



## Indhold

<b>Introduktion og opsummering .....</b>	<b>2</b>
Ændringer ift. KF24 .....	2
<b>Kapitel 1: Olie- og gasindvinding.....</b>	<b>4</b>
1.1 Ændringer ift. KF24 .....	4
1.2 Forudsætninger og metode bag KF25.....	5
1.2.1 Forudsætninger om politikker.....	6
1.3 Usikkerhed .....	6
<b>Kapitel 2: Raffinaderier .....</b>	<b>7</b>
2.1 Ændringer ift. KF24.....	7
2.2 Forudsætninger og metode.....	7
2.2.1 Forudsætninger om politikker.....	7
2.2.2 Fremskrivning af aktivitetsniveau på raffinaderierne.....	7
2.2.3 Antagelser omkring teknisk omstilling på raffinaderierne.....	8
2.3 Usikkerhed .....	8
<b>Kapitel 3: Biogasproduktion.....</b>	<b>9</b>
3.1 Ændringer ift. KF24 .....	10
3.2 Forudsætninger og metode.....	11
3.2.1 Forudsætninger om politikker.....	12
3.2.2 Biogasmængder produceret på de lukkede støtteordninger.....	13
3.2.3 Biogasmængder fra produktion af ustøttet biogas .....	13
3.2.4 Metantab fra biogasanlæg.....	13
3.3 Usikkerhed .....	14
<b>Kapitel 4: Power-to-X .....</b>	<b>15</b>
4.1 Ændringer ift. KF24.....	15
4.2 Forudsætninger og metode.....	16
4.2.1 PtX-pipeline .....	16
4.2.2 Brintrør.....	17
4.2.3 Antagelser efter 2030 .....	17
4.2.4 Fuldlasttimer og levetid for PtX-anlæg .....	17
4.3 Usikkerhed .....	18
<b>Kilder.....</b>	<b>19</b>



## 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.<sup>1</sup> 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.

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. KF24

De væsentligste ændringer i KF25 ift. KF24 kan inddrages 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. Med KF25 forlænges fremskrivningsperioden til 2050. Der er til KF25 gennemført en række model- og dataopdateringer, herunder:

- Biogasanlæg under den gamle støtteordning kan maksimalt udnytte 95 pct. af årsnormerne, baseret på vurdering af udetid og uforudsete driftsafbrydelser. Anlæg, der har demonstreret at de kan levere 100 pct. af årsnormen, forbliver på 100 pct. kapacitetsudnyttelse. KF24 forudsatte en maksimal kapacitetsudnyttelse på 100 pct. for alle anlæg inden for støtteordningen.
- Metoden for prissætning af oprindelsesgarantier for understøttet biogas er ændret i forhold til VEIII-direktivets implementering. Metoden for støttefravigelse og merproduktion er opdateret for at sikre konsistens.
- Første udbud (det tidligere udbud 1 og 2) af de nye biogasudbud fra *Klimaaf-tale for energi og industri mv. 2020* er blevet forsinket grundet forsinket proces ift. opnåelse af statsstøttegodkendelse, hvorfor indfasningen er skubbet et år ift. KF24.
- Til KF25 antages ingen yderligere udbygning af elektrolyseproduktionskapaciteten efter 2030, hvor der i KF24 blev lagt en mindre årlig tilvækst til grund. Til

---

<sup>1</sup> 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 KF25.

KF25 lægges det beregningsteknisk til grund, at de støttede anlæg, som forventes etableret frem mod 2030, kan opretholde en konkurrencedygtig produktion også efter støtteudløb, hvormed elektrolysekapaciteten fastholdes i anlæggenes fulde tekniske levetid.

- Til KF25 tager fremskrivningen af raffinaderiernes aktivitet højde for effektivisering af merindtjeningen ved salg af certifikater til opfyldelse af det danske CO<sub>2</sub>e-fortrængningskrav i transportsektoren.
- Til KF25 tilpasses Nordsøens aktivitet ift. forventede økonomisk nedlukning, hvor det i KF24 blev lagt til grund, at produktionen fortsatte frem til licensudløb, dog efter 2035, hvormed det ikke indgik i KF24.

