



Dette sektorforudsætningsnotat er en del af Klimastatus og -fremskrivning 2024 (KF24). KF24 er en såkaldt frozen policy fremskrivning, hvilket indebærer, at forudsætningerne for fremskrivningen afspejler et "politisk fastfrosset" fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget som udgangspunkt har besluttet før 1. januar 2024 eller som følger af bindende aftaler. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se kapitel 1 Principper for frozen policy i sektorforudsætningsnotatet Principper og politikker.

Indholdsfortegnelse

Introduktion og opsummering	3
1. Hvad omfatter sektoren for produktion af olie, gas og VE-brændstoffer i KF? ..	3
2. Væsentlige ændringer i forudsætninger eller metode ift. KF23	3
3. Hvordan indgår forudsætninger og modeller i beregning af udledningerne?	5
Kapitel 1: Olie- og gasfremskrivning	8
1.1 KF24 forløbet frem mod 2035	8
1.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet	9
1.2.1 Generelle antagelser og metode	9
1.2.2 Frozen policy antagelser til KF24	11
1.3 Kvalificering af KF24 forløbet	12
1.3.1 Sammenligning med KF23	12
1.3.2 Usikkerhed	14
1.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet	15
1.4 Kilder	15
Kapitel 1 bilag	16
Kapitel 2: Raffinaderier	17
2.1 KF24 forløbet frem mod 2035	17
2.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet	17
2.2.1 Generelle antagelser og metode	18
2.2.2 Frozen policy antagelser til KF24	20
2.3 Kvalificering af KF24 forløbet	21
2.3.1 Usikkerhed	21
2.3.2 Planlagt udvikling fremadrettet	21
2.4 Kilder	22
Kapitel 3: Biogasproduktion	23

3.1 KF24 forløbet frem mod 2035	23
3.2.2 Frozen policy-antagelser til KF24.....	27
3.2.3 Metantab fra biogasanlæg.....	28
3.3 Kvalificering af KF24 forløbet.....	29
3.3.1 Sammenligning med KF23.....	29
3.3.2 Følsomhed	30
3.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet.....	30
3.4 Kilder	31
Kapitel 3 bilag: Ressourcegrundlag for biogasproduktion	32
Kapitel 4: Power-to-X	34
4.1 KF24 forløbet frem mod 2035	34
4.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet	36
4.2.1 Generelle antagelser og metode.....	36
4.2.2 Frozen policy antagelser til KF24.....	37
4.2.3 CO ₂ -reduktioner som følge af Power-to-X	39
4.3 Kvalificering af KF24 forløbet.....	40
4.3.1 Sammenligning med KF23.....	40
4.3.2 Usikkerhed	40
4.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet.....	41
4.4 Kilder	42

Introduktion og opsummering

1. Hvad omfatter sektoren for produktion af olie, gas og VE-brændstoffer i KF?

I Klimafremskrivningen (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 under sektoren produktion af olie, gas og biobrændstoffer, idet disse udledninger er direkte forbundet med produktionen af biogas.

For at illustrere størrelsesorden af sektorens udledninger er de historiske udledninger fra den seneste fremskrivning (dvs. KF23), der tilskrives sektoren produktion af olie, gas og VE-brændstoffer, vist i Tabel 1.

Tabel 1: Historiske udledninger forbundet med produktion af olie, gas og VE-brændstoffer, jf. KF23

Mio. ton CO ₂ e	2020	2021
Indvinding - Egetforbrug af fossile brændsler	0,8	0,9
Indvinding - Flaring	0,1	0,1
Raffinaderier - Egetforbrug af fossile brændsler	0,9	1,0
Raffinaderier - Flaring	0,0	0,0
Flygtige udledninger fra olie og gas	0,1	0,1
Øvrige olie-gas udledninger (anden flaring)	0,0	0,0
Metantab fra biogasanlæg	0,3	0,5
De samlede udledninger for alle sektorer	46,0	46,3
Andel af de samlede udledninger som er fra sektoren produktion af olie, gas og VE-brændstoffer	5 %	5 %

2. Væsentlige ændringer i forudsætninger eller metode ift. KF23

Tabel 2 viser en sammenligning af KF24 og KF23 forudsætningerne for hhv. egetforbruget af fossile brændsler i olie-gas indvindingen, egetforbruget af fossile brændsler på raffinaderierne, samlet produktion af biogas og produktion af opgraderet biogas, samt PtX-elektrolysekapacitet. Væsentlige ændringer i forudsætningerne for de enkelte sektorer er kort uddybet nedenfor.

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 (f.eks. landbrugs- og fremstillingssektorerne), og kan ikke identificeres eksplicit. Produktion af bioethanol og biodiesel modelleres således heller ikke i KF24.

Tabel 2: Udvalgte sektorspecifikke forudsætninger i KF24 sammenlignet med KF23

		2025	2030	2035
Indvinding: Egetforbrug af fossile brændsler (gas) Mia. Nm3	KF24	0,50	0,48	0,44
	KF23	0,39	0,37	0,36
Raffinaderier: Egetforbrug af fossile brændsler PJ	KF24	13,6	9,8	9,8
	KF23	13,6	9,8	9,8
Biogas: Produktion af biogas i alt PJ	KF24	36	48	50
	KF23	40	50	42
Biogas: Produktion af opgraderet biogas PJ	KF24	29	43	47
	KF23	30	43	37
PtX: Elektrolysekapacitet MW	KF24	400	675	1175
	KF23	700	900	1650

Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022 afgiftsbelægger CO₂-udledningerne ifm. indvinding af olie og gas og raffinaderierne, og har dermed også betydning for incitamenterne for disse sektors energiforbrug, herunder egetforbruget af naturgas på platformene i Nordsøen og egetforbruget af raffinaderigas på raffinaderierne.

Fsva. indvinding er produktionsprognosen fra august 2023 opskrevet for både olie og gas, og det forventede egetforbrug af naturgas på platformene er ligeledes øget sammenlignet med KF23 (jf. tabel 2). Den forventede genopstart af produktion fra Tyra og associerede felter i starten af 2024 afspejles i den samlede produktion af olie og gas.

Fsva. raffinaderier er der som i KF23 fremskrevet fladt herefter korrigeret for effekten af *Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022*².

Fsva. biogas blev det d. 28. november 2023 besluttet sammenlægge de to første udbud grundet forsinkelsen af første udbud. Samtidig blev det besluttet, at biogasproducenter, der byder ind i udbuddene, ikke kan anmode om oprindelsesgarantier for den støttede produktion. Forsinkelsen af det første udbud til biogas og andre grønne gasser forskyder den samlede forventede biogasproduktion som følge af udbuddet ift. KF23. Der er som følge af forbedrede rammevilkår for biogasproduktion antaget en højere udnyttelse af årsnormerne (for maksimal årlig støtteberettiget produktion) på biogasanlæg, der injicerer biogas i gassystemet, frem til 2030. Desuden antages det at biogasproduktionen fortsætter efter støtteudløb. Samlet

² Dokumentationsnotatet, som dokumenterer de anvendte metoder til opgørelse af effekter, kan findes på Skatteministeriets hjemmeside: "*Dokumentation og følsomhedsberegninger af effekter for erhverv og rumvarme*".

set medfører det, at produktionen af biogas indtil 2027 er mindre i KF24 set i forhold til KF23. Omvendt er biogasproduktionen efter 2030 højere i KF24 end i KF23 (jf. tabel 2). Desuden ses en generel forskydning mod, at en større andel af biogasproduktionen går til opgraderet bionaturgas.

PtX-udbygning baseres på besluttede tiltag, herunder det afsluttede statslige udbud af støtte til PtX, som blev besluttet i forbindelse med Klimaaftale for energi og industri mv. 2020 af 22. juni 2020. Derudover indgår offentligt udmeldte PtX-projekter med elektrolysekapacitet, som forventes etableret uden behov for yderligere ændringer i nationale eller internationale rammevilkår, herunder PtX-projekter, som har opnået hel eller delvis støtte. Sammenlignet med forudsætningerne i KF23 er en af de væsentlige ændringer, at PtX-udbuddet er afsluttet, hvilket medfører en effekt på 209 MW, sammenlignet med de 200 MW antaget i KF23. En opdateret forventning om etablering af anlæg under nuværende markedsvilkår baseret på PtX-pipelinen og en lavere udbygning af VE betyder, at elektrolysekapaciteten i 2030 skønnes reduceret fra ca. 900 MW til ca. 675 MW i KF24. Udbygningen efter 2030 suppleres med en fremskrivning, som afspejler en antaget markedsudvikling under nuværende markeds- og rammevilkår på længere sigt. I 2035 resulterer dette i en samlet skønnet kapacitet på omkring 1.175 MW i KF24, sammenlignet med 1.650 MW i KF23. Det skønnes, at der i perioden efter 2030 vil være øget efterspørgsel på PtX-produkter formentligt fra udlandet, som vil være med til at drive en fortsat udvikling i PtX-kapaciteten i Danmark.

3. Hvordan indgår forudsætninger og modeller i beregning af udledningerne?

De direkte udledninger forbundet med produktion af olie, gas og VE-brændstoffer stammer fra:

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

Herudover har grønne gasser, såsom biogas, en indirekte effekt på udledningerne i de forbrugende sektorer i det omfang dette fortrænger brugen af fossile brændsler. Dette kommer til udtryk i VE-andelen af ledningsgas. En lignende mekanisme gør sig gældende for andre grønne brændsler, såsom e-brændstoffer, der fortrænger fossile alternativer. Effekten af disse brændsler tilskrives ligeledes de forbrugende sektorer³. Der kan ikke sættes lighedstegn imellem Danmarks produktion af grønne brændsler, der går uden om gassystemet, og drivhusgasreduktioner sfa. forbruget, da brændstoffer kan eksporteres til forbrugere i udlandet.

³ Der henvises til relevante sektorforudsætningsnotater, for en gennemgang forudsætningerne for de respektive sektorer forbrug af grønne brændstoffer.

Indvinding af olie-gas

Egetforbruget af naturgas som brændsel på platformene i Nordsøen hænger delvist sammen med udviklingen i olie- og gasproduktionen, men egetforbruget afhænger samtidig også af en række øvrige tekniske faktorer, og udvikler sig derfor ikke direkte proportionalt med olie- og gasproduktionen.

Raffinaderier

Raffinaderigas, der er et restprodukt fra destilleringen af olie, er det primære brændselsinput til raffinaderiernes procesvarme, og dermed også hovedkilden til udledningerne fra raffinaderierne. Forbruget af raffinaderigas kan reduceres ved anvendelse af alternative energikilder samt investeringer i energieffektiviseringer. Den restproducerede fossile raffinaderigas vil dog stadig skulle håndteres.

Produktion af biogas

Omfanget af biogasproduktionen er hovedsageligt bestemt af støtten til biogas, både fsva. de nu lukkede støtteordninger og de kommende støtteudbud til biogas og andre grønne gasser. Langt størstedelen af biogasproduktionen finder sted på landbrugsanlæg⁴ og langt hovedparten af biogassen opgraderes og indføres i gas-systemet. Den del af biogassen, der ikke opgraderes, forventes hovedsageligt anvendt til elproduktion og en mindre andel anvendt internt i biogasanlæggene til proces og varme. Energiforbruget forbundet med den primære biogasproduktion opgøres og modelleres ikke eksplicit i KF24 grundet manglende historiske data⁵, men elforbrug til opgradering af biogas estimeres.

De direkte udledninger i drivhusgasregnskabet forbundet med biogasproduktion stammer fra metantab fra biogasanlæggene. Da metantabet fra biogasanlæggene antages at være proportionalt med produktionen, medfører den stigende produktion af biogas i fremskrivningen alt andet lige også stigende udledninger fra metantabet. Samtidig er der indført regulering af metantab fra biogasanlæg, der forventes at sænke metantabet betydeligt.

Produktion af PtX-brændstoffer

Udbygning af PtX-produktionskapaciteten udtrykkes i KF gennem udbygningen af elektrolysekapaciteten. I KF24 baseres fremskrivningen af kapaciteten i PtX-anlæg på besluttede tiltag, herunder det afsluttede statslige udbud af støtte til PtX, som blev besluttet i forbindelse med *Klimaaf tale for energi og industri mv. 2020* af 22. juni 2020. Udbygningen med PtX-kapacitet antages i klimafremskrivningen fortsat primært at være baseret på de projekter, som har fået tilsagn om støtte eller som har truffet endelig investeringsbeslutning. Det skyldes, at PtX-brændstoffer på kort

⁴ Herudover produceres der også biogas gennem metanindvinding på deponier / lossepladser, på spildevandsanlæg, på industrianlæg og på forgasningsanlæg.

