

PTX I DANMARK FØR 2030

Potentiale for PtX i Danmark på kortere sigt i et systemperspektiv

April 2019

Indhold

Første del – Indledning og sammenfatning	3
1. Indledning.....	3
1.1 Formål.....	3
1.2 Baggrund.....	4
1.3 PtX – den fleksible byggekloks til det VE-baserede energisystem.....	5
2. Sammenfatning	5
2.1 Hvorfor er elektrolyse/PtX ved at blive økonomisk interessant?	6
2.2 Eltariffen har væsentlig betydning for rentabiliteten af elektrolyse/PtX	7
2.3 Tilslutningsmodeller for PtX.....	8
2.4 Potentialet for at prissikre vind og sol med elektrolyse/PtX	10
Anden del – Baggrundsanalyse	12
3. Tilslutningsmodeller for PtX.....	12
3.2 VE-direktivet og tilslutningsmodellens betydning for den grønne værdi	15
4. Økonomisk potentiale for PtX i Danmark på kortere sigt.....	17
4.1 Den samlede elpris er typisk det største omkostningselement ved PtX	17
4.2 Internationalt marked for det grønne PtX-produkt med væsentlig højere pris .	18
4.3 Generisk case-beregning på økonomi ved PtX i 2025.....	19
4.4 Tarifniveauet har stor betydning for driftsmønster og rentabilitet ved PtX.....	20
4.5 Elprisfølsomheder – og potentialet for at hedge vind og sol med PtX	24
5. Case-eksempler på tiltag og konkrete PtX-projekter.....	26
5.1 Case 1: Oliegiganternes indtog på PtX-markedet	26
5.2 Case 2: Grøn ammoniak til søfart	26
5.3 Case 3: Sektorkobling mellem el- og gasinfrastrukturen	27
5.4 Case 4: Ørsted vil opskalere og nedbringe prisen på grøn brint.....	28
5.5 Case 5: H2BusEurope med 200 brintbusser til Danmark	29
5.6 Case 6: Green Hydrogen Hub (GHH) – storskala produktion af VE-brint i DK.....	29
5.7 Case 7: GreenLab Skive Erhvervspark	29

Første del – Indledning og sammenfatning

1. Indledning

Omstillingen til vedvarende energi har i Danmark allerede stået på i flere årtier. Ja, faktisk siden 1980'erne har der været fokus på at udnytte vind og biomasse til el- og varmeproduktion. I dag er ca. to tredjedele (64 pct. i 2017) af elforsyningen i Danmark baseret på vedvarende energi, heraf ca. 45 pct. fra elproduktion fra vind og sol. For det samlede energiforbrug i Danmark er VE-andelen lidt mere beskednen med ca. en tredjedel (34 pct. i 2017). Omstillingen til 100 pct. vedvarende energi i løbet af de næste årtier er en stor og kompleks opgave, ikke mindst da mange af de lavt hængende frugter allerede er plukket. Energinets jævnlige langsigtede energisystemanalyser har, sammen med andre aktørers analyser, gennem mange år peget på, at elektrolyse vil kunne blive et centralt element i omstillingen af hele energisystemet, men også vurderet, at det formentlig først vil kunne få betydning engang efter 2030.

Energinets seneste langsigtede analyse "Systemperspektiv 2035"¹ fra marts 2018 indeholder omfattende energisystemanalyser af det langsigtede potentiale for PtX i Danmark. Analysen peger på, at PtX – konvertering af vedvarende elproduktion via elektrolyse til brint og videre forædling til fx gasformige og flydende brændstoffer – forventeligt vil blive en central og nødvendig brik i en omkostningseffektiv omstilling til en ren, vedvarende energiforsyning. Analysen peger ligeledes på, at Danmark har en række styrkepositioner i forhold til PtX, og at PtX i Danmark i 2035 i en række scenarier kan konkurrere direkte med det fossile alternativ. Analysen antyder dog også, at der meget vel kan være en betalingsvilighed for det grønne PtX-produkt, der kan gøre PtX relevant noget tidligere.

Det seneste år har en række aktører udvist konkret interesse for PtX-projekter i Danmark allerede i løbet af 2020'erne. For Energinets el- og gassystemansvar er det nødvendigt rettidigt at afdække og udpege de indsats, som Energinet bør gå i gang med at forberede, så el- og gassystemerne er klar til at imødekomme udviklingen. Det kan være i form af sikring af helhedsorienteret planlægning for både el- og gassystemet, tværgående og langsigtet netplanlægning for el- og gasinfrastrukturen og udvikling af fleksible markedsrammer. Dette gælder ikke alene for de danske systemer, men også i sammentænkningen på tværs af landegrænser. Alle elementer som er vigtige for at sikre en effektiv grøn omstilling af det samlede energisystem.

1.1 Formål

Energinet har det seneste år øget dialogen med potentielle PtX-aktører for at få en øget forståelse for, hvornår og i hvilket omfang PtX-projekter kan forventes at spire frem i det danske energilandskab, og hvordan Energinets el- og gassystemansvar kan imødekomme udviklingen. Analysen i dette notat tager udgangspunkt i denne dialog og forsøger at afdække: Om der på kortere sigt kan være udsigt til PtX i Danmark, hvilke umiddelbare barrierer der synes at være, og hvordan PtX-projekter i Danmark, hvis de kommer, kan forventes tilsluttet el- og gassystemet.

Analysen her kan således danne baggrund for den videre dialog med aktørerne og arbejdet med rettidigt at afdække systemmæssige muligheder og konsekvenser samt markeds- og reguleringsmæssige behov og tiltag for at fjerne barrierer for denne nye type fuldt fleksibelt og afbrydeligt elforbrug.

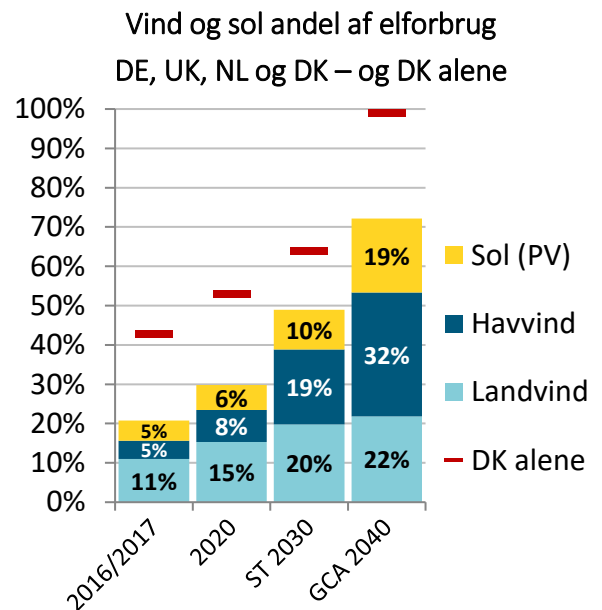
Kapitel 1 og 2, indledning og sammenfatning, udgør første del af notatet med en introduktion til emnet PtX i en dansk kontekst og et resumé over baggrundsanalysens resultater. Anden del (kapitel 3-5) indeholder baggrundsanalysen, som ser på forskellige tilslutningsmodeller for PtX, vurderer det økonomisk rationale for PtX og giver nogle case-eksempler.

¹ www.energinet.dk/systemperspektiv2035

1.2 Baggrund

Mange analyser peger på, at en massiv elektrificering af de forskellige energisystemer gennem en såkaldt sektorkobling er central. Rumopvarmning kan leveres energieffektivt med eldrevne varmepumper, og el er oftest – der hvor den er anvendelig – den mest energieffektive og rene energikilde til transportsektoren. Samtidig er elproduktion fra vind og sol allerede i dag den billigste måde at producere vedvarende energi. Og dette er modne, kommercielle teknologier, der er implementer- og skalerbare i det meste af verden. Med de senere års betydelige fald i priser vinder vedvarende elproduktion fra vind og sol stadig større indpas globalt set; ikke mindst i Nordvesteuropa, hvor andelen af elproduktion fra vind og sol allerede i dag er betydelig og forventes at stige markant de kommende år.

Som det ses i figur 1.1, forventes andelen af el fra vind og sol i elforbruget i en række af Danmarks "Nordsø-naboer" samlet set at stige fra ca. 20 pct. i dag til ca. 70 pct. i 2040 i det mest ambitiøse scenarie: Global Climate Action (GCA 2040)². Allerede i 2030 er andelen ca. 50 pct. i det mindst ambitiøse scenarie: Sustainable Transition (ST 2030). Effektiv systemintegration med nabolandene har historisk været et centralt virkemiddel til at indpasse den danske vindproduktion. Med de stærkt stigende mængder fluktuerende elproduktion i hele Nordvesteuropa er der fortsat et stort behov for en tilstrækkelig og stærk elinfrastruktur, både internt i de enkelte lande og på tværs af grænser. Traditionel elinfrastruktur kan dog ikke stå alene, når så store andele fluktuerende vind og sol skal integreres. En stor del af elproduktionen skal kobles og prisfleksibelt kunne allokeres og nyttiggøres i fx varme- og transportsektoren. Først og fremmest for effektivt at fortrænge fossile brændsler i varme- og transportsektoren med billig og rigelig vedvarende energi fra vind og sol, men også for effektivt at balancere elsystemet.



Figur 1.1

Der er stort potentiale i en sådan sektorkobling og elektrificering. I dag udgør elforbruget kun ca. 20 pct. af slutforbruget af energi i Europa. En analyse³ fra Eurelectric – den europæiske elindustri interesseorganisation – peger på, at det frem mod 2050 er muligt at elektrificere, så man i Europa når op på et direkte elforbrug mellem ca. 40 pct. og 60 pct. af det samlede slutforbrug af energi. Med direkte elforbrug menes her alt det klassiske elforbrug samt det direkte elforbrug i andre sektorer som fx varme (varmepumper, elkedler mm.) og transport (elmotorer både på batteri og køreledning). Omvendt viser analysen fra Eurelectric, at ca. 40 pct. til 60 pct. af energiforbruget selv i 2050 ikke kan omstilles til direkte elforbrug. Dette energiforbrug skal dækkes af andre brændsler. Ikke mindst vil der forventeligt fortsat være et stort behov for flydende og gasformige brændstoffer også i 2050 til fx store dele af søfart, fly og tung transport, industri, backup-elproduktion mm. Når hele energisektoren skal omstilles til vedvarende energi, skal disse brændstoffer også være grønne. Her kan konvertering af vedvarende el til kemisk bundet energi – PtX – spille en afgørende rolle. Sektorkobling blandt andet gennem PtX er da også den seneste tid blevet et varmt emne i europæisk energi- og klimapolitik. Og på europæisk plan er den ellers ofte meget adskilte el- og gassektor begyndt at tale langt mere sammen, ikke mindst om samarbejde i forhold til PtX.⁴

² TSO-samarbejdsorganisationerne ENTSO-E (el) og ENTSG (gas) har i forbindelse med Ten Year Development Plan opstillet tre scenarier, der udspejler et sandsynligt udfaldsrum for udviklingen af det europæiske energisystem frem mod 2030 og 2040.

³ Decarbonization pathways – European economy: EU electrification and decarbonisation scenario modelling. Eurelectric, 2018.

⁴ Se også case 3 i afsnit 5.3 omkring øget samarbejde mellem elsektoren og gassektoren i Europa omkring PtG/PtX.

1.3 PtX – den fleksible byggekloks til det VE-baserede energisystem

Analysens fokus er på forædling af vedvarende elproduktion via elektrolyse til brint, syntetiske brændstoffer – både flydende og gasformige – samt syntetiske kemikalier. Samlet set betegnes forædlingsprocesserne Power-to-X eller PtX. PtX er i notatet her en samlet betegnelse for blandt andet: Elektrolyse; Power-to-Gas (PtG) og Power-to-Liquids (PtL).

Eksempler på PtX-produkter er:

- **Brint.** Kan bruges direkte til varme og elproduktion (fx kraftvarmeværker), i transportsektoren (fx brændsels-celler) og som kemisk råvare (fx på et raffinaderi). En mindre iblanding i naturgasnettet kan også være muligt. Brinten fremstilles ved elektrolyse af vand, hvilket er et fælles, første procestrin for fremstilling af de nederstående PtX-produkter.
- **Syntetisk metan.** Kan indføres direkte i naturgasnettet og benyttes til samme formål som naturgas. Produktion kræver en CO₂-kilde. Processen er ofte benævnt Power-to-Gas (PtG).
- **Syntetiske flydende brændstoffer.** Fx metanol, benzin, kerosin (jetbrændstof), diesel og gasolie. Kan benyttes til samme formål som de tilsvarende, fossile olieprodukter. Produktion kræver en CO₂-kilde. Processen benævnes af og til som Power-to-Liquids (PtL).
- **Ammoniak.** Grundbestanddel i kunstgødning. Ammoniak kan også bruges som energibærer for brint eller direkte som brændstof. Produktion kræver ikke en CO₂-kilde, men blot nitrogen/kvælstof direkte hentet fra luften. Siden indførelse af CO₂-reduktionsmål for international søfart i 2018 er der kommet stort momentum fra store aktører for at udvikle elektrolysebaseret ammoniak som et CO₂-frit drivmiddel til søfart.

PtX (elektrolyse/PtG) har i mange år været en central del af de langsigtede energianalyser for et VE-baseret energisystem. Selve teknologien til fremstilling af brint ved elektrolyse af vand har været kendt i over 100 år. Med elektrolyse er det muligt fleksibelt at konvertere el til kemisk bundet energi, der langt billigere end el kan langtidslagres og transporteres over store afstande, for senere at blive udnyttet hvor og hvornår der er behov for energi. Således har det længe været kendt, at det fuldt fleksible og afbrydelige elforbrug til elektrolyse er et godt match til fx elproduktion fra fx vind og sol, der ufleksibelt produceres, som vinden blæser, og solen skinner.

Elektrolysen kan for elsystemet ses som en fleksibel enhed, der kan opsamle og forædle elproduktion fra vind og sol i perioder, hvor den er rigelig og billig – og samtidig lade den dyre, knappe og efterspurgte strøm blive anvendt til andre formål. En sådan type fuldt fleksibelt og afbrydeligt elforbrug har dermed også potentiale til at øge udnyttelsesgraden af elinfrastrukturen. Potentialet er meget stort, men prisen for både selve elektrolyseteknologien og den vedvarende elproduktion til at drive selve elektrolysen har indtil nu været for dyr.

2. Sammenfatning

Energinet anser sektorkobling via PtX som en væsentlig komponent i fremtidens energisystem. Det er derfor vigtigt, at PtX-teknologien bliver anvendt på en måde, som understøtter en samlet effektiv omstilling og dermed anvender potentialet i el- og gasinfrastrukturen bedst muligt. PtX har et potentiale i forhold til konvertering og transmission af store mængder VE-el, og dermed kan det spille en stor rolle i forhold til at optimere den forventede udbygning med el- og gastransmissionsinfrastruktur. Denne analyse forsøger at afdække, om elektrolyse/PtX kan være rentabelt i Danmark på kortere sigt (før 2030). I analysen er der foretaget en række overordnede økonomiske beregninger ud fra en forenklet, generisk PtX-case, som er udviklet blandt andet på baggrund af dialog med en række aktører, der over det seneste år har udvist konkret interesse for PtX-projekter i Danmark. Til brug for beregningerne er der desuden udviklet en række arketyperiske modeller for, hvordan PtX-anlæg vil kunne tænkes tilsluttet den VE-elproduktion, der forventes at drive anlæggene.

Analysen finder frem til, at det ikke er urealistisk, at der er potentiale for etablering af PtX-anlæg i Danmark i løbet af de næste 5-10 år. Analysen viser dog også, at reguleringen – herunder eltarifferne – har stor betydning for rentabilitet og valg af tilslutningsmodel.

2.1 Hvorfor er elektrolyse/PtX ved at blive økonomisk interessant?

Brint fremstillet ved elektrolyse af vand har været kendt teknologi i over hundrede år. I årtier er der forsket, udviklet og lavet demoprojekter for elektrolyse drevet af vedvarende energi. Alligevel er næsten al global brintproduktion i dag, hvilket svarer til ca. 70 gange Danmarks elforbrug, lavet ved at "udskille" brintmolekyler fra fossil naturgas, kul og olie. Det gode spørgsmål er derfor, hvad skulle gøre, at dette mønster skulle ændre sig i løbet af de næste 5-10 år?

En række sammenfaldende og gensidigt forstærkende trends i energisektoren i disse år gør, at elektrolyse/PtX baseret på vedvarende elproduktion meget vel kan få sit gennembrud i løbet af en kortere årrække.

