



HYDROGENPRODUKSJON MED SMØLA VINDPARK

Lønnsomhet av produksjon ved dispenser kontra kraftverk

Martin Skjøstad
Andersen

2-årig Master, Fornybar
Energi

Sammendrag

Det vurderes i dag om det skal bygges et hydrogenproduksjonsanlegg og fyllestasjon på Smøla. Denne oppgaven tar for seg to caser der Case 1 tar utgangspunkt i å plassere produksjonen av hydrogen ved Smøla Vindpark. Dette alternativet gjør at det unngås avgifter knyttet til bruk av nettet, slik at strømkostnader fra produksjon blir lavere. Minuset er at det dermed trengs en transportløsning for å frakte det produserte hydrogenet til fyllestasjonen på Edøya. En ekstra kompressor og lagringsenhet er også nødvendig i dette tilfellet.

Case 2 tar derimot utgangspunkt i plasseringen av produksjonen ved fyllestasjonen. Da påløper ekstra strømkostnader sett i forhold til Case 1, men det er ikke behov for en transportløsning og færre komponenter er nødvendig. Dette gjør at anleggskostnaden og årlige kostnader som vedlikehold blir lavere.

En rekke antagelser er tatt og forutsetninger satt. IFE sin rapport om produksjon av hydrogen ved småkraftverk fra 2017 har blitt benyttet som utgangspunkt til flere verdier. Andre er innhentede beløp fra virkelige undersøkelser rundt etableringen av et slikt anlegg.

Resultatene av beregningene viste at Case 1 med produksjon ved vindparken var det mest lønnsomme. Av de kostnadene som er tatt med i beregningene, resulterte det i en prispåvirkning på 34,04 kr/kg hydrogen. For produksjon ved fyllestasjonen ble prispåvirkningen 36,94 kr/kg. Som forklart i oppgaven er ikke dette representative priser på grunn av blant annet flere økonomiske faktorer som ikke inngår i beregningene. Derfor er ordet prispåvirkning brukt. Det gir bare et bilde på hvordan kostnadene det er tatt utgangspunkt i påvirker prisen på hydrogenet.

Det viste seg at endringer i strømbesparelser gjorde størst utslag og påvirket resultatet mest. Transportkostnader hadde også innvirkninger på utfallet, men ikke i samme grad og verdiene er ikke like usikre som besparelsene knyttet til strømforbruket.

1 Innhold

Sammendrag	1
1 Introduksjon	1
2 Hydrogenproduksjon.....	1
2.1 Plassering av produksjon.....	2
2.2 Etterspørselspotensial.....	3
2.3 Fylling.....	3
2.4 Lagring	4
3 Forutsetninger og antagelser	4
4 Sammenligning	6
4.1 Case 1 – Hydrogenproduksjon på Smøla.....	6
4.2 Case 2 – Hydrogenproduksjon på Edøya.....	8
4.3 Utslag.....	9
5 Diskusjon	11
5.1 Påvirkning fra ulike faktorer	11
5.2 Etterspørsel	12
5.3 Hovedfaktorene.....	13
5.4 Støtte og lovverk	13
5.5 Miljømessig.....	14
6 Konklusjon	15
7 Referanser	16

Tabelloversikt

Tabell 1 - Forutsetninger for Case 1	6
Tabell 2 - Daglig energiregnestykke, Case 1	7
Tabell 3 - Kostnadsoversikt for Case 1.....	7
Tabell 4 - Forutsetninger for Case 2	8
Tabell 5 - Daglig energiregnestykke, Case 2	8
Tabell 6 - Kostnadsoversikt for Case 2.....	9
Tabell 7 - Lavere besparelse av nettkostnader (0,2 kr/kWh)	9
Tabell 8 - 200 kr lavere transportkostnad pr. time	10

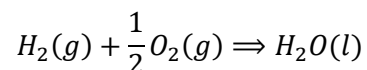
1 Introduksjon

Hydrogen er et grunnstoff som inneholder mye energi. Det er i seg selv ingen energikilde, men kan benyttes til flere formål. For eksempel som drivstoff i transportsektoren. Ved forbrenning er det eneste produktet i forbrenningsreaksjonen vann og det er dermed et miljøvennlig drivstoff. Som forklart i teorien er det flere måter å produsere hydrogen på, men formålet med bruken av hydrogen blir noe ødelagt om produksjonen ikke er fornybar også. Bruk av eksempelvis vindkraft eller vannkraft til å fremstille hydrogen gjennom vannelektrolyse, er av den grunn viktig.

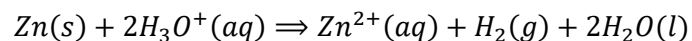
På grunn av at hydrogenproduksjon på denne måten er lite utbredt enda, er det i den forbindelse en rekke spørsmål som dukker opp. Et eksempel på dette er hva som er mest lønnsomt av å plassere hydrogenstasjonen på samme lokasjon som kraftverket slik at avgifter tilknyttet nettet unngås, eller at produksjonen foregår ved fyllestasjonen. Sistnevnte fører med seg større strømkostnader på grunn av at avgiftene ikke unngås, men i motsetning til alternativ en, er transporten av hydrogenet naturligvis ikke nødvendig.

