



Eksport af Power-to-X-produkter

Dato
30.11.2021

Indholdsfortegnelse

1	Konklusioner.....	2
2	Introduktion.....	4
3	Metode og afgrænsning af analyse.....	5
3.1	Muligt eksportmarked i Europa.....	5
3.2	Marokko som benchmark for produktionsomkostninger.....	6
3.3	Brint og ammoniak i fokus.....	7
3.4	Beregning af produktionsomkostninger.....	8
3.4.1	Grundscenarier.....	9
3.4.2	Følsomhedsscenarier.....	11
4	Eksport af brint.....	12
4.1	Produktionsomkostninger for brint.....	12
4.2	Transport af brint til Nordvesteuropa.....	14
5	Eksport af ammoniak.....	17
5.1	Produktionsomkostninger for ammoniak.....	17
5.2	Transport af ammoniak til Nordvesteuropa.....	20
6	Forudsætninger og baggrundsmateriale.....	23
6.1	Omkostninger til elforbrug.....	23
6.2	Omkostning til investering og drift af elektrolyseanlæg.....	27
6.3	Omkostning til investering og drift af ammoniakanlæg.....	28
6.4	Omkostning til transport.....	29
6.5	Kilder.....	31

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



1 Konklusioner

På baggrund af de her foretagne analyser konkluderes følgende:

Eksport af danske PtX-produkter til det europæiske marked

En række lande i Europa har planer om import af brint, heriblandt Holland, Belgien og især Tyskland. Både lande i og uden for Europa kan producere brint og andre PtX-produkter til det europæiske marked. Der forventes at opstå et marked for handel med PtX-produkter mellem europæiske lande, fx eksport af brint og andre PtX-produkter fra solrige egne i Sydeuropa og fra Nordsølande med gode havvindressourcer til det nordeuropæiske marked.

Flere lande i Nordafrika og Mellemøsten som fx Marokko og Saudi-Arabien vil potentielt kunne eksportere brint og ammoniak til det europæiske marked. Der forventes at være behov for flere eksportører af brint og andre PtX-produkter til Europa.

Brint og ammoniak produceret i Danmark kan være konkurrencedygtigt

I nærværende analyse er danske produktionsomkostninger for brint og ammoniak sammenlignet med produktionsomkostninger i Marokko, som her repræsenterer en benchmark for lave produktionsomkostninger for PtX-produkter.

Produktionsomkostningerne for brint produceret i Danmark vurderes at være på niveau med omkostningerne i Marokko eller marginalt højere, se **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.** Tilsvarende viser prognosen for produktionsomkostningerne for ammoniak i Danmark at omkostningerne er på niveau med, eller marginalt højere end, produktionsomkostningerne i Marokko. Dette er også tilfældet i følsomheds-scenarierne, hvor der antages hurtige teknologiudvikling på elektrolyse og prisfald på solenergi, samt sænkede danske tariffes (betaling for brug af elnettet i Danmark). Produktionsomkostningerne på brint og ammoniak er behæftet med usikkerhed og afhænger bl.a. af teknologiudviklingen inden for elektrolyse og vedvarende energi.



Tabel 1. Prognose for produktionsomkostninger for grøn brint og grøn ammoniak i Danmark og Marokko angivet i kr./GJ. Herudover omkostninger til transport til Rotterdam, Holland. Tal i parentes er følsomhedsresultater. Konf. 1 i grundscenariet svarer til omkostninger for produktion af brint og ammoniak i den nærmere fremtid, og tallene fremgår også af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence". Konf. 1, følsomhedsscenario 3 svarer til omkostninger på længere sigt, og tallene fremgår ligeledes af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence".

	Danmark	Marokko
	Grundscenarie (følsomhed)	Grundscenarie (følsomhed)
Brint		
Produktionsomkostninger (kr./GJ)	125-150 (75-135)	125 (75-105)
Produktionsomkostninger + transport (kr./GJ)	135-160 (85-145)	160 (110-135)
Ammoniak		
Produktionsomkostninger (kr./GJ)	185-220 (125-200)	190 (130-170)
Produktionsomkostninger + transport (kr./GJ)	200-235 (140-220)	225 (165-200)

Transport til Nordvesteuropa kan udligne forskellen i omkostninger

Høje transportomkostninger vil formentlig begrænse handel med PtX-produkter over store afstande, hvilket betyder at danskproduceret brint og ammoniak vurderes at have en fordel på det nordvesteuropæiske marked, på trods af en smule højere produktionsomkostninger sammenlignet med Marokko. Konkurrencedygtigheden af dansk brint forudsætter formentlig rørbunden transport af brint til aftagerlande. Det er i nærværende analyse antaget at brint transporteres i et fælleseuropæisk brintrør.

Medregnes lager og transport af brint og ammoniak til det forventede marked i Nordvesteuropa har danskproduceret brint og ammoniak omtrent samme omkostningsniveau som marokkanskproduceret. Dette billede gør sig også gældende ved produktion af ammoniak og efterfølgende transport til Nordvesteuropa. I følsomhedsscenarierne er resultatet omtrent det samme. Disse resultater tyder på, at dansk producerede PtX-produkter såsom brint og ammoniak kan være konkurrencedygtige på et nordvesteuropæisk marked.



2 Introduktion

PtX dækker over en række teknologier, hvor elektrolyse benyttes til at spalte vand til brint og ilt, hvorefter brinten kan anvendes direkte eller syntetiseres videre til andre produkter såsom ammoniak eller kulstoffoldige produkter (metan, metanol, flybrændstof, plast mv). Eftersom produktion af brint ved elektrolyse er et grundelement for PtX, er produktionsomkostningen for brint afgørende for produktionsomkostningen på de øvrige PtX-produkter.

Overordnet vil produktion af PtX-produkter forde gode VE-ressourcer. De danske farvande udgør store havvindpotentialer, der rækker ud over indenlands elforsyningsbehov. I en analyse foretaget af COWI anslås Danmarks potentiale for havvind til ca. 40 GW. Det betyder, at Danmark har mulighed for at udnytte dele af VE-ressourcen til eksport af PtX-produkter, såfremt produktionsomkostningerne bliver konkurrencedygtige.

Formålet med nærværende analyse er at vurdere Danmarks mulige konkurrenceforhold på et kommende, internationalt marked for grøn brint og grøn ammoniak. Analysen indeholder en prognose af de forventede produktionsomkostninger for brint og ammoniak produceret i Danmark sammenlignet med Marokko. Derudover indeholder analysen en prognose for transportomkostninger til Holland, idet Nordvesteuropa vurderes at være det mest oplagte eksportmarked for danskproduceret brint. Transportomkostningerne fra Danmark til Holland er sammenlignet med tilsvarende transportomkostninger fra Marokko til Holland.

Omkostningselementer for produktion af brint og ammoniak

Grøn brint produceres gennem elektrolyse, hvor vand spaltes til brint og ilt. Grøn ammoniak produceres ved syntese mellem brint og kvælstof fra luften. Elforbruget er meget beskedent, og omkostninger til el derfor udeladt her.

De største omkostninger ved produktion af brint i Danmark er:

1. udgifter til el, som er drevet af enten elprisen på det kollektive elnet, eller udgifter til opførslen af ny, dedikeret vedvarende energi.
2. Tariffer (betaling for brug af det kollektive elnet)
3. udgifter til investering og drift af elektrolyseanlæg

I Marokko er de største omkostninger ved produktion af brint gennem elektrolyse følgende:

1. udgifter til el i form af opførslen af ny, dedikeret vedvarende energi
2. udgifter til investering og drift af elektrolyseanlæg

De største omkostninger ved produktion af ammoniak i både Danmark og Marokko er:

1. omkostninger til produktion af brint
2. omkostninger til luftseparationsanlæg, der udskiller kvælstof fra luften



Transport til forventet marked i Nordvesteuropa

Foruden produktionsomkostningerne indeholder analysen en vurdering af omkostninger til transport af brint og ammoniak til Nordvesteuropa. Nordvesteuropa antages at være det mest oplagte eksportregion for danske PtX-produkter, grundet den geografiske nærhed til Danmark og idet Holland, Belgien og især Tyskland planlægger import af brint. I Holland planlægger Rotterdam havn at blive transithavn for eksport af PtX-produkter til Tyskland og Holland. Det er derfor relevant at undersøge danskproducerede PtX-produkter konkurrencedygtighed under antagelse af, at de handles i Rotterdam.

Det er yderligere antaget at Esbjerg er knudepunkt for brinttransport fra Danmark grundet Esbjergs strategiske position tæt ved store VE-ressourcer i Nordsøen og nærhed til det tyske marked. Andre knudepunkter for handel med brint i Danmark eller Nordvesteuropa (fx havnen i Antwerpen) kan også være mulige, men er ikke vurderet nærmere her og vurderes ikke at ændre nævneværdigt på analysens resultater.

