

# Transport af gasformige produkter i ny og eksisterende gasinfrastruktur

**Dato**  
14-12-2021

## Indhold

1. Eksisterende metangassystem: Forventninger til fremadrettet brug.....	3
1.1 Perioden 2020-2030 .....	3
1.2 Perioden 2030-2040 .....	3
1.3 Perioden 2040-2050 .....	4
1.4 Konklusion.....	5
2. Konvertering af metangassystemet til dedikeret brintinfrastruktur .....	6
2.1 Timing for konvertering af eksisterende infrastruktur .....	6
2.2 Omkostning ved konvertering til brintinfrastruktur .....	8
2.3 Konklusion.....	9
3. Iblanding af brint i det eksisterende metangassystem .....	10
3.1 Teknisk mulige iblandingsprocenter .....	10
3.2 Mulig elektrolyse kapacitet til iblanding af brint.....	11
3.3 Tekniske udfordringer ved iblanding af brint i metangassystemet.....	13
3.4 Værdiskabelse .....	14
3.5 Konklusion.....	14
4. Betragtninger om PtX i distributionssystemet.....	15
4.1 Konvertering af distributionssystem til transport af CO <sub>2</sub> .....	15
4.2 Brug af konverteret distributionssystem til linepacklager af brint.....	16
4.3 Cases til brug for distributionssystemet til understøttelse af PtX.....	18
4.4 Konklusion.....	21
5. Gassystemet som fleksibilitetsudbyder til PtX.....	23
5.1 Udfordringer med fleksibilitet ved syntese med kulstof .....	23
5.2 Økonomisk sammenligning af tekniske løsninger.....	26
5.3 Konklusion.....	28

### Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43  
1577 København V

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

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



6. Etablering af ny brintinfrastruktur.....	29
6.1 Hvornår kan rørbunden infrastruktur skabe værdi i PtX-værdikæden? .....	29
6.2 Adgang til og placering af tilstrækkelig med el til PtX.....	31
6.3 Generelle perspektiver for udrulning af brintinfrastruktur .....	31
6.4 Perspektiver på ny dansk brintinfrastruktur .....	32
6.5 Proces for etablering af ny brintinfrastruktur i Danmark .....	37
6.6 Behov afspejles ikke i betalingsvillighed før infrastrukturen er på plads .....	38
6.7 Markedsdialog viser bred interesse for brintinfrastruktur.....	39
6.8 Konklusion.....	39
Bilag .....	41
Bilag A: Beregningseksempler på etablering af ny brintinfrastruktur.....	41
Bilag B: Investeringsomkostninger for brintrør.....	43

# 1. Eksisterende metangassystem: Forventninger til fremadrettet brug

## 1.1 Perioden 2020-2030



Figur 1: Kortet viser muligheden for konvertering af det eksisterende metangassystem i perioden 2020-2030. Orange: En aftale binder gassystemets brug. Gul: En aftale binder gassystemets brug, men anden anvendelse er måske mulig. Bemærk at allerede i 2025 forventes dubleringen fra Egtved til Ellund af kunne blive konverteret, hvis behov.



Figur 2: Kortet viser muligheden for konvertering af det eksisterende metangassystem i perioden 2030-2040. Gul: En aftale binder gassystemets brug, men anden anvendelse er måske mulig. Grøn: gassystemet kan benyttes til andre anvendelser.

I årene 2020-2030 vil det stort set være umuligt at konvertere nogle dele af gassystemet til brint, CO<sub>2</sub> eller måske endda rå biogas, da hele systemet vil være bundet til andre formål. Det er dog muligt, at mindre klynger af fordelingsnet kan være tilgængelige allerede i slutningen af 2020'erne, fordi hele områder kan være konverteret væk fra gas. Derudover kan det være, at der allerede i slutningen af perioden er mulighed for at konvertere dubleringen Ellund-Egtved til brint, da Tyra-feltet er genetableret og idriftsat. Der er derfor mindre behov for import af gas fra Tyskland i perioder med stor gasefterspørgsel eller i tilfælde af tekniske nedbrud<sup>1</sup>.

## 1.2 Perioden 2030-2040

I slutningen af perioden 2030-2040 vil transportkontrakterne på Baltic Pipe og biogasanlæggene efterhånden være udløbet, hvilket giver mulighed for at konvertere store dele af gassystemet. Det skal dog hertil bemærkes, at en stor andel af støttetilsagnene, til biogasproduktion, er indgået i 2020, hvorfor mange af anlæggene først idriftsættes

<sup>1</sup> Se nærmere information om dette i Energinet og Gasunies fælles publikation "Pre-feasibility Study for a Danish-German Hydrogen Network", april 2021

fra omkring 2022 eller senere. Da støttetilsagnene er gældende i tyve år, fra de er givet, vil mange tilsagn til biogasproduktion således løbe frem til 2042. I forbindelse med biogasudbuddene forventes der desuden indgået successivt nye aftaler om biogasproduktion i perioden 2020-2030. Såfremt der ikke tages særlige hensyn til fremtidige disponeringer, kan placeringen af disse anlæg komme til at lægge begrænsninger for den samlede anvendelse af systemet frem mod 2050.

Herudover er det forventningen, at hovedparten af husholdningerne er konverteret væk fra gas til individuel opvarmning i løbet af perioden 2030-2040. Hvis denne konvertering sker hensigtsmæssigt (det vil sige, at alle kunder i lokale ledningsnet er konverteret), vil dele af systemet kunne åbnes op for både større og mindre konverteringer af systemet med sigte på transport af andre gasser end metan.

Da transmissionssystemet først forventes at være afskrevet i 2052, er det ikke muligt at nedlægge systemet uden et selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk tab.

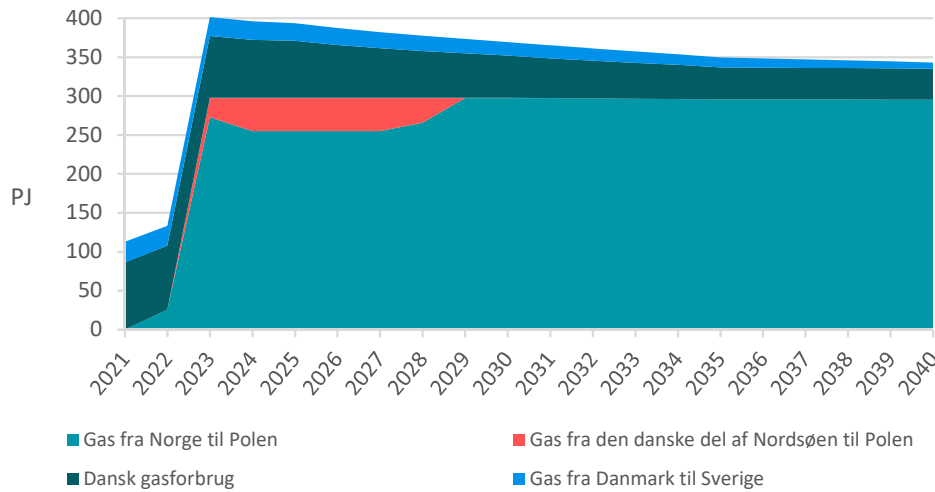
### 1.3 Perioden 2040-2050



I årene 2040-2050 forventes det, at systemet er åbent for flere muligheder for anvendelse – som følge af de aftaler, der er truffet i dag. Det er således en mulighed at indføre større forandringer i systemet. Dette er dog med forbehold for, at der ikke fortsat er store industrielle forbrugere (og husholdninger), som fortsat er afhængige af gasforsyning og gassystemet.

*Figur 3: Kortet viser muligheden for konvertering af det eksisterende metangassystem i perioden 2040-2050. Grøn: gassystemet kan benyttes til andre anvendelser.*

Figur 4 nedenfor viser det forventede årlige flow af metan gennem det danske gassystem mellem 2021-2040 jf. AF21. Som man kan se, sker der en markant stigning i flowet af metan, når Baltic Pipe idriftsættes i 2023.



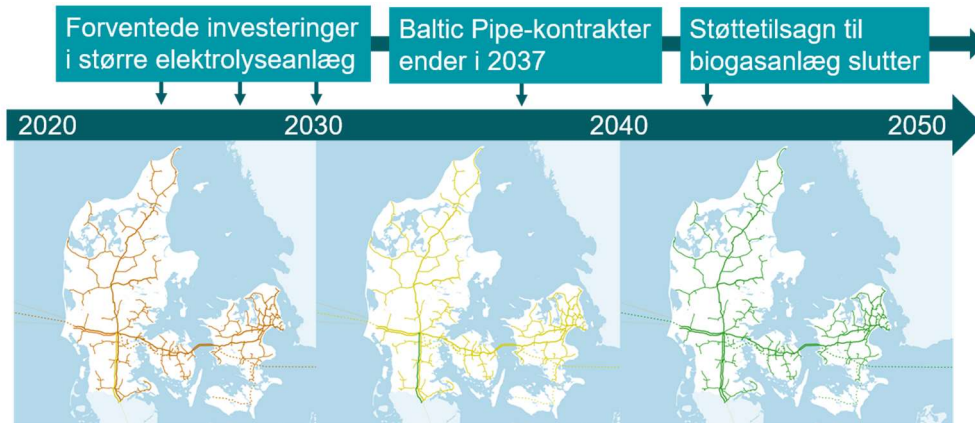
Figur 4: Årligt forventet flow af metan gennem det danske gassystem mellem 2021-2040.  
Kilde: Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21).

## 1.4 Konklusion

Der er forpligtelser mange år ud i fremtiden til transport af metan i det eksisterende gassystem både på transmissions- og distributionsniveau. Der er tale om forpligtelser forbundet med Baltic Pipe og støttetilsagn til biogasproduktion. Frem mod 2030 er det vurderingen, at der vil være færre muligheder for at konvertere gassystemet til transport af andre grønne gasser. Det vurderes, at der fra 2030 er større mulighed for lokalt at konvertere dele af systemet til transport af andre gasser.

Det bemærkes, at den ene transmissionsrørledning i dubleringen fra Egtved til Ellund, ved den tyske grænse, potentielt kan konverteres fra 2025 på grund af mindre behov for import af gas fra Tyskland.

## 2. Konvertering af metangassystemet til dedikeret brintinfrastruktur



Figur 5: Tidslinje for centrale skift i gassystemet med relevans for muligheden for konvertering af det eksisterende metangassystem. Orange: En aftale binder gassystemets brug. Gul: En aftale binder gassystemets brug, men anden anvendelse er måske mulig. Grøn: gassystemet kan benyttes til anden anvendelse.

### 2.1 Timing for konvertering af eksisterende infrastruktur

Det vil være vanskeligt at finde den rette timing mellem henholdsvis hvornår der er potentiel efterspørgsel på en brintinfrastruktur, og hvornår metangassystemet kan konverteres med det formål at transportere brint. Ud over forståelsen idag om timingen for hvor, hvornår og i hvor høj grad metangassystemet er ledigt til konvertering, er der flere usikkerheder, som kan ændre på dette. Disse usikkerheder omfatter:

1. Fremtidigt forbrug af metan i både ind- og udland
2. Fremtidig produktion af biometan
3. Brug af metanlagerkapacitet både af lagerkunder i ind- og udland
4. Risiko for utilstrækkelig kapacitet til transport af brint i eksisterende metanrørledninger

Det er individuelt fra strækning til strækning, hvilke usikkerheder der gør sig gældende, men steder i systemet med dublinger kan potentielt give mulighed for at konvertere det ene rør i dubleringen. I 2021 er antallet af strækninger med dublinger begrænset, hvor der på land kun er to strækninger i transmissionssystemet – én fra Nybro til Egtved og én fra Egtved til Ellund. Ved idriftsættelsen af Baltic Pipe vil der yderligere være en dublering i metangassystemet fra Egtved og østpå. Der vil derfor, efter 2037, hvor kontrakterne ophører, være en mulighed for konvertering af Baltic Pipe til transport af brint. Grundet Baltic Pipe er det imidlertid kun dubleringen Egtved-Ellund, som vil kunne konverteres tidligere end 2037, da de resterende dublinger skal stå til rådighed for flowet i Baltic Pipe.

Allerede i dag har flere virksomheder mål om at etablere storskala elektrolyse ( $\geq 1$  GW) inden 2030, se Tabel 1, mens metangassystemet først vil være ledigt til



konvertering mod 2040 grundet bindinger til systemet. Dette betyder ikke nødvendigvis, at konvertering af dele af metangassystemet, hvor det er muligt at konvertere til andre transportformål, bør undgås. Eksempelvis vil det ene rør i dubleringen fra Egtved til Ellund (Tyskland) kunne anses for at være tilgængeligt for transport af brint efter idriftsættelsen af Tyra-gasfeltet, hvorefter Danmark-Sverige ikke længere vil være afhængig af import af gas fra Tyskland i lige så høj grad som i dag. Det danske metangassystem indeholder dog kun få dublinger, hvorfor konvertering som regel vil betyde, at muligheden for at transportere metan går tabt.

Transport af brint i lastbiler kan være en midlertidig løsning for flere af projekterne, mens de stadig er i mindre skala. Forudsat at al brint fra et elektrolyseanlæg, med en kapacitet på 10 MW, skal transporteres hen til en forbruger med lastbil, kan det kræve op til 3 lastbiler pr. dag at få transporteret brinten. Ved en kapacitet på 1000 MW kan det kræve op til 326 lastbiler pr. dag.

Tabel 1. Udvalgte PtX-projekter i Danmark (>100 MW).

Kilder: <sup>2</sup>, <sup>3</sup>, <sup>4</sup>

Navn	Virksomheder	Placering	Produkt(er)	Kapacitet	Opstart
HØST	CIP	Esbjerg	Hydrogen	1 GW elektrolyse	2026
			Ammoniak	550 MW ammoniak	2026
H2 Energy Europe	H2 Energy Europe	Esbjerg	Hydrogen	1,3 GW elektrolyse	2030
HySynergy	Everfuel	Fredericia	Hydrogen	300 GW elektrolyse	2025
				1 GW elektrolyse	2030
Green Hydrogen Hub	Corre Energy, Eurowind Energy, Gas Storage Denmark	Viborg/Hobro	Hydrogen	350 MW elektrolyse	2025
				1 GW elektrolyse	2030
GreenLab Skive	GreenLab DTU	Skive	Hydrogen	12 MW elektrolyse	2022
			Metanol	10 MW metanol	2022
Green Fuels for Denmark	Ørsted, Mærsk, SAS, DSV, DFDS, Københavns Lufthaven	Storkøbenhavn	Hydrogen Metanol Jet fuel mv.	250 MW elektrolyse	2027
				1,3 GW elektrolyse	2030
				500 MW metanol	2030
				eller	
				375 MW jet fuel	2030
Total elektrolysekapacitet (afhængig af realisering af projekter):				> 6 GW elektrolyse	2030

<sup>2</sup> <https://brintbranchen.dk/danske-brintprojekter/>

<https://brintbranchen.dk/danske-brintprojekter/>

<sup>3</sup> <https://www.everfuel.com/projects-archive/hysynergy/>

<https://www.everfuel.com/projects-archive/hysynergy/>

<sup>4</sup> <https://energiwatch.dk/Energinyt/Renewables/article12779941.ece>

<https://energiwatch.dk/Energinyt/Renewables/article12779941.ece>



## 2.2 Omkostning ved konvertering til brintinfrastruktur

Fordelen ved at udnytte eksisterende gasinfrastruktur er, at omkostningerne til konvertering (repurposing/retrofitting) umiddelbart forventes at være lavere end til etablering af ny infrastruktur på i hvert fald transmissionsniveau. De europæiske gas TSO'er har en vision om en international hydrogenrygrad, kaldet European Hydrogen Backbone (EHB). Rygraden består af 31 pct. nye brintrørledninger og 69 pct. konverterede rørledninger. I visionen for denne rygrad er der udarbejdet prisestimer på konvertering i forhold til etablering af nye brint transmissionsrørledninger. Estimerne kan ses i Tabel 2. Som tabellen viser, udgør CAPEX ved konvertering af en eksisterende rørledning ca. 20 pct. af prisen for etablering af en ny rørledning. Der er således en væsentlig besparelse at hente ved konvertering af rørledninger.

