



## Power-to-X-produkter og konkurrence

### Indholdsfortegnelse

1	Hovedkonklusioner og vigtigste resultater.....	1
2	Indledning .....	3
3	Omkostningselementer og disses forventede udvikling under "Business as Usual" .....	3
4	PtX-omkostninger sammenlignet med alternativerne .....	5
5	Virkemidler på udbudssiden .....	7
5.1	Tariffer .....	8
5.1.1	Justeringer af eksisterende tariffer under nuværende lovgivning .....	8
5.1.2	Geografisk differentierede tariffer .....	9
5.2	Øget adgang for egenproduktion .....	9
5.3	Statslige støtteordninger.....	10
6	Virkemidler på efterspørgselssiden .....	12
7	Prissammenligning under hensyn til virkemidler .....	14
8	Omkostninger på længere sigt .....	15
9	Tiltag til reduktion af omkostningsforskelle .....	16

### 1 Hovedkonklusioner og vigtigste resultater

Omkostningerne ved at producere PtX-brændstoffer og -produkter forventes at falde i de kommende år, men at være højere end prisen for deres fossile alternativer i en årrække fremover. Tilsvarende forventes omkostningerne ved at producere PtX-brændstoffer i en periode at være højere end omkostningerne ved produktion af alternative grønne brændstoffer. Det skyldes dels, at teknologien og industrien er under udvikling, dels, at rammerne for produktion og forbrug af PtX og de alternative grønne brændstoffer endnu ikke er på plads.

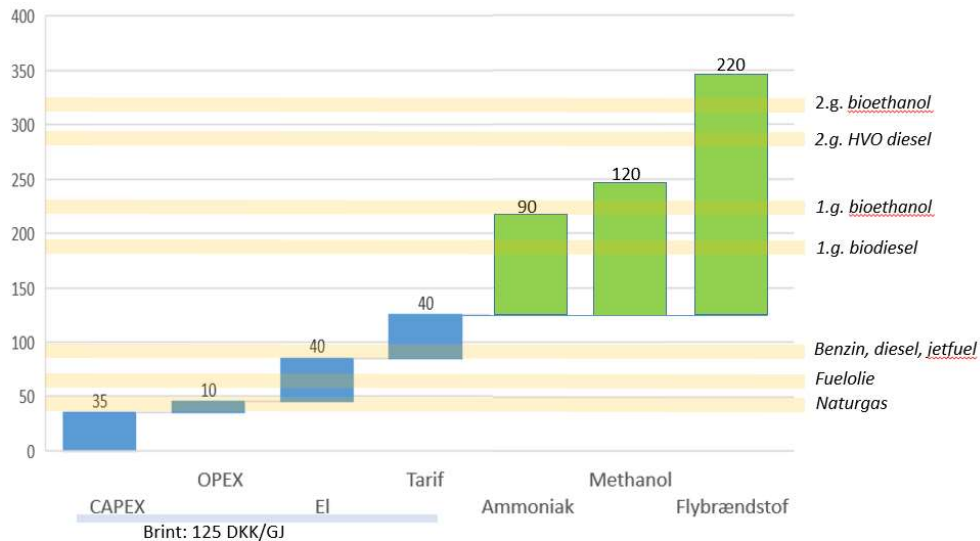
Omkostningsskønnet for 2030 er meget afhængig af udviklingen i teknologiomkostningerne og i elpriserne. Skønnet er baseret på de nuværende elprisfremskrivninger og gradvis forbedret og billiggjort teknologi som vurderet i Teknologikataloget.

#### Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

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

[www.ens.dk](http://www.ens.dk)



Figur. Skønnede produktionsomkostninger for brint ved elektrolyse og udvalgte PtX-brændstoffer i 2030 (BAU), kr./GJ

Hvis PtX-produkter skal være attraktive til at nedbringe CO<sub>2</sub>-emissionen i dele af transportsektoren og andre sektorer, der ikke eller kun vanskeligt kan elektrificeres, kræver det, at produktionsomkostningerne nedbringes, og at der etableres rammer på markedet, som kan fremme efterspørgslen.

Omkostninger forbundet med elproduktion og til el-tariffer udgør en stor andel af de samlede omkostninger ved PtX-produkter. Analysen peger på et antal mulige virkemidler til at reducere PtX-produktionsomkostningerne:

- Sikre fortsat udvikling i billig VE tilsluttet elnettet, herunder fortsatte omkostningsreduktioner inden for sol og vindkraft.
- Sikre mere omkostningsægte eltariffer, som reflekterer de faktiske omkostninger ved at levere el til fx PtX-produktion. Det vil både understøtte elsystemet og PtX-produktionen.
- Reguleringsmæssige rammer for udvidet egenproduktion, som også sikrer fleksibilitet i samspillet mellem elnet og fx PtX-anlæg til gunst både for elsystemet og for PtX-produktionen.
- Statslige støtteordninger til PtX-produktion, som helt eller delvist kan afdække prisspændet til de fossile alternativer og understøtte demonstration og udvikling af PtX-teknologien med henblik på generelt at gøre teknologierne mere konkurrencedygtige.



Efterspørgslen og betalingsviljen for PtX-produkter kan fremmes gennem følgende virkemidler:

- Supplere og skærpe eksisterende CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav, herunder etablere fortrængningskrav/reduktionskrav for nogle af de sektorer, der ikke er omfattet af det eksisterende CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav.
- Eventuelle yderligere CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav baseret på en vugge-til-grav-betragtning tilsvarende det eksisterende CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav for transport. Det er også afgørende at inkludere ILUC i fortrængningsberegningerne for biobrændstoffer.
- Tilpasning af afgifter og CO<sub>2</sub>-kvoter for bedre at afspejle klimaeffekten af PtX-brændstoffer.

## 2 Indledning

Omkostningerne ved at producere PtX-brændstoffer og -produkter forventes at være højere end prisen for deres fossile alternativer i en årrække fremover. Tilsvarende forventes omkostningerne ved at producere PtX-brændstoffer i en periode at være højere end omkostningerne ved produktion af alternative grønne brændstoffer, jf. Fig. 2. Det skyldes dels, at teknologien og industrien er under udvikling, dels, at rammerne for PtX-produktion og forbrug endnu ikke er på plads.

