

Klimastatus og –fremskrivning 2026

Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer

Forudsætningsnotat
3. februar 2026



Klima-, Energi- og
Forsyningsministeriet

Indhold

Introduktion og opsummering	2
Ændringer ift. KF25	2
Kapitel 1: Olie- og gasindvinding.....	3
1.1 Ændringer ift. KF25.....	3
1.2 Forudsætninger og metode bag KF26	4
1.2.1 Forudsætninger om politikker	5
1.3 Usikkerhed	5
Kapitel 2: Raffinaderier	6
2.1 Ændringer ift. KF25.....	6
2.2 Forudsætninger og metode.....	6
2.2.1 Forudsætninger om politikker	6
2.2.2 Fremskrivning af aktivitetsniveau på raffinaderierne	6
2.2.3 Antagelser omkring teknisk omstilling på raffinaderierne	7
2.3 Usikkerhed	7
Kapitel 3: Biogasproduktion.....	8
3.1 Ændringer ift. KF25.....	8
3.2 Forudsætninger og metode.....	9
3.2.1 Forudsætninger om politikker	9
3.2.2 Biogasmængder produceret på de lukkede støtteordninger	10
3.2.3 Biogasmængder fra produktion af ustøttet biogas	10
3.2.4 Metantab fra biogasanlæg.....	10
3.3 Usikkerhed	11
Kapitel 4: Power-to-X	12
4.1 Ændringer ift. KF25.....	12
4.2 Forudsætninger og metode.....	12
4.2.1 PtX-pipeline	12
4.2.2 Brintrør.....	13
4.2.3 Antagelser efter 2030	14
4.2.4 Fuldlasttimer og levetid for PtX-anlæg	15
4.3 Usikkerhed	15
Kilder	17

Introduktion og opsummering

I Klimastatus og -fremskrivningen (KF) omfatter sektoren "Produktion af olie, gas og VE-brændstoffer" indvinding af olie og gas i Nordsøen og raffinaderivirksomhed samt produktion af biogas og PtX-brændstoffer.¹ Metantab fra biogasanlæg, der i CRF-tabellen klassificeres som affaldsrelaterede udledninger, afrapporteres i KF under nærværende sektor, idet disse udledninger er direkte forbundet med produktionen af biogas. Pyrolyseanlæg kan tidligst fra KF27 indgå i beregningerne, som følger af dokumentation af emissionsfaktor for pyrolysekul, jf. forudsætningsnotat Landbrugsprocesser, -arealer og skov.

Udledningerne forbundet med produktion af olie, gas og VE-brændstoffer stammer således fra:

- Indvinding: Forbrug af naturgas på olie- og gasplatformene samt flaring.
- Raffinaderier: Forbrug af fossile brændsler (især raffinaderigas) og flaring.
- Biogas: Metantab fra biogasanlæg.

Ændringer ift. KF25

De væsentligste ændringer i KF26 ift. KF25 kan indeles i henholdsvis metode-mæssige ændringer, indarbejdelse af nye politiske aftaler samt opdatering af input-parametre. Opdatering af pipeline, der omfatter kommende projekter for både elektrolyseanlæg og olie- og gasprognosen sker årligt. Indarbejdelsen af ny politik i KF sker i henhold til forudsætningerne beskrevet i forudsætningsnotatet politikker og principper. Der er til KF26 gennemført en række model- og dataopdateringer, herunder:

- Indfasningen af effekten af de nye biogasudbud fra *Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020* er skubbet et år ift. KF25, da udbud ikke har været afholdt i 2025.
- Teknologisk Institut har på baggrund af metantabsreguleringen foretaget en målekampagne af metantab fra biogasanlæg i perioden 2024-2025.

¹ Produktion af biobrændstoffer hører formelt set også hjemme i denne sektor, men energiforbruget og dermed også udledningerne forbundet med den danske produktion af biobrændstoffer indgår i andre af fremskrivningens sektorer. Produktion af bioethanol og biodiesel modelleres således heller ikke i KF26.

Kapitel 1: Olie- og gasindvinding

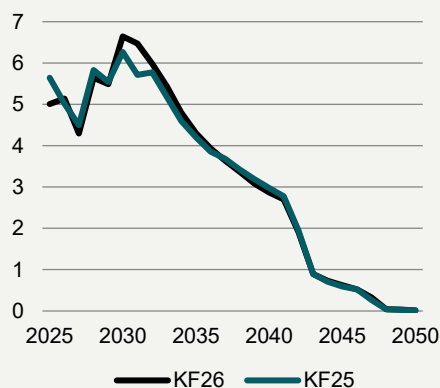
Indvindingen af olie og gas i Nordsøen kræver et betydeligt energiforbrug. I dag anvendes primært gas til produktion af bl.a. elektricitet, der anvendes til pumper, lys og andet elektronik. Dette energiforbrug betegnes som et egetforbrug og udgør sammen med flaring og andre flygtige udledninger sektorens drivhusgasudledninger. Flaring sker på alle danske offshore-platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn i de tilfælde, hvor anlæggene skal trykafledes.