*Tabel 2. Investeringsomkostning af ny brintinfrastruktur sammenlignet med konvertering af eksisterende infrastruktur.*

*Kilde: Extending the European Hydrogen Backbone, april 2021.*

	Skala	Rørdiameter	Pris estimat [mio. DKK pr. km]			% af CAPEX for ny rørledning (medium)
			Lav	Medium	Høj	
CAPEX Ny rørledning	Lille	< 28 tommer	10,5	11,3	13,5	-
	Medium	28-37 tommer	15,0	16,5	20,3	-
	Stor	> 37 tommer	18,8	21,0	25,5	-
CAPEX Konvertering af rørledning	Lille	< 28 tommer	1,5	2,3	3,8	20%
	Medium	28-37 tommer	1,5	3,0	3,8	18%
	Stor	> 37 tommer	2,3	3,8	4,5	18%

En initialanalyse fra Evida peger på, at besparelspotentialet forventes at være i samme størrelsesorden for konvertering af rør på distributionsniveau som på transmissionsniveau. Nærmere konklusioner omkring dette forventes færdiggjort ved udgangen af 2021, men er ikke tilgængelig ved tidspunktet for skrivning af indeværende analyse.

Tabel 3 nedenfor viser eksempler på transportkapaciteten af brint i rør ved forskellige rørstørrelser.





Tabel 3. Kapacitet og tryk for eksempler på både nye og konverterede brintrørledninger ved forskellige rørstørrelser.

Kilde: Extending the European Hydrogen Backbone, april 2021.

Rørstørrelse		Ny eller konverteret rørledning	Kapacitet	Injektionstryk	Driftstryk
Tommer	Mm		GW H <sub>2</sub> (LHV)	bar	bar
48	1200	Ny	13	40	80
		Konverteret	13		
36	900	Ny	4,7	30	50
		Konverteret	3,6		
20	500	Ny	1,2	30	50
		Konverteret	1,2		

## 2.3 Konklusion

Der er en skæv timing mellem, hvornår eventuelle PtX-projekter vil efterspørge muligheden for brug af rørbunden infrastruktur. Det gælder både for anvendelse af den rørbundne infrastruktur til fleksibilitet samt transport, herunder at kunne eksportere brint til omkringliggende lande, og i forhold til hvornår metangassystemet med sikkerhed er til rådighed med henblik på konvertering til transport af brint.

Det er dog sandsynligt at det vil være hensigtsmæssigt at konvertere enkelte strækninger grundet de skønnede besparelser på ca. 80 pct. af CAPEX ved konvertering sammenlignet med etablering af ny infrastruktur på transmissionsniveau. Besparelspotentialet ved konvertering af infrastruktur på distributionsniveau, i forhold til etablering af ny distributionsinfrastruktur, er det endnu usikkert, men på dansk DSO niveau er dette ved at blive analyseret.

Der er dog en række usikkerheder forbundet med det fremtidige forbrug af metan, som gør, at der generelt bør konverteres med omtanke. Før der træffes beslutning om konvertering, er det væsentligt at være opmærksom på, at når der først er konverteret til brint eller anden grøn gas, kan en given rørstrækningen ikke længere bruges til transport af metan. Derfor bør der ikke være en forventning om fremtidig transport af metan i den givne rørstrækning. Således bør man gennemgå det eksisterende gassystem, område for område, og analysere den forventede produktion og forbrug i området og først derefter konkludere, om et givent område kan konverteres. Et eventuelt besparelspotentiale ved at konvertere det eksisterende gassystem skal kunne opveje den usikkerhed, der foreligger, når der lukkes for muligheden for at transportere metan.



## 3. Iblanding af brint i det eksisterende metangassystem

### 3.1 Teknisk mulige iblandingsprocenter

Generelt i Europa lyder det, at iblandingsprocenten kan komme helt op på 20 vol%. Dette kræver dog yderligere forskning og modificering af metangassystemet. En iblandingsprocent på 2-6 vol% vurderes i en omfattende analyse fra Frankrig at være teknisk mulig uden større modificering. Den tekniske forening for den europæiske gasindustri, MARCOGAZ, har også udarbejdet en analyse af hvilke iblandingsprocenter af brint, som vurderes teknisk mulige henholdsvis uden modifikationer, ved mindre modifikationer, ved omfattende modifikationer og ikke teknisk mulige<sup>5</sup>. Resultatet kan ses i Figur 6.

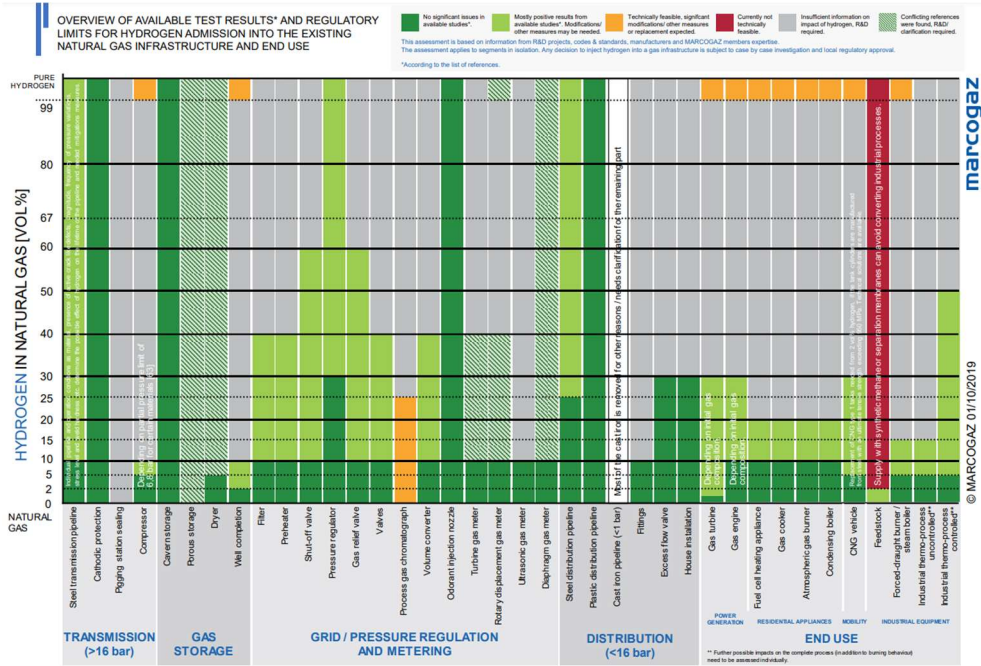
Analysen konkluderer, at størstedelen af metangassystemet<sup>6</sup> vil være kapabel til en iblandingsprocent på 10 vol% uden nogle modifikationer. Derudover konkluderes det, at størstedelen af metangassystemet vil kunne drives med en iblandingsprocent på 20 vol% ved modifikationer, og at nogle delsystemer af metangassystemet allerede i dag drives med en iblandingsprocent på 20 vol%. Billedet ser lidt anderledes ud på modtagersiden. Der vil kunne accepteres en iblandingsprocent på op til 5 vol% uden modifikationer i mange industrielle processer. Det vurderes dog, at industrielle processer generelt er mere sensitive over for iblanding af brint. Eksempelvis vurderes gasturbiner på kraftvarmeværker til at være sensitive over for selv små iblandingsprocenter. Det forventes, at der kan accepteres en iblandingsprocent op til 15 vol% ved modifikationer for industrielle enheder som ovne og brændere.

Overføres disse resultater til det danske metangassystem forventes det, at en iblandingsprocent på 2 til 5-6 vol% er teknisk mulig for store dele af gassystemet uden større modifikationer. Energinet er i gang med at undersøge hvor høj en iblandingsprocent, der kan tillades i komponenterne i transmissionssystemet og distributionssystemet<sup>7</sup>. Indtil videre viser undersøgelserne, at komponenterne i gassystemet umiddelbart kan tillades en iblandingsprocent op til 15 vol% uden forhøjet lækage af brint i forhold til metan. I næste fase af forsøget vil en iblandingsprocent på 25 vol% blive testet. Modsat oplyser Energinet, at en iblandingsprocent på 10 vol% eller derover vil kunne skabe store udfordringer for gasforbrugende udstyr. Det vurderes, at det generelt er gasforbrugere, som udgør den største barriere for iblanding af brint, da disse generelt accepterer mindre iblandingsprocenter end hvad, gassystemets tekniske komponenter er i stand til. Industrielle processer, som bruger metan direkte som input, skaber også en begrænsning for iblanding af brint.

<sup>5</sup> <https://www.marcogaz.org/wp-content/uploads/2019/09/H2-Infographic.pdf>

<sup>6</sup> Størstedelen inkluderer transmission, distribution og lager infrastruktur, samt gasforbrugende enheder i husholdninger.

<sup>7</sup> <https://www.danskgasforening.dk/sites/default/files/inline-files/Artikel%204.pdf>

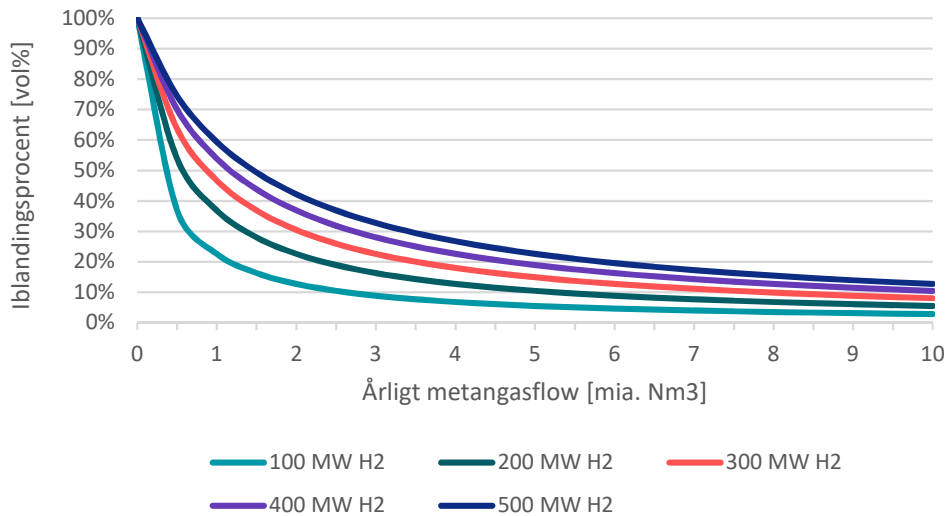


Figur 6: Vurdering af teknisk mulige iblandingsprocenter af brint i forhold til gasinfrastruktur og slutanvendelse.  
Kilde: MARCOGAZ.

### 3.2 Mulig elektrolyse kapacitet til iblanding af brint

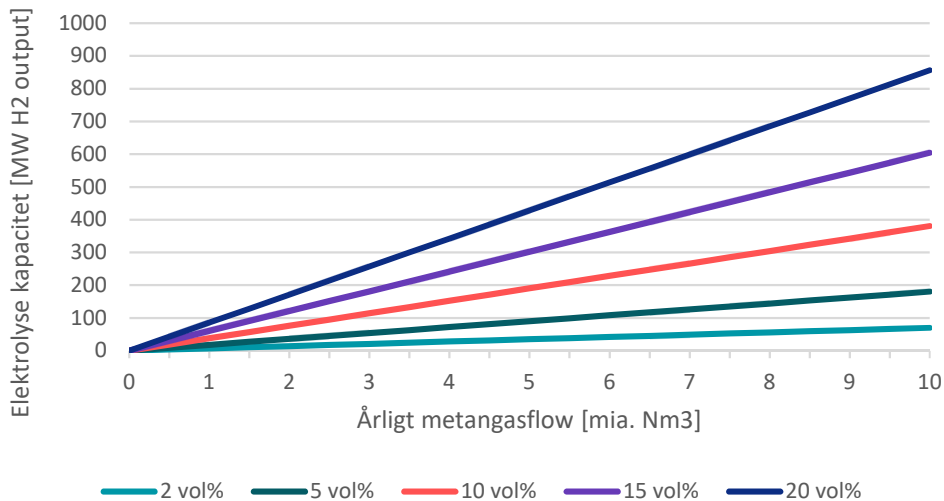
For at kunne vurdere, hvor stort potentialet er for iblanding af brint i det danske metangassystem, er det blevet analyseret, hvordan kapaciteten af elektrolysen afhænger af flowet af metan i gassystemet og den tilladte iblandingsprocent. Der er generelt i analysen regnet med outputkapaciteten af brint i elektrolysen, da dette tal er uafhængigt af hvilken elektrolyseteknologi, som arbejdes med.

Figur 7 viser iblandingsprocenten som funktion af flowet metangas ved forskellige outputkapaciteter for elektrolyse. Alle kapaciteter er angivet i nedre brændværdi. Som det ses, stiger iblandingsprocenten eksponentielt med faldende metangasflow. Eksempelvis ved en outputkapacitet på 200 MW brint og et årligt flow af metangas på 2,5 mia. Nm<sup>3</sup> vil iblandingsprocenten være ca. 20 volumenprocent (vol%). Selve beregningen af iblandingsprocenten er udført pr. time. Selvom elektrolysen ikke forventes at producere med 200 MW i alle årets timer (8760 fuldlasttimer), er det stadig kapaciteten på elektrolysen, som afgør iblandingsprocenten og ikke den årlige produktion, da det ikke er hensigtsmæssigt, at iblandingsprocenten overskrider det tilladte i en given time, selvom den gennemsnitlige iblandingsprocent over året er lavere end det tilladte. Det er i beregningen antaget, at det årlige flow i metangassystemet er distribueret ligeligt over årets 8760 timer.



Figur 7: Iblandingsprocent som funktion af metangasflow ved forskellige elektrolyseoutputkapaciteter. Bemærk at Energistyrelsen oftest omtaler elektrolysekapacitet i "elinput". 100 MW brint outputkapacitet svarer til ca. 150 MW el-kapacitet på elektrolyseanlægget.

I Figur 8 kan det for forskellige iblandingsprocenter ses, hvordan outputelektrolysekapaciteten stiger lineært med stigende flow i metangassystemet



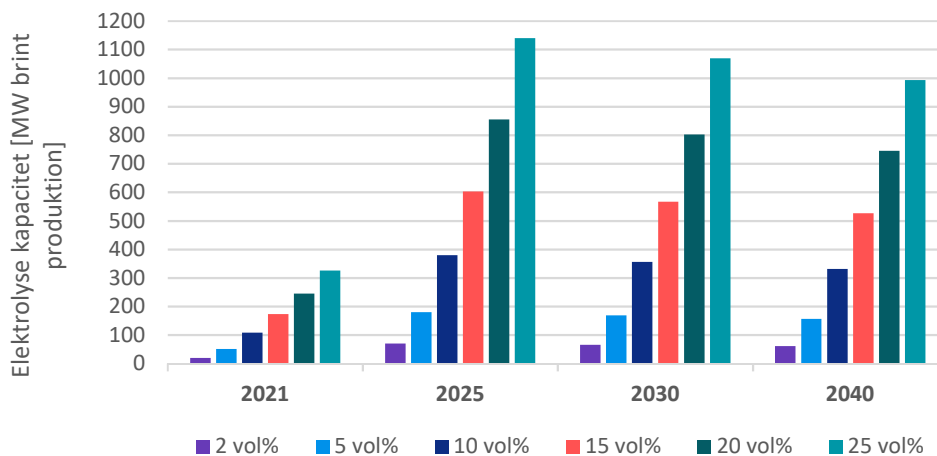
Figur 8: Maksimal elektrolyse output kapacitet som funktion af metangasflow ved forskellige iblandingsprocenter.