2 Hydrogenproduksjon

Hydrogen er det enkleste av alle atomer, men inneholder mye energi som kan utnyttes. Temperaturen ved forbrenning er svært høy og produktet i reaksjonsligningen er rent vann:



Fremstillingen av hydrogen kan foregå på forskjellige måter, men produksjonen gjennomføres som oftest på en lite miljøvennlig måte. For å unngå at klimagasser også blir en del av produktene i reaksjonen, er én måte å benytte uedelt metall, som for eksempel sink, og la det reagere med en syre. Reaksjonsligningen med oksoniumion kan dermed se slik ut:



Andre alternativer til fremstilling av gassen er for eksempel å la vanndamp reagere med glødende koks, dampreforming ved spalting av hydrokarboner og ufullstendig forbrenning av petroleum og oksygen. Alle disse metodene er lite miljøvennlige og produserer klimagasser i tillegg til hydrogen.[1]

En annen mulighet til produksjon er å benytte vannelektrolyse. Det er en metode som har vært kjent i flere hundre år, er svært enkel og ikke minst miljøvennlig. Spesielt om elektrisiteten som benyttes også er produsert fornybart. Likevel baserer nesten all produksjon av hydrogen seg på fossilt brensel og herav spesielt dampreforming av naturgass. I 2017 var det kun rundt 4% av produksjonen globalt som kom fra vannelektrolyse. Fra rapporten Blue Move, vises det til at alkalisk elektrolyse fremstår som det beste alternativet og er billigst med 50 NOK/kWh.[2] Dette er naturligvis også et anslag og verdier varierer fra rapport til rapport.

Hydrogenproduksjon med en vannelektrolysør er energikrevende. I IFE sin rapport om hydrogenproduksjon ved et lite vannkraftverk bruker de en energimengde på ca. 82 kWh/kg i sine utregninger[3]. Dette gjelder gjennom hele prosessen fra fremstilling til dispensereren. Mesteparten av energien går med til elektrolysøren, men hydrogenet må også komprimeres, noe som krever en moderat mengde energi. Energiinnholdet i én kilo hydrogen er til gjengjeld 33,3 kWh/kg[4]. Det betyr at energien som kreves i prosessen fra fremstilling av hydrogen til det er på dispensereren er ca. 2,5 ganger høyere enn energien hydrogenet inneholder i seg selv. Skal produksjonen være fornybar i tillegg betyr det at det er behov for relativt store mengder fornybart produsert elektrisitet i fremstillingen og håndteringen av hydrogenet.

2.1 Plassering av produksjon

I forbindelse med produksjonen er det i hovedsak et par alternativer som dukker opp når det kommer til problemstillingen rundt plassering av hydrogenstasjonen. Som nevnt i introduksjonen kan produksjonen foregå på samme sted som kraftverket befinner seg. På den måten blir kostnader tilknyttet strøm lavere fordi hydrogenet produseres med strøm som ikke har vært på nettet. Ulempen ved dette er at det krever et noe mer komplekst anlegg og det krever transport av hydrogenet til fyllestasjonen. En ekstra lagringsenhet er gjerne også nødvendig. Slike komposittanker er dyre og har derfor en betydelig økonomisk tyngde som gjør alternativet enda mer kostbart.

Det andre alternativet er som nevnt å plassere hydrogenstasjonen på samme lokasjon som fyllingen skal foregå. Da må strømmen kraftverket produserer sendes ut på nettet og det vil forekomme kostnader for nettleie og avgifter. Til gjengjeld er det ikke behov for transport og færre lagringsenheter kreves.

I denne oppgaven er det tatt utgangspunkt i Smøla vindpark som fornybart kraftverk. Fyllestasjonen er tenkt å stå på Edøya på Smøla som ligger ca. 20 km unna vindparken. Spørsmålet blir derfor om det vil være mest kostnadseffektivt å produsere hydrogen med direkte strøm fra kraftproduksjonen og transportere hydrogenet til fyllestasjonen på Edøya, eller om det beste er å plassere et komplett system med både produksjon og dispenser på Edøya.