1.1 Ændringer ift. KF25

- I KF26 antages en nedlukning af olie- og gasfelter ud fra en betragtning om økonomisk levetid i lighed med KF25. Der er i KF26 anvendt olie- og gasprognose 2025. Denne indeholder en sammenlignelig udvikling af olieproduktionen frem mod 2050 ift. KF25. Dertil ses en stigning i fremskrivningen af gasproduktionen frem til 2040 primært relateret til Haraldfeltet. I slutningen af 2024 blev der fundet yderligere reserver på dette felt, hvorfor der er igangsat gasproduktion, jf. figur 1.1 og 1.2.

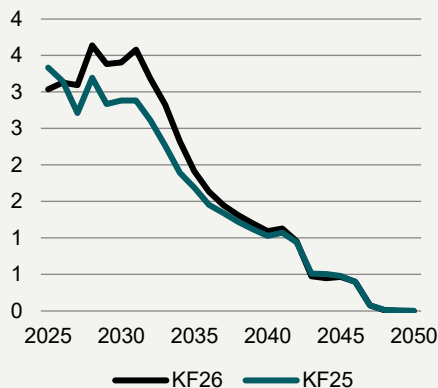
Figur 1.1

Olieproduktion i Nordsøen i KF25 og KF26, Mio. m³



Figur 1.2

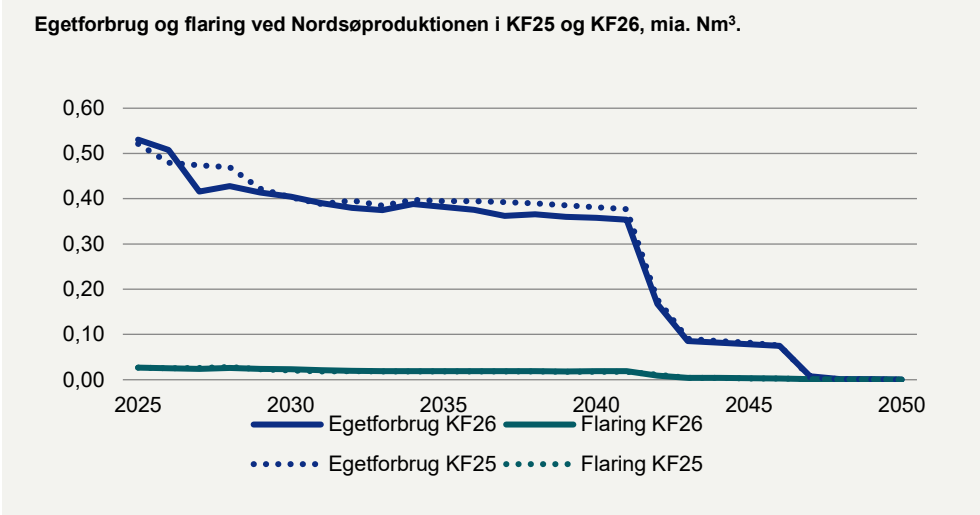
Naturgasproduktion i Nordsøen i KF25 og KF26, mia. Nm³



Kilde: Energistyrelsen

- Der skønnes med KF26 et fremrykket fald i egetforbruget af gas, hvorefter det langsigtede forløb er sammenligneligt med KF25, jf. figur 1.3. Det lidt tidligere fald i KF26 skyldes ændringer i selskabernes vurdering af egetforbruget. Det skal bemærkes, at faldet i produktion fra 2031 til 2042 ikke fuldt ud reflekteres af et tilsvarende fald i egetforbruget.

Figur 1.3



Kilde: Energistyrelsen

1.2 Forudsætninger og metode bag KF26

Egetforbruget og flaring baseres på Energistyrelsens årlige olie- og gasprognose, der er en vurdering af, hvor meget der frem mod 2050 forventes at blive indvundet af olie og gas under de gældende rammevilkår. Prognosen tager afsæt i olie- og gasselskabernes indberetninger. I prognosen indgår ressourcer fra eksisterende produktion samt ressourcer fra projekter, der endnu ikke er besluttet gennemført. Energistyrelsen foretager en risikovejning af de projekter, der endnu ikke er besluttet gennemført, baseret på en vurdering af sandsynligheden for, at projekterne vil blive realiseret.

Fremskrivningen af egetforbruget samt flaring relateret til olie- og gasindvindingen baserer sig hovedsageligt på indberetninger fra de forskellige aktører i Nordsøen. For det mindre bidrag fra de teknologiske ressourcer, såvel som for efterforskningsressourcerne, beregnes egetforbruget og flaring ud fra antagelser, der bl.a. er baseret på erfaringer fra den faktiske produktion i tidligere år.

Egetforbruget af naturgas som brændsel på platformene i Nordsøen er ikke direkte proportionalt med olie- og gasproduktionen, da dette afhænger af en række øvrige tekniske faktorer som bl.a. midlertidig nedlukning og alder på felterne samt da driften af platformene kræver et grundlæggende forbrug af energi, der ikke væsentligt påvirkes af selve olie- og gasproduktionen.

