



Norges miljø- og
biovitenskapelige
universitet

Masteroppgave 2022 30 stp
Fakultet for realfag og teknologi

Teknoøkonomisk vurdering av grønn hydrogenproduksjon i Norge ved bruk av mikronett i kombinasjon med vindkraft

Techno-economic assessment of green hydrogen
production in Norway using microgrid with wind
power

Mohammad Ishaq Omar
Industriell Økonomi

Forord

Oppgaven avslutter min femårige mastergrad innen Industriell Økonomi.

Først vil jeg gjerne rette en stor takk til min veileder Jesper Frausig ved Fakultet for realfag og teknologi, for god oppfølging og veiledning gjennom mine siste måneder som student innenfor Industriell Økonomi. Jeg har lært mye gjennom samarbeidet som jeg kommer til å ta med meg videre i livet. Samarbeidet har bidratt til å gjøre oppgaven mer lærerikt, spennende og ikke minst interessant.

Jeg vil også takke de personer som jeg har hatt kontakt med i forbindelse med masteroppgaven, som har bistått med viktig informasjon.

Eventuelle feil og mangler er forfatterens ansvar.

Oslo, 17.januar.2022

Mohammad Ishaq Omar

Sammendrag

Store deler av Norges hydrogenforbruk kommer fra grått hydrogen, som har store direkte utslipp. Derfor ønskes det å se på muligheter for alternative kilder for hydrogen i Norge. Et alternativ er grønt hydrogen, som er produsert ved å spalte vann ved bruk av elektrolyse. Norge har høy andel fornybare energikilder i strømmettet, som er optimalt for produksjon av grønt hydrogen ved å konvertere elektrisitet fra strømmettet til grønt hydrogen. Det finnes videre en del vindparker i Norge, blant dem en vindpark på Bessakerfjellet som har en installert effekt på 57,5MW. Anlegget konverterer per i dag vindkraft til elektrisitet, og selger elektrisiteten, ved hjelp av blant annet spottpriser. Spottprisene varierer basert på forbruk og belastning av strømmettet. Gjennom oppgaven blir det sett på samspillsøkonomien mellom å benytte seg av vindkraft i kombinasjon med hydrogenproduksjonsanlegg, hydrogenlagringstank og batteri i et mikronett, med formål om å optimalisere det økonomiske resultatet.

Opgaven benytter spottpriser for år 2019 som et utgangspunkt for teknoøkonomiske analyser, ved gjennomgang av datasettet for spottpriser 2019, finner man spottpris varierer fra 57 kr per MWh til 1069 kr per MWh. Ved å kombinere vindparken på Bessakerfjellet i et mikronett, kan optimaliseringen av strømforbruket oppnås ved hjelp av styringssystem som tar beslutning om hva og hvor strømmen skal gå for å optimalisere det økonomiske resultatet.

Gjennom scenarioanalyser gjort i oppgaven, fremkommer det at ulike konfigurasjoner gir ulikt økonomisk bidrag til totaløkonomien, og ulike hovedelementer har ulikt økonomisk bidrag. Av scenarioanalyser gjort i oppgaven vil det være lønnsomt å produsere grønt hydrogen i kombinasjon med vindkraft hvis salgsprisen på hydrogen er over 4,5USD per kg. Bidrag fra batteri er negativt økonomisk og vil derfor fra anbefales å ikke benytte i stor skala hvis formålet er økonomisk optimalisering.

Abstract

Large parts of Norway's hydrogen consumption come from gray hydrogen, which has large direct emissions. Therefore, it is desired to look at opportunities for alternative sources of hydrogen in Norway. An alternative is green hydrogen, which is produced by splitting water using electrolysis. Norway has a high proportion of renewable energy sources in the electricity grid, which is optimal to produce green hydrogen by converting electricity from the electricity grid to green hydrogen. There are also several wind farms in Norway, among them a wind farm on Bessakerfjellet, which has an installed capacity of 57.5 MW. As of today, the plant converts wind power into electricity, and sells the electricity, using spot prices. Spot prices vary based on consumption and load on the power grid. The thesis looks at the interplay economy between using wind power in combination with a hydrogen production plant, hydrogen storage tank and battery in a microgrid, with the aim of optimizing the economic result.

The thesis uses spot prices for the year 2019 as a starting point for techno-economic analyzes, when reviewing the data set for spot prices 2019, one finds spot prices vary from NOK 57 per MWh to NOK 1069 per MWh. By combining the wind farm on Bessakerfjellet in a microgrid, the optimization of power consumption can be achieved with the help of a control system that decides what and where the power should go to optimize the financial result.

Through scenario analyzes done in the thesis, it emerges that different configurations make different financial contributions to the total economy, and different main elements have different financial contributions. From scenario analyzes done in the thesis, it will be profitable to produce green hydrogen in combination with wind power if the selling price of hydrogen is minimum 4.5USD per kg. Contributions from batteries are negative financially and will therefore be recommended not to use on a large scale if the purpose is economic optimization.

Innholdsfortegnelse

1. Bakgrunn	1
1.1 Oppgavens problemstilling	4
2. Teknologier og økonomiske påvirkninger for modell	5
2.1 Introduksjon av mikronett	5
2.2 Styringssystem	7
2.3 Vindmøller, vindkraft og vindpark	8
2.3.1 LCOE kraftproduksjonsteknologier i Norge	10
2.3.2 Bessakerfjellet	12
2.4 Energipriser	12
2.4.1 Spottpris	13
2.4.2 Hydrogen priser	14
2.4.3 Nettleie: Energiledd og effektopp	14
2.5 Valutakurser	14
2.6 Energimiks i Norge	15
2.7 Hydrogen som energibærer og tilhørende teknologier	15
2.7.1 Hydrogenproduksjonsanlegg	17
2.7.2 Lagring av hydrogen	21
2.8 Batterier	22
3. Metode, modelloppbygging og krav til modell	24
3.1 Metodeoversikt	24
3.1.1 Prosessflytdiagram	24
3.1.2 CRISP DM	25
3.1.3 Scenarioanalyse av systemkonfigurasjoner	28
3.1.4 Flermålsanalyse	30
3.2 Modell oppbygging og innsikt i modell oppbygging	32
3.2.1 Tekniske og økonomiske krav for modell	42
4. Innsikt i modell resultater	48
4.1 Produksjon av elektrisitet for vindparken Bessakerfjellet	48
4.1.1 Økonomisk innsikt når det kun benyttes vindkraft	49
4.2 Når lønner det seg å selge elektrisitet og hydrogen?	51
4.2.1 Bidrag fra batteri	53
4.3 Hydrogenproduksjonsanleggets produksjon og omsetning	54
4.4. Hvordan påvirker elektrisitetsprisen beslutningene og det økonomiske bildet?	56
4.5 Samlet økonomisk oversikt	58
5. Diskusjon	59
5.1 Hovedfunn	59
5.2 Funns med som risikoreduserende egenskaper	60
5.2.1 Forutsetninger og feilkilder	61

5.3 Erfaringer opparbeidet gjennom oppgaven	62
5.3.1 Hvor kommer elektrisiteten fra.....	63
5.3.2 Dominerende kostnadsdriveren	63
5.3.3 Modelloppbygging.....	63
5.4 Fordeler og ulemper ved ulike scenariene	64
5.5 Alternativt til hydrogensalg	65
6 Konklusjon og veien videre.....	66
6.1 Hvordan foretas evalueringen av grønt hydrogen investeringsprosjekt.....	66
6.2 Faktorer som påvirker investeringskostnaden.....	66
6.3 Samspillsøkonomien med og uten hydrogenproduksjonsanlegg	66
6.4 Hvilke antagelser som må gjøres for å oppnå modellinnsikt	67
6.5 Samlet vurdering.....	67
6.6 Veien videre.....	67
Litteraturliste	68
Vedleggs liste:	70

Figur liste:

Figur 1 Mikronettoppbygging	6
Figur 2 Hentet fra NVE, illustrasjon laget av Simen Wahlqvist.....	8
Figur 3 Power Curve fir Enercon E70 2,3MW. Viser effekt ved gitte vindhastigheter.....	9
Figur 4 Viser LCOE kostnaden for kraftproduksjon ved år 2021, beregnet av NVE	10
Figur 5 Viser LCOE kostnaden for kraftproduksjon ved år 202 og estimert 20301, av NVE. .	11
Figur 6 Viser strømpriser fra langsiktig kraftmarkedsanalyse fra NVE. Med lavt, forventet, og høyt estimat for elektrisitet.....	13
Figur 7 Klimadeklarasjon for fysisk levert strøm 2020,NVE	15
Figur 8 Klima deklarasjon for fysisk levert strøm 2019, NVE	15
Figur 9 https://klimastiftelsen.no/publikasjoner/hydrogen-som-klimalosning/	19
Figur 10 PEM Elektrolyse, hentet fra (Bjartnes , Hirth, Skaugen, & Ursin, 2021)	20
Figur 11 Viser en PEM elektrolysemodul fra Nel.....	20
Figur 12 Flytdiagram for modell oppbygging.....	24
Figur 13 Dataflyt i modellen	25
Figur 14 Excel modell oppbygging og steg	32
Figur 15 Viser gjennomsnittlig timeproduksjon gjennom året for en Enercon E70 2.3MW beregnet av modell.	48
Figur 16 Viser Beregnet lokal kraftproduksjon gjort av modell og rapportert kraftproduksjon	49
Figur 17 Viser Beregnede driftsinntekter, driftkostnader og driftsresultat over 25år levetid	50
Figur 18 Sammenligning av potensiell salgspris som elektrisitet og potensiell salgspris som hydrogen ved 3,5\$/kg hydrogen.....	51
Figur 19 Sammenligning av potensiell salgspris som elektrisitet og potensiell salgspris som hydrogen ved 4,0\$ per kg Hydrogen for januar måned.....	52
Figur 20 Sammenligning av potensiell salgspris som elektrisitet og potensiell salgspris som hydrogen ved 4,5USD/kg hydrogen for januar måned	52

Tabell liste:

Tabell 1 USD til Nok, snittkurs benyttet i modell for år 2019, Tall fra Norges Bank	15
Tabell 2 Kostelementer medtatt i Excel modell	41
Tabell 3 Viser Beregnede økonomiske verdier for kun vindkraftproduksjon på Bessakerfjellet	50
Tabell 4 Oversikt over hvordan ulike priser påvirker resultater og hva som lønner seg å gjøre ved ulike hydrogenpriser	52
Tabell 5 Viser hvilken effekt batteriet hadde på omsetningen ved følgende ulike scenarier: .	53
Tabell 6 viser resultat fra flermålsanalysens undersøkelse før vekting	54
Tabell 7 Viser vektet vurdering flermålsanalysen for batteriet etter vekting, og med rangering	54
Tabell 8 Viser hvordan dataene ser ut for første driftsår ved ulike Scenarier.....	55
Tabell 9 Viser resultat fra flermålsanalysens undersøkelse for følgende Scenarier	55
Tabell 10 Viser vektet versjon av tabell 7 med rangeringer	56
Tabell 11 Av tabell XX gjengir verdier som kommer frem av modellen, for første året for de ulike scenarioene.	57
Tabell 12 Gjengir verdier fra flermålsanalysen i absolutt verdi for de ulike scenariene og mål som undersøkes i flermålsanalysen	57
Tabell 13 Utklipp av hvordan oversiktene ser ut for ulike Scenarier.....	58

Forkortelser

Gjennom oppgaven er det benyttet forkortelser og uttrykk, hovedforkortelser er opplistet i denne oversikten.

NVE	Norges vassdrags- og energidirektorat
LCOE	Levelized cost of energy
Hub hight	Navhøde
Obstacle hight	Hinderhøyde
NNV	Nettonåverdi
PEM	polymer electrolyte membrane
AEL	Alkalisk elektrolyse
H2	Hydrogen
IEA	Det internasjonale energibyrådet

1. Bakgrunn

I Norge produseres det nærmere 225 000 tonn hydrogen for industriprosesser fra naturgass. Denne type produksjon av hydrogen fra naturgass, blir kalt grått hydrogen. Grått hydrogen har et høyt utslitt av CO₂, men produksjonskostnaden av grått hydrogen er lavere enn kostnaden for å produsere, utslippsfri grønt hydrogen. Som følge av økende interesse og etterspørsel etter fornybare energiløsninger, kan kostnadsforholdet endre seg drastisk fremover for grønt hydrogen. Flere analyser peker mot at grønn hydrogen, som er hydrogen produsert ved elektrolyse vil frem mot 2025 bli konkurransedyktig med grått hydrogen. (Horne & Hole, 2019). Formålet med denne masteroppgaven er å få innsikt i samspilløkonomien og muligheten for å benytte flere teknologier sammen i et mikronett for grønn hydrogenproduksjon. I denne oppgaven vil det bli gjort en teknoøkonomisk analyse av grønn hydrogenproduksjon på land i Norge, ved bruk av vindkraftanlegg i kombinasjon med batteri, elektrolyse og tenkt styringsteknologi for å danne et lokalt mikronett. Lønnsomheten til mikronettet blir sammenlignet med lønnsomheten til kun å ha vindkraftproduksjon.

Dimensjonering og planlegging av hydrogenproduksjonsanlegg vil gjøres med utgangspunkt i størrelse på vindparken som finnes i dag, og gjennomføres i en modell.

Hydrogenlagringsanlegget blir justert etter størrelse på hydrogenproduksjonskapasiteten. Deretter blir det undersøkt om det lønner seg å benytte seg av batteri for å redusere kostnader relatert til nettleie og effektopp priser. Produksjonsanlegget, lagringssystemet og batteri størrelsen vil bli optimalisert slik man oppnår innsikt i optimalisert oppsett for mikronettet. Optimaliseringen vil ta høyde for kapitalkostnader, driftskostnader for energipriser slik som spottpriser og forventet salgspris for hydrogen. Anlegget har en beregnet levetid og brukstid på 25 år for totale anlegget med oppstartsår 2019.

I oppgaven er det benyttet følgende salgspris for grønt hydrogen produsert:

- Lav salgspris: 3,5\$/kg hydrogen
- Medium salgspris: 4\$/kg hydrogen
- Høy salgspris 4,5\$/kg hydrogen

Det vil bli tatt utgangspunkt i eksisterende vindkraftanlegg i Norge, hvor vindturbinmodellen er like. For oppgaven er det valgt å ta utgangspunkt i anlegget som ligger på Bessakerfjellet med sine 25 installerte vindturbiner i parken. Vindparkens turbiner kan kommunisere og styres av felles toppsystem. Vindparken på Bessakerfjellet, har tilgjengelig produksjonsdata

for perioden 1.januar.2019 klokken 00:00 til 31.desember 2019 klokken 23:59, gjennom Norges vassdrags- og energidirektoratet, som muliggjør en sammenligning med beregnet produksjon fra modell som bygges i oppgaven.

Et av de kritiske elementene i modelloppbyggingen og oppgaven er å forståelsen på oppløsningen av dataene som er innhentet og benyttet. Oppløsningen på dataen for blant annet spottpris for strøm, er hentet opp i en oppløsning per time fra Nord Pool, tilsvarende for værdata, som er hentet fra nærmeste tilgjengelige værstasjon for hele året 2019 i en oppløsning på 1 times intervall. Hvis oppløsningen ikke på et akseptabelt nivå, vil det kunne påvirke beregninger for beregnet produksjon av strøm lokalt, samt lokal produsert grønn hydrogen.

Dagens primære løsning i dag er at de ulike teknologiene blir benyttet hver for seg, men om man ved nytenkning, klarer å samlokalisere teknologiene under en felles plattform, kan synergier mellom ulike teknologier synliggjøres. I dag er normalen at bebygde vindkraftanlegg, selger strømmen direkte til strømmettet. Nytenkningen kommer inn ved at om den bebygde vindparken kobler seg til en lokal forbruker, en lokal last, for eksempel et hydrogenanlegg inne rekkevidde , hvor elektrisiteten kan bli omgjort til grønt hydrogen, og hydrogenet blir slutt produkt, prisen per solgte Wh øker for anlegget. Det er ikke alltid det vil lønne seg å konvertere elektrisitet til hydrogen, ettersom det er mer lønnsomt å selge strømmen direkte når spottprisen er høy, og her vil styringssystemet komme sentralt inn. Ved å sette ulike teknologene inn under en felles arkitektur, muliggjør det for vurdering om strømmen skal selges, lagres eller konverteres til hydrogen. Ved hjelp av styringen vil den økonomiske optimaliseringen oppstå. Når betingelsene er bestemt i styringssystemet, vil algoritmen i styringssystemet bidra til å opprettholde betingelsene, samt lære seg trender for å tilpasse seg Norske og de Nordiske forhold ved hensyn til anlegget, spottpriser, produksjon og værdata.

Strømpriser i spotmarkedet varierer basert på etterspørsel og produksjon. I enkelte tilfeller har man sett at det lønner seg å selge strøm produsert ved vindkraft til under eller tilnærmet lik null kr per kWh (Haugen & Hovland, 2019) da det er billigere å la vindturbinene konvertere vind til strøm enn å stoppe produksjonen. I slike tilfeller er produksjonen høyere enn etterspørselen i det norske og nordiske kraftmarkedet. Ved å derfor kunne koble seg opp til Nord Pool gjennom et styringssystem, har man tilgang og mulighet til å kjøpe denne strømmen billig, eller i beste fall, få betalt for å benytte fornybar strøm til produksjon av grønt

hydrogen, som vil kunne bidra til blant annet to gevinster. Overskuddsenergien vil kunne lagres i hydrogen, som deretter kan enten benyttes til å forsyne strømmettet ved behov, eller selges til områder hvor det er mindre fornybart slik at de totale globale utslippene reduseres og hvor det er økonomisk lønnsomt.

Vindkraft på land har en CAPEX og OPEX som i sum er lavere enn vannkraftverk og andre fornybare energikilder i Norge per i dag. Dermed vil vindkraft danne et godt grunnlag for lavkostproduksjon av grønt hydrogen, ettersom elektrisitet står for store deler av driftskostnaden. Det som er interessant er å se på, er om man ved hjelp av styringssystemet og en lokal lagringsmulighet, vil kunne øke påvirke sluttresultatet samt redusere nedbetalingstiden ved et slikt anlegg. Vindkraftanlegg investeringer er normalt i flere titalls til hundretalls millioner klassen om ikke milliardklassen, da installert effekt per kW i snitt koster 10 071kr i år per 2021 (Buvik, 2021).

Det vil bli benyttet teknoøkonomisk analyse for å optimalisere en investering i en tenkt grønn hydrogenproduksjon ved bruk av vindkraft på land i kombinasjon med styringssystem og batteri for å danne ett lokalt mikronett.

- Målet med oppgaven er å finne ut om det er økonomisk lønnsomt å bygge storskala hydrogen produksjonsanlegg på land ved bruk av vindkraft for å produsere grønt hydrogen som kan eksporteres til områder/regioner hvor det ikke er like fornybar energimiks eller til områder med industriprosesser som krever eller har behov for hydrogen i Norge.

Ved å gjennomføre en tekno-økonomisk analyse det mulig å få innsikt i hvordan det økonomiske bildet ser ut, og hvilke elementer eller tekniske løsningene i mikronettet som påvirker kostnadene og driftsinntekten for grønt hydrogen. Øvelsen gjennomføres for å undersøke hvor en bør legge ned ekstra innsats for å redusere kostnader både med tanke på OPEX og CAPEX og for å finne hva som er lønnsomt å investere i.

1.1 Oppgavens problemstilling

Hovedformålet med denne oppgaven er å analysere de tekniske og økonomiske forutsetningene for lønnsomhet, ved å benytte seg av mikronett til grønt hydrogenproduksjon i Norge. Et overordnet mål med oppgaven er å vise muligheten for bruk av nytenkning til å kombinere hydrogenanlegg sammen med vindparker for endret nedbetalingstid av anlegget ved bruk av arbitrasje i strømmarkedet, samt ved bruk av styring mellom ulike teknologier. Med utgangspunkt i levetid for vindkraft og hydrogenproduksjonsanlegg og dimensjonering av hydrogenanlegget basert på installert vindkraftanlegg. Det er satt noen konkrete mål for oppgaven og de er følgende :

- Hvordan foretas evalueringen av grønt hydrogen investeringsprosjekt.
- Hvilke faktorer som påvirker investeringskostnaden: Innsikt i hvordan samspillet mellom hydrogenproduksjon og vindkraft har på det økonomiske resultatet og dimensjoner.
- Forståelse av samspillsøkonomien med og uten hydrogenproduksjonsanlegg ved sammenligning.
- Økt fortjeneste ved bruk samspill mellom ulike teknologier: Hvilke antagelser som må gjøres for å oppnå modellinnsikt

2 Teknologier og økonomiske påvirkninger for modell

I dette kapitlet er målet å gi leseren innblikk og introduksjon i de ulike teknologiene og økonomiske forholdende som blir benyttet i lag denne tekno-økonomiske analysen. Dette gjennomføres for å få en forståelse av modellen, hvilke teknologier som påvirker modellen samt i hvilken grad det påvirker produksjon av grønt hydrogen og anleggets lønnsomhet.

2.1 Introduksjon av mikronett

Mikronett er et lokalt avgrenset overføringsnett som ved behov eller ønske kan koble seg av strømmettet for å videre driftes av lokalt produsert energi eller lagret energi. Det er normalt en klar elektrisk grense mot det resten av nasjonale eller regionale strømmettet ved hjelp av kun ett tilkoblingspunkt som muliggjør at mikronettet kan koble seg av og på overliggende nett med kontroll og sikkerhet. (Mæhlum & Rosvold, 2021).

Mikronett er videre ideelle for strømforsyning til avsidesliggende regioner eller steder uten tilkobling til et offentlig nettverk, eller for å kontrollere forbruket innenfor et avgrenset område. I tillegg benytter flere og flere industrielle operatører mikronett for å produsere strøm de trenger kostnadseffektivt, bærekraftig, og pålitelig. Mikronett benytter en rekke energikilder, slik som solceller og vindkraftverk så vel som små vannkraft, nødkraftenheter, batterier og intelligente kontrollsystemer og styringssystemer for sikrer forsyningssikkerhet. (Siemens , Microgrids-the future of energy management, 2021)

Mikronett deles ofte inn i tre varianter:

- Tilkoblet strømmettet
- Ikke tilkoblet strømmettet/Øy drift
- Hybrid tilkoblet og ikke tilkoblet

Mikronett tilkoblet strømmettet

Mikronett som er tilkoblet strømmettet har som mål å kunne optimalisere forbruket innenfor et elektrisk avgrenset området, ved å kombinere lokalprodusert energi i kombinasjon med tilførsel fra strømmettet når det er økonomisk lønnsomt å kjøpe elektrisitet og når det er nødvendig. Ved å tilkoble seg til strømmettet, muliggjør det også muligheten for å kunne selge strøm tilbake til strømmettet fra lokal produsert eller lagret energi.

Mikronett ikke tilkoblet strømmettet, øy drift

Mikronett som ikke er tilkoblet strømmettet, defineres gjerne som mikronett med øy drift. Denne varianten av mikronett har lokal produksjon og lagring som dekker behovet for elektriske forbrukerne i mikronettet og er dermed ikke påvirket av energipriser utenfor

mikronettet slik som tilkoblede mikronett og hybride mikronett er. Denne varianten av mikronett med øy drift, er å finne på områder med lang avstand til det nasjonale strømmettet slik som for øyer derav kallenavnet øy drift.

Hybrid tilkoblet og ikke tilkoblet mikronett

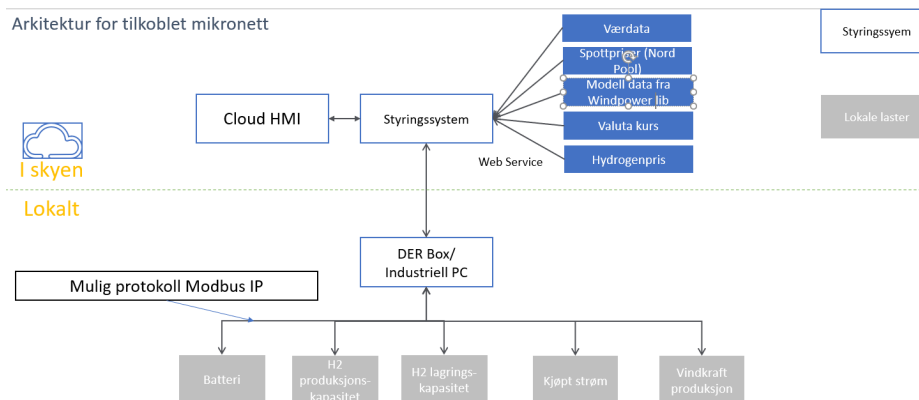
Hybride mikronett er mikronett som har muligheten til å kunne driftes i øy drift ved brudd på det ordinære strømmettet i en avgrenset tidsperiode. Når det oppstår brudd på det ordinære strømmettet benytter Hybrid mikronett lokal lagret og produsert energi, slik at driften sømløst kan fortsette uten avbrudd til lokale energiproduksjonen stopper eller når det ordinære strømmettet kommer på igjen.

Variant benyttet i oppgaven

Varianten med tilkoblet strømmettet benyttes i denne oppgaven. Mikronettet vil bidra til å kunne holde kostnadene, øke påliteligheten og renheten til strømproduksjon slik at hydrogenproduksjon kan skje kontinuerlig og sikkert innenfor et elektrisk grensesnitt.

Mikronettoppbygging

I denne oppgaven vil det bli undersøkt scenarioanalyse av ulike konfigurasjoner for et lokalt mikronett dannet rundt en eksisterende vindpark. Siden vindparken i dag er eksisterende vil denne ikke kunne justeres, men benyttes som en ikke justerbar parameter. Av figuren nedenfor ser man arkitektur for mikronettet som undersøkes. Lokale laster vil overføre sin tilstand til en industriell PC, kalt en DER Box, hvor DER står for Distributed Energy Resources. Kontrollsystemet i DER Boxen vil gjøre kalkulering om hva strømmen skal brukes til og hvor den skal komme fra. Som man ser av figuren nedenfor er det en del informasjonsinnhenting både på sky nivå som overføres til kontrollsystemet i industrielle pceen, men også på lokalt nivå.



Figur 1 Mikronettoppbygging

2.2 Styringssystem

Styringssystem for mikronett er en av hovedelementene for å kunne monitorere og styre energien slik at rett last, forbruker, får tilgang på rett mengde energi til rett tid.

Styringssystemet må kunne fungere på en slik måte at systemet kan kommunisere med spotpris leverandør som Nord Pool, værdata leverandør, lokale produsentene og lokale forbrukerne i mikronettet. Styringssystemet bør være lastet ned på en lokal industriell PC, slik at ved kommunikasjonsbrudd kan systemet benytte seg av siste validerte algoritme frem til internettet kommunikasjonen kommer tilbake.