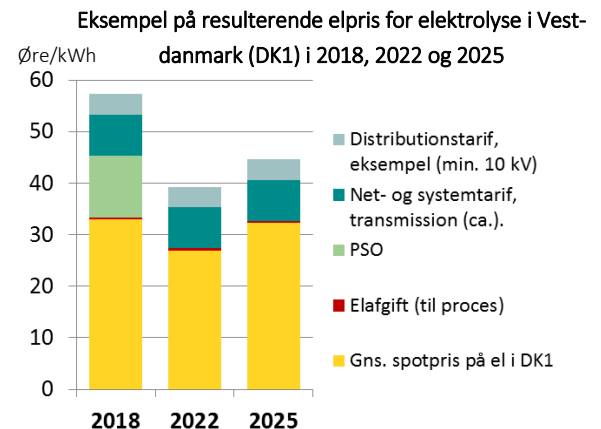
- **Faldende omkostninger for vindkraft og solceller.** Elprisen er et afgørende omkostningselement for elektrolyse. Grundlæggende skal elektrolyse/PtX være drevet direkte af vedvarende elproduktion, eller muliggøre indpassning af mere vedvarende elproduktion, for at det er meningsfyldt. Efter at vind og sol er blevet den billigste form for ny elproduktion, kan elektrolysen forsynes med ren, grøn el til stadig lavere priser.
- **Begyndende storskala industrialisering af elektrolyseteknologi.** Efter elektrolysebaseret brint i mange år har været et nichemarked til specielle formål og små demoprojekter, så er efterspørgslen på elektrolyseteknologi i både anlægsstørrelse og samlet mængde begyndt at accelerere, og enhedsprisen er begyndt tilsvarende at falde. De seneste fem år har de største demoprojekter været elektrolyseanlæg på op til ca. 1 MW. Shell er i dag i gang med at etablere et 10 MW elektrolyseanlæg på et tysk raffinaderi, og i løbet af det seneste år er der fra store, tyske aktører uafhængigt af hinanden annonceret planer om to 100 MW elektrolyseanlæg i henholdsvis 2022 og 2023. Formålet for disse 100 MW anlæg er, ud over grøn brintproduktion, at understøtte integrationen af tysk elproduktion fra vind og sol i det tyske elnet. I 2018 annoncerede NEL, en global norsk producent af elektrolyseanlæg, at de frem mod 2020 vil udvide deres årlige produktionskapacitet af elektrolyseanlæg med en faktor 10 til 360 MW årligt. De seneste år er der set en betydelig reduktion i MW-prisen for elektrolyseanlæg, og med den accelererende efterspørgsel forventes prisreduktionerne at fortsætte.
- **Øget værdi af det grønne PtX-produkt.** Der er ved at danne sig et selvstændigt internationalt marked for grønne PtX-produkter. Særligt grønne brændstoffer har en markedsværdi, der er væsentlig højere end det fossile alternativ inklusive CO₂-kvotepris. I dag er markedsprisen for første generation biodiesel ca. 1,6 gange højere end den fossile dieselpris. Denne merpris er dels styret af forbrugernes stigende betalingsvillighed for det grønne produkt, dels i høj grad også af fx europæiske og nationale iblandingskrav. Med det reviderede VE-direktiv kommer der fra 2021 øgede krav til VE-brændstoffer, som forventes at øge efterspørgslen efter mere avancerede VE-brændstoffer fx fremstillet på VE-el ved elektrolyse/PtX. Hvordan disse reviderede europæiske krav implementeres i dansk lovgivning kan dog have en væsentlig betydning for værdien af det grønne PtX-produkt.
- **Øget fokus på integration af vind og sol i elmarkedet og elnettet.** Med den stigende udbygning med nærmest støttefri vind og sol særligt i Nordvesteuropa begynder den fluktuerende, vedvarende elproduktion at udgøre så stor en andel af elmarkedet, at afregningsprisen for vind og sol bliver presset. Producenter, udviklere og investorer i vind og sol har således en stor interesse i at medvirke til integrationen af den fluktuerende elproduk-

tion for at øge værdien af den grønne elproduktion – også når den er rigelig. Ligeledes er det også en udfordring at få udbygget elinfrastrukturen rettidigt, så de store mængder grøn elproduktion kan nå frem til der, hvor forbruget er. Et stort, fuldt fleksibelt og afbrydeligt elforbrug som fx elektrolyse, kan således også understøtte en bedre udnyttelse af elinfrastrukturen.

Investeringsomkostningen i elektrolyseanlæg har i mange år været den største barriere og medført, at brint fra elektrolyse i mange år har været forbeholdt nichemarkeder og mindre demoprojekter. Sammenfaldet af de ovenstående trends og det dermed kraftigt ekspanderende marked for elektrolyse/PtX gør, at de allerede væsentlige prisfald på elektrolyse/PtX-teknologi forventes at fortsætte de kommende år. Investeringsomkostningen (CAPEX) til elektrolyse/PtX er ikke fokus for dette notat og er i analysen behandlet som en ekstern givet faktor. I analysen er der således taget udgangspunkt i de forventede fremtidige teknologipriser i Energistyrelsens officielle teknologikatalog⁵. En hurtigere implementering af elektrolyse/PtX end forventet vil dog alt andet lige medføre en hurtigere reduktion i investeringsomkostningerne end antaget.

2.2 Eltariffen har væsentlig betydning for rentabiliteten af elektrolyse/PtX

Selvom et elektrolyse/PtX-anlæg er relativt dyrt, så er råvaren, den variable driftsomkostning til elforbruget, typisk det største omkostningselement. Derfor er billig, vedvarende el afgørende for rentabiliteten ved PtX. Det er dog ikke blot den rene elpris, men den samlede elpris for elektrolysen, der er afgørende. Derfor spiller forhold som elafgifter og eltariffer på elektriciteten fra det kollektive elnet ligeledes en stor rolle. Med den nuværende regulering vil det fra 2022, når PSO'en er helt væk fra elregningen, helt overvejende være transmissions- og distributionstariffen, der skal lægges til den rene elspotpris for at få den samlede elpris. Da el til elektrolyse betragtes som proces, er elafgiften kun 0,4 øre/kWh. På figur 2.1 ses et eksempel på den resulterende elpris for elektrolyse, hvor transmissionstariffen er sat til 8 øre/kWh, og distributionstariffen er sat til 4 øre/kWh.



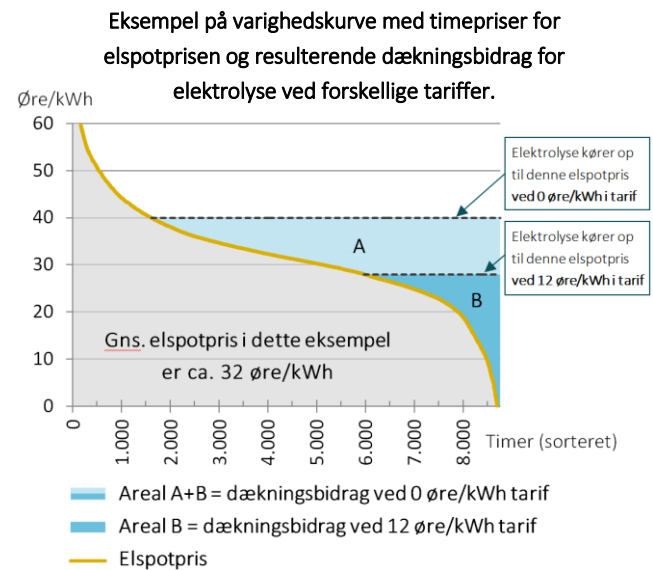
Figur 2.1

Som det fremgår af figur 2.1, så udgør den samlede tarif for et mindre elektrolyseanlæg tilsluttet den øvre del af distributionsnettet i eksemplet 12 øre/kWh. Dette er en pæn del af den samlede elpris for elektrolysen, men dog ikke meget i forhold til tariffer og afgifter på almindeligt elforbrug i husholdningerne. At størrelsen på tariffen alligevel kan have en afgørende indflydelse på rentabiliteten ved elektrolyse/PtX ses på figur 2.2. Her ses et eksempel på en såkaldt varighedskurve, hvor den rene elspotpris i hver af årets 8.760 timer er sorteret fra højeste til laveste elpris. Da den resulterende elpris for elektrolysen lidt forenklet er den eneste variable (marginale) omkostning ved elektrolyse/PtX, så kører elektrolysen op til en samlet elpris, hvor salgsprisen for den producerede brint lige præcis dækker omkostningen til at producere den. Den elpris, hvor elektrolysen skifter fra at køre til at slukke, kaldes "kipprisen" og angives på figur 2.2 som sorte, stiplede linjer. Kipprisen er i eksemplet sat til 40 øre/kWh for den samlede elpris. Det svarer til den øverste stiplede linje, hvor tariffen er sat til 0 øre/kWh.⁶ Ved en tarif på 12 øre/kWh svarer kipprisen til en elspotpris på 28 øre/kWh (den nederste sorte, stiplede linje), således at den samlede elpris stadig er 40 øre/kWh.

⁵ www.ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger

⁶ I eksemplet på figur 2.2 ses der bort fra elafgiften på 0,4 øre/kWh.

Elektrolysen tjener kun penge til at dække fx faste omkostninger, afskrivning på anlæg og forrentning – det såkaldte dækningsbidrag – når elprisen er lavere end kipprisen. Dette illustreres med de blå arealer på figuren. Dækningsbidraget ved en tarif på 0 øre/kWh er således areal A+B, og dækningsbidraget ved en samlet tarif på 12 øre/kWh er areal B. I eksemplet her er dækningsbidraget uden tarif (areal A+B) ca. fire gange større end dækningsbidraget (areal B) ved en samlet tarif på 12 øre/kWh. Eksemplet viser således, hvor følsom rentabiliteten ved elektrolyse/PtX er over for den samlede elpris – altså både den rå elspotpris, men også fx eltariffer. Pointen er ikke, at eltariffer blot bør fjernes, men nærmere, at i takt med der begynder at komme fuldt prisfleksibelt og afbrydeligt elforbrug, der tilmed understøtter elektrificeringen af energisystemet og integrationen af vedvarende elproduktion, bliver der øget behov for en tarifstruktur med flere tarifprodukter, der matcher forskellige behov for leveringsikkerhed.

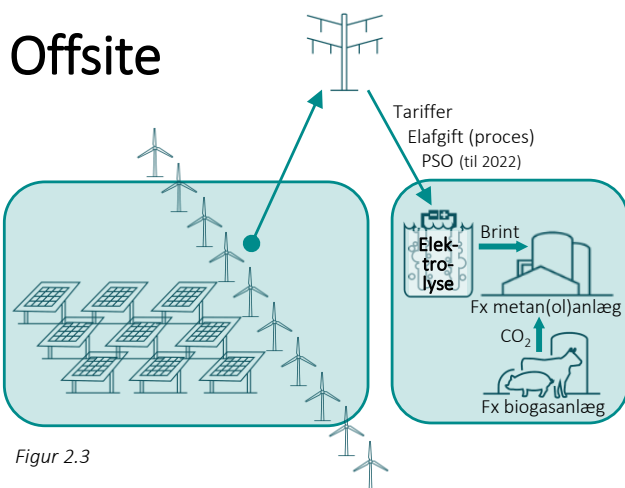


Analyserne er uddybet i kapitel 4, hvor der også er udarbejdet en række eksempelberegnings, med rentabiliteten ved PtX ved forskellige elpriser og flere forskellige tarifniveauer.

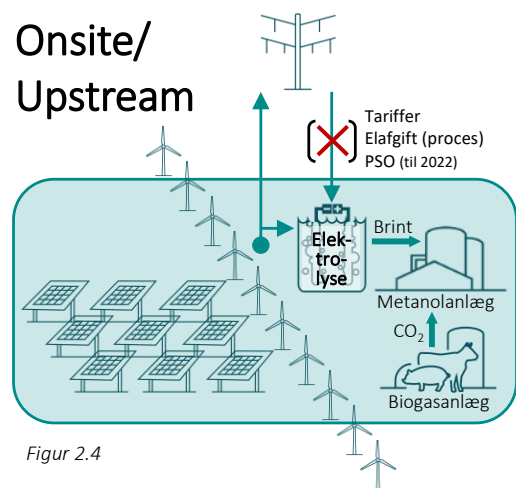
2.3 Tilslutningsmodeller for PtX

For at reducere tarif- og afgiftsomkostninger, som har stor indflydelse på rentabiliteten ved elektrolyse/PtX, har aktørerne et økonomisk incitament til at opstille elektrolyseanlægget på samme lokation som den vedvarende elproduktion "bag ved måleren". Dette er grundlæggende samme princip, som når private solcelleejere sparer elafgifter og tariffer for det samtidigt, egenproducerede elforbrug. Hvordan elektrolysen/PtX er sammenkoblet med elproduktionen kan også have betydning for opfattelsen af, hvor grønt slutproduktet er; og dermed salgsværdien. Valget af tilslutningsmodel for elektrolyse/PtX, og dermed implicit den geografiske placering, kan endvidere få væsentlig betydning for samspillet og planlægningen af el- og gasinfrastrukturen. I kapitel 3 i analysen er der udarbejdet og mere detaljeret beskrevet og diskuteret en række arketyperiske tilslutningsmodeller. Tilslutningsmodellerne bruges dels til eksempelberegningerne i kapitel 4, men er dels også tænkt som et bud på en referenceramme for det videre arbejde med – og dialog om – PtX's rolle i det sammenhængende danske energisystem.

Her i sammenfatningen fremhæves kun de to helt overordnede tilslutningsmodeller: Offsite- og Onsite-modellen. Modellerne er skitseret med elproduktion fra vindkraft/solceller, da et grundlæggende argument for PtX i Danmark netop er at nyttiggøre den rigelige naturressource og integrere den billige, vedvarende elproduktion fra særligt vind og sol. Modellerne er endvidere skitseret med PtX-produktion af enten gasformigt metan eller flydende metanol, altså PtX-produkter, der kræver en CO₂-kilde. Ved ren produktion af brint – eller ammoniak, hvor kvælstof forholdsvis enkelt og billigt kan udvindes direkte af luften – vil modellen være mere simpel, da tilslutning til en CO₂-kilde ikke er nødvendig.



Figur 2.3



Figur 2.4

I **Offsite-modellen** (figur 2.3) hentes al elforbruget til PtX fra det kollektive elnet. Elproduktion fra vind og sol er placeret der, hvor der er plads og naturressourcer hertil. Elektrolyse og fx metan/metanol-anlæg er placeret der, hvor CO₂-kilden, lagerkapacitet, efterspørgsel er, og/eller hvor der eventuelt er aftag for biprodukter fra elektrolysen som fx overskudsvarme og ilt. Denne model synes derfor umiddelbart at være den mest fleksible i forhold til at finde placeringer med synergier i forhold til PtX-produktionen – og dermed også modellen med størst potentiale for opskalering. Da hele elforbruget hentes fra nettet, er denne model meget følsom over for tarif- og afgiftsstrukturen, som vist i forrige afsnit. Modellen har desuden den udfordring, at det kan være sværere at dokumentere/forklare VE-andelen i slutproduktet, når al strømmen kommer fra elmikset i det kollektive elnet.

I **Onsite-modellen** (figur 2.4) er elektrolysen placeret "bag ved måleren", således at elektrolysen kan få en stor del af elforbrug fra egen, lokal vind/sol-produktion og herved spare tariffer. I forhold til elsystemet vil det typisk være en fordel med elektrolyse placeret forholdsvis tæt på den fluktuerende elproduktion, da det kræver mindre elnet. Det giver dog en betydelig indsnævring af egnede placeringer og vanskeliggør udnyttelse af synergieffekter, hvis elektrolyseanlægget af privatøkonomiske årsager er nødt til at placeres på præcis samme lokalitet som den vedvarende elproduktion. Onsite-modellen har nemmere ved at dokumentere VE-andelen i slutproduktet, da en stor del af strømmen kommer fra den lokale vind/sol-elproduktion. **Upstream-modellen** er en variation af Onsite-modellen, hvor der fravælges at importere el fra det kollektive elnet, hvilket er illustreret med et rødt kryds over elimport på figur 2.4. Upstream-modellen vil derfor alt andet lige have en dårligere udnyttelse af elektrolyseanlægget, da det er fravalgt at supplere med el fra det kollektive net til elektrolysen i perioder med lav produktion fra det lokale vind/sol-anlæg. Til gengæld er det med Upstream-modellen meget enkelt at dokumentere, at al elforbruget til elektrolysen er VE fra det lokale vind/sol-anlæg.

I afsnit 3.1.5 beskrives også eksempler på Onsite-variationer, hvor elektrolysen stadig er placeret "bag måleren" på samme lokation som vind/sol-anlægget, men hvor sammenkoblingen med fx en CO₂-kilde sker gennem et privat etableret brintrør eller CO₂-rør. Herved kan man omgå, at man, jf. elforsyningsloven, ikke må etablere private elforbindelser mellem adskilte lokationer, der er serviceret af offentlig elinfrastruktur. Fx brint- og CO₂-infrastruktur kan sagtens tænkes at være en hensigtsmæssig løsning i nogle tilfælde, men det skulle helst ske ud fra en samfundsøkonomisk optimering. Desuden åbner incitamenter for denne nye type ureguleret infrastruktur mellem lokationer et politisk spørgsmål om, hvem der bør eje en sådan infrastruktur, og hvordan der sikres lige adgang for alle.