2.2 Etterspørselspotensial

Edøya er sett på som en potensiell plassering av en hydrogenstasjon på grunn av at det her blant annet finnes hurtigbåtanløp. Dette gir muligheter for en langsiktig og ikke minst stor kunde. Båten går fra Trondheim til Kristiansund og Smøla fremstår derfor som et velegnet punkt for en fyllestasjon. I tillegg er nivået av båttrafikk høyt forbi Edøya og det er et potensiale for leveranse til Smølas kollektivtrafikk. Av båttrafikken består den hovedsakelig av hurtigbåt og ferge, men det finnes også flere lokasjoner med fiskeoppdrett som benytter båter til arbeid og service. Potensialet for nytten av en fyllestasjon på Edøya er derfor å anse som relativt høyt, da det også finnes et transportfirma på Smøla som muligens er villig til å gå over til hydrogen. Hydrogen kan egne seg godt for transportsektoren og med en konkurransedyktig pris, kan transportfirmaet være en mulig kunde. Det er også en del privatbiler som pendler fra Smøla, men dette anses ikke som et stort nok potensiale for leveranse av hydrogen da det er svært få som kjører hydrogenbil og er villig til å kjøpe. Nødvendig volum av hydrogenleveranse er derfor potensielt vesentlig større hos båttrafikken.

2.3 Fylling

Ved fylling av hydrogen brukes det gjerne 350 bar eller 700 bar. Med 350 bar tar det, noe avhengig av omgivelsestemperatur, 15-20 minutter å fylle 3 kg, mens det med 700 bar bare tar 3 minutter, med kjøling. Kjøling av hydrogenet er nødvendig for at fyllingen skal foregå sikkert ved 700 bar. Temperaturen til hydrogenet må kjøles ned til -40°C . Et 700 bar system er en god del dyrere og er heller ikke nødvendig ved lite etterspørsel. Per i dag er hydrogen lite brukt i transportsektoren og privat i kjøretøy. Derfor vil det sannsynligvis i starten være mest lønnsomt med en dispenser som baserer seg på 350 bar. Det er også 350 bar det er tatt utgangspunkt i, i denne oppgaven.[3]

2.4 Lagring

Det finnes flere måter å lagre hydrogen på, men en vanlig metode er å lagre i komposittanker eller glassfibertanker. Dette er løsninger som er lettere og egner seg bedre til lagring av hydrogen enn stål. Komposittanker består av kompositter som gjør tanken lett, men samtidig sterk og er ikke utsatt for korrosjon. Dette gjør at mengden hydrogen per vektenhet blir større for en komposittank enn for en ståltank. Ståltanken er billigere, men fordelene med komposittanken overveier den lavere innkjøpsprisen.[5]

En glassfibertank er lagd av plast som er glassfiberarmert, forkortet til GRP. Fordelene med en slik tank er at den holder lenge og er i likhet med komposittanken lett. I tillegg er den robust og tåler godt både mekaniske påvirkninger og kjemiske påvirkninger, samt variasjoner i temperatur.[6]

3 Forutsetninger og antagelser

I denne oppgaven har det vært nødvendig å foreta en rekke antagelser og bruke et gjennomsnitt for ulike verdier. Noen verdier er hentet fra IFE rapporten nevnt tidligere, mens noen få er innhentede priser fra virkelige undersøkelser på Smøla. For enkelhetsskyld er det antatt at forbruk er likt produksjonen. Det er tenkt å produsere 110-150 kg hydrogen per dag i starten for så å øke produksjonen om etterspørselen stiger og det blir et godt grunnlag for hydrogenproduksjon i området. I utregningene er det brukt et gjennomsnitt på 130 kg hydrogen for daglig produksjon.

Det er antatt at ved produksjon på Smøla Vindpark, Case 1, så er det behov for 3 kompressorer. Disse er plassert før mellomlageret ved produksjonsenheten, samt etter mellomlageret for klargjøring til transport. Den siste er plassert før dispenseren for å skape et riktig trykk for fylling. Strømkostnadene tilknyttet den ekstra kompressoren for denne casen er ikke tatt med i beregningen på grunn av at det har et veldig lite utslag på resultatet.

Det er også forskjell på antall lagringsenheter for Case 1 med produksjon av hydrogen ved vindkraftverket på Smøla og Case 2 med produksjon ved fyllestasjon. Her trengs flere mellomlagringsenheter på grunn av at produksjon og fylling ikke foregår på samme sted. Det er derfor tatt utgangspunkt i en mellomlagringsenhet både ved hydrogenproduksjonen og ved fyllestasjonen.

Disse ekstra enhetene sørger for høyere investeringskostnader og derav årlige kostnader knyttet til vedlikehold av disse. Årlige kostnader er her brukt som betegnelse på de årlige utgiftene for vedlikehold og eventuelt transport. Disse vedlikeholdskostnadene er hentet fra IFE rapporten[3] og er henholdsvis 5% av CAPEX¹ for elektrolyser og fyllestasjon. Når det kommer til vedlikehold av kompressor og lagring så er kostnaden satt til 2% av CAPEX. Installasjonskostnaden for dispenseren tilsvarer 10% av CAPEX.

