



Ea Energianalyse

Marts  
2024

# Biomasseanvendelse og potentialet for CCS i forsyningssektoren

Udarbejdet for Concito af:

Ea Energianalyse

Gammeltorv 8, 6 tv.

1457 København K

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



# Indhold

---

1. Opsamling	4
2. CO <sub>2</sub> -effekt af biomasse	13
3. Hovedresultater	19
4. Analysegrundlag	31
Bilag: Forudsætningstabeller	39

---







1

# 1. Opsamling

## Indledning og formål

Med det indre energimarked, RePower EU og Fit for 55 har Europa lagt grundstenene for i fællesskab at accelerere den grønne omstilling. Danmark har vedtaget en klimalov, og gennem en række brede politiske aftaler er der fastlagt mål og udviklingsspor for en betydelig udbygning af vind og sol både offshore og på land. Hertil kommer visioner om elektrificering af erhverv, varmesektor og vejtransport. Der er afsat i alt knap 40 mia. kr. til CCS frem til 2045. Ørsted blev i maj 2023 erklæret vinder af det første CCS-udbud med planer om etablering af kulstoffangst (BECCS<sup>1</sup>) på de halm- og flisfyrede kraftvarmeanlæg, Avedøreværket og Asnæsværket. En væsentlig del af de resterende midler ventes udmøntet i to udbud i henholdsvis 2024 og 2025.

<sup>1</sup> Bioenergy with carbon capture and storage.

I seneste klimafremskrivning, KF23, forventes CCS at tegne sig for 3,2 mio. ton CO<sub>2</sub>-reduktion omkring 2030 med allerede vedtagne virkemidler. Energistyrelsen offentliggjorde i foråret 2023 en vurdering af det tekniske potentiale for biogen og fossil CCS fra punktkilder i Danmark på mellem 5 og 11 mio. ton i 2040, hvoraf mellem 3 og 6 mio. ton er fundet på affalds- og biomassefyrede anlæg.

CONCITO offentliggjorde i september 2021 rapporten *Optimeret biomasseanvendelse til el- og fjernvarmeproduktion mod 2040*<sup>2</sup>, der viser, at anvendelsen af biomasse til energiformål reduceres kraftigt mod 2040. Årsagen er især konkurrence fra vind og sol på elsiden og fra varmepumper på varmesiden. I scenarier, hvor biomassens nettoemission<sup>3</sup> af CO<sub>2</sub> prissættes med CO<sub>2</sub>-kvoteprisen og inkluderes i beregningerne, reduceres biomasseanvendelsen endnu hurtigere. Med udgangspunkt i omtalte analyse, kan det diskuteres om grundlaget for kulstoffangst fra biomasse reelt er så stort som vurderet i Energistyrelsens punktkilderrapport.

Der er sket en række ændringer i rammerne for energisektoren siden 2021, herunder øget fokus på regulering i LULUCF<sup>4</sup>-sektoren og på biodiversitet. På den baggrund har CONCITO ønsket en opdatering af 2021-analysen.

Formålet med denne opdaterede analyse er:

- At genbesøge analysen fra 2021 for at vurdere konsekvenserne af højere CO<sub>2</sub>-kvotepriser, højere gaspriser, den nye LULUCF-regulering i EU (højere biomassepriser) samt implementering af Grøn Skattereform i Danmark (indførelse af nye CO<sub>2</sub>-afgifter).
- At undersøge selskabsøkonomi ved etablering af CCS på affalds- og biomassefyrede anlæg - herunder en vurdering af, hvordan betalingsvilje for negative emissioner påvirker investeringer i CCS og anvendelse af biomasse i energiforsyningen.
- At inddrage de seneste års erfaringer fra udrulning af store varmepumper i fjernvarmen samt nye fremskrivninger af udbygning af fjernvarmenettet m.v.

<sup>2</sup> Rapporten er udarbejdet af Ea Energianalyse.

<sup>3</sup> Nettoemission er her defineret som det øgede indhold af CO<sub>2</sub> i atmosfæren ved at fyre med biomasse frem for at undlade at fyre med biomasse. Bemærk, at nettoemission af CO<sub>2</sub> antages at være nul ved forbrænding af biogent affald. Antagelsen bygger på en forudsætning om, at der reelt ikke er et alternativ til forbrænding af det affald der forbrændes på danske anlæg. Holdbarheden af denne forudsætning er ikke analyseret.

<sup>4</sup> Land Use Land Use Change and Forestry

## Analysens indhold og metode

Med udgangspunkt i formålet er denne analyse en opdatering og en videreudvikling af 2021-analysen med især nedenstående forskelle:

- Ny elprisfremskrivning hvor konsekvensen af især højere CO<sub>2</sub>-priser, højere gaspriser, højere elforbrug samt producentbetaling for netadgang slår igennem i markant højere elpriser end tidligere vurderet.
- Nu med mulighed for modeloptimerede investeringer i biomassekraftvarme og i CCS-anlæg i Danmark samt opdatering af økonomidata for CCS. I den tidligere analyse var kedler den eneste mulige biomasseinvestering.
- Opdatering af databasen over eksisterende el- og varmeproduktionsanlæg samt opdaterede antagelser om udvidelse af eksisterende varmemarkeder.
- Opdatering af antagelserne om nettoemission af CO<sub>2</sub> ved forbrænding af biomasse, samt analyse af potentiel prispåvirkning på biomasse til energiformål som følge af den skærpede LULUCF-regulering i EU.

Analysen er gennemført i fire scenarier samt med en række følsomhedsanalyser for betalingsvilje for CO<sub>2</sub>-fangst.

Tabel 1. Scenariematrix.

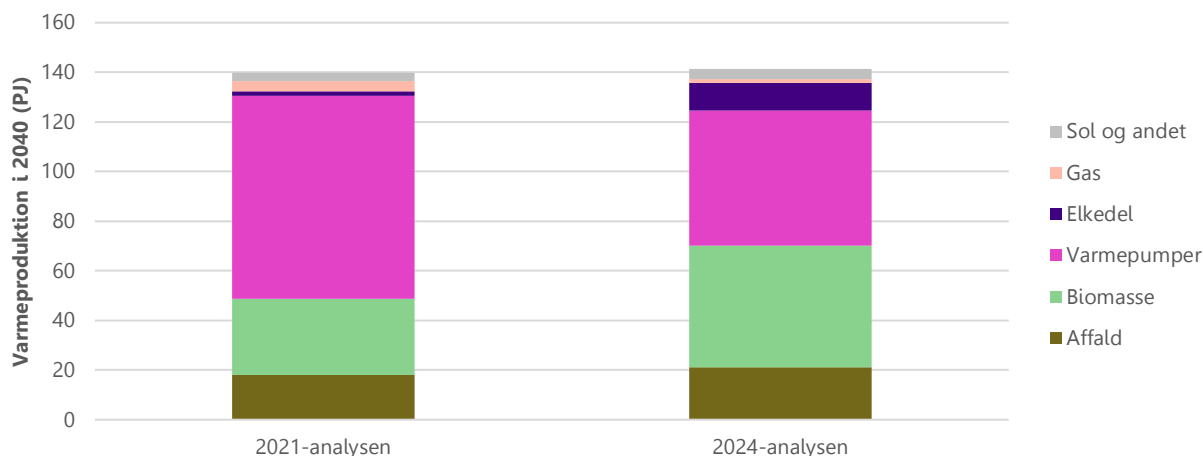
		Prisgennemslag fra LULUCF-regulering	
		<i>Ja</i>	<i>Nej</i>
Investering i CCS	<i>Ja</i>	CCS - Høj biopris	CCS
	<i>Nej</i>	Ref - Høj biopris	Ref

Den økonomiske drivkraft for CCS på biomasse og biogent affald antages primært at være salg af klimakreditter til private og offentlige købere. Der gennemføres følsomhedsanalyser på værdien af klimakreditter. Incitamentet for CCS på den fossile del af affaldet er i analysen primært sparet køb af CO<sub>2</sub>-kvoter samt

sparede afgifter<sup>5</sup>. Der forudsættes ikke at være yderligere incitament/tilskud til CCS på fossile brændsler. Incitamentsstruktur drøftes i konklusionsafsnittet.

## Hovedresultater

*Mere biomasse og færre varmepumper i 2024-referencescenariet end i 2021-referencescenariet*



Figur 1. Sammenligning af referencescenariernes varmeproduktion i beregningsåret 2040 i 2021-analysen og 2024-analysen. Kategorien "Sol og andet" dækker over solvarme og de mindre, øvrige kategorier (kul, bioolie, slam, letolie m-m.).

Når referencescenarierne i 2021-analysen og 2024-analysen sammenlignes, er det tydeligt, at biomasse får større betydning, og varmepumper får mindre betydning i den nye analyse. Der produceres i 2024-analysen knap 50 PJ varme på biomasse i 2040, mod 31 PJ i 2021-analysen. Det skyldes, at der indgår større biomassekapacitet i udgangspunktet, at de får mere drift, og at der investeres i yderligere knap 400 MW biomassefyret kraftvarmekapacitet. Højere elpriser forbedrer økonomien i biomassekraftvarme og forringer økonomien for varmepumper. På trods af de højere elpriser ses det, at den nye analyse fremskriver en øget andel af egentlige elkedler i varmeforsyningen (8% af produktionen). Det skyldes dels, at der nu regnes med lavere tariffbetaling på grund af såkaldt begrænset netadgang, dels større elprisvariationer i 2024-analysen end tidligere. Begge dele forbedrer økonomien for elkedler med fleksibel drift.

### *Potentiel betydelig prisstigning på biomasse efter skærpet LULUCF-regulering*

Ea Energianalyse har som en del af analysen foretaget en vurdering af, hvordan LULUCF-reguleringen kan påvirke prisen på biomasse til energi. I denne vurdering sker det gennem værdisætning af den

<sup>5</sup> Sparede afgifter gælder også blandet affald

midlertidige CO<sub>2</sub>-lagring, som reelt kan foregå i træmasse der efterlades i skovbunden som alternativ til energiudnyttelse. Prisstigningen beregnes ved at gange CO<sub>2</sub>-kvoteprisen med nutidsværdien af træmassens CO<sub>2</sub>-indhold. Nutidsværdien anvendes, da træmassen nedbrydes over tid. Såfremt skovdyrkerne får incitament til at indregne tabt værdi af CO<sub>2</sub>-lagring i skoven i deres prissætning af energitræ, kan det medføre en betydelig prisstigning på biomasse til energiformål. Ved en CO<sub>2</sub>-pris på fx 1.000 kr./ton CO<sub>2</sub>, fås en priseffekt på ca. 20 kr./GJ for flis, 18 kr./GJ for træpiller og 7 kr./GJ for halm. Den tabte CO<sub>2</sub>-indtægt må forventes at blive helt eller delvist indregnet, hvis skovdyrkerne alternativt kan sælge klimakreditter for lagring af CO<sub>2</sub> (negative emissioner) til priser, der er sammenlignelige med CO<sub>2</sub>-kvoteprisen til private og offentlige aktører.

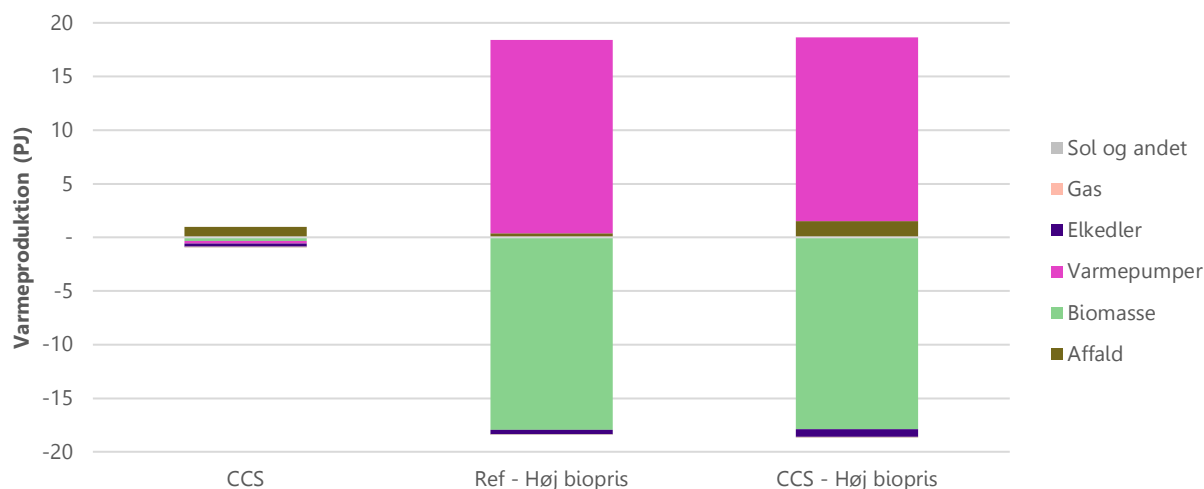
Om priseffekten vil vise sig i praksis er usikker. Det skyldes, at der endnu ikke er klare rammer, der overfører de nationale forpligtelser til kulstoflagring i skove og jorder til retvisende økonomiske incitamenter i skovforvaltningen.

### *Forventet biomassepris kan blive afgørende for investeringer i fjernvarmeproduktion*

I Figur 2 ses, hvordan varmeproduktionen er anderledes i de tre øvrige scenarier i 2040 sammenlignet med den opdaterede reference. I CCS-scenariet er ændringerne marginale, fordi det generelt ikke er attraktivt at investere i CO<sub>2</sub>-fangst på biomasse med en betaling på kun 800 kr./ton, som er det niveau for betaling der anvendes som grundforudsætning. Alene transport og lagring af CO<sub>2</sub> antages at koste minimum ca. 500 kr./ton frem mod 2040, og fangstomkostninger ligger på samme niveau.

Varmeproduktion fra biomassekedler og varmepumper har sammenlignelige omkostninger med de opdaterede elpriser, og begge teknologier har potentiale til at levere grundlast i mange danske fjernvarmeområder. Hvis prisen på biomasse stiger som følge af LULUCF-regulering, kan det derfor mange steder ændre balancen til fordel for varmepumper. Analysen viser, at ca. 35 % (knap 20 PJ) af referencescenariets biomassevarme i stedet leveres af varmepumper, hvis skovens evne til at lagre CO<sub>2</sub> slår igennem i højere priser på biomasse. Prisdannelsen fra skærpet LULUCF-regulering indregnes i scenarierne Ref – høj biopris og CCS – høj biopris.





Figur 2. Forskel i varmeproduktion i forskellige scenarier sammenlignet med basisscenariet i 2040. I scenarierne med CCS antages en betaling på 800 kr./ton lagret biogen CO<sub>2</sub>.

I CCS-scenariet og i CCS – Høj biopris-scenariet investeres der frem mod 2040 i CO<sub>2</sub>-fangst på 19 % af den tilbageværende affaldsfyrede kapacitet (17% af 2025-kapaciteten). Anlæg med CCS tiltrækker en større del af det danske affald, men det er stadig ikke attraktivt at importere affald fra udlandet med forudsætningen om en importpris på -480 kr./ton<sup>6</sup>. Ved etablering af CCS produceres overskudsvarme, og affaldsanlægene leverer derfor en lidt større del af den samlede varmeproduktion i de to CCS-scenarier. En del af denne varme bliver dog bortkølet, viser analysen.