Udviklingen af de arketyperiske tilslutningsmodeller i kapitel 3 er i først omgang primært et værktøj til videre dialog og analyse. Sammen med eksempelberegningerne i kapitel 4 tegner der sig dog et billede af, at hvis ikke der er en tarif- og afgiftsstruktur, der også er velegnet til det meget prisfølsomme og afbrydelige elforbrug – som fx elektrolyse/PtX – så er der en betydelig risiko for, at der suboptimeres og laves sindrige løsninger for at "komme bag måleren". Dette kan med-

føre en ineffektiv anvendelse af el- og gasinfrastrukturen – og ikke mindst betyde, at det fulde samfundsøkonomiske og omstillingseffektive potentiale ved elektrolyse/PtX formindskes eller forsinkes.⁷

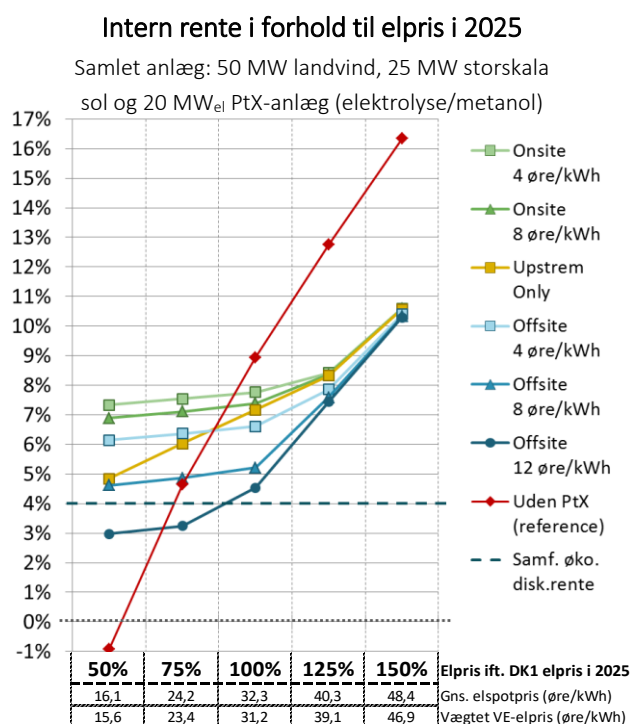
2.4 Potentialet for at prissikre vind og sol med elektrolyse/PtX

Som vist i de forrige afsnit – og uddybet trinvist med eksempelberegninger i kapitel 4 – så kan tariffene have væsentlig betydning for rentabiliteten ved PtX, da tariffene kan udgøre en betydelig del af den resulterende elpris. Men det er trods alt stadig den rå elpris, der har størst betydning. Trods alverdens avancerede modelanalyser er det dog notorisk svært at forudsige fremtidige elpriser, fordi der er så mange faktorer – regulatoriske, makroøkonomiske, systemmæssige – der spiller ind. Derfor afsluttes eksempelberegningerne i kapitel 4 med en række følsomheder på den "rå" elpris.

I eksempelberegningerne er der inkluderet investering i et VE-elproduktionsanlæg på 50 MW landvind og 25 MW storskala sol i 2025, samt 20 MW elektrolyse som første trin på et PtX-anlæg, der i dette eksempel fremstiller metanol. Den samlede investering i PtX-anlægget svarer i eksempelberegningerne til ca. 40 pct. af investeringen i det 75 MW store vind/sol-anlæg. Den antagne gennemsnitlige elpris i 2025 (100 pct. på x-aksen i figur 2.5) varieres med +/- 25 pct. og +/- 50 pct., hvilket historisk set ikke er usandsynligt. Fx er den gennemsnitlige elspotpris steget med ca. 50 pct. fra et niveau omkring 20 øre/kWh i starten af 2018 til et niveau omkring 30 øre/kWh i starten af 2019.

Den røde linje viser rentabiliteten på vind/sol-anlægget alene. Ved den antagne elpris (100%) i 2025, der svarer til en afregningspris på gennemsnitligt 31,2 øre/kWh, er den interne rente på ca. 9 pct. (real) uden nogen statslig VE-støtte. Denne forrentning synes umiddelbart kommercielt interessant for en moden teknologi med begrænsede tekniske risici. Men ved en elpris, der er bare 25 pct. lavere (75%), så falder den interne rente i eksempelberegningen til et mere investorkritisk niveau omkring 4-5 pct. og ved en elpris 50 pct. lavere end forventet, så er der ligefrem negativ forrentning på VE-anlægget. Omvendt stiger den interne rente hurtigt til pæne tocifrede procentsatser, hvis afregningsprisen er højere end antaget i 2025. For elektrolyse/PtX alene forholder det sig lige omvendt. Ved den antagne elpris i 2025 (100%) hænger økonomien i eksempelberegningen kun lige sammen – og kun hvis tariffen er meget lav eller størstedelen af produktionen produceres Onsite (bag måleren).⁸ Men ved elpriser lavere end den antagne begynder elektrolyse/PtX-anlægget at få en pæn forrentning.

Når VE-anlægget i regneeksemplet på 50 MW vind og 25 MW sol kombineres med et PtX-anlæg på 20 MW elektrolyse, ser elprisfølsomheden helt anderledes ud. Den ekstra investering i PtX på ca. 40 pct. af CAPEX for vind/sol-anlægget giver en implicit hedging for elprisen. Det bliver som historien om "gyngerne og karrusellerne": Hvis elprisen er lav, tjener PtX-anlægget gode penge, og hvis elprisen er høj, tjener vind/sol-anlægget penge. De grønne, gul og blå linjer på figur 4.9



Figur 2.5

⁷ Ligeledes kan den nationale implementering af det reviderede VE-direktiv, om hvordan PtX-produkter kan tælle med i VE-blandingskrav og målopfylde for VE i transportsektoren, få væsentlig betydning for, hvor hurtigt PtX bliver kommercielt interessant i Danmark. Dette reguleringsmæssige aspekt uddybes dog ikke her i sammenfatningen, men beskrives og diskuteres i afsnit 3.2.

⁸ Dette kan ikke ses af figur 2.5. Se afsnit 4.5 og figur 4.8 for en mere detaljeret gennemgang.

viser den interne rente, afhængigt af elprisen i det kombinerede VE/PtX-projekt ved forskellige tilslutningsmodeller og tariffer.

Kombinationen af VE og PtX giver generelt en markant "fysisk" hedging (prissikring) over for elprisen med en langt mere stabil forrentning, uanset elpris. Selvom den interne rente i det kombinerede VE/PtX-projekt måske ikke er prangende for en privat investor, så er den interne rente trods alt positiv for alle de valgte følsomheder. Bortset fra Offsite-tilslutning med 12 øre/kWh i tarif så ligger den interne rente i eksempelberegningen over de samfundsøkonomiske 4 pct., uanset elpris.

Det er vigtigt at pointere, at eksempelberegningen i denne analyse ikke kan overføres til konkrete business cases. Dertil er den al for simpel. En overordnet vurdering er dog, at eksempelberegningen – givet de benyttende antagelser – illustrerer et forholdsvist konservativt eksempel, da der ikke er inkluderet en række potentielle værdielementer og optimeringsmuligheder, som i forskellig grad forventeligt vil være en del af konkrete PtX-projekter (se eventuelt afsnit 4.3).

Eksempelberegningerne i kapitel 4, der er opsummeret i figur 2.5 ovenfor, viser dog, at der må forventes at være et betydeligt potentiale for at hedge investeringer i vind- og solanlæg med PtX. En hedging der kan have potentiale til betydeligt at reducere elprisisikoen ved selvstændige investeringer i vind/sol. Alt andet lige burde en sådan hedging give mindre afkastkrav for kapitalen til disse investeringer. Da det endnu er meget begrænset med PtX-anlæg i større skala, er der stadig en lang række risici ved at være first-mover på området, hvilket formentlig vil øge de privatøkonomiske afkastkrav. Hedgingpotentialet ved PtX gør dog, at det ikke er utænkeligt, at storinvestorer i VE-elproduktion fra vind og sol kunne have interesse i at medvirke til modning, implementering og skalering af PtX-teknologien. Ligeledes antyder eksempelberegningerne, at PtX selv på kortere sigt vil kunne medvirke til at øge det fleksible/afbrydelige elforbrug og derved medvirke til en også samfundsøkonomisk robusthed over for lave elpriser. PtX vurderes at være en central teknologi for omstillingen væk fra fossile brændsler. Analysen her peger på, at PtX potentielt kan være økonomisk relevant allerede på kortere sigt. Derfor kan det være relevant og rettidigt allerede nu at sikre, at regulatoriske rammer og usikkerheder over for denne nye teknologi i energisystemet ikke kommer til at stå i vejen for investeringer i PtX-projekter på kortere sigt. Energinet vil anvende denne analyse i det videre arbejde med at afdække de systemmæssige muligheder og konsekvenser ved PtX i Danmark og til baggrund for den videre dialog og samarbejde med aktørerne om den fremadrettede udvikling for PtX i Danmark – og hvordan Energinet kan imødekomme denne.

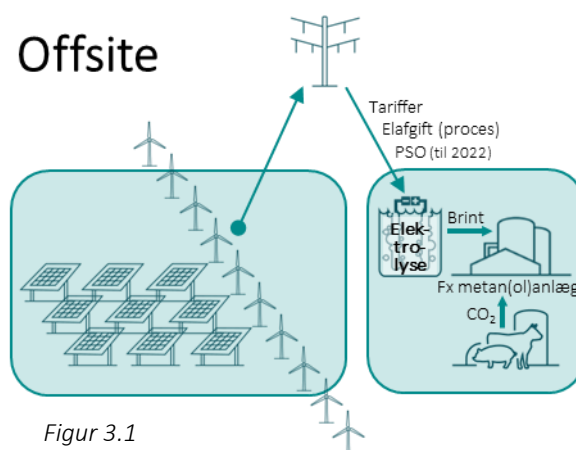
Anden del – Baggrundsanalyse

3. Tilslutningsmodeller for PtX

PtX er en såkaldt sektorkoblingsteknologi, der bygger bro mellem forskellige energisystemer. Som det fremgår af navnet, kan PtX konvertere el til andre (energi)produkter. Hvordan PtX er sammenkoblet med elproduktionen kan have stor betydning for både den privatøkonomiske rentabilitet og for forståelsen af, hvor grønt slutproduktet er. Valget af tilslutningsmodel for PtX, og dermed implicit den geografiske placering, kan ligeledes have væsentlig betydning for, hvordan PtX påvirker el- og gassystemet i form af planlægning af infrastruktur og markedsdesign. I dette kapitel er der derfor udarbejdet forskellige arketyper for tilslutningsmodeller for PtX. Tilslutningsmodellerne er grundlaget for den videre vurdering af rentabiliteten ved PtX, og hvilken indflydelse reguleringen har for PtX. Alle tilslutningsmodeller nedenfor er skitseret med elproduktion fra vindkraft/solceller, da et grundlæggende argument for PtX i Danmark netop er at nyttiggøre den rigelige naturressource og integrere den billige, vedvarende elproduktion fra særligt vind og sol.

3.1.1 Offsite

Offsite-modellen er kendetegnet ved, at VE-elproduktionen og elektrolyse/PtX ligger placeret geografisk forskelligt. VE-elproduktionen placeres der, hvor der er plads og naturressourcer hertil. Ligeledes placeres elektrolyseanlæg og fx metan/metanol-anlæg der, hvor CO₂-kilden, lagerkapacitet, efterspørgsel er, og/eller hvor der eventuelt er behov for de andre procesprodukter som procesvarme og ilt fra elektrolysen. Denne model synes umiddelbart at være den samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssige og mest opskalerbare. Det kollektive elnet bruges til transporten af hele elforbruget, hvorfor rentabiliteten ved denne tilslutningsmodel er meget følsom over for tarifniveauet (analyseres nærmere i kapitel 4). Derfor er benyttelsen af denne model formentlig afhængig af en tarifmodel, der tager hensyn til omkostninger/værdi af elektrolysens høje fleksibilitet og afbrydelighed – og eventuel også geografiske placeringsværdi i nettet. Modellen har dog den udfordring, at det kan være sværere at dokumentere/forklare VE-andelen i slutproduktet, når al strømmen kommer fra el-mikset i det kollektive elnet (se også afsnit 3.2).

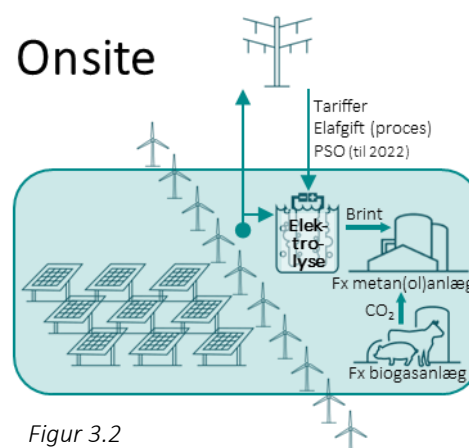


Figur 3.1

3.1.2 Onsite

Onsite-modellen er kendetegnet ved, at VE-elproduktionen står på samme lokation som elektrolyse/PtX-anlægget. VE-elproduktionen vil typisk have en større kapacitet end elektrolyseanlægget, da produktionen altid kan afsættes til nettet. Herved vil typisk 50-80 pct. af elforbruget til elektrolyseanlægget kunne forsynes direkte fra den lokale elproduktion fra vind og sol. Der undgås således tariffer for en stor del af elforbruget, og det er ligeledes nemmere at dokumentere/forklare VE-andelen for den lokalproducerede andel af elforbruget til PtX.

Afhængigt af tarifniveau vil man importere el fra nettet i de timer, hvor elprisen (inklusive tarif) er tilstrækkelig lav, og Onsite vind/sol-anlægget ikke leverer nok el, til at elektrolyse-anlægget kan køre med fuld kapacitet. Omvendt, hvis elprisen på nettet er højere

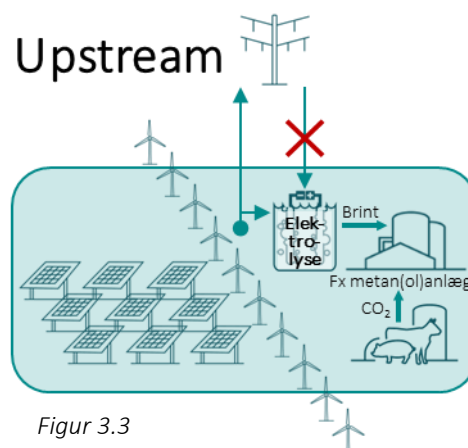


Figur 3.2

end værdien ved brug til elektrolyse, kan hele VE-elproduktionen afsættes til elmarkedet. Den lokale elproduktion fra vind/sol får således to afsætningskilder: Det "store" elmarked og den lokale elektrolyse. Herved kan VE-elproduktionen afsættes der, hvor værdien er størst. Ved Onsite-modellen kan det stadig være svært at dokumentere/forklare VE-andelen i slutproduktet i de timer, hvor der hentes el fra nettet.

3.1.3 Upstream

Upstream-modellen er nærmere en variation af Onsite-modellen end en selvstændig arketype. Også her er vind/sol tilsluttet direkte til elektrolyseanlægget "bag måleren", og der kan eksporteres VE-elproduktion til nettet. Men modsat Onsite-modellen er der her valgt ikke at importere el fra nettet overhovedet. Modellen er mest effektiv, når vind/sol-kapaciteten er væsentlig større end elektrolyseanlægget, sådan at elektrolysekapaciteten kan udnyttes mest muligt selv i timer med begrænset VE-elproduktion. Som ved Onsite-modellen eksporteres hele elproduktionen i de timer, hvor elprisen på nettet er højere end værdien ved at benytte el til elektrolyseanlægget. Upstream-modellen har muligvis en endnu højere "grøn værdi" end de tilslutningsmodeller, der importerer strøm fra elnettet, da det er nemt at dokumentere/forklare, at slutproduktet er fremstillet på 100 pct. vedvarende og lokal elproduktion. Da modellen hardwaremæssigt er nærmest identisk med Onsite-modellen, kan ejer formentlig skifte mellem en Onsite-model og en Upstream-model, afhængigt af om slutproduktet ved Upstream-modellen har en "grøn mer-værdi" eller støttemæssig betydning, der modsvarer en mindre effektiv udnyttelse af elektrolyseanlæggets kapacitet.



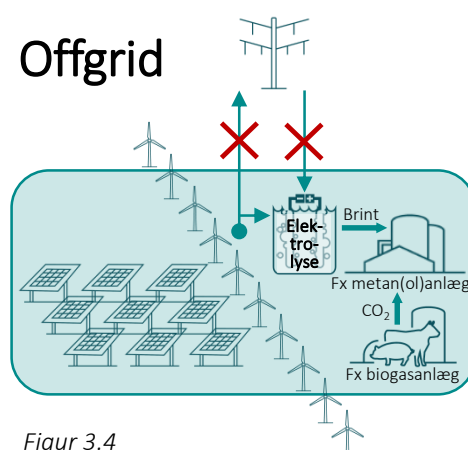
Figur 3.3

3.1.4 Offgrid

Offgrid-modellen er som Upstream også en variation over Onsite-modellen. Modellen er dog en mere markant variation, da den slet ikke har forbindelse til det offentlige net.

Selvom der kan spares en netopkobling, eventuelt nogle mindre elafgifter og måske noget hardware påkrævet ved nettilslutning, så vil denne model være økonomisk udfordret, da den fluktuerende elproduktion fra vind/sol-anlægget i Offgrid-modellen kun kan benyttes til den lokale elektrolyse og derfor medfører:

- Enten megen nedlukning/spild af ellers værdifuld elproduktion fra vind/sol.
- Eller mange timer med lav udnyttelse af et dyrt PtX-anlæg.