I dette notat gives et overblik over PtX-produkternes konkurrencesituation i forhold til de traditionelle alternativer og til alternative grønne brændsler. Endvidere præsenteres centrale virkemidler, som kan bidrage til at fremme PtX-produkternes konkurrencesituation, fremme udnyttelse af synergi, især mellem elsystemet og PtX-produktionen, samt fremme efterspørgslen efter PtX-produkter. En række af virkemidlerne er nærmere beskrevet og uddybet i Energistyrelsens notat Muligheder og udfordringer ved indpasning af storskala PtX i det danske energisystem.

## 3 Omkostningselementer og disses forventede udvikling under "Business as Usual"

Grøn brint indgår i alle PtX-produkter, og elektrolyseomkostningerne er centrale for produktionsomkostningerne for alle PtX-produkter. Tabel 1 viser de aktuelle omkostningselementer samt den i 2020 af Energistyrelsen forventede "Business as Usual"-udvikling (BAU) af omkostningselementerne frem mod 2030 ved grøn brintproduktion ved elektrolyse (ved 2020-eltariffer). Omkostningsvurderingerne er forbundet med væsentlig usikkerhed, bl.a. er forudsætningerne om driftsmønstret afgørende. Der er antaget relativt få driftstimer, ca. 3000 fuldlasttimer (FLT) pr. år, for at sikre, at der kun produceres ved lave elpriser, hvilket indebærer, at kapitaludgifterne pr. produceret GJ brint udgør en forholdsmeæssigt stor andel.



Kr./GJ brint	Elektrolyse på elnettet 2020	Elektrolyse på elnettet 2030
CAPEX	42	35
OPEX ex. el	14	10
El	46	40
Tarif	42	40
<b>Sum</b>	<b>144</b>	<b>125</b>

Kilde: Energistyrelsens Teknologikatalog, egne beregninger

1: Aktuell transmissionstarif

*Tabel 1 Forventede produktionsomkostning for brint ved elektrolyse koblet til elnettet i 2020 og 2030. Alkalisk elektrolyse.*

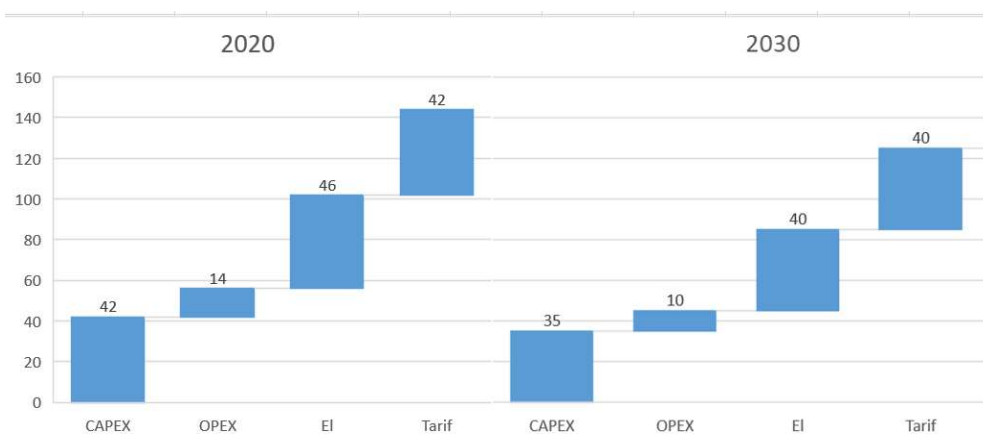
Under disse forudsætninger er de centrale omkostningskomponenter køb af el, ca. 1/3 af omkostningerne, betaling af eltarif, ligeledes ca. 1/3 af omkostningerne, investeringsomkostninger (CAPEX), 28 pct af omkostningerne, og endelig driftsomkostninger (OPEX), 8 pct.

Den forventede udvikling i omkostningerne er endvidere skønnet frem mod 2030, uden specifikke danske tiltag for at reducere omkostningerne og ved eksisterende tariffer. Det er fortsat de samme komponenter, der dominerer PtX-omkostningerne. I Energistyrelsens teknologikatalog, opdateret i 2020, forventes der dog en reduktion i både investerings- og driftsomkostningerne frem mod 2030. Den teknologiske udvikling påvirkes i høj grad af skalaen, hvormed elektrolyse etableres, og hurtigere eller langsommere teknologisk udvikling end den forudsatte er således sandsynlig. Energistyrelsen forventer desuden fremover reducerede elpriser i de timer, elektrolyseanlæggene drives, som følge af øget VE-baseret elproduktion i Danmark. Dette vil igen i høj grad være påvirket af både den danske og udenlandske udbygningstakt med VE. Med faldende omkostninger frem mod 2030 øges betydningen af tariffbetalingen, som, med de givne forudsætninger, udgør 1/3 af de samlede omkostninger ved uændrede tariffer.