Teknologi for styringssystem av mikronett har de siste årene utviklet seg, og flere av de større internasjonale teknologikjempene som Siemens og Schneider Electric har laget hver sine løsninger for mikronett i ulikt omfang. I bunn og grunn står teknologiutviklingen sentralt, i kombinasjon med forståelse av distribusjon av strøm.

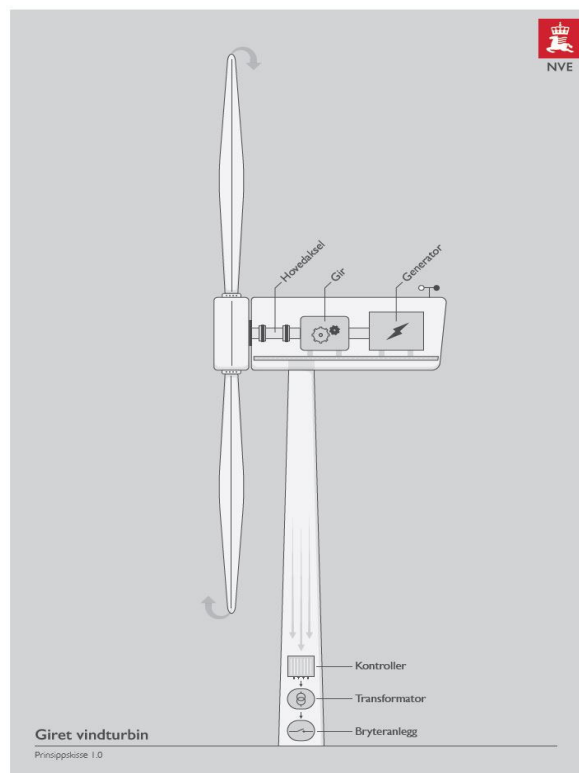
Schneider Electric har løst dette ved hjelp av «EcoStructure Microgrid Advisor». Som er et styringssystem som er en sky- og behovsbasert programvareplattform for energistyring som gjør at brukere kan samle inn data, utarbeide prognoser og automatisk optimalisere driften av distribuerte energiresurser ved hjelp av prediktive algoritmer. (Schneider Electric, 2021).

Siemens har løst dette ved hjelp av «Spectrum Power», den åpne og skalerbare plattformen for kontroll av produksjon, transmisjons-, regional- og distribusjonsnettet. Siemens bygger Spectrum Power-løsningene sine på en state-of-the-art teknologisk plattform, med ett felles brukergrensesnitt, en felles nettverksmodell og et sett med applikasjoner. (Siemens, Smart grid, automatisering og digitalisering, 2021)

2.3 Vindmøller, vindkraft og vindpark

Vindkraft er når en vindturbin produserer strøm ved å omdanne bevegelsesenergien i vinden til elektrisk energi. Det finner ulike varianter av vindturbiner, hvor den vanligste typen i Norge er horisontalakslede vindturbin med tre rotorblader festet på en horisontal aksel. Vider er rotoren er koblet sammen med en generator via en horisontal aksling. Generatoren er plassert i generatorhuset, som igjen er festet på et tårn som er fundamentert i bakken. Figuren til høyre viser en prinsippskisse for en vindturbin. (Østenby, 2021)

Figur 2 Hentet fra NVE, illustrasjon laget av Simen Wahlqvist

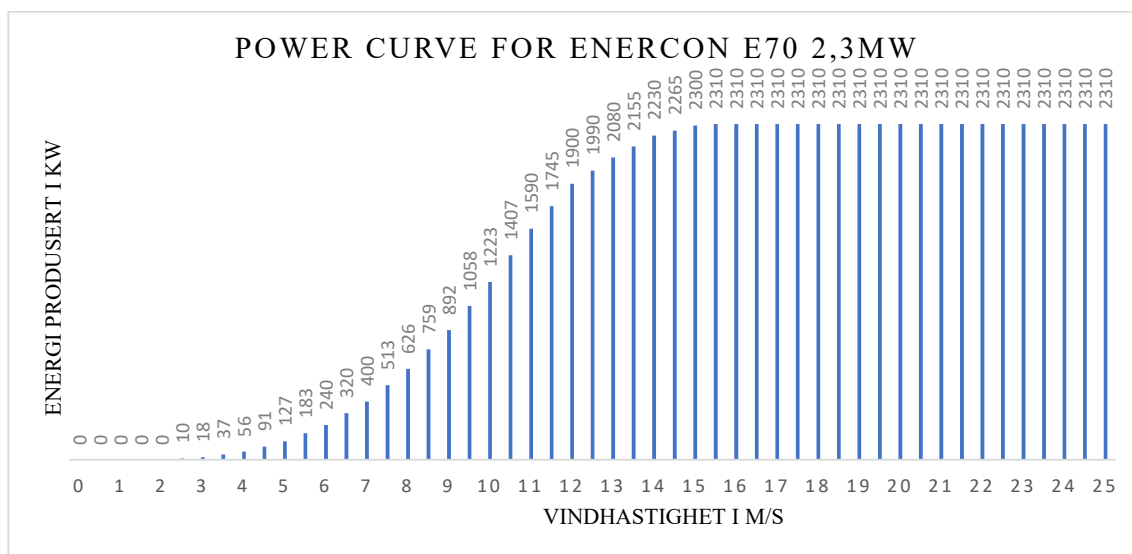


Varianter av vindturbiner

Horisontalakslede vindturbiner deles videre inn i to hovedkategoriene, girede turbiner og direkte-drevne turbiner. I direkte-drevne turbiner må generatoren dreie med samme hastighet som rotorbladene. I girede turbiner gjør giret at generatoren kan ha raskere omdreiningshastighet enn rotorbladene. Fordi en generators effekt blant annet avhenger av den fysiske størrelsen og omdreiningshastigheten, innebærer dette at vindturbiner med gir kan ha en mindre generator enn direkte-drevne vindturbiner uten at generatorens effekt blir redusert. I Norge er rundt $\frac{3}{4}$ av de installerte vindturbinene girede. (Østenby, 2021).

En vindturbins effektkurve viser den teoretiske produksjonen ved forskjellige vindhastigheter. De fleste storskala vindturbiner begynner å produsere strøm ved en vindhastighet på rundt 3–4 m/s, og når maksimal effekt ved 11–15 m/s. Ved høyere vindhastigheter justeres bladvinklene automatisk, slik at de slipper mer vind forbi, og dermed unngås for stor belastning på vindturbinen, samtidig som produksjonen holdes konstant på maksimal effekt. Ved vindhastigheter over 25–28 m/s må de fleste vindturbiner stanses helt på grunn av for høy belastning på komponentene. Det er for eksempel for anlegget på Bassefjellet benyttet

Enercon E70 som kan produsere med opp mot 25m/s i vindhastighet. Nedenfor ser man effektkurve (Power Curve) ved ulike hastigheter for Enercon E70 2,3MW variant.



Figur 3 Power Curve for Enercon E70 2,3MW. Viser effekt ved gitte vindhastigheter

Som det fremkommer av Power Curve for Enercon E70 2,3MW, er det en maksimal produksjon elektrisitetsproduksjon på 2310kW. Excel modellen vil ta hensyn til Power Curve for vindturbinen.

2.3.1 Driftsparametere i vindkraft

Som en del av driftsforståelsen av vindkraft er det en del parametere som gjentar seg i både denne oppgaven, men også annen litteratur om vindkraft. Utvalget av driftsparametere sier noe om hvordan og hvor effektiv produksjonen er for vindturbinene.

Levelised Cost of Energy som blir forkortet til LCOE, er et begrep som er en betegnelse på de totale kostnadene for et kraftverk over levetiden fordelt på beregnet produserte kWh. Totale kostnader tar for seg både investeringskostnader og driftskostnader kalkulert ut ifra levetiden til kraftverket. LCOE, kalles også produksjonskostnad eller energikostnad over levetiden. Blir benyttet for sammenligning og vurdering opp mot andre kraftkilder.

Installert effekt er effekten i [W] som generatoren i vindturbinen maksimalt kan produsere. Når man ser på vindparker er det samlet installert effekt som man referer til. Dette vil si summen av effekten fra alle vindturbinene i vindkraftverket.

Fulllastimer og brukstid definerer hvor mange timer av et år et kraftverk er i drift med full effekt for å oppnå den faktiske årsproduksjonen. Fulllastimer regnes ved å ta utgangspunkt i årsproduksjonen gitt i watt timer og dele på installert effekt. Et eksempel: Årsproduksjon= 8GWh, Installert effekt på 2,3 MW gir følgende:

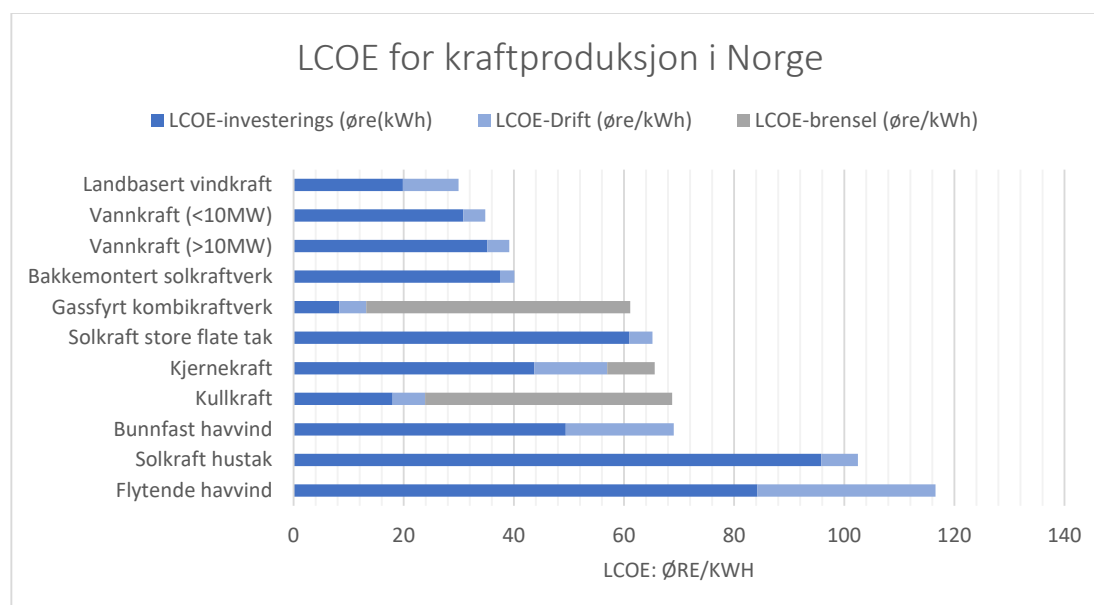
$$Fulllastimer = \frac{\text{Årsproduksjon}}{\text{innstalert effekt}} = \frac{8000MWh}{2,3MW} = 3478,26 h \approx 3478h$$

Av beregningen over ser man at et installert effekt på 2,3MW og en årsproduksjon på 8GWh har 3478 fulllastimer.

Produksjon er et begrep som sier noe om hvor mange watt timer, [Wh], som er produsert gjennom året for det installerte kraftverket, som kan bestå av en eller flere vindturbiner. Produksjon beregnes ved å gange maksimal installert effekt med antall fulllastimer.

2.3.1 LCOE kraftproduksjonsteknologier i Norge

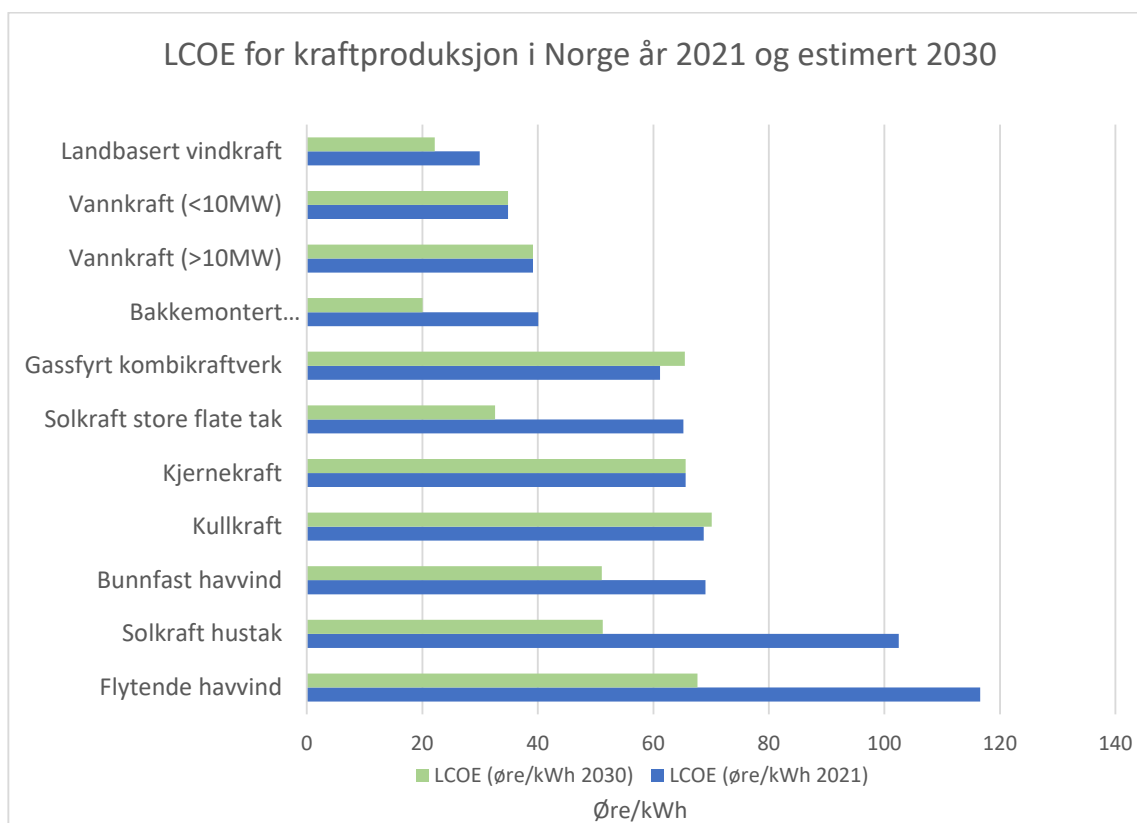
Norges vassdrag- og energidirektoratet, NVE (Buvik, 2021), har siden 2019 gjennomført beregninger for å finne ut av produksjonskostnadene for ulike kraftkilder, deriblant vindkraft på land. NVE har beregnet produksjonskostnaden samt investeringskostnaden over løpetiden for kraftproduksjon, og dermed beregnet LCOE for 2021 og gitt et estimat for LCOE i 2030.



Figur 4 Viser LCOE kostnaden for kraftproduksjon ved år 2021, beregnet av NVE

Av figuren over fremkommer det at landbasert vindkraft i Norge, har den laveste produksjonskostnaden per produserte kWh i snitt, i sammenlignet med energikilder. Vindkraft på land har i snitt fra 2021 en LCOE 29,94 øre/kWh, hvorav nærmere 20 øre utgjør

investeringskostnader per produserte kWh og 10,10 øre utgjør variable driftskostnader per produserte kWh. Investeringskostnaden per installert effekt er 10 071kr/kW. (Buvik, 2021).



Figur 5 Viser LCOE kostnaden for kraftproduksjon ved år 202 og estimert 2030, av NVE

Det er forventet at totale LCOE kostandene for landbasert vindkraft, som inkluderer investering og driftskostnader, vil reduseres til 22 øre per produserte kWh i 2030 for landbasert vindkraft. Hvis man ser for seg en linjer reduksjon av LCOE kostnader per produserte kWh finner ser man at landbasert gir en positiv kontantstrøm selv ved de laveste estimerte spotprisene til NVE, (Gogia, et al., 2019), som betyr at landbasert vindkraft utbygging i snitt i Norge forventer å lønne seg økonomisk i form av at bedriftsøkonomiske hensyn, men også samfunnsøkonomiske hensyn når man ser på sysselsetting lokalt, nasjonalt og ikke minst ved skatteinntekter til fastland Norge. Dataen NVE har oppgitt stemmer godt overens med det Statkraft rapporter av sine nyheter fra 2018, hvor utbygging av vindparker nå er rimeligere enn å installere tilsvarende effekt for gas, kull eller kjernekraftverk. (Statkraft, 2021).

LCOE kostnader for landbasert vindkraft som er å finne på kraftanalysen til NVE (Buvik, 2021), blir benyttet som kost for kraften benyttet i modellen. Driftskostnadene ved vindkraftproduksjon settes til 10,10 øre per produserte kWh. Investeringskostnaden benyttes i økonomiske beregninger.

2.3.2 Bessakerfjellet

Bessakerfjellet er en vindpark som har vært i drift i noen år, og har dermed data på hvordan anlegget har prestert frem til nå. Anlegget har vært i full drift i år 2019 som blir undersøkt i denne oppgaven.

Av anleggene som ble undersøkt, endte valget på anlegget på Bessakerfjellet, som i dag har vindturbinetype Enercon E-70/2300. Parken består av 25 stykk Enercon E-70/2300 turbiner som har en installert effekt på 2,3MW per enhet med en samlet maksimal effekt for parken på 57,5MW. Disse turbinene har en gjennomsnittlig rotordiameter på 71m, og en hub height (navhøyde) på 64m. Anlegget har en gjennomsnittlig årsproduksjon per vindturbin på 7GWh og årsproduksjon for anlegget på 175GWh, og dette gjør at anlegget har 3043 full last timer. Bessakerfjellet vindpark ligger i Åfjord kommune, Trøndelag fylke og er eid av Midgard Vind, hvor TrønderEnergi er operatør for anlegget. Kraftoverføringen skjer via kabler som er nedgravd i veitraseene mellom vindturbinene. Inne i parkområdet samles kablede i små nettstasjoner før de føres ned i transformatorstasjonen ved foten av Bessakerfjellet. Anlegget hadde en utbyggingskostnad på rundt 500mill.kr. Av bildet nedenfor ser man Bessakerfjellet vindpark. (TrønderEnergi, 2021)



2.4 Energipriser

Det benyttes flere energipriser for vurdering av når elektrisitet kjøpes og selges i modellen som bygges i denne oppgaven. Energipriser vil kunne påvirke når det er aktuelt å kjøpe energi fra markedet til produksjon av grønt hydrogen, og når direktealg av lokal produsert elektrisitet bør foretas. Når energien produseres lokalt i mikronettet, vil energikosten for hydrogenproduksjon være den samme som produksjonskostnaden for elektrisitet fra vindkraften. Energiprisene som blir presentert i dette delkapittelet vil gi innsikt i hvilke energipriser som er benyttet i Excel modellen som er bygget i oppgaven.

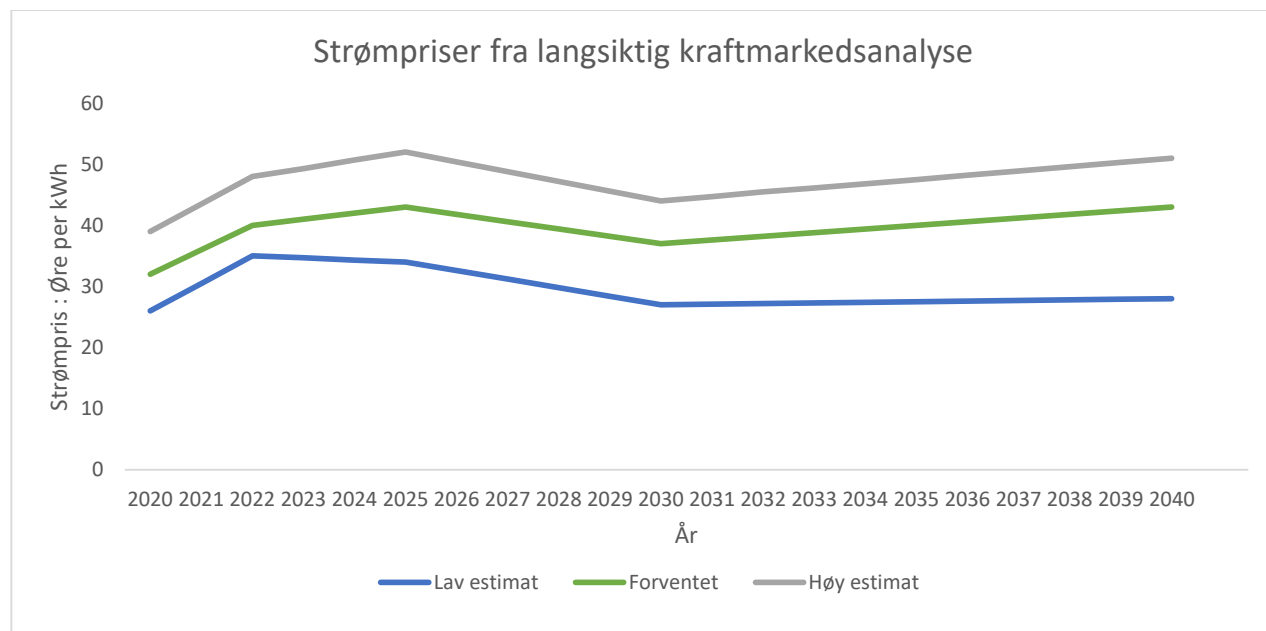
- Spottpris
- Hydrogen pris
- Nettleie, effektledd og effektopp

2.4.1 Spottpris

Spottpris er prisen for elektrisitet i markedet ved kjøp av elektrisitet uten en langsiktig avtale. Spottprisen benyttes for kjøp av elektrisitet for konvertering til hydrogen, samt for når elektrisitet selges i markedet ved produksjon fra vindkraft parken. Spottprisen er en av de mest sensitive komponenten i beregningene som gjøres i denne oppgaven, ettersom spottprisen kan påvirke hva som er lønnsomt å gjøre, og ikke minst totale lønnsomheten. Derfor benyttes spottpriser gitt i time for time tabell som datagrunnlag for modellen. Dataen er da hentet fra Nord Pool (Nord Pool, 2021), for perioden 1 januar 2019 klokken 00:00 til 31 desember 2019 klokken 23:59 for å ha et komplett år som utgangspunkt.

2.4.1.1 Fremtidige spottpriser prognoser i snitt gjort av NVE

For fremtidig priser er det i denne oppgaven benyttet gjennomsnittlig pris per kWh fra NVE rapporter om forventet prisutvikling i perioden frem mot 2040. Det er antatt tre estimater fra NVE sin side, «Lav estimat», «Forventet» og «høy estimat». Estimaten kommer fra NVE for årene 2019 til 2040 og blir benyttet i økonomisk oversikt, ved økonomisk lønnsomhetsvurdering. Tallene er hentet NVE sine publikasjoner fra 2018, (Amundsen & Holm, 2018) og 2019 (Gogia, et al., 2019).



Figur 6 Viser strømpriser fra langsiktig kraftmarkedsanalyse fra NVE. Med lavt, forventet, og høyt estimat for elektrisitet

2.4.2 Hydrogen priser

Prisen på hydrogen er ikke like enkelt å finne på samme måte som det er for spotpris av elektrisitet. Derfor har det i denne oppgaven blitt tatt utgangspunkt i PWC sin globale kost undersøkelse for produksjon av grønt hydrogen i ulike land. (PWC, 2021) Samt priser hentet fra EU finansierte Hydrogen Valleys Plattform sin undersøkelse og utgivelse av hydrogenkostnadsbilde fra et globalt perspektiv for grønt hydrogen. (h2v.eu, 2021)

I sensitivitetsanalysen blir det benyttet terskelverdier i :

- H2 pris lav: 3,5 \$/kg hydrogen
- H2 pris medium: 4 \$/kg hydrogen
- H2 pris høy: 4,5\$/kg hydrogen

2.4.3 Nettleie: Energiledd og effektopp

Nettleverandør i Norge har muligheten til å bestemme hva de vil fakturere for energiledd som avregnes etter forbrukt kWh, og effektopp som avregnes etter anleggets høyeste effektuttak i løpet av en time for kalendermåneden. Ettersom kostnaden for strøm har stor påvirkning på lønnsomheten av hydrogenproduksjon, har det derfor i denne oppgaven blitt benyttet effektleddpriser og effektpriser som er oppgitt hos leverandør i området hvor Bessakerfjellet ligger. Tensio opererer i denne regionen, og benytter følgende satser per januar 2021 (Tensio, 2021):

- Energiledd=Energipris=2,8øre/kWh
- Effektpriser vinter (nov-april)=37kr/kW/måned
- Effektpriser sommer (mai-oktober)=27kr/kW/måned.

2.5 Valutakurser

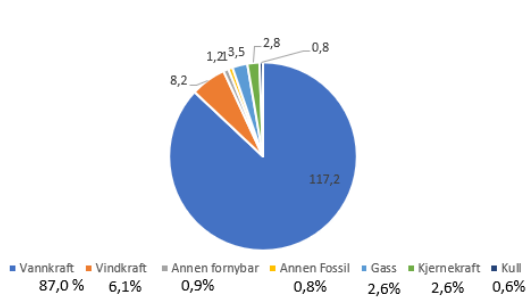
Det er i denne oppgaven benyttet Nok som primære utgangspunkt. Derfor er det hentet inn tall fra Norges bank for konvertering av USD til Nok ettersom hydrogen i Globalt sammenheng selges i USD. Excel modellen tar hensyn til valutakonvertering i beregning om det er lønnsomt å kjøpe og forbruke elektrisitet for konvertering til hydrogen eller ikke. Det er benyttet månedlig snitt priser for USD fra Norges Bank, for å kunne lage en forutsigbarhet i modellen og for ledelsen som skal ta beslutning. Det er også muligheter for å låse valutaer i en leger periode enn en måned, men for å demonstrere at endringer i pris variasjon på valuta kan ha betydning for når hydrogen produseres og ikke er det valgt i denne oppgaven å benytte månedlig kurs for konverteringskurs mellom NOK og USD.