Figur 3.4

Hvis der er en stram og omkostningstung regulering ved at være nettilsluttet, kan denne model formentlig optimeres betydeligt med hybrid VE-elproduktion, hvor kombinationer af vindkraft, solceller og batterier kan give et højt antal fuldlasttimer for det samlede anlæg. Dette er dog et fordyrende tiltag for anlægget, og man mister samtidig værdien af den fleksible elektrolyse i det samlede elsystem. Elproduktionen i det lukkede system vil fx stadig gå til den ellers fleksible elektrolyse, selvom der er effektknaphed og høje elpriser i det kollektive elsystem. På kort og mellemlangt sigt forventes denne løsning nærmest kun relevant, hvis anlægget er placeret langt væk fra det kollektive elnet. Modellen har desuden heller ikke højere "grøn værdi" end en nettilsluttet Upstream-løsning, hvor al PtX-produktion også sker på 100 pct. lokal VE.

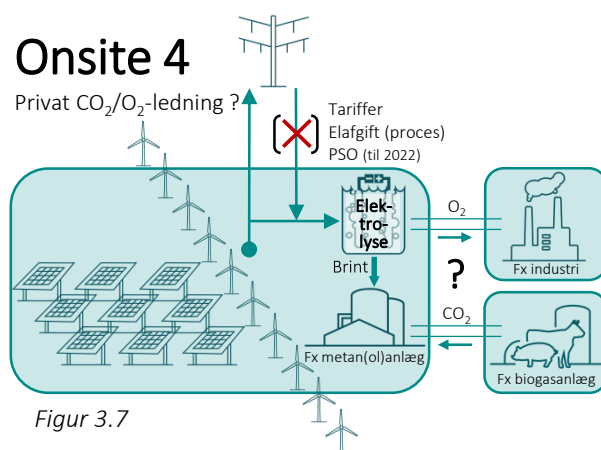
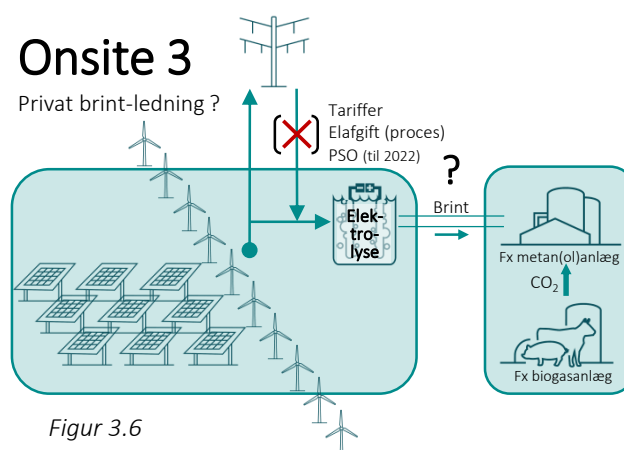
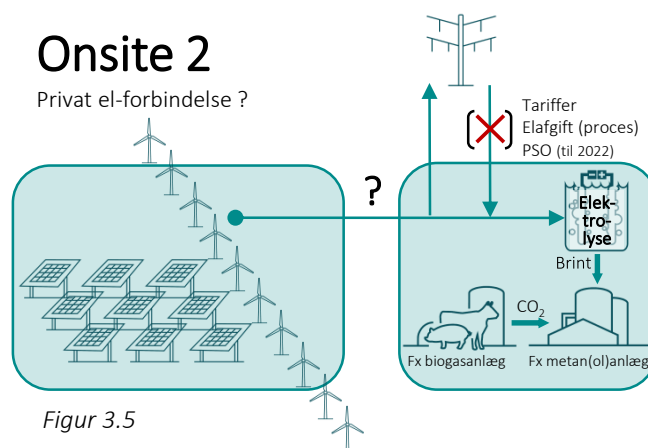
3.1.5 Onsite-variationer med privat infrastruktur

Udover de ovenstående arketyper af tilslutningsmodeller for PtX kan der nævnes en række variationer over Onsite-modellen, som baserer sig på en eller flere forbindelser med privat infrastruktur mellem geografisk forskellige områder. Selvom områderne er fysisk adskilte, kaldes det her Onsite-variationer, fordi områderne er sammenbundet af privat infrastruktur. Disse variationer kan give noget af den samme fleksibilitet som Offsite-modellen i forhold til placering af de forskellige komponenter, men i mange tilfælde alligevel give betydelige besparelser for aktørerne i forhold til at benytte den offentlige elinfrastruktur med den eksisterende uniforme tarifstruktur.

De illustrerede eksempler til højre er ikke udtømmende kombinationsmuligheder, men eksempler på hvordan tilslutningsmodeller kan optimeres for at opnå den bedste privatøkonomiske – og i nogle tilfælde muligvis også bedste samfundsøkonomiske – værdi i et PtX-projekt.

Infrastruktur for el- og naturgas (gas af metankvalitet) er reguleret ved lov om elforsyning og naturgasforsyning. Det er således sjældent muligt i Danmark fx at etablere en privat elforbindelse mellem to geografisk adskilte områder som skitseret på figur 3.5.⁹ Men umiddelbart er der ingen selvstændig regulering for infrastruktur til andre gasser end gas af naturgaskvalitet (herunder opgraderet biogas). Hvis man kan få de lokale tilladelser og overholder krav fra fx Sikkerhedsstyrelsen, så er det umiddelbart muligt at anlægge privat infrastruktur til fx brint, CO₂, ilt, rå biogas mm. Nogle eksempler på denne type tilslutningsmodeller er illustreret på figur 3.6 og 3.7. Der kan således være alternative tilslutningsmodeller, som kan være privatøkonomisk (og muligvis samfundsøkonomisk) attraktive i forhold til en Offsite-løsning, hvor der betales fuld tarif af el forbruget til elektrolysen. Potentialet i disse alternative tilslutningsmodeller rejser en relevant samfundsmæssig overvejelse, om der er behov for regulering af infrastruktur til fx andre gasser end naturgas (metangas).

Alle Onsite-varianter kan også være rent Upstream (intet delvist aftag af el fra det kollektive net). Dette kan være relevant i forhold til dokumentation af den "grønne værdi" i slutproduktet både i forhold til slutkunder og EU-iblandingskrav af VE i transportbrændstoffer.



⁹ Det er dog typisk tilladt/påkrævet med et privat opsamlingsnet mellem de enkelte møller i fx en vindmøllepark, der går på tværs af matrikler. Ligeledes kan det være tilladt med en privat ilandføring fra fx et kystnært havmølleprojekt ind til egen lokation nær vandkanten.

3.2 VE-direktivet og tilslutningsmodellens betydning for den grønne værdi

Dette afsnit forholder sig til det reviderede VE-direktiv¹⁰, ofte kaldet RED II, som blev endeligt godkendt af Rådet for Den Europæiske Union den 11. december 2018. Der tages forbehold for, at dette afsnit er skrevet ud fra forfatternes umiddelbare forståelse af den forholdsvis nye direktivtekst. Det er Energistyrelsen, som er ansvarlig for implementeringen af direktivet i dansk lovgivning. Alle vejledninger til direktivet er endnu ikke på plads, og direktivet åbner desuden flere steder op for betydelige frihedsgrader for medlemsstaterne, hvorfor implementeringen af direktivet i dansk lovgivning kan forventes at få væsentlig betydning for rammerne for fx PtX i Danmark.

I analysens regneeksempler i kapitel 4 er der taget udgangspunkt i, at PtX afsættes til transportsektoren, da denne anses som et højværdimarked. Den høje værdi for VE-brændstoffer i transportsektoren skyldes blandt andet, at VE-direktivet sætter specifikke krav til andelen af vedvarende energi i transportsektoren, og at brændstofkvalitetsdirektivet sætter specifikke forpligtigelser for iblanding af flydende eller gasformigt brændstof baseret på biomasse. Ansvar for iblanding af biobrændstoffer er placeret hos de selskaber, som leverer brændstof til transportsektoren.¹¹

Det nuværende VE-direktiv, der gælder i dag, berører kun i meget generelle termer anvendelsen af grøn brint og andre elektrolysebaserede VE-brændstoffer og ikke specifikt i forhold til målopfyldelse i transportsektoren. Dette betyder, at PtX-brændstoffer vil have svært ved at kunne anvendes til efterlevelse af de ovenforstående beskrevne forpligtigelser.

I det reviderede direktiv, RED II, der vil gælde fra 2021, introduceres begrebet "*vedvarende flydende eller gasformige transport-brændstoffer, der ikke er af biologisk oprindelse*".¹² I praksis svarer dette til såkaldte VE-elektrofuels, hvor brint fra en elektrolyseproces leverer energiindholdet til brændstoffet. I det nye VE-direktiv er der et sæt regler for, hvordan disse VE-elektrofuels kan anvendes i forhold til de fremsatte VE-forpligtigelser for transportsektoren, og hvordan VE-andelen skal godtgøres. VE-elektrofuels tæller "kun" én gang i det nye VE-direktiv, uanset om det er flydende eller gasformigt, og ikke dobbelt som fx biogas (avanceret biobrændstof).¹³

Som noget nyt ser det også ud til at være muligt at medregne VE-elektrofuels, når disse indgår som mellemprodukt. Dette skal formentlig forstås som om, at raffinaderier vil kunne medregne fx VE-baseret elektrolysebrint, der indgår i processen i forbindelse med fremstilling af konventionelle brændstoffer som benzin og diesel (se fx case-eksempel i afsnit 5.1). Rationalet er, at fx grøn brint til proces erstatter brint til proces fremstillet af konventionel naturgas.

I hvilken grad elektrolysebaserede brændstoffer kan tælle med til opfyldelse af VE-kravene for transporten afhænger af VE-andelen i PtX-produktet. Denne opgøres ud fra et grundprincip om, at VE-andelen i den elektrolysebaserede brint svarer til den gennemsnitlige VE-andel i den nationale elforsyning to år før selve PtX-produktionen.¹⁴ Umiddelbart betyder dette, at selve tilslutningsmodellerne i de ovennævnte arketyper ikke vil have nogen betydning for VE-indholdet i slutproduktet.

¹⁰ Link til det reviderede VE-direktiv (RED II): https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG

¹¹ For at skabe et mere markedsbaseret system er det muligt i Danmark, Holland og Storbritannien at købe sin målopfyldelse fra andre selskaber, der har overopfyldt deres eget mål. Dette er kendt som biotickets-ordningen og kan betegnes som et "papir-handelssystem", hvor biobrændstoffer virtuelt kan handles, forudsat det kan påvises, at der ligger et underliggende fysisk produkt til grund for transaktionen.

¹² Det er uklart, om brint produceret på biomassebaseret vil høre under denne definition eller betragtes som et biobrændsel.

¹³ Der er desuden et ekstra minimumskrav i RED II til iblandingen af avancerede biobrændstoffer: Mindst 0,2 pct. i 2022, mindst 1 pct. i 2025 og mindst 3,5 pct. i 2030. De enkelte medlemsstater kan dog undtage brændstofleverandører, der leverer elektrofuels, forpligtelsen af en minimumsandel af avancerede biobrændstoffer, hvorved den grønne værdi af VE-elektrofuels fx ved salg af biotickets kan forventes at blive den halve af avancerede biobrændstoffer.

¹⁴ VE-andelen i elforsyningen skal forstås som den samlede VE-elproduktion i en medlemsstat delt med det endelige bruttoelforbrug i en medlemsstat. Se fx artikel 7 i RED II eller Eurostats vejledning til RES-E (Renewable Share in Electricity): <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/38154/4956088/SHARES-2013-manual.pdf/6545be46-cacc-4e6d-baee-eceb99192d2f>

Det er dog, jf. artikel 27 i direktivet, muligt at se bort fra dette grundprincip og anmærke PtX-produktet som 100 pct. VE, såfremt en af følgende betingelser er til stede:

1. Direkte forbindelse til et VE-anlæg uden kobling til det kollektive elnet, og at VE-anlægget først er i drift, samtidig med eller efter PtX anlægget idriftsættes. *Dette svarer til Offgrid-modellen.*
2. Direkte forbindelse til et VE-anlæg med kobling til det kollektive elnet, men hvor det skal kunne dokumenteres, at der ikke er importeret el fra det kollektive net i produktionsperioden for den givne produktionsbatch. Samme regel for idriftsættelse er gældende som i pkt.1. *Dette svarer til Upstream-modellen eller eventuelt Onsite-modellen i perioder uden import af el fra det kollektive net.*
3. El importeret fra det kollektive net, forudsat at denne er produceret af vedvarende energikilder, og de vedvarende egenskaber og alle andre relevante kriterier er blevet påvist, så det sikres, at de vedvarende egenskaber af denne elektricitet kun gøres gældende én gang og kun i én slutbrugersektor. *Dette svarer til Offsite-modellen, men det er stadig uklart, hvilke krav der præcist vil være til dokumentationen.*

Disse tilføjelser må anses for at være positive i forhold til alle de beskrevne arketyper, da de vil muliggøre, at slutproduktet uagtet konfiguration kan opgøres som 100 pct. vedvarende energi. På nuværende tidspunkt er det dog umiddelbart kun pkt. 1 og 2, der i praksis er implementerbare, da dokumentationen herfor er relativt simpel. Til pkt. 3, med el fra dette kollektive net, stilles der, jf. betragtning 90 i VE-direktivet, krav til, at der udvikles en metode, der sikrer, at der er tidsmæssig og geografisk sammenhæng mellem den VE-elproduktion, som PtX-producenten ejer eller har en bilateral VE-elkøbsaftale med, og elforbruget til brændstofproduktionen. Fx kan VE-brændstoffer, der ikke er af biologisk oprindelse (læs "elektrolysebaserede brændstoffer"), ikke betragtes som fuldt ud vedvarende, hvis de produceres på et tidspunkt, hvor den enhed til vedvarende energiproduktion, som er omfattet af kontrakten, ikke producerer elektricitet. Et andet eksempel er geografiske flaskehalse i elnettet, hvor brændstoffer kun kan betragtes som fuldt ud vedvarende, hvis både elproduktions- og brændstofproduktionsanlægget er beliggende på samme side af en flaskehals i elnettet.

I praksis betyder "flaskehalsbegrænsningen" formentlig, at pkt. 3 kun kan opfyldes, hvis VE-kilden og PtX-anlægget, som minimum, er placeret i samme elpriszone. Dertil vil kravet om samtidighed mellem VE-elproduktion og elforbrug til elektrolyse ved elforbrug leveret via nettet formentlig, som minimum, kræve en videreudvikling af de eksisterende certifikatmodeller. Det vil formentlig være relevant videre at undersøge, om det er efterspurgt og muligt at få etableret en troværdig national eller europæisk metode, der kan benyttes til at opfylde dokumentationskravene i pkt. 3 ved en Offsite-tilslutning af PtX. Omvendt var VE-andelen i den danske elforsyning allerede 63,7 pct. i 2017, og den forventes at være stærkt stigende i de kommende år. Hvis VE-andelen i den danske elforsyning, forstået som VE-elproduktionen i forhold til elforbruget, inden for en overskuelig årrække når op omkring eller over 100 pct., så er der mindre behov for denne type dokumentationsordninger end i lande med en langt mindre VE-andel.

Kravet i pkt. 1 og 2 om, at VE-elproduktionen i en Offgrid-, Onsite- eller Upstream-model først må idriftsættes, samtidig eller efter PtX-anlægget, knytter sig til et ønske om, at VE-elproduktionen er additional, altså at ny elforbrug til PtX ikke blot øger elproduktion baseret på fossile brændsler. Opstillere af vind- og solanlæg kan således ikke umiddelbart blot forberede et muligt senere Onsite-PtX-anlæg på en ny vind/sol-lokation, hvis man ønsker at benytte undtagelserne i pkt. 1 og 2. Men igen – hvis vi i Danmark inden for en kortere årrække når op nær eller over 100 pct. VE i elforsyningen, så er dette måske ikke helt så afgørende i en dansk kontekst. Hvis det er muligt altid at "falde tilbage" på den generelle regel om, at VE-andelen i et PtX-produkt følger VE-andelen i den danske elforsyning to år tilbage, så kan der umiddelbart være mange, både nye og gamle landvindsites, der potentielt kan være interessante at kombinere med PtX i en Onsite-model, hvorved der kan spares tariffer på den lokalt producerede el.

4. Økonomisk potentiale for PtX i Danmark på kortere sigt

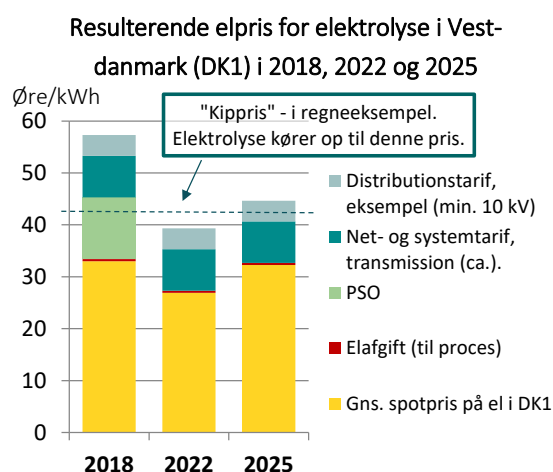
I de seneste års internationale analyser og litteratur om emnet er der stor uenighed om det økonomiske potentiale for PtX. Forskellene i beregningerne afhænger typisk af forskellige prisforudsætninger, konfigurationer af anlæg og hvilke værdistrømme der medregnes. Grundet den store usikkerhed på området er det fundet relevant at foretage nogle overordnede beregninger på nogle generiske cases for at få indsigt i det økonomiske potentiale for PtX-projekter i Danmark på kortere sigt. Dette er relevant for videre at kunne vurdere behov for tilpasning af markedsdesign og indflydelse på planlægning af infrastruktur. I dette kapitel udfærdiges og diskuteres nogle regneeksempler, som medtager de overordnede omkostnings- og værdielementer for PtX i Danmark i 2025.