### Høj værdi af klimakreditter kan levere betydelige negative emissioner i 2040

Sparede CO<sub>2</sub>-kvoter og i mindre grad sparede afgifter er incitamentet til etablering af CCS på den fossile del af affaldet<sup>7</sup>. For rent biogene brændsler ligger incitamentet i salg af klimakreditter<sup>8</sup>. Derfor har værdien af klimakreditter stor betydning for, hvor meget CCS der etableres, og hvor meget CO<sub>2</sub> der fanges og lagres.

Økonomien i CCS på affaldsfyrede anlæg er som hovedregel bedre end på biomassefyrede anlæg. Det skyldes, at kun affaldsfyrede anlæg sparer afgifter. Det ses af Figur 3, at CCS på rent biomassefyrede anlæg først er attraktivt ved 1.200 kr./ton CO<sub>2</sub> i CCS-scenariet og ved 1.400 kr./ton CO<sub>2</sub> i CCS Høj Biopris scenariet. Ved disse priser etableres tillige fangstanlæg på stort set alle de tilbageværende affaldsfyrede anlæg, med lagring af ca. 2,2 mio. ton CO<sub>2</sub>. Betaling for den biogene CO<sub>2</sub> er også vigtig for

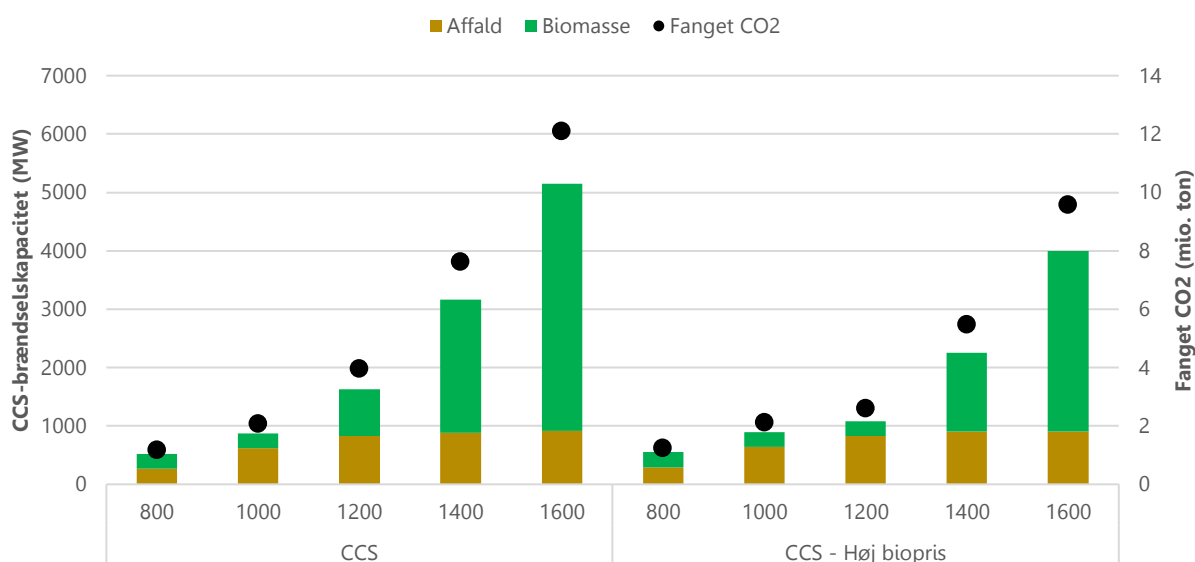
<sup>6</sup> Prisen er negativ, da den afspejler en betaling for at få brændt sit affald (modtagegebyr).

<sup>7</sup> Der spares potentielt også afgifter for den biogene del i blandede læs affald.

<sup>8</sup> Klimakreditter betegner her summen af indtægter for negative CO<sub>2</sub>-emissioner, herunder evt. tilskud.

affaldsanlæggene, da kun 20% af emissionen er fossil med den forudsatte affaldssammensætning fra 2030 og frem.

I analysen forudsættes det, at EU's CO<sub>2</sub>-kvotepris stiger til knap 1.400 kr./ton i 2040. I de to følsomhedsanalyser CCS 1400 og CCS – Høj Biopris 1400 er fangst af biogen og fossil CO<sub>2</sub> derfor nogenlunde økonomisk ligestillede – når der ses bort fra afgifter. Vi vurderer, at den optimerede udvikling aftegnes i CCS – Høj Biopris 1400, hvor værdien af CO<sub>2</sub>-lagring i skoven også indgår i optimeringen. I denne følsomhedsanalyse lagres i alt 5,5 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2040, nogenlunde ligeligt fordelt på affaldsfyrede- og biomassefyrede anlæg, hvilket er i den øvre del af potentialet i Energistyrelsens punktkildeanalyse. Ændrede CO<sub>2</sub>-kvotepriser, ændrede omkostninger til etablering og drift af CCS samt ændrede el- og biomassepriser kan flytte det optimerede balancepunkt.



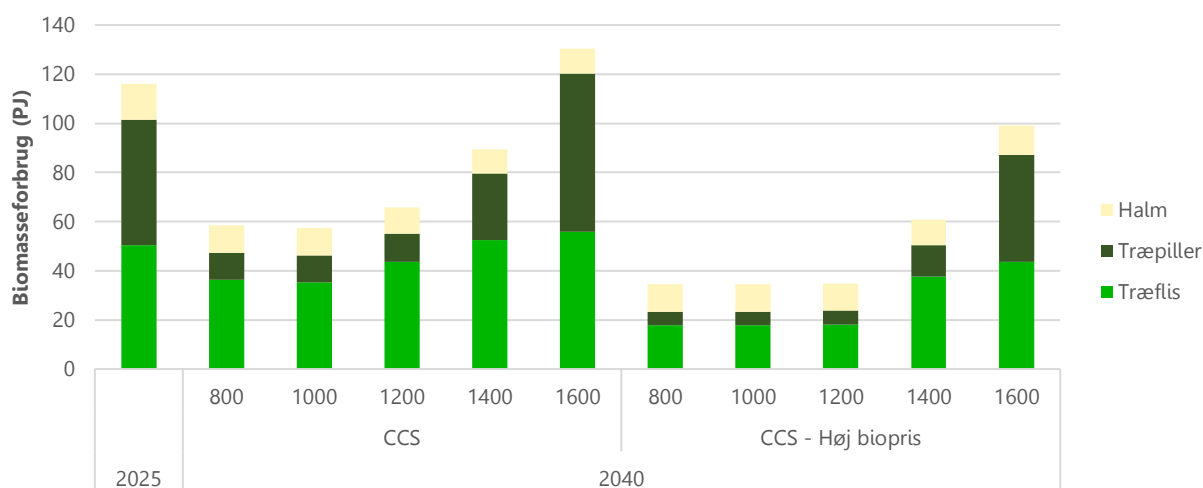
Figur 3. Installeret CCS-brændselskapacitet i CCS og CCS Høj biopris-scenarierne i 2040 ved forskellige grader af betaling for negative biogene emissioner (kr./ton CO<sub>2</sub>). Kapacitet skal forstås som summen af ny og ombygget brændselskapacitet, der har CO<sub>2</sub>-fangst tilknyttet. Den årlige mængde fangede CO<sub>2</sub> vises som sorte prikker og med værdier på højre y-akse. Bemærk at 255 MW etableres eksogent på Asnæsværket og Avedøreværket.

### Høj værdi af klimakreditter kan øge forbruget af biomasse

Figur 4 viser det modelberegne forbrug af biomasse i udgangspunktet (2025) og i de to CCS-scenarier. I CCS – Høj Biopris 1400 scenariet er der et samlet biomasseforbrug til produktion af el-, fjernvarme og CO<sub>2</sub>-lagring på 60 PJ. Dette scenarie repræsenterer, som tidligere nævnt, en optimeret balance mellem prisincitamentet i CO<sub>2</sub> kvotemarkedet og betaling for lagring af biogent kulstof i skoven og ved CCS teknologi. I dette scenarie anvendes 60 PJ biomasse i 2040, hvor det optimerede scenarie i 2021-analysen viste knap 30 PJ. Hovedårsagen til forskellen skal findes i, at CO<sub>2</sub>- og elpriser er markant højere end i 2021-

analysen, samt at modellen nu har mulighed for at investere i biomassefyret kraftvarme og i CCS-anlæg. Når der ikke etableres CCS på biomasseanlæg, er det optimerede forbrug af biomasse blot 35 PJ i 2040, hvilket er sammenligneligt med resultatet fra 2021-analysen.

Analysen viser også, at høj betalingsvilje for negative emissioner gennem CCS kan give en ubalance i sammenligning med CO<sub>2</sub>-kvotemarkedets prisreference. Dette gælder især i de CCS-scenarier, hvor lagring i skoven ikke værdisættes. Det kan medføre etablering af betydelig biomassekapacitet, hvor den primære drivkraft er salg af klimakreditter til høj pris, og hvor en del af varmeproduktionen derfor blot bortkøles. I CCS 1400-scenariet vil stort set al ny biomassekapacitet være med CCS. I dette scenarie er biomasseforbruget 90 PJ, der kan sammenlignes med de 60 PJ, når kulstoflagring i skoven værdisættes. Sammenlignet med biomasseforbruget i 2025, er det de små byområder der reducerer deres biomasseforbrug mest mod 2040 (60 %), mens forbruget kun reduceres med 20 % i de største byer, da det primært er her, CCS-kapaciteten etableres.



Figur 4. Biomasseforbruget i CCS og LULUCF CCS-scenarierne ved forskellige grader af betaling for negative biogene emissioner (kr./ton CO<sub>2</sub>). Ifølge Energistyrelsens energistatistik 2022 var forbruget af de tilsvarende brændsler 90 PJ i 2022 og 105 PJ i 2021.

### Perspektivering af analysen

I det optimerede scenarie CCS Høj biopris 1400 svarer værdien af klimakreditter nogenlunde til den fremskrevne CO<sub>2</sub> kvotepris i 2040. I dette scenarie er der som nævnt et samlet biomasseforbrug til produktion af el-, fjernvarme og CO<sub>2</sub>-lagring på 60 PJ, og en samlet CO<sub>2</sub> lagring i forsyningssektoren på 5,5 mio. ton i

2040<sup>9</sup>. Optimeringen er med en betalingsvilje på i alt ca. 1400 kr./ton lagret CO<sub>2</sub>, og med en WACC for investeringer på 6,5%<sup>10</sup> ved 2% inflation.

Hvis der ikke er en balance mellem betalingsvilje til CO<sub>2</sub>-lagring i skoven og CO<sub>2</sub>-lagring i undergrunden, er der fare for et overforbrug af biomasse til energi- og BECCS-formål.

I analysen er der ikke foretaget værdisætning af alternativ lagring af den biogene del af affaldet. Hvis det viser sig, at denne del af affaldet i praksis kan genanvendes til omkostninger, der er sammenlignelige med omkostninger til forbrænding, så kan balancepunktet for optimeret udvikling af CCS flytte sig.

I analysen tages der udgangspunkt i betydelig udsortering af plastik fra dansk affald, hvilket i mindre grad ventes at gælde importeret affald. Med de anvendte forudsætninger lukkes ca. 15% af den danske forbrændingskapacitet i referencescenariet mellem 2025 og 2040, og efter 2025 bliver det ikke længere økonomisk attraktivt at importere affald, bl.a. på grund af afgiftsomlægningen i Grøn Skattereform. Højere betalingsvillighed for forbrænding af importaffald i Danmark end de ca. 480 kr./ton som er forudsat, eller lavere indhold af fossilt kulstof end de ca. 50% som er forudsat, kan gøre det økonomisk attraktivt at importere affald til Danmark.

Analysen viser, at med den fremskrevne pris i CO<sub>2</sub> kvotemarkedet, og såfremt negative emissioner får samme prisincitament, så er der i teorien ikke behov for yderligere økonomisk tilskyndelse. Begge disse forudsætninger er dog så usikre, at der med stor sandsynlighed er behov for risikoafdækning for investorer.

Endelig skal det nævnes, at der ved høje priser på klimakreditter kan opstå et incitament til at køre anlæggene i konstant fuldlast uden energiudnyttelse. Dette ses ikke tydeligt i modelresultaterne, da driften af de fleste anlæg her er bundet til varmeleverancen (modtryksanlæg).

<sup>9</sup> Uden modregning af den "tabte" lagring i LULUCF sektoren (knap 1 mio. tons).

<sup>10</sup> Realrente på 4,5%





## 2. CO<sub>2</sub>-effekt af biomasse

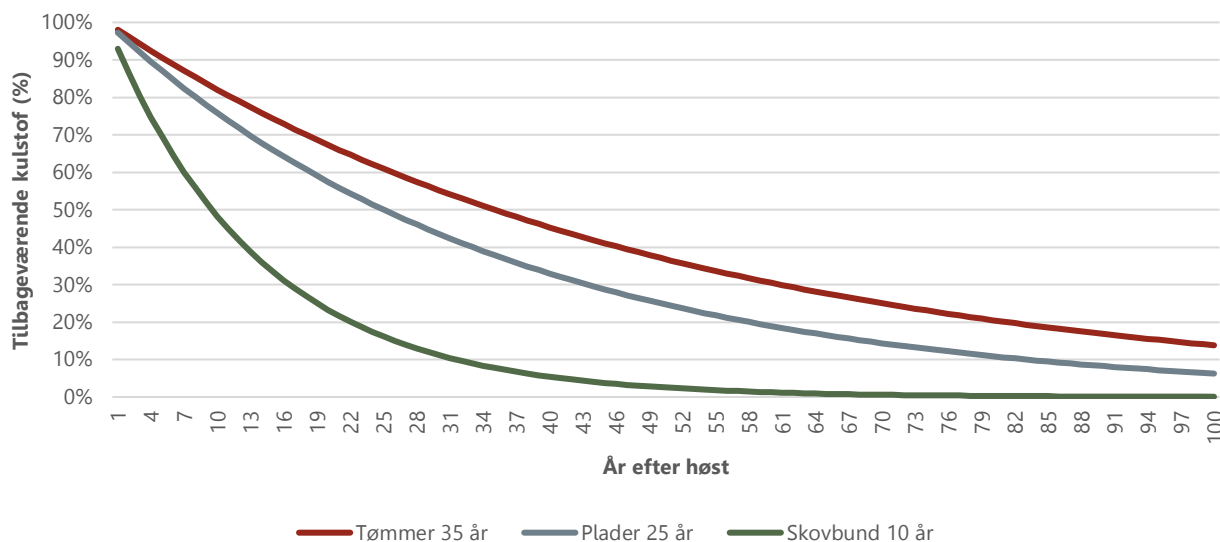
Biomasse opgøres i energisektoren som en CO<sub>2</sub>-neutral energikilde. Som konsekvens af den danske politik om at blive uafhængig af fossile brændstoffer, anvendes der derfor i dag betydelige mængder fast biomasse i form af træpiller, træflis og halm på danske kraft- og varmegværker.

I de seneste år er der i EU og en række lande rejst tvivl om, hvorvidt afbrænding af så store mængder biomasse til energiformål er en langsigtet bæredygtig udvikling. Kritikken går på dels, at biodiversiteten i skovene udfordres, når store dele af den høstede træmasse fjernes fra skovbunden, dels at fyring med biomasse reelt ikke er CO<sub>2</sub>-neutral. For at øge CO<sub>2</sub>-optaget i skove og jorder er der vedtaget en stramning af reguleringen af skovforvaltning i EU (LULUCF-reguleringen).