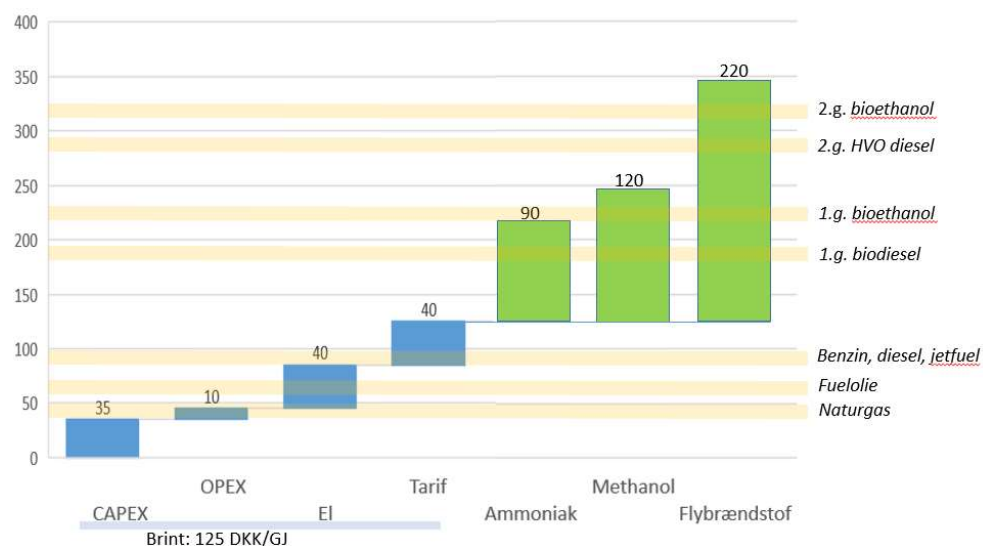
Store elektrolyseanlæg har potentielt mulighed for at levere overskudsvarme til fjernvarme og industri, ligesom de kan bidrage med fleksibilitet til elsystemet. Der er et stort elforbrug forbundet med elektrolyse, men teknologien giver gode muligheder for fleksibelt driftsmønster, som kan bidrage til elsystemet med hurtig op- og nedskalering af forbruget. I et system med voksende andel af el fra fluktuerende kilder som vind og sol er det en fordel med mere fleksibelt forbrug, der kan tilpasse sig og nyttiggøre udsving i elproduktionen. Værdien af disse ydelser er ikke medtaget i Tabel 1. Både salg af overskudsvarme og bidrag med systemydelser vil kunne give værdi til PtX-produktion og bidrage til at reducere de samlede omkostninger.

## 4 PtX-omkostninger sammenlignet med alternativerne

Figur 1. viser de enkelte omkostningselementer forbundet med PtX-produktion illustreret i form af de aktuelle omkostninger ved brintproduktion ved elektrolyse samt den forventede "BAU"-udvikling af omkostningselementerne frem mod 2030. Der er stor usikkerhed om udviklingen i produktionsomkostningerne for brint ved elektrolyse. Figur 1 og 2 indikerer de forventede omkostningselementer ved brintproduktion i 2020 og 2030 ved BAU samt skønnede omkostninger til at viderekonvertere brint til hhv. ammoniak, metanol og flybrændstof.



Figur 1 Forventede produktionsomkostninger i kr./GJ for brint ved elektrolyse<sup>1</sup> 2020 og 2030. Kilde: Teknologikatalog for fornybare brændstoffer, Energistyrelsen



Figur 2 Forventede produktionsomkostninger i kr./GJ for brint ved elektrolyse og anden PtX-produktion i 2030 samt aktuelle priser på fossile og alternative brændstoffer ex. afgifter.

<sup>1</sup> Alkalisk elektrolyse, koblet til elnettet.



Til illustration er aktuelle priser på udvalgte fossile brændstoffer og udvalgte biobrændstoffer, som kan være relevante ikke-fossile alternativer, som PtX-brændstoffer vil konkurrere med, indikeret i figuren. Produktionsomkostningerne for elektrolysebrint forventes at falde, men i 2030 vurderes produktionsomkostningerne fortsat at være højere for PtX-produkter end for de fossile alternativer i BAU-vurderingen. Prisen for fossil brint er aktuelt ca. 85 DKK/GJ og dermed væsentlig under de aktuelle omkostninger for elektrolysebrint på ca. 145 DKK/GJ og under de forventede BAU omkostninger i 2030 på ca. 125 DKK/GJ.

Der er således et væsentligt spænd mellem priserne for de fossile produkter og produktionsomkostningerne for de tilsvarende PtX-produkter ved uændrede rammeforhold. Aktuelt er biobrændstoffer de dominerende grønne alternativer til fossile brændstoffer, som PtX vil være i konkurrence med både i forbindelse med iblanding og CO<sub>2</sub>-fortrængning. De reelle alternativer for PtX-produkter, især på transportområdet, er derfor i vidt omfang en række biobrændstoffer snarere end fossile brændstoffer.

Markedsprisen for biobrændstofferne er væsentlig højere end priserne for de fossile alternativer og tættere på de beregnede omkostninger for elektrolyse. Markedspriserne for udvalgte biobrændstoffer er indikeret på Fig. 2 og angivet i Tabel 2. 1.g. biobrændstoffer, som er baseret på landbrugsafgrøder, er de billigste biobrændstoffer og har en mærkbar CO<sub>2</sub>-emission i forbindelse med produktionen. Indregnes CO<sub>2</sub>-udledningen forårsaget af indirekte ændringer i arealanvendelsen (ILUC) i 1.g. biobrændstoffers CO<sub>2</sub>-emissionsfaktor, vil CO<sub>2</sub>-fortrængningen ved at iblande 1.g. biobrændstoffer i fossile brændstoffer reduceres, og der skal iblandes mere for at opnå en given CO<sub>2</sub>-fortrængning. Korrigeres prisen for ILUC-effekt, fås en højere omkostning ved at anvende biobrændstoffer til CO<sub>2</sub>-fortrængning, svarende til en højere nettopris for disse brændstoffer. ILUC effekterne varierer mellem biobrændstoffer og de anvendte råvarer, men har væsentlig betydning. Betydningen af at indregne ILUC emission er illustreret i Tabel 2 for 1.g. biobrændstoffer.

Biobrændstof, kr/GJ	Markedspris	Omkostning ved CO <sub>2</sub> -fortrængning, korrigeret for ILUC <sup>2</sup>
1.g. bioethanol (korn, sukker mv.)	225 (185-225)	270
1.g. biodiesel (raps)	190 (160-190)	600
2.g. bioethanol (halm)	320	
2.g. HVO (fedt- og olieaffald)	290	

Kilde: Energistyrelsen

Tabel 2 Eksempler på markedspriser (2019) for biobrændstoffer, CIF. Tal i parenteser angiver historisk prisspænd inden for de seneste 6-7 år.

<sup>2</sup> Der er gennemført en lang række studier af, hvor store ILUC effekter er. I VE-II-direktivet er angivet ILUC effekt til 12 - 13 gram CO<sub>2</sub>/MJ for bioethanol og 55 gram for biodiesel, som ligger til grund for beregningerne af omkostninger ved fortrængning med 1.g. biobrændstoffer.