4.1 Den samlede elpris er typisk det største omkostningselement ved PtX

Elprisen er typisk det væsentligste omkostningselement for PtX. Energiressourcen til PtX skal derfor være billig elproduktion og helst fra vedvarende energikilder. I en dansk kontekst vil det i praksis helt overvejende betyde elproduktion fra vind og sol. I beregningerne er der benyttet forventede timepriser for el i 2025 i Vestdanmark (DK1).¹⁵ Da det er den resulterende elpris for elektrolysen, der er afgørende, spiller forhold som elafgifter og eltariffer på elektriciteten fra det kollektive elnet ligeledes stærkt ind. For elektrolyse i Danmark består den resulterende pris på el fra det kollektive net med den nuværende afgifts- og tarifstruktur af følgende elementer:

- Markedsprisen/spotprisen for el.
- Elafgift. El til elektrolyse betaler kun procesafgift, der i Danmark ligger på EU's minimumstakst på 0,4 øre/kWh. Derfor har elafgiften i sig selv kun mindre betydning.
- PSO-tarif. Denne bliver dog gradvist udfaset fra elregningen til finansloven frem mod 2022. PSO-tariffen går fra ca. 13 øre/kWh i 2018 til 0 øre/kWh i 2022.
- Net- og systemtariffer: Transmissionstarif ca. 8 øre/kWh. Derudover distributionstarif på ca. 2-5 øre/kWh ved tilslutning i distributionsnet (10 kV -> 50/60 kV). I regneeksemplet benyttes en følsomhed med en samlet tarif på 12 øre/kWh, der kan illustrere tilslutning på distributionsniveau.

Fra 2022, når PSO'en er udfaset, er det i praksis nærmest kun net- og systemtariffen til transmission og eventuelt nettariffen til distribution, som skal lægges oven i markedsprisen på el for at få den resulterende elpris for elektrolysen. På figur 4.1 ses sammensætningen af den resulterende elpris for elektrolyse i Vestdanmark (DK1) ved brug af elpriser på baggrund af AF2018, samt historiske elpriser for 2018. På figuren ses også den resulterende "kippris" fra regneeksemplet. Kipprisen viser, hvor høj den resulterende elpris kan være, før elektrolysen "slukker". Figur 4.1 viser den resulterende elpris som et årsgennemsnit. Da spotprisen varierer betydeligt over årets 8.760 timer, så kan den resulterende elpris være under kipprisen i en del af årets timer, selvom det ikke er tilfældet for årsgennemsnittet. Dette uddybes i afsnit 4.4. Figur 4.1 viser dog overordnet, hvordan de enkelte elementer i den resulterende elpris har stor betydning for, om elektrolysen vil køre.



Figur 4.1

¹⁵ Timeserie på baggrund af AF2018 (Analyseforudsætninger til Energinet 2018 fra november 2018).

Virkningsgraden for den samlede konvertering beskriver forholdet mellem den resulterende elpris for elektrolysen og den marginale produktionspris af slutproduktet. Derfor er virkningsgraden afgørende for økonomien på samme måde som den resulterende elpris. I regneeksemplet er der brugt en samlet virkningsgrad på 60 pct. (nedre brændværdi) fra el-input via elektrolysebrint til output som grøn metanol. Det svarer til virkningsgraden for hele processen i 2025, jf. teknologikataloget.

4.2 Internationalt marked for det grønne PtX-produkt med væsentlig højere pris

Afsætningsprisen for det grønne slutprodukt er naturligvis også afgørende for økonomien ved PtX. Hverken på kort eller mellemlangt sigt vurderes det realistisk, at PtX prismæssigt kan konkurrere direkte med det fossile alternativ, der typisk vil være naturgas eller olie. Energinets analyse "Systemperspektiv 2035" peger dog på, at efter 2030 vil PtX i Danmark, i form af el til flydende brændstoffer, i nogle europæiske energiscenarier kunne konkurrere direkte med fossil olie tillagt scenariets CO₂-pris. Allerede i dag er der dog en ekstra betalingsvillighed/markedspris for grønt brændstof, der er langt højere end CO₂-prisen. Den højere værdisætning af det grønne brændstof er blandt andet drevet af store energiforbrugere, der vil være grønne i hele deres værdikæde. I Europa er det dog i stadig stigende grad det europæiske iblandingskrav af vedvarende energi i drivmidler til transport, der sætter niveauet for den forhøjede pris for de grønne brændstoffer. Således har 1.g. biodiesel, der i vid udstrækning er lavet på palmeolie, gennem de senere år under det nuværende VE-direktiv haft en markedspris på gennemsnitlig ca. 1,6 gange dieselpriisen. I det reviderede VE-direktiv, der vil gælde fra 2021, er der en øget målsætning for den overordnede VE-andel i transportbrændstoffer, krav til andelen af avanceret biobrændsler, samt øvre grænse for andelen af 1.g. biobrændsler i transporten.¹⁶ Med disse nye, øgede krav forventes merprisen for det grønne brændstof at forblive på mindst det nuværende niveau.

4.2.1 Grøn metanol i regneeksempel

I regneeksemplet nedenfor benyttes grøn metanol som slutprodukt. Metanol er en bredt anvendt commodity i den petrokemiske industri. Dels er det en grundingsrediens til en lang række kemiske produkter, dels kan fx grøn metanol bruges til direkte iblanding i benzin og til justerede dieselmotorer til opfyldelse af EU's iblandingskrav. Meget lig den måde vi i dag anvender bioethanol i den danske benzin. Grøn metanol er ligeledes et af de PtX-produkter, der synes at være stor interesse for i danske aktørers projekanalyser i det seneste års tid. Nogle danske aktører har fortalt, at det er muligt at få en længere fastprisaftale på levering af grøn metanol på ca. 600 €/ton ab anlæg (ca. 224 DKK/GJ) og endnu højere priser på korte kontrakter. Dette skal ses i forhold til en spotpris på fossil metanol i lejet 300-400 €/ton (110-150 DKK/GJ), hvilket er i samme leje som prisen for fossil benzin fra et raffinaderi i Danmark. I regneeksemplet benyttes en lidt mere konservativ pris for en lang kontrakt på grøn metanol på 200 DKK/GJ (535 €/ton).

I stedet for at producere metanol som i regneeksemplet kunne det også være valgt at producere metan, med en lignende proces og brug af samme tilslutningsmodeller som beskrevet i kapitel 3. Umiddelbart er det dog ikke muligt at få samme pris for elektrolysebaseret grønt metan (gasformigt), som det er for elektrolysebaseret grøn metanol (flydende). Hvis der kommer tilstrækkelig efterspørgsel på gasformige VE-brændsler til transport, er det muligt, at salgsprisen for elektrolysebaseret grønt metan vil komme nærmere prisen for elektrolysebaseret grøn metanol, da begge brændstoffer har samme værdi i forhold til de europæiske iblandingskrav for VE til transport. En mere detaljeret analyse af de forskellige udviklingsveje for PtX i forhold til gassystemet er ikke dækket her. Regneeksemplet kunne også opstilles for fx elektrolysebaseret ammoniak, som allerede er et meget udbredt kemikalie fx til kunstgødning. Flere aktører peger også på PtX-ammoniak som et perspektivrigt, klimaneutralt brændstof til fx søfart. PtX-ammoniak har et lidt andet – og enklere – setup, da det ikke kræver en CO₂-kilde. Andre aktører peger på, at det er den rene, grønne brint, der i højere grad vil blive slutproduktet til transportsektoren og andre formål. Uanset hvad der bliver det primære slutprodukt, vil PtX-

¹⁶ Artikel 25 der fastsætter krav til andelen af VE for brændstofleverandører.

sektorkoblingen helt overvejende foregå via brint fra elektrolyse baseret på vedvarende elprodukt. Hvilken forædlingsproces, man sætter efter elektrolysen, hvis nogen, er ikke afgørende for den betydning, PtX har i forhold til elsystemet. Formålet med regneeksemplet er at undersøge perspektiverne på kortere sigt for en PtX-case i Danmark i det hele taget. Metanol-casen er valgt til regneeksemplet her, fordi flere kommercielle aktører har peget på denne som interessant på kortere sigt, og fordi det for grøn metanol har været muligt at give et kvalificeret skøn for afsætningsprisen på en længere fastpriskontrakt.

4.3 Generisk case-beregning på økonomi ved PtX i 2025

PtX-produktet i regneeksemplerne er som nævnt grøn metanol, der antages solgt på en lang kontrakt til en fast pris på 200 DKK/GJ (ab anlæg). Som CO₂-kilde benyttes den overskydende CO₂ fra opgradering af biogas. Der tages udgangspunkt i et alkalisk elektrolyseanlæg på 20 MW_{el}. Denne teknologi og størrelse er allerede kommercielt tilgængelig i dag. Dertil kommer et tilsvarende dimensioneret metanolanlæg. CO₂-forbruget for et metanolanlæg i denne størrelse matcher nogenlunde det løbende CO₂-overskud fra biogasopgraderingen på de middelstore biogasanlæg, der i disse år etableres en del af rundt omkring i Danmark. I regneeksemplerne er der desuden medtaget beregninger for et samlet VE-anlæg på 75 MW bestående af 50 MW landvind og 25 MW storskala sol (markanalæg). Dette skyldes, at der, udover over stand-alone PtX-anlæg (Offsite), også er regnet på Onsite- og Upstream-variationer, jf. tilslutningsmodellerne fra kapitel 3, hvor elforbruget til elektrolysen i PtX-anlægget sker på samme placering som elproduktionen fra vind og sol. Priser og virkningsgrader for teknologierne tager udgangspunkt i teknologikatalogets antagelser for 2025.¹⁷ Grunden til, der i beregningseksemplerne fokuseres en del på produktionsprisen af el fra vind og sol, og ikke blot den forventede elpris fra nettet, er, at PtX, som tidligere nævnt, først er meningsfyldt og interessant, når den kan drives helt overvejende af elproduktion fra vind og sol¹⁸. De internationale analyser, der er kritiske omkring potentialet for PtX, benytter ofte væsentlig højere LCoE-priser for vind og sol, end dem der er anvendt i denne analyse.

Elpriserne i de enkelte timer i 2025 er udarbejdet på baggrund af AF2018 (Analyseforudsætninger til Energinet 2018). Der er taget udgangspunkt i en placering i Vestdanmark (DK1), hvor de fleste nye biogasanlæg og landvindanlæg placeres. Det skal dog understreges, at regneeksemplerne er baseret på forsimplede antagelser, hvor kun de vigtigste omkostnings- og indtægtselementer er medtaget. Fx er det lidt forenklet antaget, at overskuds-CO₂ fra opgraderingen af biogas kan erhverves gratis. Omvendt er der heller ikke tillagt værdi af fx varme og iltproduktion fra PtX-processerne. Værdien ved at lade elektrolysen deltage i markeder for regulerkraft og systemydelse er heller ikke medtaget. Desuden er det sandsynligt, at der i konkrete projektberegninger kan optimeres væsentligt på rentabiliteten ved etablering af "bufferlagre" til eksempelvis brint, VE-elproduktion mv.

Formålet med regneeksemplerne er ikke at optimere alle variable til en helt konkret case, men blot at foretage en overslagsberegning, til vurdering af om PtX i et simpelt, ikke-optimeret setup er i nærheden af at være rentabelt på kortere sigt i Danmark. Samtidig vises en række følsomhedsberegninger, der illustrerer, hvilken betydning forskellige tarifniveauer og elprisantagelser har ved forskellige tilslutningsmodeller.

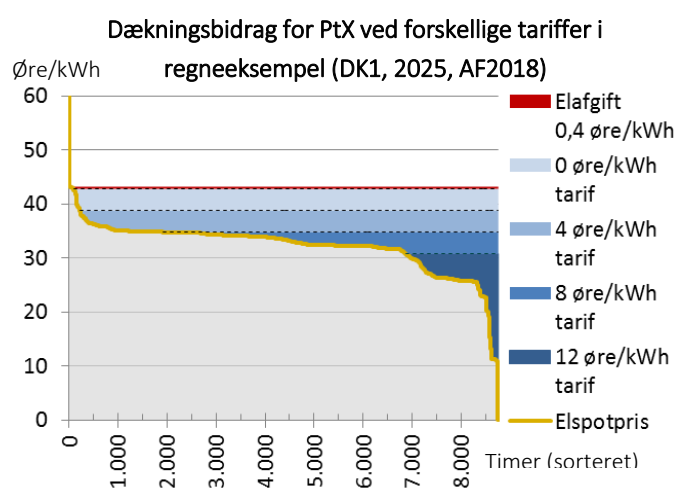
¹⁷ Der er dog valgt at lave en reduktion af CAPEX på 25 pct. på storskala solceller i 2025. Dette bringer LCoE (Levelized Cost of Energy) for storskala solceller ned på niveau med LCoE for landvind i 2025. Dette er gjort af beregningstekniske årsager for ikke at skulle lave en selvstændig optimering af forholdet mellem landvind og solceller til hver enkelt beregningsvariation, hvilket også vil gøre de forskellige variationer mere uoverskuelige at sammenligne. I praksis giver dette ved langt de fleste variationer ikke bedre rentabilitet for PtX, end hvis beregningen var lavet med et rent landvindsanlæg. Nærmere tværtimod. Årsagen, til at beregningerne i stedet ikke blot er gennemført med ren landvind, skyldes, at det har været ønsket at undersøge, om Upstream-modellen eller Offgrid-modellen (som har størst gavn af vind og sols komplementære egenskaber), kunne være nogenlunde konkurrencedygtige med de andre modeller, hvis storskala solceller havde en LCoE på niveau med landvind. I de bagvedliggende beregninger er det således kun ved de laveste elprisvariationer (50%) og ved Offgrid-variationer, at der ses en smule bedre intern rente med den 25 pct. lavere CAPEX på solceller i 2025, end hvis hele VE-anlægget bestod af landmøller med priser, jf. teknologikataloget.

¹⁸ Det er ikke langtidsholdbart, hvis PtX bliver drevet af elproduktion fra fossile brændsler for blot efterfølgende at producere et brændsel/brændstof, der derved er fossilt baseret. I en overgangsfase fra "fossil elproduktion" til vedvarende elproduktion kan der dog være gode argumenter for at tillade elproduktion baseret på fossile brændsler i forbrugsmikset til PtX i den udstrækning, at PtX muliggør øget integration af fx fluktuerende, vedvarende elproduktion fra vind og sol.

4.4 Tarifniveauet har stor betydning for driftsmønster og rentabilitet ved PtX

Som det fremgår af figur 4.1, udgør tariffen en væsentlig del af den resulterende elpris. Figur 4.1 illustrer dog kun et årgennemsnit. I regneeksemplerne benyttes de enkelte timepriser i DK1 i 2025. Ved at kigge på den samlede elpris i de enkelte timer kan man se elspotprisen, elafgiften og tariffens betydning for, hvor meget elektrolysen kører i løbet af et år, og hvor meget der tjenes i de enkelte timer (indtjeningsgrundlaget eller dækningsbidraget). Der er i regneeksemplet valgt fire variationer på tarifniveauet: 0, 4, 8 og 12 øre/kWh. 8 øre/kWh svarer ca. til transmissionstariffen. 12 øre/kWh kan illustrere den samlede tarif (transmission og distribution) ved tilslutning i distributionsnet på mindst 10 kV. 4 øre/kWh kunne være et eksempel på en reduceret tarif, og 0 øre/kWh (ingen tarif) er medtaget som reference.

Figur 4.2 illustrerer indtjeningen ved PtX i regneeksemplet med forskellige tarifniveauer i en Offsite-tilslutning, hvor al strømmen til elektrolysen tilføres via det kollektive net. Figuren tager udgangspunkt i den gule streg, der viser en såkaldt varighedskurve, hvor "den rå" elspotpris i årets 8.760 timer er sorteret fra højeste elpris til laveste. Overkanten af den røde linje er kipprisen i forhold til den resulterende elpris, som også er vist på figur 4.1. Det vil sige den elpris, hvor elektrolysen "slukker", fordi salgsprisen for metanolen ikke længere kan dække omkostningen til el, når den samlede pris for el er højere. For at vise kipprisen i forhold til "den rå" elspotpris skal elafgift og tarif trækkes fra kipprisen ved den resulterende elpris. Dette vises på figuren med stiplede sorte linjer som overkant af de blå "tarifarealer". Den øverste stiplede sorte linje lige under den røde "streg" er således kipprisen i forhold til elspotprisen, når tariffen er 0 øre/kWh, den næstøverste stiplede sorte linje mellem det lyseste og næstlyseste blå areal er kipprisen, når tariffen er 4 øre/kWh osv. Afstanden fra kipprisen ned til elspotprisen svarer til indtjeningen i den enkelte time. De blå arealer under en given tariffs kippris angiver derved indtjeningen over hele året, også kaldet dækningsbidraget, for PtX i regneeksemplet. Arealerne skal læses "akkumuleret", således at indtjeningen ved en tarif på 8 øre/kWh både er arealet med den næstmørkeste blå (8 øre/kWh) og arealet med den mørkeste blå (12 øre/kWh).