⁵ Eventuelle udledninger forbundet med energiforbruget til den primære biogasproduktion kan derfor heller ikke opgøres særskilt i KF.

siget og under nuværende regulatoriske rammer ikke forventes at kunne konkurrere på markedsvilkår med andre brændstoffer, herunder direkte elektrificering og bio-brændstoffer. Fremskrivningen på længere sigt, dvs. efter 2030, baseres på en forventning om øget efterspørgsel på grønne brændstoffer formentligt fra udlandet, som vil være med til at drive en udvikling i yderligere PtX-kapacitet i Danmark.

Produktion af grøn brint eller andre brændstoffer på et PtX-anlæg giver først en CO₂-reduktion, når PtX-produkterne anvendes og fortrænger et fossilt brændstof, eller tilsvarende udledninger fra produktion til et kulstofbaseret produkt. Den direkte effekt af PtX-udbygningen i KF er derfor primært det elforbrug, der er forbundet med PtX-produktionen. PtX-anlæggenes driftsmønstre afhænger bl.a. af elprisen og disses driftsmønstre er modelleret direkte i Ramses-modellen (jf. sektorforudsætningsnotat El og fjernvarme kapitel 1 Ramses modellen).

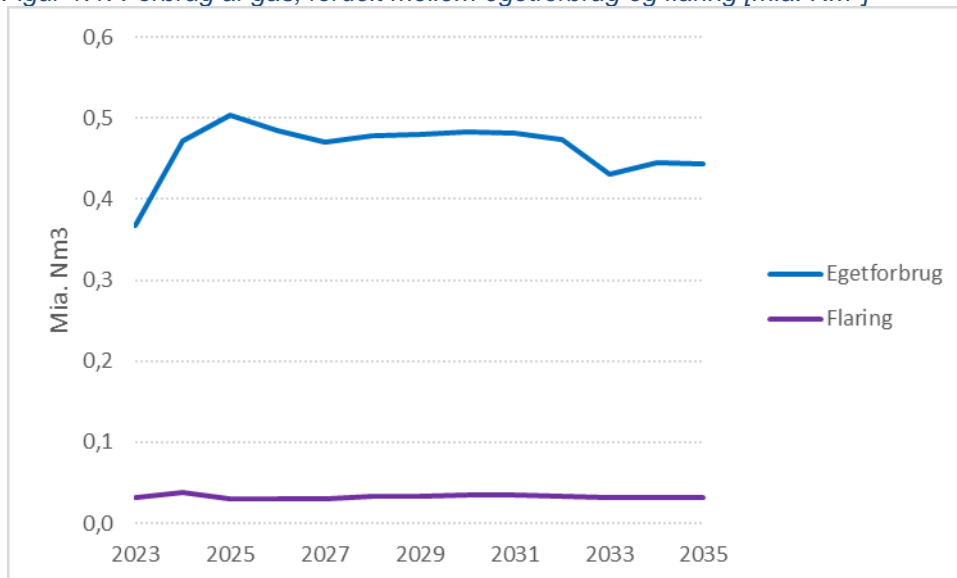
Kapitel 1: Olie- og gasfremskrivning

1.1 KF24 forløbet frem mod 2035

Dette kapitel beskriver udviklingen i egetforbruget af naturgas på platformene og flaring, som er forbundet med indvinding af olie og gas i Nordsøen, herunder sammenhængen mellem disse variable og produktionsprognosen for olie og gas (jf. afsnit 1.2.1), samt betydningen af politik-tiltag for produktionsprognosen (jf. afsnit 1.2.2)

Figur 1.1 viser udviklingen i det forventede forbrug af gas fordelt på hhv. egetforbruget på platformene og flaring, baseret på selskabernes indberetninger i forbindelse med den årlige prognose for olie- og gasproduktion. Olie- og gasprognosen er den faglige vurdering af, hvor meget der frem mod 2050 forventes at blive indvundet af olie og gas under de bestående rammevilkår. Den seneste prognose blev offentliggjort i august 2023 (Energistyrelsen, 2023) og opdateres én gang årligt.

Figur 1.1: Forbrug af gas, fordelt mellem egetforbrug og flaring [mia. Nm³]



Udviklingen i egetforbruget af gas på platformene og flaring hænger delvist sammen med udviklingen i produktionen af olie og gas. Egetforbruget og flaring afhænger af en række øvrige tekniske faktorer, som blandt andet midlertidig nedlukning og alder på felterne. Egetforbruget udvikler sig derfor ikke direkte proportionalt med produktionen af olie og gas. Samtidig er sammenhængen mellem udviklingen af produktion og egetforbruget blevet justeret på baggrund af faktisk erfaring fra tidligere år.

Den væsentligste ændring med betydning for egetforbrug og flaring sammenlignet med KF23 er, at der er foretaget opdateringer af produktionsprognosen for olie og gas. Disse opdateringer har medført:

- En opjustering af produktionsprognosen for gas i 2025 og 2030 samt nogenlunde uændret produktion i 2035, i forhold til KF23.
- En opjustering af olieproduktionen på ca. 10 pct. i 2025 samt næsten uændret produktion i 2030 og 2035 i forhold til sidste års prognose.

For en direkte sammenligning af forløbet for egetforbrug og flaring i KF24 med KF23, se afsnit 1.3.1.

1.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet

1.2.1 Generelle antagelser og metode

Den årlige produktionsprognose består af to dele:

- En kortsigtet prognose (5 års prognose, dvs. for perioden 2023-2027). Den kortsigtede prognose omfatter det såkaldte *forventede forløb* (der baseres på ressourcekategorierne *reserver* og *betingede ressourcer*).
- En langsigtet prognose (fra 2028 frem mod 2050). Den langsigtede prognose omfatter *det forventede forløb*, samt *de teknologiske ressourcer* og *eftersøkningsressourcerne* (hvilket tilsammen giver det såkaldte *mulige forløb*).

Ressourcekategorierne og håndteringen af disse ift. produktionsprognosen er yderligere beskrevet i kapitel 1's bilag. Det skal her bemærkes, at produktionsprognosen i høj grad er baseret på prognoser indsendt af rettighedshaverne, som indeholder de tekniske muligheder og forventninger til produktion, egetforbrug og flaring. De tekniske muligheder eller såkaldte tekniske ressourcer er udtryk for hvad der er teknisk muligt at indvinde. Tidspunktet for ophør af produktionen er i prognosen ikke generelt bestemt af driftsøkonomiske kriterier. Det er en mulighed, at driftsøkonomiske overvejelser i de kommende år vil ændre selskabernes vurdering af den mulige produktion og dermed prognosen frem mod 2035. Overordnet set påvirkes den forventede olie- og gasproduktion ikke nævneværdigt af kortvarige ændringer i priserne på olie og naturgas, men højere brændselspriser (eller en højere CO₂-kvotepris) øger alt andet lige incitamentet til energibesparelser i produktionen.

Der er fire parametre, der fremskrives i produktionsprognosen:

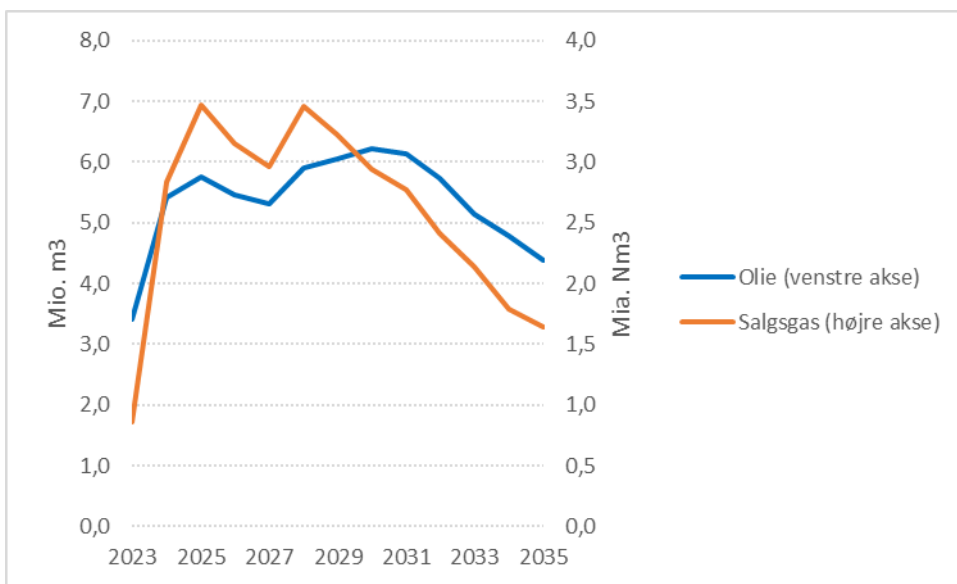
- 1) Olieproduktionen (Figur 1.2),
- 2) Gasproduktionen (Figur 1.2),
- 3) Egetforbruget af naturgas som brændstof på platformene (Figur 1.1)
- 4) Afbrænding af gas uden udnyttelse ved flaring (Figur 1.1).

Der er for alle fire parametre tale om aggregerede data for prognosens såkaldte *mulige forløb*, som indeholder reserver, betingede ressourcer, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer.

Olieproduktion og gasproduktion

Det mulige forløb af produktion af olie og gas fremgår af figur 1.2. Som det fremgår af figuren, forventes en stigning i produktionen fra og med 2024. Stigningen skyldes genopstarten af anlæggene på Tyra, der i prognosen antages at påbegyndes i starten af 2024, hvorfor produktionen her ventes at stige. For olie forventes produktionen at toppe i 2030, med en produktion på 6,2 mio. m³, mens produktionen af gas forventes at toppe i 2025 og 2028 med en produktion på knap 3,5 mia. Nm³. Olie- og gasproduktion er generelt aftagende over tid, og driften fra et felt vil være aftagende over tid. Den danske del af Nordsøen består primært af modne felter, hvorfor produktionen samlet vil falde fremadrettet, da nye projekter og felter ikke forventes at opveje tidligere tiders produktion.

Figur 1.2: Olie- og gasproduktion fra Nordsøen



Egetforbrug og flaring

Egetforbruget af naturgas på platformene omfatter forbrug af naturgas som brændstof til drift af gasturbiner, generatorer, pumper m.v. ifm. produktionen af olie og gas. Flaring sker på alle danske offshore platforme med behandlingsanlæg og er nødvendig af sikkerhedshensyn i de tilfælde, hvor anlæggene skal trykafledes.

Fremskrivningen af egetforbruget samt flaring relateret til olie- og gasindvindingen indgår ikke i den årlige produktionsprognose, men er en del af det bagvedliggende datasæt. Fremskrivningen 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 de tidligere år.

Egetforbruget af naturgas på platformene afhænger bl.a. af de producerede mængder af olie og gas, hvorvidt der er tale om opstart eller stabil drift på feltet/anlægget, samt feltets alder:

- En lavere produktionsmængde vil alt andet lige indebære et lavere egetforbrug, mens idriftsættelse af nye felter generelt vil medføre højere egetforbrug og flaring grundet den forøgede produktion. Genopstarten af Tyrafeltet medfører en højere produktion samlet set og dermed en stigning i egetforbrug og flaring fra 2023 til 2025, hvor produktion og forbrug stiger.
- I den første opstartsfasen af et felt/anlæg ses der normalt også højere egetforbrug og flaring, end når feltet/anlægget er kørt ind og har opnået stabil drift, da et anlæg har en indkørings- og justeringsfase. Det stigende egetforbrug frem til midten af 2020'erne hænger primært sammen med idriftsættelsen af Tyra-feltet.
- Ved sammenligning af figur 1.1 med figur 1.2 ses, at egetforbruget på længere sigt forventes at være relativt stabilt selv om produktionen af olie og gas aftager. Dette forhold skal bl.a. ses i lyset af felternes stigende alder. Fsva. olieproduktionen går en del af energiforbruget således til pumpning, og i takt med at man over tid får mere vand i ft. olie vil energiforbruget per udvundet olie-enhed alt andet lige stige. Fsva. gasproduktionen falder energiforbruget til kompression og gasbehandlingen heller ikke i samme takt som gasproduktionen.

1.2.2 Frozen policy antagelser til KF24

Dette afsnit beskriver de politiske aftaler, der har betydning for betydning for olie- og gasprognosen i KF23.

Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen (2020)

Både prognosen for produktionen af olie og salgsgas samt det tilhørende egetforbrug og flaring inkluderer de direkte og de indirekte effekter af *Aftale om fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen af 3. december 2020 (kaldt Nordsøaftalen)*.