Tabell 1 USD til Nok, snittkurs benyttet i modell for år 2019, Tall fra Norges Bank

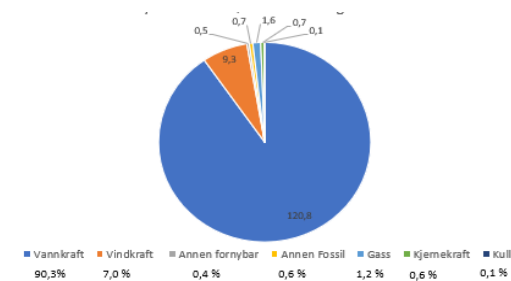
Måned	Kurs Nok/USD	Måned	Kurs Nok/USD
Januar	8,5521	Juli	8,61
Februar	8,5848	August	8,9648
Mars	8,5984	September	9,0155
April	8,565	Oktober	9,153
Mai	8,7411	November	9,1475
Juni	8,6294	Desember	9,042

2.6 Energimiks i Norge

I Norge er det ulike energikilder som dekker energibehovet til forbrukere i Norge samt at Norge er en del av et europeisk kraftsystem ved tilkoblingspunkt ved hjelp av kraftkabler til blant annet Sverige og Danmark. Hvert år beregner NVE, en klimadeklarasjon for fysisk levert strøm for året som var. NVE's beregningene viser hvor strømmen kommer fra, og om i hvilken grad hver forbrukte kWh har av tilhørende CO2 ekvivalent i utslipp i gram. «Norges kraftproduksjon står i en særstilling, med den høyeste andelen fornybar strøm i Europa, og tilnærmet fri for utslipp» (Eliston, 2022). I figurene nedenfor ser man oversikt over energikilder for 2019 og 2020.



Figur 8 Klima deklarasjon for fysisk levert strøm 2019, NVE



Figur 7 Klimadeklarasjon for fysisk levert strøm 2020, NVE

Av figurene over ser man at 94% av kraften som ble forbruk i 2019 Norge kom fra vannkraft, vindkraft og annen fornybar kraft produksjon. Dette førte til at beregnet CO2-Faktor for strømforbruket var på 17 gram CO2 ekvivalenter per forbrukte kWh. Tilsvarende for 2020 ble 98% av strømforbruket dekket av fornybar kraftkilde. I 2020 var beregnet CO2-faktor for strømbruket på 8 gram CO2 ekvivalent per forbrukte kWh.

2.7 Hydrogen som energibærer og tilhørende teknologier

Hydrogen er grunnstoffet som har atomnummer 1 i periodesystemet, og er det letteste av alle atomer. Hydrogen inneholder bare ett elektron og atomkjernen inneholder bare ett proton.

Majoriteten av hydrogenet på jorden er kjemisk bundet, hvorav majoriteten bundet sammen med oksygen i form av vann, som inneholder 11,2 masseprosent hydrogen. Hydrogen er videre kjemisk bundet i forbindelser som petroleum, proteiner, karbohydrater, fett og alkoholer. (Kofstad & Pedersen, 2019)

I Norge benyttes hydrogen først og fremst i industriprosesser, men med økende krav til fornybar energi og lavere utslipp fra energi- og transportsektoren, kan dette endre forbruket i årene som kommer og dermed øke etterspørselen etter hydrogen i Norge og globalt.

Majoriteten av hydrogenet som benyttes i dag i Norge forekommer av primært fra ikke fornybare kilder og gir dermed et høye totalutslipp. Ved å fokusere og gi insentiv til å benytte grønn hydrogenproduksjon kan man i sum redusere utslipp, på lokal, men også globalt perspektiv. Norges største forbruker av Hydrogen i dag er Yara, som benytter hydrogen i deres produksjon av kunstgjødsel. (Horne & Hole, 2019)

For produksjon av grønt hydrogen, er elektrolyse produksjonsmetoden. Det er en prosess hvor strøm brukes til å spalte vannmolekyler til hydrogen- og oksyngass. Typisk behøves 50-55 kWh elektrisitet for å produsere en kilo hydrogengass med et energiinnhold på 33 kWh. (Horne & Hole, 2019)

2.2.7.1 Effektivitetsberegning av hydrogenproduksjon

Effektiviteten til hydrogenproduksjon er et mål på hvor mye energi som må tilføres for å få gitt energimengde ut i form av hydrogen. For at denne effektiviteten skal være sammenlignbar for ulike produksjonsmetoder er det viktig at beregningene benytter konsekvent lavere brennverdi eller total brennverdi. Den lavere brennverdien til hydrogen er 119,96 MJ per kg hydrogen. For eksempel, hvis 50 kWh = 180 MJ må tilføres for å produsere 1 kg hydrogen, så vil effektiviteten være $\frac{119,96}{180} = 0,67$, eller 67%. Det vil derfor i denne oppgaven bli benyttet lavere brennverdien til hydrogen for beregning av effektivitet av anlegget.

2.2.7.2 Varianter av hydrogen

Hydrogen kan deles opp i primært tre kategorier, Grønt hydrogen, blått hydrogen og grått hydrogen. Type farge definerer kilden til hydrogen og i hvilken grad det påvirker CO₂ utslipp.

Grønn hydrogen

Grønn hydrogen er en hydrogen som har blitt framstilt ved bruk av fornybart energi slik som vindkraft, solkraft og vannkraft i kombinasjon med elektrolyse, med ingen direkte utslipp. I

Norge kommer 97% av strømmen fra vann og vindkraft ifølge NVE sine tall for 2020 (Eliston, 2022), og dermed et godt fundament for produksjon av grønt hydrogen i Norge ved å produsere basert på strømmen i Norge. Grønt hydrogen har den laveste utslippsfaktoren av de tre variantene. I dag utgjør grønn hydrogenproduksjon kun om lag fire prosent av hydrogenforbruket. (Egge, 2020)

Blått hydrogen

Blå hydrogen produksjon baserer seg på samme produksjonsmåte som for grått hydrogen, men ulikheten kommer ved at blå hydrogenproduksjon er tilkoblet karbonfangstanlegg, slik at utslippet CO₂ utslipp reduseres. Gjennom kjemiske prosesser står man igjen med hydrogen og CO₂ hver for seg. Hydrogenet kan man da benytte på samme måte som grønt eller grått hydrogen, men man må sikre at CO₂-en blir transportert og returnert til et trygt lagringspunkt. For Norges del kan det bety under havbunnen på kontinentalsokkelen. Ved å skille ut CO₂, transportere og lagre denne, står man derfor igjen med rent hydrogen. (Egge, 2020)

Grått hydrogen

Omtrent 96 prosent av alt hydrogen som produserer i dag i Norge er grått hydrogen. Grått hydrogen har sin opprinnelse fra kull, olje eller naturgass. utfordringen med grått hydrogen er at prosessen for å produsere grått hydrogen gir store utslipp. All CO₂ fra de fossile brenslene som benyttes til å produsere hydrogenet slippes nemlig ut – enten det kommer fra kull, olje eller gass. Over 60 prosent av grått hydrogen som produseres kommer fra naturgassreforming. En annen utfordringen i tillegg til utslipp er at denne type hydrogenproduksjon normal sett er den rimeligste måten å produsere hydrogen på om ikke tar hensyn til klimagassutslippet. (Egge, 2020)

2.2.7 Hydrogenproduksjonsanlegg

Hydrogenproduksjonsanlegg består av ulike komponenter som i sum definerer et produksjonsanlegget. Elektrolyse utgjør primere andelen av anlegget i kombinasjon med tilhørende lagringstanker, vannmagasin med tilhørende rørsystem, oksygenlagring, samt elektrisk infrastruktur. Majoriteten av investeringen i et hydrogenproduksjonsanlegg består av en komplett elektrolysemodul. Leverandør av dette kan være for eksempel Nel hydrogen, Hydrogenics, Proton Onsite og ITM Power. I denne oppgaven blir det sett nærmere på NEL hydrogen sine moduler, siden Nel er lokalisert i Norge og en av verdens største leverandører per i dag. Nel produserer alkaliske anlegg på Notodden i Norge, og polymer electrolyte membrane (PEM) anlegg utvikles av Proton Onsite eid av Nel i USA. Hydrogenanlegget vil

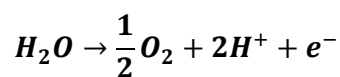
dimensjoneres ut ifra gjennomsnittlig lokal kraftproduksjon i mikronettet som undersøkes med tre varianter:

- Lav produksjonsanlegg: Dimensjonert til 50% av gjennomsnittlig lokal kraftproduksjon
- Medium størrelse på produksjonsanlegg: Dimensjonert til gjennomsnittlig lokal kraftproduksjon
- Stor størrelse på produksjonsanlegget: Dimensjonert til 150% av gjennomsnittlig lokal kraftproduksjon.

2.2.7.1 Elektrolyse

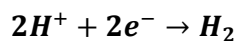
Elektrolyse er en kjemisk prosess hvor prosessen benytter seg av likestrøm til å framstille grunnstoffer. Hydrogenet framstilles ved at vann spaltes til hydrogen og oksygenatomer ved bruk av elektrolyse. For at produksjonen av hydrogen kan gjennomføres, må det i en elektrolysereaksjon tilføres energi i form av strøm i kombinasjon med en katalysator. Ulike teknologier og metoder har ulik virkningsgrad, som sier beskriver hvor mye energi man får i form av hydrogen delt på hvor mye energien som benyttes for prosessen. Virkningsgraden for elektrolyser ligger på rundt 70%, og resterende ender først og fremst som varmeutvikling. (Bjartnes , Hirth, Skaugen, & Ursin, 2021). Spaltingen i seg selv skjer i elektrolyserør bestående av en katode og anode som i sum utgjør elektroder, og en elektrolytt som sørger for ledningsevne. Når energien tilføres elektrokjemiske reaksjonen, vil prosessen starte ved anoden mellom H₂O og elektrolytten, og spaltes i oksygenmolekyler, elektroner og hydrogen protoner. (Kofstad & Pedersen, 2019)

Formel 1: Andoe:



Frie elektronene strømmer deretter fra anoden til katoden ved å følge strømkilden og elektrisk spenning dannes over elektrolyserøren på kadote siden. De positive hydrogenatomene trekkes mot katoden og reagerer med elektronene og danner rent hydrogen som rent grunnstoff.

Formel 2: Katode:



Den totale reaksjonsligningen er vist i formel 3:



Av reaksjonsligningen over fremkommer det at av 2 vannmolekyler og elektrisitet produserer totalt 2 hydrogen og en oksygen atom. Hydrogenet produseres med høy renhet og trenger ikke

rensing ut over dette. Forholdet mellom energitettheten og volumenhet fører til at komprimering er en av de aktuelle metodene for effektiv lagring av hydrogen i stor skala etter produksjon. Strømforbruket er vanligvis mellom 45-65 kWh/kgH₂ og dekker elektrisitet til elektrolysen og kompressor, i tillegg til varmetap og tap i likeretter (Keipi, Tolvanen, & Konttinen, 2018)

2.2.7.1.1 Alkalisk elektrolyse (AEL)

Alkalisk elektrolyse, AEL, er en teknologi som baserer seg på lavtemperatur elektrolyserør. I AEL elektrolyse teknologi består av to elektroder, en anode og en katode, nedsenket i en elektrolytt. AEL er den dominere elektrolyse teknologien i bruk per i dag, og er en moden og velprøvd teknologi som har blitt utnyttet kommersielt lengst i Norge. Norsk Hydro begynte å benytte denne teknologien tilbake i 1927, ettersom hydrogenet som ble spaltet ble brukt som innsatsmiddel i produksjon av kunstgjødsel.

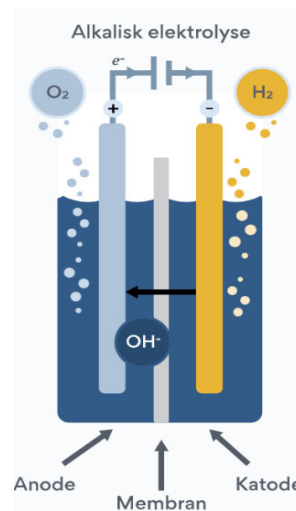
Alkaliske elektrolyserør, er driftssikre, billige å bygge sammenlignet med polymer electrolyte membrane (PEM) i dag, og krever lite vedlikehold. AEL har muligheten til å kobles sammen til større, fleksible systemer, men krever en mer konstant last enn PEM varianten krever. AEL er plass- og

materialkrevende. I tillegg er de lite egnet for sterkt varierende lastpåvirkning med elektrisitet → slik tilfellet blir når strømmen kommer fra uforutsigbar sol- og vindkraftproduksjon.

(Redaksjon, 2018). Alkalisk elektrolyse har en kapasitet på opp imot 150MW, og innehar en effektivitet på mellom 65% og 82% og har en forventet syklustid på 60 000 til 90 000 timer.

Investeringskostnaden var rapportert til i Techonology roadmap Hydrogen and Fuel Cells fra IEA, til å ligge på mellom 850 USD og 1500 USD/kW installert effekt. (IEA, 2015)

Nedenfor er det visst alkalisk elektrolysemodul fra NEL.



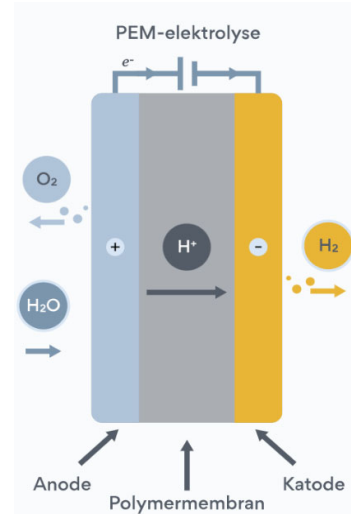
Figur 9
<https://klimastiftelsen.no/publikasjoner/hydrogen-som-klimaløsning/>



2.2.7.1.2 PEM elektrolyse

Forkortelsen PEM står for polymer electrolyte membrane, og er en teknologi som dukket opp for første i 1966, men ble videreutviklet for rundt 20 år siden. (Redaksjon, 2018).

Prinsippene i metoden er at det mellom katoden og anoden er en membran som kun slipper gjennom protoner slik som figuren til høyre viser. PEM elektrolyser er normalt dyrere enn AEL elektrolyse per i dag, da PEM katalysatoren inneholder sjeldnere materialer. Men PEM elektrolyser har til gjengjeld en lavere reaksjonstid som gjør den egnet til variable laster slik som produksjon av hydrogen ved bruk av fornybare strømkilder, slik som vindkraft og sol. PEM elektrolyse systemer er modulære og gir muligheten til å sette sammen enheter til den mengden effekt man trenger for et produksjonsanlegg og er dermed enkelt å skalere. (Bjartnes , Hirth, Skaugen, & Ursin, 2021).



Figur 10 PEM Elektrolyse, hentet fra (Bjartnes , Hirth, Skaugen, & Ursin, 2021)

PEM elektrolyse har en kapasitet på opp imot 150MW når det stackes opp med enheter av 1MW og innehar en effektivitet på mellom 50% og 68% og har en forventet levetid på 50 000 til 80 000 timer. Investeringskostnaden for elektrolyse rør har blitt rapportert til 400 \$/kW, og for komplette systemer mellom 700 og 1400 \$/kW, var rapportert til i Green Hydrogen Cost Reduction fra IRNA 2020. (IRENA, 2020)

PEM elektrolyse har muligens større potensial for effektivitetsøkning og kostnadsreduksjon enn alkalisk elektrolyse. PEM elektrolyse har omtrent samme driftstemperatur som alkalisk elektrolyse, men har i dag litt lavere energieffektivitet (55-66%) og renhet på produsert hydrogen.



Figur 11 Viser en PEM elektrolysemodul fra Nel

PEM elektrolyser er mer egnet for i kombinasjon med variable laster enn AEL, og derfor er det valgt å benytte PEM i oppgaven videre. (Sintef, 2021)

2.2.8 Lagring av hydrogen

Hydrogenlagring er lagring av hydrogen på en måte som gjør at den lett kan omsettes og tas i bruk som energibærer. Det finnes primært fire metoder for lagring av hydrogen.

- Komprimert hydrogengass
- Flytende hydrogen
- Lagring i faste stoffer
- Lagring i kjemisk forbindelse

Under alminnelig trykk og temperatur opptrer hydrogen i form av gass og vil dermed lett kunne reagere med andre elementer. Gass er lite egnet for transport og lagring, og derfor blir mesteparten av hydrogenet som produseres i dag brukt på stedet, for eksempel til produksjon av ammoniakk som senere kan transporteres eller benyttes i kunstgjødselproduksjon.

Hydrogen kan bli lagret som komprimert gass eller i flytende form, og omsatt i trykksatte flasker eller kryogeniske tanker (kryotanker). Kryogeniske tanker er lagring av flytende gass ved så lav temperatur at gasstrykket ligger omkring atmosfæretrykket (Hofstad, 2021).

2.2.8.1 Komprimert hydrogengass

Komprimert hydrogengass fortettes når den utsettes for trykk. I markedet i dag omsettes komprimert hydrogen i tanker som er trykksatt til 350 bar (25MPa) eller 700 bar (70 MPA). Dette krever både solide og sikre tanker for å redusere risiko for lekkasje og eksplosjon. Denne måten å lagre hydrogen på er egnet, hvis formålet er å selge det til transportsektoren. Ved lagring som komprimert hydrogengass vil man kunne oppnå en energitetthet på om lag 4,5MJ/liter som tilsvarer 0,038kg/liter. (Hofstad, 2021)

2.2.8.2 Flytende hydrogen

Flytende hydrogen er en metode for å lagre hydrogen på ved å gjøre hydrogenet flytende ved atmosfærisk trykk. Hydrogenet må kjøles ned til 20,28 kelvin (K) (-252,87 °C). Ved flytende form, for man den mest konsentrerte formen for ren hydrogen lagring, men denne nedkjølingen er svært energikrevende, og så fort den er flytende må den inn i isolerte kryo-komprimerte tanker som har en høyere produksjonskostnad. Flytende hydrogen har en energitetthet på 8,5MJ/liter som tilsvarer 0,07kg/liter. (Hofstad, 2021)

2.2.8.3 Lagring i fast stoff (metallhydrider)

Hydrogen kan lagres i et fast stoff og danne et metallhydrid. Disse stoffene har den egenskapen at den under et moderat trykk reagerer med hydrogengass, som dermed blir opptatt i hydridet. Prosessen er reversibel, og ved oppvarming frigjøres hydrogenet. Det er mulig å oppnå en lagringstetthet på linje med flytende hydrogen, men vekten av metallet gjør likevel at spesifikk energi blir lav. Det er anslått at hydrogenet bare vil utgjøre rundt 2 prosent av den totale vekten til lageret. (Hofstad, 2021)

2.2.8.4 Lagring i kjemiskforbindelse

Ammoniakk har et høyt innhold av hydrogen, og kan derfor benyttes til å danne hydrogen i kjemisk bundet form og er dermed et fint element å lage hydrogen i. I likhet med rent hydrogen opptrer ammoniakk i gassform under normale betingelser, men siden kokepunktet er vesentlig høyere ($-33,4\text{ }^{\circ}\text{C}$) enn hydrogen, kan den forholdsvis enkelt gjøres flytende. Flytende ammoniakk omsettes i tanker under et trykk på rundt 10 bar (1 MPa). Energitettheten blir da rundt 12,7 MJ/liter som tilsvarer 0,11kg/liter. Siden ammoniakk (NH_3) er uten karbon, kan den benyttes direkte som et karbonnøytralt brensel, eventuelt kan rent hydrogen benyttes ved å separere det fra ammoniakken på stedet det skal forbrukes. (Hofstad, 2021)

Det er i denne oppgaven er det valgt å benytte lagring ved bruk av hydrogentanker for lagring av komprimert hydrogengass. Disse tankene er dimensjonert i en slik størrelse at de skal kunne klare å lagre minimum 24 timer med kontinuerlig produksjon. Dette betyr at ved et scenario med hydrogenproduksjon anlegg på 5MW må tankene ha minimum:

$5\text{MW} * 24\text{ timer} \rightarrow 2,3\text{ tonn Hydrogen i lagringskapasitet, slik at tankene kan erstattes senest hver 24 time med nye tanker.}$

2.8 Batterier

I denne oppgaven blir det sett på om det lønner seg å benyttet batteri for lagring av overskuddsstrøm som ikke blir konvertert til hydrogen eller blir solgt direkte til markedet. Batteriene benyttes for arbitrasje mulighet, ved at batteriene lagrer overskudd strømmen hvis snittprisen av fremtidig prising er høyere enn den spesifikke timeprisen sammenligningen gjøres for. En annen og viktig besparelse er kostnader relatert til nettleie, siden strømmen lagres innenfor mikronettet vil man da kunne benytte mer av egenprodusert strøm som

reduserer kostnaden for strøminnkjøp. Det finnes flere type batterier og varianter, men det som primært blir benyttet i kombinasjon med fornybare energikilder er litium batterier. Disse batteriene har en syklus tid på 1000 til 10 0000 sykluser (Laporte, 2019) som kan bety mellom 1,4 år og 14 års levetid ved to opplading og utladning i løpet av en dag, er det derimot flere sykluser i løpet av dagen vil levetiden i antall år reduseres. Batteripriser har de siste årene redusert seg betydelig i pris. Det er i denne oppgaven benyttet en pris på 2000kr/kWh som et utgangspunkt med hensyn på frakt og lokal pris forskjeller, (Hole & Horne, 2019). Hvor det er en effekt på 1C, som beskriver mengde energi lagret og kapasitet til hvilken effekt batteriet kan oppladde og utladde.

3 Metode, modelloppbygging og krav til modell

I dette kapitlet vil leseren få innsikt i hvilke metoder som er benyttet for oppgaven, modelloppbyggingen og hvilke tekniske og økonomiske krav som settes for modellen.

3.1 Metodeoversikt

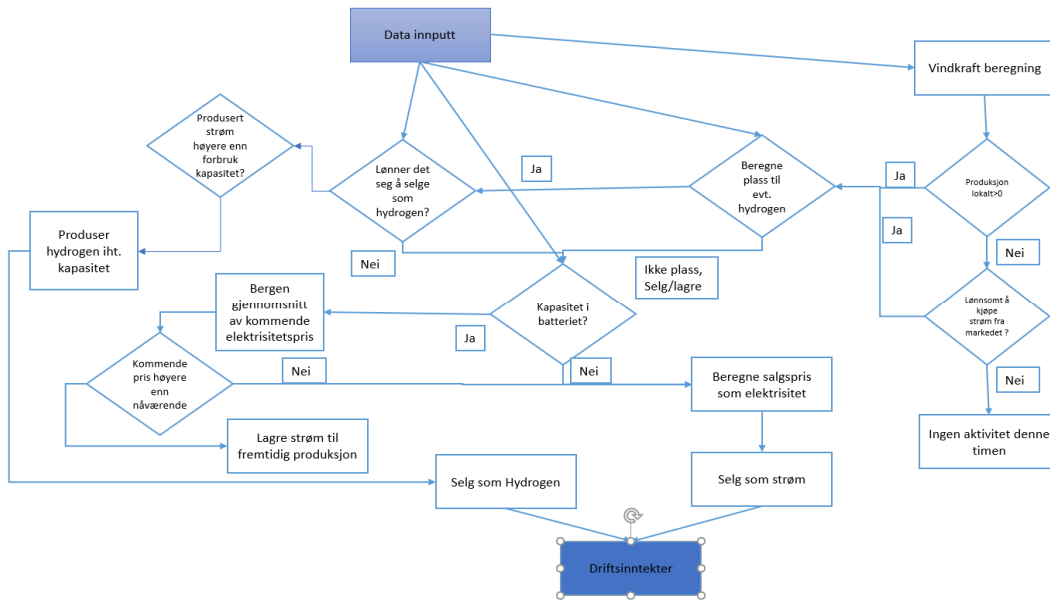
Det ble valgt å benytte flere metoder i denne oppgaven for å bygge opp en modell for informasjonsinnhenting, beregning og vurdering av modell. Metodene som er benyttet i denne oppgaven:

- Prosessflytdiagram
- CRISP DM
- Scenarioanalyse
- Flermålsanalyse

Metodene ble benyttet i kombinasjon for å bygge opp en modell og vurdere modellen.

3.1.1 Prosessflytdiagram

Prosessflytdiagram er et flytskjema som viser stegene i en prosess eller planlagt prosess. Ved bruk av metoden flytdiagrammet, gir det muligheten til å se prosessen og sammenhengen mellom de ulike stegene og dataflyten tidlig, for å kunne nedbryte prosessen i mindre prosessenheter. Prosessflytdiagram er en metode og et verktøy for å oppnå en felles forståelse av hvordan dataflyten eller prosessen foregår, eller skal foregå i modellen. Dette gjøres for å kunne gi innsikt i dataen og prosessen, samt en felles systemforståelse.

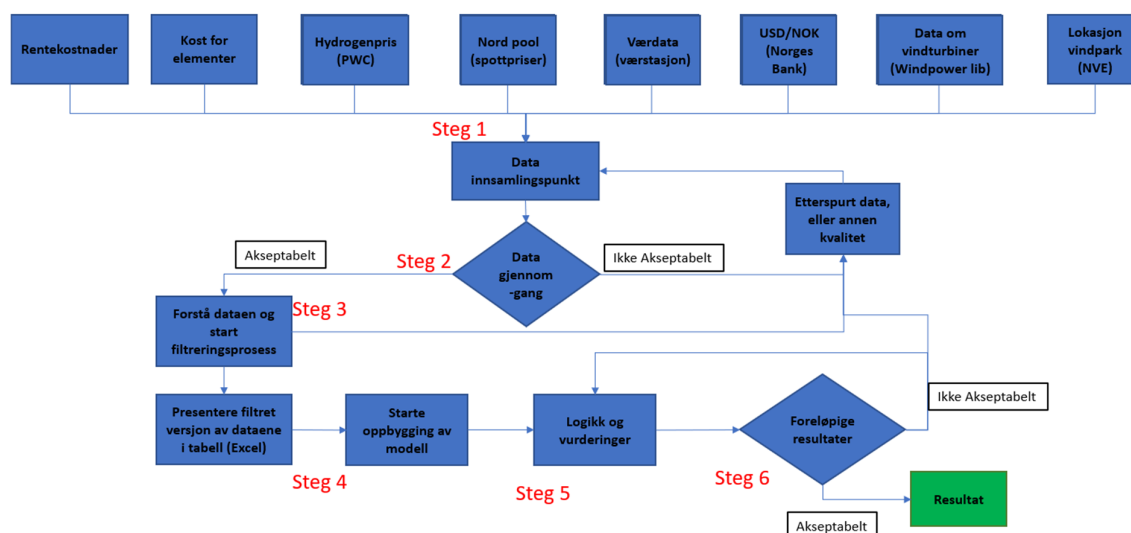


Figur 12 Flytdiagram for modell oppbygging

Flytskjema ovenfor viser hvilke vurderinger og steg som gjennomføres i modellen som bygges i denne oppgaven. Ved å benytte metoden prosessflytskjema bidrar det til å kunne oppnå en forståelse av hvordan modellen skal bygges opp og hvilke hensyn og vurderinger som skal gjennomføres i modellen.