Figur 4.2

	Tarif	12 øre	8 øre	4 øre	0 øre
Str. på hvert af "de blå arealer"	DKK/kW	111	152	330	344
"De blå arealer" akkumuleret	DKK/kW	111	263	593	937
Omregnet til 20 MW elektrolyse. Dette svarer til dækningsbidraget i regneeksemplet.	Mio. DKK	2,2	5,3	11,9	18,7

I tabellen under figur 4.2 ses størrelsen på hvert af de blå arealer. Når disse angives akkumuleret (anden række i tabellen), fås netop indtjeningen/dækningsbidraget i kroner pr. kW elektrolyse. I tabellens nederste linje er dækningsbidraget omregnet til regneeksemplets elektrolyseenhed på 20 MW. I figuren og tabellen fremgår det tydeligt, at der er væsentlig forskel på størrelsen af dækningsbidraget ved de forskellige tarifniveauer. Ved en tarif på 12 øre/kWh kører elektrolysen kun i knap 2.000 timer og trods enkelte timer med relativt høj indtjening på grund af meget lave elpriser, så er det samlede areal, dækningsbidraget, langt mindre end ved en tarif på fx 4 øre/kWh, hvor elektrolysen ligeledes kører i over 8.000 af årets timer.

Figur 4.2 viser ikke blot tariffens, men også elspotprisens store betydning for indtjeningen ved PtX. Hvis elprisen generelt er lavere, vil dækningsbidraget (de blå arealer) naturligvis øges. Men også en mere skrå varighedskurve, hvis der fx forventes mere varierende elpriser, vil typisk give øget dækningsbidrag for PtX (større blå arealer på figur 4.2).

Figur 4.3 viser netop betydningen af varighedskurvens form. Altså, hvor meget elprisen varierer i løbet af årets timer. Elprisprofilen, der er benyttet i figur 4.3, er fremkommet ud fra den metode, som Energistyrelsen anbefaler til samfundsøkonomiske analyser af fleksibelt elforbrug i "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2018". Den nye metode til analyse af fleksibelt elforbrug går ud på at tage den gennemsnitlige elprisprofil for en historisk periode og "normalisere" til den gennemsnitspris, elmarkedsmodellerne finder for et fremtidigt år. Årsagen til denne nye metode til at analysere fleksibelt elforbrug er, at elmarkedsmodeller, som dem både Energinet og Energistyrelsen anvender, har svært ved at fange de variationer i elprisen, der blandt andet skyldes fluktuationer i fx brændsels- og CO₂-priser inden for det enkelte år. Dette er mindre vigtigt, når man vil analysere fx middelpriiser og prisforskelle mellem prisområder, der er udsat for samtidige fluktuationer i brændselspriser. Men det er en betydelig udfordring, når man fx undersøger værdien af fleksibelt elforbrug og sektorkobling.

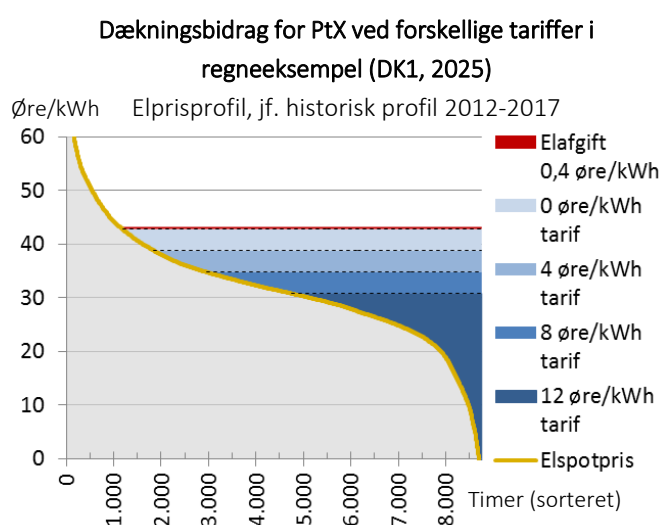
Ved brug af den nye metode fremkommer en noget anderledes varighedskurve i figur 4.3, selvom middelpriisen er den samme som i figur 4.2. Det samlede dækningsbidrag for PtX uden nogen tariffer (arealet af alle de blå arealer) er her steget fra 18,7 mio. kr. til 21,0 mio. kr., når det omregnes til regneeksemplets 20 MW elektrolyse. Dette svarer til en stigning på ca. 12 pct. Mere markant er det, at dækningsbidraget ved de højere tariffer stiger betydeligt. Ved en tarif på 12 øre/kWh tredobles dækningsbidraget næsten fra 2,2 mio. kr. til 6,1 mio. kr. Ved en tarif på 8 øre/kWh næsten fordobles dækningsbidraget fra 5,3 mio. kr. til 10 mio. kr.

Elmarkedsmodellerne frem mod i hvert fald 2030 giver en varighedskurve, der er mere "flad" og med mindre prisvariation på "midterstykket", end det vi faktisk har set de seneste år. Metoden fra de samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger "kopierer" den prisvariation, vi har set historisk. Umiddelbart virker det plausibelt, at prisvariationerne i de kommende år mindst ligner dem vi kender i dag og ikke ligefrem bliver væsentligt mindre. En øget prisvariation vil, som figur 4.3 viser, alt andet lige give en højere værdi af fleksibelt elforbrug – herunder også PtX.

Den nye metode er dog ikke uproblematisk, da den fx ikke tager højde for udviklingen med stadig større andele vind- og sol i elsystemet, der må forventes at give længere perioder med helt lave priser – og risiko for perioder med meget høje priser. Selvom den nye metode tydeligvis har større prisvariationer frem mod 2030 end elmarkedsmodellerne, kan den alligevel undervurdere den del af prisvariationerne, der skyldes øget vind og solandele. Omvendt fanger metoden heller ikke, hvis ny infrastruktur eller fleksible tiltag fremadrettet vil medvirke til at "udjævne" varighedskurven.

Man kan sige, at den nye metode modelteknisk er en dårlig metode, der blot projicerer historik ind på fremtiden. Men Energistyrelsen har alligevel anbefalet denne metode til at analysere fleksibelt elforbrug. Formentlig fordi man vurderer, at historikken bedre repræsenterer fremtiden i forhold til elprisvariationer end elmarkedsmodellerne.

I resten af eksempelberegningerne i dette kapitel benyttes den traditionelle metode (jf. figur 4.2) vel vidende, at den formentlig undervurderer værdien af det fleksible forbrug fra PtX.



Figur 4.3

	Tarif	12 øre	8 øre	4 øre	0 øre
Str. på hvert af "de blå arealer"	DKK/kWh	303	199	257	291
"De blå arealer" akkumuleret	DKK/kWh	303	502	759	1.050
Omregnet til 20 MW elektrolyse. Dette svarer til dækningsbidraget i regneeksempel.	Mio. DKK	6,1	10,0	15,2	21,0

4.4.1 Offsite PtX – rentabilitet i regneeksempel

Figur 4.2 i foregående afsnit illustrerer, hvordan tariffen, sammen med elspotprisen, har væsentlig betydning for rentabiliteten ved PtX. Figur 4.2 viser dog kun indtjeningen ved forskellige tarifniveauer før de faste omkostninger (D&V og afskrivning/tilbagebetaling af CAPEX).

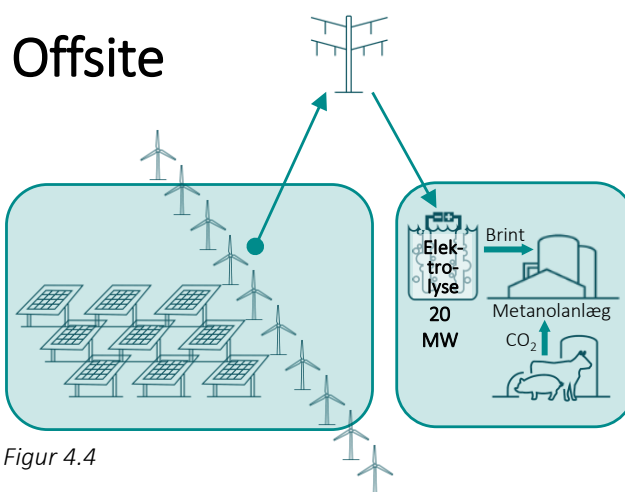
På figur 4.5 til højre ses de samlede indtægter og omkostningselementer ved forskellige tarifniveauer for regneeksemplet PtX (20 MW_{el}) i en Offsite-tilslutning, som illustreret på figur 4.4. Beregningen her omhandler altså kun PtX-delen; ingen investering i vind og sol.

CAPEX bliver tilbagebetalt med et fast årligt beløb (annuitet) med en rente på 4 pct., hvilket svarer til den samfundsøkonomiske realrente. I tabellen til figur 4.5 ses også den interne rente, som angiver, ved hvilken forrentning (real) af investeringen, indtægter og udgifter balancerer.¹⁹ Den interne rente vil således være præcis 4 pct., hvis indtægter og udgifter på figuren er lige store. Den interne rente kan bruges til at vurdere, om et projekt vil være privatøkonomisk interessant. En privat investor vil typisk kræve væsentlig højere afkast end den samfundsøkonomiske interne rente på 4. pct. – specielt i et projekt med ny teknologi og betydelige risici.

Uden tarif er indtægterne for VE-metanol på figur 4.5 en smule større end de samlede omkostninger. Det ses også, at udgiften til el udgør langt størstedelen af omkostningerne, her hvor elektrolysen/metanolproduktionen kører næsten uafbrudt. En tarif på 4 øre/kWh medfører et underskud på 5,2 mio. kr. ved en rente på 4 pct. Faktisk er den interne rente her negativ, hvilket vil sige, at ikke engang investeringen bliver betalt tilbage i projektets levetid. Ved en tarif på 8 øre/kWh kører elektrolysen lidt mindre (højden på den lyseblå søjle), mens underskuddet nu er på 11,8 mio. kr., hvilket er mere end den faste afbetaling på CAPEX. Ved en tarif på 12 øre/kWh er det kun en lille del af årets timer, elektrolysen kører (jf. figur 4.2), og underskuddet på 14,8 mio. kr. nærmer sig de samlede faste udgifter. Trods den højere enhedstarif på 12 øre/kWh er de samlede tarifudgifter her væsentlig mindre end ved en enhedstarif på 4 øre/kWh, fordi elektrolysen kører så få timer, og der bruges langt mindre strøm.

Ved en Offsite-tilslutning ses det, at rentabiliteten i regneeksemplet er meget følsomt over for tarifniveauet. Sammen med den forventede elpris i 2025 afgør variationerne i tariffen således, om årets resultat for PtX-anlægget nogenlunde balancerer ved et samfundsøkonomisk forrentningskrav (4 pct.), eller om det giver et markant underskud.

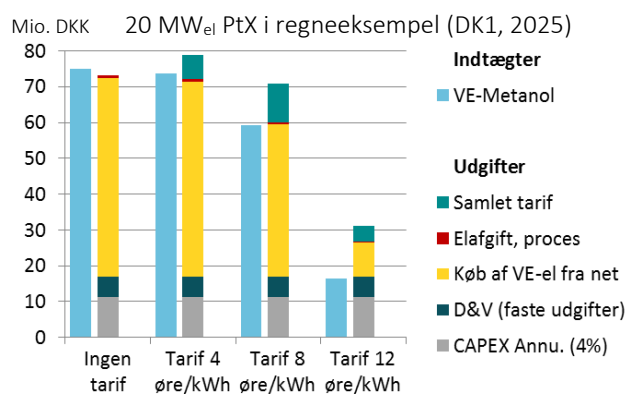
¹⁹ Forrentningen er i regneeksemplerne her noget forsimplet kun udarbejdet for år 1 i projektet (her for 2025). Den interne rente er beregnet ud fra en antagelse om, at EBITDA (i faste kroner) i alle år af projektets levetid = EBITDA i år 1.



Figur 4.4

Offsite tilslutning. Indtægter og udgifter for PtX

Ved forskellige tariffer og intern rente på 4 pct.



Ingen tarif	Tarif 4 øre/kWh	Tarif 8 øre/kWh	Tarif 12 øre/kWh	Beløb i mio. DKK (2018 priser)
74,9	73,8	59,2	16,4	VE-Metanol (indtægt)
55,5	54,4	42,4	9,4	Køb af VE-el fra net
0,0	6,8	11,0	4,5	Samlet tarif
0,7	0,7	0,5	0,2	Elafgift, proces
18,7	11,9	5,3	2,2	Dækningsbidrag (jf. fig. 4.2)
5,8	5,8	5,8	5,8	D&V (faste udgifter)
13,0	6,1	-0,5	-3,5	EBITDA
5,4%	-1,1%	-	-	Intern Rente, real
11,2	11,2	11,2	11,2	CAPEX tilbage, annuitet (4%)
1,7	-5,2	-11,8	-14,8	Overskud efter 4% realrente

Figur 4.5

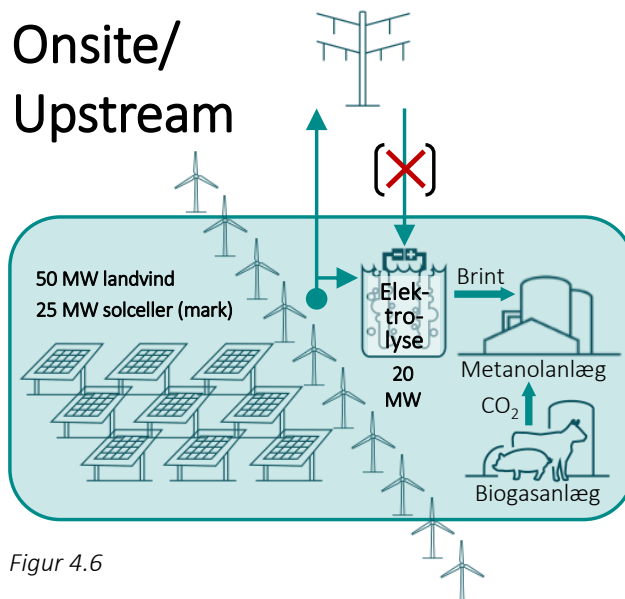
Det er vigtigt at bemærke, at variationer i den antagne elpris har lige så stor betydning for resultatet som variationerne i tariffen. Ligesom den antagne afsætningspris for slutproduktet også har stor indflydelse. Pointen med regneeksemplet er ikke, at PtX bør fritages fra tarif. Omkostningen til at forbinde produktion og forbrug samt muligheden for at købe præcis den strøm på nettet man har brug for, har naturligvis en væsentlig værdi – og omkostning. Pointen er nærmere, at med et meget fleksibelt/prisfølsomt elforbrug som PtX, så er det særlig vigtigt at have en omkostningsægte tarif – også samfundsøkonomisk set, da et prisfølsomt elforbrug i høj grad påvirker driftsmønstret.

4.4.2 Onsite/Upstream PtX – rentabilitet i regneeksempel

Forrige afsnit viste, at rentabiliteten ved PtX i Offsite-regneeksemplet er meget følsomt over for tarifniveauet. Som beskrevet i kapitel 3 om tilslutningsmodeller kigger flere aktører derfor på, om det er muligt at forsyne en stor del af elforbruget til elektrolysen direkte fra lokal VE-elproduktion. Ud over potentialet for tarifbesparelser medvirker dette også til dokumentationen af, at slutproduktet er produceret på ren VE-el.

På figur 4.6 ses det konkrete Onsite/Upstream-setup i regneeksemplet, hvor der er lokal elproduktion fra 50 MW landvind og 25 MW storskala solceller, der blandt andet kan forsyne de 20 MW elektrolyse. Ved Onsite-tilslutning kan der også købes el fra nettet, når der ikke er tilstrækkelig lokal VE-elproduktion. Ved Upstream-tilslutning er der fravalgt at købe el fra nettet for at have en meget enkel og overbevisende dokumentation på, at al elforbruget til elektrolysen kommer fra VE-elproduktion.