De direkte effekter af aftalen på olie- og gasprognosen vedrører alene potentialerne med relation til efterforskning og teknologi. Derudover er der indirekte effekter af aftalen, herunder i form af yderligere reduktion af teknologi- og efterforskningsbidraget i den nyeste olie- og gasproduktionsprognose, der ligger til grund for egetfor-

bruget og flaringen i KF24. Dette skyldes i høj grad, at der antages et reduceret incitament i udviklingen af ny teknologi som følge af, at der i Nordsøaftalen er sat et sluttidspunkt for indvinding i 2050.

Grøn skattereform (2022)

Grøn skattereform vil alt andet lige indebære øgede omkostninger relateret til udledninger. Planlægning af og udbygning af produktionsfaciliteter har en lang tidshorizont og det er begrænset, hvilke ændringer der kan foretages indenfor en kort tidshorizont. På længere sigt er det omvendt sandsynligt, at skattereformen kan få en effekt på produktion, egetforbrug og udledninger. Det bemærkes, at fremskrivningen bygger på rettighedshavernes vurderinger af fremtiden, herunder effekter af politikker, og at rettighedshaverne allerede kan have indlejret deres forventninger til en CO₂-afgift i tidligere års indmeldinger.

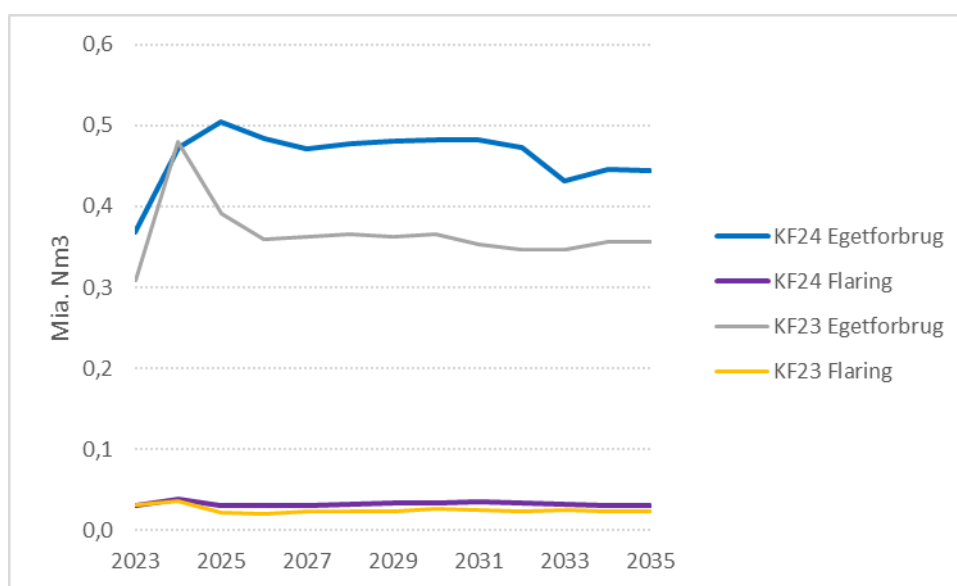
1.3 Kvalificering af KF24 forløbet

1.3.1 Sammenligning med KF23

I KF23 blev "Ressourceopgørelse og prognose" fra august 2022 anvendt.

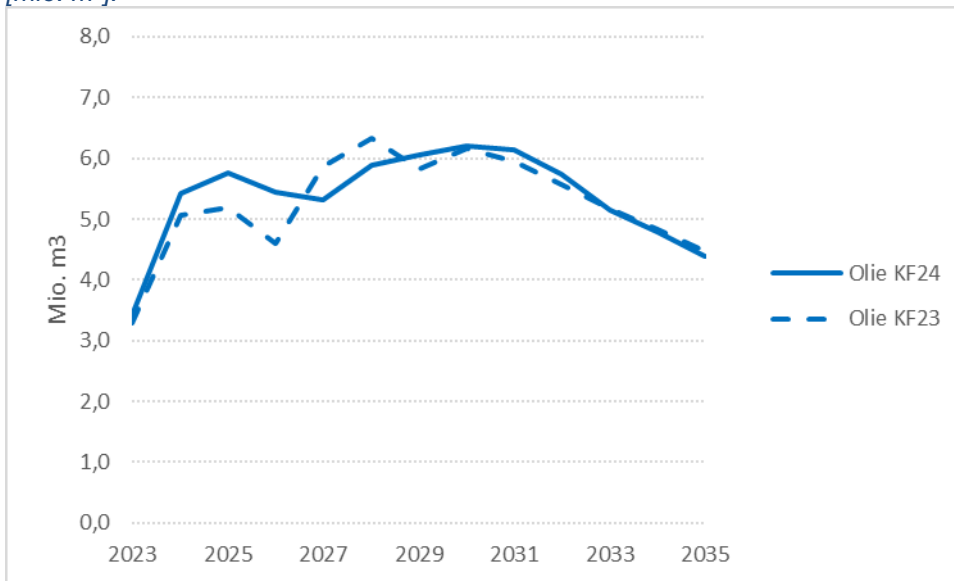
Nedenstående figur 1.3 viser forskellene i egetforbruget og flaring mellem KF23 og KF24. Som det fremgår af figuren, er der indrapporteret et højere egetforbrug af gas og flaring i KF24, end det var tilfældet i KF23. Der pågår arbejde med at vurdere årsager til forskelle, men det kan blandt andet henføres til indberetning af lidt højere forventninger til fremtidigt egetforbrug for en række felter. Indberettet forventet flaring er ligeledes højere i KF24 end i KF23.

Figur 1.3: Sammenligning mellem KF24 og KF23 for egetforbrug og flaring [mia. Nm³].



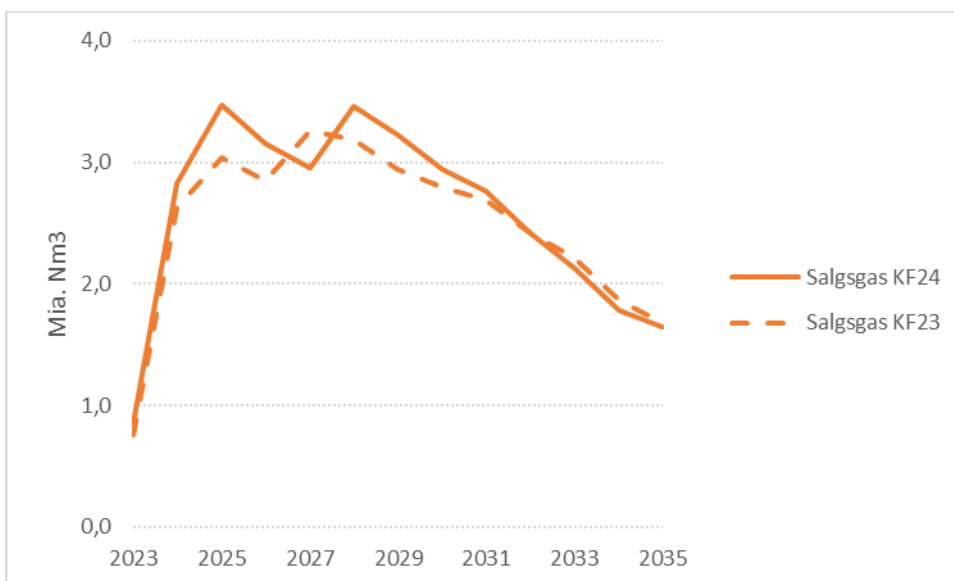
Figur 1.4 og 1.5 sammenligner den nuværende forventning til udviklingen i olie- og gasproduktionen med forventningen i KF23.

Figur 1.4: Sammenligning mellem KF24 og KF23 for olieproduktion fra Nordsøen [mio. m³].



Note: Brændværdien for olie er 36,55 PJ/mio. m³

Figur 1.5: Sammenligning mellem KF24 og KF23 for gasproduktion fra Nordsøen [mia. Nm³].



Note: Brændværdien for gas er 38,88 PJ/mia. Nm³

Ændringerne i 2023 produktionsprognosen for olie og gas ift. produktionsprognosen fra 2022, der blev anvendt i KF23, skyldes bl.a.:

- Prognosen for olie frem mod 2050 er revideret som følge af nye data og oplysninger bl.a. produktionserfaringer. Desuden er diverse udbygningsprojekter blevet revurderet, og det har ført til både op- og nedskrivninger, men samlet set er der opskrivning på 3 pct. for *det forventede forløb* frem mod 2050, mens den samlede produktion i *det mulige forløb* frem mod 2050 næsten er uændret i forhold til sidste års prognose. Indtil 2030 er *det forventede forløb* generelt en smule højere end sidste års prognose, hvorefter forløbet stort set ligner sidste års forventninger.
- Prognosen frem mod 2050 er for salgsgas revideret som følge af nye data og oplysninger bl.a. baseret på produktionserfaringer. Endvidere er diverse udbygningsprojekter blevet revurderet, og det har samlet set ført til en opskrivning af prognosens *forventede forløb* frem mod 2050 for salgsgas med 2 pct. og en opskrivning på 3 pct. for *det mulige forløb* frem mod 2050.

Gasprognosen topper med en årlig produktion på knap 3,5 mia. Nm³ i 2025 og 2028, hvorefter den gradvist falder. Gasprognosen forventes at dykke en smule i 2026 og 2027, hvilket hænger sammen med at de forventede producerede mængder er revurderet. Prognosen for salgsgas er jævnt faldende efter 2027.

- Der er foretaget en nedskrivning af salgsgasdelen og oliedelen af de *teknologiske* ressourcer. Det skyldes en yderligere forventning om et mindre incitament til udviklingen af ny teknologi som følge af, at *Nordsøaftalen af 3. december 2020* har sat et sluttidspunkt for indvindingen i 2050. Herudover nedskrivning af efterforskningsressourcer som følge af nye oplysninger om potentialet.

1.3.2 Usikkerhed

Produktionsprognosen er forbundet med usikkerhed. Prognosen er overordnet sammensat af fire kategorier: reserver, betingede ressourcer, teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer. For alle data heri - undtagen reserver - foretages der en risikovejning, idet der er usikkerhed knyttet til disse ressourcer.⁶ Der er således stor usikkerhed om udbygningen af en række projekter i de betingede ressourcer. Særligt i forhold til teknologiske ressourcer og efterforskningsressourcer er der tale om data forbundet med stor usikkerhed. Usikkerheden er desuden stigende i takt med hvor langt ude i fremtiden, der prognosticeres for.

⁶ Se figur 1 i rapporten "Ressourceopgørelse og prognose" for yderligere uddybning (Energistyrelsen, 2023), <https://ens.dk/ansvarsomraader/olie-gasproduktion/rapporter-om-olie-og-gasaktiviteter>

1.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Fremskrivningsmetoden for olie- og gasproduktion samt egetforbrug og flaring baserer sig på indberetninger fra selskaberne, og afviger dermed fra den generelle fremskrivningsmetode i KF. Dette kan evt. give anledning til at foretage tilpasninger.

1.4 Kilder

Ressourceopgørelse og prognose, 2023, Energistyrelsen. Hentet fra <https://ens.dk/ansvarsomraader/olie-gas/rapporter-om-olie-og-gasaktiviteter>

Fremtiden for olie- og gasindvinding i Nordsøen af 3. december 2020. Hentet fra <https://kefm.dk/Media/0/3/Nords%C3%B8aftale.pdf>

Aftale om grøn skattereform for industri mv. fra 2022. Hentet fra <https://fm.dk/media/26070/aftale-om-groen-skattereform-for-industri-mv-a.pdf>.

Kapitel 1 bilag

Den årlige rapport "Ressourceopgørelse og prognose". omfatter en opgørelse over de danske olie- og gasressourcer samt en produktionsprognose på kort og langt sigt.

Ressourceopgørelsens kategorier

Ressourceopgørelsen omfatter fire kategorier af ressourcer:

- 1) *Reserver*: omfatter fremtidig indvinding fra eksisterende produktionsanlæg og udbygninger, som er sandsynliggjort
- 2) *Betingede ressourcer*: omfatter projekter for udbygninger af fund og nye felter eller videreudbygning af eksisterende felter, hvor det tekniske eller kommercielle grundlag endnu ikke er på plads til en endelig beslutning om udbygning.
- 3) *Teknologiske ressourcer*: omfatter et skøn over de mængder af olie og gas, der vurderes yderligere at kunne indvindes ved brug af ny teknologi.
- 4) *Efterforskningsressourcerne*: omfatter et skøn over de mængder, der vurderes at kunne indvindes fra nye fund.

Produktionsprognosen

For alle ressourcekategorier undtagen "Reserver" foretages der i forbindelse med udarbejdelse af produktionsprognosen en risikovejning. Fordi disse dele af prognosen er mere usikre, indgår de således risikovægtede i prognosen.