Når træ, der brændes, reelt ikke er CO<sub>2</sub>-neutralt, skyldes det, at træet i referencen nedbrydes over længere tid, og derfor vil fungere som et midlertidigt kulstoflager. I EU's LULUCF-forordning<sup>11</sup> kan man se, at der fx som standard indregnes en halveringstid på 35 år, hvis træet anvendes som tømmer. Det betyder, at kun halvdelen af træets kulstof er omdannet til CO<sub>2</sub> efter 35 år, imens den anden halvdel fortsat er bundet.

<sup>11</sup> Regulation (EU) 2023/839

Figur 5 viser nedbrydningskurver for tre typer skovprodukter: Tømmer (35 år), plader (25 år) og træ der blot efterlades i skovbunden under kølige klimavilkår, som fx i Danmark (10 år). Tallene henviser til halveringstiden.



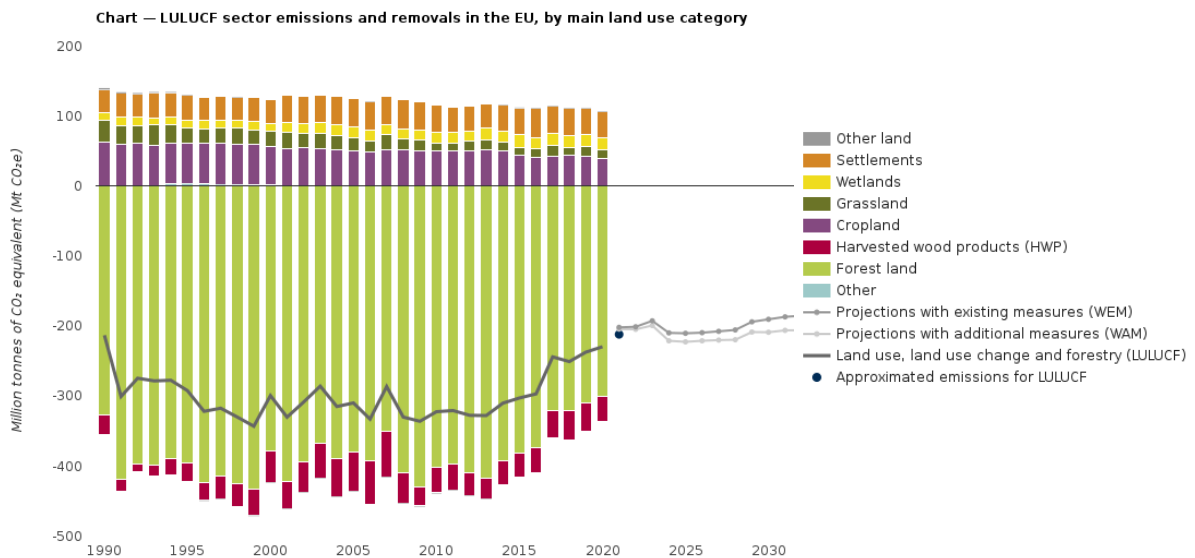
Figur 5: Tilbageværende kulstof i træ der anvendes til tømmer, plader eller blot efterlades i skovbunden (Nedbrydningskurver). Set over en periode på 100 år. Kilde: EU LULUCF forordning samt IGN-rapport.

Efterlades træ (mindre grene) i skovbunden, vil der efter fx 30 år være ca. 13% af kulstoffet tilbage. Da biomassens kulstofindhold svarer til ca. 100 kg CO<sub>2</sub>/GJ, så vil CO<sub>2</sub>-effekten af at brænde biomasse være 13 kg CO<sub>2</sub>/GJ, hvis man udelukkende ser på år 30. I år 10 er effekten 50 kg/GJ, og i år 100 er effekten nul. Et operationelt udtryk for træets kulstoflager kan findes ved at tids-vægte den årlige nedbrydning med en diskonteringsfaktor. Herved kan lagerets nutidsværdi beregnes.

Måden, hvorpå CO<sub>2</sub>-udledning fra anvendelse af biomasse i FN-kontekst og i EU opgøres, tager udgangspunkt i den totale mængde organiske bundne CO<sub>2</sub>. Når mængden af organisk bundet CO<sub>2</sub> falder, bliver det opgjort som en udledning, mens en forøgelse af bundet organisk CO<sub>2</sub> bliver tilskrevet en negativ emission.

Som det ses af Figur 6, har LULUCF-sektoren bidraget med betydelige negative emissioner i hele perioden fra 1990 til i dag. Disse negative emissioner kommer primært fra skovdyrkede arealer.

Som en del af den samlede Fitfor55-pakke blev den såkaldte LULUCF-forordning revideret og skærpet i 2023 i to faser. Fase 1 løber fra 2021 til 2025, og fase 2 fra 2026 til 2030. Skærpelsen vedrører fase 2, hvor der nu er indført en samlet målsætning om årligt CO<sub>2</sub>-optag på mindst 310 mio. ton i 2030 (ca. 15% mere optag end gennemsnit over seneste 10 år). Målsætningen er distribueret som bindende mål for medlemslandene. For Danmark er målet et optag på 441.000 ton CO<sub>2</sub> i 2030, der kan sammenlignes med fremskrivningen til KF23 på et samlet optag fra skov og træprodukter på ca. 250.000 ton.



Figur 6: Udvikling af nettoemissioner fra LULUCF sektoren i EU. Kilde: [https://climate.ec.europa.eu/eu-action/land-use-sector\\_en](https://climate.ec.europa.eu/eu-action/land-use-sector_en)

Hvis den nye målsætning for 2030 skal nås i sektoren, så vil det kræve nye incitamenter for aktører til at ændre skovdriften i Europa, så lagringen af kulstof øges. Gennem det såkaldte *Voluntary Carbon Market* har skovejere i princippet allerede i dag mulighed for at værdisætte skovens CO<sub>2</sub>-optag gennem salg af klimakreditter, men til priser der ligger betydeligt under CO<sub>2</sub>-kvoteprisen. Kvoteprisen udtrykker omkostningen for de kvoteomfattede sektorer. I rapporten "Towards EU climate neutrality, 2024, European Scientific Climate Board on Climate Change" fremføres bl.a. følgende anbefaling:

*The EU should start preparations now with the view to introduce a GHG pricing instrument in the LULUCF sector, as to provide a financial incentive for forest managers to reduce emissions and increase removals.*

Udmøntning af ovennævnte anbefaling vil evt. kunne tage udgangspunkt i EU's nye Carbon Removal Certification Framework som er under udvikling til certificering af additional kulstoflagring på det frivillige kreditmarked. Det vil medføre, at den samfundsøkonomiske værdi ved additional CO<sub>2</sub>-lagring i LULUCF-sektoren i et eller andet omfang internaliseres direkte i prissætningen af skovens produkter. Konkret vil det kunne medføre, at priserne på træ til formål med kort halveringstid (energi og papir) stiger, idet skoven i prisen på disse produkter bør indregne tabt fortjeneste til klimakreditter. Omvendt kan priserne på træ til formål med lang halveringstid (tømmer, fiberplader) falde, hvis skoven får en indkomst for salg af klimakreditter der netop er tilknyttet disse produkttyper (lavere betalingsbehov). Hvis andre aktører får retten til klimakreditterne, kan prisen faktisk stige (øget betalingsvilje). Endelig vil skovejere få en økonomisk fordel ved at efterlade en større del af ukrant vedmasse i skoven, især vedmasse med lang halveringstid (stød, stammer og grene med store dimensioner).

## Scenarie for effekt af LULUCF-regulering

Med udgangspunkt i ovennævnte anbefaling fra European Scientific Climate Board on Climate Change, er der i denne analyse udarbejdet en kobling mellem CO<sub>2</sub>-prisen og prisen på træ til energiformål som følge af den skærpede LULUCF-regulering.

Priskoblingen indeholder fem beregningstrin.

### 1 Halveringstider for biomasseressourcer

Der anvendes halveringstider for forskellige ressourcer af træ til energi baseret på rapporten "CO<sub>2</sub> emissions from biomass use in district heating and combined heat and power plants in Denmark, IGN, 2022". For halm tages udgangspunkt i "Analyse af samfundsøkonomiske effekter ved biokul, Ea Energianalyse, 2024". Halveringstider anvendes til beregning af årlig nedbrydning i en reference, hvor træet og halmen ikke anvendes til energiformål. (Træstammer 15 år, grene i skovbund 10 år, restprodukter træindustri 5 år, halm 2,7 år)

### 2 Biomasseressourcer der anvendes til flis og træpiller

IGN-rapporten indeholder anvendte biomassetyper bagudrettet. Til nærværende analyse anslås fremadrettede fordelinger af ressourcer til træflisfyrede og træpillefyrede energianlæg. Især har vi valgt at reducere andelen af stammetræ, under den antagelse, at lagring af CO<sub>2</sub> i LULUCF-sektoren får øget fokus. Det giver nedenstående fordeling af trætyper til henholdsvis flis og træpiller. Resultatet bliver halveringstider på 11 år for træflis og 9,5 år for træpiller. For halm er halveringstiden beregnet til 2,7 år.

Tabel 2. Sammensætning af biomassebrændsler til dansk el- og fjernvarmeproduktion og tilhørende halveringstider.

	Stammer	Grene	Rest fra industri	Resulterende halveringstid
Halveringstid	15	10	5	
<b>Historisk (IGN)</b>				
Flis	52%	39%	9%	12,2 år
Piller	44%	2%	53%	9,5 år
<b>Fremadrettet (anslået)</b>				
Flis	30%	60%	10%	11 år
Piller	30%	30%	40%	9,5 år



### 3. Beregning af diskonteret referenceemission

Der beregnes på den baggrund reference-emission for henholdsvis træflis, træpiller og halm. Reference-emissionen beregnes ikke efter et bestemt antal år, men som den diskonterede emission over lang tid<sup>12</sup> for at inddrage en tidsvægtning af klimaeffekten. Der anvendes 2,5%<sup>13</sup> som diskonteringsrente.

Resultatet er:

- Flis: Emission = 71 kg CO<sub>2</sub>/GJ (Nutidsværdi af reference-lager = 29 kg CO<sub>2</sub>/GJ)
- Piller: Emission = 74 kg CO<sub>2</sub>/GJ (Nutidsværdi af reference-lager = 26 kg CO<sub>2</sub>/GJ)
- Halm: Emission = 90 kg CO<sub>2</sub>/GJ (Nutidsværdi af reference-lager = 10 kg CO<sub>2</sub>/GJ)

### 4. Teoretisk CO<sub>2</sub>-værdi af biomasse i referencen

Den lagrede CO<sub>2</sub> i referencen vil have en økonomisk værdi for skovdyrkeren, såfremt offentlige eller private aktører værdisætter CO<sub>2</sub>-lagring. Denne værdi relateres i analysen direkte til et relevant alternativ for disse aktører, nemlig prisen i CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet i de enkelte beregningsår. Det vurderes ikke sandsynligt, at *Voluntary Carbon Markets* uden yderligere regulering i praksis internaliserer denne værdi for skovdyrkerne. Det er hermed sandsynligt, at der er behov for offentlig regulering, der sammenknytter værdien af klimakreditter tilknyttet CO<sub>2</sub>-reduktion i skovsektoren med værdien af CO<sub>2</sub>-reduktion i de sektorer der er underlagt kvotemarkedet. Yderligere regulering kan være nødvendig bl.a. af to årsager: Dels fordi *Carbon Removal Certification* kun vedrører værdien af nettoreduktioner, og dermed ikke værdisætter CO<sub>2</sub> lagringen i referencen. Det er principielt kun yderligere lagring der får værdi. Dermed har skovdyrkeren ikke umiddelbart et økonomisk incitament for CO<sub>2</sub>-lagring, medmindre det er CO<sub>2</sub>-lagring udover referencen. Skovdyrkeren kan altså tillade sig at præstere dårligere end referencen uden konsekvens. En anden årsag er, at virksomheder, der er underlagt ETS med nuværende regulering, ikke kan veksle sparede CO<sub>2</sub>-emissioner med CO<sub>2</sub>-lagring i LULUCF-sektoren. Derved mistes potentielt en betydelig efterspørgsel - til ugunst for den samlede efficiens.

### 5. Anslået Markedseffektivitet

Det vurderes ikke umiddelbart sandsynligt, at CO<sub>2</sub>-kvoteprisen vil slå 100% igennem i priser for de forskellige skovprodukter. Heller ikke selvom værdien af klimakreditter knyttes bedre sammen med værdien af CO<sub>2</sub>-reduktion i kvotemarkedet. I denne analyse er der, uden egentlig analyse, antaget et 70%

<sup>12</sup> Der anvendes 200 år i beregningen, hvilket giver næsten samme resultat som at regne 1000 år eller mere.

<sup>13</sup> Det risikofrie element af den samfundsøkonomiske reale diskonteringsrente.

prisgennemslag på produktet energitræ. Et 70% prisgennemslag betyder, at 30% af den egentlige værdi ved CO<sub>2</sub>-lagring i skoven fordeles på andre aktører - eller går tabt.

## Opsamling på kapitlet

Beregningerne viser, at LULUCF-regulering kan medføre en betydelig prisstigning på biomasse til energi-formål. Ved en CO<sub>2</sub>-pris på fx 1.000 kr./ton CO<sub>2</sub>, en markedseffektivitet på 70% og med øvrige beregningsforudsætninger beskrevet ovenfor fås en priseffekt på 20 kr./GJ for flis, 18 kr./GJ for træpiller og 7 kr./GJ for halm. Preiseffekten er simpelt beregnet som nutidsværdi af CO<sub>2</sub>-lager (ton CO<sub>2</sub>/GJ) gange kvotepris (Kr/ton CO<sub>2</sub>) ganget med markedseffektiviteten.

Der er tydeligvis en række usikkerheder. Størst usikkerhed knytter sig til den reelle markedsværdi af klimakreditter i LULUCF-sektoren, altså i hvilket omfang andre sektors omkostninger ved CO<sub>2</sub>-reduktion afspejles i betalingsviljen for CO<sub>2</sub>-lagring i LULUCF sektoren. Her vurderes EU's nye certificeringsordning at få betydning, men det er usikkert, om den frivillige efterspørgsel er tilstrækkelig. Der er sandsynligvis behov for mere regulativ sammenkobling af sektorerne. Fx kan der være behov for et regulativt referenceniveau, hvor skovadministrator kan få indtægter ved at oplagre mere CO<sub>2</sub> end referencen, men bliver afgiftsbelagt ved at oplagre mindre end referencen

En anden usikkerhed ligger i selve beregningen af referenceemissionen. Her tænkes især på, om markedet vil prissætte den årlige lagring, den diskonterede lagring, eller lagring efter præcis 10, 30, eller 100 år. Lageret i skoven er jo ikke permanent, og hvis markedet lægger vægt på lagerets status efter fx 100 år frem for den akkumulerede og tidsvægtede lagerværdi. Vi vurderer, at diskontering bedst afspejler lagerets betydning for at reducere global opvarmning.

En tredje usikkerhed er, hvordan skovejerens og træ-indkøbers prisstrategier vil fordele de nye CO<sub>2</sub>-indtægtsmuligheder på prisstrukturen for de forskellige træprodukter.

Udvikling af biomassepriser med og uden pristillæg ses i Figur 24 og beregningsforudsætninger for LULUCF-pristillægget er opsummeret i Tabel 9 og Tabel 10 i bilag.