Afhængig af de konkrete produkter og produktionsvilkår forventes omkostningerne for nogle PtX-produkter at nærme sig prisen på 2.g biobrændstoffer frem mod 2030. Således skønnes omkostningerne ved PtX metanol at udgøre ca. 245 kr. pr. GJ., og for PtX diesel at udgøre ca. 345 kr. pr. GJ. jf. Figur 2, men businesscasen vil være helt afhængig af det konkrete projekt og rammerne for anvendelse af grøn brint. Eksempelvis kunne hydrogenering af diesel til et vist niveau være et attraktivt alternativ til at iblande biodiesel for at fortrænge CO<sub>2</sub> fra transportsektoren.

Hvis der tages højde for ILUC emissioner, vil især 1. g biobrændstoffer fortrænge mindre CO<sub>2</sub>, og PtX-produkters konkurrenceevne til fortrængning af CO<sub>2</sub> vil forbedres ift. 1. g biobrændstoffer. Indregnes det i priserne, vil PtX-produkter blive langt mere konkurrencedygtige ift. 1. g. biobrændstoffer, jf Tabel 2.

PtX-brændstoffer kan bidrage til at nedbringe CO<sub>2</sub> emissionen i dele af transportsektoren og i andre sektorer, der ikke eller kun vanskeligt kan elektrificeres. Givet, at der dels er begrænsede alternativer til rådighed globalt (VE-ressourcer til biobrændstoffer), samt at PtX har potentiale til at blive udbygget i stor skala og billigere end bio-brændstofferne, kan der være gode grunde til at accelerere en nedbringelse af produktionsomkostningerne for PtX, således at der hurtigere kommer attraktive alternativer til de fossile brændstoffer til rådighed. Sådanne indsatser kan omfatte både initiativer til at nedbringe produktionsomkostningerne, herunder fremme teknologiudvikling og skalaproduktion, og til at etablere rammer på markedet, som kan fremme efterspørgslen efter grønne PtX-brændstoffer og andre grønne alternativer, bringe produktionen op i skala og understøtte innovation.

## 5 Virkemidler på udbudssiden

Virkemidler på udbudssiden vedrører primært tiltag, der kan reducere elomkostningerne og forbedre samspillet mellem elsektoren og produktion af PtX-produkter som en potentiel stor elforbrugende sektor. Elomkostningerne er dominerende for PtX-produktion, og VE i elsystemet er en forudsætning for konkurrencedygtig produktion af PtX. Endvidere kan teknologiudvikling og skalaproduktion bidrage til at reducere investeringsomkostninger og øge effektiviteten.

En hensigtsmæssig indpasning af PtX-produktion i elsystemet kan facilitere indpasningen af en stigende andel af fluktuerende elproduktion baseret på sol og vind i elsystemet og samtidig give lavere elomkostninger for PtX-produktion. Nyttiggørelse af sådanne muligheder for samspil og for at reducere produktionsomkostningerne fordrer tilpasning af reguleringen og nye virkemidler, som sikrer, at prissignalerne i elsystemet i videst muligt omfang afspejler de faktiske omkostninger ved at producere og levere el til PtX-produktion. På den



måde får PtX-producenter mulighed for at lokalisere og tilpasse produktionen, så de samlede omkostninger minimeres.

## 5.1 Tariffer

Tariffer vil med de nuværende satser udgøre et væsentligt omkostningselement ved elektrolyse og PtX-produktion. Tarifferne afspejler ikke nødvendigvis de faktiske omkostninger, som elforbrug til fx elektrolyseanlæg påfører elnettet, men reflekterer i højere grad en gennemsnitlig omkostningsstruktur. Tariffer, der i højere grad afspejler de faktiske omkostninger for elsystemet ved at tilslutte og forsyne fx PtX-anlæg, vil kunne understøtte, at PtX produktion lokaliseres og drives hensigtsmæssigt. Elektrolyseanlæg og andre PtX-anlæg kan drives fleksibelt, så de i begrænset omfang belaster elnettet, og kan ydermere bidrage med fleksibilitet til nettet. Mens markedspriserne på el giver klare prissignaler, giver de nuværende tariffer på transmissionsniveau kun i begrænset omfang incitament til fleksibel drift.

### 5.1.1 Justeringer af eksisterende tariffer under nuværende lovgivning

Energinet har igangsat et større arbejde med at modernisere tarifieringen af netkunder inden for den nuværende lovgivning. Sigtet er at opnå en mere omkostningsægte tarifstruktur, der kan understøtte en effektiv grøn omstilling og netbesparelser. Der er peget på fire områder:

- Mulighed for **begrænset nettilslutning**, som giver Energinet adgang til at afbryde fx elektrolyseanlæg mod en reduceret tariffbetaling. Ved at vælge afbrydelig tilslutning kan et elektrolyseanlæg opnå reduceret tariffbetaling og må afveje om afbrydeligheden indebærer væsentlige gener. Tarifproduktet er anmeldt til Forsyningstilsynet og afventer tilsynets godkendelse.

- **Tidsdifferentierede nettatariffer** har mulighed for at give et omkostningsægte prissignal til kunderne om, hvornår forbrugsbelastningen typisk er høj eller lav i form af at gøre det henholdsvis dyrere og billigere at bruge elnettet. Dermed tilskyndes elforbrugerne til om muligt at flytte dele af forbruget til perioder, hvor elnettet er mindre belastet, så nettet ikke behøver at blive dimensioneret efter perioder med højt forbrug. Det giver et incitament til at drive anlægget i timer med høj kapacitet i nettet og relativt lave tariffer, hvilket kan bidrage til at reducere tariffbetalingen og samtidig understøtte en effektiv udnyttelse af nettet. Tidsdifferentierede tariffer kendes fra distributionsselskaberne, hvor der for alle forbrugere er indført tidsdifferentierede tariffer, der medfører, at tarifsatsen er højere i spidsbelastningstidsrum og lavere i lavbelastningstidsrum

- **Kapacitetsbetalinger** i form af en fast årlig betaling for det maksimale effekttræk i MW, der stilles til rådighed for forbrugeren. Hvorvidt det bidrager til at reducere den samlede tariffbetaling afhænger af, hvor mange fuldlasttimer om året anlægget





drives. Et PtX anlæg, der drives med mange fuldlasttimer, opnår i et sådant system en fordel i forhold til anlæg, der drives med færre.