Elektrolyseren er av typen A 150 fra NEL og har en kapasitet på 50-150 Nm³/h som tilsvarer ca. 4,5 – 13,5 kilo hydrogen per time. Den kjører på en effekt mellom ca. 220 kW til ca. 660 kW. Her er det brukt et gjennomsnitt på 400 kW som også benyttes i utregningen av kostnaden for elektrolyseren.[8] Prisen på elektrolyseren er 15 000 kr/kW. Dette er en innhentet ca. pris fra Smøla.

Casene benytter lagringstanker av kompositt som koster 6250 kr/kg hydrogen. Dette er en innhentet ca. pris i virkelige undersøkelser rundt etablering av anlegget. Det er også tatt utgangspunkt i at den skal kunne lagre 1000 kilo produsert hydrogen.

Transportkostnader er hentet fra IFE rapporten, og er dermed satt til 1200 kr/h. Videre er det antatt at én tur inkludert henting, lasting, transport og lossing tar 3 timer. Årlig vil det også være 120 turer med transport av hydrogen fra Smøla vindpark og til Edøya. Antatt på bakgrunn av en transportmengde på 400 kg per tur med Hexagon².

Det er ikke beregnet ekstra strømkostnader for Case 2 med produksjon av hydrogen ved selve fyllestasjonen, men trukket fra en besparelse på 0,25 kr/kWh i Case 1. Det er antatt at tapte inntekter fra strømmen som benyttes i produksjonen i Case 1 tilsvarer strømkostnadene i Case 2 trukket fra nettleie. Derfor er det bare trukket fra en besparelse på 0,25 kr/kWh og ikke tatt hensyn til selve strømkostnadene.

Kostnadene for operatør av hydrogenanlegget er satt til 20 kr/kg hydrogen og er likt i begge tilfeller. Dette er tatt med enkelt og greit for å få litt større tall å jobbe med.

¹ Uttrykk som brukes om investeringen av utstyr, maskiner, eiendom osv., samt oppgradering og vedlikehold av disse investeringene.[7]

² Selskap som utvikler teknologi for sylindereformede komposittanker for å transportere gasser o.l. under høyt trykk. Med fokus på en bærekraftig fremtid med lavere karbonutslipp.[9]

4 Sammenligning

Resultatene fra utregningene i Excel er ikke verdier som er representative for virkelige priser når det kommer til salg av hydrogen. IFE oppgir i sin rapport at utsalgsprisen i 2017 var 72 kr/kg hydrogen, ekskludert merverdiavgift.[3] Verdiene som er brukt til beregninger er antagelser og det er diverse aspekter som ikke er tatt med i beregningene. Dette diskuteres senere i oppgaven.

4.1 Case 1 – Hydrogenproduksjon på Smøla

Forutsetninger/antagelser	
Daglig produksjon	130 kg/dag
Ønsket lagringsmengde	1000 kg
Lagringsenheter	2 Stk.
Kompressorantall	3 Stk.
Effekt elektrolyser	400 kW
Sparte strømkostnader	0,25 kr/kWh
Energiforbruk, prod.	81,92 kWh/kg_H2
Vedlikehold elektr.	5 % av CAPEX
Vedlikehold tank	2 % % av CAPEX
Vedlikehold kompr.	2 % % av CAPEX
Vedlikehold disp.	5 % % av CAPEX
Installasjonskostnad	10 % % av CAPEX
Transportørtid	3 timer
Transportørkostnad	1200 kr/time
Transport-turer	120 pr. år
Hydrogenstasj.operat.	20 kr/kg

Tabell 1 - Forutsetninger for Case 1

Forutsetningene og antagelsene fra kapittel 3 er vist over i Tabell 1. Energibruken tilknyttet selve produksjonen av hydrogen, er som tabellen viser, antatt å tilsvare et forbruk på 81,92 kWh/kg hydrogen. Den daglige produksjonen ligger dermed på litt over 10,6 MWh, hvis det produseres 130 kg hydrogen. Daglig besparing i strømutgifter blir videre 2662 kr.

Transportøren vil med antagelsene årlig koste 432 000 kroner, oppgitt i Tabell 3. Denne kostnaden ligger under årlige kostnader i Tabell 2 og vist i kr/dag under mellomregningen. Det er denne casen som fremstår som det mest kostnadseffektive alternativet.

Mellomregning pr. dag	
Energibruk produksjon	10650 kWh/dag
Transport	1184 kr/dag
Energiregnestykker pr. dag	
Daglig besparing, strøm	2662 kr/dag
Årlige kostnader fordelt	-4488 kr/dag
Operatørkostnader	-2600 kr/dag
SUM	-4425 kr/dag
Pris hydrogen	34,04 kr/kg

Tabell 2 - Daglig energiregnestykke, Case 1

Som nevnt er ikke prisen for hydrogen representativ for virkelig salg. Den gir derimot et bilde på hvilken påvirkning den delen av kostnadene som er beregnet, har på prisen per kilo hydrogen. Det betyr at her representerer 34,04 kr/kg den delen av den virkelige utsalgsprisen som ville vært resultatet av en omfattende analyse, der alle kostnader er tatt med i beregningene.