3 Metode og afgrænsning af analyse

3.1 Muligt eksportmarked i Europa

En række europæiske lande planlægger en national udbygning af elektrolyse til fremstilling af brint, heriblandt Tyskland, Holland, Frankrig og Storbritannien. Herudover har EU præsenteret en brintstrategi, hvor målsætningen er, at elektrolysekapaciteten i EU er 40 GW i 2030 foruden import af brint svarende til 40 GW elektrolyse. Tysklands brintstrategi bygger bl.a. på import af brint svarende til 20 GW elektrolyse i 2030, og derudover har Holland og Belgien planer om import af brint. Holland og Tyskland har indgået samarbejdsaftale om infrastruktur til transport af brint mellem landene.

Det vurderes derfor, at der vil opstå et marked for grøn brint og andre PtX-produkter i Europa i de kommende år, som vil udgøre et muligt eksportmarked for danskproduceret brint og andre PtX-produkter. Efterspørgslen efter brint i Nordvesteuropa forventes at modsvare hovedparten af eventuel danskproduceret brint til eksport.

En analyse foretaget af Det Internationale Energiagentur IEA viser, at det globale marked for brint kan vokse til 150 mio. ton i 2030, hvis Verden følger et scenarie, IEA kalder 'netto-nul i 2050'¹. IEA vurderer på den baggrund, at der vil være brug for 850 GW elektrolysekapacitet på verdensplan allerede i 2030. Eftersom VE-potentialet er ulige fordelt globalt, fordrer en udbredt anvendelse af PtX-produkter en vis international handel.

¹ IEA - International Energy Agency, "Net Zero By 2050 – A Roadmap for the Global Energy Sector", juli 2021



Væsentlige transportomkostninger betyder, at handel med især brint vil formentlig primært at foregå regionalt, frem for over store afstande med fx skib. Dette er også konklusionen fra det tyske energirådgiver Agora Energiwende i en udgivelse fra november 2021, som ikke vurderer at eksport af brint fra Asien eller Sydamerika til det europæiske marked på sigt vil være konkurrencedygtigt på grund af høje transportomkostninger.²

3.2 Marokko som benchmark for produktionsomkostninger

Et verdensmarked for PtX-produkter er endnu ikke fuldt udviklet. Hvorvidt Danmark kan konkurrere på et verdensmarked for PtX-produkter, afhænger bl.a. af, hvor høje produktionsomkostningerne vil være i Danmark sammenlignet med andre, mulige produktionslande.

Omkostningerne til produktion af PtX-produkter afhænger stærkt af udgifter til el. Overordnet vil lande med gode VE-ressourcer derfor være mest oplagte som producenter af grøn brint og andre grønne PtX-produkter, fx områder med mulighed for udbygning af solenergi eller vindenergi. Mulige eksportlande til det europæiske marked er derfor solrige lande i Nordafrika og Mellemøsten, og flere aktører i disse lande har da også meldt offentligt ud om planer for eksport. Heriblandt har Marokko og Saudi-Arabien planer om eksport af brint. Tyskland har indgået et energipartnerskab med Marokko, hvor Marokko skal producere grøn brint, som efterfølgende eksporteres til Tyskland³.

I den følgende analyse er produktionsomkostningerne for brint og ammoniak i Danmark sammenlignet med produktionsomkostninger i Marokko. Produktionsomkostningerne i Marokko fungerer her som en benchmark, der repræsenterer områder med gode muligheder for solenergi i Nordafrika og Mellemøsten. Andre lande med store potentialer for solenergi kan også gøre sig gældende som eksportører af brint, men vil sandsynligvis have produktionsomkostninger der ligger på niveau med omkostningerne i Marokko.

Marokko alene kan ikke mætte hverken et verdensmarked for grøn brint eller Europas planlagte import af brint. Marokkos VE-potentiale er omkring 50 GW fordelt på både solenergi og vindenergi. Dertil kommer, at Marokkos elproduktion i dag hovedsageligt er baseret på fossil energi, mens den nationale målsætning er, at vedvarende energi skal udgøre 52 pct. af elproduktionen i 2030⁴. Det betyder i grove træk, at kun ca. halvdelen af VE-potentialet kan dedikeres produktion af brint, svarende til ca. 25 GW, hvoraf dele af VE-potentialet ligger i områder, der vil være vanskelige at udnytte til energiproduktion i praksis. Det vurderes derfor usandsynligt, at Marokko alene kan dække EU's behov for import af brint. Det forventes derimod, at en række lande vil være netto-eksportører.

² Agora Energiwende, '12 insights on Hydrogen', November 2021
<https://www.agora-energiwende.de/en/publications/12-insights-on-hydrogen-publication/>

³ <https://fuelcellsworks.com/news/morocco-germany-sign-green-hydrogen-cooperation-agreement/>

⁴ <https://www.iea.org/policies/6557-morocco-renewable-energy-target-2030>



3.3 Brint og ammoniak i fokus

PtX-teknologier kan bruges til at fremstille en lang række produkter, som kan udnyttes som brændstof i transport, industriel procesvarme og kemikalieindustri. I denne analyse estimeres produktionsomkostninger for brint og ammoniak, der danner udgangspunkt for en sammenligning af produktionsomkostninger i Danmark og udlandet.

Brint

Produktionsomkostninger for brint er analyseret, fordi brint er byggesten i andre PtX-sammenhænge, hvor brinten kan kombineres med andre molekyler – herunder navnlig kulstof (CO₂) til at fremstille produkter, som har egenskaber, der minder om produkter baseret på fossil olie. Derudover har brint en lang række andre, direkte anvendelser som brændstof i skibsfart og tung landtransportsamt som brændsel i industrien. Fossil brint bruges også allerede i dag som byggesten i bl.a. den kemiske industri, hvor den vil kunne erstattes af grøn brint.

Ammoniak

Foruden produktionsomkostningen på brint er produktionsomkostningen på ammoniak også beregnet. Ammoniak kan fremstilles ved brug af brint i en synteseproces uden brug af kulstoffer og har en række anvendelsesmuligheder som fx brændstof i skibsfart og til kunstgødning. Derfor er det også sandsynligt, at grøn ammoniak vil blive handlet på et fremtidigt verdensmarked for PtX-brændstoffer.

Kulstofholdige PtX-produkter

Det forventes, at produktionsomkostningerne for brint vil være drivende for produktionsomkostningerne for øvrige PtX-brændstoffer såsom ammoniak, metanol, e-jetfuel m. fl. Til fremstilling af kulstofholdige PtX-produkter såsom metanol, e-jetfuel m. fl. fordres tilførsel af kulstof (CO₂), som typisk vil være opfanget ved en CO₂-punktkilde som fx et kraftværk eller et affaldsforbrændingsanlæg. Det er også muligt at opfange CO₂ direkte fra atmosfærisk luft via Direct Air Capture (DAC), som dog ikke er en kommercielt moden teknologi.

Det vurderes, at markedet i Europa i nogen grad vil lægge vægt på, at hele værdikæden er grøn, om end certificering af PtX-produkter endnu ikke eksisterer. Det betyder, at kulstoffet formentlig skal være biogent, dvs. biomassebaseret, og stamme fra fx kulstoffangst af biogen CO₂ fra biogasanlæg, affaldsforbrændingsanlæg eller biomassekraftværker. Marokko og øvrige lande i Nordafrika og Mellemøsten har et meget begrænset antal biogene CO₂-punktkilder såsom biogasanlæg, affaldsforbrænding og biomassekraftværker. Der er derfor ikke foretaget beregninger for produktionsprisen på kulstofbaserede PtX-produkter, idet produktionsomkostningerne forventes at blive produceret i lande med biogene CO₂-punktkilder.

Der er væsentlige usikkerheder forbundet med antagelserne, især hvad angår de finansielle omkostninger. Det skyldes, at selvom der er tale om kendte teknologier,



findes de endnu ikke i større skala. Derudover antages det, at brint bliver transporteret mellem EU's medlemslande i et fælleseuropæisk brintrør, som vurderes at være den billigste transportform for brint i større skala. Det er usikkert om et sådan fælleseuropæisk brintrør bliver realiseret, da der ikke er truffet endelige beslutninger herom⁵.

3.4 Beregning af produktionsomkostninger

Udgangspunktet for analysen er at sammenligne produktionsomkostningen for brint og ammoniak ved produktion i hhv. Danmark og Marokko. Der er i nærværende analyse lagt vægt på at udarbejde grundlaget for en komparativ analyse på baggrund af relativt simple beregninger. Foruden produktionsomkostningerne er omkostninger til transport og nødvendig lagerplads i forbindelse med transport til Nordvesteuropa også analyseret.

Omkostningerne for brint til det europæiske marked er estimeret ud fra omkostninger til:

1. Produktion af brint
2. Transport til Nordvesteuropa.

Omkostningerne for ammoniak til det europæiske marked er estimeret ud fra omkostninger til:

1. Produktion af brint
2. Viderekonvertering til ammoniak
3. Transport til Nordvesteuropa.

Produktionsomkostningerne for brint i Marokko og Danmark er beregnet for en off-grid konfiguration for Marokko og tre forskellige konfigurationer i Danmark. De i alt fire konfigurationer er vist skematisk i **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet..**

Produktionsomkostninger ved elektrolyse koblet til elnettet afspejler den konfiguration, som er udgangspunktet for beregning af produktionsomkostninger for brint og andre PtX-produkter i andre dele af analysearbejdet i forbindelse med en dansk strategi for Power-to-X.