3.1.2 CRISP DM

CRISP-DM står for Cross-Industry Standard Process for Data mining, og er en metode og veiledning for data behandling og modelloppbygging. I denne oppgaven er det benyttet deler av CRISP-DM metoden med fokus på: Data forståelse og innsamling → Data forberedelse → Modelloppbygging. Nedenfor ser man i figur 12 oversikt over majoriteten av dataen som samles inn og hvordan dataflyten gjøres i modellen.



Figur 13 Dataflyt i modellen

Som første steg i flytskjemaet, er å definere hvilke data en ønsker å hente inn, samt starte med å samle inn data ønsket rådata. Dette gjennomgang av rådataen, få en forståelse for dataen som samles inn og begynne å filtrere dataen og presentere filtrert data, til slutt begynne å bygge en økonomisk modell. I denne oppgaven er det valgt å bygge en modell i Excel med tanke på å oppnå modellinnsikt samt for å gjennomføre en teknoøkonomisk analyse. Modellen har som hovedmål å presentere og arbeide med innsamlet og tillagt data som brukeren får lagt inn som variabler.

Steg 1 Data innsamling

Det første steget i metoden for oppbygging av oppgaven er datainnsamlingspunktet. Dette punktet er kritisk og et viktig steg som påvirker sluttresultatet i modellen og oppgaven, og er derfor kritisk og viktig ha et fokus på dette steget.

Data innsamlingen skjer fra ulike kilder:

- Spottpriser hentes fra Nord Pool
- Værdata hentes fra nærmeste værstasjon
- Informasjon om vindturbiner hentes fra open source biblioteket Windpower Lib bibliotek. (Windpowerlib, Welcome to the windpowerlib documentation!, 2021)
- Informasjon om produksjon av vindkraft i Norge, time for time, for de anlegg som har konsesjon gjennom NVE. (NVE, 2021)
- Kostelementer hentes fra snitt oppgitt i rapporter, enten fra IEA, NVE, produsent om det er oppgitt på deres nettsider og studier.
- Salgspris for hydrogenpris er hentet fra Hydrogen Valleys` s undersøkelse av det globale hydrogenmarkedet og deres beregnede salgspriser for grønt hydrogen. Deres salgpris er satt som salgpris for grønt hydrogen i denne oppgaven. (h2v.eu, 2021)
- Valutainformasjon hentet fra Norges Bank, for å benyttes til konvertering av USD til Nok.
- Informasjon om finansieringskostnader, deriblant rentekostnader for ESG selskaper.
- Teoretisk tekniske begrensinger, data fra produsent og fra Windpowerlib bibliotek.
- Effekttopp og effektledd priser hentet fra leverandører Tensio, .

Steg 2 gjennomgang av dataen

Gjennomgang av rådataen som er plassert under flikene «Data», «Værdata» i modell er nødvendig for å kunne gjennomføre en vurdering om man har godt nok grunnlag for å kunne filtrere og benytte seg av dataen man har funnet frem til nå. Hvis det viser seg at dataen ikke har akseptabelt nivå av oppløsning på minimum 1 time, må man tilbake til steg 1 for å finne rådataen det er behov for til modellen. I dette steget kan man blant annet oppdage at man ikke har nødvendige intervaller eller itereringer for at modellen.

Steg 3 forstå dataen og starte å filtrere dataen

Steg 2 og steg 3 henger tett sammen i den forstand at man må ha forståelse for dataen, og hva dataen representerer og hvordan denne kan filtreres for å kunne benyttes i modellen.

Majoriteten av denne prosessen skjer i flikene «datakvalitet» som hjelper til med å filtrere dataen og definere om kvaliteten er god nok. Når man jobber med rådata kan man oppdage at

man mangler datainnput eller ønsket kvalitet, og derfor ser man at det er en pil tilbake til steg 2 for å hente inn mer eller annen rådata for å kunne dekke behovet. Dette kan for eksempel være informasjon om en vindturbin som er mye benyttet i vindkraft på land i Norge eller værstasjoner som kan være mer egnet å benytte enn det man har frem til nå.

Steg 4 Presentere filtret versjon av data og starte oppbygging av modell

I dette steget er målet å ferdigstille filtreringsprosessen av dataen slik at rett data blir tatt med videre til modellen for oppbygging, og at dataen er mulig å benytte til beregning. Oppgaver og aktivitet kan for eksempel være å formatere dataen man har klart å hente inn, slik at det passer med resterende data. Dette gjøres blant annet på flik «Power_Curve_Coefficients», «Værdata», «USD NOK» i modellen. Et mål i steg 4 er at enheter passer overens slik at beregningene går opp. Dataen blir deretter presentert på en slik måte at modellen kan bygges opp som et første utkast, og deretter starte oppbyggingen av modellen.

Steg 5 videreutvikle modellen med logikk og vurderinger

I dette steget vil man måtte legge inn teoretiske formler, begrensinger og rammer for hvordan modellen skal oppføre seg, og hva som er ønskelig resultat. Denne prosessen skjer i flik «Modell beregninger». Dette punktet kan føre til at en kommer tilbake til steg 2 «Etterspurt data, eller annen kvalitet», for når modellen modelleres kan man finne ut at datakvaliteten ikke er god nok for formålet med beregningen og dermed har behov for annen kvalitet eller annen data for å kunne gjennomføre beregningen. Dette kan for eksempel være at man ikke har fått med seg effektopp priser for området det undersøkes for. Nettselskaper opererer med ulike satser for effektopper. Når denne dataen er hentet inn kan man legge det inn i modellen for å gjennomføre beregninger for kost fra et mer riktig bilde. Formålet med dette steget er å forbedre modellen, og gjøre den mer robust etter at første utkastet er laget. Steg 5 gjentas til modellen kan gi informasjonen som man ønsker å presentere av modellen som et resultat.

I Steg 5 er et av hovedformålene å gjennomføre en vurdering om av hva energien skal benyttes til om energien skal lagres, selges, eller konverteres til hydrogen. Det må også gjøres en vurdering om det er behov eller lønnsomt å kjøpe elektrisitet fra det åpne markedet, for å konvertere elektrisiteten til hydrogen. Her vil logikken dannes og implementeres som en del av modellen og vil kunne si noe om hva som er lønnsomt å gjøre for mikronettet og til slutt kunne presenteres i tabell eller grafer,

Steg 6 Vurdering av modell

I steg 6 gjøres det vurdering av modellen som har blitt bygget frem til nå og hvis kravene som er satt lenger ned i dette kapitlet er dekket vil resultatene kunne presenteres. Hvis de foreløpige resultatene ikke er gode nok vil man måtte enten gå tilbake til steg 2 for annen etterspurt data eller kvalitet, eller steg 5 hvis logikken og vurderingene som er gjort frem til nå ikke er gode nok. Dette repeteres til man er fornøyd med resultatet.

3.1.3 Scenarioanalyse av systemkonfigurasjoner

For å kunne vurdere om hvilke dimensjoner og teknologier som er lønnsomt å benytte seg av i mikronettet blir det i denne oppgaven benyttet sensitivitetsanalyse ved bruk av senarioer. Sensitivitetsanalysen skal gjennom modellen gi innsikt i optimalt mikronett basert på gitte senarioer for hovedelementer som påvirker kost og inntektsbildet for grønt hydrogen. Ved å justere størrelser og settinger i modell får man innsikt i differanse i kostpris for grønt hydrogen per kg, driftskostnader og driftsinntekter. I denne oppgaven blir det gjort senario analyser på hovedelementene : «batteri størrelse», «elektrisitetspris» og «hydrogenproduksjonsanlegget».

3.1.3.1 Scenarioanalyse for batteri størrelse

Scenarioanalyse for batteri størrelse vil gi innsikt i hvilken påvirkning endring av batteri størrelsen vil ha for det teknøkonomiske resultatet. Analysen vil foreta seg i alt tre batteristørrelser og ingen batteri. Type batteri som undersøkes, vil være av type litium batterier som responderer raskt med variable laster slik som fornybare og ikke konstante laster. Målet med scenarioanalysen er å dimensjonere batteristørrelsen og dens økonomiske belastning i mikronettet. Senarioene som vil bli undersøkt er batteristørrelsene :

Batteri Kapasitet	Faktor multiplisert med snitt produksjon per time	Størrelse i MW	Avrundet til batteripakker på 0,25 MW
S_B0=Null	0	0	0
S_B1=Lav	0,5	9,165	9,25
S_B2=Medium	1	18,33	18,25
S_B3=Høy	1,5	27,495	27,5

- S_B0: Batteristørrelse lik 0% av gjennomsnittlig timeproduksjon
- S_B1: Batteristørrelse lik 50% av gjennomsnittlig timeproduksjon
- S_B2: Batteristørrelse lik 100% av gjennomsnittlig timeproduksjon
- S_B3: Batteristørrelse lik 150% av gjennomsnittlig timeproduksjon

Med følgende settinger i Excel Model:

- Hydrogenpris= 3,5 USD (Lav)
- Spottpris fra markedet (Nord Pool) år 2019
- Beregnet årlig vindkraftproduksjon, beregnet.
- Produksjonskapasitet i hydrogenanlegg medium
- 51kWh brukt per produserte hydrogen
- Oppladning og utladningshastighet med en effekt på 90 %.

3.1.3.2 Scenarioanalyse for hydrogenproduksjonsanleggets størrelse

Hydrogenproduksjonsanlegget utgjør en større del av investeringen i denne oppgaven. Derfor vil denne dimensjoneres og optimeres til en størrelse som er mest økonomisk lønnsom.

Hydrogenanlegget vil til å begynne med ta hensyn til installert effekt ved vindparken, som en første indikator på hvor stort hydrogen produksjonsanlegg som benyttes. For vindparken Bessakerfjellet, er det i modellen hensyntatt installert effekt på 57,5 MW, og en snitt produksjon på 18,33MW gjennom årets 8760 timer. Som scenario analyse valg er det derfor valgt å utforske dimensjonene for anlegget med følgende valg:

Kapasitet	Faktor multiplisert med snitt produksjon per time	Størrelse i MW	Avrundet til elektrolysemodul på 0,25 MW
Null	0	0	0
Lav	0,5	9,165	9,25
Medium	1	18,33	18,25
Høy	1,5	27,495	27,5

Scenarioene som undersøkes er følgende:

- S_VNN: Kun vindkraft anlegg, null hydrogenproduksjonskapasitet.
- S_HLM: Hydrogenprisen lav, med medium hydrogenproduksjonskapasitet.
- S_HMM: Hydrogenprisen medium med medium hydrogenproduksjonskapasitet.
- S_HHM: Hydrogenpris høy med medium hydrogenproduksjonskapasitet.
- S_HML: Hydrogenpris medium med lav hydrogenproduksjonskapasitet.
- S_HMH: Hydrogenpris medium med høy hydrogenproduksjonskapasitet.

Med følgende settinger i modell:

- Ingen elektrisitetslagring i batteri.
- 51kWh elektrisitet forbrukt per produserte 1kg hydrogen.

3.1.3.3 Scenarioanalyse for elektrisitetspris

En av de større driftskostnadene i grønt hydrogenproduksjon ved bruk av elektrolyse er prisen for elektrisitet. Derfor ønskes det i denne oppgaven å gjøres en undersøkelse av hvordan endring i elektrisitetspriser påvirker total økonomiske bildet og produksjonskostnaden til grønt hydrogen per kg.

Scenarioene som undersøkes er følgende:

- S_S19: Spottpris for elektrisitet basert på 2019 tall fra Nord Pool
- S_GL: Gjennomsnittlig lavt estimat fra delkapittel 2.3.1.1
- S_GM: Gjennomsnittlig medium estimat fra delkapittel 2.3.1.1
- S_GH: Gjennomsnittlig høy estimat fra delkapittel 2.3.1.1

Med følgende settinger i modell:

- Høy hydrogenpris
- Medium hydrogenproduksjonskapasitet
- Ingen elektrisitetslagring i batteri.
- 51kWh elektrisitet forbrukt per produserte 1kg hydrogen.

3.1.4 Flermålsanalyse

Flermålsanalyse, også kjent som MCDA, benyttes i denne oppgaven. I flermålsanalysen er det valgt å benytte seg av kriterier som blir vektet med en score på mellom 0 og 10, hvor beste utfallet får score 10, og de andre utfallene blir vektet linjert basert på best og lavest evaluering. Faktoren for vurderingskriteriene vil være like, slik at prosentvis får vurderingene like mye å si på totalen. Dette skal i sum bistå med å velge løsning basert på følgende vurderingskriterier:

- ROI
- Produksjonskost per produserte kg hydrogen
- Differanse i %, økt fortjeneste sammenlignet med forventet fortjeneste uten lokal hydrogenproduksjon og styringssystem.
- Forbruk av egenprodusert strøm sammenlignet med forbruket i %
- Driftsresultat som andel av driftsinntekter i %

ROI

Return of Investment, ROI er et vurderingskriteriet som investorer benytter for å vurdere hvordan en investering presterer sammenlignet med en annen. (Fernando, 2021) Formelen for ROI er følgende:

$$ROI = \frac{\text{Netto total resultat}}{\text{Kost av investeringen}} \times 100\%$$

Desto høyere ROI'en er, desto høyere score vil scenariet få.

Differanse i % endret fortjeneste sammenlignet kun vindkraft

Videre blir det undersøkt om scenarioene har en påvirkning på % økt fortjeneste testet opp mot opprinnelig fortjeneste fra vindparken uten å benytte hydrogenproduksjonsanlegget.

Differanse i % endret fortjeneste sammenlignet med kun vindkraft vil gi innsikt i om det scenariet gir en økonomisk forføyret sluttresultat i %, eller om det gir en lavere avkastning.

LCOE: Produksjonskost per produserte kg hydrogen

Produksjonskost per produserte kg hydrogen vil kunne si noe om hvilke konfigurasjoner som gir den laveste produksjonskostnaden for grønt hydrogen produksjon. Desto lavere en produksjonskostnad er desto høyere vil scoren bli.

Driftsresultat som andel av driftsinntekter

For å se på forholdet mellom driftsinntekter og driftsresultat ønskes det å sammenligne hvordan de ulike scenariene presterer ved å sammenligne deres driftsresultatandel som en andel av driftsinntekter. Desto høyere andelen gjenstår som driftsinntekter, desto høyere avkastning får man for hver returnerte krone.

Forbruk av egenprodusert strøm sammenlignet med forbruket i %

Egenforbruk faktor i % gir en indikasjon på i hvilken grad lokalprodusert energi blir forbrukt til produksjon av grønt hydrogen. Sammenligningen kan gjennomføres ved å holde hydrogen prisen på medium nivå, samt justere produksjonskapasiteten mellom «lav», «medium» og «høy» for hydrogenanlegget.

Netto nåverdi beregning

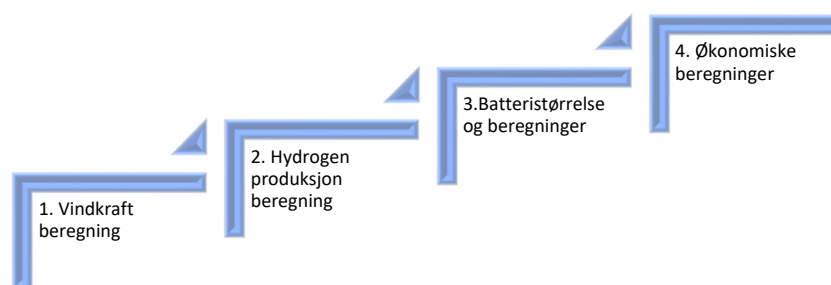
Netto nåverdi beregning er en metode brukt for å utføre lønnsomhetsberegning. Det er en enkel og hensiktsmessig metode som benyttes for å vurdere hvorvidt en investering er lønnsom eller ikke. Netto nåverdi metoden diskonterer fremtidige kontantstrømmer til dagens verdi, ved hjelp av en diskonteringsrente over antall år i analyseperioden. For denne oppgaven er diskonteringsrenten satt til 6%, og levetiden for anlegget er satt til 25år. Fremtidig verdi for anlegget settes til 0 kr ettersom forventet levetid er 25år. Netto nåverdimetoden avhenger av at investeringskostnaden og fremtidig kontantstrøm er kjent. Formelen for netto nåverdi, NNV, kan skrives på denne måten

$$NNV = -I_o + \sum_{t=1}^T \frac{k}{(1+r)^t}$$

hvor I_0 er investeringskostnaden, K er kontantstrømmen de påfølgende årene, r er diskonteringsrenten og t er antall år i analyseperioden. (Birkeland, Fløtre, Bergland, Linn-Anita, & Skeie, 2020)

3.2 Modell oppbygging og innsikt i modell oppbygging

Modellen vil bli bygget på beregningsmetodene fra offentlig tilgjengelige biblioteket «Windpowerlib» med modulen «Modelchain» for å bestemme ytelsen til en vindturbin. Dette gjennomføres for å beregne vindkraften produsert per vindturbin og innhente data om vindturbiner på et sted. Windpowerlib biblioteket (Windpowerlib, Welcome to the windpowerlib documentation!, 2021), er et bibliotek som opprinnelig er laget for Python programmering, men utgiver har laget et notat av beregningene som gjøres i biblioteket, slik at modellen kan utprøves og lages på andre plattformer slik som Excel. Excel modellen som bygges i oppgaven deles opp i følgende steg:



Figur 14 Excel modell oppbygging og steg

3.2.1 Vindkraft beregningsmodul

Vindkraft beregningsmodulen har til hensikt å beregne lokal produsert energi for anlegget, basert på informasjon fra værstasjon, informasjon om vindturbinen og dens høyde posisjon. Hovedmålet med denne modulen er å regne produsert effekt per vindturbin, og tilslutt for parken som helhet. For å kunne beregne effekten ut må man legge inn følgende data og parametere for å gjennomføre beregninger.

- Informasjon om trykket fra værstasjonen
- Temperaturinformasjon fra værstasjonen
- Vindhastighetsinformasjon fra værstasjonen
- Informasjon om vindmodell fra Windpowerlib
- Hub hight
- Obsicle Hight
- Informasjon rotor diameter fra Windpowerlib
- Informasjon om lengde på rutheten til vindturbinen fra Windpowerlib

Disse parameterne som benyttes til å beregne følgende

- Vindhastighet ved vindturbinen med en logaritmisk profil
- Temperatur linjer gradient
- Tetthet av vind
- Beregne produsert effekt

Vindhastighet ved vindturbinen med en logaritmisk profil

For å kunne beregne vindhastighet ved vindturbinen, ved Hub Hight, må det tas utgangspunkt i en vindhastighet. Denne vindhastigheten kan komme fra nærmeste værstasjon. Det blir videre benyttet en logaritmisk profil i formelen «Formel Vindhastighet ved Hub Hight.» For å beregne vindhastigheten ved vindturbinen. Formelen kommer fra Windpoertlib biblioteket (Windpowerlib, Logarithmic Profile , 2021) Formel Vindhastighet ved Hub Hight:

$$Vindhastighet_{HubHight} = Vindhastighet_{data} * \frac{\ln\left(\frac{høyde_{hub} - d}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{høyde_{data} - d}{z_0}\right)}$$

Hvor:

$høyde_{hub}$ = høyde i Hub hight vindturbin ,

$høyde_{data}$ = høyde for værstasjon,

V_{data} = vindhastighet ved værstasjon,

d = 0,7 * høyde av hindringe

z_0 = ruhetens lengde

Det er antatt i denne oppgaven at høyde av hindringer er lik 0, blir formel XX følgende:

$$V_{Hubhight} = V_{data} * \frac{\ln\left(\frac{høyde_{hub}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{høyde_{data}}{z_0}\right)}$$

Temperatur linjer gradient

For å kunne beregne temperaturen ved vindturbinen, ved Hub Hight, må det tas utgangspunkt i en temperatur fra området. Temperaturen kan hentes fra nærmeste værstasjon. Det blir videre benyttet en linjer gradient profil i formelen «Formel Temperatur ved Hub Hight». For å beregne temperaturen ved vindturbinen. Formelen kommer fra Windpowertlib biblioteket (Windpoerlib, 2021). Formel Temperatur ved Hub hight:

$$T_{hub} = T_{air} - 0,0065 * (Høyde_{hub} - høyde_{data})$$

$høyde_{hub}$ = høyde i Hub hight vindturbin ,

$høyde_{data}$ = høyde for værstasjon,

T_{air} = Temperatur målt ved værstasjon i Kelvin Grader

Temperatur liner gradient antatt til -6,5K/km som blir 0,0065K/m.

Tetthet av vind ved vindturbin

For å kunne beregne tettheten av luft ved vindturbinen, benyttes hydrostatisk ligning for denne beregningen. For å beregne tettheten til luft ved vindturbinen. Benyttes formelen fra Windpoertlib biblioteket. (Windpowerlib, Density, 2021).

Formel for tetthet av luft ved Hub hight:

$$\rho_{hub} = \left(\frac{P}{100} - \left((høyde_{hub} - høyde_{trykk}) * \frac{1}{8} \right) \right) * \frac{\rho_0 T_{air}}{P_0 T_{hub}}$$

$høyde_{hub}$ = høyde i Hub hight vindturbin ,

$høyde_{trykk}$ = 0m,

T_{air} = Temperatur målt ved værstasjon i Kelvin Grader

T_{hub} = Temperatur beregnet ved hub hight for vindtubinen i Kelvin Grader

ρ_0 = omgivelses lufttrykk

Beregne produsert effekt

For å kunne beregne effekten produsert for en spesifikk time, benyttes «Formelen for beregning av effekt per time». Når beregningen er gjennomført vil modellen få produksjonsdata for en gitt time som er effekten for en vindturbin. Timeproduksjonen multipliseres med antall vindturbiner i parken. Informasjon om totale timeproduksjonen, sendes deretter videre i modellen, slik at vurderinger kan gjøres i de neste modulene. Formelen er hentet fra Windpowerlib. (Windpowerlib, Power Output, 2021).

Formelen for beregning av effekt per time:

$$P = \frac{1}{8} * \rho_{hub} * d_{rotor}^2 * \pi * V_{hub}^3 * cp$$

P: Effekt [W], ρ : tetthet [kg/m³], d: diameter [m], v: vindhastighet [m/s], cp: power coefficient.

3.2.2 Hydrogenproduksjonsmodul Excel modell

I Excel modellen er hydrogenproduksjons beregning en av trinnene, for å kunne frem til de økonomiske beregningene. Hensikten med dette trinnet, er å se på å konvertere elektrisitet til hydrogen og i hvilken grad det forekommer i Excel modellen. I dette trinnet defineres hvilke parametere som er nødvendig som informasjon og hvilke tekniske begrensinger som er benyttet.

3.2.2.1 Parametere for hydrogenproduksjonsanlegget:

Hydrogen produksjonsmodulen i Excel modellen har behov for en parametere som informasjon for å kunne gjennomføre beregninger i hydrogenproduksjonsmodulen. Som informasjonsparametere trenger modulen følgende:

- Lønner seg å produsere hydrogen
- Forventet effekt levert fra vindparken
- Hydrogenproduksjonskapasitet i MW
- Uttømmingsrutine for hydrogenlager

Lønner seg å produsere hydrogen

Parameteren lønner seg å produsere hydrogen, er en vurdering som gjøres ved å sammenligne hva lokal produsert elektrisitet kan selges for som hydrogen, eller kjøpt elektrisitet fra markedet og konvertert til hydrogen. Parameteren vil bestemme om hydrogen produksjon foregår eller ikke.

Forventet effekt levert fra vindparken

Vindkraft beregningsmodulen i Excel modellen vil gi informasjon om mengde energi produsert fra vindturbiner i parken den spesifikke timen. Informasjon om mengde energi produsert vil kunne avgjøre om det skal produserer hydrogen eller ikke.

Hydrogenproduksjonskapasitet

Hydrogenproduksjonskapasitet er en parametervalg som kan settes i Excel modellen.

Parametervalgene for størrelse på hydrogenproduksjonsanlegget er følgende

- Lav kapasitet = 9,25MW
- Medium kapasitet= 18,25MW
- Høy kapasitet=27,5MW

Ved å benytte seg av større produksjonskapasitet øker årlig produksjon av hydrogen, samt investeringskostnaden i et større anlegg.

Uttømmingsrutine av hydrogenlageret

For å kunne tømme hydrogentanken systematisk er det valgt i modellen å ha en fast uttømmingsrutine av hydrogenlageret. Logikken fungerer slik at tanken tømmes klokken 23:00 hver dag. Dette er noe som kan justeres ved å endre rutinen. I kostberegningen er det benyttet to like store tanker, slik at produksjonen kan kjøres konstant og lagring blir ikke et hinder.

3.2.2.2 Beregninger gjort av hydrogenproduksjonsmodulen

Hydrogenproduksjonsmodulen gjør en del beregninger gjort ved hjelp av informasjonsparameterne hentet ved delkapittel 3.2.2.1. Følgende beregninger blir gjennomført i hydrogenproduksjonsmodulen i Excel:

- Tilstand til hydrogenlageret
- Produsert hydrogen i en gitt time og årsproduksjon
- Antall timer hydrogenanlegget produserer
- Overskudd og underskudd av energi

Tilstand til hydrogenlageret:

I denne modulen blir det beregnet tilstanden til hydrogenlagret. Beregningen gjøres for å kunne ha informasjon om mengde hydrogen lagret i tanken til enhver tid, slik at utskifting og tømning av tanken kan gjennomføres. Tilstanden til hydrogenlageret blir beregnet med følgende formel:

$$\text{Hydrogenlager}_{\text{tilstand}} = \text{Hydrogenlager}_{\text{tilstand timen før}} + \text{Produksjon av H}_2\text{timen før}$$

I modulen lagt inn en logikk som tømmer hydrogentanken, og erstattes av en ny tank.

Logikken er satt inn for får å holde produksjonen kapasiteten gående og ikke stoppe på grunn av lagringskapasitet for hydrogen.

Produsert antall kg hydrogen i en gitt time

For å kunne avgjøre hvor mange kg hydrogen som er produsert per time, beregner modulen for hydrogen produksjon i Excel modellen dette ved hjelp av følgende formel:

$$\text{Produksjon H}_2 = \text{Hydrogenproduksjon}_{\text{kapasitet}} * \frac{\text{Kovnerteringsfaktor}}{\text{Effektivitetsfaktor}}$$

Hvor:

Hydrogenproduksjon_{kapasitet} = Hvor stort hydrogen produksjonsanlegget er

Kovnerteringsfaktor = 1000 = benyttes for å konvertere fra MWh til kWh

Effektivitetsfaktor: Bestemmer faktor for forbrukt kWh per produserte kg H₂.