## 3. Hovedresultater

Analysen gennemføres ved optimering af fire scenarier for udvikling af det danske el- og fjernvarmesystem mod 2040 samt en række følsomheder:

- **Ref:** Referencescenarie hvor modellen ikke kan investere i CCS-anlæg og med biomassepriser som i samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger.
- **Ref – Høj bioprís:** Som referencescenariet, men nu med LULUCF-regulering der giver udslag i højere biomassepriser
- **CCS:** Som referencescenariet, men nu med mulighed for investeringer i CCS-teknologi. Følsomheder for betalingsvilje for negative emissioner.
- **CCS – Høj bioprís:** Som CCS-scenariet, men nu med prisgennemslag på biomasse som følge af skærpet LULUCF-regulering. Følsomheder for betalingsvilje for negative emissioner.

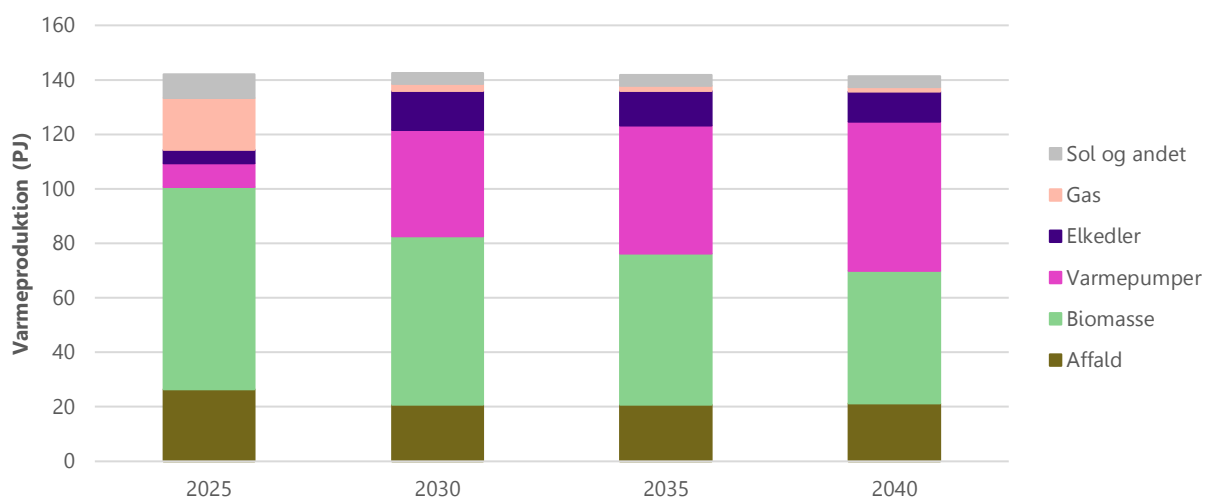
Scenarierne dækker således variationer af muligheder for investering i CCS og prisgennemslag fra LULUCF-regulering - som vist i Tabel 3.

Tabel 3. Scenariematrix.

		Prisgennemslag fra LULUCF-regulering	
		Ja	Nej
Investering i CCS	Ja	CCS - Høj biopris	CCS
	Nej	Ref - Høj biopris	Ref

## Referencescenariet

Sammensætningen af varmeproduktionen i referencescenariet er vist i Figur 7. Den dominerende tendens er en stigende andel af produktion fra varmepumper på bekostning af biomasse.

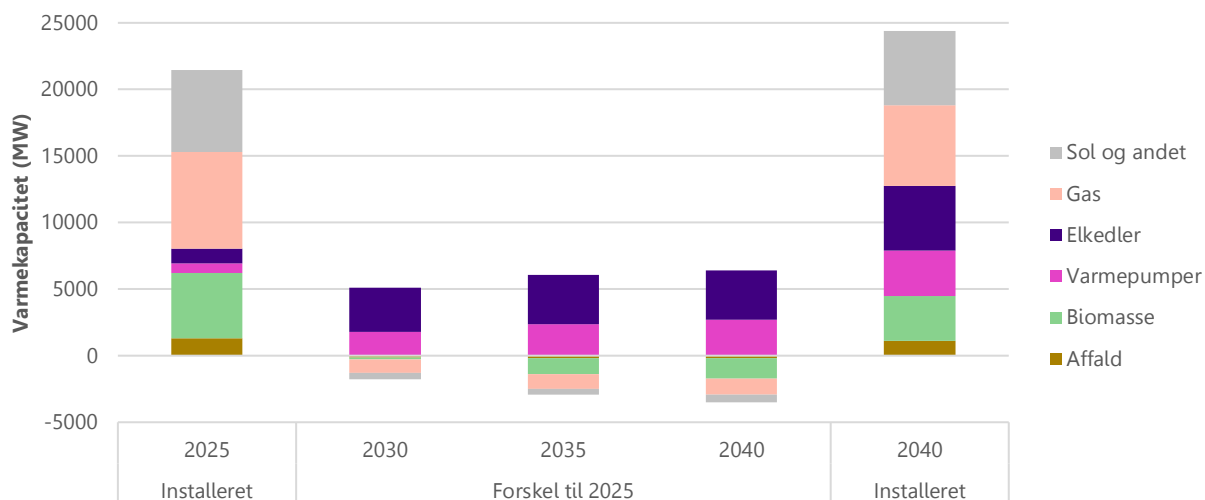


Figur 7. Udvikling i varmeproduktion i referencescenariet.

Referencescenariet viser en udbygning af varmepumper på 2700 MW frem mod 2040, hvoraf en væsentlig del (1800 MW) etableres allerede frem mod 2030. Varmepumperne etableres i alle typer fjernvarmeområder, men med en overvægt i decentrale områder. Samtidig etableres der 3500 MW nye elkedler, og de etableres hovedsageligt i de større byer. På grund af den lave investeringsomkostning og den relativt høje driftsomkostning drives de meget fleksibelt med omkring 650 fuldlasttimer om året i 2040.

Biomassekraftvarme er økonomisk attraktivt især i de tidlige beregningsår. Således investeres der i 200 MW træfliskraftvarme i 2030 stigende til 350 MW i 2040. Der sker dog en samlet reduktion af biomassekapaciteten, som skyldes reduktionen af eksisterende kapacitet. I nogle af de større byer sker dog en nettoforøgelse af træfliskapaciteten, hvor man må antage, at biomasse konkurrerer med store varmepumper. På landsplan reduceres biomassevarmekapaciteten fra 4900 MW i 2025 til 3400 MW i 2040.



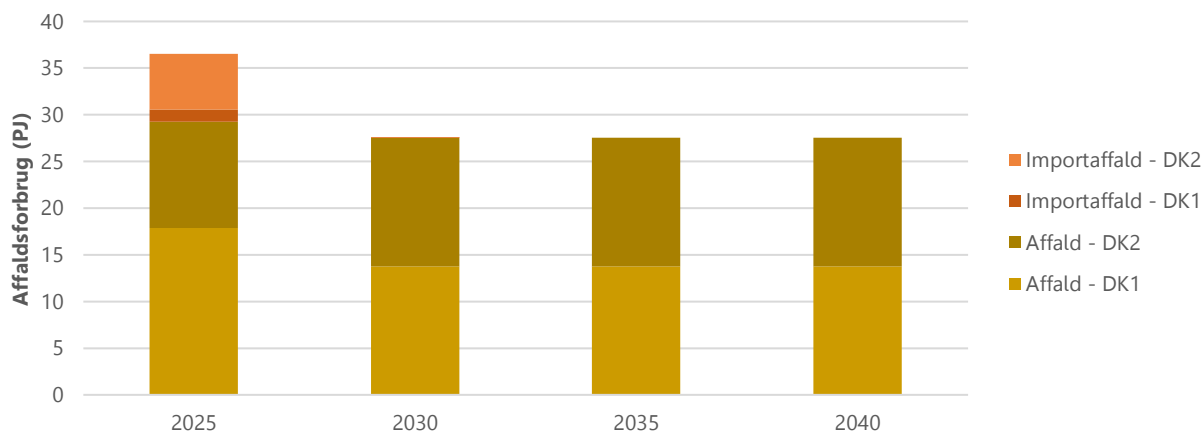


Figur 8. Udvikling i varmekapacitet i referencescenariet.

I takt med at affaldsværkernes rammevilkår ændres og affaldsmængderne reduceres ses også en tendens til at reducere kapaciteten. Affaldsmængderne reduceres med 6% mellem 2025 og 2030 (og i 2040), og der skrottes således 150 MW-varme affaldsværker i 2030 stigende til ca. 200 MW-varme i 2040. Kapaciteten reduceres således med 12 % frem mod 2030 og 15 % frem mod 2040.

Af den øvrige kapacitet (i kategorien "Sol og andet") er det hovedsageligt naturgaskapacitet der skrottes, mens 270 MW solvarme udbygges i decentrale områder frem mod 2040.

I 2030 er kulkapaciteten helt udfaset af varmesystemet, og den resterende fossile kapacitet er i form af fossil spidslast, affald og naturgas. På trods af at gasprisen antages at blive kraftigt reduceret fra det høje niveau i begyndelsen af 2020'erne, så er det stadig en relativt kostbar kilde til at producere varme sammenlignet med alternativerne i beregningsårene. Dette skyldes også en høj CO<sub>2</sub>-betaling. Således reduceres varmekapaciteten baseret på gas fra 7.300 MW i 2025 til 6.000 MW i 2040.



Figur 9: Udvikling i forbrændte affaldsmængder i Danmark i referencescenariet frem mod 2040.

Tabel 4. Samlede investeringer og nedlukninger (MW) frem mod 2040 i referencescenariet.

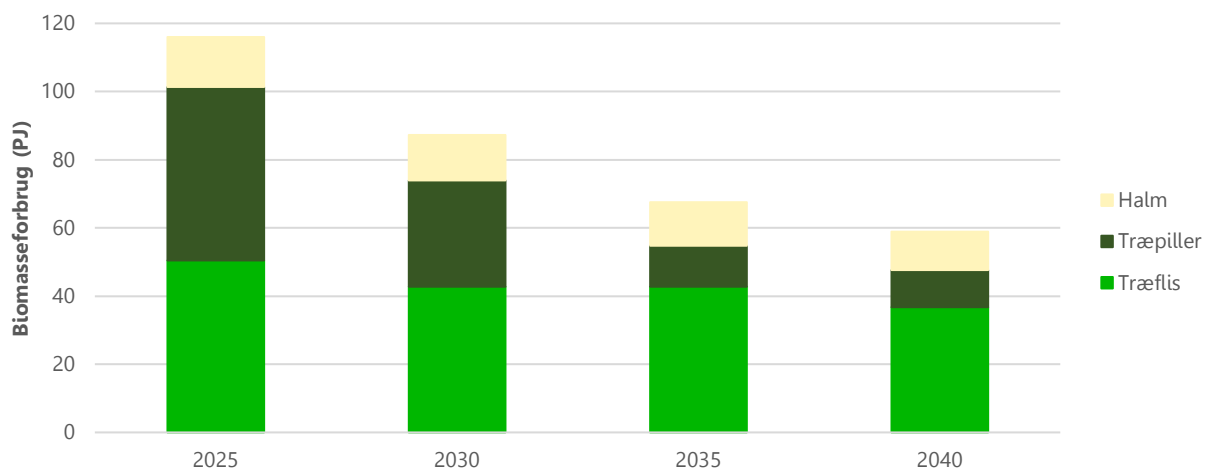
	Centrale områder		Store decentrale områder		Små decentrale områder	
	(54 % af varmetotal)		(24% af varmetotal)		(22% af varmetotal)	
	Investering	Nedlukning	Investering	Nedlukning	Investering	Nedlukning
Affald	0	47	0	144	0	0
Biomasse - kedler	15	0	0	27	21	546
Biomasse - kraftvarme	260	832	98	469	0	32
Fossil - kedler	0	0	0	139	0	145
Fossil - kraftvarme	0	1274	0	114	0	68
Varmepumper	852	0	762	0	1076	5
Elkedler	2610	0	500	13	657	30
Solvarme	0	0	16	1	252	59
Andet	0	0	0	241	0	7
<b>Total</b>	<b>3737</b>	<b>2152</b>	<b>1376</b>	<b>1148</b>	<b>2006</b>	<b>892</b>

Mængden af dansk, forbrændingseget affald antages at blive reduceret fra 29,3 PJ i 2025 til 27,5 PJ i 2030 og derefter forblive konstant. Mængden af dansk affald, som forbrændes i Østdanmark, udgør 42 % i 2025, mens mængden af forbrændt affald i de efterfølgende beregningsår fordeler sig 50/50 mellem øst og vest. Da ca. 60% af det forbrændingseget affald produceres i Vestdanmark, sker der en transport af ca. 250.000 ton affald over Storebælt til forbrænding på de store anlæg i hovedstadsområdet. Der indgår ikke transportomkostninger for affald i modelleringen, og det antages, at omkostninger til mellemlagring af affald er den samme i de fire scenarier. Modelmæssigt lukkes kun en begrænset del af affaldskapaciteten, mens den samlede affaldsmængde (inkl. importaffald) falder procentmæssigt mere. Derfor falder driftstiden fra omkring 6.300 fuldlasttimer i 2025 til 5.500 fuldlasttimer i 2040.

Modellen har mulighed for affaldsimport, men det viser sig ikke at være økonomisk attraktivt fra 2030 baseret på forudsætningerne om beskatning af den fossile CO<sub>2</sub>-mængde og det forudsatte modtagegebyr

for importaffald. Det antages, at den fossile emission fra dansk affald falder til knap 200 kg CO<sub>2</sub>/ton affald, mens indholdet i importaffald fastholdes på knap 500 kg CO<sub>2</sub>/ton<sup>14</sup>. Analysen viser også, at der ikke er økonomi i at udnytte affaldskapaciteten yderligere - fx ved køb og afbrænding af biomasseaffald.

Forbruget af biomasse er faldende over alle beregningsår og er omtrent halveret i 2040. Det er i høj grad brugen af de relativt dyrere træpiller, der reduceres. I lighed med resultatet på affaldssiden falder heller ikke biomassekapaciteten i samme grad som brændselsforbruget. Den gennemsnitlige driftstid reduceres fra 5.100 fuldlasttimer i 2025 til kun 4.100 fuldlasttimer i 2040. Der er altså fortsat en værdi i at beholde kapaciteten til perioder med højt varmeforbrug eller høje elpriser, samtidig med at der investeres i andre teknologier som supplement. Den samlede grundlast/mellemlastkapacitet på varmesiden er altså stigende.

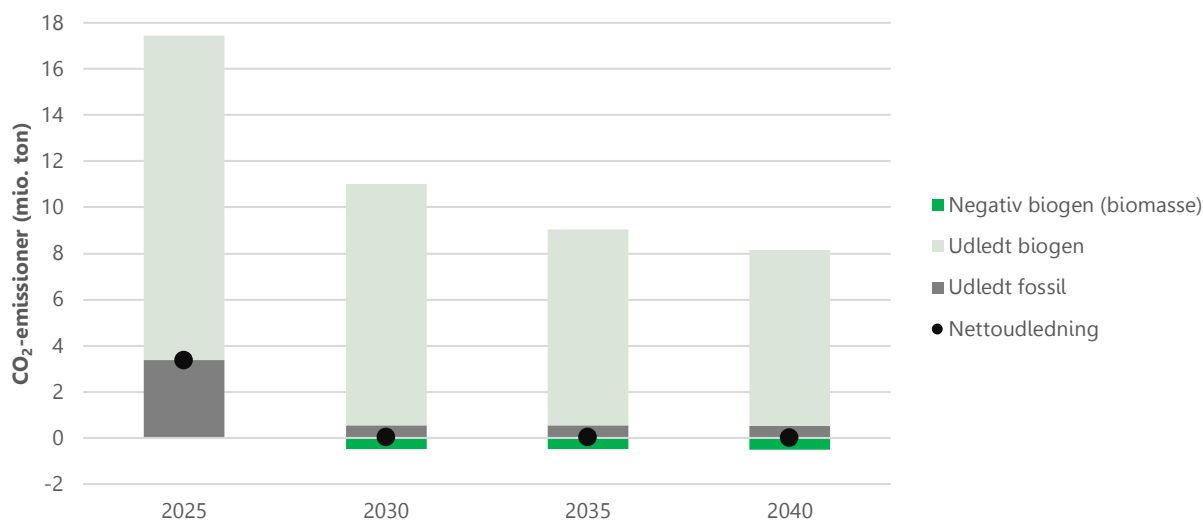


Figur 10: Udvikling af biomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark i referencescenariet.