I denne analyse er også foretaget beregninger af produktionsomkostningerne for brint og ammoniak i forbindelse med energiø. Produktionsomkostninger for brint og andre PtX-produkter i forbindelse med energiøer er interessante, fordi de store VE-potentialer gør det muligt at producere en mængde PtX-produkter, der rækker ud over indenlands forbrug. Produktionsomkostninger for brint og ammoniak i forbindelse med energiøer er beregnet under antagelse om at produktionen foregår uden om elnettet, dvs. at der etableres direkte kabelføring mellem VE-anlæg og PtX-anlæg. Andre konstellationer ifm. energiøer er mulige, men behandles ikke yderligere

⁵ Transport af brint og brintinfrastruktur behandles i andre dele af analysearbejdet under strategi for PtX.



her. Nærværende beregninger skal ses som mulige produktionsforhold, men er ikke udtryk for en vurdering af det mest sandsynlige scenarie.

Produktionsomkostninger for brint og ammoniak i Marokko er beregnet under antagelse om at produktionen foregår uden om elnettet, dvs. at der etableres direkte kabelføring mellem VE-anlæg og PtX-anlæg.

Tabel 2. Konfigurationer for beregning af produktionsomkostninger for brint og ammoniak i Danmark og Marokko.

	Konfiguration	Følsomhedsscenarier
Danmark	Konf. 1 <i>Elektrolyse koblet til elnettet</i>	1. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse 2. Lavere tariffer 3. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse og lavere tariffer
	Konf. 2 <i>Energø med elektrolyse på land</i>	Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse
	Konf. 3 <i>Energø med elektrolyse på ø</i>	Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse
Marokko	<i>Off-grid solenergi</i>	1. Hurtigere teknologiudvikling på solenergi 2. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse 3. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse og på solenergi

3.4.1 Grundscenarier

Ved beregning af produktionsomkostninger for brint og ammoniak benyttes tekno-økonomiske data fra Energistyrelsens Teknologikatalog for Fornybare brændstoffer, og det antages at elektrolyseteknologien er alkalisk elektrolyse. I grundscenarierne anvendes data fra fremskrivningsåret 2030.

Salg af overskudsvarme er ikke inkluderet i beregningen af produktionsomkostninger, idet salg af overskudsvarme vurderes at være af mindre væsentlig betydning for elektrolyseanlæggets overordnede økonomi.

Eventuel netforstærkning ved udbygning af VE-kapacitet er ikke indregnet som en omkostning.



Danmark – elektrolyse koblet til det kollektive elnet

I denne konfiguration antages det, at elektrolyseanlægget tilsluttes det kollektive elnet. Elprisen antages at følge elprisvarighedskurven fremskrevet til 2030 i Klimafremskrivningen 2021 (KF21).

Det antages at elforbruget tillægges tariffer svarende til enhver anden forbruger tilsluttet transmissionsnettet. Tariffen antages i grundscenariet at være 100 kr./MWh⁶.

Forudsætningerne svarer til omkostninger i den nærmere fremtid, der vurderes at kunne opnås inden for dette årti, uden væsentlig tilpasning af rammevilkår med henblik på billiggørelse, og fremgår også af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence".

Danmark – elektrolyse koblet til energiø med direkte kabelføring

I energiø-konfigurationerne beregnes produktionsomkostningerne for elektrolyseanlæg tilsluttet energiøer i Nordsøen. Der ses på anslåede produktionsomkostninger for havvind i Nordsøen, da det har størst skaleringspotentiale. Omkostningerne til PtX-produktion ved Bornholm undersøges særskilt og indgår ikke i nærværende analyse.

Der er der dels beregnet produktionsomkostningen for brint i en konfiguration, hvor elektrolyseanlægget er placeret på øen, og der dermed opnås en besparelse på elkabler til land, og dels en konfiguration, hvor elektrolyseanlægget er placeret på land med strøm direkte fra energiøen.

I de to energiø-konfigurationer er det antaget, at elektrolyseanlægget følger driftsmønstret for energiøen, således at antallet af fuldlasttimer for elektrolyseanlægget og vindmøllerne er ens. Det er antaget, at der ikke betales tariffer i energiø-konfigurationerne. Dette skyldes at det antages, at der kan etableres såkaldte direkte linjer mellem elektrolyseanlæg og VE-anlæg udenom det kollektive elnet. Muligheden for en sådan konstruktion kræver ændrede rammevilkår.

Det antages desuden for energiøerne at:

- Der opnås en kabelbesparelse ved at anlægge elektrolyseanlægget på energiøen
- Levetiden for elektrolyseanlæg og ammoniakanlæg på energiø forkortes med 5 år relativt til på land
- Investeringsomkostningen for elektrolyseanlæg og ammoniakanlæg på energiøen er 20% højere, svarende til en højere kvadratmeterpris på øen.

⁶ Energinets beskrivelse af tarifudvikling viser, at tariffer i 2021 er 110 kr./MWh og i 2023 forventes at være ca. 100 kr./MWh. Kilde: <https://energinet.dk/EI/Elmarkedet/Tariffer>



Drift og vedligehold af elektrolyseanlæg er 2 pct. af investeringsomkostningen

- Det antages at der ikke betales tariffer i energiø-konfigurationerne, hverken når elektrolyse foregår på øen eller på land, dvs. det antages at der etableres direkte kabellinjer mellem VE-produktion og elektrolyse⁷.

Der er i beregningerne ikke taget højde for de muligheder, der ligger i at kunne optimere den samlede værdi af et fleksibelt energiøsystem, hvor der både kan eksporteres strøm og brint afhængigt af fx elpriser.

Marokko – elektrolyse koblet til solenergianlæg

Ved beregning af produktionsomkostningen for brint i Marokko antages det, at elektrolyseanlægget er tilsluttet et solenergianlæg i en off-grid-konfiguration, således at solenergien leverer strøm direkte til elektrolyseanlægget og ikke til el-nettet. Det antages således, at elektrolyseanlægget følger driftsmønsteret for solenergianlægget, dvs. at antallet af fuldlasttimer for solenergianlægget og elektrolyseanlægget er ens.

3.4.2 Følsomhedsscenarier

Teknologiudviklingen af elektrolyse er afgørende for den driftsmodel, et elektrolyseanlæg vil følge, bl.a. fordi investeringsomkostningen falder. Der er derfor regnet følsomhedsscenarier for en hurtigere teknologiudvikling både for elektrolyse og for solenergi.

I følsomhedsscenarier med hurtigere teknologiudvikling for elektrolyse benyttes Energistyrelsens Teknologikatalog for fornybare brændstoffer i fremskrivningsåret 2040.

Der er også foretaget følsomhedsberegninger med en lavere tarif for brug af det kollektive elnet i Danmark. I følsomhedsscenariet antages en tarif på 40 kr./MWh. Ændringer i tariffen kræver ændrede rammevilkår, som beskrives nærmere i andre dele af PtX-strategien.

Produktionsomkostninger beregnet i kombinationen af hurtigere teknologiudvikling og reducerede tariffer i Danmark svarer til en mulig udvikling af omkostningerne på længere sigt efter væsentlig opskalering og industrialisering af produktion samt forbedrede rammevilkår og udbredelse af understøttende infrastruktur, og fremgår også af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence".

Følsomhedsscenarier med hurtigere teknologiudvikling på solenergi antages et årligt prisfald på investeringsomkostninger på ca. 4% i årene fra 2020 til 2040, svarende til næsten en halvering i investeringsomkostninger i perioden. Dette er en hurtigere teknologiudvikling end i Teknologikataloget.

⁷ Rammer ang. tariffer er beskrevet i andre analyser i strategi for PtX



Der er foretaget baggrundsanalyser med følsomhedsscenarier af en kombineret sol- og vindkonfiguration i Marokko, som viser, at det ikke bliver markant billigere end en ren solkonfiguration. Resultatet af disse følsomhedsscenarier udfoldes ikke yderligere her og indgår ikke i nærværende analyse.