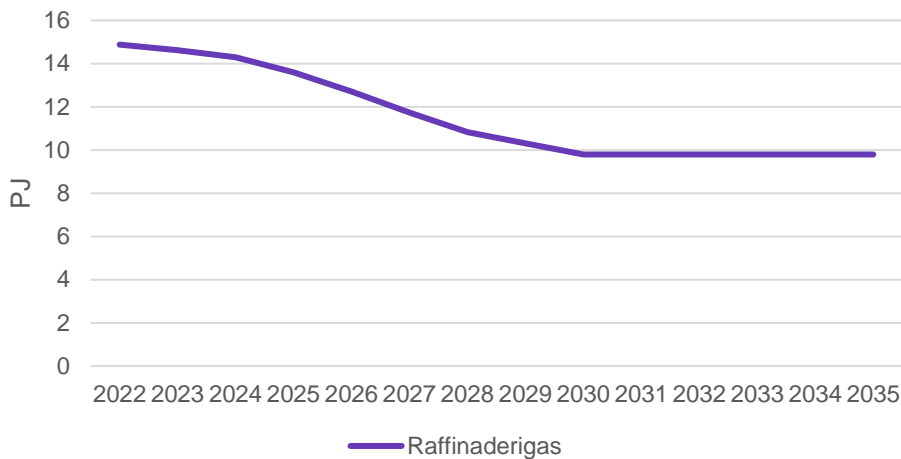
På grundlag af prognosekategorierne Reserver og Betingede ressourcer udarbejdes en prognose for *det forventede forløb* af olie- og gasproduktionen. Det forventede forløb består således af de to kategorier i prognosen, som der er størst sandsynlighed for bliver indvundet. Desuden udarbejdes en prognose for *det mulige forløb*, der også indeholder bidrag fra Teknologiske ressourcer og Efterforskningsressourcer. En nærmere beskrivelse kan findes i *Ressourceopgørelse og prognose* fra august 2023.

Kapitel 2: Raffinaderier

2.1 KF24 forløbet frem mod 2035

Dette kapitel beskriver forudsætningerne bag fremskrivningen af raffinaderiernes egetforbrug af raffinaderigas. Raffinaderigas er det primære brændselsinput til raffinaderiernes procesvarme, hvorfor det også er forbruget af dette, der udgør den primære kilde til udledninger fra raffinaderierne. I kapitlet beskrives både den historiske udvikling i raffinaderiernes aktivitet (jf. afsnit 2.2.1) og den fremadrettede betydning som *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022 kan have for incitamentet til raffinaderiernes aktivitetsniveau og tekniske omstilling (jf. afsnit 2.2.2).

Figur 2.1: Fremskrevet egetforbrug af raffinaderigas [PJ]



Figur 2.1 viser det fremskrevne forbrug af raffinaderigas. Forventning til et aftagende egetforbrug af raffinaderigas følger indregning af lavere aktivitetsniveau og teknisk omstilling, jf. *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022. Antagelserne omkring denne omstilling beskrives i de senere afsnit.

Sammenlignet med KF23 forudsætningerne for raffinaderierne er der ingen væsentlige ændringer.

2.2 Metode og antagelser bag KF23 forløbet

Indtil KF23 var fremskrivningen af raffinaderiernes udledninger i KF baseret på en antagelse om et konstant aktivitetsniveau opgjort i form af konstant råolieforbrug samt uændret produktionsproces og dermed også konstant egetforbrug af raffinaderigas under antagelse om, at begge raffinaderier fortsat ville have fuld produktion. Til KF23 og KF24 er aktivitetsniveauet bestemt ud fra de beregninger af struktureffekter, der blev anvendt i forbindelse med *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022. De beregnede struktureffekter er i aftalen opgjort på baggrund af samme modelapparat, som er anvendt til Ekspertgruppen for en grøn skattereforms

første delrapport. Effekter på raffinaderierne udgøres dels af grænsehandelseffekter, dels af forskydning af produktion fra CO₂-intensiv mod ikke-CO₂-intensiv produktion, herunder via udflytning. I samarbejde med Skatteministeriet er det valgt, at struktureffekten i grundforløbet indregnes som en procentvis reduktion i produktionen ift. den forventede lineære baseline før aftalen.

Beregningsmetode til opgørelse af effekter i regi af *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022 er beskrevet i et dokumentationsnotat, der er offentliggjort i tilknytning til Ekspertgruppens første delrapport^[1]. De præcise struktureffekter, som er beregnet ved denne metode, vil blive beskrevet i et særskilt notat.

2.2.1 Generelle antagelser og metode

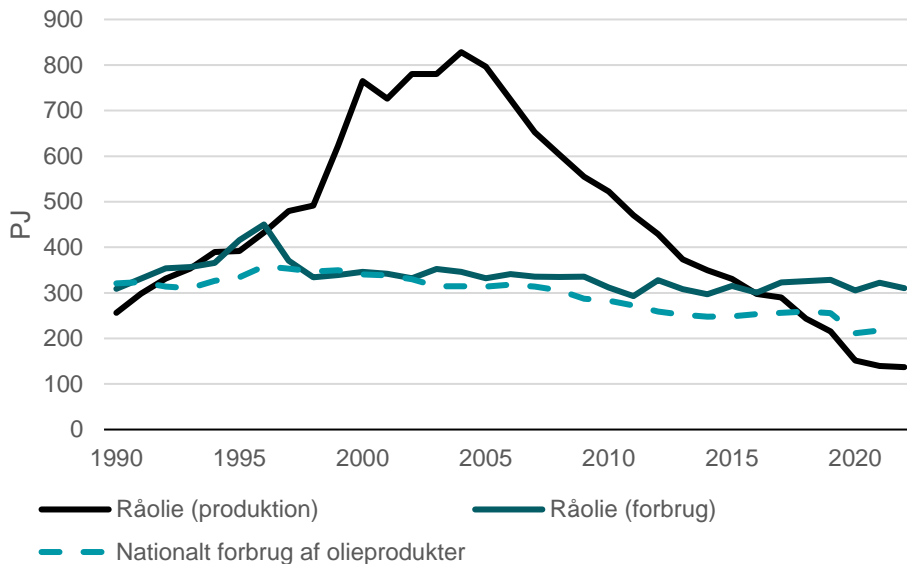
Som det fremgår af Grøn Industrianalyse's *Overblik over potentialer og barrierer for grøn omstilling af raffinaderier*, (Energistyrelsen, Grøn Industrianalyse, 2022) er hovedaktiviteten for de traditionelle olieraffinaderier destillation af råolie til forskellige produkter som benzin, dieselolie, gasolie og fuelolie. Destillationen foregår ved temperaturer op til 500°C, og er hovedsageligt fyret med raffinaderigas, der er et restprodukt fra destilleringen af olie. Når raffinaderiernes input er fossil råolie, tæller afbrænding af den deraf genererede raffinaderigas også som en fossil udledning. Raffinaderiernes fossile udledninger stammer derfor hovedsageligt fra afbrænding af raffinaderigassen.

2.2.1.1 Aktivitetsniveauet på de danske raffinaderier historisk set

Sammensætningen af råolie 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 (DrivkraftDanmark). Som det fremgår af figur 2.2 nedenfor har der dog historisk hverken været nogen direkte sammenhæng mellem den danske olieproduktion i Nordsøen eller det danske forbrug af raffinerede olieprodukter, og forbruget af råolie til raffinering på de danske raffinaderier.

^[1] Ekspertgruppen for en grøn skattereform (2022): "Dokumentation og følsomhedsberegninger af effekter for erhverv og rumvarme". Dokumentationsnotatet kan findes på Skatteministeriets hjemmeside, skm.dk.

Figur 2.2: Historisk sammenhæng produktion af råolie i Nordsøen og forbruget af råolie på de danske raffinaderier, holdt op mod det samlede danske forbrug af raffinerede olieprodukter (fordelt på sektorer) [PJ]



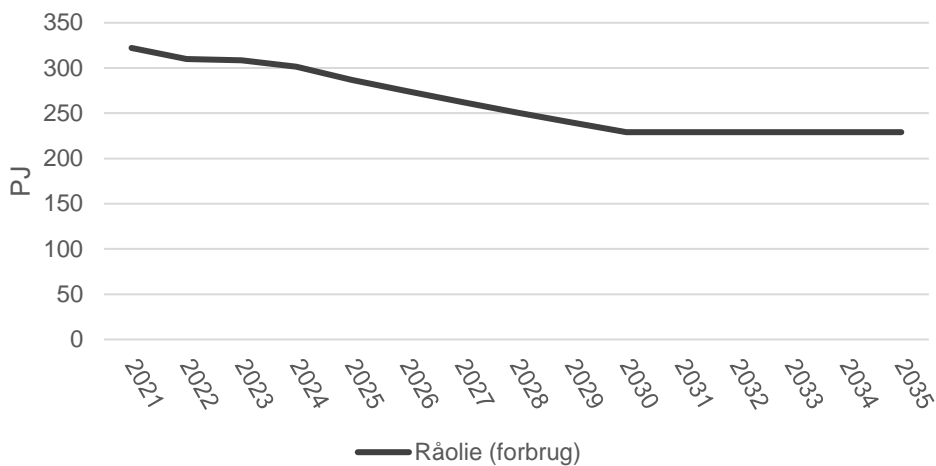
Kilde: *Energistatistikken 2022*

Historisk set har de danske raffinaderier endvidere både produceret olieprodukter til danske forbrugere og det internationale marked, og der har derfor ikke været nogen direkte sammenhæng mellem forbruget af olieprodukter i Danmark og aktiviteten på de danske raffinaderier.

2.2.1.2 Fremskrivning af aktivitetsniveau på raffinaderierne

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. Forventningen om faldende aktivitetsniveau betyder, at forbruget af råolie falder, jf. figur 2.3

Figur 2.3: Fremskrevet forbrug af råolie på de danske raffinaderier [PJ]



2.2.1.3 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 kravene, investeringsniveauer og omstillingsmuligheder er forskellige for de to raffinaderier. Til den samlede forventning til en mulig teknisk omstilling af egetforbruget af raffinaderigas bruges på et overordnet niveau samme metode, som anvendt i forbindelse med *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022 til fremskrivning af aktivitetsniveau.

Frem mod 2030 forudsættes, at ca. 14 pct. af det samlede egetforbrug af raffinaderigas 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

2.2.2 Frozen policy antagelser til KF24

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.

Omkostningsændringer som følge af *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022 kan både påvirke raffinaderiernes samlede aktivitetsniveau og den teknologiske sammensætning og omstilling af raffinaderiernes produktion. Ovenfor i afsnit 2.2.1.3 er den forventede udvikling af den teknologiske sammensætning beskrevet, hvor det antages, at *Aftale om grøn skattereform for industri mv.* fra 2022

har direkte indvirkning på størrelsesordenen af udviklingen af de disse centrale elementer.

2.3 Kvalificering af KF24 forløbet

2.3.1 Usikkerhed

Fremskrivningen af raffinaderiernes aktivitet er forbundet med en betydelig usikkerhed. Som vist på figur 2.2 har der historisk været små udsving på aktiviteten undtagen årene omkring 1995-1997, hvor olieraffinaderiet på Stignæs blev lukket. 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 KF23.

2.3.2 Planlagt udvikling fremadrettet

Der arbejdes på at beskrive raffinaderiernes omstillingsmuligheder yderligere, så der i forbindelse med kommende klimafremskrivninger er en ramme for detaljeret teknøkonomisk modellering af disse. Mulighederne for indarbejdelse i efterfølgende klimafremskrivninger vil dog i høj grad være afhængig af, at der kan etableres et detaljeret datagrundlag ift. både forventninger til udviklingen i aktivitetsniveau, samt omkostnings- og potentialedata for investeringer i energibesparelser eller konverteringer til mindre klimabelastende raffineringsmetoder herunder elektrificering af visse led i raffineringkæden, eller omstilling til biomassebaseret feedstock gennem input af rå bioolie eller syntetisk fremstillede råolier.