I takt med det faldende biomasseforbrug, falder de biogene CO<sub>2</sub>-emissioner fra 11,6 Mt i 2025 til 8,3 Mt i 2030 og 5,4 i 2040 fra biomasseanlæggene. Tilsvarende falder affaldsanlæggenes biogene CO<sub>2</sub>-emissioner fra 2,5 Mt i 2025 til 2,2 Mt i 2030 og 2040.

Samtidig falder de fossile udledninger fra el- og fjernvarmesystemet fra 3,4 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2025 til kun 0,5 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2040, hvoraf affald udgør 35 % i 2025 og tæt på 100 % i 2040.

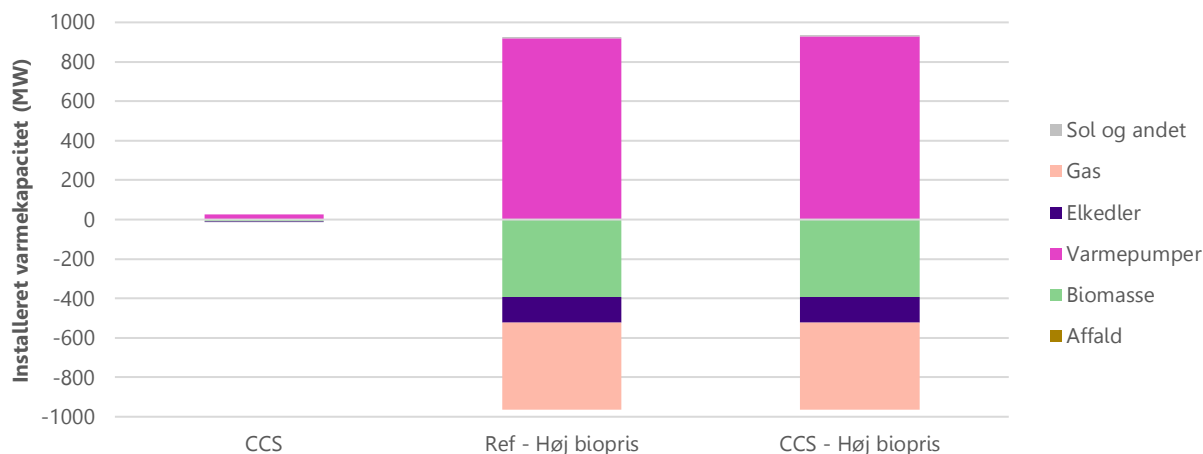
<sup>14</sup> Egne beregninger baseret på Miljøstyrelsens fremskrivninger af dansk affald 2020 samt Dokumentationsnotat – effektvurdering af lovforslag, KEFM 2023.



Figur 11. CO<sub>2</sub>-emissioner i referencescenariet. Nettoudledningen er defineret som differensen mellem den udledte fossile og negative biogene.

## Udviklingen i de øvrige scenarier

Der er i analysen gennemregnet et scenarie, hvor værdien af biomassens alternative kulstoflagring indregnes som en forhøjet brændselspris for halm, træflis og træpiller (se kapitel 2). Desuden er der beregnet to scenarier med mulighed for investering i CCS henholdsvis uden og med den nævnte priseffekt på biomasse. I de to CCS-scenarier regnes som udgangspunkt med en betaling for biogen CO<sub>2</sub> på 800 kr./ton. Der regnes følsomheder for denne betaling.

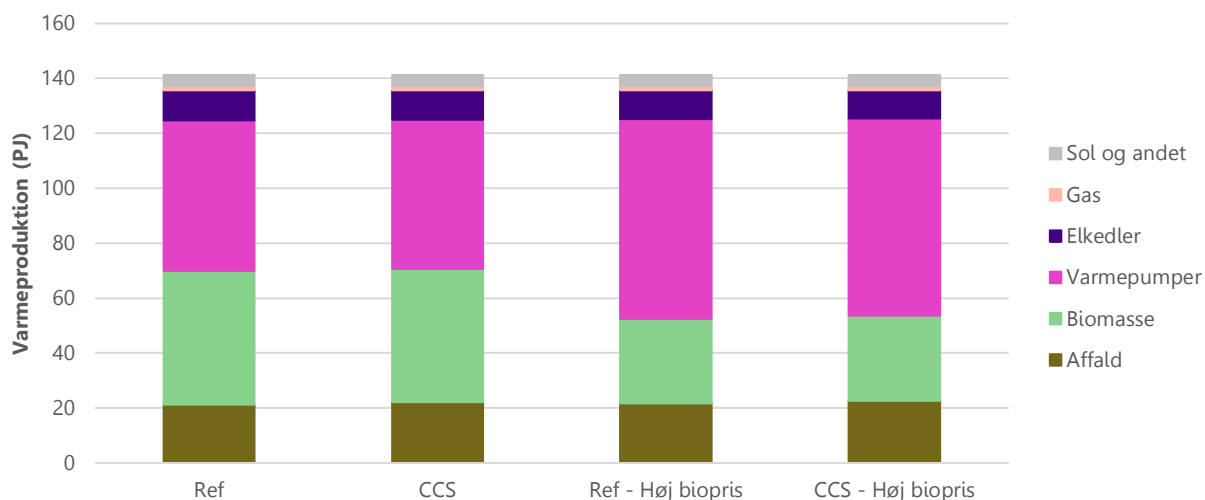


Figur 12. Forskel i varmekapacitet sammenlignet med referencescenariet i 2040.

Ved et LULUCF-prisgennemslag på biomasse ses et markant skift i varmeproduktionen. Investeringer i ny biomassekapacitet forsvinder stort set, og der skrottes mere af den eksisterende kapacitet.

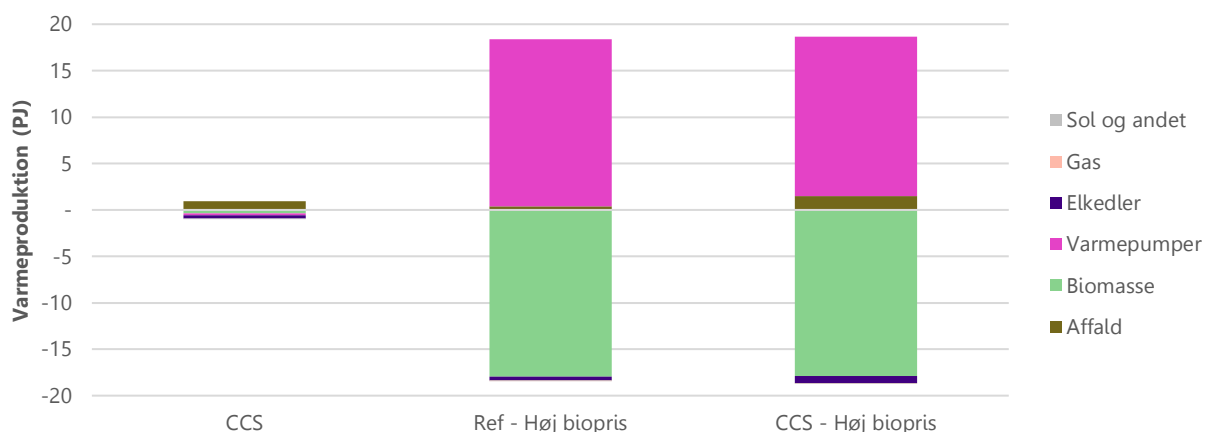


Varmeproduktionen flyttes meget tydeligt fra biomasse til varmepumper, hvor der nu investeres i ca. 1000 MW yderligere kapacitet. Forøgelse af biomassepriserne får dermed en tydelig konsekvens for sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i Danmark.



Figur 13. Varmeproduktion i 2040 på tværs af scenarierne.

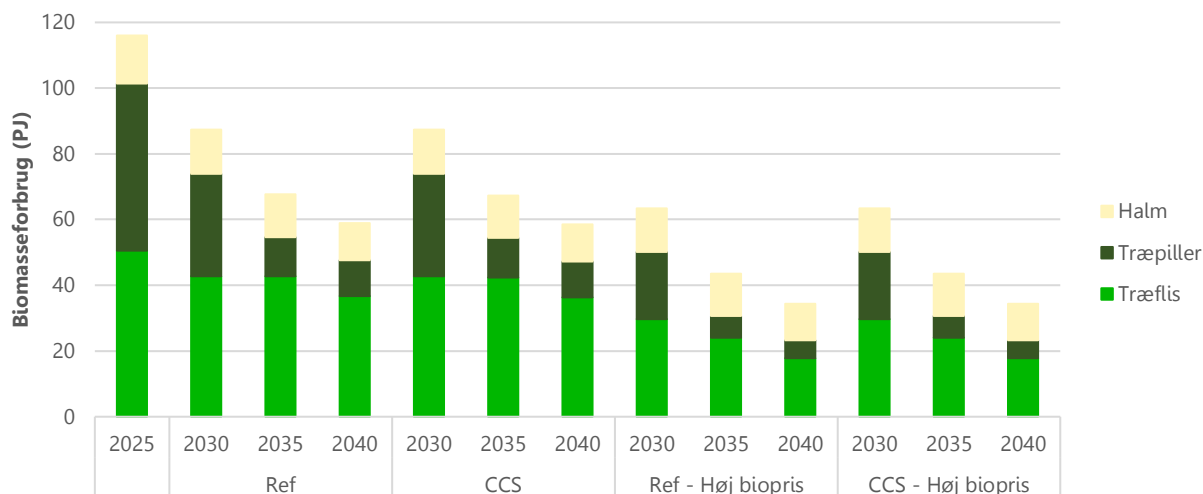
I CCS-scenariet sker relativt få ændringer fra referencescenariet. Der konverteres ca. 17% af 2025-affaldskapaciteten til CCS frem mod 2040, og der skrottes yderligere affaldskapacitet svarende til 30 MW-varme sammenlignet med referencescenariet. Som det demonstreres i følsomhedsanalysen skal betalingen for CO<sub>2</sub>-lagringen højere op end 800 kr./ton for at se en mærkbar udbygning af CCS.



Figur 14. Forskel i varmereproduktion sammenlignet med referencescenariet i 2040.

Der etableres ikke CCS på biomasse, hverken i scenariet med eller uden LULUCF-pristillæg. Dog har pristillægget i sig selv en mærkbar konsekvens for biomasseforbruget - og reducerer således biomasseforbruget med 25 PJ i 2040. Idet der ikke etableres CCS på biomasseanlæg, er CCS-scenariet sammenligneligt

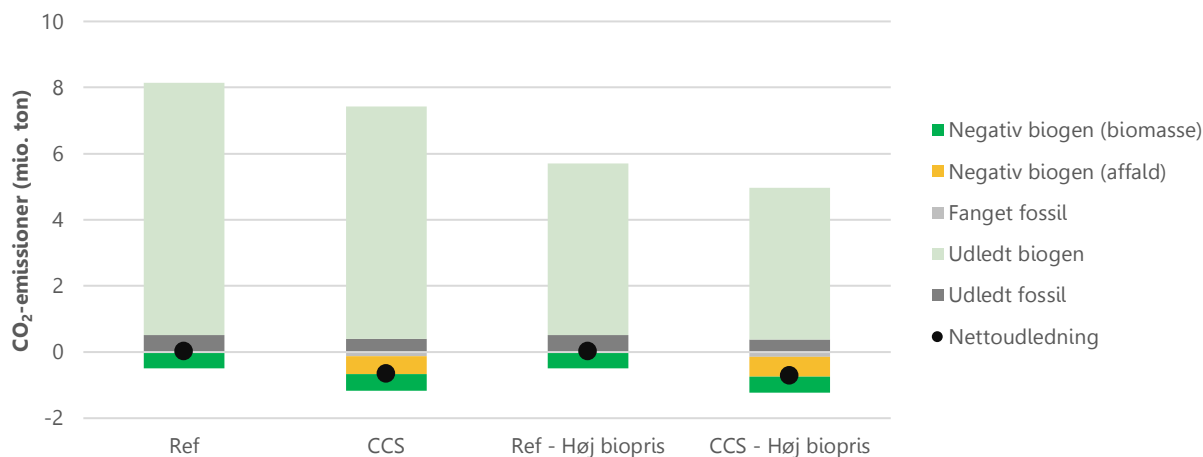
med referencescenariet, og de to scenarier med pristillæg har sammenlignelige biomasseforbrug. Biomassekapaciteten bruges mest fleksibelt i scenarierne med høj biopris, hvor driften resulterer i ca. 2700 fuldtimer.



Figur 15. Biomasseforbrug på tværs af scenarier og beregningsår.

Der sker ikke nogen nævneværdige ændringer med affaldsforbruget sammenlignet med referencescenariet. Selvom affaldsanlæg ombygges med CCS-teknologi i CCS-scenariet, så ændrer det ikke grundlæggende ved forbruget af affald. Således er importaffald stadig ikke økonomisk attraktivt.

I CCS-scenariet fanges omtrent 1 mio. ton biogen CO<sub>2</sub>, hvoraf ca. halvdelen er fra affald, og den anden halvdel stammer fra Asnæsværket og Avedøreværket der har etableret CCS allerede i udgangspunktet. Desuden fanges 0,1 mio. ton fossil CO<sub>2</sub> i 2040 fra affald. Scenariet med CCS og høje biomassepriser udleder markant mindre biogen CO<sub>2</sub> - men opnår tilsvarende fangst som CCS-scenariet.



Figur 16. CO<sub>2</sub>-emissioner i 2040 på tværs af scenarier. Nettoudledningen er defineret som differencen mellem den udledte fossile og negative biogene.

I Tabel 5 vises regneeksempler for nettoomkostninger ved etablering og drift af et CCS-anlæg på ca. 300 MW<sub>indfyret</sub> biomasse- eller affaldsfyret anlæg, afhængig af anlæggets fuldlasttimer. Tabellen viser tydeligt, at anlæggets driftsmønster er helt afgørende for CCS-økonomien.

Tabel 5. Nettoomkostning ved CCS etableret på ca. 300 MW-indfyret termisk anlæg. Varies med antal fuldlasttimer.