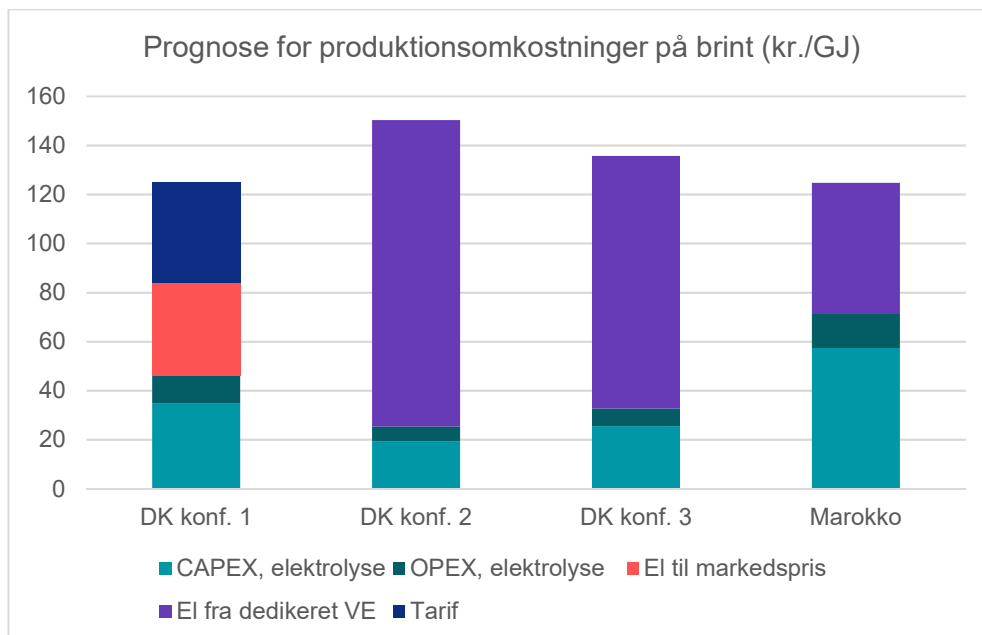
4 Eksport af brint

4.1 Produktionsomkostninger for brint

Produktionsomkostningerne for brint er beregnet for tre forskellige konfigurationer af elektrolyse i Danmark og sammenlignet med en beregning af produktionsomkostningerne for et elektrolyseanlæg i Marokko.

Figur 1 viser produktionsomkostningerne for brint i Danmark og Marokko, fordelt på omkostningselementer. Langt den største omkostning er udgifter til el, enten ved anvendelse af el fra det kollektive elnet samt betaling af tariffer, eller udgifter til opførelse af ny, dedikeret VE-kapacitet.

Investeringsomkostningerne (CAPEX) pr GJ brint forventes at være lavere for elektrolyse i Danmark relativt til Marokko, fordi elektrolyseanlæggene i Danmark har flere fuldlasttimer end i Marokko. Det skyldes at det årlige antal fuldlasttimer for solenergi er ca. 1900 timer, mens havvind har ca. 4500 årlige fuldlasttimer og et elektrolyseanlæg koblet til det kollektive elnet i Danmark forventes at køre ca. 3000 timer årligt.



Figur 1. Produktionsomkostninger for brint (kr./GJ) i grundscenarier fordelt på omkostning til tariffer, el, investeringsomkostninger (CAPEX) til elektrolyse og driftsomkostninger (OPEX) til elektrolyse. DK konfiguration 1 svarer til produktionsomkostninger i den nærmere fremtid og fremgår også af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence".



Tabel 3 viser produktionsomkostninger inklusiv følsomhedsresultater. Produktionsomkostningen for brint i Marokko for et elektrolyseanlæg, der er tilsluttet et off-grid solenergianlæg, er beregnet til 125 kr./GJ i grundscenariet. Produktionsomkostningen for brint ved en hurtigere teknologiudvikling på både solenergi og elektrolyse giver en beregnet produktionspris på ca. 75 kr./GJ.

Produktionsomkostningerne for brint fra et elektrolyseanlæg tilsluttet det kollektive elnet i Danmark er ligeledes beregnet til ca. 125 kr./GJ i grundscenariet. Det svarer til omkostninger for produktion af brint i den nærmere fremtid og tallene fremgår også af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence". I følsomhedsscenerierne, hvor der indregnes en hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse, og hvor tariffene er reducerede, er produktionsomkostningerne beregnet til ca. 75 kr./GJ. Produktionsomkostninger for brint på 75 kr./GJ svarer til en mulig udvikling på længere sigt, under forudsætning af global opskalering af elektrolyseanlæg og ændrede rammevilkår i Danmark, der muliggør lavere tariffer. Fremskrivninger af teknologiudvikling er behæftet med væsentlig usikkerhed.

Når elektrolyseanlægget er tilsluttet elnettet, er elprisen på det danske elmarked afgørende for produktionsomkostningerne for brint. Nærværende analyse er baseret på de prognosticerede elpriser i 2030 i KF21 og er således baseret på en frozen policy-udvikling med begrænset udbygning af PtX-anlæg. Det er en forudsætning for de præsenterede produktionsomkostninger i konfiguration 1, at en større udbygning af elektrolysekapacitet i udgangspunktet foregår sideløbende med tilsvarende udbygning af VE-kapacitet (sol og vind) i Danmark.

Produktionsomkostningen for brint i forbindelse med opførelsen af energier i Danmark er i grundscenariet beregnet til ca. 135 kr./GJ, når elektrolyseanlægget er placeret på energien, og ca. 150 kr./GJ, når elektrolyseanlægget er placeret på land. I tilfælde af hurtigere teknologiudvikling er brintproduktionsomkostningerne ca. 120 kr./GJ ved placering af elektrolyseanlægget på energien og ca. 135 kr./GJ ved placering på land med tilkobling til energi. De lavere produktionsomkostninger for brint, når elektrolyse foregår på energien, skyldes besparelsen på dele af kablerne til land og andre af de elektriske dele. Det bemærkes, at energien i Nordsøen inkl. de planlagte havvindmølleparker først ventes klar på den anden side af 2030.



Tabel 3. Produktionsomkostningen for brint for forskellige konfigurationer af elektrolyse i Danmark og Marokko. Konf. 1 i grundscenariet svarer til omkostninger for produktion af brint i den nærmere fremtid, og tallene fremgår også af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence". Konf. 1, følsomhedsscenario 3 svarer til omkostninger på længere sigt, og tallene fremgår ligeledes af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence".

	Konfiguration	Produktion af brint (kr./GJ)	Følsomhedsscenarier	Produktion af brint (kr./GJ)
Danmark	Konf. 1 <i>Elektrolyse koblet til elnettet^{1,2}</i>	125	1. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse	103
			2. Lavere tariffer	92
			3. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse og lavere tariffer	75
	Konf. 2 <i>Energio med elektrolyse på land^{1,3}</i>	150	Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse	135
	Konf. 3 <i>Energio med elektrolyse på ø^{1,3}</i>	136	Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse	118
Marokko	Off-grid solenergi ¹	125	1. Hurtigere teknologiudvikling på solenergi	103
			2. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse	95
			3. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse og på solenergi	75

Anm. 1: Salg af overskudsvarme ikke inkluderet

Anm. 2: Beregningen er baseret på elpriser for 2030 fra KF21 baseret på ENTSO-E's National Trends scenarie. Den samlede elektrolysekapacitet i Danmark er antaget at være 132 MW. Prisen her skal ses som en nedre pris, som gælder for de første elektrolyseanlæg, der tilsluttes elnettet. For senere elektrolyseanlæg må forventes højere brintproduktionspris med mindre, der sker en øget udbygning med billig elproduktionskapacitet. Tariffer antages at være 100 kr./MWh i grundscenariet og 40 kr./MWh i følsomhedsscenario 2 og 3.

Anm. 3: Der ses på anslåede produktionsomkostninger for havvind i Nordsøen, da det har størst skaleringspotentialer. Omkostningerne til PtX-produktion ved Bornholm undersøges særskilt.

4.2 Transport af brint til Nordvesteuropa

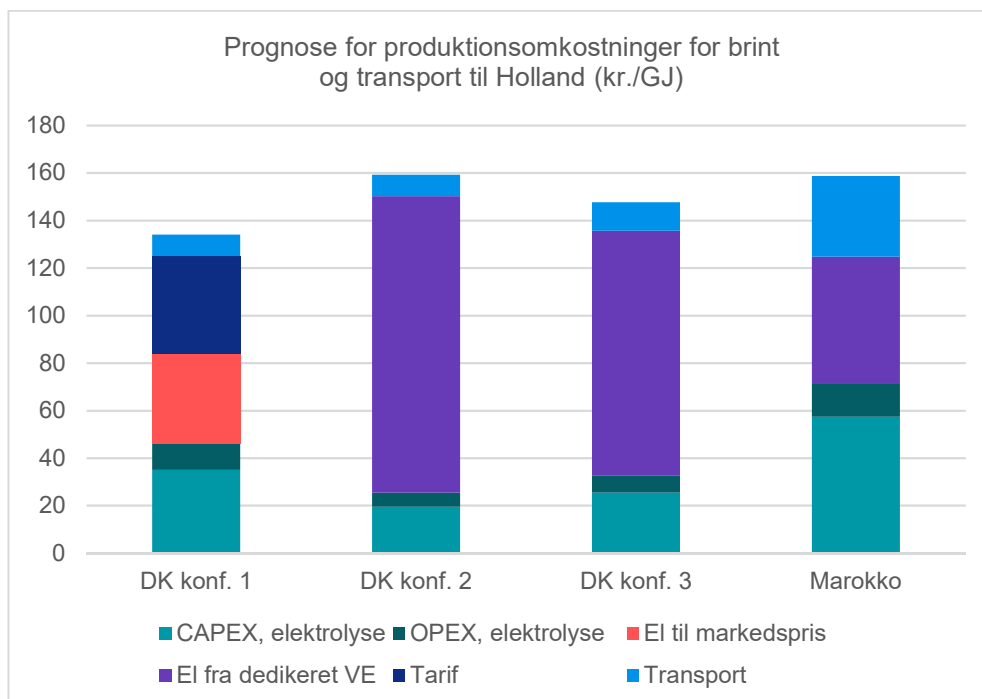
I det følgende præsenteres transport- og lageromkostningerne for brint. Der findes ikke i dag en etableret infrastruktur for brint, og omkostningsberegningerne til transport og lager af brint er derfor behæftet med store usikkerheder.