2.4 Kilder

- DrivkraftDanmark.. *Raffinering: Sådan laves din benzin*. Hentet fra: <https://www.drivkraftdanmark.dk/viden/hvor-kommer-din-benzin-og-diesel-fra/>.
- Energistyrelsen. (15. 10 2021). *Månedlig og årlig energistatistik*. Hentet fra Statistik, data, nøgletal og kort: <https://ens.dk/service/statistik-data-noegletal-og-kort/maanedlig-og-aarlig-energistatistik>
- Energistyrelsen. (2022). *Grøn Industrianalyse*. Hentet fra: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energibesparelser/opsummering_raffinaderier.pdf.
- Finansministeriet. (2022). *LOFT26*. Hentet her: https://fm.dk/media/26362/2030-planforloeb-grundlag-for-udgiftslofter-2026_web-a.pdf.
- Grøn skattereform for industri mv. fra 2022*. Hentet fra <https://fm.dk/media/26070/aftale-om-groen-skattereform-for-industri-mv-a.pdf>.
- Dokumentationsnotatet kan findes på Skatteministeriets hjemmeside: "*Dokumentation og følsomhedsberegninger af effekter for erhverv og rumvarme*". Hentet fra: <https://www.skm.dk/media/10987/dokumentationsnotat.pdf>

Kapitel 3: Biogasproduktion

3.1 KF24 forløbet frem mod 2035

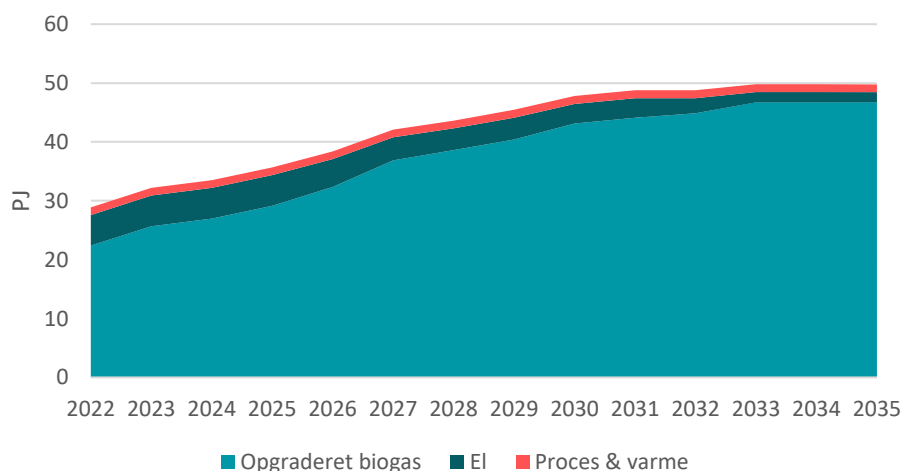
Dette kapitel beskriver den forventede udvikling i produktionen af biogas i KF24, herunder generelt om metoder og antagelser vedr. eksisterende produktion, og udbygning med ny produktionskapacitet for biogas i KF24 grundforløbet (jf. afsnit 3.2.1) og justering i frozen policy antagelser ift. KF23 (jf. afsnit 3.2.2).

Fremskrivningen af de forventede biogasmængder bygger på tre elementer⁷:

- Biogasmængder med støtte fra de lukkede støtteordninger,
- Biogasmængder, der forventes at komme som følge af udbud til biogas og andre grønne gasser
- Biogasmængder fra produktion af ikke-støttet biogas.

Den samlede biogasproduktion fordelt på anvendelser frem til 2035 skønnes at udvikle sig som i figur 3.1. Forudsætningerne for figuren uddybes i det efterfølgende.

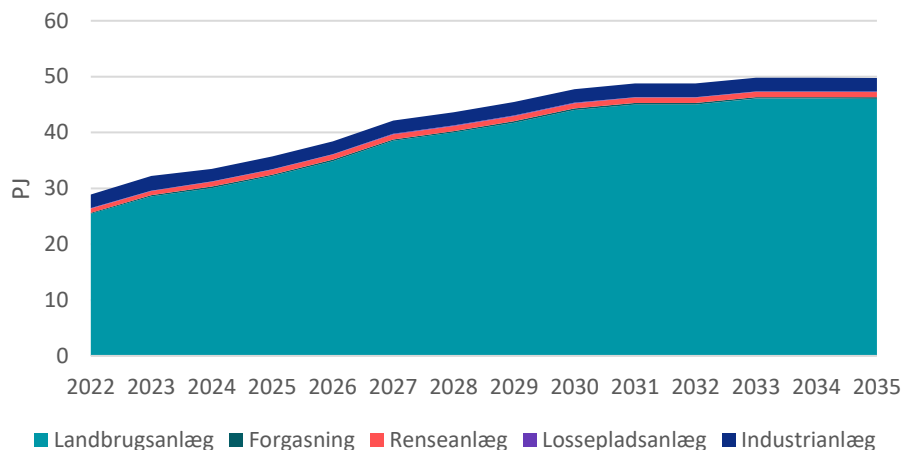
Figur 3.1: Skønnet biogasproduktion 2022-2035 fordelt på anvendelse



Den forventede biogasproduktion fordelt på anlægstyper fremgår af figur 3.2.

⁷ I dette notat fokuseres der på produktionen af biogas. Det bemærkes dog, at fremskrivningen af biogas også kan indeholde andre grønne gasser. Eksempelvis er det muligt at byde ind på de kommende støtteudbud med e-metan. Det antages dog, at udbuddet resulterer i biogasproduktion, jf. afsnit 3.2.2. Produktionen af øvrige grønne gasser behandles i de respektive kapitler, for eksempel behandles produktionen af e-metan i kapitel 4 *Power-to-X*.

Figur 3.2: Skønnet biogasproduktion 2022-2035 fordelt på anlægstyper



Hovedparten af biogasproduktionen finder sted på landbrugsanlæg, som enten opgraderer gassen til naturgaskvalitet eller anvender den til el-produktion. Herudover finder der en mindre produktion sted på forgasnings-, spildevands-, industri- og lossepladsanlæg. I tilgift til biogassens mulige anvendelse som CO₂-neutralt brændsel, medvirker indvinding af lossepladsgas også til at reducere metanudledninger fra deponi, som beskrives i *KF24 Sektorforudsætningsnotat for Affalds kapitel 2 Øvrigt affald og spildevand*.

Der er fem primære forskelle i forudsætningerne i biogasfremskrivningen i KF24 ift. KF23.

- Der er ændringer i de forventede mængder fra de kommende udbud til biogas og andre grønne gasser, som følge af *Klimaaf tale for Energi og industri mv. 2020*. Det blev d. 28. november 2023 besluttet at fremrykke andet støtteudbud og lægge det sammen med det første støtteudbud som følge af forsinkelsen af det første udbud. Beregningerne til de forventede mængder er desuden opdateret med nye forudsætninger for fremtidige gaspriser, mv. samt antagelser om oprindelsesgarantier, hvor det for anlæg i de kommende udbud ikke vil være muligt at anmode om oprindelsesgarantier for den mængde, de har fået støtte til gennem udbuddet.
- Produktionen i 2023 er højere end forventet i KF23, hvilket giver et højere udgangspunkt for fremskrivningen.
- Der er antaget en højere udnyttelse af årnormerne for opgraderet biogas op til 100 pct. frem mod 2030, hvor den maksimale udnyttelse i KF23 var 90 pct. Det skyldes de generelt forbedrede rammevilkår for biogasproduktion som følge af bl.a. højere priser for oprindelsesgarantier mv.
- Der er som noget nyt foretaget et skøn for en ustøttet produktion ud over årnormerne.
- Der antages, at biogasproduktionen fortsætter efter støtteudløb

Den samlede biogasproduktion forventes overvejende at være bestemt af støtteordningerne, men den ustøttede andel af opgraderet biogasproduktion forventes at stige fremadrettet. Enkelte biogasanlæg har i 2022 og til og med 3. kvartal i 2023 produceret op til deres årsnorm og der er frasagt ca. 4,3 pct. af den samlede støtteberettigede produktion⁸. Der er desuden enkelte anlæg som har produceret en mindre mængde udover årsnormen, og således har produceret ustøttet uden for den støtteberettigede produktion.

Som følge heraf forventes en fremtidig udnyttelse af årsnormen på anlæg, der modtager støtte til biogas, der injiceres i gassystemet, på 100 pct. fra 2030. Dette skyldes, at rammevilkårene for biogasproduktionen forventes at være stadig mere fordelagtige for producenterne især med øgede afsætningsmuligheder af oprindel-sesgarantier til europæisk transportsektor.

Fsva. biogas til procesformål forventes de endelige årsnormer at være på plads primo 2024. Det er endnu uvist, hvordan udnyttelsen af årsnormerne vil være. Der er derfor antaget en udnyttelse på 50 pct.

De lukkede støtteordninger udløber mellem 2032 og 2042. Ved støtteudløb antages det, at mindre landbrugsbaserede el-producerende biogasanlæg ophører med produktionen, da de forventes enten at indstille produktionen eller at erstatte de el-producerende biogaskedler med alternativer såsom varmepumper, el.lign. Enkelte anlæg kan også vise sig at ville fortsætte elproduktionen, såfremt der er fordelagtige afsætningsforhold for fx varmeproduktion. Dette er dog ikke forudsat her, men vil blive genbesøgt i kommende fremskrivninger. De resterende ikke-elproducerende anlæg på støtteordningerne antages at fortsætte produktionen ved støtteudløb, så længe det er rentabelt.

For anlæg, der producerer opgraderet biogas, forventes produktionen at fortsætte ustøttet, da rammevilkårene for produktion af ustøttet biogas inden for de kommende år forventes at blive fordelagtige nok til at drive en ustøttet produktion fremadrettet.

Konvertering af støtten til el-produktion til støtte til opgradering

Inden for de lukkede støtteordninger er det muligt at konvertere tilsagnet om støtte til el-produktion fra biogas til støtte til opgradering af biogas. Det forventes, 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.

⁸ For yderligere information om ressourcegrundlaget for biogasproduktion henvises til kapitlets bilag.

Der er derfor indlagt et skøn i fremskrivningen om konvertering af de landbrugsbaserede biogasanlæg. For større anlæg skønnes det, at de konverterer fra 2026 og frem, hvor det for mindre anlæg er antaget, at de konverterer ved støtteudløb, såfremt adgang til gasnettet eksisterer. De skønnede konverteringer svarer til ca. 3,3 PJ i 2030.

3.2.1.2 Udbud til biogas og andre grønne gasser

Til ovenstående skøn for biogasproduktion på de lukkede støtteordninger skal lægges biogasudbygningen som følge af kommende udbud til biogas og andre grønne gasser, jf. *Klimaaf tale for energi og industri mv.* af 22. juni 2020 (Klimaaf talen). Der er i Klimaaf talen aftalt seks udbud af støtte til biogas og andre grønne gasser frem mod 2030. Støtten tildeles i 20 år for de enkelte projekter, og der er afsat finansiering, som indfases gradvist frem til 2030. Med vedtagelsen af *Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022* blev det besluttet at fremrykke et støtteudbud fra 2026 til 2025 samt nedskrive puljen i 2025 fra 150 til 120 mio. kr. for at finansiere reguleringen af metantab fra biogasanlæg. Det blev d. 28. november 2023 besluttet at sammenlægge de to første udbud. Samtidig blev det besluttet, at biogasproducenter, der byder ind i de kommende udbud, ikke kan anmode om udstedelse af oprindelsesgarantier for den støttede mængde.

Afholdelse af udbuddet afventer den endelige statsstøttegodkendelse, og der er således en forsinkelse af det første udbud ift. antagelsen i KF23. Som følge af forsinkelsen i første udbud er der antaget en indfasningsprofil for biogasproduktionen, der resulterer i en mindre produktion på kort sigt. Første udbudsrunde forventes at finde sted i 2024, hvor biogasproduktionen i denne sammenhæng antages idriftsat fra 2025. Udbuddene skønnes at bidrage med ca. 1,4 PJ opgraderet biogas i 2025, stigende til 11,1 PJ årligt fra 2030 og frem til udløbet af tilskud, omend denne fremskrivning er forbundet med usikkerheder ift. realiseret støttebehov, udnyttelsesgrad, mv.

Opgraderet biogas er i dag den grønne gas, der er billigst at producere og injicere i gassystemet, hvorfor det er forventningen, at opgraderet biogas vil vinde udbuddene. Det er i fremskrivningen således 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.

3.2.1.3 Produktion af ustøttet biogas

Historisk har biogasproduktionen været knyttet til muligheder for støtte, da produktionen af biogas har været dyrere end betalingsviljen for biogassen samt oprindelsesgarantier. Det betyder, at det i fremskrivningen har været antaget, at biogasproduktion har været afhængig af støttemulighederne. Dette kan ændre sig med øgede muligheder for afsætning af ustøttet biogas, særligt til den europæiske transportsektor. Fremskrivningen indeholder derfor et skøn for produktionen af ustøttet

biogas inden for årsnormerne, fra de kommende udbud samt en mindre ustøttet mængde derudover.