	DKK/ton CO <sub>2</sub> lagret		
	8000 FLH	6000 FLH	4000 FLH
Investeringer i CC	232	310	465
D&V CC	122	152	211
Tab af elproduktion	225	236	247
Salg af varme	-105	-110	-115
Investeringer i transport/lagring	375	500	749
D&V transport/lagring	125	125	125
<b>Total</b>	<b>973</b>	<b>1212</b>	<b>1682</b>
Sparede afgifter affald 2030	-143	-143	-143
Sparede CO <sub>2</sub> -kvoter affald 2030	-209	-209	-209
<b>Sparet i alt affald</b>	<b>-352</b>	<b>-352</b>	<b>-352</b>

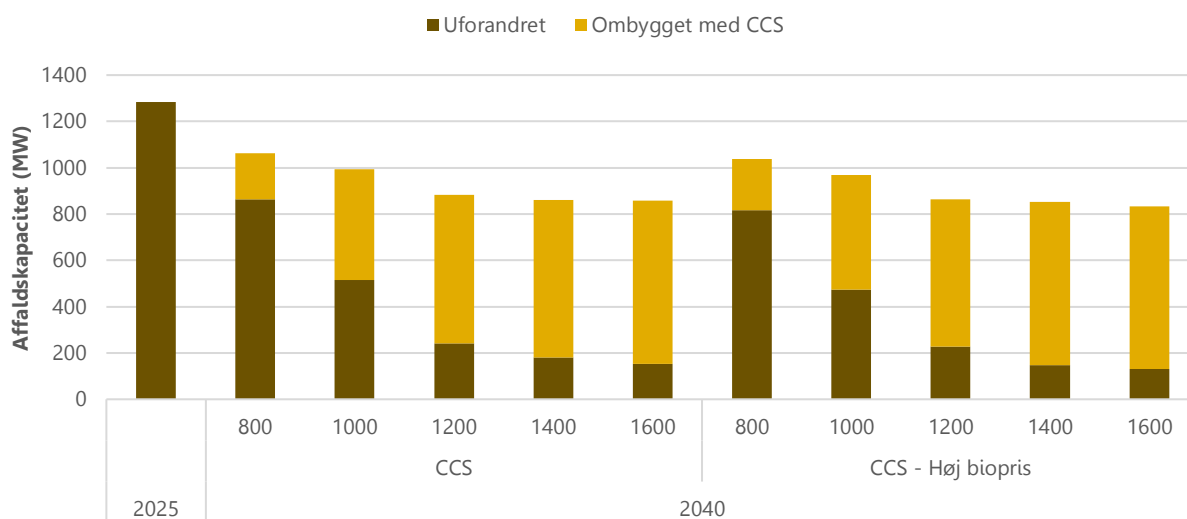
Et biomassefyret anlæg med 6000 årlige driftstimer skal i eksemplet have en indtægt på ca. 1.200 kr./ton CO<sub>2</sub> lagret, imens et tilsvarende affaldsfyret anlæg kræver en klimakredit-indtægt på godt 850 kr./ton CO<sub>2</sub> lagret (svarende til godt 1000 kr./ton biogen CO<sub>2</sub> lagret).

## Følsomhedsanalyse

Udviklingen af CCS åbner for en række store investeringer i nye teknologier og værdikæder, som hver især er forbundet med usikkerhed. Det gælder både, hvad angår omkostninger forbundet med fangst, transport og lagring, de politiske rammevilkår og værdien af negative emissioner i klimakreditmarkedet. Følsomhedsberegningerne nedenfor viser, hvordan investeringen i CCS på affalds- og biomasseværker afhænger af betalingen for de negative, biogene emissioner. Når alle de andre usikre parametre holdes konstant som beskrevet i forudsætningerne, så er det først ved en biogen betaling omkring 1.000 kr./ton CO<sub>2</sub>, at det for alvor begynder at blive attraktivt at investere i CCS-kapacitet på affaldsanlæg. Affaldsværkerne er mere attraktive at omstille ved en lavere betaling end biomasseanlæg. Dels fordi affaldet

indeholder en fossil andel, der økonomisk drives af prisen i CO<sub>2</sub>-kvotemarkedet, dels fordi der spares afgifter på varmesiden. Således ombygges hovedparten af affaldsværkerne med CCS i scenarierne med biogene betalinger på 1.200 kr. per ton eller mere.

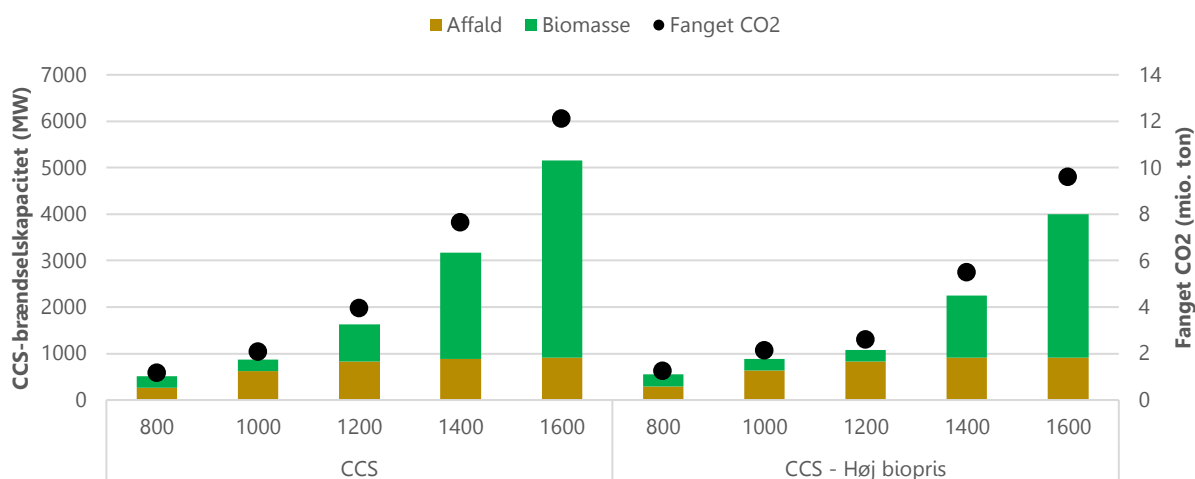
CCS giver dog ikke anledning til, at nævneværdige mængder af importeret affald eller affaldsbiomasse i nogle af følsomhedsscenerierne. Det er således stort set kun den samme mængde dansk affald der forbrændes i alle scenarierne, men når der etableres CCS, bliver driftstiden øget på nogle anlæg, og der nedlukkes yderligere affaldskapacitet.



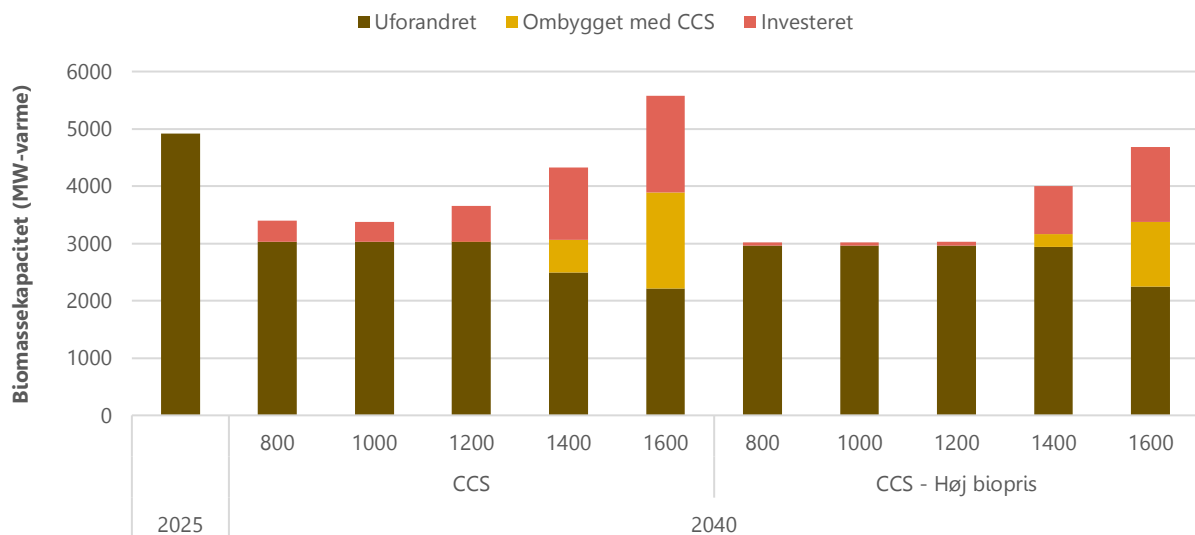
Figur 17. Ombygning af affaldskapacitet i CCS og CCS Høj biopris-scenarierne i 2040 ved forskellige grader af betaling for negative biogene emissioner (kr./ton CO<sub>2</sub>).

Etablering af CCS på biomasse begynder at blive attraktivt ved betalinger over 1.000 kr./ton i CCS-scenariet. Ved en betaling på 1.400 kr./ton sker en markant udbygning af 1250 MW ny varmekapacitet baseret på biomasse i 2040, hvoraf det meste er træflis med CCS. Dertil sker en større fastholdelse af den eksisterende biomassekapacitet i form af ombygning til CCS på 575 MW af den eksisterende varmekapacitet. Den samlede brændselskapacitet der har CO<sub>2</sub>-fangst tilknyttet er således 2300 MW<sub>indfyret</sub>. Driften af biomasseanlæggene i 2040 øges desuden til 5200 fuldlasttimer (fra 4000 i referencescenariet), og der opnås en samlet fangst på ca. 7,5 mio. ton CO<sub>2</sub> fra biomasse og affald. Biomasseforbruget på 90 PJ vil her være på niveau med det historiske forbrug i starten af 2020'erne. Ved disse høje betalinger for lagring af CO<sub>2</sub> er der altså incitament til at drive biomasseanlæggene med en høj grad af fokus på CO<sub>2</sub>-fangst og

mindre fokus på varmeproduktion. Brugen af biomasse i dette scenarie sker hovedsageligt på bekostning af varmepumper der reduceres med 1150 MW og 25 PJ varme ift. referencescenariet i 2040.



Figur 18. Installeret CCS-brændselskapacitet i CCS og CCS Høj biopris-scenarierne i 2040 ved forskellige grader af betaling for negative biogene emissioner (kr./ton CO<sub>2</sub>). Kapacitet skal forstås som summen af ny og ombygget brændselskapacitet der har CO<sub>2</sub>-fangst tilknyttet. Den årlige mængde fangede CO<sub>2</sub> vises som sorte prikker og med værdier på højre y-akse. Bemærk at 255 MW etableres eksogent på Asnæsværket og Avedøreværket.



Figur 19. Ombygning og investering i biomassekapacitet i CCS og CCS Høj biopris-scenarierne i 2040 ved forskellige grader af betaling for negative biogene emissioner (kr./ton CO<sub>2</sub>).

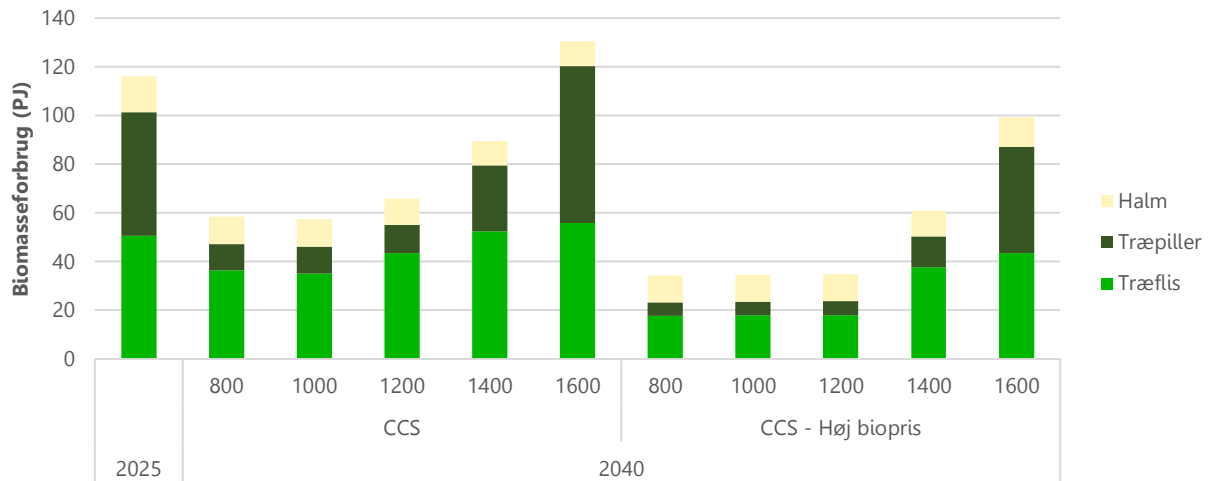
LULUCF-pristillægget har dog markant indflydelse på, hvor økonomisk attraktivt det er at bygge CCS. Der etableres først CCS-kapacitet på biomasseanlæg i scenariet med høje biopriser ved betaling over 1.200 kr./ton og udbygningen sker i væsentligt mindre omfang end uden pristillægget. I 2040 er





biomasseforbruget på niveau med referencescenariet, og værkerne drives med ca. 4000 fuldlasttimer. Den samlede CO<sub>2</sub>-fangst er 5,5 mio. ton.

Hvis LULUCF-reguleringen får et prisgennemslag på biomassepriserne, forsvinder således en stor del af incitamentet til at etablere CCS på biomasseanlæg, medmindre betalingen for fangst og lagring af biogen CO<sub>2</sub> når et vist niveau.



Figur 20. Biomasseforbruget i CCS og CCS Høj biopris-scenarierne ved forskellige grader af betaling for negative biogene emissioner (kr./ton CO<sub>2</sub>).

## 4. Analysegrundlag

Analysen bygger på en række antagelser om udvikling i de politiske, tekniske og økonomiske rammer. For Europa som helhed lægges EAs World Energy Outlook 2022 til grund for CO<sub>2</sub>-prisens og brændselspriser-nes udvikling, imens FIT for 55 lægges til grund for udviklingen i efterspørgsel efter elektricitet og brint. På baggrund heraf beregnes udviklingen i elpriser på timebasis. Til analyserne anvendes Balmorel-modellen, der i den anvendte version dækker det nordeuropæiske el- og fjernvarmesystem med en særlig detaljeret repræsentation af det danske el- og fjernvarmesystem. Den beregnede time-elpris i referencen fastholdes i alle scenarier.

Året 2025 simuleres uden mulighed for yderligere investeringer. Således giver dette et referencescenarie der afspejler energisystemet med den eksisterende og allerede vedtagne udbygning af kapacitet. Dernæst optimeres energisystemet sekventielt for beregningsårene 2030, 2035 og 2040 med mulighed for investeringer. Hvert beregningsår optimeres for sig, hvilket medfører, at investeringerne i et bestemt år er optimeret udelukkende på baggrund af priser og markedsvilkår i det konkrete år. Modellen kan også nedlægge produktionskapacitet, hvis det ikke længere er økonomisk indbringende at fastholde kapaciteten på grund af faste omkostninger.

Analyserne baseres på en selskabsøkonomisk optimering, hvor der tages hensyn til gældende og fremtidige afgifter.

