved å ikke ta med reaktanter som CO₂, H₂O, råolje, svovelbindinger og høyere hydrokarboner fra fødestrømmen blir faktorer som produktgasskvalitet, katalytisk omformerlevetid og avleiring i reaktor derfor ofte utelatt [45]. Ett enkelt oppsett for masse og energi blir som følger.

Massebalanse:



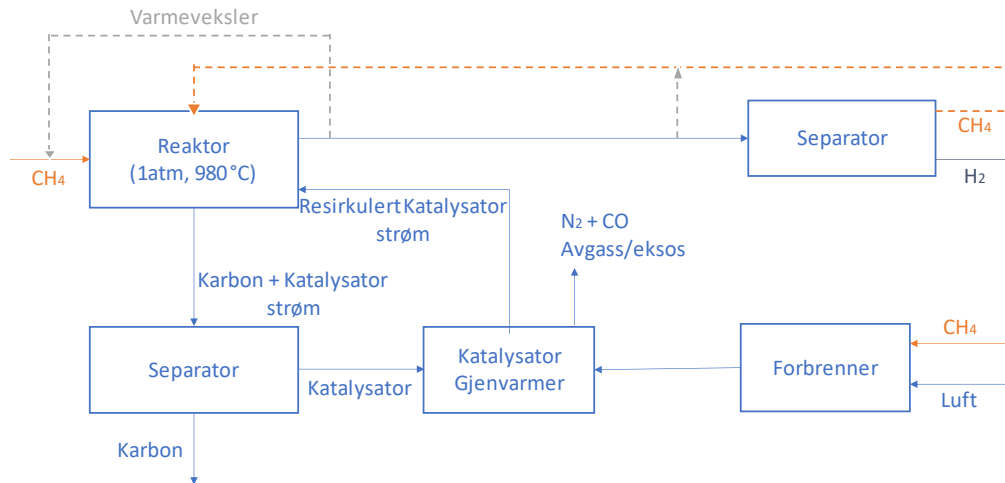
Energibalanse:



⁹ Antall reaksjoner nødvendig for fullstendig reaksjon basert på reaktantens tid i reaktor.

8.1.2 Naturgass pyrolyse

Oppsett i Figur 12 er et flytskjema for en katalytisk metan spaltning med resirkulasjon [9]



Figur 12: I reaktoren er naturgassen (CH_4) aldri utsatt for luft eller vann. Membran separatorer av Pd-Ag legering blir ofte brukt for hydrogen. Den nødvendige energien per mol hydrogen produsert er rundt $37,6\text{kJ/mol}$, noe som er lavere enn for SMR med $63,3\text{kJ/mol}$ og ATR med 41kJ/mol , men høyere enn POX med 36kJ/mol . Oversatt og hentet fra [9].

Slik det blir nevnt innledningsvis ble pyrolyse prosessen opprinnelig brukt for å produksjon av karbon, noe som fremkommer av massebalansen fra ligning 13. Markedet for karbonet er allerede etablert, og prosessen kan enkelt kostnadseffektiviseres ved å selge karbonet videre til for eksempel et smelteverk for bruk til fremstilling av metaller og legeringer. Anlegget kan også dekke eget energibehov ved forbrenning av om lag 15-20% av produsert hydrogen. Investeringskostnadene for et storskala pyrolyse anlegg er betydelig lavere enn for SMR og POX og estimert produksjonskostnad er 25-30% lavere [9]. Fremtidige utbedringer ser også på muligheten for å bruke spill-varme fra kjernekraftverk [45].



9 Konklusjon

I denne bacheloroppgaven har en sett på om blått hydrogen er konkurransedyktig i dagens energimarked. Forskjellige produksjonsmetoder er blitt presentert og LCOE analyser gjennomført. LCOE analysene i denne rapporten viser at blått hydrogen ikke er konkurransedyktig sammenlignet med energisektoren i Norge. En konkurransedyktig teknologi basert på naturgass bør ligge rundt 0,5 NOK/kWh, mens hydrogenproduksjon med CCS har en energikostnad på 1,3-2,4 NOK/kWh. Brenselceller ble brukt som en konverteringsfaktor for å sammenligne produsert hydrogen med energisektoren. Det var hovedsakelig reformeringsprosessene som skulle være utgangspunktet for LCOE analysen, men kostnaden tilknyttet brenselcellene påvirket analysen i større grad en først tiltenkt, og har derfor vært gjenstand for en del diskusjoner og antagelser i analysen. En annen konverteringsenhet kunne gitt et annet LCOE resultat og vil være noe en kan undersøke nærmere.