På baggrund af de forventede flow af metangas i det danske gassystem frem mod 2040 er det blevet beregnet, hvilke elektrolyseoutputkapaciteter, der kan accepteres ved forskellige tilladte iblandingsprocenter. De forventede metangasflows bygger på de flows, der er angivet i Analyseforudsætninger til Energinet 2021 (AF21). Som det ses, vil de flows, som der forventes at være i 2021, tillade en maksimal outputkapacitet på 100 MW brint ved en iblandingsprocent på 10 vol%. Denne kapacitet stiger markant efter idriftsættelsen



af Baltic Pipe, som forventes at være i fuld drift i 2023. Derfor vil den maksimale outputelektrolysekapacitet være knap 380 MW ved en iblandingsprocent på 10 vol% i 2025. Antages det, at elektrolysen drives med 4600 fuldlasttimer årligt, vil der kunne iblandes 6,3 PJ brint i løbet af et år. Er den tilladte iblandingsprocent derimod kun 5 vol%, er den maksimale elektrolyseoutputkapacitet 180 MW, hvilket svarer til en årlig brintproduktion på 3 PJ.

Frem mod 2040 er den maksimale outputelektrolysekapacitet faldende som følge af forventninger om faldende dansk gasforbrug og faldende eksport til Tyskland og Sverige. Fra 2023-2040 forventes det årlige flow i Baltic Pipe at være mere eller mindre konstant med et flow på 7,5 mia. Nm<sup>3</sup> årligt. Iblanding med 10 vol% i Baltic Pipe svarer til 285 MW output. Under antagelse af 4600 fuldlasttimer svarer dette til 4,7 PJ brint årligt.



Figur 9: Maksimal elektrolyseoutputkapacitet til iblanding af brint i det danske metangassystem mellem 2021-2040 ved forskellige iblandingsprocenter.

### 3.3 Tekniske udfordringer ved iblanding af brint i metangassystemet

Det skal understreges, at resultaterne i Figur 9 ikke er realisérbare, da disse er beregnet under antagelse af central og kontinuerlig iblanding af brint. Tallene skal ses som en teoretisk øvre grænse. Flowet af metan i gassystemet er svingende, og derfor vil et PtX-anlæg ikke være sikret en afsætning af brint i en given time, da iblanding altid bør overholde de tilladte iblandingsprocenter. Et lokalt lager af brint vil kunne afhjælpe denne problemstilling, samtidig ville et lokalt lager i flere tilfælde også reducere det egentlige formål med iblanding.

På distributionsniveau er iblanding af brint en særlig stor udfordring på grund af den høje produktion af biometan i distributionssystemet. Grundet den decentraliserede produktion af biometan er flowet af metan i distributionssystemet mere omskifteligt i forhold til retning og fluktuationer. Gassen kan derfor stå relativt stille, hvorved der kan ske ophobninger af brint, hvilket resulterer i højere iblandingsprocenter end tilladt.



Derfor er det en forudsætning for iblanding af brint, at iblandingen nøje følger flowet af metangas. Derudover stiller iblanding også store krav til placering af PtX-anlæg. På distributionsniveau er udfordringerne ved iblanding store i forhold til sikring af gaskvalitet. På transmissionsniveau er der større vished omkring flows, men der er stadig usikkerhed forbundet med afsætningen af brint fra et PtX-anlæg.

### 3.4 Værdiskabelse

Iblanding af brint skaber primært værdi for:

1. **Elektrolyseanlæg**, der er placeret nær metangassystemet, men ikke er tilkoblet en brintinfrastruktur, og som kan producere brint til en lavere pris end prisen på ledningsgas.
2. **Hybride produktionsanlæg (både el og metan input)**, som er placeret nær metangassystemet, men som ikke er forbundet med brintinfrastruktur. Det kan forekomme, at brintproduktionen i nogle timer overstiger forbruget til viderekonvertering (syntese) grundet rentable elpriser. Hvis ikke anlægget har nogen mulighed for lager eller er forbundet med brintinfrastruktur, kan det være økonomisk rentabelt at blande den overskydende brint i metangassystemet i stedet.
3. **Biogasanlæg**, ved at tillade restmængder af brint fra metanisering af rå biogas. Det kan forekomme, at brint ikke reagerer med CO<sub>2</sub>'en i den rå biogas, og denne brint derfor løber lige igennem processen og blandes med den producerede metan. Hvis dette indhold af brint i metanen ikke tillades, er metaniseringsanlæggene nødt til at investere i en brintseparationsteknologi.

### 3.5 Konklusion

Resultaterne viser, at iblanding af brint kun ville kunne accepteres i mindre mængder, men iblanding stiller også store krav til placering af PtX-anlæg som iblander brint. Hvis der iblandes brint i distributionssystemet, hvor flowet af gas er mere omskifteligt og fluktuerende grundet øget biogasproduktion, kan der hurtigt forekomme højere brintkoncentrationer end det tilladte. Selv ved iblanding i gastransmissionssystemet vil tilførslen af brint skulle tilpasses de svingene normeringer for at sikre gaskvaliteten, og et PtX-anlæg vil således ikke være sikret en afsætning af brint i en given time.

Iblanding på mellem 2 og 5-6 vol% vurderes muligt i Danmark uden større modifikationer og investeringer i infrastruktur. En iblandingsprocent på 10 vol% eller derover vil kunne skabe store udfordringer for gasforbrugende udstyr. Det nuværende metangassystem kan komme til at spille en rolle som trædesten for PtX, da metangassystemet kan aftage mindre mængder brint i perioder, hvor der ikke er et specifikt brintforbrug. Det vurderes dog, at iblanding af brint i metangassystemet ikke er en hensigtsmæssig langsigtet løsning, men nærmere en overgangsløsning, hvor gassystemet kan aftale mindre mængder overskudsbrint.



## 4. Betragtninger om PtX i distributionssystemet

Det er stadig usikkert, hvordan brintmarkedet vil udvikle sig i Danmark. Umiddelbart forventes det, at brintmarkedet i Danmark vil udvikle sig fra mindre projekter i clusters-tankegangen og først senere hen, når teknologien er mere moden, vil markedet vokse sig større og have brug for et transmissionssystem. Der er dog også indikationer på, at der kan komme projekter med eksport for øje fra markedsopstart. I dette kapitel er fokus på, hvordan det eksisterende distributionssystem kan understøtte udviklingen af PtX i Danmark. Nedenfor følger beskrivelse af Evidas eget analysearbejde set i sammenhæng med Energistyrelsens egne perspektiver.

Evida udfører i 2021 en række PtX-relaterede analyser, som har til formål at undersøge:

1. Den tekniske og geografiske mulighed for konvertering af distributionssystem til transport af CO<sub>2</sub>.
2. Perspektiver for brug af et konverteret distributionssystem til linepack lager af brint.
3. Specifikke case betragtninger for brug af distributionssystemet til understøttelse af PtX.
4. Omkostningen forbundet med konvertering af distributionssystem i forhold til omkostningen ved etablering af nye distributionsforbindelser.
5. Den tekniske og geografiske mulighed for konvertering af distributionssystem til transport af brint.

Der kan foreløbigt drages konklusioner og budskaber fra analyse 1, 2 og 3 på baggrund af Evidas analysearbejde.

### 4.1 Konvertering af distributionssystem til transport af CO<sub>2</sub>

CO<sub>2</sub> kan både transporteres via rør i flydende form og i gasform.

I Danmark har Evida konkluderet, at det ikke er muligt at transportere CO<sub>2</sub> i flydende form i det eksisterende distributionssystem, fordi systemet har en for lille kapacitet til at kunne transportere de forventede mængder af CO<sub>2</sub> fra punktkilder. Ydermere kan det eksisterende distributionssystem ikke håndtere det tryk, som flydende CO<sub>2</sub> vil blive transporteret med.

Derimod er det eksisterende distributionssystem formentlig i stand til at transportere CO<sub>2</sub> i gasform. Gennem en screening af den eksisterende CO<sub>2</sub> infrastruktur, har Evida identificeret, at det hollandske CO<sub>2</sub> net (OCAP) er særligt interessant at følge, da det hollandske net er sammenligneligt med Evidas egen infrastruktur. Det hollandske CO<sub>2</sub> net består af 97 km stål- og 250 km plastrørledninger. Plastrørledningerne er nyetablerede. Nettet drives med et tryk mellem 7-21 bar og har en maksimal størrelse på 16". Derved er både materialer,



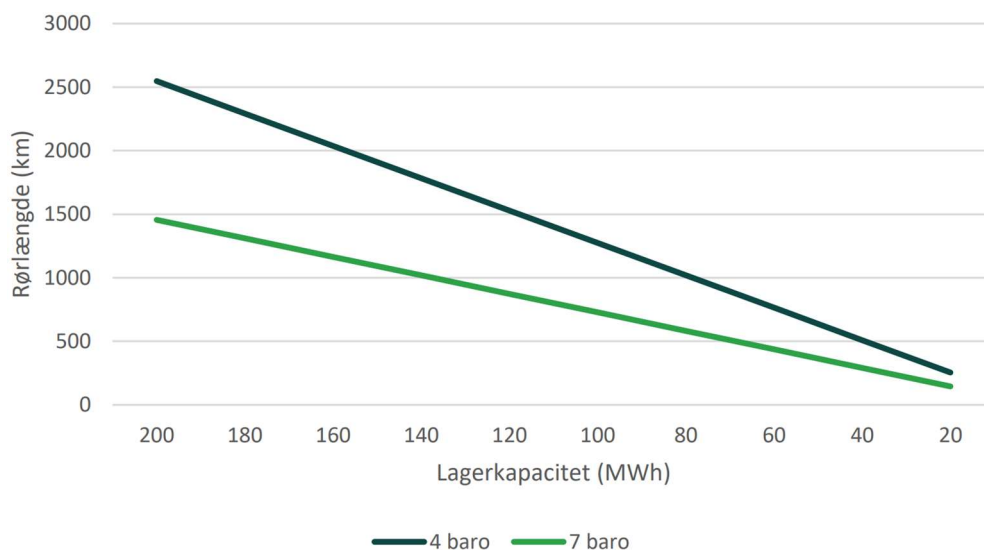
trykniveauer og dimensioner sammenlignelige med den infrastruktur, som Evida driver.<sup>8</sup>

Det bør dog understreges, at produktion af CO<sub>2</sub> ofte er forbundet med enten en produktion af metan (opgraderingsanlæg) eller et forbrug af metan (metanforbrugende CO<sub>2</sub> punktkilder). Dette skaber en systemplanmæssig begrænsning i muligheden for konvertering af det eksisterende distributionssystem til transport af CO<sub>2</sub>.

Det er muligt, at der omkring konverterede kraftvarmeblokke, som har konverteret brændselsforbruget fra gas til biomasse, affald mv., kan være infrastruktur som ikke længere er i brug. Derfor er det for nuværende svært at forestille sig, at der er store muligheder for at konvertere større dele af det eksisterende gassystem til transport af CO<sub>2</sub>. Dog er det sandsynligt, at det vil være muligt at konvertere specifikke strækninger. Dette vil imidlertid kræve flere analyser, før der er en afklaring herom.

## 4.2 Brug af konverteret distributionssystem til linepacklager af brint

I analysen er det blevet undersøgt, hvordan linepacklagerkapaciteten for Evidas 4 og 7 bar distributionssystem afhænger af længden af rørene. Figur 10 viser resultatet af analysen. Som det ses, falder lagerkapaciteten med faldende rørlængde. Et 1000 km 4 bar distributionssystem vil skabe en lagerkapacitet i linepacken på knap 80 MWh.



Figur 10: Linepack lagerkapacitet til lagring af brint ved konvertering af distributionssystemet. Kilde: Evida.

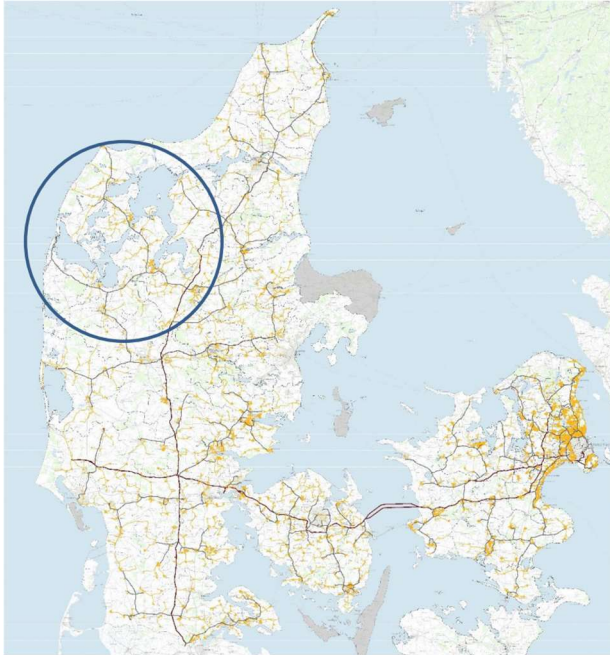
Et mindre PtX-anlæg, som producerer brint og ammoniak lokalt, og som har en outputkapacitet fra syntesen på 10 MW, vil typisk have et dagligt lagerbehov på

<sup>8</sup> Evida, Baggrundsnotat vedr. rørført CO<sub>2</sub> på gasform, 3. september 2021



160 MWh. Dette lagerbehov vil kræve ca. 2000 km 4 bar distributionssystem eller ca. 1200 km 7 bar distributionssystem.

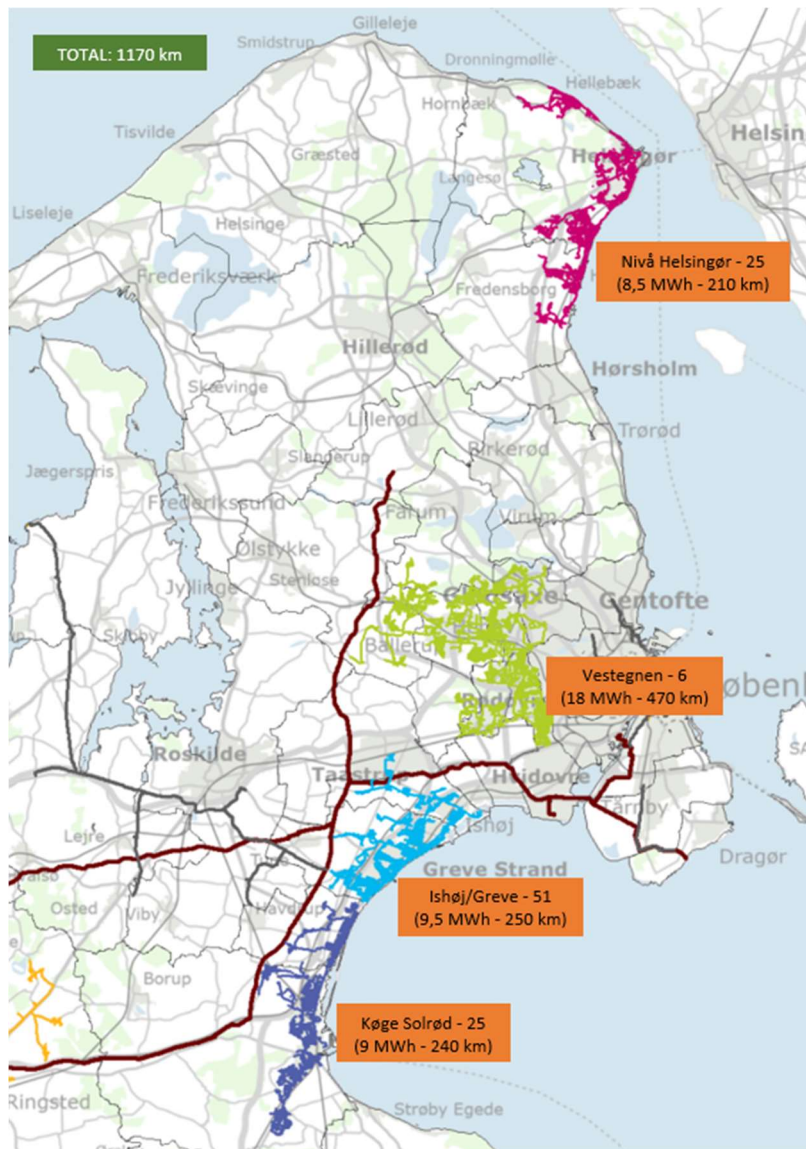
For at sætte resultatet i perspektiv, er kortet over det danske distributionssystem med et udsnit (blå cirkel) vist i Figur 11. Dette udsnit består af ca. 1100 km 4 og 7 bar rørledninger.