I olie- og gasprognosen tages der højde for olie- og gasselskabernes forventninger til tidspunktet for ophør af produktion for de enkelte felter som følge af driftsøkonomiske forhold. Tidspunkt for forventet driftsøkonomisk ophør for de enkelte felter

indmeldes af olie- og gasselskaberne til Energistyrelsen. Der er ved offentliggørelse af 2025-prognosen ikke truffet endelig beslutning om produktionsophør på nogen felter. Usikkerheden om det faktiske tidspunkt for produktionsophør er i prognosen afspejlet ved en risikovejning af den mulige produktion for alle ressourcekategorier efter det af selskabernes oplyste forventede tidspunkt for driftsøkonomisk ophør. Risikovejningen sker ud fra en samlet vurdering af forskellige oplysninger om feltet. Såfremt selskaberne ikke forventer at måtte ophøre med produktion af driftsøkonomiske årsager førend udløbet af de eksisterende eneretstilladelser, som feltet er omfattet af, er der i prognosen foretaget en afskæring af produktionen ved udløbet af eneretstilladelsen.

1.2.1 Forudsætninger om politikker

Olie- og gasprognosen er et udtryk for olie- og gasselskabernes egne forventninger til produktionen, hvorfor politiske aftaler ikke eksplicit indgår i fremskrivningen. *Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen af 3. december 2020* (herefter kaldt Nordsøaftalen) (1) sætter et stop for olie- og gasproduktionen i 2050, mens *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* (herefter kaldt Grøn skattereform) introducerer en CO₂e-afgift på emissioner. Aftalerne skønnes at øge omkostningerne ved olie- og gasindvinding, hvilket det forventes olie- og gasselskaberne tager højde for, når de planlægger fremtidig produktion.

1.3 Usikkerhed

Olie- og gasprognosen er forbundet med usikkerhed både som følge af usikkerhed forbundet med selve fremskrivningen af ressourcerne og som følge af risikovejningen af disse.

Kapitel 2: Raffinaderier

Hovedaktiviteten for olieraffinaderierne er destillation af råolie til forskellige produkter som benzin, dieselolie, gasolie og fuelolie. Destillationen foregår ved temperaturer op til 500°C, og er hovedsageligt fyret med raffinaderigas, der er et restprodukt fra destilleringen af råolien. Raffinaderigas er derfor også raffinaderiernes primære kilde til drivhusgasudledninger.

2.1 Ændringer ift. KF25

I KF26 er der taget højde for, at raffinaderierne kan have et øget økonomisk incitament til leverance af overskudsvarme grundet fjernelsen af prisloftet på overskudsvarme, jf. *Aftale om afskaffelse af prisloft på overskudsvarme*. En merindtjening fra salg af overskudsvarme kan gøre det mere rentabelt for raffinaderierne at fastholde en større brændstofproduktion frem mod 2030, hvilket alt andet lige fører til en opjustering af raffinaderiernes samlede aktivitet relativt til KF25.

2.2 Forudsætninger og metode

Råolien anvendt på raffinaderierne afhænger i et vist omfang af, hvor denne kommer fra, og raffinaderier kan derfor ofte være tilpasset de typer af råolie, der er tilgængelige i nærområdet. De danske raffinaderier er tilpasset olie fra Nordsøen. Det lægges i KF26 beregningsteknisk til grund, at der ikke sker et skifte i typen af råolie. Det betyder, at raffinaderiernes aktivitet har den samme forholdsmæssige anvendelse af råolie og dermed restproduktion af raffinaderigas som de historiske aktiviteter. At de danske raffinaderier er tilpasset olie fra Nordsøen betyder ikke, at raffinaderiernes aktivitet følger indvindingen af råolie fra de danske felter, men at de tekniske forudsætninger er uændrede i fremskrivningen.

2.2.1 Forudsætninger om politikker

Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022 indebærer for raffinaderierne, at der skal betales en national CO₂-afgift på 75 kr. pr. udledt ton CO₂ i 2025 stigende til 375 kr. pr. ton i 2030 (2).

Omkostningsændringer som følge af *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* skønnes at påvirke raffinaderiernes samlede aktivitetsniveau og den teknologiske sammensætning og omstilling af raffinaderiernes produktion.

2.2.2 Fremskrivning af aktivitetsniveau på raffinaderierne

Til KF26 opdeles raffinaderiernes aktivitet i en kortsigtet og langsigtet fremskrivning. I den kortsigtede fremskrivning af raffinaderierne forventes en nedgang i den fossile aktivitet. Dette følger to modsatrettede effekter.

- 1) Ifølge *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022 skønnes indførslen af en CO₂-afgift at medføre en nedgang i aktiviteten i 2030 på ca. 29 pct. relativt til 2021.

- 2) Dertil kommer, at det skønnes, at et salg af certifikater til transportsektoren i forhold til opfyldelse af det nationale CO₂e-fortrængningskrav og merindtjening fra fjernelse af prisloft på overskudsvarme alt andet lige vil øge aktivitetsniveauet.

Raffinaderiernes aktivitetsniveau skønnes på længere sigt i høj grad at afhænge af danske raffinaderiers internationale konkurrenceevne. Det vurderes ikke muligt på det nuværende grundlag at skønne over denne. På den baggrund fastholdes raffinaderiernes aktivitet fra 2030 til 2050 på aktivitetsniveauet for 2030. Det bemærkes i den sammenhæng, at lukningen af de danske oliefelter skønnes at have en begrænset påvirkning på adgangen til råolie for danske raffinaderier.