Det antages, at brinten transporteres til Holland fra Danmark eller Marokko i brintrør, som vurderes at være den billigste transportform af brint i stor skala. Det er her antaget, at der etableres en fælles europæisk infrastruktur for transport af brint i brintrør, som producenter af brint kan koble sig på.⁸

Brintrørets kapacitet samt udnyttelsesgraden er afgørende for omkostningen til transport pr. GJ brint. Således giver en større rørkapacitet og en større udnyttelsesgrad en mindre omkostning pr GJ brint, der transporteres. Brintrørets kapacitet antages at være 4 GW, mens udnyttelsesgraden antages at være 80 pct. Antagelsen om brintrørets kapacitet bygger på forudsætningen, at hvis der etableres brintproduktion i Danmark eller Marokko med sigte på eksport, vil eksporten skulle være i en vis skala for, at det er rentabelt.

Figur 2 viser produktionsomkostninger for brint samt transport til Rotterdam, Holland. Omkostningerne for transport af brint fra Marokko til Holland er betydelige, hvorimod omkostninger for transport fra Danmark er væsentlig mindre grundet nærhed til markedet. Samlet kan det betyde at danskproduceret brint har et omkostninger på niveau med marokkanskproduceret brint på det nordvesteuropæiske marked.



Figur 2. Produktionsomkostninger for brint (kr./GJ) i grundscenarier fordelt på omkostning til tariffer, el, investeringsomkostninger (CAPEX) til elektrolyse og driftsomkostninger (OPEX) til elektrolyse samt transport i brintrør til Rotterdam, Holland.

⁸ Planer blandt de europæiske TSO'er om et fælleseuropæisk brintrør. Bl.a. udtrykt i 'Extending the European Hydrogen Backbone', udgivet april 2021



I Tabel 4 præsenteres de estimerede omkostninger til lager og transport af brint forudsat, at brinten transporteres via brintrør til Rotterdam i Holland.

De samlede omkostninger for produktion af brint og transport fra Marokko til Rotterdam forventes at være ca. 160 kr./GJ med de anvendte forudsætninger. For brint produceret på elnettet i Danmark og transporteret til Rotterdam er omkostningerne beregnet til ca. 135 kr./GJ i grundscenariet, mens de samlede omkostninger i energio-konfigurationerne er ca. 150-160 kr./GJ.

Tabel 4. Beregnede produktionsomkostninger for brint og transport pr. GJ.

	Konfiguration	Produktion af brint + transport (kr./GJ)	Følsomhedsscenarier	Produktion af brint + transport (kr./GJ)
Danmark	Konf. 1 Elektrolyse koblet til elnettet	134 ¹	1. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse 2. Lavere tariffer 3. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse og lavere tariffer	113 101 84
	Konf. 2 Energio med elektrolyse på land	159 ¹	Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse	144
	Konf. 3 Energio med elektrolyse på ø	148 ^{1,2}	Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse	130
Marokko	Off-grid solenergi	159 ¹	1. Hurtigere teknologiudvikling på solenergi 2. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse 3. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse og på solenergi	137 129 109

Anm. 1: Antaget transport i brintrør (70 bar) med kapacitet på 4 GW og udnyttelsesgrad 80 pct. Tekno-økonomisk data fra Teknologikatalog for transport af energi og CO₂

Anm. 2: Rørføring over hav er anslået at have en meromkostning på CAPEX på ca. 75%, som svarer til meromkostning til transport af CO₂ over hav, jf. Teknologikatalog for CO₂-transport.⁹ Der er væsentlig usikkerhed forbundet med estimering af transportomkostningerne for brint i rør over hav.

⁹ Kilde: Energistyrelsen, Teknologikatalog for transport af energi og CO₂ (121 CO₂pipeline).



Beregningerne tyder på at danske brintproduktionsomkostninger kan blive konkurrencedygtige med marokkanske, når transportomkostningen til Nordvesteuropa regnes med. Følsomhedsresultater ændrer ikke væsentligt på dette billede.

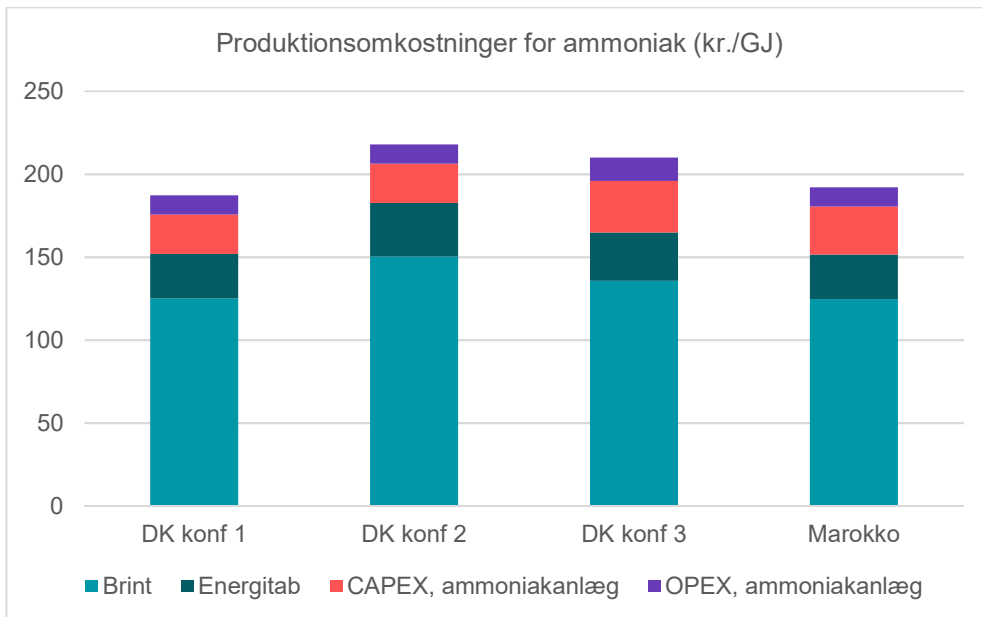
5 Eksport af ammoniak

5.1 Produktionsomkostninger for ammoniak

Her præsenteres omkostningerne for viderekonvertering til ammoniak ved produktion i Marokko og Danmark baseret på samme konfigurationer som for elektrolyse.

Der er antaget samme omkostning til investering og drift af elektrolyse i Danmark og Marokko bortset fra risikotillæg på 2 pct. i Marokko. Antagelser vedrørende tekniske og økonomiske forudsætninger følger Energistyrelsens Teknologikatalog. Det er antaget, at energitabet ved konvertering fra brint til ammoniak er 18 pct., og at synteseanlægget er i drift 7000 timer om året svarende til ca. 80 pct. af tiden. Der er ikke indregnet omkostninger til bufferlager af brint, som vil være nødvendigt for at sikre en konstant tilførsel af brint. Omkostningerne til bufferlager af brint antages at være ens i Danmark og Marokko og rykker derfor ikke ved forholdet mellem produktionsomkostningerne til ammoniak i de to lande.

Figur 3 viser produktionsomkostningerne for ammoniak fordelt på omkostningselementer. Langt det største omkostningselement for ammoniakproduktion er omkostninger for brint, som udgør omkring to tredjedele af de samlede omkostninger. Derudover er energitab ved konvertering fra brint til ammoniak en betragtelig omkostning og udgør ca. en sjettedel af de samlede omkostninger. De resterende omkostninger er investering og drift af ammoniak anlæg.



Figur 3. Produktionsomkostninger for ammoniak (kr./GJ) i grundscenarierne, fordelt på omkostning til brintproduktion, energitab ved konvertering til ammoniak, investeringsomkostninger (CAPEX) til ammoniakanlæg og driftsomkostninger (OPEX) til ammoniakanlæg. Konf. 1 i grundscenariet svarer til omkostninger for produktion af ammoniak i den nærmere fremtid, og tallene fremgår også af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence".

Beregningerne tyder på at produktionsomkostningerne for ammoniak i Danmark kan komme på niveau med produktionsomkostningerne i Marokko, om end lidt højere. Beregningerne viser en prognose for de samlede udgifter til produktion af ammoniak på ca. 185-220 kr./GJ i Danmark og ca. 190 kr./GJ i Marokko. Følsomhedsresultaterne ændrer ikke væsentligt på dette billede.

Tabel 5 viser produktionsomkostningerne for ammoniak i grundscenarierne og følsomhedsscenarierne.