Til tross for at blått hydrogen ikke er konkurransedyktig, gitt de antagelser som er i denne oppgaven, kan det være en aktuell teknologi sett i lys av et bærekraftig perspektiv. Blått hydrogen har den fordelen at den ikke er sesongavhengig. I Norge hvor kraftproduksjonen og strømpriser er avhengig av værforhold og sesong, kan blått hydrogen bidra som en fleksibel kraftprodusent. En kan da produsere og lagre hydrogen i perioder med lave strømpriser, som senere kan forbrukes i perioder med høyt forbruk. Hydrogenproduksjon er i tillegg et aktivt forskningsområde i likhet med brenselceller og videre utvikling kan gi nye, mer effektive og rimeligere produksjonsmetoder. Basert på at CO₂-avgifter og strømpriser anslås å øke i fremtiden kan det tyde på at blått hydrogen kan bli konkurransedyktig i tiden fremover. Brenselkostnader kan derimot påvirke dette bildet på en mer negativ måte. Hvordan disse tre variablene endrer seg i forhold til hverandre vil derfor bestemme konkurransedyktigheten til blått hydrogen i tiden fremover.

10 Referanser

- [1] *Energi og klima*, "Fornybar Strøm", 2018. [Online]. Available: <https://energiogklima.no/to-grader/klimalosninger/fornybar-strom/#:~:text=Verdens%20strømforbruk%20har%20økt%20med,til%2025%20prosent%20i%202018> (Accessed 04. Mai, 2021).
- [2] M. Voldsund, K. Jordal, and R. Anantharaman, "Hydrogen production with CO₂ capture," *International journal of hydrogen energy*, Online vol. 41, no. 9, pp. 4969-4992, 2016, doi: 10.1016/j.ijhydene.2016.01.009.
- [3] Ø. Olsen, personlig kommunikasjon, 20. Mai, 2021.
- [4] E. Håvard, "Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen." Sintef.no [Online]. Available: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/> (Accessed 10. April, 2021).
- [5] G. Petra Haugom, J. Aasnes, and B. Norheim, "PRODUKSJON OG BRUK AV HYDROGEN I NORGE," *Klima- og miljødepartementet og Olje- og energidepartementet*, p. 138, 2019. [Online]. Available: <https://www.regjeringen.no/contentassets/0762c0682ad04e6abd66a9555e7468df/hydrogen-i-norge---synteserapport.pdf> DNV GL Energy Markets & Technology N&MEA.
- [6] P. K. Kofstad and B. Pedersen "Hydrogen." *Store norske leksikon*, 2019. [Online]. Available: <https://snl.no/hydrogen> (Accessed 15. April, 2021).
- [7] B. Metz, O. Davidson, H. C. de Coninck, M. Loos and L. A Meyer, Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change, "Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage " *IPPC*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 442 pp. Technology report, 2005, [Online]. Available: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/03/srccs_wholereport-1.pdf
- [8] S. Chu, A. Majumdar, "Opportunities and challenges for a sustainable energy future," *Nature*, vol 488, pp. 294-303, Technology report, 2012, doi: <https://doi.org/10.1038/nature11475>
- [9] P. Nikolaidis and A. Poullikkas, "A comparative overview of hydrogen production processes," *Renewable & sustainable energy reviews*, vol. 67, pp. 597-611, 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.044.
- [10] C. song and X. Ma, "Desulfurization Technologies," *Hydrogen and syngas production and purification technologies*, K. Liu, C. song and V. Subramani Ed., Hoboken, NJ: WILEY, 2010, pp. 219-310. [Online]. Available: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=468763>
- [11] B. Pedersen. "adsorpsjon (kjemi)." *Store norske leksikon*, 2018. [Online]. Available: <https://snl.no/adsorpsjon - kjemi> (Accessed 08. mars, 2021).
- [12] B. Pedersen. "katalysator." *Store norske leksikon*, 2020. [Online]. Available: <https://snl.no/katalysator> (Accessed 03. mars, 2020).
- [13] "The future of Hydrogen," *IEA*, Technology report 2019. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [14] K. Liu, L. Zhang, P. Sharma, and V. Subramani, "Catalytic Steam Reforming Technology for the Production of Hydrogen and syngas," *Hydrogen and Syngas Production and Purification Technologies*, K. Liu, C. Song, and V. Subramani, Eds., Hoboken, NJ, 2010, pp. 14-126. [Online]. Available: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=468763>

