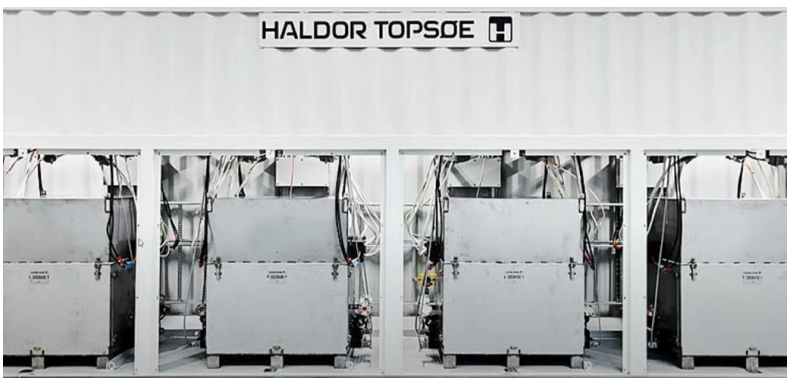


Project NESOI

Samsø Brint

August 2022



Eksempler på elektrolyseenheder

1 Introduktion til brintproduktion og PtX

Samsø har som mål at være 100 % selvforsynende med energi. Det betyder at både el, varme, gas, transportbrændsler mv. for øens drift skal produceres lokalforankret. I dag er øen selvforsynende på 100 % el og 84 % til fjernvarme. Fordi øen er selvforsynende på el, er der gode muligheder for produktion af brændstoffer fra el, såkaldt PtX.

Udover at kunne forsyne øen med syntetiske brændstoffer, kan energi fra el også lagres mere effektivt i brændslerne i situationer hvor strømmen er billig.

Hvad er brint?

Brint (H) er det første grundstof i det periodiske system og også det mest simple molekyle i dets daglige form (H₂). Grundstoffet indgår i stort set samtlige molekyleforbindelser i større og mindre grad.

Som energibærer er brint det mest energirige molekyle pr. masseenhed, med en øvre brændværdi på 141,8 MJ/kg, hvis ikke der medregnes atomreaktioner og radioaktivt henfald. Til sammenligning har transport-diesel en øvre brændværdi på ca. 44,8 MJ/kg.

En Nm³ brint indeholder ca. 3 kWh i nedre brændværdi. Til sammenligning indeholder en Nm³ naturgas ca. 11 kWh i nedre brændværdi. Brint fylder dermed mere og har behov for øget tryksætning under lagring.

Der er gode muligheder for lagring af brint uden kontinuert energitab, som ellers ses ved lagring af el i et batteri. Molekylet kan lagres i en tæt tank til formålet.

Brint er byggesten for mange processer i den kemiske industri foruden energisektoren. Det gælder bl.a. produktion af ammoniak til handelsgødning og skibsbrændstof, brændselsproduktion (herunder benzin, diesel og flybrændstof) via hydrocracking på raffinaderier, HVO-produktion til fx margarine, konventionel metanolproduktion, produktion af hydrogenperoxid (blegemiddel), stålproduktion og mange flere andre industrier.

På verdensmarkedet er brintforbruget estimeret til ca. 80 millioner tons om året (ca. 900 milliarder Nm³).¹

Kategorisering af brint

¹ Tal fra Mordor intelligence, 2021

Brint har mange kategoriseringer alt efter hvilken energikilde det har oprindelse fra. Nedenfor er beskrevet denne kategorisering som farveopdeles.

- **Grå brint** er brint, som produceres fra naturgas.
- **Brun og sort brint** er brint produceret fra kul, herunder særligt brunkul.
- **Grøn brint** produceres via. elektrolyse (spaltning af vand) fra vedvarende energi fx el fra sol, vindmøller, vandkraft el. andet VE.
- **Blå brint** er brint produceret fra fossile ressourcer, men med CO₂ fangst og lagring/anvendelse ved forbrænding af brændslet. Det kan være brint produceret fra naturgas, hvor CO₂-indholdet fra metan-damp-reformeringen indfanges og lagres. Der er stor diskussion om hvorvidt blå brændsler er fremtiden eller blot en midlertidig løsning indtil fossile brændsler kan erstattes helt af grønne brændsler.
- **Lyserød/lilla/rød brint** er brint produceret på elektrolyse hvor energikilden er atomkraft. Atomkraft er ikke relevant i Danmark, men har stort potentiale på verdensplan pga. de relativt store energimængder og sammenspil med afkøling af atomreaktoren.
- **Turkis brint** er brint produceret via metan pyrolyse, hvor metan afbrændes uden ilt hvorved metan adskilles i brint og frit kulstof.