2.2.3 Antagelser omkring teknisk omstilling på raffinaderierne

Der er flere muligheder for omstilling af produktionen på de danske raffinaderier. De to store raffinaderier i Fredericia og Kalundborg er to meget forskellige anlæg, hvorfor investeringsniveauer og omstillingsmuligheder er forskellige for de to raffinaderier. Forudsætninger omkring mulig teknisk omstilling af egetforbruget af fossil raffinaderigas tager afsæt i forudsætningerne fra implementeringen af *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* og aktivitetsniveauet fra 2022.

Frem mod 2030 forudsættes, at ca. 14 pct. af det samlede egetforbrug af fossil raffinaderigas ift. 2021 reduceres som følge af tekniske tiltag, hvoraf følgende tiltag medvirker til omstillingen:

- Elektrificering af dele af de nuværende kedler eller direkte elforbrug
- Biogas i ovne
- Energieffektiviseringer og PtX

2.3 Usikkerhed

Fremskrivningen af raffinaderiernes aktivitet er forbundet med betydelig usikkerhed. Den væsentligste usikkerhed ligger i uvisheden om tidspunktet for, hvornår og i hvilken udstrækning de danske raffinaderier eventuelt omstilles i takt med den grønne omstilling.

Kapitel 3: Biogasproduktion

Biogasfremskrivningen danner grundlag for beregningen af drivhusgasudledningen på tværs af flere sektorer. Dette omfatter bl.a. landbrugets leverance af gylle og andre restprodukter til biogasproduktionen, erstatning af fossil naturgas i husholdninger, industrier, transport samt anvendelse i spildevandsbehandling og til el- og varmeproduktionen. Reduktioner fra fortrængning af fossile brændsler medregnes de respektive sektorer, hvor biogassen anvendes. Reduktioner fra gyllebehandling konteres under landbrugssektoren, blandt andet gennem mindskede emissioner af metan.

Der forekommer også et metantab både under produktionen og i forbindelse med opgraderingen af biogas som følge af utætheder i biogasanlæg, hvilket bidrager til øgede drivhusgasudledninger. Metantab i klimafremskrivningens sektorinddeling kategoriseres under produktion af olie, gas og VE-brændstofsektoren.

Det bemærkes, at fremskrivningen af biogas også indeholder andre grønne metangasser fx e-metan. Produktionen af øvrige ikke-metanbaserede grønne gasser som fx brint og ammoniak behandles i kapitel 5 om Power-to-X og indgår derfor ikke i beskrivelserne i dette kapitel.

Dette kapitel beskriver antagelserne og den overordnede metode bag skøn for produktionen af biogas og andre grønne metangasser. Dette omfatter biogas anvendt til elproduktion, procesvarme eller opgradering til gassystemet samt forgasningsgas. Fremskrivningen af de skønnede biogasmængder og andre grønne metangasser bygger overordnet set på tre forskellige kilder til metangasproduktion:

- Biogas produceret på de eksisterende anlæg, herunder både anlæg der producerer opgraderet biogas og rå biogas til el- og varmeproduktion.
- Biogas produceret som følge af de nye støtteudbud til ledningsført biogas og andre grønne ledningsgasser (grønne metangasser af naturgaskvalitet).
- Biogas produceret uden støtte.

3.1 Ændringer ift. KF25

I KF26 er der foretaget opdateringer, der påvirker den skønnede biogasproduktion og metantab fra biogasproduktion:

- Indfasningen af effekten af de nye biogasudbud fra *Klimaaftale for energi og industri mv. 2020* er skubbet et år ift. KF25, da udbud ikke har været afholdt i 2025.

- Teknologisk institut m.fl. har gennemført et måleprogram, der estimerer metantabet fra biogasanlæg. Dette har medført en korrektion af det skønnede metantab frem mod 2030.

3.2 Forudsætninger og metode

Fremskrivningen af biogas er baseret på en forventet udnyttelse af årsnormen på eksisterende biogasanlæg. Derfor er en væsentlig forudsætning i fremskrivningen antagelsen for den maksimale potentielle produktion af biogas fra de eksisterende anlæg. Til brug herfor anvendes årsnormerne for den lukkede støtteordning.

I KF26 lægges det til grund, at værkerne maksimalt kan nå en kapacitetsudnyttelse på 95 pct. af årsnormerne i gennemsnit. Det specifikke niveau på 95 pct. baseres på et beregningsteknisk skøn for, at den gennemsnitlige periode med driftsafbrydelser og udetid på biogasanlæg er 5 pct. For værker, der allerede har demonstreret, at de kan levere mere end 95 pct. af årsnormen, lægges det dog til grund, at deres tekniske maksimum er denne.

Årsnormerne blev fastsat, da ordningen lukkede i 2019, hvorved biogasanlæggene hver især på baggrund af bl.a. skønnede anlægskapaciteter samt tilslutningsaftaler skulle dokumentere, hvor meget biogas, der kunne produceres på deres anlæg.

Til KF26 følger prisantagelserne for udstøttede oprindelsesgarantier en pris på 134 DKK/GJ (2026-priser) som i KF25. Årsagen er, at bl.a. VE-III direktivet åbner op for flere afsætningsmuligheder, herunder transportsektoren, ved brug af avancerede biomasse. Niveauet på 134 DKK/GJ (2026-priser) er baseret på et skøn for markedsprisen for bæredygtighedsbeviser for biogas med høj fortrængningsevne.