- **Modernisering af systemtariffen.** Systemtariffen udgør knap halvdelen af den samlede transmissionstarif. En modernisering af systemtariffen kan indebære, at tarifieringsgrundlaget ændres, så det i højere grad afspejler, hvad der driver omkostninger til forsyningssikkerhed og elforsyningens kvalitet, herunder reservekapacitet, systemdrift m.v., end den nuværende tilgang, som udelukkende er baseret på kWh-forbruget. Energinet har offentliggjort et forslag til justeret systemtarif, som de vurderer i højere grad afspejler omkostningsdriverne. Forslaget er dog endnu ikke anmeldt til Forsyningstilsynet.

### 5.1.2 Geografisk differentierede tariffer

Geografisk differentierede forbrugstariffer, som ikke er muligt under den gældende lovgivning, men som, hvis forbuddet måtte blive justeret eller fjernet på sigt, kan få særlig betydning for elektrolyseanlæg og deres tarifbetalinger. Geografisk differentierede forbrugstariffer vil synliggøre omkostningerne ved at forsyne elektrolyseanlæg og andre elforbrugende anlæg på forskellige lokaliteter. Overordnet kan geografisk differentierede forbrugstariffer potentielt komme PtX-anlæg til gode i form af en reduceret tarifbetaling, hvis de tilbydes lavere tariffer ved at tilslutte sig steder i elnettet, hvor der er ledig kapacitet. Som eksempler kan også nævnes overvejelser om lavere tariffer i særlige ilandføringszoner for el fra offshore vindmøller. Omvendt kan uhensigtsmæssig lokalisering potentielt indebære øgede tariffer.

Eftersom udgiften til eltariffer er væsentlig for PtX-anlæg, og hvis PtX-anlæg kan være fleksible mht. deres geografiske placering og dermed nettilslutning, ville geografisk differentierede tariffer kunne give et incitament til hensigtsmæssig lokalisering for at opnå tarifreduktioner. Uhensigtsmæssig lokalisering vil omvendt kunne indebære højere tariffer.

Arbejdet med at udarbejde konkrete modeller for geografisk differentierede forbrugstariffer vurderes nærmere i forhold til 1) samfundsøkonomi, 2) fordelingsvirkninger, 3) statens afgiftsprovener og 4) administrerbarhed i et separat notat<sup>3</sup>. Derudover gennemføres vurderingen med særligt fokus på lokalt samspil mellem forbrug og produktion via det kollektive net.

## 5.2 Øget adgang for egenproduktion

Historisk set er egenproduktionsanlæg primært etableret med henblik på at opnå nettoafregning af produktion og forbrug. Egenproducenter får mulighed for at opnå besparelser på tarifbetalinger og kan opnå en vished for omkostningerne ved

<sup>3</sup> Analyse af elsektorens barrierer og virkemidler for PtX, Energistyrelsen 2021



elproduktionen. Der kan også tænkes etableret delvis egenproduktion, således at der kun etableres udvekslingskapacitet med det kollektive net for en del af kapaciteten. Dette begrænser egenproducentens mulighed for at udveksle el med det kollektive net, men der kan potentielt være en anden form for tarifbesparelser forbundet med en reduceret udvekslingskapacitet, hvis kapacitetsbetalinger indføres på transmissionsniveau, som Energinet arbejder på at udvikle inden for få år.

PtX-udviklere efterspørger samtidig muligheden for at koble PtX-anlæg til et VE-anlæg bag måleren ved hjælp af en direkte linje mellem PtX-anlægget og VE-anlægget. PtX-anlægget bruger i så fald primært eller udelukkende strøm fra den tilkoblede VE-produktion og trækker kun begrænset eller ingen el fra det kollektive net. Herved er der mulighed for at opnå tarifbesparelser og for at kontrollere elomkostningerne på samme måde som ved egenproduktion. Reguleringsmæssigt er etablering af direkte elforsyningsnet aktuelt ikke en mulighed uden for den enkelte matrikel, men forudsætter reguleringsmæssige ændringer.

I tilfælde, hvor nettet er belastet og ikke umiddelbart har kapacitet til forsyning af et PtX-anlæg, kan det være nødvendigt at foretage større netforstærkninger, før forbrugsanlægget kan garanteres mulighed for et fuldt effekttræk. Det kan betyde, at etablering af elforsyningen bliver tidskrævende og skal afvente etablering af netforstærkninger. I en sådan situation kunne tilladelsen til at etablere en direkte linje muligvis sikre PtX-anlægget en hurtigere tilslutning til VE-anlægget.

Pga. muligheden for at spare tariffbetalinger, for grøn certificering og for en potentielt hurtigere nettilslutning, og for at opnå praktisk erfaring med samkørsel af VE-produktion og PtX-anlæg, kan det være interessant for PtX-udviklere at få mulighed for direkte at koble VE-produktion med elforbrug ved/på PtX-anlægget. Det skal så afvejes over for effekterne for elnettet af direkte forbindelser, herunder påvirkningen af tariffene og de tilhørende fordelingseffekter.

Der pågår i løbet af 2021 et arbejde med at vurdere fordele og ulemper ved direkte linjer, og om det nuværende forbud mod etablering af direkte elforsyningsnet skal fastholdes, justeres eller afskaffes.

Virkemidlerne om tariffen og egenproduktion er yderligere beskrevet i Energistyrelsens notat Muligheder og udfordringer ved indpasning af storskala PtX i det danske energisystem.

### 5.3 Statslige støtteordninger

Tarifvilkår og rammerne for egenproduktion er afgørende for implementering af PtX produktion i Danmark. Der kan endvidere være efterspørgsel efter statslig støtte til demonstration og udvikling af PtX-teknologier med henblik på at forbedre



teknologien, herunder effektiviteten af PtX-anlæg, og reducere kapitalomkostningerne ved elektrolyse og andre anlæg. Endvidere kan der være efterspørgsel efter driftsstøtte, som kendes fra VE-teknologier, til at dække evt. spænd mellem PtX-omkostningerne og priserne på de relevante alternative produkter.'