I denne rapport fokuseres der udelukkende på grøn brint, da denne vurderes med størst potentiale til laveste omkostning for Samsø.

Hvad er PtX?

PtX er konvertering af el til en ubekendt kemisk forbindelse (X), ved lagring af den elektriske energi i kemiske bindinger i form af brint, som evt. kan videreforædles. X'et, i PtX, kan være bl.a. brint, men også diverse kemikalier som er en yderligere forædling af brint, fx ammoniak, metan, metanol, eller mere langkædede karbonhydrider som e-DME, e-kerosene eller e-diesel.

Når der diskuteres PtX, er brint oftest hovedfokus. Det skyldes, at størstedelen af udfordringerne og omkostningerne ligger i elektrolyse af vand, samt at samtlige PtX processer som udgangspunkt involverer produktionen af brint i større eller mindre grad.

Elektrolyse spalter vand til ilt og brint med el som energikilde. Brint er hovedproduktet, og ilten anvendes som udgangspunkt ikke, medmindre der indtænkes afsætning til fx medicinalindustri eller dambrug.

Markedsprisen på el er i dag (2021) for høj til at produktionen kan være markedsdrevet, samtidig er der et stort energitab i elektrolyseprocessen. Derudover er der også en udfordring i distributionen af brint, hvor ny infrastruktur kan være nødvendig. Når distributionsmulighederne er på plads, kan brint anvendes i de forskellige industrier, som alle har brint som platform-kemikalie, fx gødningsproduktion og forædling af råolie.

2 Teknologi til brintproduktion

Brint er det mest simple PtX-produkt og benyttes i samtlige andre PtX processer. Grøn brint produceres som udgangspunkt via elektrolyse af vand. Elektrolyse er spaltning af vandets molekylære forbindelse, brint og ilt. Processen kræver energi for at spalte vandet hvor der opnås energirig brint, samt ren ilt. Molekylerne adskilles i en membran

Teknologimæssigt er typisk tale om 3 forskellige typer af elektrolyse: 1) Alkalisk, 2) PEM og 3) SOEC. De tre typer er forskellige i opbygning samt forbrugsmateriale og strømforbrug.

Alkalisk elektrolyse: Teknologien gør brug af en alkalisk væske (typisk kaliumhydroxid opløst i vand) med høj pH for at sikre konduktivitet i væsken. Strømmens energi spalter vandet som adskilles i en porøs væg (typisk komposit) og tiltrækkes af en hhv. en positiv og negativ pol. Tryksat alkalisk elektrolyse er en mulighed, men ikke et krav, for at bidrage til krav om efterfølgende afsætningstryk på anlæg. Alkalisk væske under tryk øger slid på udstyret betydeligt, dog med højere effektivitet og produktionsrate til følge. Der produceres spildvarme i processen med 50-60 °C. Alkalisk elektrolyse er pt. den teknologi som er nemmest at skalere i stor størrelse, stærkt efterfulgt af PEM.

Teknologien har kort opstartstid på 1-få timer fra kold start til fuld produktion, afhængig af om anlægget er tryksat. Det betyder også at der hurtigt kan reguleres på anlægget. Der er mulighed for at køre ved lavere belastning af den totale kapacitet, helt ned til 10-20 % af anlæggets kapacitet.

Der findes i dag større enheder af alkalisk elektrolyse op til flere MW.



Figur 1: Elektrolyseenhed fra Green Hydrogen System. Teknologien baseres på tryksat alkalisk elektrolyse. På billedet er vist en 20 fods container svarende til ca. 0,45 MW. Modulerne kan skaleres som ønsket.

PEM: Står for Polymer-Exchange-Membrane eller Proton-Exchange-Membrane, men teknologierne er ens. Her er tilsvarende ovenstående poler adskilt af en fast polymer membran. Drivmidlet er strøm, hvor der, modsat alkalisk elektrolyse, anvendes neutralt vand. På den ene side af membranen spaltes vand i ilt og brint. Herefter diffunderer brint (proton) over membranen, mens ilt ikke kan passere. Dermed separeres brint og ilt på hver side af membranen. Stakken, eller elektrolysecellen, er mere kompakt end alkalisk elektrolyse og fylder derfor mindre. Trykket er typisk 30 bar, men fås også i trykløse udgaver. 30-35 bar er tæt på operationstrykket på et afsætningspunkt. Operationstemperaturen i cellen er 50-80 °C og spildvarmen dermed også omkring 50-60 °C som ved alkalisk elektrolyse.

Teknologien har meget kort opstartstid på få minutter fra kold start til fuld produktion. Det betyder også at der hurtigt kan reguleres på anlægget, hvor Siemens Energy oplyser at der kan reguleres med 10 % pr. sekund. Anlægget minimum belastning er ca. 5 % af den totale kapacitet.