Effektivitetsfaktoren defineres av type elektrolysemodul som benyttes. Effektivitetsfaktoren er mengde elektrisk energi som er benyttet for å kunne spalte H₂O til hydrogen og oksygen atomer ved hjelp av elektrolyse. Jo høyere effektivitet elektrolysemodul har, jo mindre energi forbrukes per produserte kg hydrogen. Leverandørene av elektrolysemodul, slik som Proton On Site, rapporterer i deres datablad (Site, M Series PEM Electrolysers, 2021) om at forbruket av elektrisitet kan variere mellom 51 og 55 kWh per kg hydrogen produsert. Basert på kostpriser som er funnet for elektrolyser er det i modellen valgt å benyttes 51kWh per produserte kg hydrogen. (Hydrogen, 2021).

Antall timer hydrogenanlegget produserer

Her vil modellen beskrive antall timer som belaster elektrolyserørene. Belastningen på elektrolyserør, avgjør når en ny reinvestering i elektrolyserør skal foretas. I denne oppgaven byttes elektrolyserørene etter 70 000 times belastning. Jo flere timer i året bruken av elektrolyserør jo raskere må elektrolyserørene i anlegget byttes. Tilsvarende er det for når elektrolyserørene benyttes færre ganger i løpet av et år, blir investeringen forskjøvet til 70 000 timer belastning er oppnådd. Gjennom undersøkelsen som er gjort i denne oppgaven er det ikke funnet informasjon som sier at elektrolyserør har degradering på samme måte slik som for eksempel batterier, det er derfor er det medtatt full belastning over tid uten degradering. For beregning av antall timer hydrogenproduksjonsanlegget produserer, er det benyttet følgende formel:

Antall timer med produksjon= Summen av alle timer med produksjon av hydrogen

Overskudd og underskudd av energi

Hydrogenproduksjonsmodulen gjør en beregning av mengde energi som gjenstår etter at hydrogenproduksjonsanlegget har benyttet seg av ønsket energiforbruk den spesifikke timen. Informasjon om overskudd av energi sendes videre til batteri for en vurdering om det lønner seg å lagre strømmen eller selge strømmen. Informasjon om underskudd sendes først til batteri for å se om det er kapasitet i batteriet til å dekke hele eller deler av underskuddet, eller om energien må kjøpes fra markedet.

3.2.2 Batteri størrelse og beregninger

En av de større variablene som gir utslag i om produksjon av grønt hydrogen er lønnsomt eller ikke, er prisen for elektrisitet. For å kunne minimere innkjøpskostnaden av strøm og øke sluttresultatet blir det undersøkt om batteri er den rette lokale lagringslasten. Batteri modulen i Excel modellen har som formål å lagre strøm ved predefinere regler for finne ut om det lønner seg å benytte batteri, hvis ja hvilken størrelse.

Egenskapen til batteriet i modellen, er å lagre overskuddsstrøm, for så å benytte strømmen når det er underskudd i mikronettet. Batteriet vil øke forbruket av egenprodusert strøm som kan gi to gevinster:

- Anlegget unngår å betale for energiledd for mengde energi lagret i batteri som blir benyttet, ettersom strømmen kun er lagret innenfor mikronettet.
- Strømmen kommer fra fornybar kilde, med utslippsfaktor ekvivalent til utslipp fra vindturbiner.

Batterimodulen i Excel modellen utfører følgende beregninger:

- Vurdering om det lønner seg å lagre strøm i batteriet den spesifikke timen
- Batteritilstand og kapasitet i batteriet for lagring av elektrisitet
- Underskuddet som kan hentes fra batteriet

Vurdering om det lønner seg å lagre strøm i batteriet den spesifikke timen

Batterimodulen gjør en vurdering om snitt prisen på spottpris er høyere de neste 10 kommende timene. Hvis spottprisen i snitt er, vil det lønne seg for batteriet å lagre strøm, basert på kapasiteten tilgjengelig. Er energiproduksjonen høyere enn hva batteriet klarer å lagre vil strømmen som gjenstår selges direkte i markedet den spesifikke timen. Hvis snittprisen er lavere enn prisen for timen som undersøkes, vil strømmen selges direkte.

Batteritilstand og kapasitet i batteriet

Batteritilstanden gir til enhver tid mengde energi tilgjengelig i batteriet og dermed også hvilken kapasitet batteriet har for lagring av overskudd strøm. Batterimodulen beregner tilstanden ved å se på tilstanden for timen som var fratrukket eller tillagt overskudd eller underskudd som dekkes av batteriet.

Underskudd som kan hentes fra batteriet

Batterimodulen gjør en beregning for mengde energi som kan hentes fra batteriet for å dekke et underskudd som oppstår når lokalt forbruk ved hydrogenproduksjonsanlegget er høyere enn lokal produsert energi fra vindparken. Batterimodulen sjekker om hele eller deler av underskuddet kan hentes fra batteriet i Excel modellen og hvilket bidrag batteriet kan bistå med. Beregningen gjøres ved å ta hensyn til tilstanden på batteriet og underskuddet i seg selv. Mengde energi som kan hentes fra batteri hentes fra batteriet, og resterende fra markedet om behov.

3.2.3 Økonomiske beregninger og steg i økonomi modulen

For å kunne foreta økonomiske beregninger og steg i økonomi modulen av Excel modellen, er det blitt satt opp steg og evalueringer om hva som skal gjennomføres den spesifikke timen, når strøm produseres lokalt i kombinasjon med kjøp energi og når det ikke produseres strøm.

3.2.3.1 Steg og vurderinger som må gjennomføres når det produseres strøm lokalt

Steg 1: Beregne salgspris for evt. salg av strøm direkte

I dette steget må modellen og styringssystemet ta hensyn til spottpriser og produksjon fra vindkraftanlegget. Dette for å kunne beregnet mulig salgspris for strømmen som direktesalg.

Steg 2: Beregne pris for evt. salg som hydrogen

I dette steget må modellen og styringssystemet kunne beregne forventet salgspris for evt. produsert hydrogen. For å kunne gjennomføre denne beregningen må modellen ha forventet salgspris for hydrogen, valutakursen USD til Nok konvertering slik at vurderingen kan gjøres om til norske kroner.

Steg 3: Gjennomføre en vurdering om det er lønnsomt å selge strømmen direkte.

I dette steget må modellen gjøres en økonomisk vurdering om det er lønnsomt å selge strømmen direkte eller undersøke om man kan selge hele eller deler av den lokalproduserte strømmen som hydrogen etter en konvertering. Hvis det er økonomisk lønnsomt må styringssystemet selge strømmen direkte da dette er det mest økonomisk lønnsomme for anlegget. Men er det derimot mer lønnsomt å konvertere strømmen til hydrogen skal det gjøres flere økonomiske og tekniske beregninger for å se hva som skjer med energien.

Steg 4: Hvis lønnsomt å selge som hydrogen

Hvis det er lønnsomt å selge energien som hydrogen må energien gjennom hydrogenproduksjonsanlegget. I noen tilfeller vil lokalprodusert energi tilsvare forbruket til produksjonsanlegget, hvis det oppstår et underskudd må dette underskuddet dekkes av enten lokalt batteri eller ved hjelp av å kjøpe energi fra markedet. Det må derfor gjøres en vurdering om det er lønnsomt å kjøpe energi basert på spottpris og deretter konvertere kjøpt energi til grønt hydrogen. Hvis energien fra lokal produsert produksjon er høyere enn forventet forbruk vil det skapes et overskudd av strøm.

Steg 5: Ved underskudd av strøm

Det vil i dette steget bli gjort to undersøkelser. Det første er å se om det finnes noe lokalt lagret energi, om det er noe lokalt lagret energi vil denne kunne dekke hele eller deler av energibehovet denne timen. Om batteriet ikke har nok kapasitet til å dekke underskuddet må man i modellen i dette steget undersøke om det er økonomisk lønnsomt å kjøpe strøm fra markedet eller slå av hydrogenproduksjonsanlegget. Det må derfor gjennomføres en økonomisk vurdering som tar utgangspunkt i verdien av evt. produsert hydrogen opp mot kjøpt elektrisitet. Er det økonomisk lønnsomt skal resultatet være at det blir kjøpt energi fra markedet.

Steg 6: Ved overskudd av strøm etter at forbruket er dekket

Vindparken kan i perioder produsere mer energi enn produksjonsanlegget har behov for, dette har direkte relasjon til dimensjoneringen av hydrogenproduksjonsanlegget. Hvis det oppstår overskudd etter at anleggets forbruk er dekket, skal det gjennomføres en vurdering om det lønner seg å lagre strømmen i et lokalt batteri eller selge strømmen videre. Ettersom Nord Pool, gir spottpriser de neste 12 timene kan man modellen gjennomføre en vurdering om det er billigere å lagre strømmen lokalt basert på snittpris de neste 10 kommende timene eller å selge strømmen direkte. Det som kan lagres i batteriet blir lagret i batteriet, resterende selges som strøm direkte.

3.2.3.2 Steg og vurderinger som må gjennomføres når det ikke produseres strøm lokalt Alternativ steg

I dette steget vil det bli gjort en vurdering om det lønner seg å kjøpe strøm fra markedet for så å selge det som grønt hydrogen. I dette steget må modellen i Excel og styringssystemet gjøre en vurdering om det er lønnsomt å produsere hydrogen eller ikke. Steget er avhengig av spottpris for en MWh i markedet koster opp mot hva tilsvarende elektrisitet kan selges for som hydrogen. Hvis bruttoverdien av elektrisiteten konvertert som hydrogen er høyere enn som elektrisitet, vil styringssystemet kjøpe elektrisitet og konvertere dette til hydrogen og selge det som hydrogen. Hvis ikke vil den ikke produsere.

3.2.3.3 Kostnadsoversikt

For å kunne utføre en teknoøkonomisk analyse er kostnadsbildet et viktig element for å forstå utgangspunktet. Excel modellen har benyttet følgende kostnadsbilde for beregninger i teknoøkonomisk analyse:

Tabell 2 Kostelementer medtatt i Excel modell

Kostnadselement	Type	CAPEX	OPEX
1	Vindturbin	10 071 kr/kW	101 kr/MWh
2	Elektrolyse (3 ganger)	4 000 kr/kW	50 kr/MWh
3	Trykk tanker (2x)	66 667 kr/MWh	Ikke relevant
4	Balance of plant (BOP)	1 200 000	Ikke relevant
5	Elektriske arbeid og installasjon	10% av kost element 2+3+4	Ikke relevant
6	Prosjektering, innkjøpt og prosjektledelse	15% av kost elementer 2+3+4+5	Ikke relevant
7	Energiledd	NA	28kr/MWh
8	Effektpriser vinter (november-april)	37kr/kW/måned	Ikke relevant
9	Effektpriser sommer (mai-oktober)	27kr/kW/måned	Ikke relevant
10	Rentekostnader		4%

Innledende tekst

Over ser man tabell med kostnadselementer og deres påvirkning på CAPex og OPex der det er relevant. Nedenfor vil man få en innsikt i hvor kostelementene er hentet fra.

Kostnadselement 1: Vindturbin

Kostnadene for vindturbinens CAPEX og OPEX er basert på tall fra NVE sin undersøkelse av snitt kostnader for installert base av vindturbiner på land per 2021 (Buvik, 2021).

Kostnadselement 2: Elektrolyse

Kostnad for elektrolyse er basert på tall fra IRENA sin rapport «Green hydrogen cost reduction: Scaling up electrolyzers to meet the 1.5C climate goal», (IRENA, 2020).

Kostnadselement 3: Trykk tanker

Kostprisen på trykk satte tanker er basert på en artikkel fra Energies, «Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions (Jure Jovan & Dolanc, 2020).

Kostnadselement 4: Balance of plant

Balance of Plant (BOP), er summen av systemer og utstyr som støtter hovedelementer i hydrogenproduksjonen i anlegget. Kostnadsbilde er basert på hva som er brukt i rapporten «Can Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions» fra Energies.» (Jure Jovan & Dolanc, 2020).

Kostnadselement 5: Elektriske arbeid og installasjon

Elektriske arbeid og installasjon er satt til 15% av summen til kostelementer 2,3,4. Gjennom oppgave arbeidet er det funnet tall ned til 5% av anlegge (Jure Jovan & Dolanc, 2020), er faktoren økt for å ta høyde for norske kostpriser, samt at nytt og uprøvd teknologi kan ha en høyere kostnad da det er første gangen installasjon av et slik anlegg skjer i Norge.

Kostnadselement 6: Prosjektering, innkjøp og prosjektledelse

Prosjektering, innkjøp og prosjektledelse er kostnader man møter på ved de aller fleste prosjekter. For å ha et utgangspunkt er det satt av 15% av investeringskostnaden til hydrogenproduksjonsanlegget og lageret, for å dekke denne kostnaden. (Jure Jovan & Dolanc, 2020).

Kostnadselement 7, 8 og 9: Energiledd og effektpriser

Energiledd og effektpriser er kostnader som kommer på toppen av spottpriisen når elektrisitet kjøpes. Bessakerfjellet ligger i området til hvor operatør Tensio holder til, og derfor er det i modellen benyttet priser for energiledd og effektpriser. Pris for elavgift og tilkobling er ikke medtatt i modellen. (Tensio, 2021)

Kostnadselement 10: Rentekostnader for lån

I modellen er det benyttet en fastrente på lån på 4%. Renten betraktes som løpende kostnader, og er derfor satt under OPEX.

3.2 Tekniske og økonomiske krav for modell

I dette delkapittelet er fokuset på hvilke tekniske og hvilke økonomiske krav som settes for modellen for å kunne gjennomføre en teknoøkonomisk analyse ved hjelp av Excel modellen som har blitt bygget gjennom oppgaven.

3.2.1 Tekniske krav

Excel modellen må kunne beregne vindkraftproduksjon per valgte vindturbin, og for parken som helhet. Modellen må ta hensyn til datainput for hvilken vindstyrke produksjonen kan foregå i, ettersom når vindstyrken passerer mer enn 20-30m/s, vil de fleste vindmøller på land stoppe å produsere da slike vindhastigheter ved Hub hight vil kunne skade vindturbinen. For å verifisere vindkraftmodellen vil denne bli sammenlignet opp mot eksempelet fra Windpowerlib direkte gjennom Python.

3.2.1.1 Krav for hydrogenproduksjonsanlegget

Hydrogenproduksjonsanlegget har en rekke tekniske krav som må fylles for å kunne tas i bruk i et mikronett.

- Det viktig at elektrolysene har mulighet til å kunne slås helt av og på med kort reaksjonstid, ettersom fornybar energi slik som vindkraft og solkraft er ikke like forutsigbare som for vannkraftverk, gass eller kull-kraftverk.

- Det er videre behov for et system som har minimum oppe tid på 99% når systemet er i drift
- Er fleksibelt og skalerbar
- Utprøvd teknologi

I denne oppgaven er det valgt å benytte PEM elektrolyser som dekker kravene ovenfor. Når anlegget er skalerbart har den eller de som tar en investeringsbeslutning, mulighet til å bestemme installert effekt mer fleksibelt. Dette gir muligheten for å kunne ta strategiske valg basert på lønnsomheten til investeringen over tid. I Excel modellen er det lagt inn fleksibilitet til justering av installert effekt og se effekten i fliken «økonomisk oversikt» i Excel modellen.

I Excel modellen er det medtatt fleksibel og utvidbar moduler for hydrogenproduksjonsanlegget. Derfor er det medtatt at det kun kan benyttes anlegg som er justerbare i det som heter stakk. I Excel modellen er det lagt opp til moduler av stakk på 250kW, og at disse kan kobles i serie, slik at installert effekt er per inkrementert 250kW. I tillegg kan det også være en fordel om en eller flere moduler kan plasseres i en konteiner, slik at man kan redusere installasjonskostnader på stedet hvor det skal investeres.

Amerikanske Proton Onsite som nå er kjøpt opp av Norske NEL, er en stor aktør i PEM elektrolyse markedet. Proton OnSite/NEL er kjent for sin M-Serie, som inkluderer PEM elektrolyse stack moduler r på 250kW. Deres mest vanlige er av typen med navn «M200» og «M400». Disse er på henholdsvis 1MW og 2MW og består av fire eller 8 staks. Mer informasjon modeller fra Proton On Site/Nel, er presentert i tabellen nedenfor. Både M200 og M400 variantene dekker de tekniske kravene for elektrolysemodul i oppgaven. (Site, High Capacity Hydrogen Systems, 2021)

MODEL	M200	M400
Description	Large-scale, modular, skid-based, on-site hydrogen generator. Load following operation automatically adjusts input to follow supply or output to match demand.	
Electrolyte	Proton Exchange Membrane (PEM) - caustic-free	
Hydrogen Production*	200 Nm ³ /hr 432 kg per 24 hours	400 Nm ³ /hr 864 kg per 24 hours
Delivery Pressure	30 barg / 435 psig	
Hydrogen Purity*	> 99.9995% (water vapor < 2 ppm, -72°C (-98°F) dewpoint, N2 < 2 ppm, O2 < 1 ppm, all others undetectable)	
Electrical Power Consumption	1 MW @ Cell Stacks	2 MW @ Cell Stacks

Av tabellen over ser man at for M200 har en oppgitt produksjon på $\frac{200Nm^3}{h}$. For å konvertere oppgitt produksjon til kg/t per MW er det benyttet følgende formel:

$$\text{Produksjon for 1MW formel:} = \frac{P1 \left[\frac{m^3}{h} \right]}{K1 \left[\frac{Nm^3}{kg} \right]} = x \frac{kg}{h}$$

Hvor

P1= Produksjonskapasiteten oppgitt av produsent

K1=Konvertering faktor=11,126, som kommer av at 1kg hydrogen tilsvare 11,126Nm³.

$$\text{Dette gir:} \quad \text{Produksjon for 1MW:} \frac{\frac{200Nm^3}{h}}{\frac{11,126Nm^3}{kg}} = 17,98kg/h$$

Effektivitet til elektrolysemodulen fra NEL

Effektivitet til elektrolysemodulen har en påvirkning på total mengde elektrisitet som forbrukes ved spalting av H₂= hydrogen og oksygen atomer. Før å beregne forventet forbruk av energi er det derfor benyttet informasjon fra forbrukstabellen til NEL hydrogen, funnet ved deres hjemmeside, som sier at med forbruket av energi er $\frac{4,53kWh}{Nm^3}$.

Ved å benytte seg av konverteringsfaktoren for at 1kg Hydrogen er ekvivalent til 11,126 Nm³, vil man få følgende energiforbruk for PEM elektrolyseanlegg. Dette er i tabellen fra Nel oppgitt at dette er et estimat for forbruket og forbruket kan være høyere basert på dimensjonering.

$$\text{Forholdet mellom energiforbruk og 1kg H}_2 = 4,53 \frac{kWh}{Nm^3} * \frac{11,126Nm^3}{kg} = \frac{50,40kWh}{kgH_2}$$

Når dette forholdet benyttes for beregning av effektivitet, vil hydrogenproduksjonen ha en effektivitet på $\text{Effektivitet for produsering av 1kg H}_2 = \frac{33kWh}{50,40kWh} = 65,5\%$. Som betyr at for hver 50,40kWh kan det produseres 1kg hydrogen som inneholder 33kWh ekvivalent av strøm, og har dermed en konverteringseffekt på 65,5 %. Dette har en påvirkning på sluttresultatet av mengde hydrogen som produseres og påvirker dermed sluttresultatet. Det er i modellen satt inn at for å produsere 1kg hydrogen, kreves det 51kWh da det antas at det forbrukes noe mer enn beregnet.

3.2.1.2 Sammenligning av modul i Excel for vindkraft med Windpowerlib i python

For å kunne foreta en vurdering om beregningene som gjennomføres i Excel modellen er presise nok til å foreta en vurdering, ble det sammen med veileder valgt å sammenligne Excel modellen med eksempelet som er beskrevet i Windpowerlib (Windpowerlib, Welcome to the windpowerlib documentation!, 2021). Datasettene som er benyttet i eksempelet ble lastet ned og lagt inn i en tidligere versjon av Excel modellen for å verifisere at vindkraft modulen beregnet likt eller tilsvarende likt. Det viste et avvik på 2,5% til 10% og det er derfor å

fortsette med denne modellen og beregningsmetoden. Avviket kan ha kommet av avrunding gjort i mellomberegninger.

3.2.1.3 Dimensioneringskrav

Dimensioneringskrav av hovedkomponenter i mikronett i forhold minimum effekttopp i MW, går ut på å optimalisere størrelsen på komponentene som igjen vil påvirke investeringskostnader kontra evne til absorberer variasjon i forhold arbitrasje som vil kunne påvirke driftsinntekter ved bruk av styringssystemer.

- Dimensjoner av hydrogenanlegg: Gjennomsnitt av årlig timeproduksjon til vindparken benyttes som dimensjoneringsfaktor.
- Dimensjonering av hydrogenlagringstank: Tilsvarende 24 timer kontinuerlig produksjon fra hydrogenproduksjonsanlegget.
- Dimensjonering av batteriet: Gjennomsnittlig timeproduksjon til vindparken som dimensjonsfaktor.
- Dimensjonering av rør og pumper med tilhørende vann er ikke medtatt i denne oppgaven.
- Dimensjonering av oksygen tank og dens omsetningspris er ikke medtatt.
- Dimensjonering av likeretter, og omformer og dens kostpris er ikke medtatt

3.2.2 Økonomiske krav

Excel modellen må kunne beregne når det er lønnsomt å lagre, selge eller konvertere lokalt produsert energi basert på spotpris og kapasitet, og når det lønner seg å kjøpe strøm. Styringssystemet må velge det som er økonomisk lønnsomt for den spesifikke timen vurderingen gjøres for. Ved å implementere mikronett i vindparken er det satt følgende krav til Excel modellen:

- Driftsinntekter og driftsresultat
- Beregne fremtidige kontantstrømmer for levetiden til anlegget i 25 år
- Valutakurser
- Implementere kostpriser fra nettleverandør
- Endringer i hydrogen salgspris
- Netto nåverdi beregning

Driftsinntekter og driftsresultat

Excel modellen må kunne vise til driftsinntekter og driftsresultater for de ulike scenarioene som undersøkes, slik at lønnsomhetsvurdering av scenariene kan gjennomføres.

Beregne fremtidige kontantstrømmer for levetiden til anlegget i 25 år

Excel modellen må kunne beregne fremtidige kontantstrømmer for levetiden til anlegget. Dette gjennomføres ved å ta utgangspunkt i dagens produksjon, deretter degradering av lokal kraftproduksjon ved anlegget. Til slutt beregne kontantstrøm år for år.

Valutakurser

Modellen må kunne konvertere fra andre valutakurser tilbake til norske kroner. I Excel modellen må det benyttes månedlige kurser fra Norges bank slik at variasjon i valuta medregnes i totaloversikten.

Implementere kostpriser fra nettleverandør

Ettersom prisene fra nettleverandører er ulike, vil det i modellen implementeres priser nettleverandør av kraft, fra det området anlegget skal ligge på. For Bessakerfjellet er det benyttet priser fra Tensio, som operer i området Bessakerfjellet ligger. Priser fra nettleverandøren kan påvirke lønnsomheten i begge retninger, da enkelte kan ha lavere kostnader enn andre.

Endringer i hydrogen salgspris

Salgspris til hydrogen er en variabel som skal kunne justeres i modellen slik at effekten av hydrogenpris endring viser differansen på driftsresultatet og driftsinntektene. Jo høyere hydrogen pris jo høyere bør driftsresultatet bli.

Det er i modellen implementert følgende valg av salgspris for hydrogen:

- Lav salgspris: 3,5USD/kg hydrogen
- Medium salgspris: 4,0 USD/kg hydrogen
- Høy salgspris: 4,5 USD/kg hydrogen

Netto nåverdi beregning

Netto nåverdi beregning er en metode brukt for å utføre lønnsomhetsberegning. Det er en enkel og hensiktsmessig metode som benyttes for å vurdere hvorvidt en investering er lønnsom eller ikke. Netto nåverdi metoden diskonterer fremtidige kontantstrømmer til dagens verdi, ved hjelp av en diskonteringsrente over antall år i analyseperioden. For denne oppgaven er diskonteringsrenten satt til 6%, og levetiden for anlegget er satt til 25år. Fremtidig verdi for anlegget settes til 0 kr ettersom forventet levetid er 25år. Netto nåverdimetoden avhenger av at investeringskostnaden og fremtidig kontantstrøm er kjent. Formelen for netto nåverdi, NNV, kan skrives på denne måten

$$NNV = -I_o + \sum_{t=1}^T \frac{k}{(1+r)^t}$$

hvor I_o er investeringskostnaden, K er kontantstrømmen de påfølgende årene, r er diskonteringsrenten og t er antall år i analyseperioden. (Birkeland, Fløtre, Bergland, Linn-Anita, & Skeie, 2020)

3.2.2.1 Økonomiske forutsetninger

I denne oppgaven har det blitt benyttet kostnadsdata som har vært mulig å finne på nettet fra ulike kilder for å kunne estimere en forventet nedbetalingstid. Ved å benytte seg av slike data, vil man få et bilde av hvordan situasjonen er ved å benytte gjennomsnittlige og oppgitte data, men ikke faktiske data for det anlegget. Ettersom pris er avgjørende faktor i mange anbudskonkurranser er det lite prisinformasjon om for eksempel Elektrolysepris per MW da dette vil være en ferskvare. Økonomiske kostnadstall er hentet fra blant annet snitt oppgitt av NVE, IEA, undersøkelser med tilhørende kilde. For vindkraftanlegget på Bessakerfjellet, har informasjonen blitt hentet fra NVE (NVE, 2021) sine sider og sidene til Trønder Energi (Tensio, 2021).

Økonomisk levetid

Levetiden, også kjent som brukstid, til mikronettet er satt til 25 år. Levetiden har en påvirkning på lønnsomhetsvurderingen. Levetiden på 25 år gjelder for vindparken, hydrogenanlegget og styringssystemet. 25 år er satt som begrensning ettersom vindturbiner har en degraderingsfaktor som reduserer effektiviteten til å konvertere vinden til elektrisitet, og etter 25 år er det mer lønnsomt å oppgradere vindparken enn å fortsette å benytte vindturbinene. PEM elektrolyserørene i anlegget har en forventet levetid på mellom 50 000 og 80 000 arbeidende timer, og det er i denne oppgaven benyttet 70 000 timer som utgangspunkt. Transformatorer og likerettere er ikke medtatt i beregningen, det er heller ikke vann og pumpesystemet.