For biogasanlæggenes udnyttelse af årsnormerne anvendes i KF26 samme metode som KF25. Metoden er, at der skønnes et år, hvorfra det er profitabelt at producere ud over årsnormen på de støtteberettigede anlæg, på baggrund af antagede produktionsomkostninger og forudsætningerne for bl.a. gas- og kvotepriser. I KF26 skønnes dette år til 2040. Såfremt det skønnes økonomisk rentabelt at producere udstøttet biogas, skønnes der ikke et økonomisk tab ved at producere mere end den tildelte årsnorm på støttede anlæg, hvorfor producenterne i dette tilfælde har et økonomisk incitament til at maksimere den mulige produktion på alle anlæg. På den baggrund lægges det til grund, at anlæggenes gennemsnitlige udnyttelse af årsnormerne vil stige lineært og ramme det tekniske maksimum på 95 pct. af årsnormen i 2040.

3.2.1 Forudsætninger om politikker

Som følge af *Klimaaftale for energi og industri mv. 2020* er der afsat midler til seks udbud til biogas og andre grønne gasser. Det første og andet udbud er forsinket og sammenlagt til ét udbud.

Biogasproduktionen fra de første udbud antages derfor fuldt idriftsat fra 2027. Udbuddene skønnes at bidrage med 4,3 PJ fra 2030 og 7,9 PJ fra 2035 og frem til udløbet af tilskud. Dette skøn er forbundet med usikkerheder ift. realiseret støttebehov, udnyttelsesgrad, mv.

Det er i fremskrivningen antaget, at udbygningen som følge af udbuddene alene sker med biogas, der afsættes til gassystemet, da det forventes, at opgraderet biogas vil kunne produceres billigere end e-metan og dermed vil vinde udbuddene.

3.2.2 Biogasmængder produceret på de lukkede støtteordninger

Den maksimalt mulige produktion vurderes ud fra energiafgrødeanalysen (3), hvilket skønner en maksimal mulig produktion af biogas på 55 PJ i 2030.

Fremskrivningen af biogas, der anvendes til el, varme og proces samt forgasningsgas forudsættes at følge støtteordningernes årsnormer. For proces og varme er udnyttelsen af årsnormerne dog fortsat usikre, hvorfor der er lavet et samlet skøn for produktionen. For elproducerende anlæg på de lukkede støtteordninger er det muligt at konvertere tilsagnet om støtte til elproduktion fra biogas til støtte til opgradering af biogas. Det skønnes, at en del af anlæggene vil benytte sig af denne mulighed. Omfanget af konvertering afhænger af investeringsmuligheder i opgraderingsfaciliteter samt muligheden for at tilslutte sig gassystemet. Enkelte større anlæg har allerede benyttet muligheden for konvertering, og det forventes, at flere anlæg konverterer til opgradering over tid. Der er derfor indlagt et skøn om konvertering af de landbrugsbaserede biogasanlæg. De skønnede konverteringer svarer til ca. 3,1 PJ i 2030.

3.2.3 Biogasmængder fra produktion af ustøttet biogas

Biogasanlæg, der modtager støtte, kan frasige sig støtten for en del af produktionen og/eller producere ustøttet biogas ud over årsnormen. Det antages, at ustøttede oprindelsesgarantier inden for støtteordninger kan sælges til markedsprisen for bæredygtighedsbeviser for biogas med høj fortrængningsevne på 134 DKK/GJ (2026-priser). Den ustøttede produktionsandel fastsættes på 6 pct. i hele fremskrivningsperioden baseret på udviklingen i 2025.

Dertil indgår nye biogasanlæg, såfremt der er foretaget endelig investeringsbeslutning. I KF26 omfatter dette ca. 1 PJ biogasproduktion fra 2027.

Ved støtteudløb antages det, at biogasproduktionen fortsætter ustøttet, såfremt det skønnes rentabelt.

3.2.4 Metantab fra biogasanlæg

Produktion af biogas er forbundet med et metantab fra biogasanlæggene som følge af utætheder mv. Dette metantab skal ifølge FN's opgørelsesregler også indregnes

som en udledning i drivhusgasregnskabet. DCE beregner metantabet fra biogasanlæg ved at antage, at en vis andel af den producerede mængde metan undslipper anlæggene som lækage baseret på historiske målinger.

Metantab fra biogasproduktionen reguleres gennem bæredygtighedsbekendtgørelsen, som trådte i kraft d. 1. januar 2023 og blev revideret med ikrafttrædelse fra d. 1. juli 2024. Reguleringen indeholder bl.a. krav til identificering og udbedring af kilder til metantab fra biogasproduktionen og fastsætter et punktkildekrav på metantab fra opgraderingsanlæg på 1 pct.

Teknologisk Institut har på baggrund af metantabsreguleringen foretaget en målekampagne af metantab fra biogasanlæg i perioden 2024-2025 (4). På baggrund af de gennemførte målinger opgøres den gennemsnitlige emissionsfaktor for biogassektoren som helhed til 2,8 pct. Hertil bemærkes, at en del større projekter enten allerede er eller forventes igangsat på baggrund af reguleringen, men endnu ikke er implementeret. Den fulde effekt af reguleringen forventes derfor først materialiseret i løbet af de kommende år.