*Figur 11: Kort over det danske gassystem. Det runde udsnit indeholder ca. 1100 km 4 og 7 bar rørledninger.  
Kilde: Evida.*

På baggrund af disse resultater fra analysespor (4) kan det konkluderes, at det ikke umiddelbart er teknisk rentabelt at gøre brug af linepacken i distributionssystemet til lagring af brint i forbindelse med konvertering af systemet til transport af brint.

Evida har endvidere undersøgt i hvor høj grad, gasdistributionssystemet i den østlige del af Sjælland og Storkøbenhavn kan bruges til lagring af brint ved en eventuel konvertering til transport af brint. Resultatet kan ses i Figur 12. Som det ses, er det samlede potentiale ca. 45 MWh fordelt over fire separate distributionssystemer. Sammenlignes dette med et typisk dagligt lagerbehov for en syntese på 10 MW output, som er på 160 MWh, kan det konkluderes, at potentialet for brug af linepack umiddelbart ikke er særlig stort.



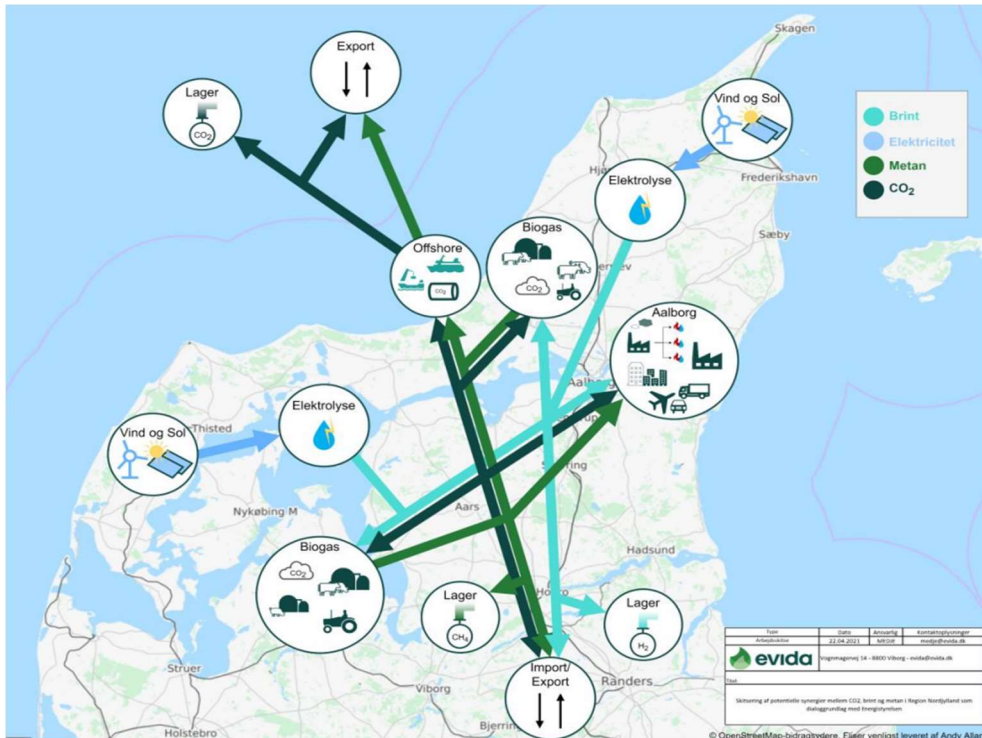
Figur 12: Potentiale for brug af linepack til lager af brint i konverterede distributionssystem i det vestlige Sjælland.  
Kilde: Evida.

Det skal understreges, at mængderne er beregnet på baggrund af forenkede beregningsmetoder for at vurdere det omtrentlige størrelsesforhold.

### 4.3 Cases til brug for distributionssystemet til understøttelse af PtX

Kort og cases, som ses i Figur 13 og Figur 14, er udarbejdet af Evida ud fra et overordnet blik på pt. kendte aktører, Evidas forpligtigelser og vurderinger af muligheder for synergi. De to cases viser, hvordan der kan opstå en efterspørgsel på flere samtidige net til transport af grønne gasser mellem PtX-klynger inden for samme region. I Nordjylland er der foreløbigt store mængder biogasproduktion med opgradering til biometan, hvilket er en barriere for at konvertere det eksisterende metangassystem til transport af brint. Til gengæld vil en udbygning af gas

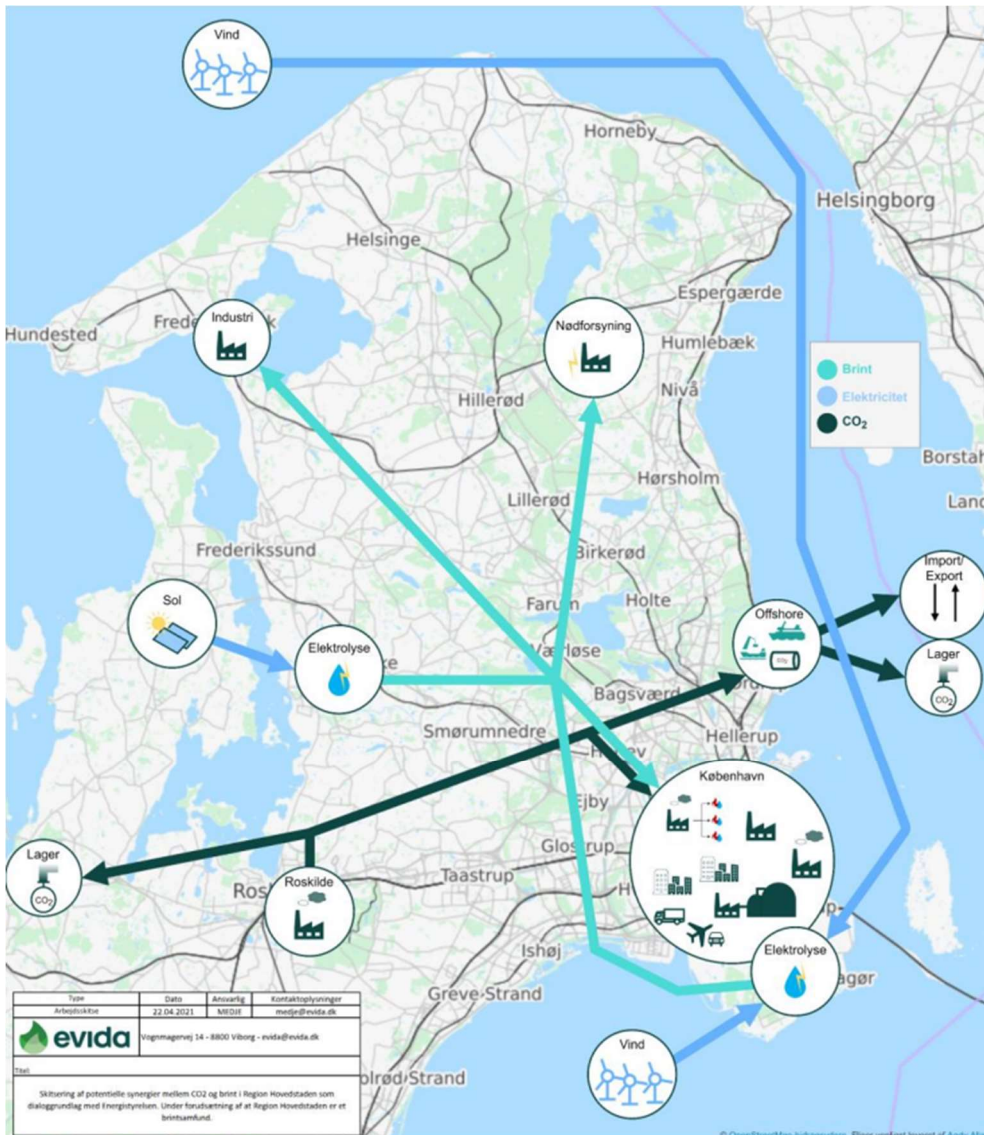
infrastruktur i Nordjylland potentielt fremme udnyttelsen af synergier til eksempelvis at producere kulstofholdige brændsler fra både metan og brint, men også for lagring af CO<sub>2</sub> i Nordsøen.



Figur 13: PtX case-betragtning for Region Nordjylland.  
Kilde: Evida.

Selvom bindinger til metangassystemet medfører en barriere for konvertering til transport af andre gasser, er det muligt, at nogle distributionsområder kan konverteres til brug for andre gasser, hvis der foretages udfasning af metangasforbrug gennem en geografisk fokuseret indsats. Her bør fokus hovedsageligt være på udfasning af gasforbrug til opvarmning i individuelle husholdninger, eftersom større forbrugere potentielt vil kunne konvertere sit forbrug til anden gas, hvis det skulle blive nødvendigt. Dette kan åbne op for muligheden for at konvertere distributionsområder, hvor der ikke er nogen produktion af biometan til metangassystemet.

Case-betragtningen for Region Hovedstaden er et muligt område, hvor en fokuseret udfasning af metangasforbruget vil åbne en mulighed for at konvertere distributionsområderne til transport af brint, da produktionen af biometan er begrænset. Det skal dog nævnes, at det endnu er uvist, hvor stort besparelspotentialet er ved konvertering af eksisterende rørledninger på distributionsniveau. Som tidligere nævnt, skønnes besparelspotentialet at være omtrent 80 pct. på transmissionsniveau, men Evida er fortsat i gang med at undersøge, hvorvidt dette besparelspotentiale også kan forventes på distributionsniveau.



Figur 14: PtX case-betragtning for Region Hovedstaden.  
Kilde: Evida.

Evidas case-betragtninger omhandler samtidige rørinfrastrukturer, hvor der transporteres metan, brint og CO<sub>2</sub>. Et vigtigt fokus er dog også, hvordan transport af rå biogas i rørbunden infrastruktur kan skabe værdi.

Kulstofbaseret PtX-produktion kan være flere ting eksempelvis metanisering af biogas eller produktion af metanol. Mens metanisering formentlig kan foregå i mindre skala, vil der forventeligt være et markant stigende skalaafkast på metanolproduktion. Dermed er det ikke sagt, at metanolproduktion ikke kan foregå på mindre skala. Haldor Topsoe leverer metanolproduktion med et spænd i kapacitet på mellem 20 MW til over 2 GW, men deres teknologi har en markant stordriftsfordel<sup>9</sup>. Det betyder, at der potentielt kan drages en fordel af at opsamle

<sup>9</sup> <https://www.topsoe.com/processes/methanol>



biogas fra flere anlæg med henblik på storskalaproduktion af metanol mv. Dette kan opnås på to måder:

1. Biogassen opgraderes og transporteres til metanolproducenten via metangasrør som biometan.
  - a. **Fordele:** Det eksisterende metangassystem står til rådighed, og det kræver ingen ekstra investeringer i etablering eller konvertering af metangasinfrastruktur. Metanolproducenten kan potentielt placeres et strategisk godt sted, hvor der kan være varmeefterspørgsel.
  - b. **Ulemper:** Omkostningerne til opgradering (separat udskilning af CO<sub>2</sub>) bevares, selvom dette formentlig er dyrere end direkte produktion af metanol på den rå biogas. I opgraderingsprocessen produceres biogen CO<sub>2</sub>, som kun kan udnyttes ved at blive transporteret til forbrugeren, eksempelvis metanolproducenten. Det kan enten ske ved at etablere rørforbindelser eller transportere CO<sub>2</sub> i lastbiler. Sammenlagt kræver dette flere processer i form af opgradering, komprimering og nedkøling, transport og efterfølgende opvarmning.
2. Biogassen transporteres i rå form til metanolproducenten.
  - a. **Fordele:** Der kommer ekstra meget kulstof med til metanolproducenten, der undgår en merproces, små værker, som endnu ikke opgraderer, kan blive tilsluttet, og metanolproducenten kan potentielt placeres et strategisk godt sted, hvor der kan være varmeefterspørgsel. Processerne for metanolproduktion kan tænkes sammen med biogasopgraderingen og potentielt medføre reducerede omkostninger herfor.
  - b. **Ulemper:** Kræver investering i konvertering af eksisterende rørforbindelser. Derudover er det nødvendigt, at der ikke er forbrugere tilbage på systemet, der ville skulle bruge den rå biogas til opvarmning og/eller elproduktion, da dette vil resultere i udledning af den biogene CO<sub>2</sub> fra den rå biogas, som i stedet kan skabe værdi i produktionen af kulstofholdige brændsler. Desuden er den eksisterende regulering ikke tilpasset muligheden for transport af rå biogas i rør.

Særligt af hensyn til PtX-teknologier med stigende skalaafkast (som f.eks. metanolproduktion), kan det være en fordel med rørbunden transport af rå biogas fra flere biogasanlæg. Det bør derfor undersøges, om eksisterende eller nye biogasanlæg med tilsluttede opgraderingsanlæg skal kunne tage rå biogas ind på et dertil indrettet gassystem. Dette vil i så fald kræve flere ændringer i den eksisterende lovgivning.

#### 4.4 Konklusion

På baggrund af Evidas analyser, konkluderer Energistyrelsen, at der ikke er mange perspektiver i konvertering af distributionssystemet til transport af CO<sub>2</sub> grundet tekniske udfordringer heriblandt utilstrækkelig kapacitet. Ligeledes er der heller ikke store perspektiver i først at konvertere det eksisterende distributionssystem til transport af brint og derefter hente gevinster ved at bruge systemet som linepacklager.



De to case-betragtninger viser hvordan, der kan opstå en efterspørgsel på flere samtidige net til transport af grønne gasser mellem PtX-klynger inden for samme region. På grund af et stigende skalaafkast på teknologier, som eksempelvis metanolproduktion, kan der være fordele ved at konvertere eksisterende gasdistributionssystem til opsamling af rå biogas med henblik på en central produktion af kulstofholdige brændsler som eksempelvis metanol. På denne måde elimineres behovet for transport af den biogene CO<sub>2</sub> fra opgraderingsanlægget, da denne CO<sub>2</sub> transporteres sammen med metanen i rør. Den potentielle værdiskabelse samt de regulatoriske barrierer bør undersøges yderligere.

## 5. Gassystemet som fleksibilitetsudbyder til PtX

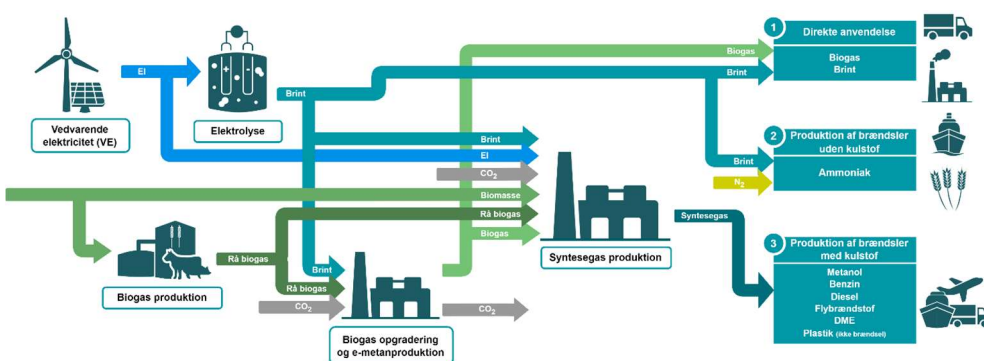
Der findes overordnet tre værdikæder for PtX og Gas to X (GtX). Det er produktion af produkter, som kan:

1. Anvendes direkte (f.eks. biogas og brint)
2. Producers gennem syntese uden kulstof (f.eks. ammoniak)
3. Producers gennem syntese med kulstof (f.eks. metanol og flybrændstof)

Værdikæderne samt potentielle forbrugere af produkterne kan ses i Figur 15.