Rentenivå

Rentenivået vil kunne påvirke lønnsomheten hvor det vurderes å låne penger for å finansiere et tenkt hydrogenanlegget. Grønn hydrogenproduksjons selskaper kan komme under kategorien ESG, «Environmental, Social and Corporate governance», som kan gi lavere rentenivåer i kapitalmarkedet, hvis selskapet møter på riktig bank å forhandle med. En undersøkelse fra DNB Asset Management i 2020, viser at ESG selskapers risikoprofil blir vurdert med ulike kriterier fra ulike banker. De større bankene flere likheter og behandler risikonivået mer likt, i motsetning til mindre banker. Styringsrenten i Norge ved november 2021 var 0,25%, og dermed bør å låne penger for å finansiere en investering i hydrogenproduksjonsanlegget ikke være en stor utfordring. Det er i denne oppgaven benyttet en rente på 4% flat gjennom brukstiden på 25år. (Natumi MacTavish, 2020).

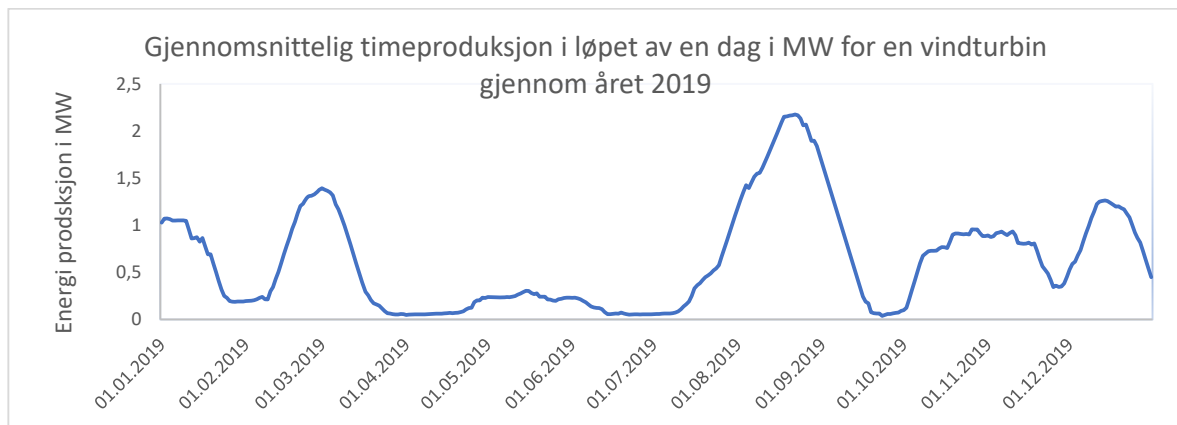
4. Innsikt i modell resultater

I denne oppgaven er det benyttet teknoøkonomisk analyse for å finne den mest optimale løsningen basert på Excel modellen som er laget. Modellen viser resultater for:

- Produksjon av elektrisitet for vindparken Bessakerfjellet.
- Bidrag fra batterianlegget.
 - Scenario analyse for batterianlegget
 - Vurdering om det lønner seg å benytte batteri eller ikke.
- Innsikt i hydrogenproduksjonsanlegget og beregnet produksjon.
 - Scenario analyse av hydrogenproduksjonsanlegget.
 - Samlet årlig strøm og hydrogenproduksjon omsetningspris.
- Gjør vurdering av når det lønner seg å selge strøm og når det lønner seg å produsere hydrogen.
 - Scenario analyse og effekt ved å endre spott priser
 - Resultater fra en tidsavgrenset periode ved ulike salgspris for hydrogen.
- En samlet økonomisk oversikt over driftsinntekter, driftskostnader og driftsresultat.
- av ulike scenarier med tilhørende poengscore.

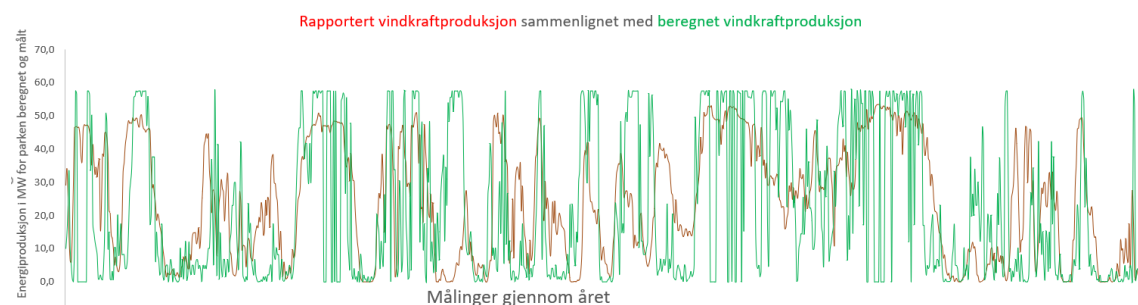
4.1 Produksjon av elektrisitet for vindparken Bessakerfjellet

Et av de kritiske elementene for denne oppgaven er at modulen som beregner vindkraft gir den datakvaliteten som det er behov for. Denne modulen gjør en beregning om man har lokal produksjon eller ikke og i hvilken grad. Av figuren nedenfor ser man at vindkraftproduksjonen gjennomsnittlig timesproduksjon per dag varierer ut over teståret 2019. Videre viser figuren nedenfor at produksjon per vindturbin er maksimalt 2,3MW. Dette stemmer overens med begrensingen i produksjonskapasitet for vindturbin typen Enercon E70 2,3MW.



Figur 15 Viser gjennomsnittlig timeproduksjon gjennom året for en Enercon E70 2.3MW beregnet av modell.

Vindkraftberegningsmodulen kan også bli benyttet til å finne passende lokasjoner for vindparker. Siden modellering og beregning av vindkraftproduksjonen, kan gjennomføres gjennom data fra nærmeste værstasjon. Beregningene fra modulen kan i sum hjelpe til med å finne ideell lokasjon for nye vindkraftanlegg.



Figur 16 Viser Beregnet lokal kraftproduksjon gjort av modell og rapportert kraftproduksjon

Figuren over viser beregnet vindkraftproduksjon sammenlignet med rapportert produksjon hos NVE. Ved å sammenligne årlig beregnet produksjon fra Bessakerfjellet og rapportert produksjon er det et avvik 6,16%. Modellen klarer ved hjelp a informasjon fra værstasjonen på Mære, som er den nærmeste værstasjonen, og har en distanse på 60km å kalkulere produksjon tilsvarende rapportert produksjon til NVE, (NVE, 2021).

4.1.1 Økonomisk innsikt når det kun benyttes vindkraft

I dette delkapittelet blir det sett på hvordan vindkraften presterer økonomisk, uten et hydrogenproduksjonsanlegg. I modellen justeres til følgende innstillinger:

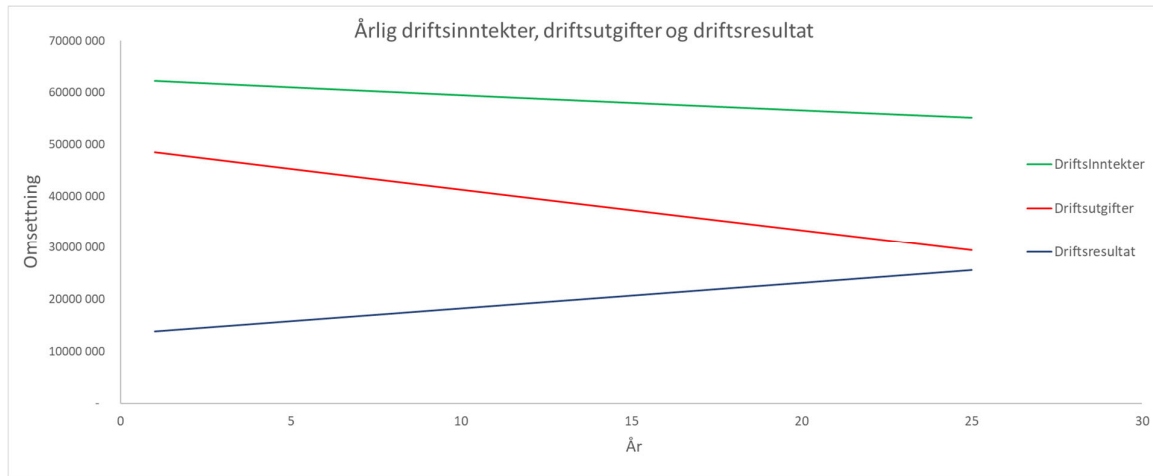
- Ingen hydrogenproduksjonsanlegg
- Ingen kostnader relatert til effekttopp og effektledd
- Belåningsgrad 70 % til å begynne med fast rente på 4% gjennom løpetid
- Investeringskostnaden begrenses til kun vindkraftanlegget.

Nedenfor ser man samlet økonomisk oversikt over hvordan vindparken beregnet vil prestere over 25 år, med startår 2019. Oversikten viser at driftsinntekten over 25 år er 1,465 milliarder kroner, og driftskostnadene er 970,62 millioner kroner som gir et driftsresultat over perioden på 492,73 millioner kroner.

Tabell 3 Viser Beregnede økonomiske verdier for kun vindkraftproduksjon på Bessakerfjellet

år	Elektrisitets			Salgspris el kr.	Totale Driftsinntekter kr.	Driftskost		Lånebeløp Status Kr.	Renter kr.	Avdrag kr.	Totale Driftsutgifter kr.	Driftsresultat kr.
	produksjon MWh	Salg Elektrisitets MWh	Gjennomsnitt Salg el.-pris Markedspris			Vindkraft kr.	Status Kr.					
0												
1	158 137	158 137	393,61	62 243 756	62 243 756	15 971 798	406 420 350	16 256 814	16 256 814		48 485 426	13 758 330
2	156 555	156 555	395,58	61 929 425	61 929 425	15 812 080	390 163 536	15 606 541	16 256 814		47 675 436	14 253 990
3	154 990	154 990	397,55	61 616 682	61 616 682	15 653 959	373 906 722	14 956 269	16 256 814		46 867 042	14 749 639
4	153 440	153 440	399,54	61 305 518	61 305 518	15 497 420	357 649 908	14 305 996	16 256 814		46 060 230	15 245 287
5	151 905	151 905	401,54	60 995 925	60 995 925	15 342 446	341 393 094	13 655 724	16 256 814		45 254 983	15 740 941
6	150 386	150 386	403,55	60 687 895	60 687 895	15 189 021	325 136 280	13 005 451	16 256 814		44 451 286	16 236 609
7	148 882	148 882	405,56	60 381 421	60 381 421	15 037 131	308 879 466	12 355 179	16 256 814		43 649 124	16 732 298
8	147 394	147 394	407,59	60 076 495	60 076 495	14 886 760	292 622 652	11 704 906	16 256 814		42 848 480	17 228 015
9	145 920	145 920	409,63	59 773 109	59 773 109	14 737 892	276 365 838	11 054 634	16 256 814		42 049 340	17 723 769
10	144 461	144 461	411,68	59 471 255	59 471 255	14 590 513	260 109 024	10 404 361	16 256 814		41 251 688	18 219 567
11	143 016	143 016	413,74	59 170 925	59 170 925	14 444 608	243 852 210	9 754 088	16 256 814		40 455 510	18 715 414
12	141 586	141 586	415,81	58 872 112	58 872 112	14 300 162	227 595 396	9 103 816	16 256 814		39 660 792	19 211 320
13	140 170	140 170	417,88	58 574 808	58 574 808	14 157 160	211 338 582	8 453 543	16 256 814		38 867 518	19 707 290
14	138 768	138 768	419,97	58 279 005	58 279 005	14 015 589	195 081 768	7 803 271	16 256 814		38 075 673	20 203 331
15	137 381	137 381	422,07	57 984 696	57 984 696	13 875 433	178 824 954	7 152 998	16 256 814		37 285 245	20 699 451
16	136 007	136 007	424,18	57 691 873	57 691 873	13 736 679	162 568 140	6 502 726	16 256 814		36 496 218	21 195 655
17	134 647	134 647	426,30	57 400 529	57 400 529	13 599 312	146 311 326	5 852 453	16 256 814		35 708 579	21 691 950
18	133 300	133 300	428,44	57 110 656	57 110 656	13 463 319	130 054 512	5 202 180	16 256 814		34 922 313	22 188 343
19	131 967	131 967	430,58	56 822 248	56 822 248	13 328 685	113 797 698	4 551 908	16 256 814		34 137 407	22 684 840
20	130 648	130 648	432,73	56 535 295	56 535 295	13 195 399	97 540 884	3 901 635	16 256 814		33 353 848	23 181 447
21	129 341	129 341	434,90	56 249 792	56 249 792	13 063 445	81 284 070	3 251 363	16 256 814		32 571 621	23 678 171
22	128 048	128 048	437,07	55 965 731	55 965 731	12 932 810	65 027 256	2 601 090	16 256 814		31 790 714	24 175 016
23	126 767	126 767	439,25	55 683 104	55 683 104	12 803 482	48 770 442	1 950 818	16 256 814		31 011 114	24 671 990
24	125 499	125 499	441,45	55 401 904	55 401 904	12 675 447	32 513 628	1 300 545	16 256 814		30 232 806	25 169 098
25	124 244	124 244	443,66	55 122 124	55 122 124	12 548 693	16 256 814	650 273	16 256 814		29 455 779	25 666 345
Sum	3 513 458	3 513 458		1 465 346 282	1 465 346 282	354 859 242		211 338 582	406 420 350		972 618 174	492 728 108

Modellen viser videre at ved å investere 173,72 millioner kroner i en vindpark som utgjør 30% av investeringskostnadene og et serielån på resterende 70% av CAPex, vil man kunne oppnå en ROI ved en periode på 25 år gir 283,63% på investeringen av egenkapitalen som legges inn. Det er beregnet en nettonåverdi på 59,6Mnok. Lånet blir regnet i denne oppgaven som en kostnad, ettersom etter 25 år har levetiden passert og anlegget. Videre er driftsresultat som andel av driftsinntekt på 33,63% gjennom investeringen.



Figur 17 Viser Beregnede driftsinntekter, driftkostnader og driftsresultat over 25år levetid

Figuren 16 over viser tabellen som en grafisk fremstilling. Av grafene ser man at driftsinntektene reduseres, dette har med at vindturbiner har en antatt degradering på 1%, som

reduserer vindturbinens årlige produksjonsevne, og er en antagelse. Driftsutgiftene går ned som følge av at det produseres færre kWh og gir en lavere OPEX, med snittkostnad på 10,10øre/kWh, samt at rentekostnader reduseres da lånebeløpet nedbetales. Driftsresultatet øker for hvert år ettersom forholdet mellom driftsinntekter og driftsutgifter øker i positivfavør frem til driftsår 25, må en ny investering kalkuleres med. Indikativ illustrasjon som viser hvordan vindkraftproduksjonen kan resultere i for det økonomiske resultatet gjennom de 25 årene.

4.2 Når lønner det seg å selge elektrisitet og hydrogen?

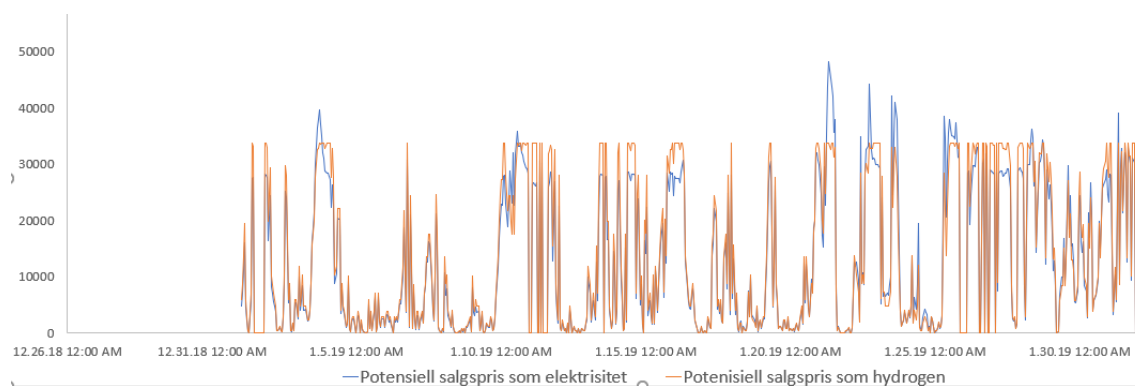
Fokuset for delkappitlet er få innsikt i hvordan et styringssystem kan vurdere hva som lønner seg å gjennomføre en spesifikk time, med gitte forutsetninger og formler. For å få innsikt i vurderingen, er det valgt først å benytte spottpris fra 2019 og justere hydrogenprisen mellom lav, medium og høy og se differansen mellom forventet salgpris for energien som elektrisitet eller som hydrogen.

I modellen er det videre satt inn følgende innstillinger:

- Hydrogenproduksjonsanlegget settes til lav produksjonskapasitet, 9.25MW
- Batteristørrelsen settes til 0MWh
- Spottpris 2019

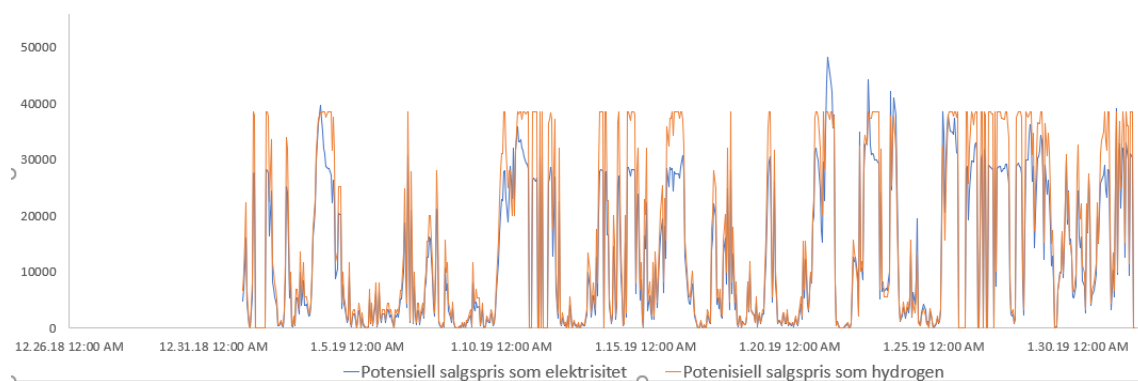
Alle tre grafer nedenfor viser potensiell salgpris for vindkraften som blir konvertert fra vind til elektrisitet ved hjelp av Enercon E70 2,3MW turbinmodell og ved bruk av hydrogenproduksjonsanlegget.

Sammenligning av potensiell salgpris av elektrisitet som spott eller so hydrogenpris (3,5 USD/kg hydrogen). I figuren nedenfor ser man potensiell salgpris for vindkraft og



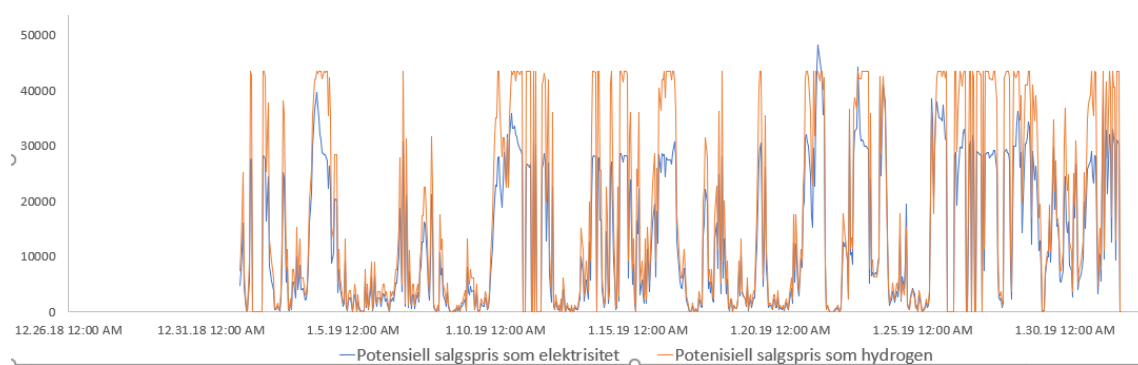
Figur 18 Sammenligning av potensiell salgpris som elektrisitet og potensiell salgpris som hydrogen ved 3,5\$/kg hydrogen

Grafen nedenfor viser forholdet mellom spottpris og potensiell salgpris for kraften solgt som hydrogen til medium pris (4 USD/kgH₂)



Figur 19 Sammenligning av potensiell salgpris som elektrisitet og potensiell salgpris som hydrogen ved 4,0\$ per kg Hydrogen for januar måned

Grafen nedenfor viser forholdet mellom spottpris og potensiell salgpris for kraften solgt som hydrogen til høy pris (4,5 USD/kgH₂)



Figur 20 Sammenligning av potensiell salgpris som elektrisitet og potensiell salgpris som hydrogen ved 4,5USD/kg hydrogen for januar måned

Tabell 4 Oversikt over hvordan ulike priser påvirker resultater og hva som lønner seg å gjøre ved ulike hydrogenpriser

Type hydrogenpris	Antall timer med direkte salg av strøm gjennom året	Antall timer hvor det blir vurdert å konvertere til hydrogen	Antall timer hvor salg av elektrisitet foregår	Mengde hydrogen solgt i kg gjennom året	Total mengde elektrisitet solgt gjennom året
Lav hydrogenpris 3,5\$/kgH ₂	135	8 620	4127	1 407 088 kg	113 813 MWh
Medium hydrogenpris 4\$/kgH ₂	74	8 683	4113	1 417 372 kg	113 366 MWh
Høy hydrogenpris 4,5\$/kgH ₂	37	8 720	4 103	1 423 412 kg	113 121 MWh

Av tabellen over ser man oversikten over hvordan fordelingen mellom strøm og hydrogen er gjennom året ved ulike konfigurasjoner og parametersettinger. Hydrogenproduksjonen er

høyest ved høy hydrogen pris ettersom spotprisen er lavere enn hva hydrogenet kan selges for i flere timer og dermed vil styringssystemet kunne prioritere å produsere hydrogen ved hjelp av enten egenprodusert strøm fra vindturbiner eller kjøpt elektrisitet fra markedet.

4.2 Bidrag fra batteri

Det blir undersøkt om bidraget fra et lokalt batteri i mikronettet. Batteri kan benyttes til å lagre overskuddsenergi som ikke blir benyttet i vindkraftproduksjonen og ikke solgt til markedet, når prisen på spot er lavere i en spesifikk time enn snitt prisen for spotprisen av elektrisitet de neste 10 timene. Nedenfor i Tabell 4 vil man kunne se hvordan batteriet påvirker årlig omsetning totalt gjennom året basert på de ulike scenariene fra kapittel 3.2.2. Scenariene som vil bli undersøkt er batteristørrelsene :

- S_B0: Batteristørrelse lik 0% av gjennomsnittlig timeproduksjon
- S_B1: Batteristørrelse lik 50% av gjennomsnittlig timeproduksjon
- S_B2: Batteristørrelse lik 100% av gjennomsnittlig timeproduksjon
- S_B3: Batteristørrelse lik 150% av gjennomsnittlig timeproduksjon

Med følgende settinger i Excel Model:

- Hydrogenpris medium= 4 \$/kg hydrogen
- Spotpris fra markedet (Nord Pool) år 2019
- Beregnet årlig vindkraftproduksjon.
- Produksjonskapasitet i hydrogenproduksjonskapasitet medium ,18,25MW
- 51kWh brukt per produserte hydrogen
- Oppladning og utladningshastighet med en effekt på 90 %.
- Belåningsgrad: 70%

Gjennom modellen vil man kunne se hvordan se driftsutgifter, driftsresultater og driftsinntekter beregnet for de neste 25 årene. Ved å sammenligne driftsinntektene for første året får man en innblikk i hvordan Scenariene presterer opp imot hverandre.

Tabell 5 Viser hvilken effekt batteriet hadde på omsetningen ved følgende ulike scenarier:

Type batterikapasitet	Sum driftsinntekter år 1	Sum driftskostnader år 1 (inkludert avdrag)	Driftsresultat år 1
S_B0	Kr 131 896 111	Kr 100 265 410	Kr 31 630 701
S_B1	kr 130 727 678	Kr 100 938 257	Kr 29 789 421
S_B2	Kr 129 849 561	Kr 101 868 638	Kr 27 980 923
S_B3	Kr 129 109 200	Kr 103 000 462	Kr 26 108 738

Scenariene blir undersøkt og vurdert etter flermålsanalysen, kapittel 3.1.4. Av flermålsanalysen for fremkommer følgende verdier fra modellen:

Tabell 6 viser resultat fra flermålsanalysens undersøkelse før vekting

	ROI i %	LCOE kr per kg	Differanse i % fortjeneste sammenlignet med beregnet fortjeneste for kun vindkraft	Driftsresultat i % av Driftsinntekter	Forbruk av egenprodusert strøm av totalforbruk i %	Netto Nåverdi i Mnok
S_B0	185,0	36,67	38,9	21,09	46,95	-5,1
S_B1	171,3	36,84	30,61	20	48,89	-32,3
S_B2	158,4	37,11	22,46	18,87	50,36	-59
S_B3	145,3	37,44	14,02	17,67	51,6	-86,5

Verdiene over blir vektet etter reglene satt i kapittel 3.1.4 Flermålsanalyse gir følgende resultater:

Tabell 7 Viser vektet vurdering flermålsanalysen for batteriet etter vekting, og med rangering

	ROI i %	LCOE kr per kg	Differanse i % fortjeneste sammenlignet med beregnet fortjeneste for kun vindkraft	Driftsresultat i % av Driftsinntekter	Forbruk av egenprodusert strøm av totalforbruk i %	Netto Nåverdi	Samlet Score	Rangert
S_B0	10,0	10,0	10,0	10,0	9,1	0,0	49,1	1
S_B1	9,3	10,0	7,9	9,5	9,5	0,0	46,0	2
S_B2	8,6	9,9	5,8	8,9	9,8	0,0	42,9	3
S_B3	7,9	9,8	3,6	8,4	10,0	0,0	39,6	4

Av scenarioanalysen over fremkommer det at bidraget av batteri er minimalt, og i negativ favør når man undersøker det økonomiske bidraget. Ved å ikke benytte et batteri i mikronettet, vil omsetningen være 131,90Mnok med et resultat før skatt på 31,63Mnok, for anlegget som helhet. Ved å benytte seg av batteri størrelsene som blir undersøkt, minker den årlige driftsinntekten med mellom 1,17Mnok og 2,79Mnok, og driftsresultatet før skatt går ned med mellom 2,86Mnok og 5,52Mnok.