Brintproduktion ved elektrolyse er central for al PtX-produktion, og der er tre centrale teknologier (AEC, PEM og SOEC), som er på forskellige udviklingsstader. PEM og SOEC er mindre modne og mindre udbredte elektrolyse-teknologier og skal demonstreres i skala i omegnen af 100 MW og 10 MW samt integreres i nedstrøms-processer.

Alkalisk elektrolyse (AEC) og viderekonvertering af brinten til andre produkter ved udbredte termiske processer (PtX) er markedsmodne teknologier, men har stadig relativt begrænset anvendelse i den grønne omstilling. De kendte processer til viderekonvertering af brint er designet efter brint produceret fra fossile kilder og skal derfor tilpasses til et flow af grøn brint, der produceres under andre betingelser end fossil-baseret brint (typisk fluktuerende produktion eller forskel i tryk).

Både markedsmodne teknologier, som AEC, og teknologier under udvikling, som PEM og SOEC, har fundamentale begrænsninger i deres egenskaber såsom effektivitet, selektivitet, reaktionsbetingelser (tryk og temperatur) og drift, der stammer fra design af katalysator og reaktor. Disse begrænsninger vil det kræve en langsigtet – og international - indsats at overkomme, hvis mere effektive og fleksible processer end i dag skal muliggøres bl.a., at gøre det økonomisk mere fordelagtigt at etablere anlæg i mindre skala og mere distribueret end i dag.

Ifølge Energistyrelsens teknologikatalog for fornybare brændstoffer er der et signifikant udviklingspotentiale for elektrolyseteknologierne (AEC, PEM og SOEC). Tabellen nedenfor viser den forventede udvikling for investeringsomkostning (CAPEX), effektivitet og levetid. AEC er en moden og udbredt teknologi til brintproduktion, der kan agere fleksibelt. PEM kan også reguleres hurtigt og kan opereres under højt tryk, hvilket kan være en fordel i forbindelse med integration af brintproduktion og viderekonvertering eller lagring. SOEC er en mindre moden teknologi, der opererer under høj temperatur og har en højere effektivitet end AEC og PEM. Dermed kan SOEC integreres i et system med overskudsvarme. SOEC har også mulighed for at producere syn-gas direkte fra damp og CO<sub>2</sub> og kan opereres som en brændselscelle til balancering af nettet.

	AEC		PEM		SOEC	
	2020	2050	2020	2050	2020	2050
CAPEX (DKK / kg H <sub>2</sub> / dag)	11.500	5.000	16.500	6.000	60.500	10.000
Effektivitet (%)	67	75	58	71	78	84
Levetid (år)	25	35	20	30	10	20

Kilde: Teknologikatalog for fornybare brændstoffer, Energistyrelsen  
 Tabel 3 Forventet udvikling for investeringsomkostning (CAPEX), effektivitet og levetid for, AEC, PEM og SOEC, 2020 og 2050. Der er væsentlig usikkerhed forbundet med estimerne for 2050, og disse omkostningsestimater kan – forudsat teknologierne udvikler sig hurtigere end aktuelt forventet – realiseres tidligere end 2050.

Teknologierne ventes således at blive billigere og mere effektive frem mod 2050.

## 6 Virkemidler på efterspørgselssiden

Virkemidler på efterspørgselssiden omfatter primært tiltag, der sikrer gennemsigtige og ensartede rammer for PtX-produkter og andre alternativer såsom biobrændstoffer, bl.a. afgifter på CO<sub>2</sub>, der reflekterer emissionen fra fossile brændstoffer og grønne brændstoffer.

Efterspørgslen efter PtX-produkter kan øges med økonomiske incitamenter ved at gøre alternativet dyrere, ved at gøre PtX-produktet billigere eller ved at sætte regulatoriske krav til anvendelse. På nuværende tidspunkt er det vurderingen, at anvendelsen af PtX-produkter vil være meget begrænset, såfremt der ikke er en regulering, der fremmer anvendelsen. Fokus her er derfor på virkemidler, der fremmer anvendelsen af PtX-produkter.

Ofte er den største barriere for øget anvendelse af brint og andre PtX-produkter, at prisen er for høj. Hvis målet er at få CO<sub>2</sub>-reduktioner på den mest omkostningseffektive måde, er det ikke nødvendigvis PtX-produkter, der er den bedste løsning i alle sektorer eller under alle forhold. Mulighederne for at fremme efterspørgsel efter brint bør derfor vurderes i forhold til, hvilke alternativer som findes, fx energieffektivisering eller direkte elektrificering, som muligvis kan levere samme klimaeffekt billigere.

Hvis PtX-brændstoffer specifikt fremmes for at opfylde CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav i transportsektoren, vil det formodentlig ikke give klimaeffekt i forhold til opfyldelse af 70 pct. målet direkte, men primært erstatte andre VE-brændstoffer, der bruges til opfyldelse af kravet. Det bør derfor medtænkes, hvordan PtX-produkter kan bidrage til en øget klimaeffekt.

En øget anvendelse af PtX-brændstoffer i transportsektoren vil i første omgang typisk medføre en reduceret anvendelse af biobrændstoffer, såfremt disse anvendes i sektoren<sup>4</sup>. Da CO<sub>2</sub>-fortrængningskravet er et gennemsnitligt krav på

<sup>4</sup> Se *Barrierer og incitamenter til fremme af PtX*, Energistyrelsen juni 2021



tværs af sektorer/anvendelser vil en "for stor" fortrængning ét sted sandsynligvis blot føre til en lavere fortrængning et andet sted. Nettoeffekten i klimaregnskabet vil derfor udeblive, så længe man holder sig under CO<sub>2</sub>-fortrængningskravet, da det er fortrængningskravet, der giver effekten – og ikke den præcise anvendelse af det ene VE-brændstof frem for det andet.