Vedtagelsen af *CO₂e-fortrængningskravet på transportområdet* per 1. januar 2022 tilskynder til anvendelsen af biogas i transportsektoren grundet en høj fortrængning. I Tyskland er det per 1. januar 2024 muligt at anvende oprindelsesgarantier fra ustøttet biogas fra det danske gassystem til opfyldelse af det tyske fortrængningskrav. Afhængig af betalingsvilligheden vil det give et øget incitament for de danske biogasproducenter til at producere ustøttet biogas.

Den ustøttede produktion af opgraderet biogas antages som udgangspunkt at være inden for årsnormerne, dvs. som erstatning for en del af den støtteberettigede produktion. Der kan dog også forekomme en ustøttet produktion derudover, såfremt anlægget har en uudnyttet kapacitet, dvs. en produktionskapacitet ud over årsnormen.

I 2023 forventes den ustøttede produktion at udgøre ca. 4,3 pct. af den støttede biogasproduktion. Herefter antages den ustøttede produktion af biogas inden for de tildelte årsnormer at stige årligt lineært op til 22 pct. i 2032 og frem. Ved støtteudløb antages det, at biogasproduktionen fortsætter ustøttet. Denne antagelse tager udgangspunkt i de rammevilkår for ustøttet produktion af biogas, der skønnes væsentligt forbedret inden for de nærmeste år. For de el-produserende biogasanlæg antages spildevandsanlæg tillige at fortsætte produktionen efter støtteudløb, da de i overvejende grad allerede har foretaget de nødvendige investeringer inden for deres eksisterende økonomiske driftsramme, hvor et frafald af støtten kan kompenseres ved en øget takstfinansiering.

3.2.2 Frozen policy-antagelser til KF24

Der er få politiske ændringer i støtte- og rammevilkår for biogasproduktionen og -anvendelsen fra KF23 til KF24.

KF24 bygger på data fra de lukkede støtteordninger, således at udbygningen svarer til forventningen som følge af indførelsen af årsnormer og støtteperioder. Biogasmængderne, der forventes på de lukkede støtteordninger, forventes at fortsætte produktionen ustøttet opgraderet biogas efter støtteudløb. Dette skyldes, at rammevilkårene for produktion af ustøttet opgraderet biogas indenfor de kommende år forventes at blive fordelagtige nok til at drive en ustøttet produktion.

KF24 inddrager også produktion fra de forventede udbud til biogas og andre grønne gasser fra 2025. Her er det antaget, at udbygningen sker alene med opgraderet biogas, der afsættes til gassystemet. Første udbud er forsinket, da der endnu ikke er opnået statsstøttegodkendelse for ordningen. Udbuddene forventes samlet at bidrage med ca. 1,4 PJ i 2025 op til 11,1 PJ fra 2030. Forudsætningerne for ud-

buddene er ændret ift. KF23, idet første og andet udbud er sammenlagt til ét udbud. Desuden er der anvendt opdaterede prisantagelser, der samlet set giver en større forventet produktion af opgraderet biogas i KF24 end i KF23. Desuden blev det d. 28. november 2023 besluttet, at biogasproducenter, der byder ind i udbuddene, ikke kan anmode om oprindelsesgarantier for den støttede mængde.

3.2.3 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.

Der trådte ny regulering af metantab fra biogasproduktionen i kraft d. 1. januar 2023. Reguleringen indeholder krav til identificering og udbedring af kilder til metantab fra biogasproduktionen og fastsætter et punktkildekrav på metantab fra opgraderingsanlæg på 1 pct. Der er ikke sat en overordnet grænse for metantabet fra biogasproduktionen, men reguleringen forventes på sigt at sænke metantabet til et minimum, hvorfor det reducerede metantab, som beskrevet i sektorforudsætningsnotat om principper og politikker, vil indgå i KF24 mankoopgørelserne for hhv. 2025 og 2030.

Indregningen vil ske som partiel reduktion ift. de samlede danske udledninger i hhv. 2025 og 2030 og vil derfor ikke være afspejlet i den sektorspecifikke opgørelse af lækage fra biogasanlæg i CRF-tabellen. I CRF-opgørelsen til KF24 anvendes den samme lækagerate, som lå til grund for KF23, hvilket fra 2020 og frem er 2,9 pct. for landbrugsbaserede biogasanlæg ifølge DCE. Lækageraten er baseret på måleprojektet fra 2021, da der ikke foreligger nye måledata.⁹

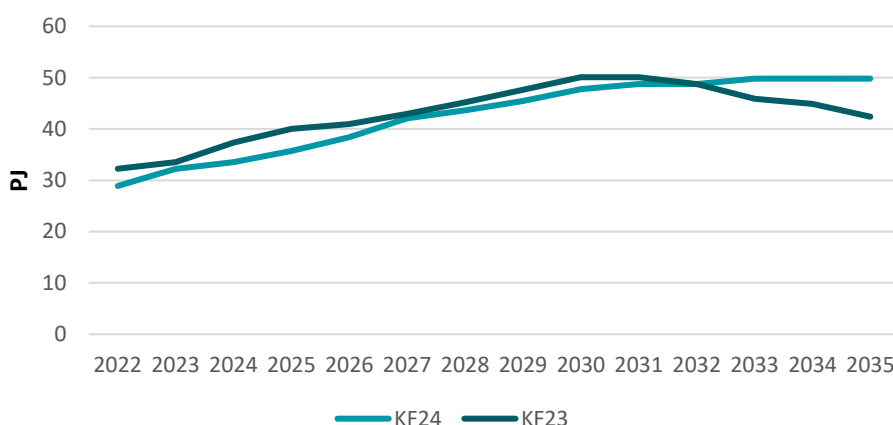
⁹ Metantab er baseret på måleprojektet fra 2019. Målrettet indsats for at mindske metantab fra danske biogasanlæg, 2021. Kan tilgås via: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/metantab_rapport.pdf.

3.3 Kvalificering af KF24 forløbet

3.3.1 Sammenligning med KF23

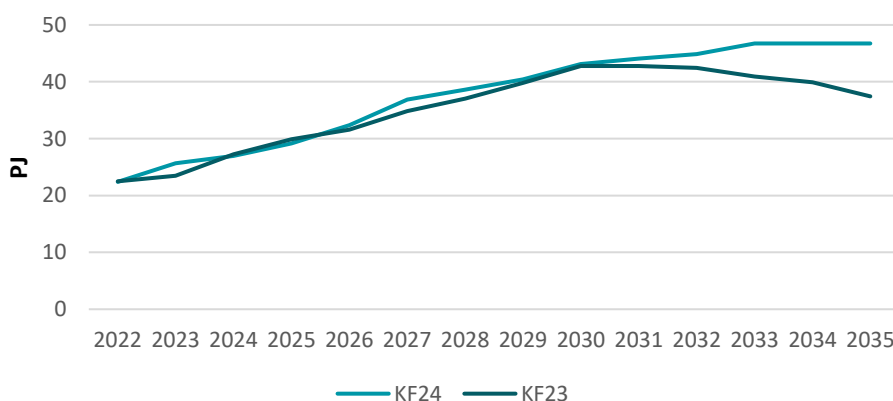
Som vist på nedenstående Figur 3.3, er der forskel mellem biogasfremskrivningen i KF23 og KF24.

Figur 3.3: Sammenligning af samlet forventet produktion af biogas i KF23 og KF24



Forskellen skyldes især ændringen i udbud til biogas og andre grønne gasser, en forventning om en højere udnyttelse af årsnormerne samt antagelsen om at produktionen af opgraderet biogas fortsætter efter støtteudløb.

Figur 3.4: Sammenligning af forventet produktion af opgraderet biogas i KF23 og KF24



Som det fremgår af Figur 3.4 forventes produktion af opgraderet biogas at ligge højere i KF24 end i KF23. Fremskrivningen af produktionen af opgraderet biogas i KF24 er i modsætning til KF23 baseret på en forventning om en højere udnyttelse af årsnormerne. Desuden er de biogasmængder, der forventes at komme som

følge af de kommende udbud til biogas og andre grønne gasser, en anelse større i KF24 end i KF23. Ved støtteudløb fra 2032 og frem antages det i modsætning til i KF23, at produktionen af opgraderet biogas fortsætter uden støtte.

3.3.2 Følsomhed

Skønnet over produktionen på de lukkede støtteordninger til biogas er behæftet med usikkerhed, som især skyldes antagelserne om udnyttelsesgraden af årsnormerne. Dog forventes rammevilkårene for produktionen at være stadig mere fordelagtige med nye afsætningsmuligheder især til transportsektoren, hvorved der forventes en stigende udnyttelse i de kommende år.

3.3.2.1 Udnyttelse af årsnorm

Udnyttelsen af de fastsatte årsnormer på de lukkede støtteordninger er centralt for, hvordan fremskrivningen udvikler sig. Udnyttelsesgraden af årsnormerne for biogasopgraderingsanlæg sættes til 100 pct. i 2030 og fremskrives som vist i Figur 3.5.

3.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Der forventes fremadrettet at være et større datagrundlag for at vurdere den ikke-støttede biogasproduktion. Desuden forventes første sammenlagte udbud afholdt i 2024, hvilket kan give et forbedret grundlag for vurderingen af mængderne samt typen af grøn gas som følge af udbuddene. Derudover kan udnyttelsen af årsnormerne blive genbesøgt i kommende klimafremskrivninger, hvis det vurderes relevant.

Det forventes, at der løbende laves nye målinger af metantabet i biogasproduktionen, hvilket tidligst forventes færdig i 2025 med inddragelse i KF26.

3.4 Kilder

Energistyrelsen. (2021-2022). Energistyrelsens årlige Biomasseopgørelse. Energi-
styrelsen.

Klimaaftalen for energi og industri af 22. juni 2020 Hentet fra [https://fm.dk/me-
dia/18082/faktaark_klimaaf tale-for-energi-og-industri-2020-et-overblik.pdf](https://fm.dk/media/18082/faktaark_klimaaf tale-for-energi-og-industri-2020-et-overblik.pdf)

Bekendtgørelse om CO₂e-fortrængningskrav og bæredygtighed mv. af 1. januar
2022. Hentet fra <https://www.retsinformation.dk/eli/lta/2021/2520>

Klimaaf tale om grøn strøm og varme 2022. Hentet fra [.regeringen.dk/me-
dia/11470/klimaaf tale-om-groen-stroem-og-varme.pdf](https://www.regeringen.dk/media/11470/klimaaf tale-om-groen-stroem-og-varme.pdf)

Wenzel H, JM Triolo, LV Toft, N Østergaard (2020): Energiafgrødeanalysen. SDU
og SEGES. Hentet fra [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/energiafgrøde-
analysen_med_bilag.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Bioenergi/energiafgrøde-analysen_med_bilag.pdf)

Kapitel 3 bilag: Ressourcegrundlag for biogasproduktion

Der forventes en kraftig stigning i biogasudbygningen de kommende år. Udbygningen af biogasproduktionen kan potentielt lægge et pres på de tilgængelige biomasseressourcer, der også kan anvendes til andre formål, såsom produktion af andre grønne brændstoffer eller biokul.

Biogas produceret i Danmark er underlagt en begrænsning på tilsætning af energiafgrøder i produktionen på 12 pct. faldende til 9 pct. i 2023 og 4 pct. i 2026. Desuden bliver majs som tilsætning udfaset i 2025, pga. forbud. Energiafgrøder står i dag for ca. 12 pct. af den samlede biogasproduktion. Dette betyder, at der skal findes alternative biomasser til biogasproduktionen, hvor især halm forventes at spille en større rolle i de kommende år.

Halm anvendes i stigende grad i biogasproduktion og er en biomasse med et stort biogaspotentiale. Halm afbrændes i dag også i kraftvarmeanlæg, men i takt med at varmeproduktion i højere grad kan basere sig på fx varmepumper, må det alt andet lige forventes, at efterspørgslen på halm falder med lavere priser til følge, hvilket kan resultere i en større tilførsel af halm til andre formål, som fx biogasproduktion eller pyrolyse.

Tabel 3.1 viser de biomasseressourcer, der blev anvendt til biogasproduktion i indberetningsåret 2021-2022, jf. *Energistyrelsens biomasseindberetning – og udbytteberegninger*. Det fremtidige biomassegrundlag vil afhænge af anlæggenes udnyttelse af halm og andre ressourcer, som efterafgrøder, mellemafgrøder eller græs, der alene eller i samspil kan erstatte den producerede biogas, der i dag kommer fra energiafgrøder i produktionen.

I tabel 3.1 vises et muligt biomassegrundlag uden energiafgrøder for en fremtidig biogasproduktion i 2030, jf. Energiafgrødeanalysens forudsætninger. Energiafgrødeanalysen viser et potentiale for anvendelse af halm på 15 PJ og et samlet biogaspotentiale fra alle betragtede ressourcer på 55 PJ i 2030, hvilket er lidt højere end den forventede biogasproduktion i 2030 på 50 PJ.