Der findes i dag større enheder af PEM-elektrolyse op til flere MW.



Silyzer 300 – PEM Module Array

Figur 2: PEM elektrolyseenhed fra Siemens Energy. Denne enhed kan skaleres i moduler fra 100-2.000 kg brint i timen.

SOEC: Står for Solid Oxide Electrolysis Cell. SOEC anvender damp som fødestrøm i stedet for vand og selve elektrolysen er derfor mere effektivt, især når den kombineres med dampproducerende processer som metan- eller metanolproduktion, da der så ikke skal anvendes energi til fordampning under processen. Elektrolysecellen er opbygget af tilsvarende 2 poler og en elektrolyt. Dampen spaltes til brint- og ilt-ioner på en side og elektrolytten transporterer ilt-ion til modsatte pol. Drivenergien er igen strøm. Procestemperaturen er høj (500-900 °C) og overskudsvarmetemperaturen høj, dog med mindre masseflow end ovenstående teknologier modsvarende den højere effektivt fra strøm til brint. SOEC undergår fortsat udvikling og opskalering, men det er vist at teknologien potentielt kan reducere energiforbruget

til elektrolysen med 20-25 % afhængig af om den kobles med anden proces som kan generere varme til damp.

Teknologien har længere opstartstid (op til flere timer) sammenlignet med andre teknologier grundet den høje temperatur. Reguleringen er derfor også langsommere. Det modvirkes dog af den højere effektivitet som opnås med teknologien. Der ses mulighed for regulering ned til 10 % af den planlagte kapacitet.

SOEC udforskes i øjeblikket i stor stil, men der er ikke et kommercielt anlæg i MW-størrelse taget i drift, endnu. Haldor Topsøe arbejder dog på at opføre et større produktionsanlæg for enheder til SOEC elektrolyse.

Det skal derfor også nævnes at ovenstående er forbundet med usikkerhed da det kan være forskelligt på et kommercielt anlæg.



Figur 3: SOEC-opstilling fra Haldor Topsøe

Brintanlæg leveres typisk som containerløsninger, der kan skaleres derefter. I øjeblikket er det alkalisk elektrolyse og PEM elektrolyse som er mest kommercielt modne.

Som tidligere beskrevet har brint en nedre brændværdi på ca. 3 kWh/Nm³ og vejer ca. 0,09 g/Nm³. Brintanlæggenes effektivitet kan derved måles ud fra brintproduktion ift. elinput. Dele af tabet kan anvendes som fjernvarme. Ved for lave temperaturer kan der anvendes en varmepumpe som booster for at nyttiggøre energitabet. Elektrolyseanlæg fylder ca. 10-20 m²/MW tilført el jf. Energistyrelsens teknologikatalog afhængig af typen af teknologi².

Der er et betydeligt vandforbrug i produktionen af brint. Tages der udgangspunkt i molekylernes vægt, er damp (H₂O – med en totalvægt på 18 g/mol) ca. 9 gange tungere end brint (H₂ – med en totalvægt på 2 g/mol). 1L vand kan dermed, støkiometrisk, producere 0,1 kg brint uden tab i processen. Der må dog forventes et tab af

² Teknologikataloget for flydende brændstoffer, Energistyrelsen 2021

ikke spaltet vand under elektrolysen. Tabet som rejeftvand estimeres til 30-40 % og er svært at genanvende idet det er opkoncentreret af salte.

Vandkvaliteten er også vigtig for at undgå slid i brintanlæggets processer. Det er nødvendigt med betydelig vandkvalitet, hvorfor der oftest installeres en omvendt-osmose enhed for at reducere urenheder og salte i vandet. NIRAS undersøger i øjeblikket i et udviklingsprojekt muligheden for anvendelse af rensset spildevand i Esbjerg til anvendelse i de kommende PtX anlæg.

3 Brintproduktion på Samsø og anvendelse

Anvendelsen

Der er her beskrevet 2 hovedkilder som vil kunne anvende brint og PtX:

- Brint til PtX-produkter herunder forædling af CO₂
- Brint til transport

Udover selve produktionen af brint, vil der også ligge en stor fordel i at kunne stabilisere elnettet så der, når der er overskud af el, kan aftages en større mængde til produktion af brint. Stabilisering af elnettet ses som en stor fordel i PtX-produktionskæden.

Brint til PtX-produkter herunder forædling af CO₂

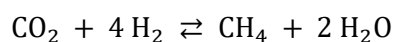
Under afsnittet om biogas er der beskrevet, at biogasanlæggets CO₂ kan opgraderes til metan ved anvendelse af brint. Derfor kan metanmængden øges fra biogasanlægget hvis der produceres tilstrækkeligt brint.