Tabel 5. Produktionsomkostningen for ammoniak, kr. pr GJ ammoniak. Konf. 1 i grundscenariet svarer til omkostninger for produktion af ammoniak i den nærmere fremtid, og tallene fremgår også af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence". Konf. 1, følsomheds-scenarie 3 svarer til omkostninger på længere sigt, og tallene fremgår ligeledes af Energistyrelsens analyse "PtX-produkter og konkurrence".

	Konfiguration	Produktion af ammoniak (kr./GJ)	Følsomhedsscenarier	Produktion af ammoniak (kr./GJ)
Danmark	Konf. 1 Elektrolyse koblet til el- nettet	187	1. Hurtigere teknologi- udvikling på elektrolyse	160
			2. Lavere tariffer	147
			3. Hurtigere teknologi- udvikling på elektrolyse og lavere tariffer	126
	Konf. 2 Energio med elektrolyse på land	218	Hurtigere teknologiud- vikling på elektrolyse	201
	Konf. 3 Energio med elektrolyse på ø	210	Hurtigere teknologiud- vikling på elektrolyse	188
Marokko	Off-grid sol- energi	192	1. Hurtigere teknologi- udvikling på solenergi	169
			2. Hurtigere teknologi- udvikling på elektrolyse	156
			3. Hurtigere teknologi- udvikling på elektrolyse og på solenergi	132

5.2 Transport af ammoniak til Nordvesteuropa

Her redegøres for produktionsomkostningen for ammoniak inklusiv transport til Nordvesteuropa, hvor det antages, at Rotterdam havn vil være knudepunkt for handel med ammoniak i Europa. Det vurderes, at Nordvesteuropa vil være det primære marked for danskproduceret, grøn ammoniak.

Der findes i dag et veletableret verdensmarked for ammoniak på grund af ammoniaks udbredte anvendelse til produktion af kunstgødning. Der er etablerede, internationale skibsruiter for fragt af ammoniak samt et omfattende netværk af havne over hele verden, hvor ammoniak håndteres i stor skala. Der er således havnefaciliteter i Marokko, Tunesien, Qatar, Jordan, Algeriet, Saudi-Arabien og Egypten, som håndterer store



mængder ammoniak til import og eksport¹⁰. Derfor er omkostningerne til transport og lager af ammoniak mindre usikre end for brint.

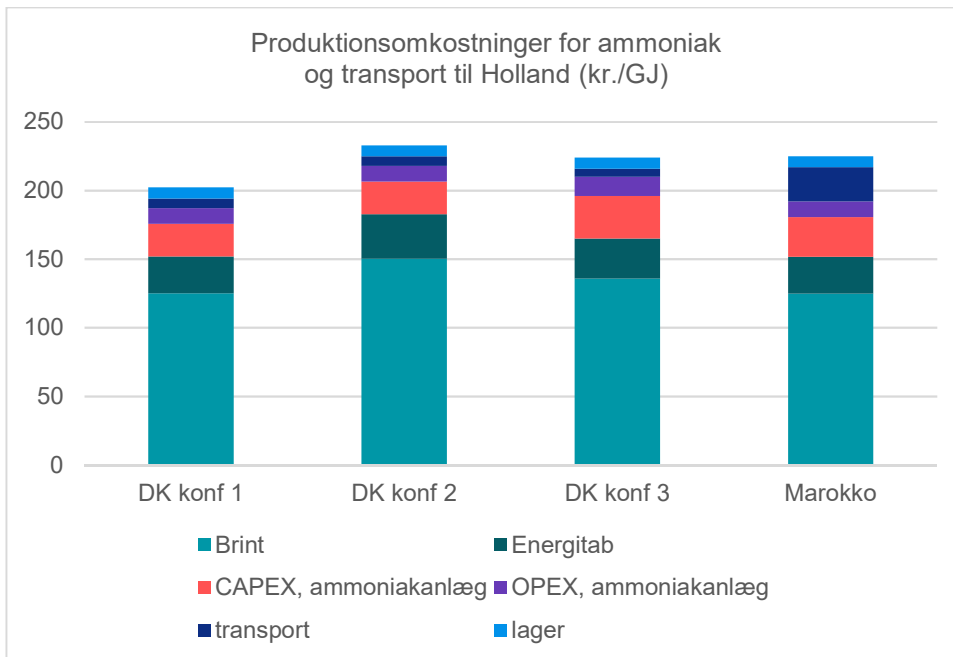
Omkostningen til transport af ammoniak med skib afhænger af skibets kapacitet, samt hvor lang sejlruten er. Prisraterne er desuden følsomme over for omkostningen til skibsbrændstoffer samt det generelle udbud og efterspørgsel af transportkapacitet.

Det antages, at ammoniak produceret i Marokko føres med rør fra produktionsanlæg til lager på kaj og herefter transporteres med skib til Rotterdam havn i Holland. Det antages, at ammoniak produceret i Danmark transporteres med skib til Rotterdam uden forudgående transport over land, idet elektrolyseanlæg antages at være placeret i Esbjerg eller på energiø i Nordsøen.

Lagertiden på kaj antages at være 30 dage i begge havne (Rotterdam og havn i Danmark eller Marokko). Der er ikke antaget højere omkostninger for lager på energiø.

Figur 4 viser de beregnede produktionsomkostninger for ammoniak samt transport til Rotterdam i Holland. Transportudgifter til Nordvesteuropa lægger en væsentlig meromkostning på ammoniak produceret i Marokko, mens transportomkostningen fra Danmark er betydeligt mindre grundet nærhed til markedet. Beregningerne tyder derfor på at danskproduceret ammoniak kan forventes at blive konkurrencedygtigt med marokkanskproduceret brint på et nordvesteuropæisk marked.

¹⁰ <https://www.argusmedia.com/-/media/Files/sample-reports/argus-ammonia.ashx?la=en&hash=404E23BBF344F067B657AAE9CDDD651F1ECDDBBF>



Figur 4. Produktionsomkostninger for ammoniak og transport til Holland (kr./GJ) i grundscenarierne, fordelt på omkostning til brintproduktion, energitab ved konvertering til ammoniak, investeringsomkostninger (CAPEX) til ammoniakanlæg og driftsomkostninger (OPEX) til ammoniakanlæg og transport til Rotterdam, Holland inklusiv lagring på havn.

Tabel 6 viser de beregnede produktionsomkostninger for ammoniak samt transport- og lageromkostninger. Beregningerne viser, at produktion af ammoniak i Danmark samt transport til Rotterdam er ca. 200-235 kr./GJ, mens de tilsvarende omkostninger for marokkanskproduceret ammoniak er ca. 225 kr./GJ. Beregningerne tyder på, at danskproduceret ammoniak har samme omkostningsniveau som marokkansk produceret ammoniak. Følsomhedsresultaterne ændrer ikke på det overordnede billede.



Tabel 6. Produktionsomkostninger for ammoniak samt transport til Holland, kr. pr. GJ.

	Konfiguration	Produktion af ammoniak + transport (kr./GJ)	Følsomhedsscenarier	Produktion af ammoniak + transport (kr./GJ)
Danmark	Konf. 1 <i>Elektrolyse koblet til el-nettet</i>	202	1. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse 2. Lavere tariffer 3. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse og lavere tariffer	175 162 141
	Konf. 2 <i>Energø med elektrolyse på land</i>	233	Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse	215
	Konf. 3 <i>Energø med elektrolyse på ø</i>	224	Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse	221
Marokko	Off-grid sol-energi	225	1. Hurtigere teknologiudvikling på solenergi 2. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse 3. Hurtigere teknologiudvikling på elektrolyse og på solenergi	202 189 165

6 Forudsætninger og baggrundsmateriale

6.1 Omkostninger til elforbrug

Et elektrolyseanlæg til fremstilling af brint drives af el, og derfor er omkostningen til el afgørende for produktionsomkostningen for på brint. Omkostningen til el afhænger af, hvorvidt anlægget er koblet til elnettet (on-grid), og prisen dermed afhænger af elmarkedet, eller om anlægget er koblet til en dedikeret sol- eller vindpark uden om el-nettet (off-grid), og prisen dermed afhænger af lokale sol- og vindforhold.

Elektrolyse koblet til det kollektive elnet i Danmark

Omkostningen til el på det danske elmarked varierer over årets 8760 timer afhængigt af udbud og efterspørgsel. For et elektrolyseanlæg koblet til elnettet vil det være favorabelt at køre, når elprisen er lav. På den måde opnår elektrolyse-ejeren en lav



brintproduktionsomkostning, og for elnettet virker elektrolyseanlægget som en systembalancerende enhed, der udnytter de timer, hvor der er meget vindenergi i elnettet, men lav efterspørgsel.

Den varierende elpris præsenteres ofte i en varighedskurve, der angiver elprisen sorteret og fordelt på årets 8760 timer med højeste pris først, faldende mod lavere priser. Varighedskurvene benyttet i denne analyse følger Energistyrelsens Klimafremskrivning 2021 (KF21) i fremskrivningsåret 2030.