I optimeringsanalysen indgår følgende økonomiske elementer:

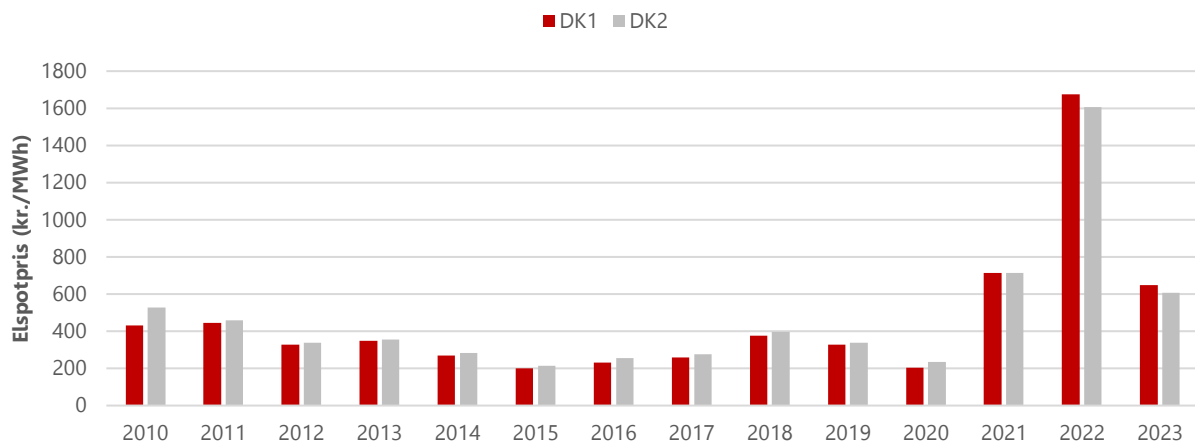
- Renter og investeringsomkostninger for investeringer i nye anlæg og/eller i levetidsforlængelse af eksisterende anlæg
- Faste og variable driftsomkostninger
- Køb af brændsler samt køb og salg af elektricitet (for affald er / tillægges brændselsprisen et modtagegebyr)
- Betaling af CO<sub>2</sub>-kvoter samt betaling af afgifter
- Salg af klimakreditter ved negative netto-emissioner af klimagasser (CO<sub>2</sub>).

## Elmarkedets udvikling

Efter liberaliseringen for snart 25 år siden er det danske elmarked i stigende grad integreret i den nordvestlige region af det sammenhængende europæiske elmarked. Der er foretaget betydelige investeringer i transmissionsforbindelser mellem landene, og reglerne for samhandel er fuldt harmoniseret i EU og Norge. Det betyder, at elpriserne i Danmarks to prisområder er fuldstændig afhængige af prisudviklingen i naboområdet.

Som det ses i Figur 21, har de danske elpriser, målt som årgennemsnit, svinget mellem 200 kr./MWh og 400 kr./MWh i årene frem til 2020. Især på grund af krigen i Ukraine, og det unormale gasmarked i optakten til krigen, var elpriserne i 2021 og især i 2022 ekstreme. Knap en tredjedel af EU's elproduktion foregår i dag på naturgasfyrede kraftværker, hvilket forventes reduceret betydeligt frem mod 2035.

I modelleringen af det europæiske elmarked frem mod 2040 anvendes forudsætninger fra EU-Kommissionen (REPowerEU), fra de systemansvarlige selskabers samarbejdsorganisation ENTSO-E (TYNDP's Global Ambition) og fra det internationale energiagentur IEA (WEO2022)



Figur 21: Elspotprisens udvikling i Danmark for perioden 2010–2023. Angivet i 2023-priser.

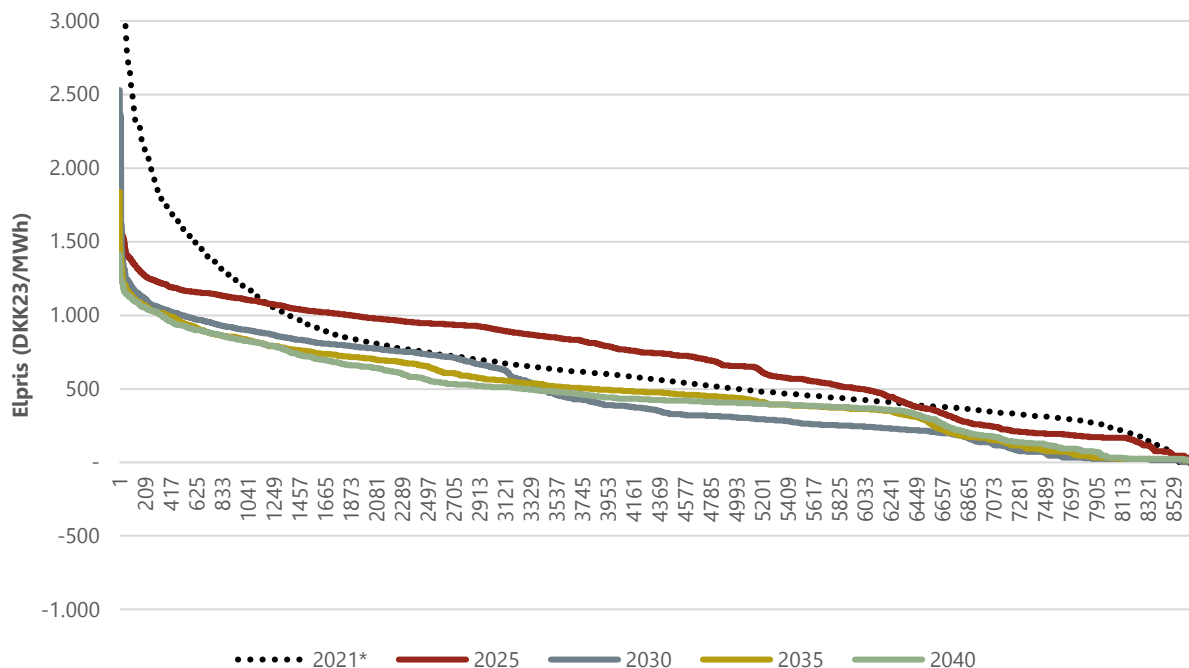
I Figur 22 ses de elpriser der indgår i scenarieanalyserne, og som er beregnet under forudsætning om fortsat grøn omstilling i Europa samt af fortsat integrerede elmarkeder. Der indgår en betydelig udbygning af vind og sol, samt øget anvendelse af prisfleksibilitet på forbrugssiden. Elkedler, varmepumper, elbiler, produktionsindustri og især fremtidens elektrolyseanlæg spiller her en afgørende rolle, og især efter 2035.

Allerede i 2035 forventes elmarkedets afhængighed af fossile brændsler at være markant lavere end i dag, hvorved risikoen for ekstrempriser som følge af knaphed på brændsler bliver lavere. Derimod kan elmarkedet i højere grad end i dag opleve prisudsving som følge af ekstreme klima-år. Sådanne prisudsving ventes dog ikke at være langvarige.

Figuren viser, at der må forventes betydelige elprisforskelle i et normalt klima-år i 2035 og i 2050. Der er mange timer med nulpriser og mange timer med priser omkring 1.000 kr./MWh, hvilket sender signaler til, hvordan en optimal varmforsyning bør dimensioneres og lastfordeles.

De gennemsnitlige danske elpriser er beregnet til henholdsvis 694 kr./MWh i 2025 og 468 kr./MWh i 2040. Det er noget højere end de historiske elpriser frem til 2020, men markant lavere end ekstrem-årene 2021 og 2022.

Indledningsvis køres Balmorel-modellen for det nordeuropæiske marked for at fastlægge elprisen i nabolandene. Disse elpriser bruges som input til efterfølgende modelkørsler, hvor Danmark simuleres alene med en detaljeret repræsentation af særligt fjernvarmeområderne.



Figur 22: Fremskrivning af elspotprisens varighedskurve i Danmark (DK2) i 2025, 2030, 2035 og 2040 sammenlignet med ekstremåret 2021.

## Udvikling af fjernvarmesystemer i Danmark

I denne analyse er de 45 største fjernvarmeområder modelleret særskilt, mens øvrige, mindre fjernvarmenet er aggregeret i 11 områder.

Varmeselskaberne arbejder på sænkning af temperaturerne i nettet, og de forventer over tid at kunne indføre lavtemperaturdrift i systemet. Lavere temperaturer sænker varmetabet og gør indpasning af varmepumper lettere og mere effektiv. Den præcise omlægning i de enkelte fjernvarmenet er dog fortsat ukendt, og der indgår derfor ingen antagelser om temperatursænkning i denne analyse.

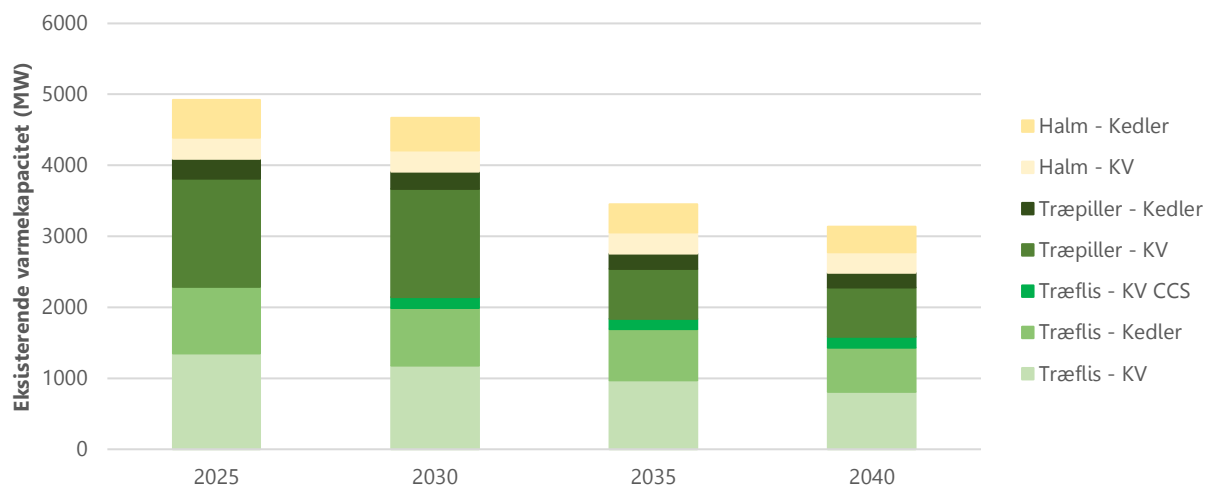
### Varmeforbrugets udvikling

Analyseforudsætninger til Energinet 2023 (AF23) forudsiger et ret konstant fjernvarmeforbrug på 140 PJ fra 2023 frem mod 2050 på nationalt plan. Der vil dog i de enkelte områder være variationer, særligt på grund af udbygning af fjernvarmenettet og planer om konvertering af naturgasområder. I denne analyse anvendes som udgangspunkt fjernvarmeforbruget fra den nyeste energiproducenttælling, som holdes konstant i beregningsårene. I udvalgte områder, hvor mere detaljeret information har været tilgængelig, anvendes denne. På nationalt plan resulterer disse forudsætninger i et forbrug på ca. 140 PJ og følger således AF23.



## Udvikling af produktionskapacitet

Den eksisterende kapacitet baseres på data fra nyeste energiproducenttælling, hvor kraftvarmeværker og øvrige varmeanlæg i Danmark er opgjort detaljeret.



Figur 23. Udviklingen i den eksisterende varmekapacitet forudsat at værker ikke levetidsforlænges. Udviklingen over tid viser de eksogene lukninger af værker.

Udover den eksogene udvikling i kapacitet over tid, så er der i alle scenarier mulighed for at lukke kapacitet endogent i modellen. Det gælder dog ikke den fossile spidslast og en række store centrale værker. De antages at have en teknisk levetid svarende til forudsætningerne i AF23, da praktiske udfordringer omkring hurtig lukning af konkrete værker er vanskelige at repræsentere i modeloptimeringen.

Modellen kan etablere ny produktionskapacitet, hvis det er økonomisk attraktivt. Investeringsomkostninger baseres på Teknologikataloget. Der er følgende investeringsmuligheder i fjernvarmesystemerne:

- Varmepumper (med varmekilder baseret på luft, havvand, industriel overskudsvarme og geotermi).
- Solvarme
- Elkedler (antages at være afbrydelige)
- Varmelagre
- Kraftvarme baseret på træflis
- Kedler baseret på træflis, træpiller og halm.
- CCS på nye og eksisterende biomasse- og affaldsværker med udledninger over 100.000 ton CO<sub>2</sub>/år.

Der er fastsat potentialer for den maksimale udbygning af de forskellige teknologier i hvert modelområde. Det tager således hensyn til, at f.eks. solvarme og luftvarmepumper er pladskrævende og kun i begrænset

omfang kan etableres nær de større byer. Det er forudsat, at der ikke kan investeres i ny, affaldsfyret kapacitet.

## Affald

Med vedtagelsen af L115 om ny organisering af affaldsforbrændingssektoren skal sektoren selskabsgøres og konkurrenceudsættes. Denne lov betyder, sammen med grøn skattereform og fokus på cirkulær økonomi, at de regionale priser i affaldsmarkedet samt affaldets indhold af fossil CO<sub>2</sub>, fremadrettet bliver helt afgørende for forbrændingsanlæggenes økonomi. Affaldstariffer forventes ikke fremover at kunne fastlægges ved en omkostningsbestemt metode. Grøn skattereform træder i kraft fra 2025 men er endnu ikke konkretiseret i lovtekst. Der er derfor stadig usikkerheder om detaljer i afgiftsberegningerne.

Der er betydelig usikkerhed om fremskrivninger af danske affaldsmængder, affaldets sammensætning og også om prisdannelsen i affaldsmarkedet. Det gælder såvel dansk affald som internationalt affald. Til denne analyse er der anvendt egne fremskrivninger baseret på dels forarbejdet til KL's kapacitetstilpasningsplan fra 2020, dels på Energiministeriets notat "Effektvurdering af lovforslag om ny organisering af affaldsforbrændingssektoren" fra maj 2023. Vedrørende afgiftsbetalinger fra affaldsforbrænding anvendes den politiske aftale om grøn skattereform fra juni 2022 og den første afrapportering fra Ekspertgruppen for Grøn Skattereform fra 2022. Brændsel til varme afgiftpålægges med en afgift på 750 kr/ton CO<sub>2</sub>, imens brændsel til kvoteomfattet elproduktion afgiftpålægges med 375 kr/ton. Afgifterne indføres gradvis fra 2025 frem mod 2030, og samtidig reduceres den samlede energiafgift (affaldsvarmeafgift + tillægsafgift). Den samlede energiafgift (affaldsvarmeafgift + tillægsafgift) reduceres fra 64 kr./GJ<sub>brændsel</sub> til 32 kr./GJ<sub>brændsel</sub> (antaget afgiftsmæssig varmevirkningsgrad for kraftvarme på 1,2). Når der etableres CCS på affaldsanlæg, er det antaget, at varmen herfra afgiftsmæssigt håndteres som overskudsvarme.

Det forventes, at de danske affaldsmængder til forbrænding falder frem mod 2030 - bl.a. som følge af øget udsortering til genanvendelse. Affaldsanlæggene kan alle også anvende lavkvalitetsbiomasse til en pris svarende til 90% af flisprisen.

Vedrørende affaldets sammensætning er det en grundantagelse, at plastik i høj grad udsorteres fra dansk affald men i mindre grad fra importaffald. Der regnes i 2035 med et fossilt CO<sub>2</sub>-indhold på henholdsvis knap 20 kg CO<sub>2</sub>/GJ for dansk affald og knap 50 kg CO<sub>2</sub>/GJ for importaffald. Det forudsættes i analysen, at der kan dannes to priser<sup>15</sup> i affaldsmarkedet: Én pris for affald, der genereres og afbrændes i Danmark<sup>16</sup>, og en anden pris for importaffald (480 kr./ton), målt per leveret ton.

<sup>15</sup> Negative priser, positive modtagegebyrer.