Målingerne indikerer dermed, at den fulde effekt af metantabsreguleringen implementeret d. 1. januar 2023 endnu ikke har materialiseret sig. Energistyrelsen vurderer samlet set, at målekampagnens resultater for måleperioden 2024-2025 ikke kan overføres til 2030, og at der således ikke er grundlag for at ændre antagelse om at metantabet for biogassektoren reduceres til 1 pct. i 2030.

På baggrund af ovenstående antages metantabet i KF26 således at følge en lineær reduktion fra de seneste målinger på 2,8 pct. i 2025 til 1 pct. metantab i 2030.

Det bemærkes, at effekten af metantabsreguleringen ikke medtages i CRF tabellen, før der foreligger ex post analyser af effekten.

3.3 Usikkerhed

Skønnet over produktionen på de lukkede støtteordninger til biogas er behæftet med usikkerhed, som skyldes antagelserne om udnyttelsesgraden af årsnormerne. Derudover er der fortsat usikkerheder tilknyttet skønnet for effekten af de kommende udbud til biogas og andre grønne gasser.

Kapitel 4: Power-to-X

Power-to-X (PtX) dækker over en række teknologier, som alle tager udgangspunkt i, at strøm udnyttes til at fremstille brint gennem elektrolyse. Brint produceret gennem elektrolyse kan erstatte fossil brint, der bruges som direkte råstofinput til gødningsproduktion og kemisk industri, samt til raffinering af fossile brændstoffer og på sigt muligvis andre industrielle processer, men kan også viderekonverteres til andre brændstoffer. Kulstofholdige PtX-produkter kan desuden omfatte fx plast- og tekstilmaterialer.

Det vurderes, at PtX-brændstoffer på kort sigt og under nuværende regulatoriske rammer ikke kan konkurrere på markedsvilkår som erstatning af fossil brint, brændstoffer og biobrændstoffer. Der er samlet annonceret PtX-projekter svarende til ca. 5.500 MW elektrolysekapacitet i 2030, men der er ikke truffet endelig investeringsbeslutning for størstedelen af de udmeldte projekter. I KF26 indgår kun de projekter, hvor der er kendskab til investeringsbeslutninger, samt projekter der har modtaget støtte nationalt eller fra EU, der vurderes tilstrækkelige for at træffe endelig investeringsbeslutning.

Elektrolysekapaciteten i Danmark pr. 1 januar 2026 er ca. 100 MW.

Det bemærkes, at produktion af grøn brint eller andre brændstoffer på et PtX-anlæg ikke i sig selv påvirker de danske drivhusgasudledninger, men at anvendelsen af PtX-produkter kan sænke udledningen, hvis det fortrænger et fossilt brændstof, eller tilsvarende udledninger fra produktion til et kulstofbaseret produkt. Reguleringen ift. CO₂-reduktioner ved anvendelse af PtX-brændstoffer i transporten behandles i KF26 *forudsætningsnotat om transport*.

4.1 Ændringer ift. KF25

Der er i KF26 indregnet en reduktion i den anvendte pipeline ift. KF25. Der pågår arbejde med indregning af tysk PtX-udbud.

4.2 Forudsætninger og metode

4.2.1 PtX-pipeline

Udvikling i elektrolysekapacitet frem mod 2030 følger kendte projekter fra PtX-pipeline og er antaget under de gældende markedsvilkår og består dels af kapaciteten fra PtX-udbuddet, dels af en række projekter, hvor der er truffet endelig investeringsbeslutning og projekter, som har opnået national eller EU-støtte til hele eller dele af projektet. De medtagne projekter, som har opnået støtte, har fx modtaget støtte fra Energilagingspuljen fra 2019, PtX-udbuddet, støtte gennem IPCEI, eller øvrig EU-finansiering mv. PtX-anlæg med en elektrolysekapacitet på mindre end samlet 5 MW er ikke inkluderet. Disse projekter er hovedsageligt forsknings-, udviklings- og demonstrationsprojekter (FUD), som i overvejende grad forventes at være

afsluttet før 2030. Status for PtX-projekterne er baseret på offentlig tilgængelig information.

PtX-udbuddet på ca. 1,32 mia. kr. (2023-priser) er afsluttet og udmøntet med en effekt på 209 MW elektrolyse. Det ligger til grund i KF26, at projekter, der har modtaget tilsagn til støtte, udbygges frem mod 2027. Denne kapacitet er medregnet i KF26.

Der er per 1 januar 2026 givet tilsagn til EU-støtte på PtX projekterne HySynergy og Endor. Da Endor projektet endnu ikke har truffet endelig investeringsbeslutning, indgår dette derfor ikke i KF26.

I forbindelse med *klimaaf tale for energi og industri mv.* af 22. juni 2020 og den *opfølgende aftale ifm. Klimaaf tale for energi og industri mv.* af 21. december 2021, blev det aftalt at gennemføre støtteudbud til biogas og andre grønne gasser. Her anses e-metan som en støtteberettiget gas, og kan derfor påvirke elektrolysekapaciteten. En mulig effekt herfra er dog ikke inkluderet i KF26, da det skønnes, at det er væsentligt billigere at producere opgraderet biogas.

Beregningsteknisk lægges det til grund, at de danske elektrolyseanlæg, som forventes etableret i PtX-pipelinen, kan opretholde en konkurrencedygtig produktion også efter støtteudløb grundet brintefterspørgslen både internationalt og i Danmark. På den baggrund lægges det til grund, at elektrolyseanlæg, som antages etableret inden udgangen af 2030, er i drift i hele anlæggets tekniske levetid.