## Kapitel 1: Olie- og gasindvinding

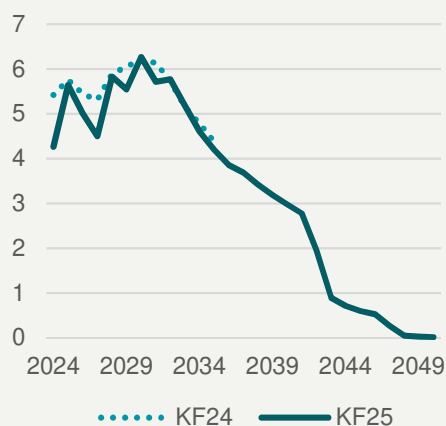
Indvindingen af olie og gas i Nordsøen kræver et betydeligt energiforbrug. I dag anvendes primært gas til produktion af bl.a. elektricitet, der anvendes til pumper, lys og andet elektronik. Dette energiforbrug betegnes som et egetforbrug og udgør sammen med flaring sektorens drivhusgasudledninger. Flaring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

### 1.1 Ændringer ift. KF24

- I KF25 antages en nedlukning af olie- og gasfelter ud fra en betragtning om økonomisk levetid. Dette er en ændring ift. KF24, der antog produktion frem til det faktiske licensudløb. Metodeændringen afspejler, at der er selskaber, for hvem det ikke skønnes økonomisk attraktivt at udvinde olie og gas helt frem til licensudløb. Dette medfører en nedjustering af den langsigtede prognose for olie- og gasproduktion ift. KF24, jf. figur 1.1 og 1.2.

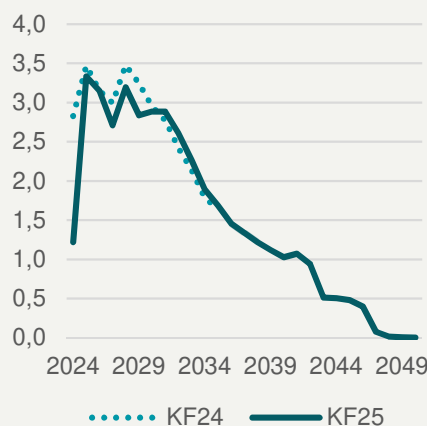
Figur 1.1

Olieproduktion i Nordsøen i KF24 og KF25, Mio. m<sup>3</sup>



Figur 1.2

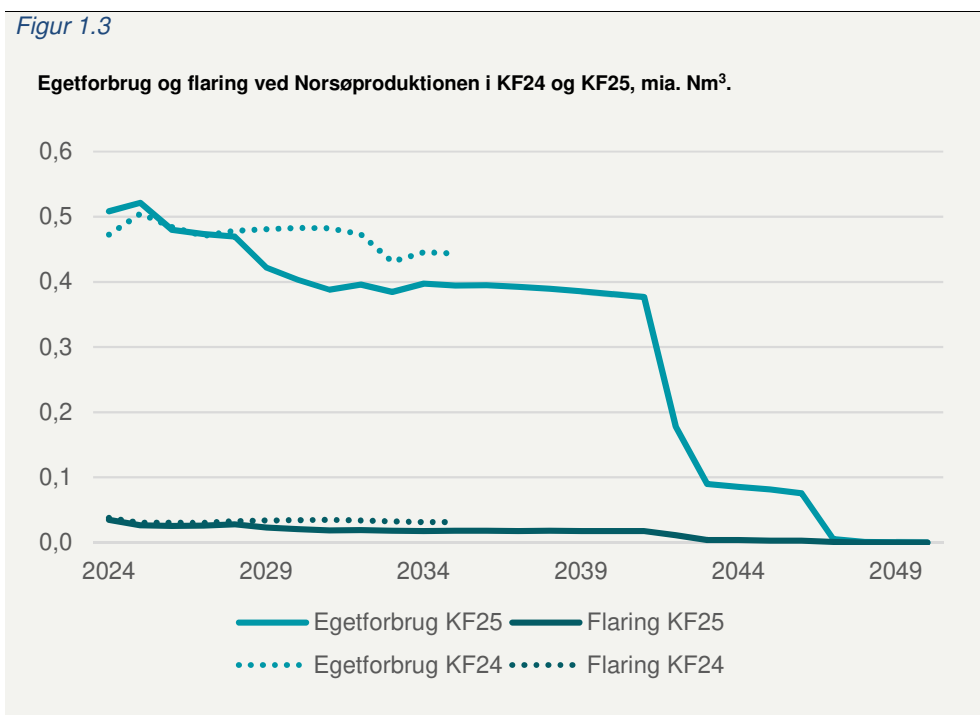
Naturgasproduktion i Nordsøen i KF24 og KF25, mia. Nm<sup>3</sup>