En brintinfrastruktur kan generelt skabe værdi for alle disse værdikæder gennem fleksibilitet og transport af brint. For direkte anvendelse kommer værdiskabelsen primært til udtryk ved muligheden for at kunne transportere brinten hen til anvendelsesstedet. Værdiskabelsen ses dog også til en vis grad gennem den fleksibilitet som en brintinfrastruktur kan skabe for den specifikke forbrugers forbrugsmønster.

For både syntese med og uden kulstof kommer værdiskabelsen af en brintinfrastruktur i høj grad også ved mulig fleksibilitet, da en brintinfrastruktur i højere grad kan bidrage til at gøre syntesens drift mere uafhængig af elektrolysens drift. Dette behov for fleksibilitet er umiddelbart størst for synteser med kulstof hvorfor dette kapitel primært fokuserer på den tredje værdikæde (3) syntese med kulstof. Som Figur 15 viser, er der flere teknologiske muligheder for at producere syngas, som er det primære input til synteser med kulstof, heriblandt GtX. På denne måde kan den fleksibilitet, som allerede ligger i det eksisterende gassystem, bidrage til produktionen af kulstofholdige brændsler.



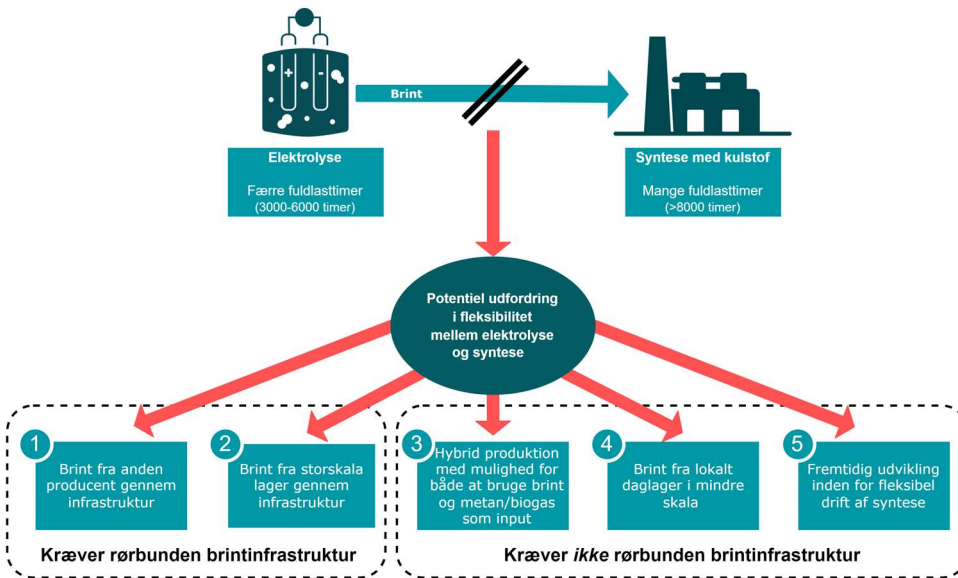
Figur 15: Figuren viser de tre overordnede værdikæder for Power-to-X (PtX) og Gas to X (GtX), hvilket er produktion af produkter, som (1) kan anvendes direkte, (2) kan produceres i syntese uden kulstof og (3) kan produceres i syntese med kulstof.

### 5.1 Udfordringer med fleksibilitet ved syntese med kulstof

Synteser som producerer kulstofholdige brændsler, eksempelvis metanol syntese eller Fischer-Tropsch (FT) syntese, kræver typisk en kontinuerlig drift i nærheden af syntesens designkapacitet uden variationer i syntesens input. Hvis syntesen drives med fluktuerende kapacitet og uden for normale designforhold i forhold til temperatur og tryk, vil der ske et fald i effektiviteten af processen. Ligeledes kan både den samlede effektivitet og den økonomiske rentabilitet af syntesen påvirkes

negativt i en væsentlig grad, hvis syntesen hyppigt udsættes for nedlukning og opstart <sup>10</sup>.

Grundet den fluktuerende produktion af brint i elektrolysen, som typisk forventes at operere med 3000-6000 fuldlastimer årligt, kan der opstå en mangel på fleksibilitet mellem elektrolysen og syntesen med kulstof. Figur 16 illustrerer denne udfordring samt fem løsninger. Løsningerne beskrives efterfølgende:



Figur 16: Figuren illustrerer de forskellige løsninger, der er på den potentielt manglende fleksibilitet mellem elektrolyse og syntese.

### 1. Brint fra anden producent gennem infrastruktur

Forudsat at det pågældende PtX-anlæg er forbundet med en brintinfrastruktur med anden brintproduktion tilkoblet, har det pågældende PtX-anlæg mulighed for at aftage brint fra en anden producent i de timer, når det ikke er hensigtsmæssigt at producere fra egen elektrolyse.

Denne løsning vil blive uddybet i *Kapitel 6. Etablering af ny infrastruktur*.

### 2. Brint fra storskalalager gennem infrastruktur

Forudsat at det pågældende PtX-anlæg er forbundet med en brintinfrastruktur med storskala brintlager tilkoblet, har det pågældende PtX-anlæg mulighed for at aftage brint fra lageret, når det ikke er hensigtsmæssigt at producere fra egen elektrolyse.

Denne løsning vil blive uddybet i *Kapitel 6. Etablering af ny infrastruktur*.

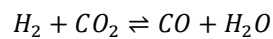
### 3. Hybridproduktion med mulighed for både at bruge brint og metan som input

I produktionen af kulstoffoldige brændsler på et PtX-anlæg bliver brinten brugt til at producere syntesegas (syngas). PtX-anlægget har derfor den mulighed at udbygge anlægget med en enhed, som kan producere syngas ved at bruge metan. På den

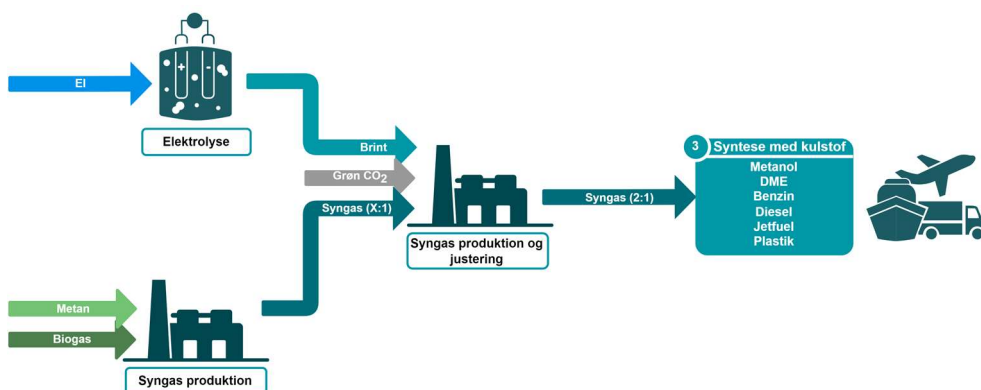
<sup>10</sup> Energistyrelsen, Teknologikatalog for fornybare brændsler, Afsnit 98 *Methanol from Power* og 102 *Power to Jet Fuel*. april 2021



måde har anlagt to forskellige enheder, som kan producere syngas. Dette princip er illustreret i Figur 17. Den ene enhed bruger brint som input, og den anden enhed bruger metan. Alternativt kan den anden enhed, som bruger metan som input, i stedet bruge rå biogas som input. Det kan være hensigtsmæssigt at bruge rå biogas, som har et indhold af CO<sub>2</sub>, da man på den måde får produceret en syngas, som har et H<sub>2</sub>:CO forhold, som passer bedre til flere synteser med kulstof. H<sub>2</sub>:CO forholdet bør typisk ligge på omkring 2:1 i eksempelvis FT syntese. Processen, som benyttes til produktion af syngas fra brint og CO<sub>2</sub>, kaldes reverse water-gas shift (RWGS). Denne proces karakteriseres ikke som syntese, men som et mellemlid mellem elektrolyse og syntese i PtX-værdikæden. Denne proces kan også benyttes til at justere H<sub>2</sub>:CO forholdet af syngassen fra eksempelvis 3:1 til 2:1. Dette gøres ved at lade noget H<sub>2</sub> i syngassen reagere med biogen CO<sub>2</sub>, for at danne mere CO, som vist i følgende reaktionsskema:



De forskellige synteser har ikke nødvendigvis brug for, at syngassen har et H<sub>2</sub>:CO forhold på præcis 2:1, men ikke desto mindre kan RWGS enheden bruges til justering, uanset hvad forholdet skal være og afhængig af den konkrete syntese.



Figur 17: Figuren viser, hvordan hybrid produktion af kulstofholdige brændsler kan foregå. Her kan syngas også produceres ved et input af metan/biogas ud over brint i de timer, hvor det ikke er økonomisk rentabelt at producere brint gennem elektrolyse. Dette kompenserer for den potentielt manglende fleksibilitet mellem elektrolyse og syntese.

Alternativt til at producere syngas fra el, gennem brint, og gas, gennem metan eller biogas, kan syngas også produceres fra biomasse gennem pyrolyse. Den gas, som kommer direkte ud af pyrolyse, består typisk af flere forskellige gasser som eksempelvis H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub> og CH<sub>4</sub>. Gassen skal derfor typisk renses til at bestå udelukkende af H<sub>2</sub> og CO, hvilket er ren syngas. Formålet ved brug af biomasse til produktion af kulstofholdige brændsler er, at der ikke er brug for rørbunden infrastruktur. Til gengæld er teknologien endnu ikke moden, men forstsat på forskningsniveau.

Den hybride produktionsform udnytter den fleksibilitet, som der er i det nuværende metangassystem for at kompensere for den manglende fleksibilitet mellem



elektrolyse og syntese. Omkostningen ved dette er en øget investering i en ekstra syngasproducerende enhed. En af fordelene ved hybridproduktion er, at det kan være en løsning på kort til mellemlang sigt, indtil der er etableret en brintinfrastruktur, som det konkrete hybride produktionsanlæg kan tilsluttes. Derefter kan de to forskellige løsninger supplere hinanden i produktionen af kulstofholdige brændsler. Løsningerne behøver derfor ikke at stå alene, men kan supplere hinanden i en fremtid, hvor energipriser og -planlægning er usikker.

Ud over den potentielle fleksibilitetsudfordring mellem elektrolyse og syntese, har den rene PtX-vej til kulstofholdige brændsler også den begrænsning, at ressourcen af grøn CO<sub>2</sub> er begrænset. Her kan grøn metan og biogas være en alternativ kilde til den grønne CO<sub>2</sub>, som er krævet i produktionen af grønne kulstofholdige PtX-brændsler. Potentialet for fangst af CO<sub>2</sub> fra danske punktkilder i 2025, 2030 og 2040 er blevet analyseret i baggrundsnotatet *Punktkilder til CO<sub>2</sub> – potentialer for CCS og CCU*. Potentialet for CO<sub>2</sub> fangst er sammenholdt med den potentielle efterspørgsel på CO<sub>2</sub> til produktion af kulstofholdige PtX-brændsler i baggrundsnotatet *Analyse af efterspørgsel efter Power-to-X-produkter*.

#### **4. Brint fra lokalt bufferlager i mindre skala**

Et lokalt bufferlager i mindre skala med en kapacitet som muliggør, at man i de timer i løbet af døgnet, hvor det ikke er rentabelt at producere brint grundet høje elpriser, i stedet kan bruge brint fra et lokalt bufferlager.

#### **5. Fremtidig udvikling inden for fleksibel drift af syntese**

Selvom det ikke tyder på, at kulstofholdige synteser kan drives fleksibelt i dag, er det sandsynligt, at den fremtidige forskning og udvikling giver mulighed for, at synteserne kan drives fleksibelt. Hvis en syntese kan drives efter driften af elektrolyse, hvilket afhænger af elprisen, er der ikke nogen udfordring med fleksibilitet. Dette vil dog kræve, at kapaciteten af syntesen øges, hvis anlægget årligt skal producere den samme mængde brændsler, fordi der skal kompenseres for det lavere antal fuldlasttimer i løbet af året. Dermed øges omkostningen til investering også.

### **5.2 Økonomisk sammenligning af tekniske løsninger**

I en analyse fra SDU er det blevet undersøgt hvilken effekt, løsning 1, 3 og 4 har på den resulterende pris på vedvarende flybrændstof<sup>11</sup>. Analysen bygger på en sammenligning af, hvad det koster at producere 5 PJ vedvarende flybrændstof på et PtX-anlæg gennem udnyttelse af de forskellige løsninger for fleksibilitet. For løsning 1 er det antaget, at brinten til PtX er produceret ved den jyske vestkyst, hvor el fra energigøen kommer i land i en indfødningszone, og derefter transporteres 150 km via rørledning til PtX-anlægget. Eftersom brintproduktionen ikke anvender det kollektive elforsyningsnet, er det antaget, at der ikke betales nettarif af elforbruget til brintproduktion. Derudover er det antaget, at der er en stordriftsfordel

<sup>11</sup> Laursen, Asger V. & Pedersen, Jeppe B., 2020: *Strategic Integration of Sustainable Gas to Liquid and Power to Liquid Pathways in the Danish Energy System in 2050*. University of Southern Denmark, Odense, Denmark

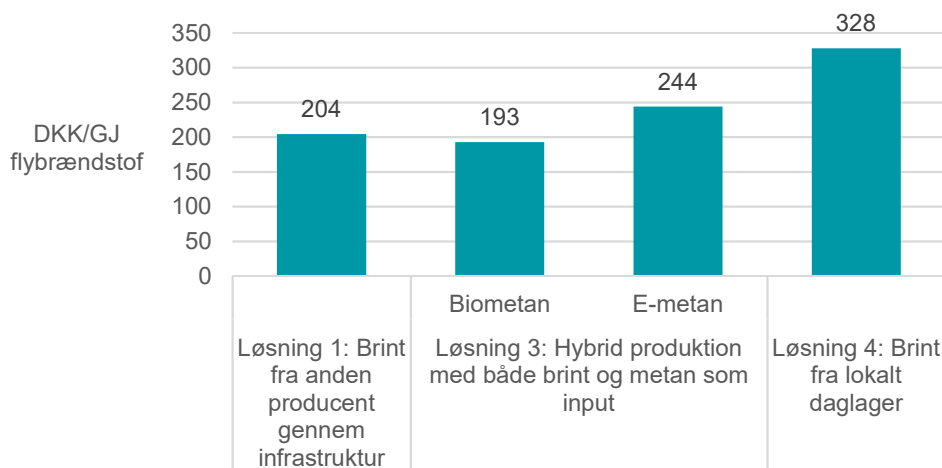


for elektrolysen svarende til en reduktion på 25 pct. for både CAPEX og OPEX. Denne løsning afspejler således den første løsning med brintproduktion fra anden producent gennem nyetableret brintinfrastruktur.

Udover at PtX-anlægget kan producere syngas gennem reverse water-gas shift (RWGS), er det for løsning 3 antaget, at der også er investeret i en partial oxidation (POX) enhed, som gør, at anlægget fleksibelt kan producere syngas fra enten brint eller metan. Denne løsning afspejler således den hybride løsning. For denne løsning er det beregnet, hvad den resulterende pris på flybrændstof vil blive, hvis der bruges både biometan og e-metan som input til POX. Biometan er rå biogas, som er opgraderet konventionelt ved at fjerne CO<sub>2</sub>-indholdet. E-metan er rå biogas, som er opgraderet ved at metanisere CO<sub>2</sub>'en i den rå biogas med brint.