Investeringskostnadene for dette alternativet er en del høyere da det er behov for flere enheter av kompressorer og tanker. I tillegg er det nødvendig med et noe mer komplisert anlegg på grunn av at produksjonen foregår utenfor nettet. Dette er ikke tatt med i beregningene, men er et poeng som må vurderes i en omfattende analyse.

Produksjon Smøla Vindpark	NOK/kW	NOK/kg	Investering	Årlige kostnader
Alkalisk elektrolyser	15 000		7 500 000	
Vedlikehold elektrolyser	750			300 000
Glassfibertank		6250	12 500 000	
Vedlikehold tank		125		500 000
Kompressor			4 050 000	
Vedlikehold kompressor				81 000
Dispenser			6 500 000	
Vedlikehold dispenser				325 000
Installasjonskostnad			650 000	
Transportkostnader				432 000
SUM			31 200 000	1 638 000

Tabell 3 - Kostnadsoversikt for Case 1

I Feil! Fant ikke referanseilden. vises det at beregnet investering blir på 31,2 millioner kroner. Dette er også som de andre resultatene bare en del av virkelige verdier, men kan benyttes til å sammenligne med Case 2. Driftskostnadene er som nevnt brukt som betegnelse på årlige kostnader for vedlikehold og transport. Totalt er også driftskostnadene relativt mye høyere enn for Case 2.

4.2 Case 2 – Hydrogenproduksjon på Edøya

Det er her som i Case 1 de samme forutsetningene, men antallet kompressorer og tanker er lavere. Utgangspunktet er at det kreves én mindre enhet av både kompressorer og tanker for produksjon ved fyllstasjon. Behovet for antagelser knyttet til diverse transportfaktorer og strømbesparelser er ikke nødvendig og gir en litt kortere tabell med verdier som vist i Tabell 4.

Forutsetninger/antagelser	
Daglig produksjon	130 kg/dag
Ønsket lagringsmengde	1000 kg
Lagringsenheter	1 Stk.
Kompressorantall	2 Stk.
Effekt elektrolysør	400 kW
Energiforbruk, prod.	81,92 kWh/kg_H2
Vedlikehold elektr.	5 % av CAPEX
Vedlikehold tank	2 % av CAPEX
Vedlikehold kompr.	2 % av CAPEX
Vedlikehold disp.	5 % av CAPEX
Installasjonskostnad	10 % av CAPEX
Hydrogenstasj.operat.	20 kr/kg

Tabell 4 - Forutsetninger for Case 2

For resultatene rundt beregninger av produksjon på Edøya ved fyllstasjonen, kom det frem noe annerledes resultater. Her er det med færre ledd på grunn av at strømkostnadene er som nevnt like og det er ikke noen besparelser rundt avgifter tilknyttet nettleie i dette tilfellet. Det er heller ikke nødvendig med transportløsninger for det produserte hydrogenet da det foregår på samme lokasjon som fyllingen skal utføres. Driftskostnadene blir derfor en del lavere, ca. halvparten av Case 1.

Energiregnestykker pr. dag	
Årlige kostnader fordelt	2203 kr/dag
Operatørkostnader	2600 kr/dag
SUM	-4803 kr/dag
Pris hydrogen	36,94 kr/kg

Tabell 5 - Daglig energiregnestykke, Case 2

Her er naturligvis, i likhet med forrige case, ikke resultatet representativt for utsalgspris, men viser på samme måte en del av kostnaden og en del av en total utsalgspris på hydrogenet ved denne metoden. Produksjon på fyllstasjonen fremstår som et noe dårligere valg da kostnadene blir noe større og utsalgsprisen må være høyere.

For produksjon ved fyllestasjonen er det behov for færre komponenter i det totale systemet og investeringskostnadene blir dermed lavere, nesten 10 millioner billigere som **Feil! Fant ikke referanseilden.** viser. I sammenheng med færre komponenter påløper også mindre utgifter i forbindelse med vedlikehold. Årlige kostnader blir dermed også relativt mye mindre, ca. halvparten av resultatet for Case 1.

Produksjon Edøya	NOK/kW	NOK/kg	Investering	Årlige kostnader
Elektrolysør	15 000		6 000 000	
Vedlikehold elektrolysør	750			300 000
Komposittank		6250	6 250 000	
Vedlikehold tank		125		125 000
Kompressor			2 700 000	
Vedlikehold kompressor				54 000
Dispenser			6 500 000	
Vedlikehold dispenser				325 000
Installasjonskostnad			650 000	
SUM			22 100 000	804 000

Tabell 6 - Kostnadsoversikt for Case 2

4.3 Utslag

Det som gir størst utslag i resultatene er transportkostnader og besparelser i nettagifter. Av disse to er det definitivt besparelser i nettagifter som gir høyest utslag på sluttverdiene. Ved en lavere besparelse, på 0,2 kr/kWh, stiger plutselig prisen per kilo hydrogen til 38,14 kr som vist i Tabell 7. Det er bare vist tabeller fra Case 1 da denne er den eneste casen med transportkostnader og strømbesparelser.