Det er ikke eneste mulighed for forædling af et biogasanlæggs CO₂. Der kan også produceres metanol, som også kan anvendes som skibsbrændstof eller anden industri. Også her vil der være et behov for brint.

Ved metanisering af CO₂-indholdet i biogassen omdannes CO₂ til metan ved reaktion med brint, dvs. at metanmængden i biogassen øges. Dette kan ske direkte ved injektion af brint i reaktoren, eller i separate metaniseringsanlæg. Særligt metanisering ved hjælp af biologi bliver undersøgt i stor skala.

Støkiometrisk skal der anvendes 0,18 ton brint pr. ton CO₂ eller ca. 4 Nm³ brint pr. Nm³ CO₂. Dette forudsætter 100 % udnyttelse. For et biogasanlæg som vist under biogasafsnittet med en produktion på ca. 4,8 mio. Nm³ metan om året, vil det kræve minimum 15,7 mio. Nm³ brint eller ca. 1.379 ton brint om året.

Brintbehovet er fhv. stort til metanisering, idet halvdelen af brinten går til produktion af vand under metaniseringen. Reaktionen ses nedenfor:



1.379 ton brint vil kræve en elektrolysekapacitet på ca. 8 MW. Dette er udregnet baseret på ovenstående biogasproduktion, som resulterer i, at i alt ca. 7.600 tons CO₂ skal forædles, samt at elektrolyseenheden har en driftstid på 8.500 timer om året.

Elektrolysen forventes at have en effektivitet på ca. 70 %, dvs. 70 % af den el som bruges under processen, bliver til brint, mens resten bliver til varme samt

anvendes til fordampning af vand. En andel af denne spildenergi bør kun genanvendes til fjernvarme.

CO ₂ -mængde	Brint mængde (Støkiometrisk behov)	Driftstimer (elektrolyse)	Elektrolyse effektivitet	El-behov (produceret)
7.600 tons	1.379 tons	8.500 timer	70 %	Ca. 8 MW

Som tommelfingerregel påpeger eksperter inden for sektoren, at der skal etableres 2 gange den ønsket producerede elektrolysekapacitet, som VE-kapacitet for at kunne sikre forsyning til elektrolyseenheden. Der kan være situationer hvor anlægget ikke kan forsynes hvor det må stå stille. Her skal anlægget hurtigt kunne startes op igen efter stilstand. Afhængig af elektrolyseteknologi vil responstiden være forskellig, hvor særligt PEM-elektrolyse kan opstartes hurtigt efter en fuld nedlukning.

Ved en elektrolysekapacitet på 8 MW, forventes der derfor at skulle installeres minimum 16 MW. Dette antal svarer til 5 vindmøller á 3,6 MW/stk. på land.

Alternativt kunne det være et hybridanlæg hvor der opføres både vind og solenergi til produktionen af brint.

Størrelsen og andelen vurderes at kræve et større areal af øen på land, hvor en 3,6 MW vindmølle har en forventet højde på ca. 144 m. Ved etablering skal afstands-kravet til en vindmølle minimum være en radius af møllens total højde (dvs. at kunne falde i alle retninger uden at kunne ramme objekter). Ved placering i 2 rækker påkræves et areal på maksimalt 50 hektar ($3 \cdot 288 \text{ m} \times 2 \cdot 288 = 497.664 \text{ m}^2$). Der skal altså være ca. 300 m mellem hver vindmølle. Der kan med fordel etableres kystnære møller for ikke at anvende øens areal.

Ift. evt. tilslutning af elnettet skal et anlæg af denne størrelse være tilsluttet på distributionsniveau. Hvis energien opføres med formål kun at anvendes til drift af PtX anlægget (og evt. biogasanlægget), kan en direkte linje medfører at anlægget kan fritages for afgifter til transport af el. Det vil være en betydelig omkostningsbesparelse for anlægget, idet afgifter kan udgøre 20 % af omkostningen til brintproduktionen, afhængig af elprisen (ved anvendt spot elpris på ca. 0,5 kr./kWh).

Der kan være behov for en batteriløsning således at anlægget kan køre uden produktion af VE i kortere perioder.

Ved produktionen af metanol, vil forbruget af brint være ca. 25 % reduceret ift. metanisering. Det skyldes at der kun dannes 1 vandmolekyle i reaktionen i stedet for 2 som for metanisering. I stedet kræves dog et større metanolanlæg, som er en betydeligt større investering end metaniseringsanlægget, som kan udføres ift. simple tanke med fyldelegemer. Her kan findes inspiration fra Greenlab Skive, og det kommende PtX anlæg i Kassø vedr. metanolanlægget.