- [15] K. Liu, G. D. Deluga, A. Bitsch-Larsen, L. D. Smith and L. Zhang "Catalytic Partial Oxidation and Autothermal Reforming," *Hydrogen and syngas production and purification technologies*, K. Liu, C. Song, and V. Subramani, Ed., Hoboken, NJ: WILEY, 2010, pp. 127-156. [Online]. Available: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=468763>
- [16] H. Uchida, M. R. Harada, "Hydrogen Energy Engineering Applications and products," *Science and engineering of hydrogen-based energy technologies : hydrogen production and practical applications in energy generation*, P. E. Miranda, Ed., First edition. ed. Cambridge, MA: Elsevier, 2019, pp. 201-220. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect-com.galanga.hvl.no/book/9780128142516/science-and-engineering-of-hydrogen-based-energy-technologies>
- [17] U. Blindheim. "Fischer–Tropsch-prosessen." *Store norske leksikon*, 2021. [Online]. Available: <http://snl.no/Fischer%E2%80%93Tropsch-prosessen> (Accessed 20. mai, 2021).
- [18] A. Platon and Y. Wang, "Water-Gas Shift Tehnologies," *Hydrogen and syngas production and purification technologies*. K. Liu, C. Song, and V. Subramani, Eds., 2010, pp. 311-328. [Online]. Available: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=468763>
- [19] K. Liu, C. Song, and V. Subramani, "Pressure Swing Adsorption Technology for Hydrogen Production," *Hydrogen and syngas production and purification technologies*, C. S. K. Liu, and V. Subramani, Ed., Hoboken, NJ: WILEY, 2010, pp. 414-451. [Online]. Available: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=468763>
- [20] A. L. Lydersen. "Desorpsjon." *Store norske leksikon*, 2020. [Online]. Available: <https://snl.no/desorpsjon> (Accessed 08. Mars 2021)
- [21] K. A. Hoff. "CO₂-fangst - Absorpsjonsprosesser." Sintef.no [Online]. Available: <https://www.sintef.no/ekspertise/sintef-materialer-og-kjemi/prosessteknologi/co2-fangst-absorpsjonsprosesser/> (Accessed 05. April, 2021).
- [22] N. H. Lundberg, N. Nesse, J. Hagland, and K. Hofstad. "Naturgass." *Store Norske Leksikon*, 2020. [Online]. Available: <https://snl.no/naturgass> (Accessed 20. april, 2021).
- [23] Gassco. "Om naturgass." <https://www.gassco.no/hva-gjor-vi/om-naturgass/> (Accessed 20. April, 2021).
- [24] B. A. Saville, Y. Khojasteh Salkuyeh and H. L. MacLean,, "Techno-economic analysis and life cycle assessment of hydrogen production from natural gas using current and emerging technologies," *International Journal of Hydrogen Energy*,, vol. Volume 42, Issue 30, pp. Pages 18894-18909, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.219>.
<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360319917322036>
- [25] S. Karthikeyan and M. Periyasamy, "Impact on the power and performance of an internal combustion engine using hydrogen," *Materials Today: Proceedings*, 2021/03/15/ 2021, doi: <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2021.02.356>
- [26] T. Holtebekk, B. Pedersen and G. Martin Haarberg, "Brenselcelle," *Store Norske Leksikon*, 2021. [Online]. Available: <https://snl.no/brenselcelle> (Accessed 12. April 2021)