4.3 Hydrogenproduksjonsanleggets produksjon og omsetning

Hydrogenproduksjonsanlegget produserer hydrogoen når det er lønnsomt med tanke på spottpris, lokal produksjonskapasitet fra vindkraftanlegget, salspris for hydrogen og kapasitet i hydrogenproduksjonsanlegget. Det ble gjort undersøkelser ved følgende scenarioer:

- S_HLM: Hydrogenprisen lav (3,5\$/kg H₂) i kombinasjon med medium hydrogenproduksjonskapasitet (18,25MW)
- S_HMM: Hydrogenprisen medium (4,0\$/kg H₂) med medium hydrogenproduksjonskapasitet (18,25MW)
- S_HHM: Hydrogenpris høy (4,5\$) med medium hydrogenproduksjonskapasitet (18,25MW)

- S_HML: Hydrogenpris medium (4,0\$/kg H2) med lav hydrogenproduksjonskapasitet (9,25MW)
 - S_HMH: Hydrogenpris medium (4,0\$/kg H2) med høy hydrogenproduksjonskapasitet
- Med følgende instillinger i modell:

- Ingen elektrisitetlagring i batteri
- 51kWh elektrisitet forbrukt per produserte 1kg hydrogen
- Belåningsgrad 70%.

Tabellen nedenfor viser oversikt over driftsinntekter, salgsinntekter for elektrisitet og hydrogen, mengde hydrogen produsert og solgt, mengde elektrisitet solgt direkte tilslutt driftsresultat justert for finanskostnader, men ikke skatt. Dataene nedenfor er basert på førsteårs drift, år 2019, ved de ulike senarionene.

Tabell 8 Viser hvordan dataene ser ut for første driftsår ved ulike Scenarier

	S_HLM	S_HMM	S_HHM	S_HML	S_HMH
Totale Driftsinntekter (kr)	119 487 582	131 896 111	144 350 274	94 807 917	172 587 561
Salgsinntekter Hydrogen (kr)	85 556 469	98 474 424	111 244 598	49 911 695	148 391 355
Salgsinntekter Elektrisitet (kr)	33 931 113	33 421 687	33 105 676	44 896 222	24 196 206
Mende hydrogen produsert (kg)	2 776 147	2 796 437	2 808 353	1 417 372	4 213 958
Mengde elektrisitet solgt (MWh)	84 699	83 890	73 441	113 366	60 213
Driftsresultat før skatt (kr)	19 368 012	31 630 701	43 967 656	22 976 549	40 340 831

Tabell 7 nedenfor viser hvordan de ulike scenariene har prestert i flermålsanalysen og dens undersøkelsepunkter, i absolutte verdier uvektet. Verdiene representerer hvordan scenariene har prestert på ulike mål gjennom 25 års levetid.

Tabell 9 Viser resultat fra flermålsanalysens undersøkelse for følgende Scenarier

	ROI i %	LCOE kr per kg	Differanse i % fortjeneste sammenlignet med beregnet fortjeneste for kun vindkraft	Driftsresultat i % av Driftsinntekter	Forbruk av egenprodusert strøm av totalforbruk i %	Netto Nåverdi
S_HLM	100,76	36,88	-24,33	12,71	46,44	-164,4
S_HMM	184,95	36,67	38,9	21,07	46,95	-5,1
S_HHM	269,4	36,55	102,33	27,98	47,23	154,6
S_HML	219,83	48,22	22	26,03	28,31	32,3
S_HMH	163,19	33,3	55,44	17,92	61,92	-45,8

Tabell 8, nedenfor viser en konvertert og vektet versjon av Tabell 7 ovenfor. Ved hjelp av konverteringen er det mulig å rangere de ulike senariene for hydrogenproduksjonsanlegget. Basert på resultatene vil det optimale utfallet være S_HHM.

Tabell 10 Viser vektet versjon av tabell 7 med rangeringer

	ROI i %	LCOE kr per kg	Differanse i % fortjeneste sammenlignet med beregnet fortjeneste for kun vindkraft	Driftsresultat i % av Driftsinntekter	Forbruk av egenprodusert strøm av totalforbruk i %	Netto Nåverdi	Samlet Score	Rangert
S_HLM	3,7	8,9	0,0	4,5	7,5	0,0	24,7	5
S_HMM	6,9	9,0	3,8	7,5	7,6	0,0	34,8	3
S_HHM	10	9,0	10,0	10,0	7,6	10,0	56,7	1
S_HML	8,2	5,5	2,1	9,3	4,6	2,1	31,8	4
S_HMH	6,1	10	5,4	6,4	10,0	0,0	37,9	2

4.4. Hvordan påvirker elektrisitetsprisen beslutningene og det økonomiske bildet?

Delkapittelet vil gi innsikt i hvordan endring i spottpris påvirker beslutningen og det totale økonomiske bildet. Det er lagt inn snitt priser for året, ved å benytte estimater fra NVE for kraftpriser i perioden 2019-2040 har å si for produksjonskosten og produksjon av grønt hydrogen, mengde elektrisitet solgt, samt det økonomiske bildet. For de resterende tre årene frem til 2043, slik at perioden blir 25 år, er det valgt å indeks justere prisene fra 2040 basert på snitt prisendringen i perioden 2019 til 2040.

Scenarioene som undersøkes er følgende:

- S_S19: Spottpris for elektrisitet basert på 2019 tall fra Nord Pool
- S_GL: Gjennomsnittlig lavt estimat fra delkapittel 2.3.1.1
- S_GM: Gjennomsnittlig medium estimat fra delkapittel 2.3.1.1
- S_GH: Gjennomsnittlig høy estimat fra delkapittel 2.3.1.1

Med følgende settinger i modell:

- Medium hydrogenproduksjonskapasitet 18,25MW
- Salgspris Hydrogen høy, 4,5\$ per kg hydrogen
- Ingen elektrisitetslagring i batteri.
- 51kWh elektrisitet forbrukt per produserte 1kg hydrogen.

Tabell 11 Av tabell XX gjengir verdier som kommer frem av modellen, for første året for de ulike scenarioene.

	S_S19	S_GL	S_GM	S_GH
Totale Driftsinntekter (kr)	144 350 274	139 143 099	144 127 510	149 111 921
Salgsinntekter Hydrogen (kr)	111 244 598	111 728 837	111 728 837	111 728 837
Salgsinntekter Elektrisitet (kr)	33 105 677	27 414 262	32 398 673	37 383 085
Mende hydrogen produsert (kg)	2 808 353	2 820 913	2 820 913	1 417 372
Mengde elektrisitet solgt (MWh)	83 890	83 074	83 074	83 074
Driftsresultat før skatt (kr)	43 967 565	42 023 501	42 879 703	43 735 906

Av tabell 10, ser man at differansen i elektrisitetspris har minimale endringer på sluttresultatet. Ved å sammenligne verdiene mellom spottpriis fra 2019 opp i mot lav, forventet og høy prisestimat fra NVE (Gogia, et al., 2019), fremkommer det at differansen er liten.

Tabell 12 Gjengir verdier fra flermålsanalysen i absolutt verdi for de ulike scenariene og mål som undersøkes i flermålsanalysen

	ROI i %	LCOE kr per kg	Differanse i % fortjeneste sammenlignet med beregnet fortjeneste for kun vindkraft	Driftsresultat i % av Driftsinntekter	Forbruk av egenprodusert strøm av totalforbruk i %	Netto Nåverdi
S_S19	269,4	36,55	102,33	27,98	47,23	154,6
S_GL	275,42	32,93	106,85	30,5	47,47	158,7
S_GM	270,75	35,91	103,34	28,35	47,47	155,8
S_GH	268,91	38,04	101,96	27,06	47,47	156,4

	ROI i %	LCOE kr per kg	Differanse i % fortjeneste sammenlignet med beregnet fortjeneste for kun vindkraft	Driftsresultat i % av Driftsinntekter	Forbruk av egenprodusert strøm av totalforbruk i %	Netto Nåverdi
S_S19	9,8	8,9	9,6	9,2	9,9	9,7
S_GL	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
S_GM	9,8	9,1	9,7	9,3	10,0	9,8
S_GH	9,8	8,4	9,5	8,9	10,0	9,9

4.5 Samlet økonomisk oversikt

Excel modellen har mulighet til å lage samlet økonomisk oversikt for ulike scenarier, og viser det økonomiske bildet over 25 års løpetid. Utklippet i tabell XX er med noen skjule rader for å få plass til tabellen i oppgaven. Det er laget oversikt over alle senarioene som har blitt undersøkt i denne oppgaven, og er samlet i vedlegg «Vedlegg 1:Økonomisk oversikter» hvor oversiktene er tilgjengelig. Oversiktene inneholder:

- Driftsinntekter
 - o Salgsinntekter fra elektrisitetssalg
 - o Salgsinntekter fra hydrogenalg
 - o Totale driftsinntekter
- Driftskostnader
 - o Driftskostnader fra vindkraft
 - o Driftskostnader fra hydrogenproduksjonsanlegget
 - o Elektrisitetskostnader
 - o Renter
 - o Avdrag er satt som driftskostnad
 - o Totale driftskostnader
- Driftsresultat før skatt

Tabell 13 Utklipp av hvordan oversiktene ser ut for ulike Scenarier

år	År	Salgspris el	Salgspris H2	Totale	Driftskost	Driftskost H2	Lånebeløp	Renter	Avdrag	Totale	Driftsresultat
		kr.	kr.	Driftsinntekter kr.	Vindkraft kr.	anlegg kr.	Status kr.	kr.	kr	Driftsutgifter kr.	kr.
0											
1	2019	32 278 788	109 947 018	142 225 806	15 813 662	15 186 950	736 821 500	29 472 860	29 472 860	116 463 445	25 762 361
2	2020	33 042 771	109 947 018	142 989 788	15 655 525	15 186 950	707 348 640	28 293 946	29 472 860	116 660 743	26 329 045
3	2021	32 875 905	109 947 018	142 822 922	15 498 970	15 186 950	677 875 780	27 115 031	29 472 860	116 094 883	26 728 039
4	2022	32 709 881	109 947 018	142 656 899	15 343 980	15 186 950	648 402 920	25 936 117	29 472 860	115 531 258	27 125 641
5	2023	32 544 696	109 947 018	142 491 714	15 190 540	15 186 950	618 930 060	24 757 202	29 472 860	114 969 872	27 521 842
6	2024	32 380 346	109 947 018	142 327 363	15 038 635	15 186 950	589 457 200	23 578 288	29 472 860	114 410 730	27 916 634
7	2025	32 216 825	109 947 018	142 163 843	14 888 249	15 186 950	559 984 340	22 399 374	29 472 860	113 853 834	28 310 009
8	2026	32 054 130	109 947 018	142 001 148	14 739 366	15 186 950	530 511 480	21 220 459	29 472 860	113 299 190	28 701 958
9	2027	31 892 257	109 947 018	141 839 274	14 591 972	15 186 950	574 038 620	22 961 545	34 035 360	120 229 301	21 609 973
10	2028	31 731 201	109 947 018	141 678 218	14 446 053	15 186 950	540 003 260	21 600 130	34 035 360	119 496 673	22 181 545
11	2029	31 570 958	109 947 018	141 517 976	14 301 592	15 186 950	505 967 900	20 238 716	34 035 360	118 766 311	22 751 665
12	2030	31 411 525	109 947 018	141 358 543	14 158 576	15 186 950	471 932 540	18 877 302	34 035 360	118 038 218	23 320 325
13	2031	31 252 897	109 947 018	141 199 914	14 016 990	15 186 950	437 897 180	17 515 887	34 035 360	117 312 400	23 887 514
14	2032	31 095 070	109 947 018	141 042 087	13 876 821	15 186 950	403 861 820	16 154 473	34 035 360	116 588 863	24 453 224
15	2033	30 938 039	109 947 018	140 885 057	13 738 052	15 186 950	369 826 460	14 793 058	34 035 360	115 867 612	25 017 445
16	2034	30 781 802	109 947 018	140 728 820	13 600 672	15 186 950	335 791 100	13 431 644	34 035 360	115 148 652	25 580 168
17	2035	30 626 354	109 947 018	140 573 372	13 464 665	15 186 950	301 755 740	12 070 230	34 035 360	114 431 989	26 141 382
18	2036	30 471 691	109 947 018	140 418 709	13 330 018	15 186 950	340 720 380	13 628 815	44 463 931	127 066 201	13 352 507
19	2037	30 317 809	109 947 018	140 264 827	13 196 718	15 186 950	296 256 449	11 850 258	44 463 931	125 937 008	14 327 819
20	2038	30 164 704	109 947 018	140 111 722	13 064 751	15 186 950	251 792 517	10 071 701	44 463 931	124 810 130	15 301 591
21	2039	30 012 372	109 947 018	139 959 390	12 934 104	15 186 950	207 328 586	8 293 143	44 463 931	123 685 574	16 273 816
22	2040	29 860 810	109 947 018	139 807 828	12 804 763	15 186 950	162 864 654	6 514 586	44 463 931	122 563 347	17 244 481
23	2041	29 710 013	109 947 018	139 657 030	12 676 715	15 186 950	118 400 723	4 736 029	44 463 931	121 443 454	18 213 577
24	2042	29 559 977	109 947 018	139 506 995	12 549 948	15 186 950	73 936 791	2 957 472	44 463 931	120 325 903	19 181 092
25	2043	29 410 699	109 947 018	139 357 717	12 424 448	15 186 950	29 472 860	1 178 914	29 472 860	104 219 630	35 138 087
Sum		780 911 521	2 748 675 441	3 529 586 962	351 345 784	379 673 750		419 647 180	882 821 500	2 947 215 223	582 371 739

5. Diskusjon

I diskusjonskapittelet presenteres hovedfunn som besvarer oppgavens problemstillinger.

Videre er det utført en evaluering av analysenes forutsetninger, før muligheter og barrierer med utnyttelse av mikronett drøftes og vurderes. Tilslutt kommer anbefaling til videre arbeid.

I fremtiden kan hydrogen få en viktig rolle i energisystemet som lager for uregulerbar, fornybar kraft. Ettersom overskuddet fra vindkraftproduksjon kan benyttes i produksjon av hydrogen ved elektrolyse, og det produserte hydrogenet kan transporteres til områder og regioner det enten er underskudd av lokal energiproduksjon eller forbrennes ved hjelp av brenselceller på et tidspunkt hvor det er underskudd på fornybar kraft. I motsetning til elektrokjemiske batterier, gjør hydrogen det mulig å lagre store mengder energi over lengre tid. Dermed har hydrogen et stort potensial som energilager i områder som ikke er tilkoblet et nasjonalt strømnett.

5.1 Hovedfunn

Det har vært utfordrende å finne felles global og lokale salgpris for grønt hydrogen ettersom majoriteten av dataene som er funnet relatert til pris, baserer seg primært på kost for produksjon og ikke salgpris. Det har derimot blitt sett på hva større konsultentselskaper slik som PWC, (PWC, 2021), og KPMG, (Caspersen, 2021) har gjort av undersøkelser for kostnadsbildet for hva grønt hydrogen koster å produsere i ulike regioner. Deres kost bilde har blitt benyttet som minimum salgpris. EU har bidratt med pengestøtte gjennom deres hovedprosjekt Horizon 2020 på delprosjektet Hydrogen Vally, (h2v.eu, 2021), som blant annet har til hensikt å formidle informasjon om kost og salgpris av hydrogen. Av Hydrogen Valley sine undersøkelser fremkommer det at i mer en 84% av tilfellene er hydrogenprisen mellom 3 og 10 Euro. Ved å ha salgpris nærmere 10 Euro per kg hydrogen solgt vil resultatene fra tabellene i kapittel 4 innsikt endre seg i positiv favør for hydrogenproduksjon ved alle scenarier. Beregningene i denne oppgaven er basert på at hydrogenet blir solgt der det produseres slik at transportkostnader ikke er med i beregningene.

Innsikt i modellen viser at det kan være lønnsomt å produsere grønt hydrogen fra vindparker i Norge. Majoriteten av hydrogenet som benyttes i dag er grått hydrogen som har store utslipp relatert til produksjon. Ved å produsere grønt hydrogen, kan det bidra til å redusere Norges CO2 utslipp som et reelt og lønnsomt alternativt for grått hydrogen. Det økonomiske aspektet er varierende for de ulike scenariene som har blitt undersøkt i denne oppgaven, noen av scenariene er ikke lønnsomme, mens andre scenarier er økonomisk lønnsomme.

Gjennom oppgaven er det utført teknøkonomiske analyser for ulike scenarier og konfigurasjoner av hovedkomponenter i mikronettet og parametere. Analysene gjennomføres for å finne ut av hvordan ulike dimensjoner og parametere påvirker LCOE kostnaden for hydrogenproduksjon og lønnsomhet til mikronettet. Av analysene fremkommer det at produksjonskostnaden med forutsetningene gjort i denne oppgaven gir lavest LCOE på kr «32,93» ved scenariet «S_GL», samt høyeste pris ved scenariet «S_HML» og har en LCOE på «48,22»kr. Desto lavere en LCOE er for hydrogenprisen, desto attraktivt er det å investere i scenariet ettersom lavere produksjonskostnad per produserte kg hydrogen gir potensialet for at differansen mellom salgspris og produksjonskostnad øker og dermed avkastningen .

Gjennom innsikt kapittelet fremkommer det at bidraget fra batteriet er økonomisk negativt ved bruk i mikronettet sammenlignet med å ikke benytte et batteri. Ved å ikke investere i batteri, frigjør det kapital for andre investeringer som vil kunne gi en høyere avkastning. Videre fremkommer det av innsikten at grønt hydrogen kan være lønnsomt å produsere grønt hydrogen i kombinasjon med vindpark i et mikronett med en salgspris på 4,5\$ per solgte kg hydrogen sammenlignet med å ikke ha hydrogenproduksjon.

Ved å investere i grønt hydrogenproduksjon i kombinasjon med vindpark vil øke egenkapitalkravet. Egenkapitalkravet ved start, øker for scenariene med hydrogenproduksjon ettersom det forutsettes maksimalt belegningsgrad på 70%. Mer kapital kan bety mer utvanning av eierne av anlegget hvis kapital innhenting er et behov og dermed må dette tas med i beregning. Statlige støtteordninger er ikke sett på i oppgaven, men kan også være ordninger som kan gjøre hydrogenproduksjon mer attraktivt.

5.2 Funn med som risikoreduserende egenskaper

Når et anlegg kun har vindkraftproduksjon eksponeres det økonomiske resultatet på endring i spottprisen for elektrisitet med marked med mindre man har avtale salgspriser over en periode. Ved å kombinere vindpark med hydrogenproduksjonsanlegg, kan konvertering av elektrisitet til hydrogen lønne seg ved at elektrisiteten selges til slutt som enten hydrogen eller elektrisitet basert på hva som lønner seg økonomisk.

Ved hjelp av scenario analysene S_19, S_GL, S_GM og S_GH får man innsikt i hvordan prisvariasjon i forventet kraftpris har å si på hydrogenproduksjonen og økonomiske totalbildet

over 25 års tidsperiode. Prisene for elektrisitet er snittpris per MWh for året, basert på NVE sine estimater. Gjennom denne analysen ble det funnet interessante funn, som har risikoreduserende egenskaper for det økonomiske bildet. Det ble funnet at differansen på avkastningen er lav ved ulike strømpriser over tid, når det benyttes et mikronett, ettersom produksjon av hydrogen og salg av elektrisitet har ulike økonomiske bidrag.

Når strømprisen er lav, ved scenario S_GL, vil nettonåverdi være høyest ved hjelp av at hydrogenet kan produseres rimeligere enn andre scenarier, men har til gjengjeld lav salgspris for overskuddsenergien som ikke blir konvertert til hydrogen. Når det kommer til moderat estimat fra NVE, scenariet S_GM, er kosten for hydrogenproduksjon middels høy, og salgsprisen for elektrisitet middels høy, men nettonåverdien er noe lavere enn ved S_GL. Grunnen til at nettonåverdien er lavere for S_GM enn S_GL, er ettersom moderat strømpris ikke klarer å kompensere for økte kostnader for hydrogenproduksjon med økt salgspris for elektrisitet. Derimot gir innsikten fra scenariet S_GH, at høyere kostnad for hydrogenproduksjon kan kompenseres ved økte salgsinntekter for elektrisitetsprisen høy estimat. Scenariet S_GH oppnår dermed en totalt høyere nettonåverdi og desto høyere avkastning.

Ved dette funnet er det oppdaget at både lav og høy prisestimat fra NVE, kan ha positiv påvirkning på nettonåverdien sammen lignet med S_19 og moderat prisestimat har liten påvirkning. Dette funnet viser at ved en hydrogen pris på 4,5USD per solgte kg Hydrogen, har påvirkningen på spottpriis lite påvirkning på det økonomiske resultatet og dermed er dette risikoreduserende faktor for økonomien over perioden. Spottpriiser og hydrogenpriser kan variere, men ved å diversifisere kan hydrogenproduksjonsanlegget i kombinasjon med vindpark fungere som et risikoreduserende tiltak for økonomiske resultatet.

5.2 Forutsetninger og feilkilder

I beregningene som er gjennomført i Excel modellen som er bygget opp gjennom oppgaven, er det tatt utgangspunkt i offentlig tilgjengelig data. Blant dataene som er hentet er værdata i times intervall fra nærmeste værstasjon, og time produksjon for vindpark fra NVE.

Vindparken på Bessakerfjellet er 60km i distanse fra nærmeste værstasjon på Møre som informasjonen er hentet ifra. Distansen kan føre til mulig feilkilde i forhold til vindparken beregnet produksjon, men ved sammenligning av beregnet årsproduksjon og rapportert årsproduksjon for 2019 av vindparken fra NVE, (NVE, 2021), er snitt avviket på 6,6%

gjennom året. I enkelte timer er avviket større ettersom det ved værstasjonen kan være vind, mens ved vindparken er det ikke kraftig nok vind for effektiv elektrisitetsproduksjon. Tilsvarende er det ved andre timer hvor det er sterk vind ved vindparken, men tilnærmet ingen vind ved værstasjonen og dermed vil modellen kunne gi null i produksjon den gitte timen. I sum gir avviket en usikkerhet i beregningen for hva modellen skal velge av lønnsomhet en spesifikk time, men i sum er avvikene 6.6% i snitt for året, og muliggjør at innsikt i en tenkt investering er mulig å oppnå. En værstasjon rett ved vindparken og ved vindturbinens høyde hadde vært mer optimal for å få mer nøyere datagrunnlag som kunne ha redusert avviket i modellen. Det ville hjulpet modellen til å gi mer presist innblikk i beregnet årsproduksjon ved vindparken og dermed mer presise økonomiske verdier. Men for beslutningstaking, er avviket sett på som akseptabelt ettersom produksjonskurven beregnet følger majoriteten av produksjonen rapportert.

Det er i oppgaven forutsatt at hydrogenproduksjonsanlegget kan bygges ved siden av vindparken på Bessakerfjellet. Det er ikke gjort noen undersøkelse om det er fysisk plass eller kapasitet i strømnnettverket til et slikt anlegg, kun gjort teoretisk beregninger og optimaliseringer basert på vindparkens størrelse. Videre er lønnsomheten til hydrogenproduksjonsanlegget påvirket av både CAPEX og OPEX. Her kan faktiske markedspriser variere i både positiv eller negativ favør for anlegget, i forhold til grunnlaget som er benyttet i modellen. Det er i oppgaven benyttet priser for elektrolyse, vindpark, fra andre tekno økonomiske analyser som reduserer usikkerheten noe, men likevel ville analysegrunnlaget fra et virkelig hydrogenproduksjonsanlegg i Norge gitt mer presis beregning av produksjonskostnaden per kg hydrogen.

5.3 Erfaringer opparbeidet gjennom oppgaven

Gjennom oppgaven er det opparbeidet ulike erfaringer, deriblant er det forutsatt at hydrogenet selges der det produseres, slik at transportkostnader blir en kostnad for kunden og ikke for produsent. Hadde hydrogenet blitt transportert til byer, hvor fyllestasjoner for hydrogen eksisterer, eller kan eksistere, kan det øke salgsprisen for hydrogen. Dersom transport til sentrale strøk fra mikronettet hadde vært medtatt, kunne Hydrogen blitt solgt gjennom fyllestasjoner som har en salgspris på 90kr/kg.

5.3.1 Hvor kommer elektrisiteten fra

Når elektrisitet kjøpes fra markedet kan elektrisiteten ha vært produsert fra ikke fornybare kilder. Energimiksen i Norge for årene 2019 og 2020 har minimum 95% opprinnelse fra fornybart energiproduksjon, og resterende kommer fra kull, naturgass eller olje. Desto mer av hydrogenproduksjonen som gjøres fra lokal produsert elektrisitet ved hjelp av vindparken i mikronettet, desto tydeligere mer presis er beregningen av indirekte utslipp ved grønt hydrogenproduksjon i mikronettet. Ved å benytte batteri kan % av egenprodusert energi øke ved at overskudds energien lagres i batteriet istedenfor at det blir solgt. Dermed vil det ved hjelp av et batteri bidra til å kunne benytte egenprodusert energi mer, slik at opprinnelsen til elektrisiteten som konverteres kan dokumenteres og informeres kjøpere som ønsker dette.

5.3.2 Dominerende kostnadsdriveren

Gjennom oppgaven ble det raskt oppdaget at strømprisen var den dominerende driftskostnaden for grønt hydrogen produksjon og for lønnsomheten. Ved oppgavens start i H2 2021, ble det tatt et valg om å benytte seg av strømpriser fra 2019, ettersom strømprisene i år 2020 var uvanlig lave i forhold til historiske priser for spottpriser og derfor falt valget på 2019 som et mer normalt år. Ønsket om å undersøke et helt år, kunne ikke 2021 tall benyttes. Ettersom dataene fra 2021 ikke var klare da modellen ble bygget opp. Resultatene for hydrogenproduksjon kunne vært påvirket både i positiv favør om startåret hadde vært 2020 og gitt et bedre økonomisk utgangspunkt, og motsatt for 2021 ved negativt favør for hydrogenproduksjonsanlegget ettersom salgsprisen for elektrisitet var over normalen. Spottpriser er ikke mulig å forutse for fremtiden, og derfor blir estimer fra NVE benyttet. Når det ble sett på spottpriser per time, ble det tatt utgangspunkt i spottpriser per time for året 2019, og deretter ble snittkostnaden og snittsalgsprisen justert med en faktor for årlig prisjustering. Erfaringen her viser at kostpådraget fra elektrisiteten kjøpt utgjør mer enn 50% av kostnadene for produksjon av grønt hydrogen, kan det derfor være lønnsomt å se på langtidskontrakter for kraftkjøp i de timene hvor elektrisitet kjøpes fra markedet.