For løsning 4 er det antaget, at der investeres i et lokalt daglager på PtX-anlægget, som kan tage imod brint i forhold til de daglige udsving i elprisen. Kapaciteten på lageret er sat til 4000 MWh, hvilket svarer til 12 timers produktion af syngas gennem RWGS, forudsat at anlægget producerer 5 PJ flybrændstof årligt.

Resultatet af de forskellige priser på vedvarende flybrændstof gennem de forskellige løsninger til fleksibilitetsudfordringen for PtX kan ses i Figur 18. Det kan her ses, at løsning 4 resulterer i den højeste pris på flybrændstof, mens løsning 1 placerer sig mellem de to forskellige underløsninger til løsning 3. Resultaterne for løsning 3 viser, at den billigste løsning til fleksibilitet er ved et input af biometan i forhold til e-metan. Det vil sige, at den dyreste løsning for fleksibilitet til PtX er et lokalt daglager til brint, mens løsningerne, som anvender brint fra en anden producent gennem infrastruktur eller hybrid produktion af flybrændstof ved et input af både brint og biometan, generelt resulterer i de laveste priser på flybrændstof.



Figur 18: Resulterende pris på vedvarende flybrændstof gennem forskellige løsninger for fleksibilitet i PtX-produktionen.

Kilde: Laursen, Asger V. & Pedersen, Jeppe B., 2020: *Strategic Integration of Sustainable Gas to Liquid and Power to Liquid Pathways in the Danish Energy System in 2050*. University of Southern Denmark



Det skal understreges, at resultaterne blot er eksempler på, hvad prisen på flybrændstof vil blive for de forskellige løsninger. Der findes mange forskellige konstellationer for økonomiske og tekniske antagelser inden for hver løsning, hvilket for hver vil resultere i en anden pris på flybrændstof.

### 5.3 Konklusion

Det er endnu uklart, hvor stor en udfordring mangel på fleksibilitet i PtX-værdikæderne kan udgøre. Umiddelbart gælder dog, at en syntese uden kulstof (ammoniak syntese) kan drives med højere fleksibilitet i produktionen end en syntese med kulstof (Fischer-Tropsch og metanol syntese). Overordnet vil gassystemet kunne understøtte dele af PtX-værdikæden med fleksibilitet på en række måder ved at udjævne forskellen mellem hvornår, inputs og outputs i PtX-værdikæden produceres.

I en situation, hvor fleksibilitet er en mangelvare, og der er adgang til metangassystemet, kan en hybrid produktion af syntesegas, hvor der eksempelvis kan bruges både metan og brint som input, være et alternativ til udbygning af brintinfrastruktur. Desuden er biogas eller rå biogas ligeledes en kilde til grønt kulstof, hvilket vurderes at blive en knap ressource i fremtiden.

Det bør understreges, at hverken en brintinfrastruktur eller den hybride produktionsform udelukker hinanden. Den hybride produktionsform kan ses som en potentiel overgangsløsning ved manglende fleksibilitet indtil det konkrete anlæg tilsluttes en brintinfrastruktur, hvorefter driften af anlægget blot har yderligere optimeringsmuligheder.



## 6. Etablering af ny brintinfrastruktur

Hvis der fra politisk side er ønske om at understøtte en hurtig udvikling af brintproduktion, kan det være nødvendigt at etablere ny brintinfrastruktur i Danmark eller at have fokus på en overgangsløsning i form af en hybrid produktionsform. Grunden er, at den eksisterende infrastruktur er bundet til transport af metan frem mod 2040. Der vil dog være mulighed for konvertering før 2040, men det vil være brintproduktion i mindre skala. Desuden er der også en række usikkerheder ved konvertering væk fra metan, hvor den primære årsag er, at der skal være sikkerhed for, at der ikke fremover er behov for transport af metan.

### 6.1 Hvornår kan rørbunden infrastruktur skabe værdi i PtX-værdikæden?

Der er en række fordele ved den rørbundne infrastruktur i både lille og stor skala PtX-produktion. For lille skala kan adgang til metaninfrastruktur blive brugt til iblanding med brint, hvis mængderne af overskudsbrint er for små i forhold til at etablere dedikeret brintinfrastruktur, og små nok til at der ikke er tekniske udfordringer med for høj iblandingsprocent. Ligeså kan adgang til metaninfrastruktur også være nyttig i situationer, hvor en hybrid løsning mellem brug af metan og brint kan benyttes i produktionen af syntesegas.

Dedikeret brintinfrastruktur skaber potentielt stor værdi for PtX. Værdien skabes gennem:

1. Adgang for det enkelte PtX-anlæg til brint i de timer, hvor det **ikke er** økonomisk rentabelt at producere fra egen elektrolyse, eller hvor anlægget ikke selv har etableret elektrolyse, men kun viderekonvertering. Brinten kan enten komme fra elektrolyse på andre produktionssteder (PtX-klynger eller anlæg) som man er forbundet til, men det kan også komme fra et brintlager.
2. Mulighed for det enkelte PtX-anlæg til at sælge brint i timer, hvor det **er** økonomisk rentabelt at producere fra egen elektrolyse, og hvor eget forbrug allerede er dækket. Salg af brint gennem infrastruktur kan også rettes mod andre anvendelser end PtX herunder brint direkte til transport.
3. Mulighed for storskalalagring af brint i timer, hvor det **er** økonomisk rentabelt at producere fra elektrolyse, og hvor eget forbrug allerede er dækket.
4. Mulighed for brintproduktion alene med henblik på videresalg eksempelvis til andre anvendelser i Danmark, eller eksport af brint til andre markeder.

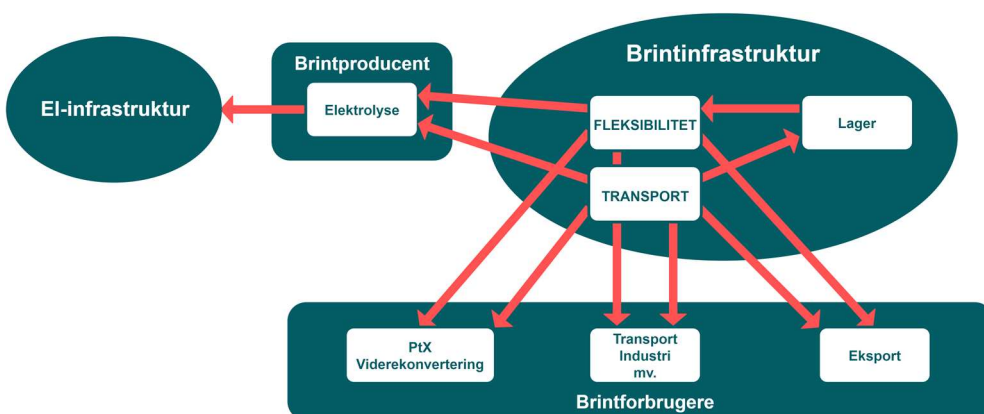
Det er endnu usikkert, hvordan brint vil blive prissat på et brintmarked, som gør brug af en rørbunden infrastruktur. Det må forventes, at brintprisen til en vis grad vil følge elprisen, da el er det primære input i produktionen af brint. Til gengæld vil der, i modsætning til el-systemet, være en buffer i selve systemet, som kan agere som lager. Dette betyder, at der ikke behøver at være balance mellem forbrug og produktion ned til millisekunder. Når produktionen af gas overstiger forbruget, kan der lagres gas i systemet ved at hæve driftstrykket, mens driftstrykket kan sænkes ved et underskud i produktionen. I en brintinfrastruktur vil størrelsen på bufferen afhænge af, hvor store trykvariationer brintrørene kan håndtere. Ikke desto mindre

må det kunne forventes, at der kan lagres en vis mængde brint i systemet ved at hæve trykket.

Disse variationer i driftstryk må forventes at have betydning for markedsprisen på brint. I tilfælde af at elprisen er høj i en given time, hvor der efterspørges brint, kan driftstrykket sænkes. Den efterspurgte brint kan derved leveres gennem den i infrastrukturen lagrede brint. På denne måde behøver der ikke at blive produceret brint til en høj elpris, og markedsprisen på brint vil derfor ikke undergå den samme prisstigning som elprisen. Antallet af timer, hvor forsyningen af brint kan leveres gennem lagret brint i infrastrukturen, afhænger af hvor langt driftstrykket kan sænkes. Des lavere muligt driftstryk, des længere tid vil der gå, inden markedsprisen på brint stiger som følge af høje elpriser. Når driftstrykket når dets minimum, vil markedsprisen på brint begynde at følge elprisen, da forsyningen af brint vil komme fra elektrolyseanlæg, hvis produktionsomkostninger i høj grad følger elprisen, og derved vil den producerede brint også følge elprisen.

I tilfælde af at driftstrykket i en brintinfrastruktur når dets minimum, kan forsyningen af brint også komme fra et storskalabrintlager, men her vil den enkelte forbruger også opleve en prisstigning på brint grundet omkostningen ved lagring af brint.

Figur 19 viser, hvordan en rørbunden brintinfrastruktur skaber værdi for aktører i energisystemet gennem fleksibilitet og transport. Eksempelvis skaber rørbunden brintinfrastruktur værdi for elektrolyse gennem fleksibilitet, da infrastrukturen skaber muligheden for, at elektrolysen kan få afsat brinten uafhængigt af eget driftsmønster, som optimeres efter elprisen. Elektrolyse skaber stor værdi for el-infrastrukturen ved fleksibelt at kunne aftage el i de timer, hvor udbuddet af el er større end efterspørgslen. Et element som ikke er behandlet i figuren er, at brintinfrastruktur også skaber værdi for borgere, da nedgravede brintrørledninger kan være med til at undgå el-ledninger i luften.



Figur 19: Figuren viser, hvordan en rørbunden brintinfrastruktur skaber værdi gennem fleksibilitet og transport. De røde pile symboliserer i hvilken retning værdiskabelsen går.



## 6.2 Adgang til og placering af tilstrækkelig med el til PtX

I planlægning af hvor en eventuelt brintinfrastruktur skal placeres, og/eller om der er eksisterende metangasrør, der kan konverteres, er det også vigtigt at overveje placeringen af elektrolyseanlæggene, som er afhængig af tilstrækkelig med el. Derfor skal der i planlægning både tages hensyn til udbygning af tilstrækkelig med el, hvor den tilsluttes det danske el-net, samt hvilke muligheder der er for etablering af ny brintinfrastruktur og/eller konvertering af eksisterende metangasrør.

## 6.3 Generelle perspektiver for udrulning af brintinfrastruktur

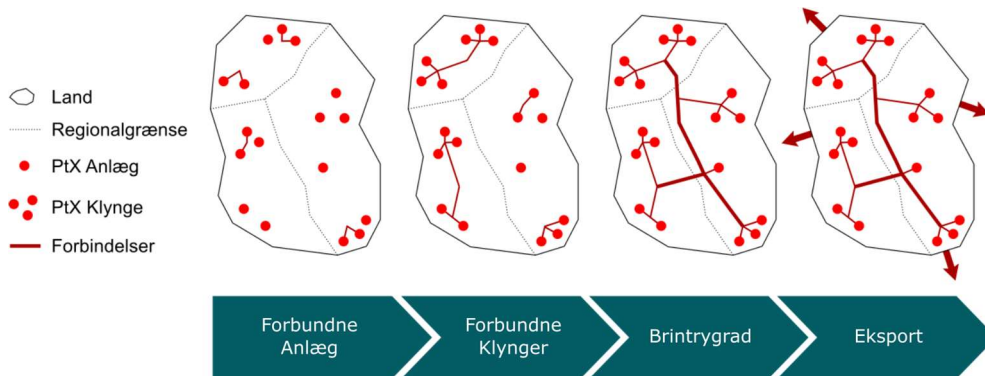
Det er flere muligheder for, hvordan en brintinfrastruktur kan udrulles i Danmark. Figur 20 viser en tidslinje for en mulig udrulning baseret på disse fire faser:

1. Brintforbindelser inden for en PtX-klynge
2. Forbindelser mellem klynger inden for samme region samt forbindelse til lager
3. Brintrygrad, som forbinder forskellige regioner
4. Eksport til andre brintmarkeder

Den første fase i udrulningen af en potentiel brintinfrastruktur kan være mindre stikledninger mellem anlæg inden for en PtX-klynge. Dette kan eksempelvis være en forbindelse mellem elektrolyse og et opgraderingsanlæg, hvor rå biogas opgraderes til metan gennem metanisering. I sådan en start på brintinfrastruktur ligger værdiskabelsen primært i transporten af brint ud til de enkle forbrugere inden for en klynge.

Næste fase i udrulningen af brintinfrastruktur kan være at forbinde flere PtX-klynger inden for samme region og eventuelt forbinde til et lager. I en sådan udbygning af brintinfrastruktur kommer værdiskabelse særligt i spil gennem den fleksibilitet, som infrastrukturen kan bidrage med. Både ved at der kan udnyttes synergier mellem klynger, som har forskellige produktions- og forbrugsmønstre for brint, men også gennem den fleksibilitet som et storskala lager kan bidrage med.

Den næste fase i udrulningen af brintinfrastruktur kan være etablering af en rygrad, som forbinder centrale PtX-klynger inden for hver region. På denne måde kan der opnås endnu stærkere synergieffekter og fleksibilitet gennem infrastrukturen. En potentiel sidste fase i udrulningen kan være etablering af forbindelser, som åbner for eksportmuligheder til andre brint markeder. For brintproducenter, hvis primære hensigt er eksport af brint, ligger værdien i en rørbunden brintinfrastruktur primært i muligheden for transport og ikke i fleksibilitet.



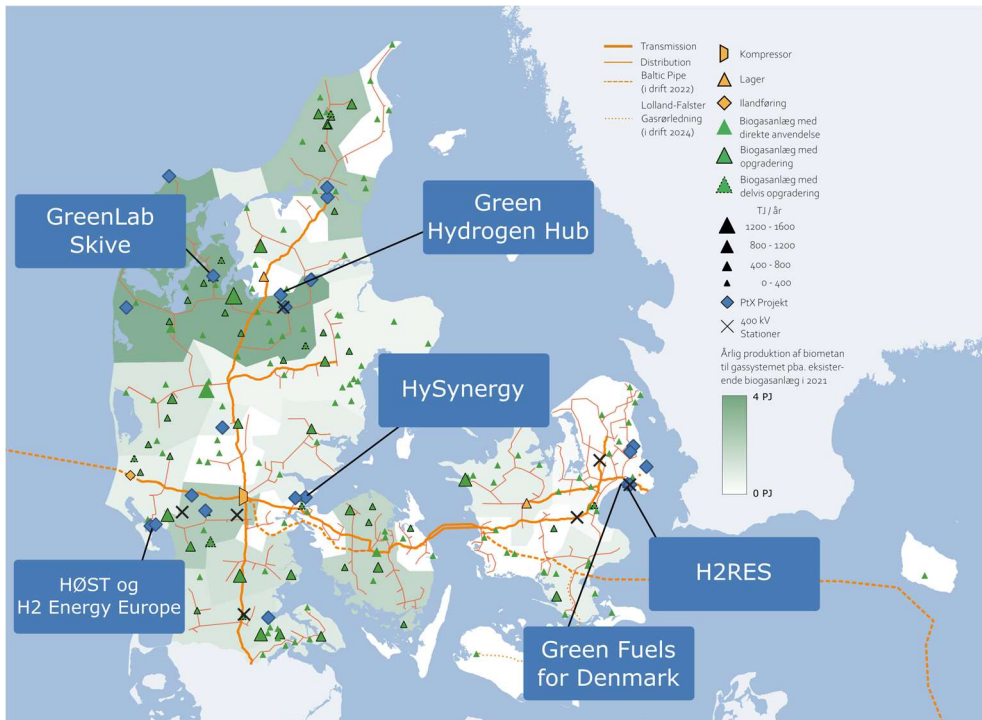
Figur 20: Generelle perspektiver for udrulning af brintinfrastruktur.