Der er på nuværende tidspunkt ingen reguleringsmæssige tiltag inden for international skibsfart og luftfart for at skabe en efterspørgsel efter VE-brændstoffer. Det samme er gældende for sektorer inden for industri, landbrug og plastikproduktion. EU har med Fit-for-55-pakken peget på en række tiltag, herunder iblanding af grønne brændstoffer i flybrændstof og CO<sub>2</sub>-fortrængning i skibsbrændstof, med henblik på at reducere CO<sub>2</sub>-emissionen, men pakken er endnu ikke vedtaget, og de tilhørende reguleringer ikke udmøntet.

For så vidt angår raffinaderier kan en vis mængde grøn brint bidrage til CO<sub>2</sub>-fortrængning i den diesel eller benzin, der produceres på raffinaderierne.

Der kan peges på en række regulatoriske virkemidler til at øge efterspørgslen på PtX-produkter:

1. Etablering af fortrængningskrav/reduktionskrav for nogle af de sektorer, der ikke er omfattet af det eksisterende CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav. Det er i den forbindelse afgørende at basere fortrængningskravet på vugge-til-grav-betragtning og for biobrændstoffer at inkludere ILUC i fortrængningsberegningerne.
2. Supplere og skærpe eksisterende CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav og inkludere ILUC i fortrængningsberegningerne for biobrændstoffer. Dette indgår i Aftale om grøn omstilling af vejtransporten, og medregning af ILUC effekter eller lignende vil indgå i fortrængningskrav fra 2024.
3. Afgiftslempelser for brændstoffer med anvendelser af PtX, der går ud over den mængde, der er nødvendig for at opfylde fortrængningskravet.
4. Tilskud til bl.a. omstilling af visse former for tung transport og færgeruter eller retrofitting af materiel med lang levetid. Støtte til omstilling af eksisterende materiel vil kunne accelerere omstillingen og dermed efterspørgslen efter VE-brændstoffer.

PtX-produkters mulighed for at bidrage til 70 pct. målet i 2030 begrænses af, at nogle af de markeder, der har stor opmærksomhed og stort potentiale, ikke er omfattet af det danske mål i klimaloven. Det drejer sig bl.a. om PtX-brændstoffer til international fly- og skibsfart og produktion af PtX-baseret kunstgødning og andre produkter til erstatning af importerede fossilt baserede produkter.

Fravær af iblandingskrav og fortrængningskrav i international luft- og skibsfart begrænset incitamenterne til at anvende PtX på disse markeder, men kan ændres med Fit-for-55-pakken.



Virkemidlerne er mere detaljeret beskrevet i Leverance 4.4 til strategien.

## 7 Prissammenligning under hensyn til virkemidler

Realiseres virkemidlerne på udbudssiden, kan der opnås reducerede elomkostninger og især reducerede tarifomkostninger. I Tabel 4 er omkostningerne ved PtX-produktion ved reducerede tarifomkostninger vist og sammenlignet med de tilsvarende/relevante fossile brændstofpriser og biobrændstofpriser. Bemærk, at der er tale om omkostning eller pris ved standen, dvs. inkl. transport og evt. tryksætning. For brint betyder dette ca. en fordobling af omkostningerne pr GJ, for andre brændstoffer væsentlig mindre. Mens PtX brændstofomkostninger og fossile brændstofpriser er vurderet for 2030 er biobrændstofpriserne baseret på de aktuelle priser. Det skyldes stor usikkerhed om den fremtidig efterspørgsel og pris på biobrændstoffer.

I beregningerne er antaget, at PtX-produktionen baseres på delvis egenproduktion af VE-el, som der ikke afholdes tariffbetaling af. Dette indebærer i beregningen en betydelig reduktion af elektrolyseomkostningerne, primært pga. den lave tariffbetaling. Det skal understreges, at der er stor usikkerhed forbundet med vurderingen, og at omkostningerne er helt afhængige af det konkrete projekt og de anvendte forudsætninger. Eksemplet illustrerer omkostningerne ved PtX produktion under gunstige rammevilkår vedr. tariffbetaling, set ift. de forventede priser for fossile brændstoffer og de aktuelle biobrændstofpriser.

<b>Metanol</b>	<b>PtX-metanol</b>	<b>Fossil benzin</b>	<b>Bio-etanol</b>
Kr/GJ	224	142	250
<b>E-diesel</b>	<b>E-diesel</b>	<b>Fossil diesel</b>	<b>Biodiesel</b>
Kr/GJ	326	136	215
<b>Brint i bustransport (ex mer-investeringer i brintbus)</b>	<b>PtX-brint</b>	<b>Fossil diesel</b>	<b>Biodiesel</b>
Kr/GJ	164	136	215
<b>Ammoniak i færger</b>	<b>PtX-ammoniak</b>	<b>Fossil gasolie</b>	<b>Bio gasolie</b>
Kr/GJ	198	112	190

Bemærk, at der er stor usikkerhed forbundet med omkostningsvurderingerne.

Kilde: Teknologikatalog, Energistyrelsens beregninger ved stander samt fossile brændstofpriser i 2030 fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2019.

*Tabel 4 Skøn over produktionsomkostninger for PtX-produkter frem mod 2030 ved delvis egenproduktion, pris for relevant fossil alternativ, samt 2020- pris for relevante biobrændstoffer. Alle ab stander ekskl. afgifter*

Som tidligere nævnt er fossile brændstoffer ikke nødvendigvis den relevante reference, og andre grønne brændstoffer er ofte de reelle alternativer. Hvis et CO<sub>2</sub> fortrængningskrav tager højde for vugge-til-grav-udledningerne fra biobrændstoffer



indebærer det typisk, at der skal iblandes større mængder for at opnå en given CO<sub>2</sub>-fortrængning i transportbrændstofferne. Denne meriblanding for at opnå en bestemt CO<sub>2</sub>-fortrængning kan omregnes til en de-facto-pris på biobrændstoffer, som er højere end markedsprisen, jf. Tabel 2.