4.2.2 Brintrør

Den 6. februar 2025 indgik regeringen og en bred kreds af Folketingets partier en politisk aftale om at understøtte brintinfrastruktur fra Esbjerg til den tyske landegrænse i 2030. Med aftalen traf aftalepartierne således beslutning om en række tiltag, der skal øge sandsynligheden for etablering af brintinfrastruktur fra Danmark til Tyskland i 2030, ligesom partierne er enige om at afsætte et større milliardbeløb for at understøtte udviklingen af brintinfrastruktur i Danmark.

Der indregnes ikke en direkte effekt på udbygningen af elektrolysekapacitet i KF26 sfa. den politiske aftale af februar 2025. Det skyldes, at aftalen alene fastlægger de statslige rammer for etableringen af brintinfrastruktur mellem Danmark og Tyskland, og indeholder et bookingkrav, som betyder, at markedsaktørerne som minimum skal booke 500 MW (nedre brændværdi) i brintrøret i forbindelse med kapacitetssalget i 2026, før brintrøret kan etableres. Det vurderes derfor, at den politiske aftale ikke i sig selv vil sikre opførsel af yderligere elektrolysekapacitet, hvorfor en effekt ikke medregnes.

Boks 4.1

Muliggørelse af Syvtallet

Med aftalen om *Brintinfrastruktur til Tyskland: Muliggørelse af Syvtallet* af 6. februar 2025 blev aftalepartierne enige om, at staten skal understøtte etableringen af brintinfrastruktur til Tyskland gennem bl.a. en statslig låneramme og et driftstilskud, der skal bringe tarifferne på niveau med markedets forventede betalingsvillighed.

Det fremgår af aftalegrundlaget, *"modenheden i markedet for nuværende ikke tilsiger, at brintinfrastrukturen kan etableres på markedsmæssige vilkår. For at være med til at skubbe markedet i gang er aftalepartierne således enige om at afsætte 8,3 mia. kr.kr. (senere opjusteret til op til 10,6 mia. kr.) over 30 år, med henblik på at sænke brugernes transportomkostninger ved at holde tarifferne nede og sænke bookingkravet for etablering af strækningen mellem Esbjerg og Tyskland."* Det fremgår yderligere af aftalen, at der er fokus på at muliggøre eksport af brint til Tyskland. Etableringen af brintrøret er afhængigt af dansk grøn brint er konkurrencedygtigt, og at markedsaktører booker kapacitet og tilsvarende etablerer minimum 500 MW brintkapacitet.

Brintinfrastrukturen kan på sigt få betydning for udviklingen af elektrolysekapaciteten i Danmark, bl.a. ved at forbedre markedsadgangen for danskproduceret brint til det europæiske marked, særligt Tyskland.

Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet

4.2.3 Antagelser efter 2030

Markedet for PtX brændstoffer påvirkes både af dansk og europæisk efterspørgsel. I Danmark er der ikke et stort eksisterende hjemmemarked for disse brændstoffer. Der er på EU-niveau vedtaget regulering af bl.a. transportsektoren og industrisektoren, der tilskynder anvendelsen af VE-brændstoffer herunder PtX-brændstoffer. Det forventes derfor, at den fremtidige brintefterspørgsel i højere grad kommer fra international luft- og søfart, samt europæisk industri.

PtX-markedet er særligt påvirket af en række EU-regulativer, som vil kunne skabe rammer og en stigende efterspørgsel efter brint og PtX-brændstoffer:

- FuelEU Maritime: Krav om gradvist faldende CO₂e-udledning i søfarten, hvor elektrificering alene ikke forventes at være tilstrækkelig, kan drive en efterspørgsel på PtX-brændstoffer. Ved opfyldelsen af kravet er det muligt at dobbelttælle anvendelse af PtX-brændstoffer frem til og med 2033. Såfremt andelen af PtX-brændstoffer er mindre end 1 pct. i 2031, indføres et underkrav til iblanding af PtX-brændstoffer på 2 pct. anvendelse fra 2034. Underkravet finder dog ikke anvendelse, såfremt EU-Kommissionen vurderer, at der fx er utilstrækkelig produktionskapacitet, eller at prisen er for høj.

- ReFuelEU Aviation: Iblandingskrav for flybrændstof fra 2025, inkl. krav om, at en hvis andel udgøres af PtX-brændstoffer fra 2030.
- VEIII-direktivet: Krav om anvendelse af PtX i transport- og industrisektoren, herunder 42 pct. og 60 pct. grøn brint i industriens samlede brintforbrug i hhv. 2030 og 2035.

Der forventes på den baggrund en stigende efterspørgsel efter PtX-brændstoffer på europæisk niveau. Hvorvidt dette medfører yderligere PtX-produktion i Danmark er behæftet med stor usikkerhed, og der foreligger ikke tilstrækkelig viden til at skønne over den fremtidige rentabilitet for PtX-brændstoffer produceret i Danmark sammenlignet med produktion andre steder. På den baggrund tilføjes der i KF26 ikke yderligere udbygning af elektrolysekapaciteten efter 2030.