Kilde: Energistyrelsen

- Der skønnes med KF25 efter 2028 ligeledes lavere egetforbrug og flaring sammenlignet med KF24, jf. figur 1.3. Det skyldes metodeopdatering, hvor produktionen i Nordsøfelterne baseres på den økonomiske levetid frem for produktion fuldt ud til licensudløb.

Figur 1.3



Kilde: Energistyrelsen

## 1.2 Forudsætninger og metode bag KF25

Egetforbruget og flaring baseres på Energistyrelsen 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 forventede produktion, hvortil Energistyrelsen foretager en risikovejning ud fra den historiske produktion. Olie- og gasprognosen afspejler således forventningerne til driftsophør i perioden. I prognosen skønnes der en generel tendens til et faldende egetforbrug og flaring over tid, jf. figur 1.3. Fra 2024 til 2025 medfører genopstarten af Tyrafeltet dog en højere produktion samlet set og dermed en stigning i egetforbrug og flaring.

Egetforbruget af naturgas som brændsel på platformene i Nordsøen følger delvist udviklingen i olie- og gasproduktionen, men afhænger samtidig også af en række øvrige tekniske faktorer som blandt andet midlertidig nedlukning og alder på felterne, og udvikler sig derfor ikke direkte proportionalt med olie- og gasproduktionen.

Olie- og gasprognosen repræsenterer olie- og gasselskabernes forventninger til tidspunktet for ophør af produktion for de enkelte felter som følge af driftsøkonomiske forhold. Prognosen er en prognose for indvinding fra felter og fund med eksisterende teknologi. Dertil indeholder prognosen et skøn for den risikovejede produktionsforøgelse, som er et resultat af implementering af ny teknologi. Endeligt

indgår et skøn for den risikovejede produktionsforøgelse, der kan komme som et resultat af realisering af indvinding fra potentielle nye fund som følge af igangværende og kommende efterforskningsaktiviteter<sup>2</sup>.

Tidspunkt for forventet driftsøkonomisk ophør indmeldes af olie- og gasselskaberne til Energistyrelsen. Da der endnu ikke er taget endelig beslutning om produktionsophør på nogen felter, er der derfor mulighed for, at produktionen forsætter i kortere eller længere tid end selskabernes nuværende forventning. Det er i prognosen afspejlet ved en risikovejning af den mulige produktion for alle ressourcekategorier undtagen fremtidig indvinding fra eksisterende produktionsanlæg og sandsynliggjorte udbygninger ud fra selskabernes forventede tidspunkt for driftsøkonomisk ophør, der er baseret på tidligere indmeldinger. Risikovejningen sker bl.a. ud fra en geologisk betragtning og historiske produktionserfaringer. 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.

Fremskrivningen af egetforbruget samt flaring relateret til olie- og gasindvindingen baserer sig på indberetninger fra de forskellige aktører i Nordsøen. For de teknologiske ressourcer, såvel som for efterforskningsressourcerne, beregnes egetforbruget og flaring ud fra antagelser, bl.a. baseret på erfaringer fra den faktiske produktion i tidligere år. Af samme årsag er tidspunktet for ophør af produktionen i prognosen ikke generelt bestemt af driftsøkonomiske kriterier, men af indikationer fra ret-tighedshaverne.

### **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) (2) sætter et stop for olie- og gasproduktionen i 2050, mens *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* (herefter kaldt Grøn skattereform) introducerer en CO<sub>2</sub>e-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 forventningerne til fremtidige ressourcer og som følge af risikovejningen af disse.