Idet fjernvarmen forventes omstillet til varmepumper, forventes CO₂-udledningen herfra reduceret hvorved denne mængde ikke kan anvendes. Fjernvarmen kan også drage nytte af PtX anlægget, hvor der vil være en større andel spildvarme, som muligvis har behov for et boost via en varmepumpe. Det hænger dog fint sammen med at fjernvarmen i forvejen omstilles til varmepumper som beskrevet i separat rapport om fjernvarme.

Det virker mest oplagt at bruge produktionen af brint til PtX produkter som kan anvendes lokalt på øen.

Brint til transport

Jf. Danmarks Statistik er der indregistreret flg. køretøjer på Samsø i Januar 2022:

- Personbiler: 1892
- Busser: 3
- Varebiler: 379
- Lastbiler: 21
- Motorcykler: 153
- Knallert: 71
- Traktorer: 279
- Campingvogne: 102
- Brand- og redningskøretøjer: 3

Af ovenstående vurderes størstedelen af kunne omstilles til el, herunder personbiler, busser, varebiler, motorcykler, knallerter og campingvogne. Skraldevogne og mindre lastbiler til leverancer af varer forventes også at kunne omstilles til el idet kørselsdistancen på øen er begrænset. Større lastbiler som fx gyllelastbiler og tankvogne vil være svære at omstille til el grundet den store vægt og dermed meget korte rækkevidde.

Pga. størrelse og driftstid forventes det sværere at omstille større lastbiler, traktorer og brand- og redningskøretøjer. Disse køretøjer vil dog f.hv. nemt kunne omstilles til drifts på gas, enten metan, som i dag er teknologimoden, eller i fremtiden på brint. Fordelen ved brint er, at under forbrænding vil der ikke være CO₂-emission. Alt transport der kan omstilles til el bør gøres fordi energieffektiviteten er langt større end en forbrændingsmotor eller en brændselscelle. Derudover er det energitunt at producere brint og gas på de præsenterede anlæg. El kan anvendes med minimal behandling fra VE-kilderne, dog er der begrænset mulighed for lagring idet energidensiteten i batterier er for lav.

Der er ikke brintbiler på Samsø, og ikke en tankstation til tankning af brint eller brintinfrastruktur. Dette er desuden også gældende for gastankstationer og gasinfrastruktur. Det vil derfor være en større ændring af infrastruktur samt flåde transport hvis øens tunge køretøjer skal omstilles til brint. Teknologien til brintlastbiler er ikke moden, og der kan diskuteres hvorvidt brint er et bedre transportbrændsel end LBG-lastbiler, hvis der kan produceres nok LBG på biogasanlægget. Nul-emissionskøretøjer er dog at foretrække hvor brint har en fordel.

Ved etablering af biogasanlægget kan der forholdsvis nemt etableres en gastankstation i nærheden hvor de køretøjer som er svære at omstille, kan omstilles til enten komprimeret eller flydende opgraderet biogas.

Ift. forbrug kan en alm. Personbil køre ca. 100 km på et kg brint. En almindelig tank kan indeholde ca. 5,5 kg brint og har derfor en rækkevidde på ca. 550 km.

Daimler (Mercedes) udvikler i øjeblikket en brint lastbil med en rækkevidde på ca. 1.000 km som forventes at køre på flydende brint. Lastbilen forventes klar i 2027-2030. Lastbiler på LBG/CBG er derfor i øjeblikket mere teknologimodne og kan bestilles i dag.

Lastbiler på tryksat opgraderet biogas har i dag rækkevidde på lidt under en almindelig diesel lastbil. LBG har tæt på tilsvarende rækkevidde.