Det skal bemærkes, at de ovenstående faser i udrulningen af brintinfrastruktur kan forekomme i en anden rækkefølge end den nævnte. Ud fra et dansk perspektiv er det muligt at eksport af brint til Tyskland kommer før en brintrygrad, da forholdene i den sønderjyske del af metangassystemet muligvis tillader en konvertering af Egtved-Ellund dubleringen allerede inden 2030. Konkrete cases for udrulninger af brintinfrastruktur i Danmark vil blive uddybet i det efterfølgende afsnit.

## 6.4 Perspektiver på ny dansk brintinfrastruktur

Som kortet i Figur 21 illustrerer, er der mange steder i Danmark, hvor aktører har meldt ud, at de overvejer/planlægger en form for PtX-aktivitet. For nogle projekter er der sat årstal og kapacitetsstørrelse på elektrolysen, mens der for andre steder blot konstateres, at der potentielt kan komme et PtX-projekt. På kortet er fremhævet fem projekter, som offentligheden kender et størrelsesforhold for samt en cirketid for driftsstart eller start på høj kapacitet.





Figur 21: Kortet viser placeringen af mulige PtX-projekter i Danmark, i forhold til det danske metangassystem samt 400 kV stationer i elnettet.

For at imødekomme den stigende interesse i brintinfrastruktur hos danske Power to X-aktører lancerede Energinet og Energistyrelsen i juli 2021 en systematisk proces for indsamling af data til at belyse behovet for brintinfrastruktur. Energinet har i samarbejde med Energistyrelsen været i dialog med i alt 19 markedsaktører fra ind- og udland, som har tilkendegivet interesse i dansk brintinfrastruktur. Dialogen har givet mere klarhed over bl.a. værdien af brintinfrastruktur for markedsaktørerne samt relevant timing for evt. etablering af denne. Flere markedsaktører antager, at de indledningsvist skal kunne klare sig uden brintinfrastruktur, men at det senere bliver nødvendigt for en fuld kommerciel skalering. Størstedelen af aktørerne ser dette behov allerede inden 2030.

I forhold til de allerede kendte projekter (juni 2021), gælder det, at projekterne har forskellig karakter, og derfor også må forventes at have forskellige behov.

1. Hvis der bygges et ammoniak anlæg i nærheden af Esbjerg, vil der komme et behov for tilstrækkelig el-tilslutning eventuelt fra eksisterende vindparker (land eller vand), og der kan være en interesse for at lagre brint, for at det passer med ammoniaksyntesen. Ifølge teknologikataloget vil det være muligt at køre med fleksibilitet på ammoniaksyntesen, men det er endnu uklart, om det vil være den mest oplagte model. Det skal bemærkes, at der i forbindelse med ammoniak ikke vil være den samme oplagte mulighed for at have et hybridt energiinput, da der ikke er behov for kulstof i syntesen.
2. Greenlab Skive påtænker en metanolproduktion, hvor det potentielt kan vise sig lige så økonomisk rentabelt med et hybridt input skiftende mellem brint og

metan (eventuelt rå biogas eller pyrolysegas) frem for at lagre brint i et nyt brintsystem.

3. Green Hydrogen Hub påtænker et færdigt projekt i 2030, men ønsker allerede et initialt projekt i 2026. Formålet med det første projekt er at skabe et brintlager, som blandt andet skal servicere elsystemet ved at producere brint, når elprisen er lav og ved at producere el, når elprisen er høj.

Det er tidligere konkluderet, at der formentlig vil blive behov for at investere i en brintinfrastruktur, før der er egentlig mulighed for at konvertere større dele af den eksisterende metangasinfrastruktur. Det vil formentlig blive nødvendigt at få klarlagt det egentlige behov, jf. den omtalte markedsundersøgelse, samt hvornår det bliver nødvendigt.

I denne analyse er der valgt at se på ny brintinfrastruktur ud fra tre perspektiver

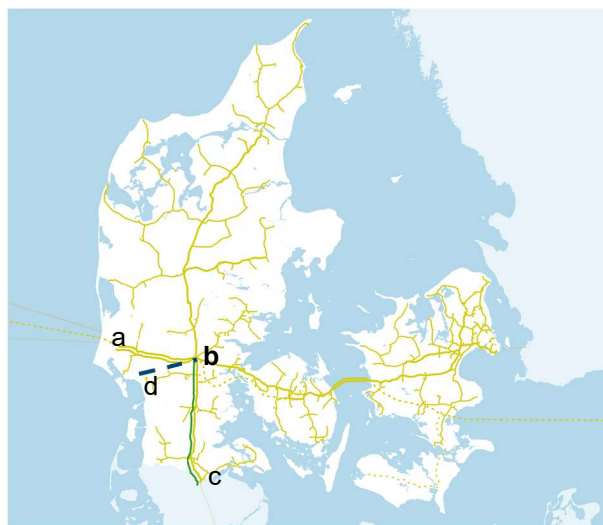
- A. Eksport af brint fra Nordsøen (minimumsløsning), blandt andet som alternativ til yderligere kabellægning eller luftledninger i elsystemet
- B. Understøttelse af specifik brug af brintsystem til brintforbrug herunder PtX-produktion (gas eller flydende brændstoffer)
- C. Understøttende brintsystem som leverer fleksibilitet til store dele af landet både til brintproduktion, brintforbrug og eksport af brint

#### *Ad A: Minimumsløsning:*

##### *Eksport af brint fra Nordsøen*

Minimumsløsningen med fokus på brint til eksport kunne være en I) omkostningsminimeringsmodel eller II) lidt større model.

Som kortet viser, er der to dublinger i gassystemet fra Nybro (a) til Egtved (b) og fra Egtved (b) til Ellund (c). Nybro-Egtved vil blive anvendt af Baltic Pipe indtil omkring 2037, mens Egtved-Ellund formentlig kan blive fri til konvertering inden for en nær fremtid.



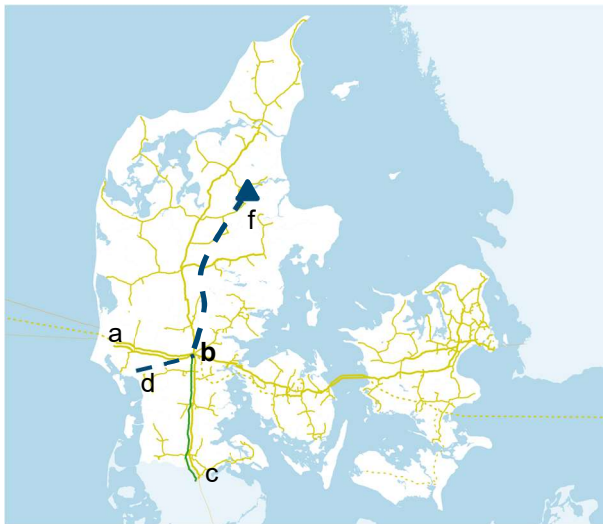
*Figur 22: Kortet viser en mulig minimumsløsning for brintinfrastruktur i Danmark.*

Ad I) En minimumsløsning for brint til eksport kan være:

- a) Nyt rør fra Esbjerg (d) til Egtved (b)
- b) Konvertering af dubleringen Egtved-Ellund

Denne model vil kræve et minimum af ekstra investeringer og vil samtidig kunne give mulighed for eksport af brint samt fleksibilitet for de brintproducenter, som

måtte ønske at etablere sig tæt på Esbjerg-Egtvedstrækningen. Herved vil både brintproducenter med hensyn til eksport og egen syntese kunne nyde godt af brintsystemets fleksibilitet. Endelig vil det være en fordel for elsystemet, da dansk brintproduktion med henblik på eksport kan mindske behovet for yderligere kabellægning eller opstilling af luftledninger. Det er grundlæggende billigere at lægge rør end kabler. Det vil sige, at når der er international efterspørgsel på brint, kan det vise sig at være en bedre løsning for det danske energisystem, hvis elektrolysen sker i Danmark, og brint transporteres via rør.



*Figur 23: Kortet viser en mulighed udbygning af minimumsløsning for brintinfrastruktur, hvor der udvides med en forbindelse op til et potentielt storskalabrintlager.*

Ad II) En lidt større model kan være:

- a) Model I. plus
- b) Forbindelse til et nyt brintlager – eksempelvis i Hobro - Egtved-Hobro (f); (som udpeget af Green Hydrogen Hub)

Denne model vil kunne levere fleksibilitet med lager til brintproducenterne og senere brintforbrugere.

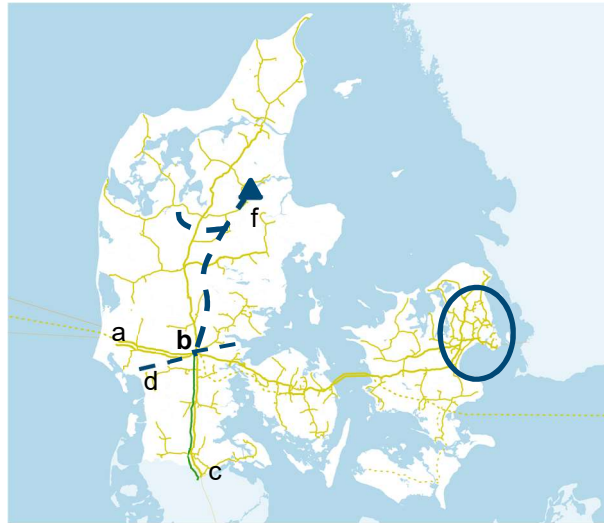
Green Hydrogen Hub kan se en fordel i denne model, da det vil åbne forretningsområdet for et

brintlager, som ikke blot vil kunne levere fleksibilitet til el-systemet, men også kunne levere fleksibilitet til et fremtidigt brintsystem. Model II må forventes at blive et noget større og dyrere projekt, og spørgsmålet er, om der på kortere sigt vil være betalingsvillighed for disse fordyrende elementer. En undersøgelse af betalingsvillighed vil dels skulle omfatte en direkte markedsanalyse, men bør også inddrage de fordele der vil være for el-systemet og dets forbrugere, herunder i form af undgåede investeringer i ny el-infrastruktur – særligt infrastruktur over jorden.

**Ad B: Understøttelse af specifik brug af brintsystem til brintforbrug herunder til PtX-produktion**

Lokalt understøttende brintinfrastruktur kan være en forlængelse af eksportinfrastrukturen beskrevet under A, men kan også i første omgang være fokuseret på mindre områder, som i dag ikke er forbundet (det vil sige som på kortet t.h., men uden forbindelsen Egtved (b)-Hobro (f)).

Et mindre system med fokus på lokale behov for brintinfrastruktur til PtX-produktion kan give mulighed for transport af brint fra producent til forbruger via ny brintinfrastruktur eller konverterede dele af distributionssystemet. Initiale beregninger fra Evida har vist, at dele af distributionssystemet eksempelvis i Københavnsområdet potentielt vil kunne konverteres til transport af brint, men formentlig ikke vil kunne bruges som lokallager for brint.



Figur 24: Kortet viser en mulig brintinfrastruktur med forbindelser mellem klynger samt potentiel konvertering af metangassystemet i Københavnsområdet til transport af brint.

**Ad C: Understøttende brintsystem som leverer fleksibilitet til store dele af landet**

Et understøttende brintsystem, som leverer adgang til transport af brint og fleksibilitet for forbrugere og producenter, kan se ud som illustreret t.h. Systemet kan være en kombination af transmissions- og distributionssystem og vil dels kunne transportere brint fra den ene del af landet til den anden. Systemet vil også kunne eksportere brint fra Danmark til Tyskland og Sverige samt agere som transitland fra eksempelvis Sverige til Tyskland.



Figur 25: Kortet viser en brintinfrastruktur, som forbinder store dele af landet.

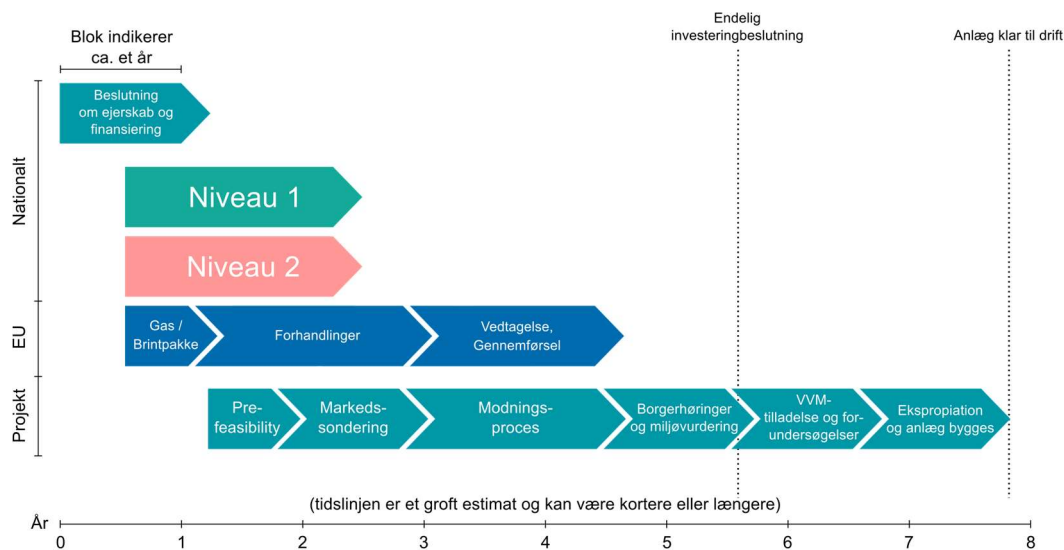
Beregningseksempler på de ovenstående cases kan findes i Bilag A. Det er væsentligt at nævne, at der ikke er taget specifik stilling til trykniveauer for de enkelte strækninger. Beregningseksemplerne bygger på teknologikataloget, som kun indeholder omkostninger for brintrør på transmissionsniveau (70/140 bar). Det er forventeligt, at transport af brint på distributionsniveau (lavere tryk) vil være mere

hensigtsmæssigt flere steder, da de transporterede mængder brint ikke altid kan retfærdiggøre transport af brint på transmissionsniveau. Derudover er der et væsentligt besparelspotentiale ved at transportere brint i nærheden af 35 bar, som typisk er det tryk brinten har når det kommer ud af elektrolysen. Omkostninger til kompression af brint ved tilførslen til infrastrukturen udgør en væsentlig andel af de samlede transportomkostninger.

## 6.5 Proces for etablering af ny brintinfrastruktur i Danmark

Såfremt der er behov for at etablere brintinfrastruktur i Danmark, vil der gå en række år før, en dedikeret brintinfrastruktur vil kunne blive taget i brug. Det kan derfor overvejes, hvorvidt der er behov for en dedikeret brintinfrastruktur, eller om der alternativt kan anvendes en form for hybridløsning, hvor fleksibiliteten i metangassystemet udnyttes som en overgangsløsning indtil etableringen af en dedikeret brintinfrastruktur.

Uanset om man ser på overgangsløsninger eller etablering af dedikeret brintinfrastruktur, er der behov for en afklaring af den regulatoriske ramme. Denne ramme mangler specifikt for brint. Figur 26 viser et tidsestimat over de forskellige processer, der skal gennemføres før endelig etablering.



Figur 26: Oversigt over forventet tidsestimat for etablering af brintinfrastruktur til stor skala.

Første punkt er at afklare hvem, eller hvilken type selskaber, der skal eje og drive en kommende infrastruktur. Dette bør afklares på både transmissions- og distributionsniveau.