---

<sup>2</sup> Prognosen består af en kortsigtet prognose med højere detaljeringsgrad for perioden 2024-2028 og en langsigtet prognose fra 2029 frem mod 2050.

## 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. KF24

I KF25 er der taget højde for, at raffinaderierne har et økonomisk incitament til at øge anvendelsen af grøn brint som mellemprodukt i den fossile produktion grundet salg af grøn brint kreditter i forhold til at efterleve det nationale CO<sub>2</sub>e-fortrængningskrav i transportsektoren. En merindtjening fra salg af grøn brint kreditter 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 KF24.

Fastlæggelsen af raffinaderiernes aktivitet kan først ske når transportfremskrivningen er fastlagt ift. opfyldelse af vejtransportens CO<sub>2</sub>e-fortrængningskrav og foreligger derfor først med den endelige version af 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 KF25 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 CO<sub>2</sub>-afgift på 75 kr. pr. udledt ton CO<sub>2</sub> i 2025 stigende til 375 kr. pr. ton i 2030 (3).

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 KF25 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>e-fortrængningskrav 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. Disse usikkerheder adresseres nærmere i en følsomhedsberegning ligesom i KF24.



## 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 lattergas.

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.

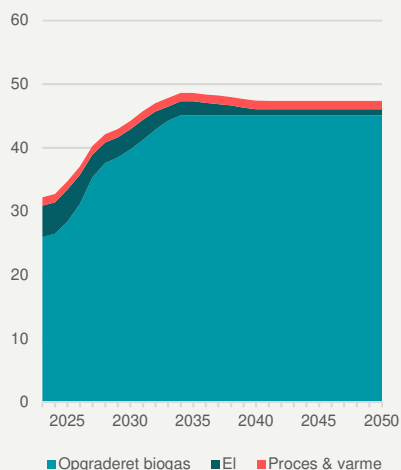
Dette kapitel beskriver antagelserne og den overordnede metode bag skøn for produktionen af biogas og andre grønne metangasser. Dette omfatter biogas anvendt til elproduktion, procesvarme eller opgradering til gassystemet samt forgasningsgas. Fremskrivningen af de skønnede biogasmængder og andre grønne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

- Biogas produceret på de lukkede støtteordninger, herunder både anlæg der skønnes at producere 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 ustøttet på eksisterende anlæg ud over årsnormerne.

Hovedparten af biogasproduktionen foregår på landbrugsanlæg, der anvender direkte biomasseinput fra landbrugssektoren, opgraderes enten til naturgaskvalitet eller anvendes i rå form til el- og varmeproduktion, *jf. figur 3.1 og 3.2*. Herudover forekommer en mindre produktion på forgasnings-, spildevands-, industri- og lossepladsanlæg.

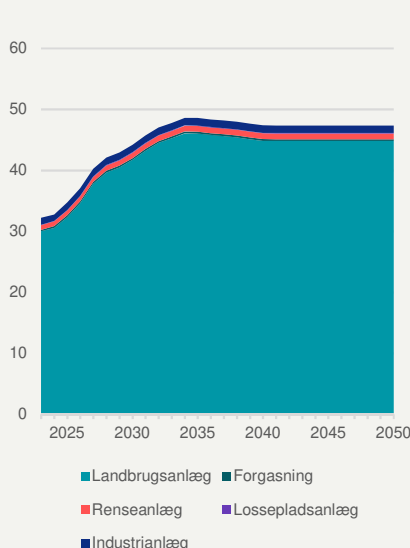
Figur 3.1

Skønnet produktion af biogas efter sektoropdeling, PJ



Figur 3.2

Skønnet produktion af fordelt på anlægstyper, PJ



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

### 3.1 Ændringer ift. KF24

I KF25 indregnes effekterne af Evidas nye gatarifmodel. Modellen fører til øgede omkostninger for biogasproducenter, der modsat tidligere fra og med 1. januar 2025 vil blive opkrævet indfødningsstariffer ved tilførsel af biogas til gassystemet, ligesom det i dag er tilfældet for fx elproducenter.