5.3.3 Modelloppbygging

For å kunne gjennomføre en teknoøkonomisk beregning, måtte det bygges eller benyttes en eksisterende modell. Det ble i oppgaven valgt å bygge opp en egen modell for å kunne ta høyde for egne tilpasninger og begrensinger i modellen. Modellen ble bygget gjennom Excel, som har sine fordeler og ulemper. Når man bygger egen modell vil det oftest ta litt tid med å

bygge modellen, og ikke minst kan småfeil bli funnet som må rettes opp, og kan føre til at noen analyser gjøres på nytt. Fordelen er at modellen tilpasses til ønsket formål, med ønsket eller tenkt resultatvisning, og modellen vil også være mulig å videreutvikle ettersom den er bygget opp fra bunnen av.

Ved å jobbe med egenprodusert modell har vært interessant og lærerikt, spesielt rettinger og endringer i modell og deretter se hvilken betydning det har for sluttresultatet. Man må ha kontroll på enheter, konverteringsfaktorer og vite hvilken informasjon som skal benyttes til beregning. Her har flytdiagramskjema hjulpet med å holde styr på hvilke økonomiske beregninger og vurderinger som skal gjennomføres samt rekkefølgen.

Ved å bygge større og komplekse modeller vil det anbefales å benytte andre plattformer enn Excel, som for eksempel Colab. Erfaringen fra å jobbe med Excel er at verktøyet er mulig å benytte til komplekse beregninger og modellutvikling, men størrelsen samt oversikten kan være mer brukervennlig ved bruk av for eksempel Colab. Det forutsetter derimot at man har programmeringsforståelsen og bruksforståelsen for ønsket verktøy.

5.4 Fordeler og ulemper ved ulike scenariene

Ved å sammenligne scenariene, fremkommer hvilken økonomisk gevinst som oppstår ved bruk av samsillet mellom ulike teknologier. Gjennom analysene som er gjennomført i denne oppgaven, av ulike teknologier fremkommer det at teknologiene har ulikt økonomisk og teknisk bidrag. Dimensjoner på batteri, vindkraft, hydrogenproduksjonsanlegget har en påvirkning på det totale lønnsomhetsbildet, men også fra et miljøperspektiv.

Gjennom innsikt som er oppnådd gjennom oppgaven fremkommer det at batteriet har negativt bidrag til det økonomiske resultatet. Batteriet påfører en høyere CAPex og OPex, som ikke blir kompensert gjennom de 25 årene som undersøkes. Nettonåverdi beregningen av scenariene S_B1, S_B2 og S_B3 fremkommer det et negativt nettonåverdi, får alle scenariene hvor batteri er benyttet og derfor vil det ikke anbefales å benytte et batteri hvis fokuset er på økonomi. Er det derimot fokus på mengde hydrogen produsert med egen lokal produsert strøm er batteri å foretrekke, ettersom batteri har mulighet til å kunne bidra å lagre overskuddsenergien for så å benyttes når det er vindstille, eller mindre kraftig vind.

Vindkraften er per i dag sett på som en predefinert og uendret parameter, men fra det økonomiske perspektivet, er bidraget positivt fra vindparken for mikronettet som helhet. En

økt vindpark vil kunne bistå med en økt fortjeneste, og bidra til økt avkastning, forutsatt samme effekt som resterende vindturbiner. Ved å øke vindparken kan det utløse potensiell andre konsesjonssøknader og dermed må tidsbruken og kostnader forbundet med dette medtas i beregning av lønnsomheten.

Ved hjelp av scenarioanalyser S_HHM, S_HML og S_HMH fremkommer det at økonomiske bidraget fra hydrogenproduksjonsanlegget sin størrelse har en påvirkning på det totale økonomiske resultatet og lønnsomheten. Ved å holde hydrogenprisen medium, tilsvarende 4 US per kg hydrogen, får man innsikt og deretter justere for størrelse på anlegget fremkommer det at scenariet S_HMH har høyeste driftsinntekter og driftsresultat det første året av disse scenariene, men gjennom 25 år fremkommer det at det heller ville lønt seg økonomisk å velge et mindre anlegg størrelse fremfor et større når man ser på nettonåverdi beregning. Derimot når prisen på hydrogen er minst 4.5USD per kg, definert som høy pris i oppgaven, vil nettonåverdiberegningen gi positivt utfall for større hydrogenanlegg. Desto større hydrogenproduksjonsanlegget er, desto mer hydrogen kan det produseres en gitt time og dermed erstatte mer grått hydrogen. Basert på hva hydrogenet kan selges for er det ulike konfigurasjoner som kan lønne seg, både med tanke på økonomi men også miljø.

5.5 Alternativt til hydrogensalg

I denne oppgaven er det ikke sett på muligheten for å konvertere tilbake hydrogen til elektrisitet, og selge det som elektrisitet istedenfor som hydrogen. Enkelte timer er belastningen på strømmettet høyt, som kommer av samtidig forbruk. Dette kan føre til slike belastninger kan gjøre det økonomisk lønnsomt å konvertere lagret hydrogen tilbake til elektrisitet og benytte hydrogenlagring som et form for arbitrasjesenter, ved at hydrogenet lagres og kan dermed selges som elektrisitet når det er konvertert tilbake. For året 2019, var høyeste pris per MWh 1069kr for sone midt Norge, mens snittprisen for året var på 386,84kr. Ved å kjøpe strømmen rimelig og deretter selge den tilbake når det er høyere pris enn det elektrisitet er kjøpt for inklusiv varmetap, kan gjøre det til en økonomisk lønnsomt scenariet samt vil kunne bidra til å gi en mer stabil strømtilførsel fra vindparker. Dette er gir en mulighet for videre utvikling av oppgaven.

6 Konklusjon og veien videre

I dette kapittelet er fokuset å se på konklusjon og besvarelse av problemstillingene som ble satt tidlig i oppgaven. Målet er å på en innsikt konklusjon for hver problemstilling og til slutt en samlet konklusjon av egenheten til mikronett i Norge.

6.1 Hvordan foretas evalueringen av grønt hydrogen investeringsprosjekt

Ved å benytte flermålsanalyse, som ser på ulike kriterier som defineres, vil man kunne oppnå en vektet evaluering og vurdering av grønt hydrogen investering. I denne oppgaven er det benyttet seks kriterier:

- ROI
- LCOE hydrogen
- Differanse i % fortjeneste ved bruk av hydrogenanlegg sammenlignet med kun vindkraft
- Driftsresultat som andel av driftsinntekter
- Forbruk av egenprodusert strøm
- Nettonåverdi

Vurderingskriteriene blir vurdert etter en skala fra 0 til 10, hvor 10 er høyeste score kan man oppnå for en vurdering. Scenariet S_GL fikk høyeste totalscore og være scenariet å anbefale hvis strømprisen blir så lav som estimatene. Med forventede og høye estimater for strømprisene fra NVE fortsatt lønnsomt å investere i grønt hydrogenproduksjon basert på analyser gjort i denne oppgaven.

6.2 Faktorer som påvirker investeringskostnaden

Gjennom oppgaven er det oppdaget at ulike faktorer påvirker investeringskostnaden i et mikronett på ulikt vis. Innsikten gjennom oppgaven har vist at bidraget fra teknologier er ulikt, samt ulike dimensjoner har en påvirkning på det økonomiske resultatet. Det vil generelt ikke anbefales å benytte batteri i et mikronett for hydrogenproduksjon, hvis ønsket er høyst mulig avkastning ettersom batteriet har et negativt økonomiskbidrag. Størrelse på hydrogenanlegget og elektrolysene i MW, er påvirket av hvilken pris hydrogenet kan selges for i markedet. Desto høyere prisen på hydrogenet er jo høyere kapasitet for hydrogenproduksjonsanlegget anbefales, ved lavere pris anbefales mindre anlegg.

6.3 Samspillsøkonomien med og uten hydrogenproduksjonsanlegg

Samspillsøkonomien med og uten hydrogenproduksjonsanlegg har ulike resultater. Ved å fokusere på å dimensjonere optimalt vil man kunne åpne høyere avkastning ved å benytte hydrogenproduksjonsanlegg i kombinasjon med vindpark, men hvis tilhørende teknologier ikke optimaliseres kan man oppnå lavere avkastning enn kun å ha vindkraftanlegg.

6.4 Hvilke antagelser som må gjøres for å oppnå modellinnsikt

For å gjennomføre en teknoøkonomisk analyse må det foretas antagelser for å oppnå modellinnsikt. Gjennom oppgaven ble det blant annet antatt en salgspris på hydrogen basert på kost estimater og undersøkelser av andre teknoøkonomiske analyser, antagelse om at nærmeste værstasjon med informasjon var akseptabel nok til å gjøre en beregning av lokal produsert energi. Disse antagelsene har hatt en påvirkning på det økonomiske resultatet, og ved å benytte andre antagelser kan det totale bilde endre seg.

6.5 Samlet vurdering

Innsikt i modellen viser at det er potensialet for lønnsom grønt hydrogen produksjon i Norge i kombinasjon med vindparker. Ved å dimensjonere vindparken og hydrogenproduksjonsanlegget optimalisert med utgangspunkt i LCOE, vil kunne bidra til å oppnå lønnsom produksjon av grønt hydrogen. Ved å benytte seg av eksisterende vindkraftanlegg, vil vindparken være en parameter som i utgangspunktet er låst, og dermed vil hydrogenproduksjonsanlegget og tilhørende systemer måtte optimaliseres ut ifra størrelsen til vindparken og i forhold til salgsprisen for grønt hydrogen. Det økonomiske aspektet er varierende for de ulike scenariene som har blitt undersøkt i denne oppgaven, noen av scenariene er ikke lønnsomme, mens andre scenarier er økonomisk lønnsomme.

6.6 Veien videre

Det vil anbefales å konvertere modellen over til en annet verktøy enn Microsoft Excel, samt å koble opp datainnhenting ved hjelp av API slik at manuelt arbeid blir redusert for å forenkle arbeidelsen med modellen. Det vil videre anbefales å se på om man kan implementere brenselceller for å konvertere hydrogen tilbake til elektrisitet som et form for arbitrasjemulighet.

Litteraturliste

- Amundsen, J. S., & Holm, I. B. (2018). *Kraftmarkedsanalyse 2018-2030*. Oslo: NVE.
- Birkeland, I., Fløtre, I., Bergland, Linn-Anita, & Skeie, O. (2020). *Batterier i distribusjonsnettet*. Hentet fra nve.no:
<https://publikasjoner.nve.no/diverse/2020/batterier.i.distribusjonsnettet.pdf>
- Bjartnes, A., Hirth, M. L., Skaugen, H., & Ursin, L. (2021, mars 22). *Hydrogen som klimaløsning*. Hentet fra klimastiftelsen.no:
<https://klimastiftelsen.no/publikasjoner/hydrogen-som-klimalosning/#far-vi-solgt-norsk-blatt-hydrogen-218f16ac-5aec-44e6-8aca-535dce2d9212>
- Buvik, M. (2021, 06 27). *Kostnader for kraftproduksjon*. Hentet fra nve.no:
<https://www.nve.no/energi/analyser-og-statistikk/kostnader-for-kraftproduksjon/>
- Caspersen, M. (2021, September 30). *The hydrogen trajectory*. Hentet fra
<https://home.kpmg/xx/en/>: <https://home.kpmg/xx/en/home/insights/2020/11/the-hydrogen-trajectory.html>
- Egge, H. (2020, april 2). *Hva er egentlig grått, grønt, blått og turkis hydrogen?* Hentet fra sintef.no: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2020/hva-er-egentlig-gra-gronn-bla-og-turkis-hydrogen/>
- Eliston, A. J. (2022, Januar 04). *Hvor kommer strømmen fra?* Hentet fra nve.no:
<https://www.nve.no/energi/energisystem/kraftproduksjon/hvor-kommer-strommen-fra>
- Fernando, J. (2021, September 13). *Return on Investment (ROI)*. Hentet fra investopedia.com:
<https://www.investopedia.com/terms/r/returnoninvestment.asp>
- Gogia, R., Endresen, H., Haukeli, I., Hole, J., Aulie, F., Østenby, A., . . . Bergesen, B. (2019). *Langsiktig kraftmarkedsanalyse*. Oslo: NVE.
- h2v.eu. (2021, Oktober 5). Hentet fra Hydrogen cost and sales prices:
<https://www.h2v.eu/analysis/statistics/financing/hydrogen-cost-and-sales-prices>
- Haugen, A., & Hovland, K. M. (2019). Fikk betalt for å bruke strøm: - Utenkelig i Norge. *E24*, 1.
- Hofstad, K. (2021, Januar 8). *Hydrogenlagring*. Hentet fra snl.no:
<https://snl.no/hydrogenlagring>
- Hole, J., & Horne, H. (2019). *Batterier vil bli en del av kraftsystemet*. Oslo: NVE.
- Horne, H., & Hole, J. (2019). *Hydrogen i det moderne energisystemet*. Oslo: NVE.
- Hydrogen, N. (2021, September 20). *The World's Most Effectient and Reliable Electrolysers*. Hentet fra nelhydrogen.com: <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-C.pdf>
- IEA. (2015). *Technology Roadmap*. Hentet fra [iea.blob.core.windows.net](https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf):
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/e669e0b6-148c-4d5c-816b-a7661301fa96/TechnologyRoadmapHydrogenandFuelCells.pdf>
- IRENA. (2020). *Green hydrogen reduction scaling up electrolysers*. Abu Dhabi: IRENA.
- Jure Jovan, D., & Dolanc, G. (2020, Desember 14). *an Green Hydrogen Production Be Economically Viable under Current Market Conditions*. Hentet fra
<https://www.mdpi.com/>: <https://www.mdpi.com/1996-1073/13/24/6599>
- Keipi, T., Tolvanen, H., & Kontinen, J. (2018). *Economic analysis of hydrogen production by methane thermal decomposition*. Energy Conversion and Management.
- Kofstad, P., & Pedersen, B. (2019, November 30). *Hydrogen*. Hentet fra snl.no:
<https://snl.no/hydrogen>
- Laporte, A. (2019, februar 22). *Fact Sheet | Energy Storage (2019)*. Hentet fra eesi.org:
<https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>
- Mæhlum, L., & Rosvold, K. (2021, November 7). *Overføringsnett*. Hentet fra snl.no:
<https://snl.no/overføringsnett>

- Natumi MacTavish, L. (2020, November 17). *ESG integrering i renter*. Hentet fra <https://dnbam.com/no>: <https://dnbam.com/no/finance-blog/esg-integrering-i-renter-norske-banker>
- Nord Pool. (2021, September 10). *System Price Curve Data*. Hentet fra nordpoolgroup.com: <https://www.nordpoolgroup.com/elspot-price-curves/>
- NVE. (2021, September 20). *Vindkraftdata*. Hentet fra nve.no: <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/vindkraftdata/>
- PWC. (2021, September 21). *The green hydrogen economy*. Hentet fra pwc.com: <https://www.pwc.com/gx/en/industries/energy-utilities-resources/future-energy/green-hydrogen-cost.html>
- Redaksjon, G. (2018, August 29). *Billigere hydrogen-teknologier underveis*. Hentet fra sintef.no: <https://www.sintef.no/siste-nytt/2018/billigere-hydrogen-teknologier-underveis/>
- Schneider Electric. (2021, September 15). *EcoStruxure Microgrid Advisor*. Hentet fra se.com: https://download.schneider-electric.com/files?p_Doc_Ref=998-20256456_GMA-US
- Siemens . (2021, September 20). *Microgrids-the future of energy management*. Hentet fra siemens.com: <https://assets.new.siemens.com/siemens/assets/api/uuid:28b992f7ce918b8769c77d53d9ffe9e430d5f77c/microgrids-interactive.pdf>
- Siemens. (2021, September 25). *Smart grid, automatisering og digitalisering*. Hentet fra new.siemens.com: <https://new.siemens.com/no/no/produkter/energi/smart-grid.html#SpectrumPowe>
- Sintef, N. H. (2021, September 20). *Scaling up electrolyser manufacturing by 10x*. Hentet fra sintef.no: https://www.sintef.no/globalassets/project/hyper/presentations-day-1/day1_1450_simonsen_nel.pdf
- Site, P. O. (2021, September 30). *High Capacity Hydrogen Systems*. Hentet fra www.protononsite.com/: https://www.protononsite.com/sites/default/files/2016-10/pd-0600-0115_rev_a%20%281%29.pdf
- Site, P. O. (2021, September 20). *M Series PEM Electrolysers*. Hentet fra www.protononsite.com/: https://www.protononsite.com/sites/default/files/2016-10/pd-0600-0115_rev_a%20%281%29.pdf
- Statkraft. (2021, September 30). *Wind Power*. Hentet fra statkraft.com: <https://www.statkraft.com/what-we-do/wind-power/>
- Tensio. (2021, September 20). *Nettleie, priser og avtaler*. Hentet fra tensio.no: <https://ts.tensio.no/kunde/nettleie-priser-og-avtaler>
- TrønderEnergi. (2021, November 3). *Bassakerfjellet vindpark*. Hentet fra tronderenergi.no: <https://tronderenergi.no/produksjon/kraftverk/bessakerfjellet>
- Windpowerlib. (2021, September 20). *Temperature*. Hentet fra windpowerlib.readthedocs.io/: https://windpowerlib.readthedocs.io/en/stable/temp/windpowerlib.temperature.linear_gradient.html#windpowerlib.temperature.linear_gradient
- Windpowerlib. (2021, September 20). *Density*. Hentet fra windpowerlib.readthedocs.io/: <https://windpowerlib.readthedocs.io/en/stable/temp/windpowerlib.density.barometric.html#windpowerlib.density.barometric>
- Windpowerlib. (2021, September 20). *Logarithmic Profile* . Hentet fra windpowerlib.readthedocs.io/:

https://windpowerlib.readthedocs.io/en/stable/temp/windpowerlib.wind_speed.logarithmic_profile.html#windpowerlib.wind_speed.logarithmic_profile
Windpowerlib. (2021, September 20). *Power Output*. Hentet fra <https://windpowerlib.readthedocs.io>:
https://windpowerlib.readthedocs.io/en/stable/temp/windpowerlib.power_output.power_coefficient_curve.html#windpowerlib.power_output.power_coefficient_curve
Windpowerlib. (2021, September 20). *Welcome to the windpowerlib documentation!* Hentet fra windpowerlib.readthedocs.io: <https://windpowerlib.readthedocs.io/en/stable/>
Østenby, A. M. (2021, Juni 28). *Kraftproduksjon fra vindturbiner*. Hentet fra [nve.no](https://www.nve.no): <https://www.nve.no/energi/energisystem/vindkraft/kraftproduksjon-fra-vindturbiner/>

Vedleggs liste:

Vedlegg 1: Økonomisk oversikt for ulike scenarier 25år
Vedlegg 2 Excel modell for beregninger

S_GH

år	År	Elektrisitet produksjon MWh	Elektrisitet forbruk (H2) MWh	H2 produksjo kg	Salg Elektrisitet MWh	Gjennomsnitt Salg el.-pris Markedspris	Salgspris EL kr.	Snitt pris Estimeret H2 Pris kr.	Salgspris H2 kr.	Totale Driftsinntekter kr.	Kjøpt EI	Estimeret	Kjøpt	Effektledd	Effektledd	Effektpriser	Driftskost	Driftskost	Lånebeløp	Renter	Avdrag	Totale	Driftsresultat	
											MWh	el.-pris kr.	EI kost kr.	per MWh kr.	kr.	kr.	Vindkraft kr.	H2 anlegg kr.	Status Kk.	kr.	kr.	Driftsutgifter kr.	kr.	
0																								
1	2019	158 137	143 867	2 820 313	83 074	450	37 383 085	39,61	111 728 837	143 111 921	68803	450	30 961 566	28	1326 457	6 307 200	15 371 738	8 386 950	522 775 050	20 311 002	20 311 002		105 378 016	43 735 906
2	2020	156 555	143 867	2 820 313	82 243	390	32 074 687	39,61	111 728 837	143 803 523	69554	390	27 126 103	28	1347 515	6 307 200	15 812 080	8 386 950	501 864 048	20 074 562	20 311 002		100 565 413	43 238 111
3	2021	154 390	143 867	2 820 313	81 420	435	35 417 856	39,61	111 728 837	147 146 633	70237	435	30 573 238	28	1368 323	6 307 200	15 653 953	8 386 950	460 353 046	19 230 122	20 311 002		103 044 854	44 101 639
4	2022	153 440	143 867	2 820 313	80 606	480	38 630 354	39,61	111 728 837	150 419 791	71033	480	34 095 806	28	1388 322	6 307 200	15 497 420	8 386 950	460 042 044	18 401 682	20 311 002		105 588 962	44 830 809
5	2023	151 905	143 867	2 820 313	79 800	493	39 341 446	39,61	111 728 837	151 070 283	71761	493	35 378 304	28	2 009 315	6 307 200	15 342 446	8 386 950	439 131 042	17 565 242	20 311 002		105 900 459	45 169 824
6	2024	150 386	143 867	2 820 313	79 002	507	40 054 061	39,61	111 728 837	151 782 898	72482	507	36 748 536	28	2 029 505	6 307 200	15 189 021	8 386 950	418 220 040	16 728 802	20 311 002		106 301 015	45 481 882
7	2025	148 882	143 867	2 820 313	78 212	520	40 670 277	39,61	111 728 837	152 399 114	73196	520	38 062 004	28	2 049 493	6 307 200	15 037 131	8 386 950	397 309 038	15 892 362	20 311 002		106 646 141	45 752 973
8	2026	147 394	143 867	2 820 313	77 430	504	39 024 695	39,61	111 728 837	150 753 532	73903	504	37 247 044	28	2 069 280	6 307 200	14 886 760	8 386 950	376 398 036	15 055 321	20 311 002		104 864 158	45 889 374
9	2027	145 920	143 867	2 820 313	76 656	488	37 407 958	39,61	111 728 837	149 136 795	74603	488	36 406 021	28	2 088 870	6 307 200	14 737 892	8 386 950	428 487 034	17 139 481	25 473 502		110 539 917	38 596 878
10	2028	144 461	143 867	2 820 313	75 889	472	35 819 653	39,61	111 728 837	147 548 490	75295	472	35 539 308	28	2 108 264	6 307 200	14 590 513	8 386 950	403 013 532	16 120 541	25 473 502		108 526 278	39 022 211
11	2029	143 016	143 867	2 820 313	75 130	456	34 253 373	39,61	111 728 837	145 988 210	75981	456	34 647 271	28	2 127 464	6 307 200	14 444 608	8 386 950	377 540 030	15 101 601	25 473 502		106 488 596	39 499 613
12	2030	141 586	143 867	2 820 313	74 379	440	32 726 717	39,61	111 728 837	144 455 554	76660	440	33 730 275	28	2 146 472	6 307 200	14 300 162	8 386 950	352 066 528	14 082 661	25 473 502		104 427 222	40 028 332
13	2031	140 170	143 867	2 820 313	73 635	447	32 914 895	39,61	111 728 837	144 643 732	77332	447	34 567 307	28	2 165 290	6 307 200	14 157 160	8 386 950	326 593 026	13 063 721	25 473 502		104 121 131	40 522 602
14	2032	138 768	143 867	2 820 313	72 899	455	33 168 937	39,61	111 728 837	144 897 773	77997	455	35 488 695	28	2 183 920	6 307 200	14 015 589	8 386 950	301 119 524	12 044 781	25 473 502		103 900 636	40 997 137
15	2033	137 381	143 867	2 820 313	72 170	461	33 270 266	39,61	111 728 837	144 999 103	78656	461	36 260 336	28	2 202 363	6 307 200	13 875 433	8 386 950	275 646 022	11 025 841	25 473 502		103 531 625	41 467 478
16	2034	136 007	143 867	2 820 313	71 448	468	33 437 700	39,61	111 728 837	145 166 536	79308	468	37 116 113	28	2 220 622	6 307 200	13 736 679	8 386 950	250 172 520	10 006 901	25 473 502		103 247 966	41 918 570
17	2035	134 647	143 867	2 820 313	70 734	475	33 598 458	39,61	111 728 837	145 327 295	79954	475	37 977 922	28	2 236 899	6 307 200	13 599 312	8 386 950	224 699 018	8 987 961	25 473 502		102 971 545	42 355 750
18	2036	133 300	143 867	2 820 313	70 026	482	33 752 657	39,61	111 728 837	145 481 494	80593	482	38 845 657	28	2 258 594	6 307 200	13 463 319	8 386 950	272 225 516	10 889 021	25 473 502		116 050 814	29 420 680
19	2037	131 967	143 867	2 820 313	69 326	489	33 900 413	39,61	111 728 837	145 629 249	81225	489	39 719 216	28	2 274 311	6 307 200	13 328 685	8 386 950	236 323 443	9 452 938	35 902 073		115 371 373	30 257 876
20	2038	130 648	143 867	2 820 313	68 633	496	34 041 838	39,61	111 728 837	145 770 674	81852	496	40 598 494	28	2 291 850	6 307 200	13 195 399	8 386 950	200 421 369	8 016 855	35 902 073		114 698 821	31 071 854
21	2039	129 341	143 867	2 820 313	67 946	503	34 177 044	39,61	111 728 837	145 905 881	82472	503	41 483 390	28	2 309 215	6 307 200	13 063 445	8 386 950	164 519 296	6 580 772	35 902 073		114 033 045	31 872 836
22	2040	128 048	143 867	2 820 313	67 267	510	34 306 142	39,61	111 728 837	146 034 979	83086	510	42 373 807	28	2 326 405	6 307 200	12 932 810	8 386 950	128 617 222	5 144 689	35 902 073		113 373 934	32 661 045
23	2041	126 767	143 867	2 820 313	66 594	520	34 642 342	39,61	111 728 837	146 371 179	83634	520	43 537 464	28	2 343 424	6 307 200	12 803 482	8 386 950	92 715 149	3 708 606	35 902 073		112 989 199	33 381 980
24	2042	125 499	143 867	2 820 313	65 928	531	34 981 837	39,61	111 728 837	146 710 674	84295	531	44 727 493	28	2 360 272	6 307 200	12 675 447	8 386 950	56 813 075	2 272 523	35 902 073		112 631 959	34 078 716
25	2043	124 244	143 867	2 820 313	65 269	541	35 324 659	39,61	111 728 837	147 053 496	84891	541	45 944 451	28	2 376 952	6 307 200	12 548 693	8 386 950	20 311 002	836 440	20 311 002		37 311 688	45 741 808
	Sum	3 513 458	3 536 664	1845 716			884 387 951		2 793 220 918	3 677 608 869	1928 923		929 161 881				354 853 242	209 673 750		308 343 026	668 775 050		2 682 502 786	995 106 083



Norges miljø- og biovitenskapelige universitet
Noregs miljø- og biovitenskapelige universitet
Norwegian University of Life Sciences

Postboks 5003
NO-1432 Ås
Norway