Mellomregning pr. dag	
Energibruk produksjon	10650 kWh/dag
Transport	1184 kr/dag
Energiregnestykker pr. dag	
Daglig besparing, strøm	2130 kr/dag
Årlige kostnader fordelt	-4488 kr/dag
Operatørkostnader	-2600 kr/dag
SUM	-4958 kr/dag
Pris hydrogen	38,14 kr/kg

Tabell 7 - Lavere besparelse av nettkostnader (0,2 kr/kWh)

Her er besparelsene ca. 500 kroner lavere per dag og gjør at det blir ca. 1 krone dyrere hydrogen ved å plassere produksjonen ved vindkraftverket i forhold til på fyllestasjonen på Edøya. Lavere transportkostnad er valgt som test da dette er mer sannsynlig enn en større kostnad. Ved 200 kroner lavere timespris synker prisen bare med 1,5 kroner som vist i Tabell 8.

Mellomregning pr. dag	
Energibruk produksjon	10650 kWh/dag
Transport	986 kr/dag
Energiregnestykker pr. dag	
Daglig besparing, strøm	2662 kr/dag
Årlige kostnader fordelt	-4290 kr/dag
Operatørkostnader	-2600 kr/dag
SUM	-4228 kr/dag
Pris hydrogen	32,52 kr/kg

Tabell 8 - 200 kr lavere transportkostnad pr. time

Det samme gjelder ved en 200 kroners økning i timespris. Da stiger prisen med 1,5 kroner. Fortsatt er den lavere enn for Case 2. Dette viser at faktoren som betyr desidert mest og gir mest utslag er kostnader tilknyttet strømmen.

5 Diskusjon

Dette er en oppgave med svært mange faktorer som spiller inn på resultatene. Mange verdier må tas hensyn til og logistikk må planlegges for å få et helhetlig bilde over hvilke kostnader som må være med i beregningene. Som forklart er det en rekke antagelser og forenklinger som er gjort i denne oppgaven for å kunne komme frem til et resultat og en konklusjon. På grunn av utfordringer knyttet til å finne tall som kan ligne virkeligheten, har ulike verdier fra IFE sin rapport fremstått som et godt alternativ og en relativt god løsning på problemet.

Kostnader knyttet til strøm, operatør av produksjonsanlegget, transport, kompressorer, tanker, dispensere, vedlikehold og så videre vil variere fra område til område, fra prosjekt til prosjekt og fra leverandør til leverandør. Som eksempel har Sintef brukt 9 millioner kroner som kostnad på en dispenser i en rapport fra 2017 om hydrogen [10]. Til sammenligning har IFE brukt 6,5 millioner i sin rapport. Det er også forskjell i pris per kW på alkalisk elektrolyser hvor Sintef har brukt 6500 kr/kW og IFE har brukt 10 000 – 15 000 kr/kW. Derfor kan tallene som er brukt her avvike noe fra faktiske verdier for produksjon på Smøla, men i mangel på arbeidskapasitet har IFE sine verdier derfor blitt benyttet. IFE har også benyttet et økonomisk beregningsprogram som tar hensyn til diverse økonomiske aspekter som påvirker resultatet. Resultatene i denne oppgaven er ikke påvirket av slikt som selve investeringskostnadene og derav faktorer som kapitalavkastningskrav, avskrivninger, inflasjon, skatt, lån og så videre. Investeringskostnadene kan også potensielt bli enda høyere for Case 2, produksjon i vindparken, da det som nevnt krever et noe mer komplisert anlegg på grunn av at strømmen ikke går om nettet.

Det er relativt stor forskjell i investeringskostnadene, noe som betyr at kontantstrømmen vil være ulik i de to casene for produksjonsårene. Derfor er det rimelig å påstå at det kan være en mulighet for et annet utfall i resultatene, tatt dette med i betraktning. Hvilken løsning som lønner seg vil naturligvis også kunne endre seg på grunn av endring i resultatene.

5.1 Påvirkning fra ulike faktorer

På grunn av at kostnader osv. vil variere fra prosjekt til prosjekt, er resultatene i denne oppgaven ikke mulig å bruke som en pekepinn på generell basis. Det kan i beste fall gi et bilde på hva som er mest lønnsomt av Case 1 og Case 2. Plassering av hydrogenproduksjonen

rett ved vindparken slik at det unngås nettleie og avgifter fra bruk av nettet, men krav til transportløsning, eller ved fyllestasjonen uten krav til transportløsning, men med strømkostnader.

En annen ting som kan tenkes har en potensiell innvirkning på resultatet, er om det er bruk for ulik mengde arbeidskraft i de to casene. Kanskje er det nødvendig med flere ansatte for produksjon ved vindkraftverket enn ved fyllestasjonen. Det betyr i så fall høyere lønnskostnader og en lavere omsetning som påvirker kontantstrømmen.