Omkostning til elektricitet er beregnet ved en optimering, som finder det antal fuldlasttimer, der giver den laveste, gennemsnitlige elpris per GJ brint. Omkostningen til elektricitet er beregnet til ca. 100 kr./MWh med fuldlasttimer på ca. 3000 timer om året. Investeringsomkostningen (CAPEX) og de løbende udgifter (OPEX) vil have en stærk påvirkning på antallet af fuldlasttimer og den gennemsnitlige elpris. Derudover har varighedskurven for elprisen ligeledes en stærk påvirkning på antallet af fuldlasttimer og den gennemsnitlige elpris for elektrolyseanlægget.

Energier med off-grid konfiguration af elektrolyse

I en off-grid-konfiguration er VE-anlægget og elektrolyseanlægget forbundet således, at VE-anlægget leverer strøm direkte til elektrolyseanlægget frem for at være tilsluttet et kollektivt elnet. Konfigurationen kan benyttes enten for at undgå omkostninger til net-tilslutning eller i områder uden en stærk infrastruktur til at aftage elektriciteten. Etablering af VE-anlæg har derved udelukkende til formål at drive elektrolyse- og eventuelle viderekonverteringsanlæg.

I off-grid konfigurationerne estimeres omkostningerne til elektricitet via en beregning af Levelized Cost of Electricity (LCOE). LCOE er et mål for den gennemsnitlige elproduktionsomkostning for et givent anlæg hen over anlæggets levetid.

Det antages altså, at elektrolyseanlægget og VE-anlægget har samme ejer, eller at et elektrolyseanlæg på anden vis vil kunne indgå en elhandelsaftale og dermed sikre sig den pågældende elpris.

For så vidt angår energiberegningerne i Nordsøen er antaget følgende:

- Samlet CAPEX til energio (uden elektrolyseanlæg) inklusiv vindmøller er 19,9 mia. kr. inkl. elkabelføring til land. Når elektrolyse foregår på land, betaler elektrolyseanlægget halvdelen af omkostninger ved kabelføring til land (indeholdt i de 19,9 mia. kr.)
- Besparelsen på kabler, når elektrolyse foregår på energioen, er 5,3 mia. kr., således at samlet CAPEX til energioen er 14,6 mia. kr.
- Det er antaget, at levetiden for elektrolyseanlæg er forkortet med 5 år, når elektrolyseanlægget står på energioen
- Det er antaget, at CAPEX er 20% højere for elektrolyseanlægget, når det står på energioen svarende til en højere kvadratmeterpris på øen.



- Drift og vedligehold (OPEX) til elektrolyse på energiøen er 2 pct. af CAPEX i alle konfigurationer
- Det antages at der ikke betales tariffer i energiø-konfigurationerne, hverken når elektrolyse foregår på øen eller på land, dvs. det antages at der etableres direkte kabellinjer mellem VE-produktion og elektrolyse¹¹.

Antagelserne er opsummeret i **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet..**

Tabel 7. Antagelser angående energiøscenarier med hhv. elektrolyse på energiø og elektrolyse på land.

Energiø med elektrolyse på land Energiø med elektrolyse på ø

	<i>Grundscenarie</i>	<i>Følsomhed (hurtigere tekn.udvikling på elektrolyse)</i>	<i>Grundscenarie</i>	<i>Følsomhed (hurtigere tekn.udvikling på elektrolyse)</i>
<i>CAPEX energiø inkl. vindmøller</i>	19,9 mia. kr. ¹	19,9 mia. kr. ¹	14,6 mia. kr. ²	14,6 mia. kr. ²
<i>CAPEX elektrolyse</i>	450 euro/kW ³	300 euro/kW ⁴	540 euro/kW ⁵	360 euro/kW ⁵
<i>Levetid elektrolyse</i>	30 år ³	32 år ⁴	25 år ⁶	27 år ⁶
<i>OPEX Elektrolyse</i>	2% af CAPEX på elektrolyse	2% af CAPEX på elektrolyse	2% af CAPEX på elektrolyse	2% af CAPEX på elektrolyse
<i>Tariffer</i>	Ingen	Ingen	Ingen	Ingen

Anm. 1: Samlet CAPEX til energiø (uden elektrolyseanlæg) inklusiv vindmøller er 19,9 mia. kr. inkl. elkabelføring til land. Når elektrolyse foregår på land, betaler elektrolyseanlægget halvdelen af omkostninger ved kabelføring til land (indeholdt i de 19,9 mia. kr.)

Anm. 2: Kabelbesparelse 5,3 mia. kr.

Anm. 3: Teknologikatalog for fornybare brændstoffer (Alkalisk elektrolyse 100MW, 2030)

Anm. 4: Teknologikatalog for fornybare brændstoffer (Alkalisk elektrolyse 100MW, 2040)

Anm. 5: Antaget 20% højere end på land

Anm. 6: Antaget 5 år kortere end på land

Antallet af fuldlasttimer for energiøer i Nordsøen er antaget at være 4575 baseret på COWI's analyse af energiøer for Energistyrelsen¹². Investors forrentningskrav (WACC) antages at være 4%, og forventet levetid antages at være 30 år.

¹¹ Rammer ang. tariffer er beskrevet i andre analyser i strategi for PtX

¹² COWI for Energistyrelsen, "Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen", november 2020



Der tages udgangspunkt i et energiø-scenarie på 3GW udarbejdet af COWI med elforbindelse til Danmark og Holland. Der er betydelig usikkerhed forbundet med beregningerne af omkostninger til øen og dermed på beregningen af LCOE for energiø-konfigurationerne.

Scenariet er modificeret for at muliggøre beregninger af produktionsomkostninger for brint, jf. **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.** Modificeret scenarie 1, hvor energiøen leverer strøm til elektrolyseanlæg på land, er identisk med COWI-scenariet bortset fra, at 1GW el dedikeres elektrolyse. CAPEX til den del af energiøen, der dedikeres elektrolyse, antages at være en tredjedel af den samlede CAPEX. Modificeret scenarie 2, hvor energiøen leverer strøm til elektrolyseanlæg på energiøen, er en modificering af COWI-scenariet, hvor dele af udgifterne til kabler og elforbindelser er fratrukket svarende til, at 1GW havvind dedikeres elektrolyse på øen. De fratrukne udgifter er en station på øen (1833 mio. kr.), en station på land (1233 mio. kr.), 120 km søkabel (1356 mio. kr.) og 80 km landkabel (864 mio. kr.), samlet en besparelse på 5287 mio. kr. Besparelsen tildeles den del af CAPEX for energiøen, der er dedikeret elektrolyse.

Tabel 8. Kapaciteter for energiø-scenarie udarbejdet af COWI samt konfigurationer benyttet til beregning af LCOE i denne analyse. Bemærk, at kabelføringen i Modificeret scenarie 1 er identisk med COWI-scenariet, hvilket resulterer i samme CAPEX.

Energiø	COWI-scenarie	Modificeret scenarie 1		Modificeret scenarie 2	
		elektrolyse på land	på land	elektrolyse på øen	på øen
Kapacitet elektrolyse	-	1 GW		1 GW	
Kapacitet havvind	3 GW	1 GW		1 GW	
Elforbindelser	2 GW til Danmark, 1 GW til Holland	2 GW til Danmark, 1 GW til Holland		1 GW til Danmark, 1 GW til Holland	
Kapacitet elektrolyse	ingen	1 GW		1 GW	
CAPEX (mia. kr., 3 GW el)	59,6 mia. kr.	59,6 mia. kr.		54,3 mia. kr.	
-Heraf dedikeret elektrolyse (1 GW)	-	19,9 mia. kr.		14,6 mia. kr.	

Fejl! Henvisningskilde ikke fundet. viser antagelser for beregning af LCOE for de to energiø-konfigurationer. LCOE for energiø med brint på land er da beregnet til ca. 305 kr./MWh, mens besparelsen på dele af de elektriske installationer i konfigurationen med energiø med brint på ø giver en LCOE på ca. 250 kr./MWh. Beregningen af LCOE for de to konfigurationer er behæftet med væsentlige usikkerheder.

Tabel 9. Antagelser til beregning af LCOE for energiø med elektrolyse.

	Modificeret scenarie 1 Energiø med brint på land	Modificeret scenarie 2 Energiø med brint på ø
CAPEX (mia. kr)	19,00	14,58
OPEX (mio.kr/GWh/år)	0,075	0,075
Fuldlasttimer	4575	4575
Forventet levetid	30 år	30 år
WACC	4 pct.	4 pct.
LCOE (kr./MWh)	305	250

Elektrolyse koblet til solenergianlæg i Marokko

Antallet af fuldlasttimer for solenergi i Marokko er antaget at være 1925 baseret på Global Solar Atlas. I Tabel 10 præsenteres den beregnede LCOE for solenergi i grundscenariet og med hurtig teknologiudvikling.