4 Overordnede økonomiske betragtninger

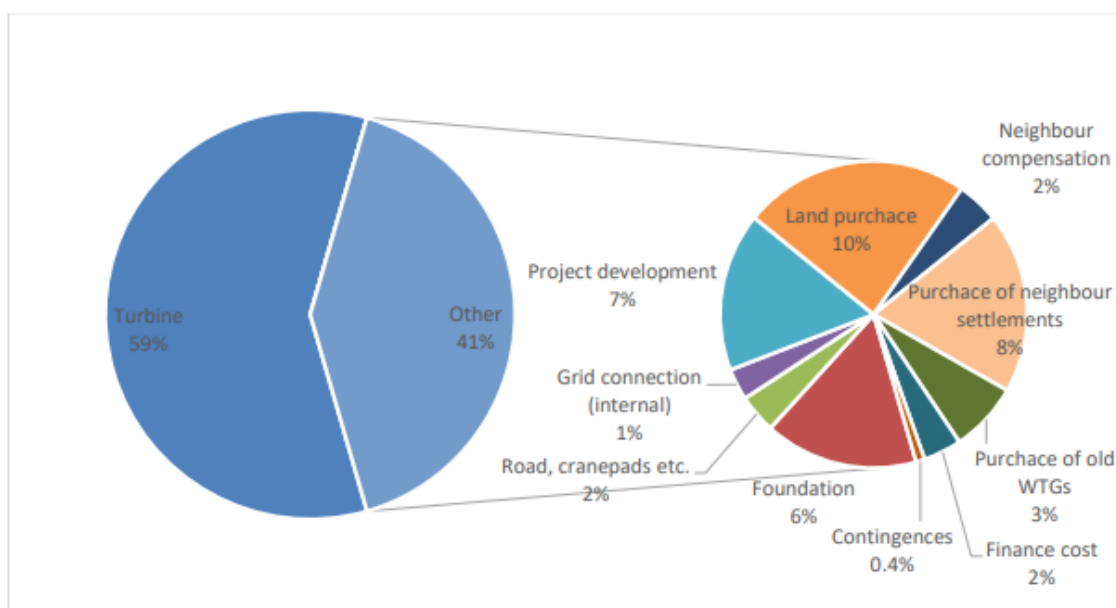
Investering i yderligere VE

Som nævnt i tidligere afsnit vil der kræves ca. 16 MW installeret for at kunne forædle den CO₂ som et evt. biogasanlæg måtte producere. Her foreslås vindkraft for at begrænse arealet. Derudover er der gode vindforhold på Samsø. Et alternativt ville være at lave et hybridanlæg, nedenfor er beskrevet omkostninger til etablering af både vind- og sol.

Udelukkende etablering af solpaneler betragtes dog mindre attraktivt til opgradering af CO₂ fra biogasanlæg, idet biogasanlæggets produktion er kontinuert og hele året. Her vil solenergi være udfordret om vinteren, hvor produktionen daler betydeligt. Det vil kræve et større CO₂ lager såfremt der udelukkende anvendes solenergi til produktion af brint. Alternativt skal solparken være meget overdimensioneret. Der kan dog være en god synergi i en hybridpark med både sol- og vind, da minimerer risiko for lavproduktion, idet der er tale om 2 forskellige vejrforhold. Hvis der skal sikres forsyning, skal enheden være koblet på elnettet.

Vindkraft

I Energistyrelsen teknologikatalog som baseres på 12 projekter opført i 2017-2018 fremgår det at selve vindmøllen udgør ca. 59 % af omkostningen, og resten er ca. 40 %. Fordelingen er vist nedenfor:



Figur 4: Investeringsomkostninger af vindmøller baseret på 12 projekter ml. 2017-2018 på land.

Siden 2018 må priserne dog forventes at være steget.

Af Vestas regnskab for Q2 2022 blev det fremsat, at selskabet havde salg svarende til 0,96 mio. €/MW på salg af vindmøller, mod 0,92 mio. €/MW i 2021. Anvendes ovenstående fordeling beregnes omkostningen som nedenstående:

Beregnete omkostninger til 16 MW vindmøllepark		
Enhed	Andel	Omkostning
Vindmøllen	59%	114.432.000 kr.
Land	10%	19.395.254 kr.
Naboerhvervelse	8%	15.516.203 kr.
Projektudvikling	7%	13.576.678 kr.
Fundament	6%	11.637.153 kr.
Nabokompensation	2%	3.879.051 kr.
Veje og kravførelse	2%	3.879.051 kr.
Opkøbs af gamle vindmølle generatorer	3%	5.818.576 kr.
Finansiering	2%	3.879.051 kr.
Intern netforbindelse	1%	1.939.525 kr.
Uforudsete omkostninger	0,4%	775.810 kr.
I alt	100%	194.728.353 kr.
Omkostning pr. MW		12.170.522 kr./MW

Ovenstående pris svarer til ca. 1,63 mio €/MW, hvor det i teknologikataloget fremgår at omkostningen til vindmøller på land er sat til 1,12 mio. €/MW.

Det oplyses desuden i teknologikataloget at driftsomkostninger til vindmøller på land ligger på hhv. 1,5 €/MWh i variabelomkostninger (204.000 euro for 136.000 MWh), og 14.000 €/MW/år i faste omkostninger.

Der forventes ca. 2.000-3.000 driftstimer på en vindmølle om året.

Elproduktion fra solenergi

Anvendes en lignende tilgang om ovenstående, er der igen i Teknologikataloget oplyst hovedomkostningen. Disse er vist nedenfor:

Beregnete omkostninger til 16 MW solcellepark		
Enhed	Andel	Omkostning
Solpaneler	46%	30.992.000 kr.
Ledninger og tilkobling	11%	7.152.000 kr.
Installation af paneler	23%	15.496.000 kr.
Jordarbejde, fundamenter osv.	9%	5.960.000 kr.
Andet	7%	4.768.000 kr.