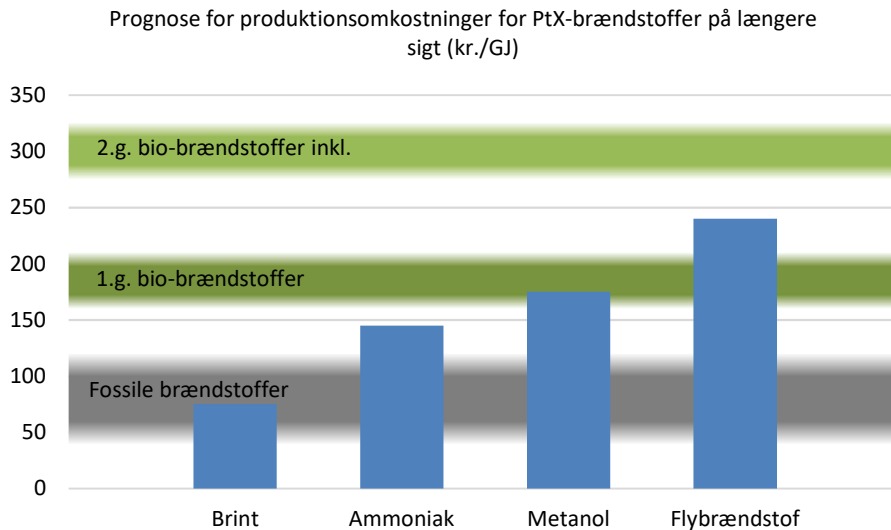
Tabel 4 indikerer, at med forbedrede rammer for PtX-produktion nærmer priserne på biobrændstoffer og de tilsvarende PtX-brændstoffer sig hinanden, og dette gælder især ved indregning af ILUC-effekter, jf. Tabel 2.

## 8 Omkostninger på længere sigt

Forudsigelser om teknologiudvikling er behæftet med væsentlig usikkerhed – særligt i forbindelse med hastigheden og omfanget af udrulning og masseproduktion af elektrolyseanlæg globalt set. På længere sigt kan global opskalering og industrialisering inden for PtX-produktion bidrage til betydeligt at sænke omkostningerne ved produktion af grøn brint og PtX-brændstoffer.

Energistyrelsens analyser viser, at særligt kulstoffri PtX-produkter - som følge af lavere omkostninger - på sigt forventes at kunne konkurrere med 2. generations biobrændstoffer. Dette vil være den primære konkurrent at sammenligne med, for så vidt angår bæredygtige brændstoffer, da anvendelsen af 1. generations biobrændstoffer forventes begrænset og evt. reduceret over en årrække som følge af både national og international regulering. I nogle anvendelser – særligt i luftfarten – vil der fortsat være brug for kulstofholdige brændstoffer.

Analyserne viser, at PtX-brændstof til luftfarten (e-kerosen) vil kunne konkurrere med kerosen produceret som bio-brændstof, så længe der er biogen CO<sub>2</sub> til rådighed fra fx opgradering af biogas. Dette fremgår af Figur 3, hvor omkostningerne til PtX-brændstoffer er lavere end i Figur 2 som følge af den nævnte billiggørelse. Stigende efterspørgsel efter biogent kulstof kan presse prisen op, hvilket ikke er medregnet i figuren. På længere sigt ventes opsamling af kulstof fra luften (DAC) at blive en mere udbredt kilde til kulstof. Her er kulstof dyrere, men trods den dyrere pris vurderes e-kerosen, der produceres på kulstof fra DAC, også at ligge på samme niveau som - eller billigere end - bio-kerosen.



Figur 3. Langsigtet prognose for produktionsomkostninger for PtX-brændstoffer under forudsætning af betydelig opskalering af produktion, teknologiudvikling, forbedrede rammevilkår og udbredelse af understøttende infrastruktur. Hertil vises intervaller for markedspriser af fossile brændstoffer og biobrændstoffer, hvor ILUC-effekter ikke medtages.  
Kilde: Energistyrelsen

## 9 Tiltag til reduktion af omkostningsforskelle

Som det fremgår af Tabel 4 forventes der fortsat at være et spænd mellem omkostningen ved at producere PtX-produkter og prisen på de alternative fossile produkter, selv ved reducerede elomkostninger, og herunder reducerede tarifomkostninger som beskrevet ovenfor, og selv om teknologien fortsat forventes at blive billigere. Dette spænd kan enten reduceres gennem yderligere tiltag for at reducere PtX-omkostningerne eller ved yderligere tiltag på efterspørgselssiden. Effekten af at øge efterspørgslen illustreres i **Fejl! Henvisningskilde ikke fundet.**, hvor omkostningsspændet i forhold til de andre grønne alternativer til fossile brændstoffer er væsentlig mindre eller væk hvis fortrængningskrav og iblandingskrav inkluderer ILUC.

Mulige tiltag til at reducere PtX-produktionsomkostningerne:

- Etablering af mere omkostningsægte eltariffer, som reflekterer de faktiske omkostninger ved at levere el til fx PtX-produktion. Dette vil både understøtte elsystemet og hensigtsmæssig lokalisering og drift af PtX-produktion.
- Udvikling af reguleringsmæssige rammer for udvidet egenproduktion, som også sikrer fleksibilitet i samspillet mellem elnet og fx PtX-anlæg til gunst både for elsystemet og for PtX-produktion.
- Implementering af statslige støtteordninger til PtX-produktion som helt eller delvist kan afdække prisspændet til de fossile alternativer og understøtte





demonstration og udvikling af PtX-teknologien i en overgangsperiode, indtil PtX-produkterne i større omfang kan klare sig på markedsvilkår.

Mulige tiltag til at øge efterspørgslen og betalingsviljen som kan være et alternativ til statslig støtte:

- Supplere og skærpe eksisterende CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav, herunder etablere fortrængningskrav/reduktionskrav for nogle af de sektorer der ikke er omfattet af det eksisterende CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav.
- Udvikle det eksisterende CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav og eventuelle nye CO<sub>2</sub>-fortrængningskrav så de inkluderer ILUC i fortrængningsberegningerne for 1.g biobrændstoffer.
- Øgede afgifter på udledning af CO<sub>2</sub> fra CO<sub>2</sub>-holdige brændstoffer.
- Afgiftslempelser for brændstoffer med anvendelser af PtX, der går ud over den mængde, der er nødvendig for at opfylde fortrængningskravet