Tabel 10. Beregning af Levelized Cost of Energy (LCOE) for solenergi, Marokko i 2030

	<i>Grundscenarie Teknologikatalog frem- skrivningsår 2030</i>	<i>Hurtig teknologiudvik- ling Teknologikatalog frem- skrivningsår 2040</i>
Antagelser		
Fuldlasttimer (timer/år)	1925	1925
Forventet levetid	40 år	40 år
CAPEX (mio. kr./MW)	2,80	2,45
OPEX (mio. kr./MW/år)	0,054	0,049
WACC	5%	5%
Risikotillæg	2 %	2 %
LCOE (kr./MWh)	130	115

Anm.: Data fra Teknologikatalog for el- og fjernvarmeproduktion, '22 Photovoltaics Large'. Grundscenariet er baseret på fremskrivningsåret 2030. Hurtig teknologiudvikling er baseret på fremskrivningsåret 2040.

6.2 Omkostning til investering og drift af elektrolyseanlæg

Produktionsomkostninger for brint er beregnet som summen af udgifter til investeringer (CAPEX pro anno), drift og vedligehold (OPEX), udgifter til el samt eventuelle udgifter til tariffer.



Der er antaget samme omkostning til investering og drift af elektrolyse i Danmark og Marokko bortset fra et risikotillæg på 2% i Marokko og højere omkostninger ved placering på energiø som beskrevet i afsnit 5.3.

Ved placering af elektrolyseanlæg på energiø regnes med 20% højere CAPEX og 5 år kortere levetid. Antagelser angående anlæggets levetid, CAPEX mm. følger i øvrige Energistyrelsens Teknologikatalog for fornybare brændstoffer, jf. Tabel 11. Den nedre brændværdi for brint er anvendt.

Tabel 11. Data for beregning af produktionsomkostning for brint fremstillet via alkalisk elektrolyse.

Elektrolyse Alkalisk elektrolyse	Grundscenarie	Følsomhedsscenario - hurtigere teknologi- udvikling
CAPEX (euro/kW electricity)	450	300
OPEX (pct. af CAPEX årligt)	2 pct.	2 pct.
Virkningsgrad	68 pct.	72 pct.
Forventet levetid	30 år	32 år

Ved beregning af produktionsomkostning for brint i Danmark i konfigurationen, hvor elektrolyse er koblet til elnettet, medregnes omkostning til tariffer. I grundscenariet er det antaget, at tariffer til elnettet er 100 kr./MWh, mens det i følsomhedsscenarioet med lavere tariffer antages, at tarifferne er reduceret til 40 kr./MWh, jf. Tabel 12. Reduktion af tariffer kræver ændrede rammevilkår.

Tabel 12. Antagelser vedrørende tariffer i Danmark.

Elektrolyse	Grundscenarie	Følsomhedsscenario - reducerede tariffer
Tariffer (kr./MWh)	100	40

6.3 Omkostning til investering og drift af ammoniakanlæg

Tabel 13 viser antagelser ved beregning af omkostninger til ammoniaksynteseanlæg. Antagelser vedrørende tekniske og økonomiske forhold følger Energistyrelsens Teknologikatalog for fornybare brændstoffer.

Der er antaget et energitab ved konvertering fra brint til ammoniak på 18 pct. Synteseanlægget antages at have en CAPEX på 1,3 mio. euro/MW ammoniak, en levetid på 30 år og en WACC på 5 pct. i Danmark og 7 pct. i Marokko. Antallet af fuldlasttimer for synteseanlægget antages at være 7000 timer svarende til, at anlægget er i drift ca. 80% af tiden.



Tabel 13. Antagelser ved beregning af omkostninger til fremstilling af ammoniak

	Antagelse
Synteseanlæg	
Energitab	18 pct.
CAPEX (mio. euro/MW ammoniak)	1,3
OPEX	3 pct. af CAPEX
Fuldlasttimer	7000
Forventet levetid	30 år
WACC	5 pct.
Risikotillæg, Marokko	2 pct.

Elforbruget til ammoniakproduktion fra brint er meget lille, 0,05MWh per MWh ammoniak, og er derfor ikke medregnet her. Der er ikke indregnet omkostninger til bufferlager af brint, som vil være nødvendigt for at sikre en konstant tilførsel af brint. Omkostningerne til bufferlager af brint er antaget at være de samme i Danmark og Marokko og rykker derfor ikke ved forholdet mellem produktionsomkostningerne til ammoniak i de to lande.

Ved ammoniakproduktion på energiø antages 20% højere CAPEX og OPEX og 5 år kortere levetid. **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.** viser en oversigt over antagelserne.

Tabel 14. Antagelser for energiøscenarier med hhv. ammoniakanlæg på energiø og ammoniakanlæg på land.

	Energiø med ammoniakproduktion på land	Energiø med ammoniakproduktion på ø
CAPEX ammoniakanlæg	1,3 mio. euro/MW ammoniak ¹	1,6 mio. euro/MW ammoniak ²
Levetid ammoniakanlæg	30 år ¹	25 år ³
OPEX ammoniakanlæg	39.000 euro/MW ammoniak/år ¹	47.000 euro/MW ammoniak/år ²

Anm. 1: Teknologikatalog for fornybare brændstoffer (Hydrogen to Ammonia, 2030)

Anm. 2: Antaget 20% højere CAPEX og OPEX på ø

Anm. 3: Antaget 5 år kortere levetid på ø

6.4 Omkostning til transport

Transport af brint

Afstanden fra antaget elektrolyseplacering i Marokko til Rotterdam i Holland er estimeret til ca. 3000 km, mens afstanden fra Danmark til Holland er estimeret til ca. 800 km. Det er her antaget, at Esbjerg er knudepunkt for brintransport fra Danmark. For



konfigurationen, hvor elektrolyseanlægget er placeret på energiøen, antages først transport fra energiø til Esbjerg via rørføring over hav på 120 km.

Tabel 15. Antagelser om afstande, transport af brint i rør

	Konfiguration	Rute	Afstand km
Danmark	<i>Elektrolyse koblet til elnettet</i>	Esbjerg-Rotterdam	800
	<i>Energiø med elektrolyse på land</i>	Esbjerg-Rotterdam	800
	<i>Energiø med elektrolyse på ø</i>	Energiø-Esbjerg-Rotterdam	800 + 120 over hav
Marokko	<i>Off-grid solenergi</i>	Fastland-Rotterdam	3000

Kapaciteten af brintrøret antages at være 4 GW i alle scenarier, og udnyttelsesgraden antages at være 80%. Antagelserne er listet herunder

- Udnyttelsesgrad 80%
- Rørkapacitet 4 GW
- Elpris 50 euro/MWh
- Booster-kompressor antages at øge tryk fra 35 bar til 70 bar
- Forventet levetid af røret 40 år, investeringsomkostninger (CAPEX) for kompressorer og andre enkeltdele antages at være 20 år
- WACC 5 pct. + 2 pct. risikotillæg for Marokko
- Merpris for investering i brintrør over hav antages at være 75%

CAPEX, OPEX og øvrig tekno-økonomisk data er fra Energistyrelsens Teknologikatalog for transport af energi og CO₂ i fremskrivningsår 2030.

Transport af ammoniak

Det er antaget at ammoniak transporteres med skib når det er muligt, og ellers i rør. Det antages, at ammoniakken opbevares på lager i 30 dage både i produktionsland og i Rotterdam havn. Der er antaget en omkostning på 4 kr./GJ for lagring i 30 dage.

Rørføring af ammoniak antages at have en omkostning på ca. 16 kr./GJ per 1000 km, hvilket antages at dække både anlæg og drift¹³.

Transport af ammoniak med skib antages at have en omkostning som angivet i skemaet nedenfor. Transport fra Danmark til Rotterdam antages at være short haul, mens transport fra Marokko til Rotterdam antages at være mid haul.

¹³ US pipeline tariffs



Tabel 16. Fragtpræge, transport af ammoniak med skib.

Fragtpræge (Pr GJ ammoniak pr 1000 km)	US dollar	kr.
Short haul (1000 km)	1,3	8,4
Mid haul (3000 km)	0,6	3,8
long haul (+5000 km)	0,3	2,3

Tabel 17 viser antagelse om afstande og transportform.

Tabel 17. Antagelser om afstande, transport af ammoniak med skib

	Konfiguration	Rute	Afstand og transportform km
Danmark	<i>Elektrolyse koblet til elnettet</i>	Esbjerg-Rotterdam	800 km med skib
	<i>Energiø med elektrolyse på land</i>	Esbjerg-Rotterdam	800 km med skib
	<i>Energiø med elektrolyse på ø</i>	Energiø-Rotterdam	700 km med skib
Marokko	<i>Off-grid solenergi</i>	Fastland-Rotterdam	500 km rørføring + 4500 km med skib

6.5 Kilder

Energistyrelsen, Teknologikatalog for fornybare brændstoffer

Energistyrelsen, Teknologikatalog for transport af energi og CO₂

Energistyrelsen, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme

COWI, "Cost benefit analyse og klimaaftryk af energiøer i Nordsøen og Østersøen", november 2020

COWI, "Havvindspotentialet i Danmark - screening af de danske farvande for mulige placeringer til ny havvind", april 2019