Hertil er der foretaget enkelte metodiske opdateringer, der også påvirker biogasproduktionen bl.a.:

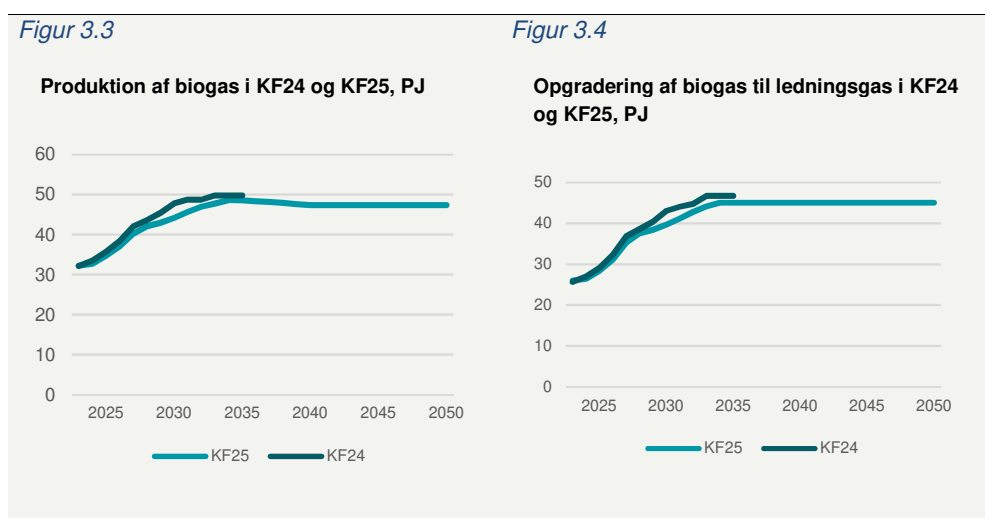
- Fremover lægges det til grund, at biogasanlæg inden for den gamle støtteordning maksimalt kan nå en kapacitetsudnyttelse på 95 pct. af årsnormerne<sup>3</sup>. Dette baseres på et beregningsteknisk skøn for, at den gennemsnitlige periode med driftsafbrydelser og udetid på biogasanlæg er 5 pct. For værker, der allerede har demonstreret, at de kan levere 100 pct. af årsnormen, lægges det til grund, at deres tekniske maksimum er 100 pct. inden for støtteordningen. KF24 forudsatte en maksimal kapacitetsudnyttelse på 100 pct. for alle anlæg inden for støtteordningen.
- Som følge af en yderligere afdækning af de konkrete konsekvenser af VEIII-direktivet og den europæiske implementering er der foretaget metodiske ændringer for prissætningen af oprindelsesgarantier på ustøttet biogas til KF25.

<sup>3</sup> Årsnormen for et biogasanlæg er den mængde biogas, som anlægget maksimalt kan opnå støtte til inden for et år.

Derudover er metoden for fastsættelse af støttefravigelse og merproduktion på eksisterende anlæg blevet opdateret for at sikre konsistens med de nye antagelser for prissætningen.

- Første udbud (det tidligere udbud 1 og 2) af de nye biogasudbud fra *Klimaaf-tale for energi og industri mv. 2020* er blevet forsinket grundet forsinket proces ift. opnåelse af statsstøttegodkendelse, hvorfor indfasningen er skubbet et år ift. KF24.

Biogasproduktionen skønnes forskudt og marginalt reduceret ift. KF24, *jf. figur 3.3*. Den skønnede mængde af biogas, der opgraderes til ledningsgas, skønnes ligeledes marginalt lavere i KF25 end i KF24, *jf. figur 3.4*.



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

### 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 KF25 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 100 pct. af årsnormen, lægges det dog til grund, at deres tekniske maksimum er 100 pct.

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 KF25 følger prisantagelserne for ustøttede oprindelsesgarantier kvoteprisen i ETS1 til og med 2029. Denne antagelse er den samme som i KF24. Fra 2030 og frem lægges det i KF25 til grund, at prisen på oprindelsesgarantier for ustøttet biogas sættes til 130 DKK/GJ. Årsagen er, at VE-III direktivet åbner op for flere afsætningsmuligheder, herunder transportsektoren, ved brug af avancerede biomasse. Niveaulet på 130 DKK/GJ er baseret på et skøn for markedsprisen for bæredygtighedsbeviser for biogas med høj fortrængningsevne.