Tabel 3.1: Biomassegrundlag for biogasproduktionen i 2021-2022 samt mulig biomassesammensætning uden brug af energiafgrøder i 2030.

PJ	Biomassegrundlag	Energiafgrødeanaly- sen
	2021-2022	2030
Gylle, gødning & strøelse	8	18
Halm og lign.	2	15
Industri & andet restaffald, inkl. glycerin	10	8
Afgrøderester, kasserede afgrøder, haveparkaffald, mm.	1	9
KOD	3	5
Energiafgrøder	3	0
I alt	25	55

Anm.: Det bemærkes, at tallene for indberetningsperioden 2021-2022 ikke er sammenlignelige med de biogasmængder, der fremgår af fremskrivningen. Dette skyldes, at biomassegrundlaget i tabellen kun er for de gyllebaserede biogasanlæg.

Kilde: [Energistyrelsens biomasseindberetning, 2021-2022], og Wenzel H, JM Triolo, LV Toft, N Østergaard (2020): Energiafgrødeanalysen. SDU og SEGES. Da indberetningsperioden er ændret til at følge kalenderåret, foreligger ikke nyt data for perioden 2022-2023.

Kapitel 4: Power-to-X

4.1 KF24 forløbet frem mod 2035

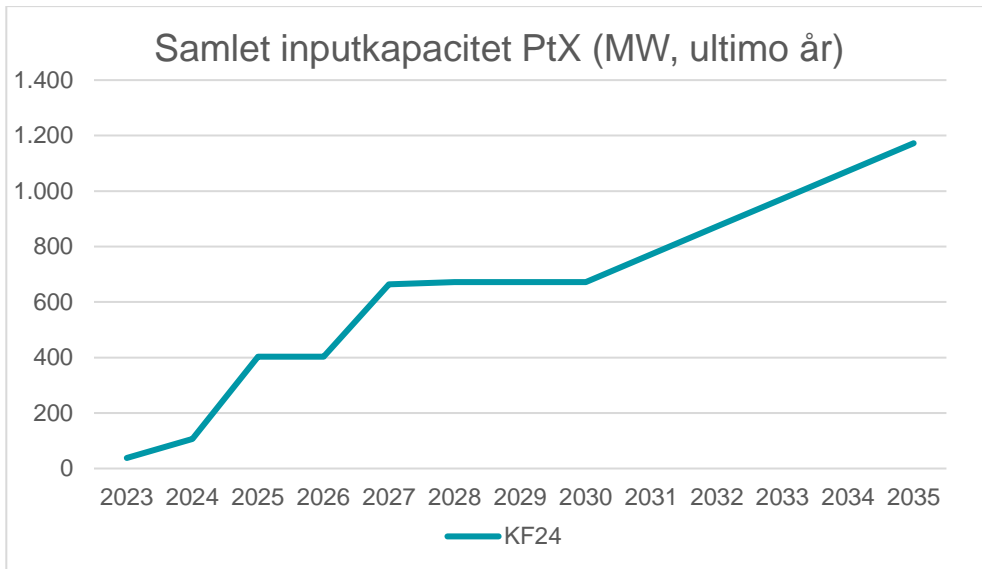
Dette kapitel beskriver den forventede udvikling i kapaciteter i PtX-anlæg i KF24, herunder generel metode og antagelser (jf. afsnit 4.2.1) samt den konkrete udvikling i elforbruget til PtX (jf. afsnit 4.2.2).

Power-to-X (PtX) dækker over en række teknologier, som alle tager udgangspunkt i, at strøm udnyttes til at fremstille brint. I Danmark taler man om Power-to-X. I udlandet kaldes det grøn brint eller "electrofuels" ("e-fuels"), men begge begreber beskriver den proces, hvor strøm og vand bliver lavet om til 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. Fælles for det danske fokus på PtX-produkter, hvad end det er brint, ammoniak eller kulstofholdige produkter og brændstoffer, er, at brintproduktionen er baseret på elektrolyse fra VE-kilder som fx sol og vind.

I KF24 baseres fremskrivningen af kapaciteten i PtX-anlæg på besluttede tiltag, herunder det afsluttede statslige udbud af støtte til PtX, som blev besluttet i forbindelse med *Klimaaftale for energi og industri mv. 2020* af 22. juni 2020. Puljens størrelse er 1,32 mia. kr. (2023-priser). Derudover indgår offentligt udmeldte PtX-projekter med elektrolysekapacitet, som forventes etableret uden behov for yderligere ændringer i nationale eller internationale rammevilkår, herunder PtX-projekter, som har opnået hel eller delvis støtte. Endeligt baseres fremskrivningen på længere sigt på en forventning om øget efterspørgsel på grønne brændstoffer.

Sammenlignet med forudsætningerne i KF23 er en af de væsentlige ændringer, at PtX-udbuddet er afsluttet og det medfører en effekt på 209 MW, sammenlignet med de 200 MW antaget i KF23. En opdateret forventning om etablering af anlæg under nuværende markedsvilkår baseret på PtX-pipelinen og en lavere udbygning af VE betyder, at elektrolysekapaciteten i 2030 skønnes reduceret fra ca. 900 MW til ca. 675 MW i KF24. Udbygningen efter 2030 suppleres med en fremskrivning, som afspejler en antaget markedsudvikling under nuværende markeds- og rammevilkår på længere sigt. I 2035 resulterer dette i en samlet skønnet kapacitet på omkring 1.175 MW i KF24, sammenlignet med 1.650 MW i KF23. Den antagne udvikling i elektrolysekapacitet frem mod 2035 i KF24 er vist i Figur 4.1.

Figur 4.1: Beregningsteknisk antagelse om udvikling i samlet elektrolysekapacitet for PtX



Forløbet afviger fra den politiske ambition om 4-6 GW i 2030, som fremgår i *aftale om udvikling og fremme om brint og grønne brændstoffer af 15. marts 2022*. Afvigelsen skyldes, at etableringen af mange af de udmeldte projekter skønnes betinget af ændringer i de gældende rammevilkår. Desuden trækker en ny konkurrencesituation som følge af højere priser og renter og statsstøtte i nabolande i EU og USA i retning af en lavere elektrolysekapacitet i Danmark. Konkrete tiltag, som en politisk beslutning om økonomiske rammevilkår for brintinfrastruktur, adgang til grøn strøm, adgang til kulstof og CO₂-marked, tiltag der stimulerer efterspørgslen af PtX-produkter, forbedrede rammevilkår i forbindelse med myndighedsprocesser, klarhed om adgang til vand, samt klarhed over tariffer, vurderes at kunne være centrale for at understøtte et forløb, som opfylder målet om 4-6 GW PtX i 2030.

Den antagne udvikling i elektrolysekapacitet frem mod 2030 under de gældende markedsvilkår i KF24 består derfor dels af kapaciteten fra PtX-udbuddet, dels af en række projekter, hvor der er truffet endelig investeringsbeslutning og projekter, som har opnået støtte til hele eller dele af projektet. Derudover er der inkluderet en yderligere PtX-kapacitet på baggrund af en forventning til efterspørgsel af PtX-produkter efter 2030. De medtagne projekter, som har opnået støtte, har fx modtaget støtte fra Energilagingspuljen fra 2019, PtX-udbuddet, støtte gennem IPCEI-projekter, eller øvrig finansiering fra fonde mv. PtX-anlæg med en elektrolysekapacitet på mindre end 5 MW er ikke inkluderet. Disse projekter er hovedsageligt FUD-projekter, som i overvejende grad forventes at være afsluttet før 2030.

Elektrolysekapaciteten forventes at være mindre end 40 MW i 2023. Herefter antages elektrolysekapaciteten at vokse til en samlet kapacitet på ca. 675 MW frem mod 2030. Det skønnes, at der i perioden efter 2030 vil være øget efterspørgsel på PtX-produkter formentligt fra udlandet, som vil være med til at drive en fortsat mindre udvikling i PtX-kapaciteten i Danmark. Den nøjagtige efterspørgsel og heraf følgende udvikling i PtX-kapaciteten er behæftet med stor usikkerhed, hvorfor kapaciteten fremskrives med samme gennemsnitlige hastighed, som udviklingen i kendte projekter i perioden 2023 til 2030, se Figur 1.

Eventuelle effekter fra støtteudbud til biogas og andre grønne gasser er ikke inkluderet. Dette er behæftet med usikkerhed, da udbuddet vil kunne medføre støtte til yderligere elektrolysekapacitet.

4.2 Metode og antagelser bag KF24 forløbet

4.2.1 Generelle antagelser og metode

Begrebet Power-to-X dækker over konverterings- og lagringsteknologier baseret på brint produceret ved elektrolyse ved hjælp af el fra vedvarende energikilder som vind-, sol- eller vandkraft. Elektriciteten bruges til at drive en elektrolyseenhed, som spalter vand til brint og ilt. Brinten kan herefter enten bruges som slutprodukt i sig selv eller viderekonverteres til andre brændstoffer, såsom ammoniak, metan, metanol eller jethuel, som med en samlet betegnelse kaldes PtX-brændstoffer, elektro-brændstoffer eller e-brændstoffer. Et elektrolyseanlæg kan således omdanne el til flydende og gasformige brændstoffer, og kan således ved anvendelse af el fra vedvarende energikilder bidrage til en grøn omstilling af energiforbrug, der ellers er vanskelig at omstille gennem direkte elektrificering, fx i dele af transportsektoren. Derudover kan PtX-anlæg bidrage til balancering af produktionen af elektricitet fra fx sol og vind ved at forbruge el i timer, hvor der er stor produktion af VE og elprisen er lav, og omvendt ikke forbruge el, når VE-produktionen er lav og elprisen høj. Der kan dermed være positive synergier mellem udbygningen af VE og PtX dog under forudsætning af, at PtX-anlæggene placeres geografisk hensigtsmæssigt i elnettet ift. VE-produktionen, samt at PtX-anlæggene vil blive drevet fleksibelt således, at forbruget mindskes, når elprisen er høj.

I KF24 udtrykkes PtX-kapaciteten gennem elektrolysekapacitet. Der er dog flere af de kendte PtX-projekter, som har til hensigt at etablere viderekonverteringsanlæg, hvori brint kan omdannes til andre PtX-brændstoffer med input af kulstof eller kvælstof. Flere offentligt kendte projekter omhandler produktion af kulstofholdige brændstoffer, som fx metan, metanol og jethuel. Kulstoffet til brændstofferne forventes i de fleste kendte projekter at komme fra biogas, men også et halmfyret kraftvarmeverk. I projekter, som producerer ammoniak, hvoraf der indgår et demonstrationsanlæg i KF24-forløbet, udskilles kvælstoffet fra atmosfærisk luft. I forbindelse med PtX-udbuddet og den yderligere efterspørgsel efter 2030 er det uvist, om brinten vil

anvendes direkte eller konverteres videre samt om produktet forbruges i Danmark eller eksporteres til udlandet.

Det er muligt at anvende overskudsvarmen fra elektrolyse til brug i fjernvarmesektoren. Dette kræver, at et givent elektrolyseanlæg er placeret i nærheden af et fjernvarmenet.

4.2.2 Frozen policy antagelser til KF24

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 mere end 9 GW elektrolysekapacitet i 2030, men der er ikke truffet endelig investeringsbeslutning for størstedelen af de udmeldte projekter. Kun de projekter, hvor der er kendskab til investeringsbeslutninger og projekter der har modtaget støtte til hele eller dele af projektet indgår derfor i KF24 forløbet frem mod 2030.

Udbudspuljer til PtX-udbygning

PtX-udbuddet på ca. 1,32 mia. kr. er siden KF23 afsluttet og udmøntet med en effekt på 209 MW elektrolyse¹⁰. Denne kapacitet er medregnet i KF24.

I forbindelse med *Klimaaftale for energi og industri mv. 2020* af 22. juni 2020 blev det besluttet at etablere en CCUS-pulje. Siden KF23 er det med *aftale om styrkede rammevilkår for CCS i Danmark* fra 20. september 2023 besluttet, at midlerne prioriteres til CO₂-fangst, -transport og -lagring (CCS), og ikke til produktion af brændstoffer (CCU). Dermed vil puljen ikke påvirke elektrolysekapaciteten.

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 KF24, da det skønnes, at det er væsentligt billigere at producere opgraderet biogas.

Eltariffer mv.

Siden KF23 er etablering af direkte linjer på spændingsniveauer på 10 kV og derover nettilsluttet, når de direkte linjer opfylder en række kriterier. Der pågår dog fortsat arbejde hos Energinet og Green Power Denmark med henblik på at fastlægge tarifieringen af direkte linjer med nettilslutning.