4.2.4 Fuldlasttimer og levetid for PtX-anlæg

Elektrolysekapaciteten opgøres ved anlæggets elinput i MW. Produktionen af brint i KF26 antages at have energitab på ca. 38 pct. i 2030 på baggrund af oplysninger om alkalisk elektrolyse i Energistyrelsens teknologikatalog for fornybare brændstoffer. Et elektrolyseanlæg antages i KF26 at være i drift i 5.000 fuldlasttimer om året. Med disse antagelser svarer 1 MW elektrolysekapacitet til en årlig produktion af ca. 11 TJ brint og et årligt elforbrug på 5 GWh.

Levetiden for elektrolyseanlæg antages at være 25 år baseret på Energistyrelsens teknologikatalog. Det antages, at elektrolyseanlæg opført i forbindelse med PtX-udbuddet vil være i drift i hele fremskrivningsperioden.

4.3 Usikkerhed

Den primære usikkerhed vedrørende PtX i Danmark vurderes at være den relative konkurrenceevne mellem danske og udenlandske PtX-producenter. Denne er bl.a. påvirket af:

- Udviklingen i VE-elproduktionen i danske elprisområder har en direkte betydning for rentabiliteten af PtX-produktion via elprisen og adgang til elektricitet. Det vurderes, at udbygningen af VE- og PtX-produktion er tæt knyttet. Fx vil en større PtX-udbygning medføre en større efterspørgsel, der fx kan leveres af en øget elimport eller VE-udbygning som en udbygning af havvindskapaciteten.
- Nuværende nationale og europæiske reguleringer på tværs af de forskellige sektorer og tilstødende områder, som har direkte betydning for vilkårene for produktion af PtX-produkter. Herunder kan nævnes; tilladelser og godkendelsesprocesser for PtX-anlæg, tariffer, vilkår for tilslutning til eller uden om det kollektive elnet, regulering vedr. transport og anvendelse af nye brændstoffer som brint, metanol og ammoniak mv.

- Det er usikkert, hvordan adgang til infrastruktur til transport og lagring af brint vil påvirke elektrolysekapaciteten på sigt.
- Effekten af national og europæisk regulering vedr. anvendelse af PtX-brændstoffer, herunder afgifter og tilskud, iblandingskrav, CO₂-fortrængningskrav og andre mekanismer, der kan understøtte anvendelse af PtX-brændstoffer og dermed medføre et markedstræk.
- Det er usikkert, hvorvidt de kommende støtteudbud til biogas og andre grønne gasser vil medføre yderligere elektrolysekapacitet.

Kilder

1. **KEFM**. Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding. [Online] 2020.
<https://kefm.dk/Media/0/3/Nords%C3%B8aftale.pdf>.
2. —. Klimaaf tale for energi og industri mv. [Online] 2020.
[https://www.kefm.dk/Media/8/8/aftaletekst-klimaaf tale-energi-og-industri%20\(1\).pdf](https://www.kefm.dk/Media/8/8/aftaletekst-klimaaf tale-energi-og-industri%20(1).pdf).
3. **Henrik Wenzel, Jin Mi Triolo, Lars Villadsgaard Toft, Niels Østergaard**. *Energiafgrødeanalysen*. 2020.
4. **Teknologisk Institut**. *Kvantificering af metanemissioner fra danske biogasanlæg*. 2025.
5. **Energistyrelsen**. Power-to-X udbud. [Online] [Citeret:]
<https://ens.dk/ansvarsomraader/power-x-og-groen-brint/power-x-udbud>.
6. **Retsinformationen**. Bekendtgørelse om CO₂e-fortrængningskrav og bæredygtighed m.v. [Online] <https://www.retsinformation.dk/eli/ta/2021/2520>.
7. **Energistyrelsen**. Energiafgrøder til biogas. [Online]
<https://ens.dk/ansvarsomraader/bioenergi/energiafgrøder-til-biogas>.
8. —. *Reserver og prognoser for olie og gas*. 2025.
9. **KEFM**. Aftale om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer (Power-to-X strategi). [Online] 15. 3 2022. [Citeret: 8. 11 2022.]
[https://kefm.dk/Media/637829286469861536/Aftale;%20Udvikling%20og%20fremme%20af%20brint%20og%20gr%C3%B8nne%20br%C3%A6ndstoffer%20\(Power-to-X%20strategi\).pdf](https://kefm.dk/Media/637829286469861536/Aftale;%20Udvikling%20og%20fremme%20af%20brint%20og%20gr%C3%B8nne%20br%C3%A6ndstoffer%20(Power-to-X%20strategi).pdf).
10. **Energistyrelsen**. Månedlig, kvartalsvis og foreløbig energistatistik. [Online]
<https://ens.dk/analyser-og-statistik/maanedlig-kvartalsvis-og-foreloebig-energistatistik>.
11. —. Årlig energistatistik. [Online] <https://ens.dk/analyser-og-statistik/aarlig-energistatistik>.
12. —. Metantab fra biogasanlæg. [Online] <https://ens.dk/energikilder/metantab-fra-biogasanlaeg>.
13. **Rambøll**. *Målrettet indsats for at mindske metantab fra danske biogasanlæg*. 2021.
14. **Ekspergruppen for en grøn skattereform**. Dokumentation og følsomhedsberegninger af effekter for erhverv og rumvarme. [Online] 2022.
<https://www.ft.dk/samling/20222/almde/KEF/bilag/273/2700822.pdf>.