Parallelt hermed skal lovgivning omkring niveau 1 afklares, da det er nødvendigt uanset ejerskab og indretning af sektoren. Niveau 1 vedrører selve anlæggelsen af infrastrukturen, herunder myndighedsbehandling af planlægningen, miljøkonsekvensvurderinger, sikkerhedstekniske forhold m.m. For mange projekter er det en barriere, hvis der ikke er klarhed omkring niveau 1-lovgivningen.



Afklaringen indbefatter tværministerielt samarbejde mellem forskellige ressortområder. Herefter følger en proces for at sikre den rette lovgivning er på plads inden for de relevante ressortområder. Hele den proces forventes at tage op til to år.

Samtidig skal niveau 2-lovgivning afklares. Niveau 2 er ikke i sig selv givet, da den vedrører konkurrenceregulering (typisk fra EU). Dermed er der tale om en regulering, som først kommer i spil, såfremt der søges en aktiv regulering ud fra et konkurrencehensyn. Det opstår typisk når eller hvis omfanget af aktiviteterne er af en vis væsentlighed, eller såfremt der foreligger monopollignende hensyn (forbrugerbeskyttelse eller lignende). Niveau 2-lovgivning indeholder afklaring af regler for tredjepartsadgang, ejermæssig adskillelse, finansiering, selskabsøkonomisk regulering, tarifregulering, forsyningssikkerhed og beredskab.

Specifikt for brint er der allerede et igangværende arbejde på EU-niveau omkring niveau 2-lovgivning (konkurrencereguleringen). EU-Kommissionen forventer at fremsætte forslag til konkurrenceregulering for brint i Q4 2021 i forbindelse med gaspakken. Efter EU-Kommissionens udspil vil der pågå forhandling blandt medlemsstaterne. Processen kan tage flere år, og der må derudover også forventes en implementeringsfrist.

Selve processen for etablering af brintinfrastrukturen kan først påbegyndes, når den regulatoriske ramme er på plads. Det er dog muligt at gå i gang med markedsundersøgelser, markedssonderinger og eventuelle mindre pilotprojekter. Selvom der i et givet brintprojekt træffes investeringsbeslutninger, kræver realiseringen den rette lovgivning, som ikke umiddelbart er udarbejdet endnu. Selve byggeprocessen forventes kun at tage få år, afhængig af projektets størrelse, men vil formentlig indbefatte ekspropriation, som igen fordrer et robust regulatorisk ophæng.

## **6.6 Behov afspejles ikke i betalingsvillighed før infrastrukturen er på plads**

Der er ofte en tendens til, at behovet bliver større i takt med, at brugerbetalingen bliver mindre. For dermed at undgå overinvesteringer, arbejdes der med udgangspunkt i markedsbaserede modeller, hvor interesserede aktører og brugere får mulighed for at byde ind med deres behov. Typisk indledes det med ikkebindende bud på transportkapacitet, men som projekterne formes og modnes, afsluttes markedsafklaringen med bindende bud, hvorved aktørerne forpligter sig til at betale en del af investeringen. Det er væsentlig for markedsafklaringen, at de rette forudsætninger indgår i udbudsmaterialet. Således er både dubleringen for strækningen i Ellund-Egtved, Baltic Pipe og Lolland-Falster udbygningen blevet udvidet på baggrund af aktørers bud i Open Seasons. Samme proces med Open Seasons har også været med til at lukke projekter, som, på det pågældende tidspunkt, viste sig ikke at være tilstrækkelig kommerciel opbakning til. Dette er en proces, der er velkendt og følger af EU-reguleringen på metangasmarkedet. Det er



dog vigtigt at understrege, at den bygger på udbygning af eksisterende infrastruktur.

For brintmarkedet vil dette forventelig være anderledes, da der i dag ikke eksisterer et veletableret brintmarked i Danmark.

## 6.7 Markedsdialog viser bred interesse for brintinfrastruktur

For at imødekomme den stigende interesse i brintinfrastruktur hos danske Power to X-aktører lancerede Energinet og Energistyrelsen i juli 2021 en systematisk proces for indsamling af data til at belyse behovet for brintinfrastruktur. Energinet har i samarbejde med Energistyrelsen været i dialog med i alt 19 markedsaktører fra ind- og udland, som har udvist interesse for dansk brintinfrastruktur. Dialogen har givet mere klarhed over blandt andet værdien af brintinfrastruktur for markedsaktørerne samt relevant timing for eventuel etablering af denne. Flere markedsaktører antager, at de indledningsvist skal kunne klare sig uden brintinfrastruktur, men at det senere bliver nødvendigt for en fuld kommerciel skalering. Størstedelen af aktørerne ser dette behov allerede inden 2030.

## 6.8 Konklusion

Såfremt der fra politisk side er ønske om at understøtte en hurtig udvikling af brintproduktionen, kan det være nødvendigt at etablere ny brintinfrastruktur i Danmark eller at have fokus på en overgangsløsning i form af en hybrid produktionsform. Dette er begrundet i, at den eksisterende infrastruktur er bundet til transport af metan frem mod 2040 på transmissionsniveau, mens der potentielt er muligheder for nogle konverteringer på distributionsniveau.

Der er en række fordele ved den rørbundne infrastruktur i både lille og stor skala PtX-produktion. I lille skala kan adgang til metaninfrastruktur blive brugt til iblanding med brint, samt til de situationer hvor brugen af en hybrid løsning mellem brug af metan og brint kan bruges i produktionen af syntesegas. Dedikeret brintinfrastruktur skaber potentielt størst værdi ved storskala elektrolyse igennem fleksibilitet og transport.

Generelt må det forventes, at infrastrukturen vil udvikle sig fra at skulle forbinde små klynger af PtX-anlæg til at forbinde større klynger på regionalt niveau. Til sidst vil de regionale klynger skulle forbindes i en decideret brintryggrad, hvor der kan opnås endnu større synergieffekter mellem klyngerne. For brintproducenter, hvis primære hensigt er eksport af brint, ligger værdien i en rørbunden brintinfrastruktur primært i muligheden for transport. Dette er dog en beskrivelse af et generelt perspektiv. Ud fra et dansk perspektiv er det muligt, at eksport til Tyskland kommer før en dansk brintryggrad.

En minimumsløsning i Danmark, med mulighed for transport af brint fra 3 GW elektrolyse i Esbjerg og eksportmulighed til Tyskland, vil formentlig koste knap 1,2 mia. kr. ifølge en overslagsberegning. Tilføjes en forbindelse fra Egtved til et potentielt lager i Hobro, ligger investeringen på ca. 3,6 mia. kr. (ikke inkluderet



investeringsomkostninger til lageret). Et samlet brintsystem, der fordeler sig over hele Danmark med samme længde som det nuværende metantransmissionssystem, vil koste omkring 15 mia. kr. i en overordnet overslagspris. Sammenholdes det med nødvendige investeringer i resten af PtX-værdikæden er dette relativt et mindre beløb. Dette gælder særligt, når der sammenlignes med etablering af omkostninger til etablering af el-infrastruktur.

Såfremt det bliver politisk vedtaget, at der er behov for at etablere brintinfrastruktur i Danmark, vil der gå en række år (op mod otte år afhængig af projektets størrelse), før en dedikeret brintinfrastruktur vil kunne blive taget i brug. Dette skyldes, at den nødvendige regulering ikke er på plads, og indtil da kan projektet kun gennemgå de indledende faser.

Der er både behov for, at regulering vedrørende selve anlæggelsen af infrastrukturen, herunder myndighedsbehandling af planlægningen, miljøkonsekvensvurdering, sikkerhedstekniske forhold m.m. (kaldet niveau 1) skal afklares. Afklaringen indbefatter tværministerielt samarbejde og kan tage op mod to år. Samtidig skal niveau 2-lovgivningen afklares. Der er tale om afklaring af regler for tredjepartsadgang, ejermæssig adskillelse, finansiering, selskabsøkonomisk regulering, tarifregulering, forsyningssikkerhed og beredskab. Dette sker allerede nu på EU niveau. Det er dog muligt for Danmark at udarbejde en overgangsregulering.

Der er ofte en tendens til, at behovet bliver større i takt med, at brugerbetalingen bliver mindre. For at undgå overinvesteringer, tages der med udgangspunkt i markedsbaserede modeller, hvor interesserede aktører og brugere får mulighed for at byde ind med deres behov. For brintmarkedet vil dette umiddelbart være anderledes, da der ikke i dag eksisterer et veletableret brintmarked i Danmark. Derfor kan det være svært at finde private aktører, som har muligheden og risikovilligheden til at binde sig finansielt til en helt ny type infrastruktur. Omvendt er etableringen af brintinfrastrukturen afgørende for opbygningen af et brintmarked.

Staten har mulighed for at påtage sig en del af den finansielle risiko, såfremt der er politisk ønske herom. Et direkte statsligt økonomisk engagement skal dog nøje vurderes i forhold til de EU-retlige statsstøtteregler. Der er også andre virkemidler, der kan komme i spil, hvor fokus er på støtte til selve produktionen eller støtte til forbruget af brint.





## Bilag

### Bilag A: Beregningseksempler på etablering af ny brintinfrastruktur

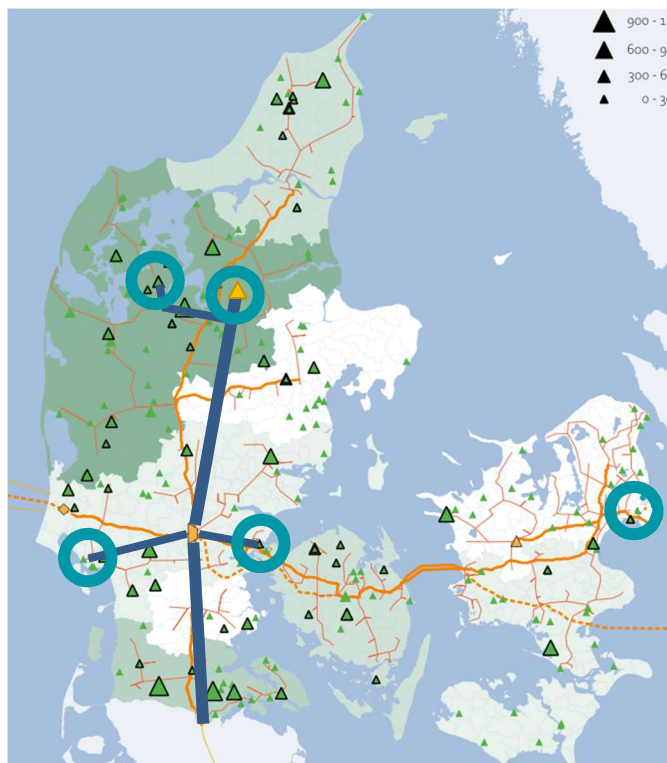
I nedenstående tabel er der beregnet prisestimer på investeringsomkostning og årlig fast D&V af mulig brintinfrastruktur i Jylland. I alle beregninger er anvendt en samfundsøkonomisk diskonteringsrente på 3,5 pct., jf. Finansministeriets anbefaling. Derudover er det antaget, at alle komponenter, bortset fra kompressorer, har en teknisk levetid på 50 år. Kompressorer er antaget at have en teknisk levetid på 20 år. Der er antaget en elpris på 60 EUR/MWh for den el som bruges til kompression. Til sidst er der blevet antaget en anvendelsesgrad på 75 pct. for brintforbindelserne. Længderne af brintforbindelserne er generelt beregnet ud fra fugleflugtsafstanden mellem de analyserede punkter. De konkrete rørledninger vil derfor være længere, og omkostningerne vil derfor være højere.

**Tabel 4: Investeringsestimater på konkret brintinfrastruktur**

Beskrivelse	Placering	Kapacitet (LHV) Længde Tryk	Investering [mio. DKK]	Årlig omkostning [mio. DKK pr. MWh brint (LHV)]
1 Brint streng fra GreenLab Skive's PtX-anlæg i Skive til brint rygradens top i Foulum/Tjele	Skive til Foulum Tjele	0,17 GW H <sub>2</sub> 50 km 70 bar	189	15,3
2 Brint streng fra HySynergy's PtX-anlæg i Fredericia til brint rygraden i Egtved	Fredericia til Egtved	0,68 GW H <sub>2</sub> 30 km 70 bar	244	8,1
3 Brint streng fra PtX- klynger i Esbjerg til knudepunkt i Egtved	Esbjerg til Egtved	2,04 GW H <sub>2</sub> 60 km 70 bar	625	7,8
4 Konvertering af den ene rørledning i dubleringen Egtved-Ellund	Egtved til Ellund	4,25 GW H <sub>2</sub> 90 km 140 bar	530	11,6
5 Jysk brint rygrad som forbinder storskala brintlager med centralt knudepunkt	Foulum/Tjele til Egtved	8,5 GW H <sub>2</sub> 100 km 140 bar	2.192	12,3
6 Jysk brint netværk, som forbinder PtX-klynger med en brint rygrad	Foulum/Tjele, Skive, Esbjerg, Fredericia, Ellund	0,17-8,5 GW H <sub>2</sub> 330 km 70/140 bar	3.780	-

7	Etablering af helt ny brintinfrastruktur med samme størrelse og længde som det eksisterende transmissionssystem	Hele Danmark	8 GW H <sub>2</sub> (gns.) 950 km 140 bar	15.924 <sup>12</sup>	31,5

En central brintinfrastruktur i Jylland, som forbinder PtX-klynger, med et potentielt storskalabrintlager og tysk brintinfrastruktur, er visualiseret i Figur 27:



Figur 27: Central brintinfrastruktur i Jylland, som forbinder PtX-klynger med potentiel storskalabrintlager og tysk brintinfrastruktur

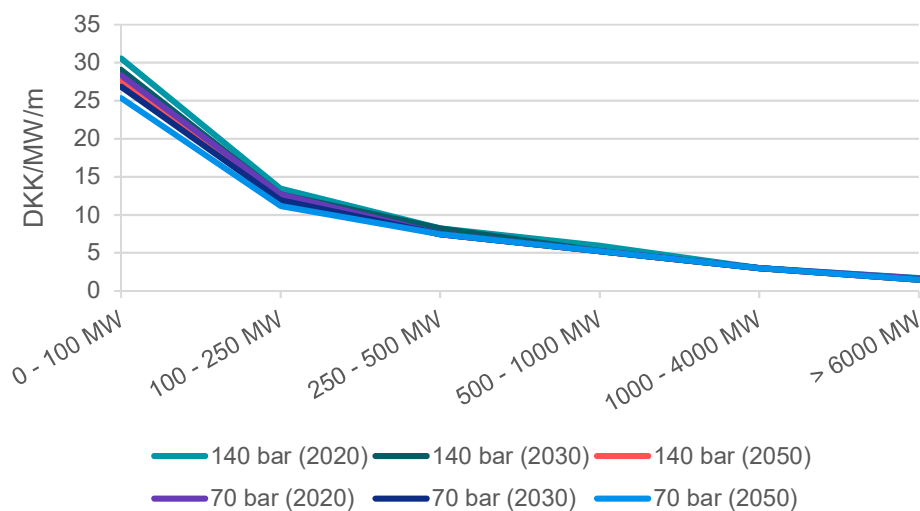
<sup>12</sup> Den konkrete investering vil potentielt være mindre, fordi dele af gassystemet vil kunne konverteres fra metan- til brintransport.



## Bilag B: Investeringsomkostninger for brintrør

Figur 28 viser investeringsomkostningen, pr. MW pr. meter, for både 70 og 140 bar brintrør afhængig af kapaciteten på røret. Investeringsomkostningen er eksklusiv investering i påfyldningskompressor og MR station, som er placeret ved rørets begyndelse, hvor brinten tilføres, da investeringen i disse tekniske komponenter ikke afhænger af længden på røret, men kun kapaciteten.

Som det ses, falder investeringsomkostningen i takt med stigende kapacitet. Der er således stordriftsfordele ved etablering af brintrørledninger.



Figur 28: Investeringsomkostning af brintinfrastruktur (eksklusiv investering i påfyldningskompressor og MR-station).

Kilde: Energistyrelsens teknologikatalog.