Inverter til paneler	5%	3.576.000 kr.
I alt*	100%	67.944.000 kr.
Omkostning pr. MW		4.249.625 kr.

*Dette beløb indeholder ikke omkostninger som land, nabokompensation, projektudvikling osv.

Ovenstående omkostninger for solceller inkluderer ikke omkostninger som land, nabokompensation, projektudvikling osv.

Under vindmølleopgørelsen udgjorde disse omkostninger ca. 25-30 % af den samlede omkostning. Tillægges en omkostning på 30 % til disse poster øges omkostningen til ca. 88,3 mio. kr., eller en omkostning på 5,5 mio. kr./MW

Investeringsomkostningen til solceller har derved en betydeligt lavere omkostning sammenlignet med vindmøller.

Ift. drift af solcelleanlæg er det oplyst i teknologikataloget at driftsomkostninger ligger fast på hhv. 11.300 €/MW, samt 4.400 €/MW i grundleje. Der fremgår ikke variabelomkostninger på solceller. Driftsomkostningerne er dermed også betydeligt lavere sammenlignet med vindmøller.

Der forventes dog at skulle bruges et større areal ved solceller. Derfor kunne en hybridløsning med både kystnære vindmøller og et solcelleanlæg være en mulighed.

Produktionsomkostninger af brint

Investeringsomkostninger

Elektrolyse er fhv. moden teknologi, men sammenlignet med vind- og sol produktionsenheder, er teknologien alligevel ikke optimeret.

I øjeblikket er alkalisk elektrolyse den billigste enhed. Nedenfor er nævnt enkelte projekter baseret på alkalisk elektrolyse.

Af større anlæg har regnskab fra norske Nel ASA, som både producerer elektrolyseenheder og brinttankstationer, vist at omkostningen på elektrolyseenheder og projekter ligger ml 0,2-0,4 mio. €/MW. Store projekter har lavere omkostninger pr. MW. Fx er der nævnt fra Nel, at en større ordre på 200 MW havde en værdi til 45 mio. €, svarende til 0,22 mio. €/MW.

Nel elektrolyseanlægget ved Ramme tæt på Lemvig som forventes installeret på 10 MW elektrolysekapacitet er estimeret til en omkostning på i alt 4 mio. €. Det giver en omkostning på elektrolyseanlægget på ca. 0,4 mio. €/MW.

Denne størrelse er meget relevant, idet der blev beregnet en påkrævet elektrolysekapacitet på ca. 8 MW nødvendig for at opgradere CO₂ indholdet fra biogassen.

Disse størrelser er mindre end Energistyrelsens teknologikatalog, hvor den samlede investering oplyses til 0,65 mio. euro for et 100 MW elektrolyseanlæg, hvoraf elektrolyseenheden udgør 90 % af omkostningen.

Det skal nævnes at investeringsomkostninger er forbundet med usikkerhed da teknologien er i udvikling og forventes reduceret i løbet af de kommende år.

Ved anvendelse af 0,4 mio. €/MW som 90 % af den samlede omkostning, forventes en investeringsomkostning på ca. 0,45 mio. €/MW, ca. 3,6 mio. € ved 8 MW, svarende til ca. 27 mio. kr.

Modsat er det i teknologikataloget oplyst at PEM elektrolyse har en omkostning på 0,925 mio. €/MW, svarende til ca. 30 % højere omkostning.

I Kassø's større PtX anlæg er der bestilt en 50 MW elektrolyseenhed med PEM fra Siemens Energy. Det er ikke oplyst ordresummen på opgaven.

Omkostningerne indeholder ikke tilkobling til elnet og tilhørende transformer station, hvor der forventes en omkostning på ca. 1.000 kr./kVa på distributionsniveau.

Drift og produktionsomkostninger

Hvis el forsynes i direkte linje vil elprisen svare til den omkostning der måtte være på at producere denne baseret på VE-kilden. Denne vil formodentlig være lavere end spotprisen elproduktion i Danmark i dag kan opføres stort set uden støtte. Seneste pristillæg der blev udbudt fra Energistyrelsen var på 1,54 øre pr. kWh. Der blev ikke ansøgt om pristillægget. Dog bliver der fortsat opført VE.

I produktionen af brint vil elprisen være klart den største omkostning. Produktionsprisen med el som energikilde er i dag ikke er konkurrencedygtig ift. produktion af brint med fossile brændsler f.eks. naturgas. Markedsprisen på el er i dag (2021) for høj til at produktionen kan være markedsdrevet, samtidig er der et stort energitab i elektrolyseprocessen.