- [27] J. Excell, "UK firm to demonstrate "world's first" hydrogen-fuelled combustion engine truck," *The Engineer*, 17.04.2018. [Online]. Available: <https://www.theengineer.co.uk/hydrogen-fuelled-combustion-engine-truck/#:~:text=Engineers%20at%20Liverpool-based%20hydrogen,the%20roads%20later%20this%20year> (Accessed 15. April 2021)
- [28] A. L. Dicks and D. A. J. Rand, *Fuel cell systems explained*, Third edition. ed. Hoboken, New Jersey, Chichester, England: Wiley, 2018.
- [29] M. Buvik et al., "Kostnader for kraftproduksjon 2018," *NVE*, p. 2, 2019. [Online]. Available: https://publikasjoner.nve.no/faktaark/2019/faktaark2019_07.pdf
- [30] D. Edward Weir et al., "Kostnader i energisektoren," *NVE*, p. 22, 2015. [Online]. Available: https://publikasjoner.nve.no/rapport/2015/rapport2015_02a.pdf
- [31] G. Collodi, G. Azzaro and N. Ferrari, "Techno - Economic Ecaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CSS," *IEAGHG* 2017. [Online]. Available: https://ieaghg.org/exco_docs/2017-02.pdf
- [32] S. K. Thengane, S. Bhattacharya, S. Mitra, S. Bandyopadgyay and A. Hoadley, "Cost-benefit analysis of different hydrogen productiuon technologies using AHP and Fuzzy AHP," *International Journal of Hydrogen Energy*,, vol. Volume 39, Issue 28, pp. Pages 15293-15306, 2014, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2014.07.107>
- [33] J. Fernando and M. James, "Capital Expenditure," *Investopedia*, 2021. [Online]. Available: <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp> (Accessed 04. Mai 2021)
- [34] M. Steinberg, H. C. Cheng, "Modern and prospective technologies for hydrogen production from fossil fuels," *International Journal of Hydrogen Energy*,, vol. 14, Issue 11, pp. 797-820, 1989, doi: [https://doi.org/10.1016/0360-3199\(89\)90018-9](https://doi.org/10.1016/0360-3199(89)90018-9)
- [35] "Valutakurser," *Norges Bank*. [Online]. Available: <https://www.norges-bank.no/tema/Statistikk/Valutakurser/?tab=currency&id=USD> (Accessed 12. April 2021)
- [36] "Elektrisitetspriser," *Statistisk sentralbyrå*, 2021. [Online]. Available: <https://www.ssb.no/elkraftpris> (Accessed 02. Mai 2021)
- [37] "Kostnader for kraftproduksjon." *NVE*. [Online]. Available: <https://www.nve.no/energiforsyning/kraftmarkedsdata-og-analyser/kostnader-for-kraftproduksjon/?ref=mainmenu> (Accessed 30. April, 2021).
- [38] A. U. Rognmo, "CO₂-Foams for Enhanced Oil Recovery and CO₂ Storage," Philosophiae Doctor, Department of Physics and Technology, University of Bergen, 2019. [Online]. Available: <https://hdl.handle.net/1956/19274>
- [39] "How Gas Turbine Power Plants Work," *Office of FOSSIL ENERGY*. [Online]. Available: <https://www.energy.gov/fe/how-gas-turbine-power-plants-work#:~:text=A%20simple%20cycle%20gas%20turbine,of%2060%20percent%20or%20more> (Accessed 26. April 2021).
- [40] P. Jansohn, "Modern Gas Turbine Systems : High Efficiency, Low Emission, Fuel Flexible Power Generation," Cambridge, UNITED KINGDOM: *Elsevier Science & Technology*, 2013, pp. 8-14. [Online]. Available: <https://ebookcentral.proquest.com/lib/hogskbergen-ebooks/detail.action?docID=1574936>
- [41] M. M. Martín, "Chapter 5- syngas," *Industrial Chemical Process Analysis and Design*, M. M. Martín Ed., ScienceDirect, pp. 199-297, 2016. [Online]. Available: <https://www.sciencedirect.com/topics/engineering/syngas>

- [42] I. Vestre Sem et al., "Langsiktig kraftmarkedsanalyse 2020-2040, mer fornybar kraftproduksjon gir mer væravhengige kraftpriser " *NVE*, Technical report 20.10.2020, 2020. [Online]. Available: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2020/rapport2020_37.pdf (Accessed: 04.Mai 2021)
- [43] K. Hofstad, "Brennverdi," *Store Norske Leksikon*, 2018. [Online]. Available: <https://snl.no/brennverdi> (Accessed: 10. Mai 2021)
- [44] K. Hofstad, "Hydrogendrivstoff," *Store Norske Leksikon*, 2020. [Online]. Available: <https://snl.no/hydrogendrivstoff> (Accessed: 10. Mai 2021)
- [45] S. Schneider, S. Bajohr, F. Graf, and T. Kolb, "Verfahrensübersicht zur Erzeugung von Wasserstoff durch Erdgas-Pyrolyse," *Chemie ingenieur technik*, vol. 92, no. 8, pp. 1023-1032, 2020, doi: 10.1002/cite.202000021.
- [46] B. Pedersen, "Pyrolyse," *Store Norske Leksikon*, 2018. [Online]. Available: <https://snl.no/pyrolyse> (Accessed: 02. Februar 2021)
- [47] K. A. Rosvold, A. Follestad, "Kullmile," *Store Norske Leksikon*, 2019. [Online]. Available: <https://snl.no/kullmile> (Accessed: 02. Februar 2021)
- [48] B. Gaudernack and S. Lylum, "Hydrogen from natural gas without release of CO₂ to the atmosphere," *International journal of hydrogen energy*, vol. 23, issue. 12, pp. 1087-1093, 1998, doi: [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(98\)00004-4](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(98)00004-4)
- [49] M. Steinberg, "Fossil fuel decarbonization technology for mitigating global warming," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 24, issue. 8, pp. 771-777, 1999, doi: [https://doi.org/10.1016/S0360-3199\(98\)00128-1](https://doi.org/10.1016/S0360-3199(98)00128-1)
- [50] Equinor Research and Technology, personlig kommunikasjon, 20. April, 2021.



11 Vedleggsliste

Vedlegg 1: LCOE.xlsx (Excel ark med kostnadsanalyse og tabeller, gjør oppmerksom på at notatene i cellene skal ignoreres)