¹⁰ Pressemeldelse om afgørelse af PtX-udbud

<https://ens.dk/presse/danmarkshistoriens-foerste-ptx-udbud-afgjort-seks-projekter-vil-tilsammen-bygge-over-280-mw>

Forsyningstilsynet har i 2023 godkendt Energinets metode for begrænset netadgang og Energinets nye model for systemtarif. Begrænset netadgangen giver store elforbrugere, der er tilsluttet direkte på eltransmissionsnettet (fx PtX-producenter), mulighed for en reduceret nettatarif for til gengæld at være tilsluttet elnettet som afbrydelige kunder. Systemtariffen introducerer en reduktion i den energibaserede systemtarif for forbrug over 100 GWh per år, svarende til 20 MW elektrolyse. De nye tarif- og netprodukter anses for at være understøttende initiativer, der ikke i sig selv er drivende for additional elektrolysekapacitet, der kan medregnes i KF24.

Brintinfrastruktur og adgang til gasnettet

Brintinfrastruktur forventes at have en relativ stor betydning for udbygningen af PtX-kapacitet, da det alt andet lige giver projekterne en bedre mulighed for afsætning af brinten. Således forventes en eventuel beslutning om etablering af brintinfrastruktur at betyde flere investeringsbeslutninger i PtX-projekter og dermed en mulig stigning i kapaciteten i fremskrivningen.

Siden KF23 er der indgået *1. delaftale: Ejerskab og drift af fremtidens danske, rørbundne brintinfrastruktur* af 22. maj 2023. I denne aftale bemærker regeringen, at de vil komme tilbage til aftalepartierne med et oplæg til rammevilkår for finansiering af kommende, rørbunden brintinfrastruktur. Danmark og Tyskland indgik i marts 2023 en samarbejdsaftale om etableringen af et grænseoverskridende brintrør med idriftsættelse fra 2028. Der er ikke forpligtende indhold i samarbejdsaftalen, og realisering afhænger af afklaring om økonomiske rammer for etablering brintinfrastruktur.

Brint kan anvendes til produktion af e-metan igennem metanisering, hvor brint sættes sammen med CO₂. Herved er der potentiale for at øge produktionen af e-metan betragteligt uden yderligere træk på biomasseressourcerne. Det kan være interessant for producenter af opgraderet biogas grundet eksisterende adgang til infrastruktur til afsætning i gasnettet samt adgang til kulstofkilder til metaniseringsprocessen. Der medregnes i KF24 som del af det generelle metodevalg under frozen-policy forløbet to e-metan-projekter med en forventet levering af 0.3 PJ bionaturgas.

Efterspørgsel efter PtX-produkter

For så vidt angår efterspørgselssiden fremgår flere PtX-fremmende indsatser i EU-Kommissionens Fit-for-55-pakke. Det vurderes, at disse både kan have en effekt på PtX anvendt i Danmark og efterspørgslen på PtX i EU. Det er dog usikkert, i hvilket omfang mulige reduktioner i forbindelse med Fit-for-55 vil bidrage til de danske klimamål. Samlet set medfører de kvantificerbare initiativer fra Fit-for-55 en elektrolysekapacitet i Danmark, der svarer til mindre end 150 MW. Det vurderes at denne mængde vil blive dækket af de projekter, der allerede indgår i fremskrivningen.

Det forventes i KF24, at efterspørgslen på PtX-produkter vil stige i perioden efter 2030 og således også PtX-kapaciteten. Dette bygger på en forventning om, at grønne brændstoffer vil efterspørges i større grad fra transportsektoren, og at disse kan leveres i et relativt begrænset omfang, hvor infrastruktur ikke er en stopklods for PtX-projektet og med klar afsætningsaftale. Efterspørgsel kan blive drevet af udenlandske nationale udmeldinger på området, som Danmark potentielt vil kunne levere til. Udviklingen i efterspørgslen og den afledte effekt på etableringen af PtX-kapacitet er dog behæftet med store usikkerheder. Derfor fremskrives PtX-kapaciteten i KF24 for perioden 2030-2035 med den gennemsnitlige indfasning af forventet PtX-kapacitet i perioden 2023-2030 ud fra en antagelse om, at denne relativt begrænsede tilvækst af yderligere kapaciteter kan imødekommes også ved fravær af nye rammevilkår.

Etableringstid for PtX-anlæg

Et PtX-anlæg skønnes at kunne opføres på ca. 1 år, såfremt anlægget opføres i forbindelse med eksisterende anlæg, som har relevante miljø- og plangodkendelser mv., eller efter tilladelserne eller godkendelser er på plads. Skal der opføres helt nye anlæg på bar mark, estimeres etableringsfasen at kunne tage 2-3 år. Fra afgørelsen af PtX-udbuddet til idriftsættelse af et eller flere elektrolyseanlæg skønnes at gå 1-4 år. PtX-udbuddet indeholder en frist på 4 år til etableringen af anlæggene efter kontraktindgåelsen. Effekter af udbuddet antages at være i drift i løbet af 2027. Det antages, at elektrolyseanlæg opført i forbindelse med PtX-udbuddet vil være i drift i hele fremskrivningsperioden.

4.2.3 CO₂-reduktioner som følge af Power-to-X

Produktion af grøn brint eller andre brændstoffer på et PtX-anlæg giver først en CO₂-reduktion, når PtX-produkterne anvendes og fortrænger et fossilt brændstof, eller tilsvarende udledninger fra produktion til et kulstofbaseret produkt. De generelle principper for udledningsopgørelse er beskrevet i sektorforudsætningsnotat Principper og politikker kapitel 3. Reguleringen ift. CO₂-reduktioner ved anvendelse af e-brændstoffer i transporten behandles i KF24 sektorforudsætningsnotat om transport.

Herudover kan PtX-produkter anvendes som kemikalier i industrielle processer eller i landbruget og bidrage med CO₂-reduktioner i industrien.

PtX til metanisering af CO₂ fra fx biogasopgraderingsanlæg vil lede til en fortrængning af CO₂ i Danmark, da overskydende CO₂ fra biogassen i stedet omdannes til e-metan, som kan indføres i gassystemet og fortrænge fossil naturgas ligesom biometan. Denne effekt vil blive beskrevet i emissionsopgørelsen i KF24. Potentialet kan dog være begrænset bl.a., fordi at der er afsat midler til lagring af biogen CO₂ (NECCS-puljen) med henblik på at opnå negative emissioner pba. *Aftale om finansloven for 2022*.

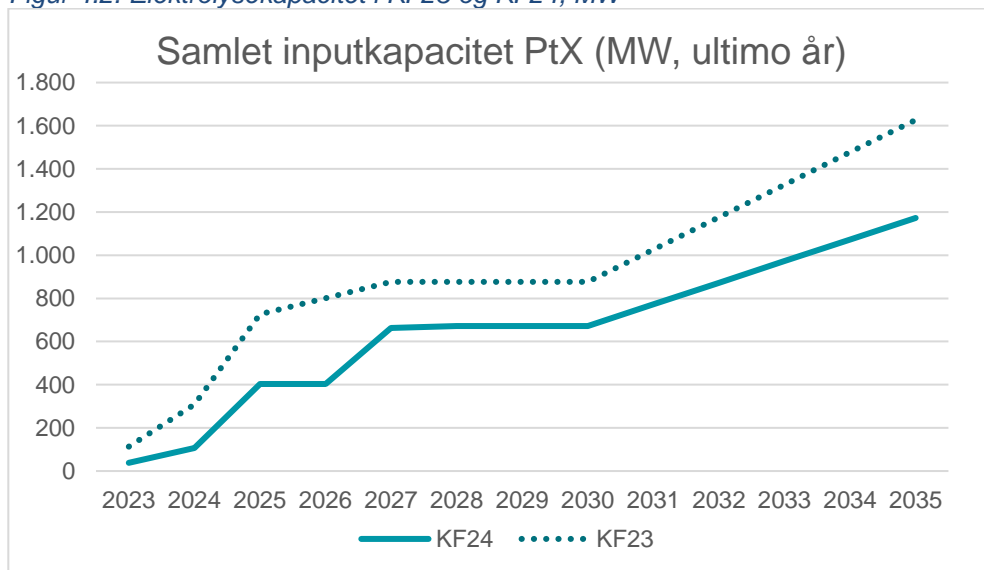
I det afholdte udbud til PtX blev støtten tildelt produktionen af PtX på 209 MW. Det er ikke garanteret, at anvendelsen af den støttede PtX sker i Danmark, eller at der nødvendigvis støttes produktion af produkter, der reducerer danske emissioner. Der indgår derfor ikke særskilt vurdering af fortrængning af CO₂ i Danmark fra PtX-udbuddet i KF24.

4.3 Kvalificering af KF24 forløbet

4.3.1 Sammenligning med KF23

I KF23 blev det antaget, at PtX-udbuddet på 1,25 mia. kr. ville medføre en effekt på 200 MW elektrolysekapacitet. Herudover indgik få yderligere projekter, som enten havde opnået støtte til hele eller dele af projektet eller hvor der var truffet endelig investeringsbeslutning uden støtte. I KF23 var fremskrivning af elektrolysekapacitet samlet på ca. 1.650 MW i 2035, se figur 4.2.

Figur 4.2. Elektrolysekapacitet i KF23 og KF24, MW



4.3.2 Usikkerhed

Der er som nævnt betydelig usikkerhed knyttet til mange elementer vedrørende PtX. Ud over usikkerheder om forløbet inden for de under KF24 gældende politiske vilkår forventes de væsentligste faktorer og usikkerheder, der påvirker udviklingen under KF24's metode at være:

- 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, som indgår som udgifter og

produktionen af PtX-produkter, 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.

- 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.
- Udvikling af brintinfrastruktur i Danmark med mulighed for afsætning i omkringliggende lande.
- Danmarks position i det internationale marked for VE-brændstoffer, som afhænger af den teknologiske udvikling og modning af markederne. Afhængigt af konkurrenceevnen for danskproducerede brændstoffer samt udviklingen af en fælles europæisk brintinfrastruktur vil dette have betydning for omfanget af import/eksport af PtX-brændstoffer.
- Udviklingen af et transparent og konkurrencefyldt marked for CO₂ med fælles europæiske standarder, der både muliggør anvendelse (CCU) og lagring (CCS).
- Udviklingen i VE-elproduktionen i danske elprisområder har en indirekte betydning for udviklingen af PtX-produktion. Med usikkerheden om niveauet af VE-udbygningen under de nuværende markedsvilkår er udviklingen i elpriserne ligeledes usikker grundet, at VE udbygningen påvirker elprisen, som vil have betydning for driften af PtX-anlæggene samt afsætningsprisen.
- Det er usikkert, hvorvidt de kommende støtteudbud til biogas og andre grønne gasser vil medføre yderligere elektrolysekapacitet.

4.3.3 Planlagt udvikling fremadrettet

Gennemføres der yderlige ændringer i rammevilkår, som påvirker produktionen og efterspørgslen af PtX-produkter og brintinfrastruktur, inddrages disse i fremadrettede fremskrivninger, herunder KF25.

4.4 Kilder

Klimaaf tale for energi og industri mv. (22. juni 2020)

[https://kefm.dk/Media/8/8/aftaletekst-klimaaf tale-energi-og-industri%20\(1\).pdf](https://kefm.dk/Media/8/8/aftaletekst-klimaaf tale-energi-og-industri%20(1).pdf)

Aftale om udvikling og fremme af brint og grønne brændstoffer

<https://www.regeringen.dk/media/11146/aftale-om-udvikling-og-fremme-af-brint-og-groenne-braendstoffer.pdf>

Aftale om styrkede rammevilkår for CCS i Danmark

<https://kefm.dk/Media/638307862071081909/Aftale%20om%20styrkede%20rammevilk%C3%A5r%20for%20CCS%20i%20Danmark%20af%202020.%20september%202023.pdf>

Opfølgende aftale ifm. Klimaaf tale for energi og industri mv. (21. december 2021)

https://kefm.dk/Media/637757616832904692/Opf%C3%B8lgende%20aftale%20ifm.%20Klimaaf tale%20for%20energi%20og%20industri%20mv._21-12-2.pdf

Mulighed for etablering af brintinfrastruktur - 1. delaftale: Ejerskab og drift af fremtidens danske, rørbundne brintinfrastruktur

<https://kefm.dk/Media/638204311368810699/Aftaletekst%20-%20mulighed%20for%20etablering%20af%20brintinfrastruktur.pdf>

Aftale om Finansloven for 2022 (6. december 2021)

https://fm.dk/media/25396/aftale-om-finansloven-for-2022_a.pdf