Udover elprisen er andre omkostninger generelt drift af anlægget, som er begrænset, da det er et forholdsvis simpelt anlæg med få processer. Rensning af vand via omvendt osmose vil også være en del af omkostningen.

Der er i teknologikataloget nævnt faste omkostninger på i alt 26.000 euro/MW/år. Det formodes at dette indeholder vedligehold af anlægget, fx via serviceaftaler.

I nedenstående er indregnet produktion af brint ved brug af en elpris på 0,50 kr./kWh som fremskrives omkring 2030 og frem.

Forudsætninger	
Påkrævet brintmængde	1.379 ton
Energiindhold af brint (nedre brændværdi)	33,3 kWh/kg
Energiindhold af brint	45.920.700 kWh
Elektrolyseeffektivitet	70%
Påkrævet elinput	65.601.000 kWh
	8 MW
Produktionspris	
Elpris	0,5 kr./kWh
el-omkostning	32.800.500 kr.
	23,8 kr./kg brint
Afgifter	
Elafgift	0,004 kr./kWh
Nettarif	0,049 kr./kWh
Systemtarif	0,061 kr./kWh
Balancetarif	0,002 kr./kWh
i alt	0,116 kr./kWh
	5,5 kr./kg brint
Vedligehold af anlæg	
	26.000 euro/MW/år
	1.494.931 kr./år
	1,1 kr./kg brint
Vandforbrug og behandling	
Påkrævet vandforbrug	13.790 m ³ /år
Vand tab (40 %)	9.193 m ³ /år
Vandforbrug i alt	22.983 m ³ /år
Vandpris	5 kr./m ³
	114.917 kr./år
	0,08 kr./kg brint
Vandbehandling	10 kr./m ³
	229.833 kr./år
	0,17 kr./kg brint
i alt	
El-omkostninger	23,79 kr./kg brint
Afgifter	5,52 kr./kg brint
Vedligehold af anlæg	1,08 kr./kg brint
Vandforbrug og behandling	0,25 kr./kg brint
i alt	30,64 kr./kg brint

*Forventet investeringsomkostning til 8 MW elektrolyseanlæg: **27 mio. kr. (ekskl. nettilslutning)***

Forventet produktionspris ved 0,5 kr./kWh i elinput: **0,92 kr./kWh eller 30,6 kr./kg brint (4-5 USD/kg)**

Skal brinten anvendes til forædling af CO₂ til bio/e-metan kræves der som tidligere nævnt ca. 4 Nm³ brint pr. Nm³ CO₂, svarende til 0,18 ton brint pr. ton CO₂, ud fra den kemiske reaktion. Pga. tabet i elektrolyseprocessen skal der anvendes ca. 30 % mere el for at producere den nødvendige brint.

Det samlede energiinput bliver derfor i omegnen af 15-20 kWh/Nm³ CO₂ for at producere den nødvendige brint til produktionen af 1 Nm³ e-metan ved forædling, afhængig af teknologi og performance. Der er i 1 Nm³ e-metan et energiindhold på ca. 10 kWh/Nm³ i nedre brændværdi, tilsvarende for biometan.

Ved en produktionspris på 0,92 kr./kWh og et behov for 15-20 kWh/Nm³ CO₂, bliver produktionsprisen af en Nm³ e-metan derfor ca. 14-18 kr./Nm³ e-metan, udelukkende målt på brintomkostning. Dette regnestykke ændres dog hurtigt ved en reduktion af elprisen, hvor en elpris på 0,20 kr./kWh vil resultere i en produktionspris på 7,4-9,8 kr./Nm³ e-metan.

Hvis anlægget kan afgiftsfritages fx i regulatoriske frizoner, eller ved direkte linjer af el til elektrolyseanlæg, kan der yderligere reduceres omkostninger, idet elafgifter udgør ca. 18 % af ovenstående tabels beregnede omkostning.

Det store brintforbrug til metaniseringen skyldes at der er et større kemisk konverteringstab idet der under metaniseringsprocessen dannes en del vand. Jf. den kemiske reaktion vist på Side 7 i dette notat ses det, at halvdelen af den producerede brint bliver til vand under metaniseringen. Vandet har meget lav værdi, og kan i bedste fald genanvendes og dermed spare vandomkostning.

Det skal dog nævnes, at teknologien til biometanisering er meget simpel og har både lave investering, drift og vedligeholdelseskostninger, da der anvendes et pakningsmaterialefilter, som i stor stil minder om et aktivt kul filter. Det er biologi som omdanner brint og CO₂ til metan og vand.

Alternativt kan brint injiceres direkte i biogasreaktoren og øge metanindholdet af biogassen, hvorved der spares yderligere investering og driftsomkostninger.