Produksjonen av kraft i vindparken kan også påvirke resultatet. Ved svært lite vind og kanskje til og med stillestående vindturbiner, vil ikke produksjonen kunne dekke kraftbehovet til elektrolyseren og andre komponenter i systemet. Elektrolyseren er velprøvd og kjent, derfor vil sannsynligvis produksjon og forbruk av kraft stå til forventningene. Ytelsesavvik er derfor lite sannsynlig. Det er på den andre siden mer sannsynlig at det kan bli endringer i forholdet mellom kravet til energi i systemet og energien i selve hydrogenet. Selv om ytelsen er forutsigbar, opererer ikke elektrolyseren like effektivt ved alle laster. Derfor kan den trekke mer kraft ved lavere laster, noe som gjør at forskjellen i energikrav til systemet og energiinnholdet i produsert hydrogen blir større. Likevel er dette en problemstilling som trolig vil ha liten betydning eller ikke oppstå i det hele tatt da Smøla vindpark er Norges største vindpark.

5.2 Etterspørsel

I dag er etterspørselen etter hydrogen lav. Få transportmidler benytter hydrogen som drivstoff og infrastrukturen for produksjon og fylling av hydrogen er også svært lite utviklet. Dette resulterer i at utsalgsprisen på hydrogen er relativt stor. En mulighet er å inngå avtaler som sikrer at ved utbygging av infrastruktur, blir det også en etterspørsel etter hydrogenet. Et eksempel er å inngå en avtale med kommunen om at de investerer i en hydrogenkjøretøysflåte og som dermed kan benytte fyllestasjonen. En annen mulighet er å inngå en avtale med et transportfirma som gjør det samme og kjøper hydrogenrevne kjøretøy.

Tanken bak en hydrogenstasjon på Edøya er at det finnes hurtigbåtanløp der i tillegg til diverse båttrafikk osv., som nevnt i seksjon 2.2. Derfor vil en avtale med hurtigbåten sørge for en stor og langsiktig kunde. På grunn av lav etterspørsel per i dag er det ikke behov for å

produsere store mengder hydrogen. Ved produksjon av større mengder kan det være en mulighet for at produksjonen blir mer kostnadseffektiv slik at utsalgsprisen kan bli lavere. Sett i forhold til tyngden av investeringen er det også rimelig å anta at den vil være mer kostnadseffektiv i seg selv.

5.3 Hovedfaktorene

Når det kommer til verdiene som er brukt i utregningene i denne oppgaven, så vil spesielt strømkostnader og transportkostnader kunne gjøre store utslag på resultatet. Dette er også verdier som er usikre og gjør at resultatet blir usikkert. Utgiftene knyttet til transport av hydrogenet avhenger av avtalen som inngås med transportfirmaet og vil derfor være varierende. Det er ikke sikkert kostnaden per time vil ligge på 1200 kr for en hydrogenstasjon på Edøya. Et annet usikkerhetsmoment ved dette er selve tidsbruken. Det er ikke snakk om spesielt store avstander eller et stort volum som skal transporteres, slik at frakten vil ikke ta spesielt lang tid. Skulle dette bety at prisen for transport blir lavere, vil resultatet bli enda klarere. Selv bare med 1,5 kroner i forskjell per kilo hydrogen. Det vil dermed bli enda billigere å produsere hydrogen ved kraftverket enn ved fyllestasjonen på Edøya.

Prisen synker også med 1,5 kroner ved et transportantall per år på 20 færre turer, altså 100 turer per år. Den stiger tilsvarende med 20 flere turer, altså 140 og blir 1,5 kroner dyrere per kilo hydrogen. Transport i seg selv er bestående av flere faktorer som påvirker kostnaden og kan av den grunn derfor ha en relativt stor påvirkningskraft.

En lavere besparelse rundt avgifter knyttet til nettet gir likevel et noe større utslag. Som nevnt er plutselig alternativet med en hydrogenstasjon på Edøya fremfor vindparken å foretrekke om besparelsen senkes til 0,2 kr/kWh. Dette gjør hele regnestykket relativt usikkert på grunn av at såpass små endringer gjør såpass store utslag. Av de hensynene som er tatt i denne oppgaven er det derfor avgifter rundt strøm som veier absolutt mest. Ut fra dette er det derfor kanskje mulig å anta at om besparelsene er store nok og transportørkostnadene ikke er for kraftige, så vil det i mange tilfeller være billigst å produsere hydrogen ved kraftverket.