For biogasanlæggenes udnyttelse af årsnormerne anvendes i KF25 samme metode som KF24. Metoden er, at der skønnes et år, hvorfra det er profitabelt at producere ud over årsnormen på de støtteberettigede anlæg, på baggrund af forudsætningerne for bl.a. gas- og kvotepriser. I KF25 skønnes dette år til 2034. Såfremt det skønnes økonomisk rentabelt at producere ustøttet 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 2034.

For produktion inden for støtteordningerne, hvor der er frasagt støtte, antages det, at den støttede biogas som udgangspunkt ikke kvalificerer sig til at afsættes til priser for avanceret biogas inden for VEIII-direktivets definitioner. Dette medfører, at prisen for oprindelsesgarantierne følger kvoteprisen for ETS1-kvoteordningen.

### **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.

Som følge af forsinkelsen i første udbud er den skønnede produktion, der var antaget i KF24, rykket et år, således at der først forventes en produktion fra 2026. Biogasproduktionen fra de første udbud antages derfor idriftsat fra 2026. Udbuddene skønnes at bidrage med 5 PJ fra 2030 og 7,9 PJ fra 2034 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 [6], 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. For større anlæg skønnes det, at de konverterer fra 2025 og frem, hvor det for mindre anlæg er antaget, at de konverterer fra 2028 og frem, såfremt en tilkobling til gasnettet er mulig. De skønnede konverteringer svarer til ca. 3,3 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 (ligesom i KF24), at ustøttede oprindelsesgarantier inden for støtteordninger kan sælges til kvoteprisen i ETS1. Den ustøttede produktionsandel fastsættes på 12 pct. i hele fremskrivningsperioden baseret på forventningen for 2024. Dette udgør en væsentlig reduktion ift. KF24, hvor andelen af ustøttet biogas blev fremskrevet lineært til 22 pct. i det år, hvor ustøttet biogas blev vurderet rentabelt. Denne tilgang blev anvendt, fordi man antog, at de individuelle anlægs biogasproduktion i fremtiden også vil kunne opdeles baseret på biomasse-inputtet, og dermed opnå oprindelsesgarantier for den del, som kan klassificeres som avanceret. Energistyrelsen vurderer dog, at dette ikke gør sig gældende, hvorfor andelen fastholdes i KF25.

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 krav til identificering og udbedring af kilder til metantab fra biogasproduktionen og fastsætter et punktkildekrav på metantab fra opgraderingsanlæg på 1 pct. Den forventede effekt af metantabsreguleringen indgår i KF25 (ligesom den gjorde i KF24). 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 fsva. herunder fordi igangsætning af udbuddene afventer en politisk beslutning om udbuddenes fremtid.

## 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. Brinten kan bruges direkte i fx lastbiler, færger eller industrien, men kan også viderekonverteres til andre brændstoffer. Kulstofholdige PtX-produkter omfatter desuden også fx plast- og tekstilmaterialer.

Det vurderes, at PtX-brændstoffer på kort sigt og under nuværende regulatoriske rammer ikke kan konkurrere på markedsvilkår med fossile brændstoffer og bio-brændstoffer. Der er samlet annonceret PtX-projekter svarende til ca. 9 GW elektrolysekapacitet i 2030, men der er ikke truffet endelig investeringsbeslutning for størstedelen af de udmeldte projekter. I KF25 indgår kun de projekter, hvor der er kendskab til investeringsbeslutninger samt projekter der har modtaget støtte nationalt eller fra EU til hele eller dele af projektet.