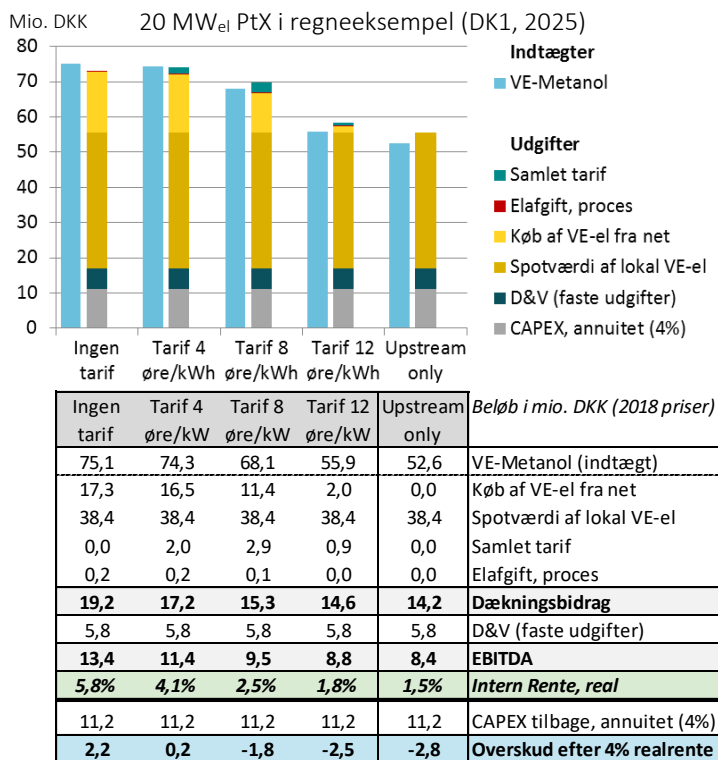
Søjlerne i figur 4.7 med tilhørende tabel viser, at tarifniveauet betyder langt mindre ved en Onsite-tilslutningsmodel. Beregningen går som ved Offsite-tilslutningen i forrige afsnit kun på PtX-delen, men ved Onsite-tilslutningen her kan en stor del af elforbruget købes uden tarif fra den lokale VE-elproduktion (den mørkegule del af udgiftssøjlen). Ved en tarif på 4 øre/kWh balancerer indtægter og udgifter stadig ved Onsite-tilslutning (intern rente på 4 pct.). Men den største forskel til Offsite-beregningen er, at rentabiliteten ved Onsite-modellen er langt mindre følsom for tarifniveauet, da en stor del af elforbruget kommer fra tariffri lokal elproduktion.



Figur 4.6

Onsite/Upstream-tilslutning. Indtægter og udgifter for PtX

Ved forskellige tariffer og intern rente på 4 pct.



Figur 4.7

Rentabilitetsberegningerne her kan ikke bruges til at lave en business case på et konkret projekt. Alt for mange projektspecifikke omkostnings- og indtægtselementer mangler. Men eksempelberegningerne viser, at det ikke er usandsynligt, at der selv på kortere sigt vil kunne udvikles nogle PtX-projekter, der i hvert fald er samfundsøkonomisk rentable (4. pct. realrente), selvom forrentningen i forhold til en privat investering i en ny og ukendt teknologi umiddelbart er noget lav. Ovenstående beregninger viser også, at især når al strømmen til elektrolysen skal købes fra nettet, så er rentabiliteten ved PtX i regneeksemplerne meget følsom for tarifniveauet. Den følsomhed, som illustreres, går som sådan ikke på tarifniveauet, men på den resulterende elpris for elektrolysen, hvori tariffen udgør et væsentligt element.

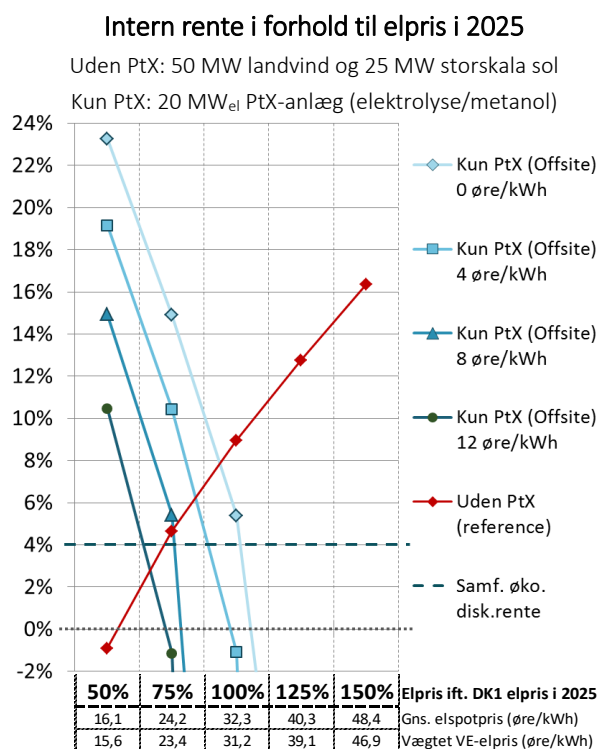
4.5 Elprisfølsomheder – og potentialet for at hedge vind og sol med PtX

Selvom tariffen kan udgøre en betydelig del af den resulterende elpris, jf. de forrige afsnit, så er det trods alt elspotprisen, der typisk udgør den største andel af omkostningerne ved PtX. Derfor laves her følsomheder på den "rå" elpris. I beregningen og resultaterne er der inkluderet investering i et VE-elproduktionsanlæg på 50 MW landvind og 25 MW storskala sol i 2025. Den samlede 75 MW VE-elproduktion svarer til en kapacitet på 3,5 gange PtX-anlæggets 20 MW elektrolyse. Den samlede investering (CAPEX) i vind/sol-anlægget i regneeksemplet er knap 460 mio. DKK. Den samlede investering i PtX-anlægget er ca. 175 mio. DKK, svarende til ca. 40 pct. af investeringen i VE-anlægget.

Rentabiliteten ved elproduktion fra vind og sol stiger alt andet lige med elprisen, mens rentabiliteten ved den elforbrugende PtX falder. Elprisens stærke og modsatrettede virkning på rentabiliteten ses tydeligt på figur 4.8, hvor den antagne elpris i 2025 (100%) varieres med +/- 25 pct. og +/- 50 pct., hvilket historisk set ikke er usandsynligt. Fx er den gennemsnitlige elspotpris steget med ca. 50 pct. fra et niveau omkring 20 øre/kWh i starten af 2018 til et niveau omkring 30 øre/kWh i starten af 2019.

Den røde linje viser rentabiliteten på vind/sol-anlægget alene. Ved den antagne elpris (100%), der svarer til en afregningspris på gns. 31,2 øre/kWh, er den interne rente på ca. 9 pct. (real). Dette er uden nogen statslig VE-støtte. Denne forrentning synes kommercielt interessant for en moden teknologi med begrænsede tekniske risici. Men ved en elpris, der er bare 25 pct. lavere (75%), så ligger den interne rente "kun" og balancerer omkring de samfundsøkonomiske 4 pct. Ved en elpris 50 pct. lavere end antaget i 2025 så er der ligefrem negativ forrentning på VE-anlægget. Omvendt stiger den interne rente hurtigt til pæne tocifrede procentsatser, hvis afregningsprisen er højere end antaget i 2025.

De blå linjer på figur 4.8 viser den interne rente for PtX-anlægget alene ved forskellige tarifniveauer. Som det blev vist i afsnit 4.1.1, har PtX i en Offsite-tilslutning noget sløje vilkår ved regneeksemplets antagne elpris i 2025. Helt uden tarif sniger den interne rente sig på 5,4 pct., mens den allerede er negativ ved blot 4 øre/kWh i tarif. Men ved lavere elpriser ser det pludselig langt bedre ud. Ved 25 pct. lavere elpriser (75%) er den interne rente pludselig over 10 pct. ved 4 øre/kWh i tarif og faktisk også over de samfundsøkonomiske 4 pct. ved en tarif på 8 øre/kWh. Ved 50 pct. lavere elpriser svinger PtX-anlægget mellem at være en god og en fantastisk forretning – afhængigt af tarifniveauet.



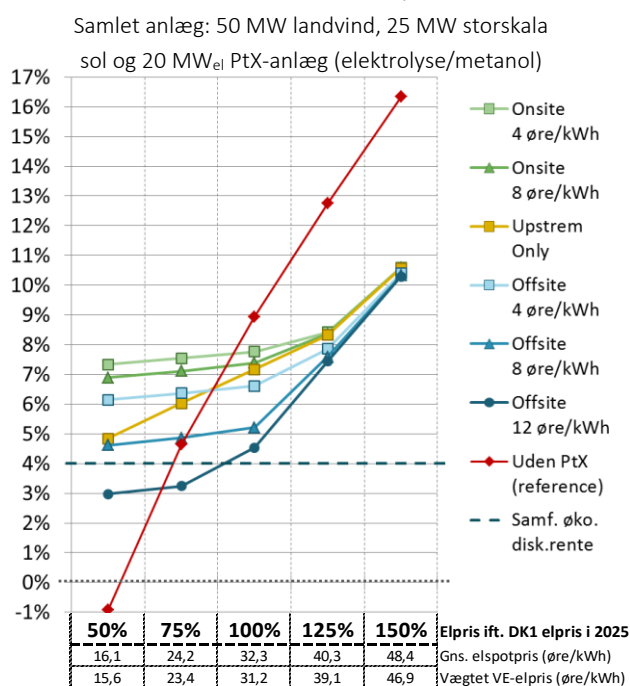
Figur 4.8

De mange vind- og solprojekter, der med store prisfald på teknologien overtager en stadig større andel af elproduktionen, har med sin høje følsomhed over for elprisen en væsentlig og ensidig økonomisk risikoprofil. Dette øger alt andet lige risikopræmie i projekternes afkastkrav. Man kan sige, at der mangler en stor volumen af fleksibelt/afbrydeligt elforbrug, der kan matche den stadig stigende mængde ufleksibel elproduktion fra vind og sol. PtX har potentialet til at levere den fleksibilitet i stor volumen. Ved at kombinere vind/sol-projekter med PtX kan investor selv dække sig ind (hedge) mod vind/sol-projekternes følsomhed for lave elpriser.

Når VE-anlægget i regneeksemplet på 50 MW vind og 25 MW sol kombineres med et PtX-anlæg på 20 MW elektrolyse, ser elprisfølsomheden helt anderledes ud. Den ekstra investering i PtX på ca. 40 pct. af CAPEX for vind/sol-anlægget giver en implicit hedging for elprisen. Hvis elprisen er lav, tjener PtX-anlægget gode penge og hvis elprisen er høj, tjener vind/sol-anlægget penge. Den røde linje i figur 4.9 er den samme som i figur 4.8 og viser den interne rente for VE-anlægget alene, med den store følsomhed over for elprisen. De grønne, gule og blå linjer viser den interne rente i det kombinerede VE/PtX-projekt ved forskellige tilslutningsmodeller og tariffer.

Kombinationen af VE og PtX giver generelt en markant hedging over for elprisen med en langt mere stabil forrentning, uanset elpris. Selvom den interne rente måske ikke er prangende for en privat investor, så er den interne rente trods alt positiv for alle de valgte følsomheder. Bortset fra Offsite-tilslutning med 12 øre/kWh i tarif så ligger den interne rente over de samfundsøkonomiske 4 pct., uanset elpris.

Intern rente i forhold til elpris i 2025



Figur 4.9

Det skal bemærkes, at følsomhedsberegningen på elprisen i 2025 er ganske simpel. Fx er 50 pct. følsomheden lavet ved blot at sætte elprisen til 50 pct. i alle timer i det antagne elprisforløb for 2025. En anden elprisprofil med større variation i de enkelte timers elpriser, enten på grund af større prispres fra vind og sol eller større variation i "normalprisintervallet" som vist på figur 4.3, vil selv med samme gennemsnitspris øge gevinsten ved fleksibelt elforbrug som PtX.

Også for eksempelberegningerne illustreret i figur 4.8 og 4.9 er det vigtigt at bemærke, at resultaterne ikke kan bruges til en konkret case-beregning. Figurerne viser dog, at det må forventes at være et betydeligt potentiale for at hedge investeringer i vind- og solanlæg med PtX. En hedging der kan have potentiale til betydeligt at reducere elprisrisikoen ved selvstændige investeringer i vind/sol. Alt andet lige burde en sådan hedging give mindre afkastkrav for kapitalen til disse investeringer. Da det endnu er meget begrænset med PtX-anlæg i større skala, er der stadig en lang række risici ved at være first-mover på området, hvilket formentlig vil øge de privatøkonomiske afkastkrav. Hedgingpotentialet ved PtX gør dog, at det ikke er utænkeligt, at storinvestorer i VE-elproduktion fra vind og sol kunne have interesse i at medvirke til modning, implementering og skalering af PtX-teknologien. Ligeledes antyder eksempelberegningerne, at PtX selv på kortere sigt vil kunne medvirke til at øge det fleksible/afbrydelige elforbrug og derved medvirke til en også samfundsøkonomisk robusthed over for lave elpriser. PtX vurderes at være en central teknologi for omstillingen væk fra fossile brændsler. Analysen her antyder, at PtX potentielt kan være økonomisk relevant allerede på kortere sigt. Derfor kan det være relevant og rettidigt allerede nu at sikre, at regulatoriske rammer og usikkerheder over for denne nye teknologi i energisystemet ikke kommer til at stå i vejen for investeringer i PtX-projekter på kortere sigt.

5. Case-eksempler på tiltag og konkrete PtX-projekter

Nedenstående eksempler på PtX-projekter og tiltag er på ingen måde udtømmende. Der er her valgt nogle af de regionale/nationale case-eksempler, der kan have væsentlig betydning for udviklingen og markedsmodningen af PtX på kortere sigt og/eller har et væsentlig dansk og kommercielt islæt.

5.1 Case 1: Oliegiganternes indtog på PtX-markedet

Store mængder af brint anvendes i dag til at behandle råolie til mere raffinerede brændstoffer, såsom benzin og diesel. Særligt processer til afsvovling af brændstoffer kræver store mængder brint. Strengere miljølovgivning for luftforurenende udledninger som fx "SOx Emission Control Areas"²⁰ forventes at vil øge behovet for brint i raffinaderibranchen fremadrettet.

Da langt størstedelen af den brint, der i dag anvendes i raffinaderierne, udvindes fra fossile brændsler²¹, er flere olieproducenter og raffinaderier begyndt at undersøge mulighederne for at producere og anvende brint fremstillet ved elektrolyse baseret på vedvarende elproduktion.

Eksempler på værdistrømme ved at anvende VE-elektrolysebrint på olieraffinaderier:

- Nedbringe CO₂-intensiteten af deres brændstofproduktion både til proces og produktopgradering.
- Leverandør af VE-brint som brændstof til transport (brændselscelle køretøjer).
- Intern "load balancing" af produktstrømme på raffinaderiet.
- Sælge ydelser til balancering af elsystemet.
- Levering af restvarme til fx fjernvarme.

Med argumenter i ovenstående værdistrømme annoncerede Shell i 2017, at de ville bygge verdens største PEM-elektrolyseanlæg til fremstilling af brint ved Rheinland-raffinaderiet i Tyskland. Elektrolysekapaciteten bliver på 10 MW_{el} og producerer ca. 1.300 ton brint om året. Raffinaderiet, der er blandt de største i Europa, har allerede i dag et årligt brintforbrug på 180.000 ton. Elektrolyseanlægget forventes at blive taget i brug i 2020.

Et lignende projekt med mindst 10 MW elektrolyse er på tegnebrættet for Shells raffinaderi i Fredericia, men afventer muligt tilsagn om støttemidler til demonstration.

Raffinaderibranchen i Europa har potentiale til at blive en væsentlig aktør i forhold til storskala elektrolyse. Specielt hvis VE-baseret brint til procesformål (fx afsvovling) kommer til kunne tælle med i brændstofproducenternes iblandingskrav fra 2021, jf. det reviderede VE-direktiv. Flere aktører anser netop raffinaderibranchen som en central spiller i forhold til opskalering af elektrolyseanlæg, hvilket tilskrives både aktørernes købekraft, høje efterspørgsel, samt at en konverteringsfase spares, da VE-brinten anvendes direkte, men typisk erstatter naturgasbaseret brint.

5.2 Case 2: Grøn ammoniak til søfart

I april 2018 nåede FN's søfartsorganisation IMO en global aftale om at reducere CO₂-udledningen fra international søfart med mindst 50 pct. i 2050 i forhold til 2008. I december 2018 annoncerede Mærsk, verdens største containerrederi, i en pressemeddelelse og i blandt andet Financial Times, at de vil være CO₂-neutrale i 2050:

²⁰ Områder med strengere SOx-grænseværdier for søfart.

²¹ Ca. 75 pct. stammer fra steam reforming af naturgas eller andre kulbrinter, mens den resterende del genvindes fra brinholdige strømme, der genereres i selve raffinaderiprocessen.

As world trade and thereby shipping volumes will continue to grow, efficiency improvements on the current fossil based technology can only keep shipping emissions at current levels but not reduce them significantly or eliminate them.

"The only possible way to achieve the so-much-needed decarbonisation in our industry is by fully transforming to new carbon neutral fuels and supply chains," says Søren Toft, Chief Operating Officer at A.P. Moller – Maersk.

...

"The next 5-10 years are going to be crucial. We will invest significant resources for innovation and fleet technology to improve the technical and financial viability of decarbonised solutions".²²

Uddrag af Mærskes pressemeddelelse den 4. december 2018

Et af de mulige grønne bunker fuels til søfart, der undersøges intenst for tiden, er elektrolysebaseret ammoniak (NH₃). Ammoniak har de kemiske forudsætninger for at kunne fungere direkte som brændstof i en traditionel skibsmotor, og vil som erstatning for traditionel bunker fuel eliminere skibets CO₂, Svovl- (SOx) og partikeludledning (PM_{2.5}).