5.4 Støtte og loverk

I utviklingen av infrastruktur og teknologi som er i en tidlig fase, er det et sterkt behov for økonomisk støtte for at prosjektene skal kunne bli lønnsomme. Alle teknologier som er

under utvikling fører med seg store kostnader i starten før det blir mer vanlig og utbredt. Derfor vil investeringskostnadene og produksjonskostnadene bli store og gjøre det vanskelig å få et lønnsomt resultat fra prosjektet. Det er her slik som Enova kan stille med god hjelp. De gir støtte til prosjekter som fremmer en bærekraftig fremtid og kan derfor bistå med økonomiske midler for et eventuelt prosjekt som på Smøla.

Et annet aspekt ved et slikt prosjekt er at det er lovverk som regulerer diverse deler av produksjonen. For eksempel er det ulike lover og regler for produksjon i forhold til netteier og nettleie. Det må også inngås en avtale med netteier i seg selv for å kunne regne spesifikt på kostnader tilknyttet strøm og derav lønnsomheten av hydrogenproduksjon.

Regelverket som omfatter transport av hydrogen er i tillegg utdatert. Dette gjelder frakt av større mengder og er av den grunn mest sannsynlig ikke et potensielt problem for produksjon på Smøla i en tidlig fase og med lav produksjonsmengde.

5.5 Miljømessig

Selv om produksjon av hydrogen ved vindparken fremstår som det billigste alternativet i denne oppgaven, er det ikke nødvendigvis det som blir den mest miljøvennlige løsningen. Ved behov for transport innebærer det naturligvis bruk av tunge kjøretøy som fører til ulike former for forurensning. Spesielt hvis disse kjøretøyene ikke benytter hydrogen eller drives på en annen fornybar måte, vil det gi en negativ innvirkning på prosjektet, miljømessig. Asfaltstøv og gummi fra dekk blir også konsekvenser ved bruk av transportløsninger.

6 Konklusjon

Ut fra resultatene i denne oppgaven er det naturlig å dra den konklusjonen at det vil være billigst å produsere hydrogen ved Smøla Vindpark. Det er da uten å ta hensyn til diverse faktorer som ulike virkninger av selve investeringen, lover og regler osv. Miljømessig er det heller ikke sikkert dette er det beste alternativet med tanke på bruken av transport.

Det er også verdt å poengtere at denne konklusjonen er veldig usikker på grunn av alle utelatte faktorer som beskrevet i seksjon 5. Svært mye påvirker en slik beregning og verdiene er veldig ofte knyttet direkte til det aktuelle prosjektet og situasjonen. Derfor er det gjerne også store variasjoner i disse verdiene. Som poengtert tidligere har IFE og Sintef en forskjell på 2,5 millioner kroner for kostnad av dispenser, samt en forskjell på 3500 – 8500 kr/kW for alkalisk dispenser. Dette bekrefter påstanden om at verdier kan variere stort ut i fra prosjekt til prosjekt og fra kilde til kilde.

Som potensiell hydrogenfyllstasjon har Edøya et relativt stort potensiale med sin båttrafikk og muligheten for å eventuelt kunne levere til hurtigbåten og servicebåter til fiskeanleggene i nærheten. Derfor eksisterer det et grunnlag som kan egne seg godt til oppstart av et hydrogenproduksjonsanlegg. Forhåpentligvis blir det realitet av en av disse casene, slik at hydrogeninfrastrukturen og samfunnet kan utvikles.

7 Referanser

1. Per K. Kofstad, B.P., *Hydrogen*, in *Store Norske Leksikon*. 2018: snl.no.
2. Jon Eriksen, K.L.H., et al., *Mulighetsstudie for hydrogen produksjon, industri, lagring og distribusjon*. 2017.
3. Øystein Ulleberg, J.C.G., *Hydrogenproduksjon ved småkraftverk*. 2017: nve.no.
4. Hofstad, K., *Energivare*, in *Store Norske Leksikon*. 2014: snl.no.
5. ASA, H.C. *ABOUT COMPOSITES*. 2018 [cited 2018 04.11]; Available from: <https://www.hexagon.no/innovation/about-composites>.
6. Produkter, G. *Glassfibertank*. 2018 [cited 2018 04.11]; Available from: <https://www.glassfiber.no/no/portfolio/glassfibertank/>.
7. Investopedia. *Capital Expenditure (CAPEX)*. 2018 [cited 2018 10.11.]; Available from: <https://www.investopedia.com/terms/c/capitalexpenditure.asp>.
8. Hydrogen, N. *Atmospheric Alkaline Electrolyser*. 2018 [cited 2018 05.11.]; Available from: <https://nelhydrogen.com/product/atmospheric-alkaline-electrolyser-a-series/>.
9. Hexagon. *This is Hexagon Composites*. 2018 [cited 2018 11.11]; Available from: <https://www.hexagon.no/about-us/this-is-hexagon-composites/this-is-hexagon-composites>.
10. Kyrre Sundseth, S.M.-H.o.K.M. *Hydrogenproduksjon ved småkraftverk*. 2017 [cited 2018 12.11]; Available from: http://publikasjoner.nve.no/rapport/2017/rapport2017_73.pdf.