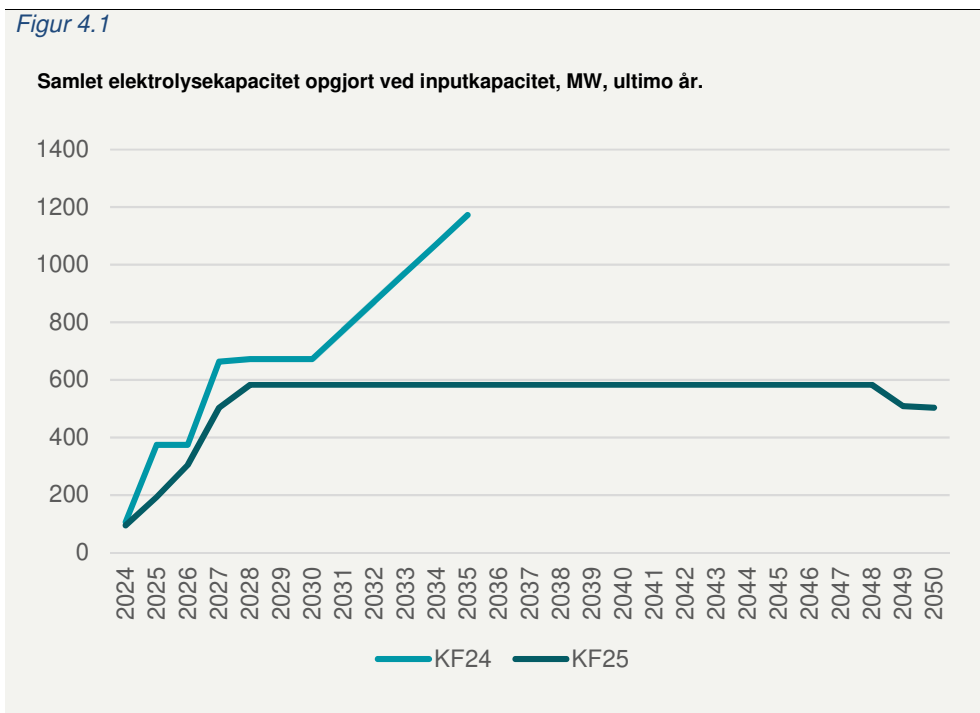
Elektrolysekapaciteten skønnes at være mindre end 100 MW i 2024. Herefter skønnes elektrolysekapaciteten på baggrund af pipelinen af modne projekter at vokse til en samlet kapacitet på ca. 575 MW frem mod 2030.

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. CO<sub>2</sub>-reduktioner ved anvendelse af PtX-brændstoffer i transporten behandles i KF25 *forudsætningsnotat om transport*.

### 4.1 Ændringer ift. KF24

En opdateret forventning om etablering af anlæg under nuværende markedsvilkår baseret på PtX-pipelinen betyder, at elektrolysekapaciteten i 2030 skønnes reduceret fra ca. 675 MW i KF24 til ca. 575 MW i KF25. Yderligere skønnes kapaciteten reduceret fra ca. 1175 MW i 2035 i KF24 til ca. 575 MW i 2035, *jf. figur 4.1*.

Figur 4.1



Kilde: Klima-, Energi- og Forsyningsministeriet.

## 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 Energilagringsspuljen 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 FUD-projekter, som i overvejende grad forventes at være afsluttet før 2030. Status for PtX-projekterne er baseret på offentlig tilgængelig information og data.

PtX-udbuddet på ca. 1,32 mia. kr. (2023-priser) er afsluttet og udmøntet med en effekt på 209 MW elektrolyse. Denne kapacitet er medregnet i KF25.

I forbindelse med *klimaaftale for energi og industri mv.* af 22. juni 2020 og den *opfølgende aftale ifm. Klimaaftale 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 KF25, da det skønnes, at det er væsentligt billigere at producere opgraderet biogas.



#### 4.2.2 Brintrør

Den 31. januar 2025 annoncerede regeringen nye konkrete rammer for etablering af brintinfrastruktur i Danmark, herunder en opdeling af projektet i faser med et bookingkrav på 0,5 GW for strækningen fra Esbjerg til den tyske grænse ("Syvtalet") samt statslig finansiering til strækningen. Da rammerne er udmeldt efter skæringsdatoen for indregning af politiske tiltag, er en eventuel effekt heraf ikke indarbejdet i forudsætningerne.