MAN ES, hvis skibsmotorer leverer fremdriften for over halvdelen af verdens tunge fragt til søs, annoncerede i januar 2019, at de er ved at videreudvikle deres eksisterende LPG (Liquified Petroleum Gas) skibsmotor-model til at kunne sejle på ren ammoniak. Ammoniak har – lige som ren brint – den fordel i forhold til fx grøn metan, metanol og andre VE-brændstoffer (kulstofbrinter), at det ikke er afhængigt af en kulstofkilde til produktion – og ligeledes ikke udleder CO₂ ved forbrænding. I forhold til brint fylder ammoniak langt mindre og er flydende ved lavt tryk. Ammoniak er ikke brandfarligt som brint, men er omvendt giftigt ved udslip, hvorfor det skal håndteres professionelt.

MAN ES er gået sammen med en række internationale aktører, heriblandt Siemens Gamesa Renewable Energy og tre, endnu ikke-annoncerede, rederier, i et konsortium, hvis formål er at udvikle elektrolysebaseret, grøn ammoniak til søfart.²³

Hvis den internationale søfart for alvor begynder at aftage PtX-brændstoffer, vil det få markant betydning for både udbredelsen af PtX-teknologi og efterspørgslen efter yderligere VE-elproduktion. Som eksempel: Hvis hele elproduktionen fra den store, danske havmøllepark Horns Rev 3 (407 MW), der er blevet tilsluttet her i starten af 2019, blev omdannet til et PtX-brændstof som fx grøn ammoniak, så ville det alligevel blot svare til brændstofmængden, der kræves for at holde ca. to af Mærskes store, energieffektive containerskibe (Triple-E) sejlede.

5.3 Case 3: Sektorkobling mellem el- og gasinfrastrukturen

Tidligere har interessen for PtX-teknologien i Europa blandt infrastrukturoperatører hovedsageligt været inden for gasområdet. Inden for det sidste års tid har dette ændret sig, da særligt el-TSO'er (el-Transmissions System Operatører) er begyndt at vise interesse for det potentiale, der ligger i at koble el- og gasinfrastrukturen. Dette er blandt andet kommet til udtryk ved, at de europæiske sammenslutninger for TSO'er for henholdsvis el- og gas, ENTSO-E (el) og ENTSG (gas), i oktober publicerede et fælles positionspapir: "Power to Gas – A Sector Coupling Perspective"²⁴. Positionspapiret fremhæver de positive egenskaber PtG/PtX potentielt kan tilføre driften af både el- og gasnettene. Sammen

²² <https://www.maersk.com/news/2018/12/04/maersk-sets-net-zero-co2-emission-target-by-2050>

Se også: <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-03-21/maersk-tests-biofuel-as-it-sets-sail-for-2050-carbon-neutrality>

²³ https://www.mpropulsion.com/news/view/man-energy-solutions-to-launch-twostroke-ammonia-fuelled-engine_56641.htm

<https://www.ammoniaenergy.org/man-energy-solutions-an-ammonia-engine-for-the-maritime-sector/>

<https://www.tradewindnews.com/gas/1679172/ammonia-swings-into-frame-as-a-potential-future-marine-fuel>

²⁴ <https://www.entsoe.eu/2018/10/15/power-to-gas-a-sector-coupling-perspective/>

med lanceringen af det fælles positionspapir er der også indgået en aftale om at arbejde tæt sammen i forhold til at udvikle en fælles el- og gasmodel, der i højere grad formår at indfange de to sektors indbyrdes afhængighed og den merværdi, en sammenkobling potentielt kan skabe. Som eksempler på denne type samarbejde omkring fælles værdiskabelse mellem el- og gasinfrastrukturen kan nævnes: "North Sea Wind Power Hub"²⁵ og de to tyske 100 MW PtG/PtX-projekter: "Hybridge"²⁶ og "Element One"²⁷. Projekter, hvor el- og gas-TSO'er har indgået samarbejder omkring storskala PtG/PtX.

Et andet interessant eksempel er et nyt fælles studie fra gas-TSO'en Gasunie og el-TSO'en Tennet.²⁸ De har i fællesskab lavet analyser af mulige udviklingsretninger for el- og gasinfrastrukturen i Holland og Tyskland frem mod 2050. Scenarierne viser, at i fremtidens energisystem bliver el, varme og gas i stigende grad integreret for at absorbere de store udsving i sol- og vindkraftproduktion. Dermed viser analysen, at ikke kun elinfrastrukturen, men også den eksisterende gasinfrastruktur spiller en afgørende rolle i de fremtidige energisystemer. Den overordnede konklusion på værdiskabelsen for el- og gasinfrastrukturejerne bag analysen er, at man med en fornuftig planlægning af net, placering af elektrolyseanlæg og brug af både gas og el kan reducere det fremadrettede behov for investeringer i infrastruktur.

En driver for sammentænkning af el- og gasinfrastrukturen via PtX kan fremadrettet blive Connecting Europe Facility (CEF), hvis formål er at fremme og støtte udviklingen af transeuropæiske net inden for transport, energi og digitale tjenester. Dette skyldes, at der i det nuværende forslag til ændring åbnes op for, at VE-producerende faciliteter kan modtage støtte gennem Projekt of Common Interest (PCI) puljen, såvel som den infrastruktur der skal transportere energien.

5.4 Case 4: Ørsted vil opskalere og nedbringe prisen på grøn brint

I marts måned 2019 annoncerede Ørsted, verdens største udvikler af havvindprojekter, at de vil til at arbejde med konvertering af havvind til grøn brint via elektrolyse.

Grøn brint

Som led i sit bud på Holland Coast South 3 & 4 arbejder Ørsted på at etablere grønne brintprojekter, som vil blive forbundet med Ørsteds hollandske havvindmølleparker.

"Brugen af havvind til at producere grøn brint gennem elektrolyse kan hjælpe andre sektorer som tung industri og transport med at nedbringe deres CO₂-udledning. Produktion og salg af grøn brint til store industrikunder kan sikre en mere stabil indtægt fra havvindmølleparker, der er afhængige af markedsprisen på el, hvilket vil være tilfældet for Holland Coast South 3 & 4. Vi er klar til at opskalere og nedbringe prisen på grøn brint, ligesom vi har gjort det med havvind," siger Henrik Poulsen.²⁹

Afsnit fra Ørsteds pressemeddelelse den 14. marts 2019

Ørsted fremhæver både elektrolysens/PtX potentiale i forhold til at dekarbonisere tung industri og transport, samt brintproduktionens mulighed for at hedge værdien af elproduktionen fra vindmøller, som det er beskrevet i afsnit 4.5. Det er bemærkelsesværdigt, at verdens største havmølleaktør udtaler, at de er klar til at opskalere og nedbringe prisen

²⁵ <https://northseawindpowerhub.eu/>

²⁶ <https://ptg.amprion.net/>

²⁷ <https://element-eins.eu/>

²⁸ https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2019/Infrastructure_Outlook_2050_appendices_190214.pdf

²⁹ <https://orsted.com/da/Media/Newsroom/News/2019/03/Orsted-participates-in-tender-for-Holland-Coast-South-3-4-offshore-wind-farm>

på grøn brint. Hvis elektrolyse/PtX i Europa for alvor skal nå en skala, der kan fortrænge fossile brændstoffer som gas og olie, så kræver det formentlig en markant udbredelse af billig, storskala havvind.

5.5 Case 5: H2BusEurope med 200 brintbusser til Danmark

I september 2018 annoncerede NEL, at deres storskala brintbusprojekt H2BusEurope havde modtaget 40 mio. euro af det europæiske CEF-program³⁰ til udrulning af 600 brændselscelle-brintbusser i udvalgte områder af Europa. Projektet går på at få 200 brintbusser på vejene i hver af de tre lande: Storbritannien, Letland og Danmark. Norske NEL er en af verdens største producenter af elektrolyseanlæg og ejer blandt andet Nel Hydrogen Solutions (tidligere H2 Logic) i Her-ning, som udvikler og producerer brinttankstationer.

Brint til vejtransport i brændselscellekøretøjer er stadig en teknologi i sin vorden. Danmark er med sine i dag ca. 10 brinttankstationer det land i verden med den bedst dækkende brinttank-infrastruktur. Der er dog stadig under 100 registrerede brint-brændselscellekøretøjer i Danmark. En storskala udrulning med 200 brintbusser i Danmark kan derfor forventes at have en stor betydning for at få modnet teknologien og nedbragt prisen på denne emissionsfrie transport-teknologi.

Brændselscellekøretøjer er grundlæggende et eldrevet køretøj, hvor brændselscelle og brændstof fungerer som range-extender for et batteri. Dermed er brændselsceller et bud på at løse udfordringen med at få en emissionsfri teknologi til især tunge køretøjer, hvor vægten af batterier kan blive en begrænsende faktor.

Jf. nyheden på Energi-, Forsynings- og Klimaministeriets hjemmeside³¹ kommer de første brintbusser under projektet efter planen på gaden i 2020. Ligeledes kan man formentlig forvente, at der i projektet sigtes efter at benytte grøn brint fremstillet via elektrolyse på vedvarende elproduktion og at brintproduktionen, der til 200 brintbusser vil kræve 10-20 MW elektrolyse (afhængigt af antal fuldlasttimer), forsøges etableret i Danmark.

5.6 Case 6: Green Hydrogen Hub (GHH) – storskala produktion af VE-brint i DK

Green Hydrogen Hub er et konsortium med både danske og internationale aktører. Konsortiet består blandt andet af Gas Storage Denmark, Nouryon (tidligere AkzoNobel Specialty Chemicals) og Hydrogen Valley.

Konsortiet er i fuld gang med at analysere potentialet for et 150+ MW elektrolyseanlæg, som vil benytte grøn, dansk strøm til produktion af VE-brint med integreret underjordisk lagring i en eksisterende eller ny saltkaverne i Jylland. Den grønne brint skal forventeligt afsættes til tredjepart, som formentlig vil viderefærdle størstedelen af brinten til grønne brændstoffer til transportsektoren som fx metanol eller ammoniak. Den grønne brint kan også bruges i den kemiske industri og på raffinaderier.

Konsortiet ser de største barrierer for realiseringen som regulatoriske. Dels er der behov for et tarifprodukt, der tager hensyn til elektrolysens fleksible og fuldt afbrydelige elforbrug i forhold til elinfrastrukturen, dels er der behov for en model for, hvordan grøn strøm kan bruges til at producere certificeret grøn brint, også når elforbruget hentes fra det kollektive elnet. Tidsperspektivet for idriftsættelse af et sådan storskala PtX-anlæg vurderes at være omkring 2025.

5.7 Case 7: GreenLab Skive Erhvervspark

GreenLab Skive er i fuld gang med at blive etableret som en fuldskala erhvervspark på 60 ha, hvor virksomheder kan etablere sig og kommercielt udvikle og demonstrere fremtidens intelligente energi- og ressourceløsninger. Erhvervspark-

³⁰ CEF står for Connecting Europe Facility, hvis formål er at fremme og støtte udviklingen af transeuropæiske net inden for transport, energi og digitale tjenester.

³¹ <https://efkm.dk/aktuelt/nyheder/2018/sep/danmark-har-faaet-en-stor-pose-penge-til-brintbusser/>

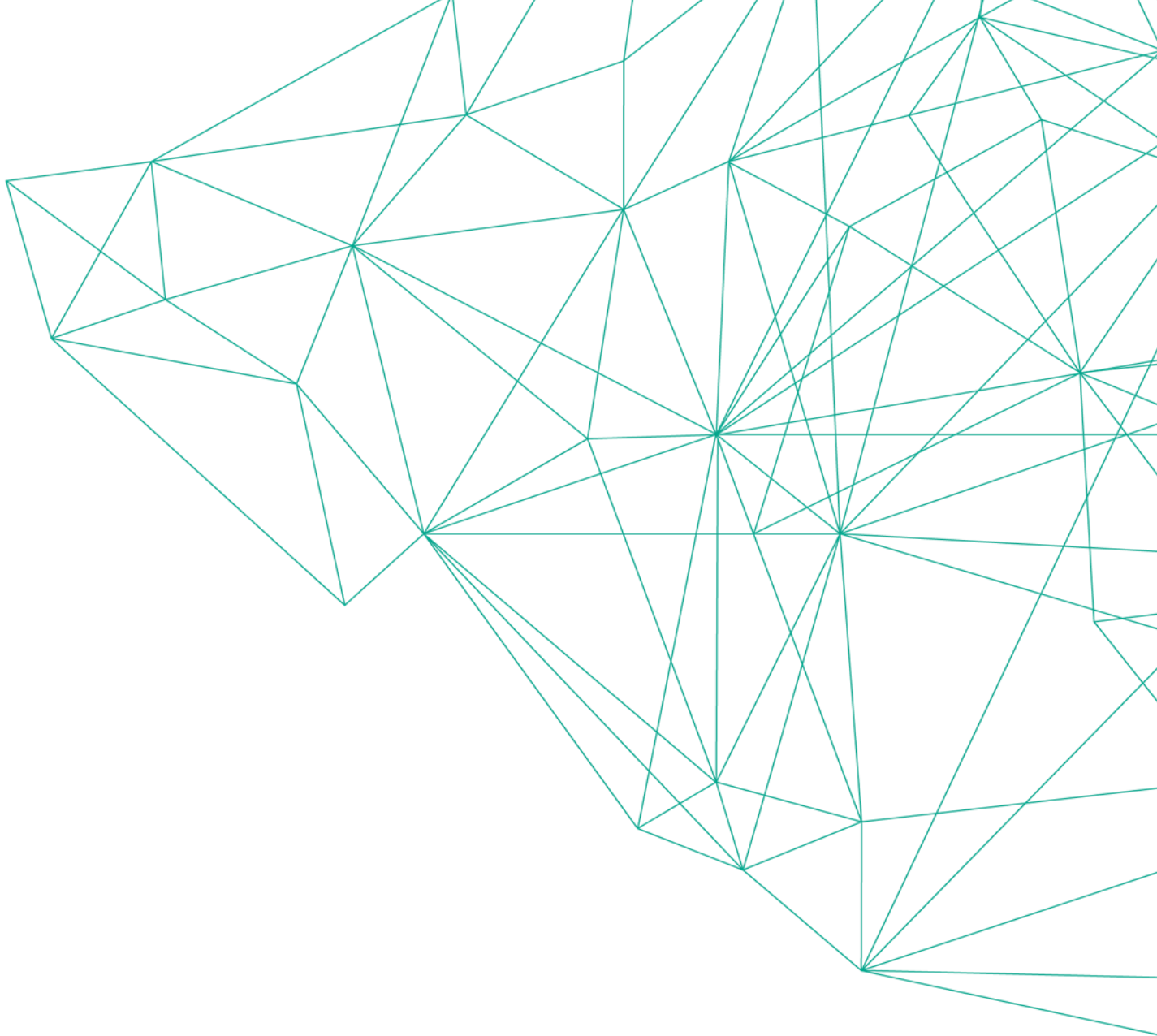
ken er bygget op omkring et symbiosenet som infrastruktur til en lang række forskellige energistrømme: Lokal elproduktion fra vindmøller og solceller; infrastruktur til brint, ilt, biogas, metangas, lossepladsgas; elnet ved forskellige

spændingsniveauer og varmerør ved forskellige temperaturer. Erhvervsparken er samlet koblet op til det nationale transmissionsnet for henholdsvis el og gas. Ideen er at udnytte overskudsenergi og -ressourcer i forskellige former fra én virksomhed som input til andre virksomheders energiprocesser og produkter. Det er således et kommercielt drevet forretningskoncept for de enkelte virksomheder, som hver især kan optimere værdien af deres energi- og ressourcestrømme gennem erhvervsparkens fælles infrastruktur og den lokale VE-elproduktion.

Blandt centrale elementer i erhvervsparken kan nævnes:

- Egenproduceret el fra ca. 80 MW kombineret vind/sol-anlæg (GreenLab Skive Vind Aps; projekt under godkendelse)
- Stort biogasanlæg med en forventet årlig produktion på 19. mio. m³ biogas (GreenLab Skive Biogas Aps; anlæg under etablering)
- Ca. 5-20 MW elektrolyse (under planlægning)
- Elektrolyse og metanisering (under planlægning)
- Plastic-to-Liquid anlæg; genanvendelse af affaldsplast til flydende produkter for den petrokemiske industri samt brændstof til transport (Quantafuel Skive ApS; forventes i drift i Q3 2019; planlagt udvidelse 2021)
- Anlæg til PtX-ammoniakproduktion (Samarbejdsaftale med Siemens Gamesa omkring pilotanlæg indgået)
- Nationalt Forskningscenter for Intelligent Energi og Energilagring i samarbejde med blandt andet DTU og AAU (Flere godkendte forskningsprojekter i gang)
- GreenLab Academy - et HV-Center der tilbyder efter- og videreuddannelser på højspændings-området (under planlægning).

GreenLab Skive beskrives yderligere på: <http://www.greenlabskive.dk/> eller <https://www.skive.dk/greenlab>



ENERGINET

Energinet
Tonne Kjærsvej 65
DK-7000 Fredericia

+45 70 10 22 44
info@energinet.dk
CVR-nr. 28 98 06 71

KOLOFON

Forfatter: CVT-TYJ/DGR
Dato: 2. april 2019