#### 4.2.3 Antagelser efter 2030

Der er på EU-niveau er der vedtaget regulering af bl.a. transportsektoren, der tilskynder anvendelsen af VE-brændstoffer samt PtX-brændstoffer. CO<sub>2</sub>e-fortrængningskravet i *FuelEU Maritime* foreskriver en gradvist stigende reduktion af udledningerne fra søfarten, hvilket ikke forventes opfyldt ved elektrificering alene. Med *ReFuelEU Aviation* introduceres et gradvist stigende iblandingskrav for luftfarten fra 2025, der desuden har et gradvist stigende underkrav om iblanding af PtX-brændstoffer. I VEIII-direktivet stilles krav om anvendelse af PtX i transportsektoren og industrien. Som følge af direktivets industriartikel skal der hhv. anvendes 42 pct. og 60 pct. grøn brint af industriens samlede brintforbrug i 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 i Danmark relativt til produktion andre steder. På den baggrund tilføjes der i KF25 ikke yderligere udbygning af elektrolysekapaciteten efter 2030.

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.

#### 4.2.4 Fulldlasttimer og levetid for PtX-anlæg

Elektrolysekapaciteten opgøres ved anlæggets elinput i MW. Produktionen af brint i KF25 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 KF25 at være i drift i 5.000 fulldlasttimer 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 baseres på Energistyrelsens teknologikatalog til at være 25 år. Det antages, at elektrolyseanlæg opført i forbindelse med PtX-udbudet 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 elefterspørgsel, 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, klarhed om adgang til vand, regulering vedr. transport og anvendelse af nye brændstoffer som brint, metanol og ammoniak mv.
- Effekten af national og europæisk regulering vedr. anvendelse af PtX-brændstoffer, herunder afgifter og tilskud, iblandingskrav, CO<sub>2</sub>-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. **Energistyrelsen.** Reserver og prognoser for olie og gas. [Online] <https://ens.dk/ansvarsomraader/olie-gas/reserver-og-prognoser>.
2. **KEFM.** Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i. [Online] 2020. <https://kefm.dk/Media/0/3/Nords%C3%B8aftale.pdf>.
3. **FM.** Klimaaf tale for energi og industri mv. [Online] 2020. [https://fm.dk/media/18482/klimaaf tale-for-energi-og-industri-mv-2020\\_a.pdf](https://fm.dk/media/18482/klimaaf tale-for-energi-og-industri-mv-2020_a.pdf).
4. **Energistyrelsen.** Månedlig og årlig energistatistik. [Online] <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/maanedlig-og-aarlig-energistatistik>.
5. —. Energiafgrøder til biogas. [Online] <https://ens.dk/ansvarsomraader/bioenergi/energiafgrøder-til-biogas>.
6. **Henrik Wenzel, Jin Mi Triolo, Lars Villadsgaard Toft, Niels Østergaard.** *Energiafgrødeanalysen.* 2020.
7. **KEFM.** Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020. [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).
8. **Retsinformationen.** Bekendtgørelse om CO<sub>2</sub>e-fortrængningskrav og bæredygtighed m.v. [Online] <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2021/2520>.
9. **Energistyrelsen.** Metantab fra biogasanlæg. [Online] <https://ens.dk/ansvarsomraader/bioenergi/metantab-fra-biogasanlaeg>.
10. **Rambøll.** *Målrettet indstats for at mindske metantab fra danske biogasanlæg.* 2021.
11. **Regeringen.** Udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer. [Online] 2022. <https://www.regeringen.dk/media/11146/aftale-om-udvikling-og-fremme-af-brint-og-groenne-braendstoffer.pdf>.
12. **Energistyrelsen.** Power-to-X udbud. [Online] [Citeret: ] <https://ens.dk/ansvarsomraader/power-x-og-groen-brint/power-x-udbud>.
13. —. Teknologikataloger . [Online] <https://ens.dk/service/teknologikataloger>.
14. **KEFM.** Mulighed for etablering af brintinfrastruktur. [Online] 2023. <https://www.kefm.dk/Media/638204311368810699/Aftaletekst%20-%20mulighed%20for%20etablering%20af%20brintinfrastruktur.pdf>.
15. **Energistyrelsen.** Grøn industrianalyse. [Online] 2022. <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyser/groen-industrianalyse>.
16. **KEFM.** Dokumentation og følsomhedsberegninger af effekter. [Online] 2022. <https://www.ft.dk/samling/20222/almDEL/KEF/bilag/273/2700822.pdf>.