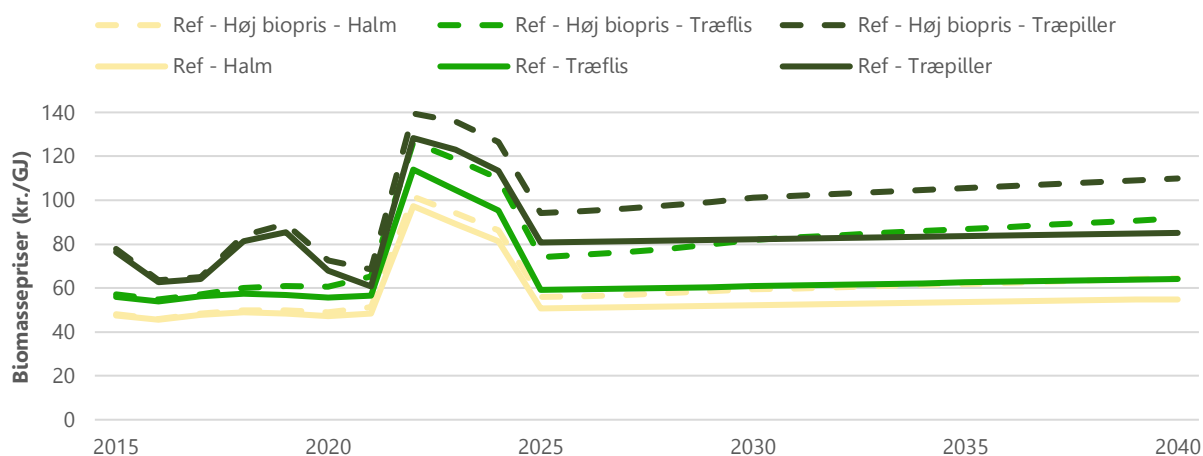
<sup>16</sup> Modellen danner den danske pris endogen gennem et påbud om at dansk forbrændingseget affald afbrændes i Danmark.

I modelleringen af affaldsværkerne er følgende antaget:

- Det er ikke muligt at investere i ny affaldskapacitet.
- Affaldsværker kan lukkes endogent i modellen.
- Der er en fast dansk affaldsmængde på 29,3 PJ i 2025 faldende til 27,5 PJ i 2040<sup>17</sup>.
- I scenariet vælger modelværtøjet at flytte ca. 25% af forbrændingseget affald fra sommer til vinter. Det antages at dette er muligt for lagerstabile affaldsfraktioner, samt at disse fraktioner udgør mindst 25% af affaldsmængden.
- Dansk affald kan flyttes rundt mellem landsdelene. Dog kan Østdanmark maksimalt bruge 50% af den samlede danske affaldsmængde, mens Vestdanmark maksimalt kan bruge 70%.
- Biomasseaffald kan købes til 90% af flisprisen. Der er 300.000 ton til rådighed i Danmark.
- Mængden af importaffald og biomasseaffald er ubegrænset.
- Affaldsforudsætninger fremgår af Tabel 12.

## Biomassepriser

Brændselsprisfremskrivning af biomasse er baseret på Energistyrelsen's "Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2022". Fremskrivningen viser stigende priser på træflis og træpiller til henholdsvis 63 kr./GJ og 84 kr./GJ i 2035 leveret på anlægget. Der er en vis usikkerhed om fremtidens biomassepriser, bl.a. som følge af skærpet lovgivning i EU om skovenes klimabidrag. Ifølge den såkaldte LULUCF forordning skal skovene i EU øge deres CO<sub>2</sub> til et niveau på 310 mio. ton/år i 2030.



Figur 24. Biomassefremskrivning hhv. med og uden LULUCF-pristillæg. Angivet i 2023-priser.

<sup>17</sup> Baseret på "Kapacitetstilpasningsplan for affald", Ea Energianalyse 2020

Eksisterende biomasseanlæg udfases efter vurderet teknisk levetid. Store anlæg følger udfasningsår i AF23, mens øvrige anlæg udfases lineært, eller kan lukkes af modellen hvis økonomien tilsiger det. Modellen kan også vælge at levetidsforlænge de store anlæg ved samtidig investering i Carbon Capture. Der er givet en maksimal tilgængelig halmressource på 21 PJ, mens træflis og træpiller antages at være ubegrænsede.

## Forudsætninger for etablering af CCS

Med de nuværende rammer har samfundet ikke sat en forudsigelig pris på negative emissioner. Betaling for negative emissioner kan ske gennem en kombination af danske CCS-udbud, teknologiudviklingsstøtte fra Danmark og EU samt salg af klimakreditter til den private sektor eller andre. Den 20. september 2023 indgik et bredt flertal i Folketinget en aftale om en national CCS-strategi. Der er afsat 27 mia. kr. til to udbudsrunder, der forventes at levere mindst 2,3 mio. ton negative emissioner over en årrække på 15 år fra 2029. Simple forholdstalsregning viser en forventet betaling på maksimalt 782 kr./ton lagret CO<sub>2</sub>.

Det er valgt som referenceforudsætning, at der for CCS-anlæg opnås en samlet betaling på 800 kr./ton lagret biogen CO<sub>2</sub> i hele projektets levetid på 25 år. Der gennemføres følsomhedsanalyser med andre niveauer for betalingen. Omkostninger til investering og drift af CCS-anlæg er baseret på Teknologikataloget (se bilag).

I CCS-scenarierne kan der investeres i CCS på affaldsanlæg og biomasseanlæg med udledninger over 100.000 ton CO<sub>2</sub>/år (se Tabel 15 og Tabel 16).

- Varmen fra fangstprocessen regnes som afgiftsbelagt overskudsvarme, der kan udnyttes til fjernvarme.
- Investering i CCS medfører levetidsforlængelse af værket. Dette er modelleret som en meromkostning ved investering i CCS, der også dækker udgifter i forbindelse med levetidsforlængelse.
- Den fulde mængde lagret CO<sub>2</sub> fra biomasse kan sælges kommercielt som klimakreditter.
- Følsomhedsberegning af betaling for opfanget biogen CO<sub>2</sub>: 800-1.600 kr./ton CO<sub>2</sub>
- Øvrige væsentlige CCS-forudsætninger fremgår af bilag.

De samlede omkostninger til transport og lagring af CO<sub>2</sub> antages at være 500 kr./ton i hele projektets levetid fordelt som 75 pct. faste omkostninger og 25 pct. variable omkostninger. Den faste del regnes modelteknisk som en øget kapitalinvestering ved ombygning/nyinvestering i CCS på affalds- og biomasseanlæg på 14,4 mio. kr./MW indfyret (med 25 år og 4,5 pct. rente). De variable omkostninger til transport og lager prissættes til 125 kr./ton CO<sub>2</sub>.

Emissioner fra minedrift, transport, raffinering m.m. (opstrøms-emissioner) indgår ikke i analysen. Ved rapportering af udledninger indgår dermed kun emissioner fra den direkte forbrænding.

# Bilag: Forudsætningstabeller

Tabel 6. Forudsætninger i analysen fra 2021 og 2024 for analysens referencescenarier i beregningsåret 2040. Angivet i 2023-priser.

		2021-analysen	2024-analysen
Træflispris	Kr./GJ	57	64
Træpillepris	Kr./GJ	67	85
Halmpris	Kr./GJ	49	55
Naturgaspris	Kr./GJ	38	60
CO <sub>2</sub> -pris	Kr./ton CO <sub>2</sub>	725	1.356
Elpris	Kr./MWh	350	468
Luft-vand varmepumpe	Mio. kr./MW	7,9	7,9
Fjernvarmeproduktion	PJ	139	141
Biomasseforbrug	PJ	33	58
Affaldsforbrug	PJ	24	28
Varmepumper	MW	4500	3400

Tabel 7. Nøgleforudsætninger. Angivet i 2023-priser.

		2025	2030	2035	2040
Varmeforbrug - brutto	PJ	141	142	141	141
Gennemsnitlig dansk elpris (uvægtet)	Kr./MWh	694	481	484	468
CO <sub>2</sub> -kvotepris	Kr./ton CO <sub>2</sub>	739	1046	1201	1356
<b>Brændselspriser</b>					
- Biomasseaffald	Kr./GJ	53	55	56	58
- Halm	Kr./GJ	51	52	54	55
- Importaffald	Kr./GJ	-40	-40	-40	-40
- Lokalaffald	Kr./GJ	-38	-38	-38	-38
- Træflis	Kr./GJ	59	61	63	64
- Træpiller	Kr./GJ	81	82	84	85
- Olie	Kr./GJ	92	94	93	91
- Naturgas	Kr./GJ	101	66	63	60



Tabel 8. Oversigt over investeringsmuligheder i en række varmeteknologier. Priserne er angivet for overordnede teknologikategorier som gennemsnit af de enkelte teknologier. F.eks. findes varmepumper i forskellige størrelser og til hhv. distributions- og transmissionsniveau. Angivet i 2023-priser.

		2025	2030	2035	2040
<b>Investeringsomkostninger</b>					
- Luftvarmepumpe	Mio. kr./MW varme	-	7,93	7,93	7,93
- Overskudsvarmepumpe	Mio. kr./MW varme	-	5,49	5,49	5,49
- Havvandsvarmepumpe	Mio. kr./MW varme	-	10,72	10,72	10,72
- Geotermi	Mio. kr./MW varme	-	18,19	18,19	17,75
- Elkedel	Mio. kr./MW varme	-	0,78	0,78	0,78
- Træfliskedel	Mio. kr./MW varme	-	4,47	4,47	4,47
- Træfliskraftvarme	Mio. kr./MW varme	-	30,67	30,67	30,67
- Halmkedel	Mio. kr./MW varme	-	7,36	7,36	7,36
- Træpillekedel	Mio. kr./MW varme	-	6,00	6,00	6,00
- Solvarme	Kr./MW varme	-	1.558	1.558	1.515
<b>Faste omkostninger til drift og vedligehold</b>					
Affaldsanlæg	Mio. kr./MW indfyret/år	0,534	0,534	0,534	0,534

Tabel 9. Antagelser om LULUCF-regulering.

		Træflis	Træpiller	Halm
Stammer	%	30	30	-
Restprodukter fra hugst	%	60	30	-
Industrielle restprodukter	%	10	40	-
CO <sub>2</sub> -indhold	kg/GJ	100	100	100
Halveringstid	år	11	9,5	2,7
CO <sub>2</sub> -faktor	%	30	27	10
Markedseffektivitet	%	70	70	70

Tabel 10. Pristillæg til brændselspriser som konsekvens af antagelser om LULUCF-regulering. Angivet i 2023-priser.

		2025	2030	2035	2040
<b>Biomasse</b>					
LULUCF-pristillæg					
- Træflis	Kr./GJ	-	21	24	28
- Træpiller	Kr./GJ	-	19	22	25
- Halm	Kr./GJ	-	7	8	9

### Elnet-tariffer

I modellen indregnes der tariffer dels på transmissions- og dels på distributionsniveau. Transmissions- og distributionstariffen opdeles på en energi- og en kapacitetstarif, og der regnes med tidsvarierende distributionstariffer. Det antages, at 50% af transmissionsnet-tariffen og 25% af distributionstariffen omlægges til en fast kapacitetsbetaling<sup>18</sup>.

De anvendte forudsætninger for net-tarifferne vises i Tabel 11. Samlet set betyder det fx for en varmepumpe med 4.000 fuldlasttimer, at den samlede tarif ved tilslutning på A-lav ligger på ca. 125 kr./MWh. Det antages, at elkedler som udgangspunkt tilsluttes med begrænset netadgang.

<sup>18</sup> Udformning af tarifstrukturen bygger bl.a. på de forudsætninger, som blev fastlagt i projektet "Fremtidens Fjernvarme i Hovedstaden 2050".

Tabel 11. Anvendte nettariffer.

Tarif	Transmission		Distribution	
	Alle	A-høj	A-lav	B-høj
Tilslutningsniveau				
Systemtarif (kr./MWh)	45,9	-	-	-
Net-tarif (kr./MWh) – Lav/høj/spids	25,0	9,9/19,6/29,9	13,9/26,3/61,5	36,6/75,5/118,1
Kapacitetstarif (kr./MW/år)	100.000	5.000	12.500	65.000
- Ved begrænset netadgang	0	-	-	-

Tabel 12. Affaldsforudsætninger. Angivet i 2023-priser.

		2025	2030	2035	2040
<b>Affald</b>					
Affaldsmængde (dansk)	PJ	37	28	28	28
Fossilt CO <sub>2</sub> -indhold					
- Dansk affald	Kg CO <sub>2</sub> /GJ	28,3	18,9	18,9	18,9
- Importeret affald	Kg CO <sub>2</sub> /GJ	48,7	48,7	48,7	48,7
Brændværdi					
- Dansk affald	GJ/ton	10,6	10,6	10,6	10,6
- Importeret affald	GJ/ton	11,9	11,9	11,9	11,9
Modtagegebyr					
- Dansk affald	Kr./ton	400	400	400	400
- Importeret affald	Kr./ton	480	480	480	480

## Bilag: CCS-forudsætninger

Omkostninger til CC er baseret på teknologikataloget for kulstof-fangst. I teknologikataloget er der opgivet data for to størrelser anlæg: 100 MW-varme og 500 MW-varme. Data ses herunder i DK2023-priser. Da anlæggene i Danmark varierer i indfyringskapacitet, omdannes nedenstående data fra Teknologikataloget til en lineær funktion af indfyringskapaciteten.

Tabel 13. CCS-data fra Energistyrelsens teknologikatalog. Angivet i 2023-priser.

		500 MW-varme	100 MW-varme
Investering	Mio. kr./ton CO <sub>2</sub> -ud/time	18,46	22,16
Fast D&V	Kr./ton CO <sub>2</sub> -ud/time	578.000	696.000
Variabel D&V	Kr./ton CO <sub>2</sub> -ud	19,3	19,3

Jf. Teknologikataloget skal investeringsomkostningen reduceres lidt, hvis kraftværket allerede har røggaskøling. Dette antages er tilfældet for det gennemsnitlige værk, og reduktionen i investeringsomkostningen er medregnet i tabellen.

Data i teknologikataloget er eksklusiv varmpumpe. Der er en stor del af varmen fra kulstoffangst som ikke har høj nok temperatur til direkte udnyttelse til fjernvarme, medmindre det øges i en varmpumpe. Derfor antages det, at der altid inkluderes en varmpumpe i CC-anlægget. Derudover tilføjes omkostningerne til et mellemlager der svarer til 3 dages CO<sub>2</sub>-fangst, samt en pumpestation til at fylde CO<sub>2</sub>'en på lastbiler.

Ovenstående medfører omkostningerne angivet i Tabel 14 for CC-anlægget inklusive varmpumpe, mellemlager og lastbil-station omregnet til kr./MW-indfyret. Disse data til en funktion af den indfyrede kapacitet, således at omkostningerne afhænger af kapaciteten for det specifikke værk.

Tabel 14. Anvendte CCS-forudsætninger i analysen. Angivet i 2023-priser.

		500 MW-varme	100 MW-varme
<b>CO<sub>2</sub>-fangst</b>			
Investering	Mio. kr./MW-indfyret	8,33	9,53
Fast D&V	Kr./MW-indfyret	213.000	251.000
Variabel D&V	Kr./MWh-indfyret	10,5	10,5
Lastbilstation	Kr.	579.983	579.983
<b>Transport og lagring af CO<sub>2</sub></b>			
- Variabel omkostning	Kr./ton CO <sub>2</sub>	125	125
- Fast omkostning	Mio. kr./MW-indfyret	14,4	14,4

Tabel 15. Affaldsanlæg med udledning over 100.000 ton CO<sub>2</sub>/år (samlet biogen og fossil).

## Affaldsanlæg

ARC

ARGO

Vestforbrænding

Energist Esbjerg

Energist Kolding

Nordværk I/S, Energianlæg Aalborg

Kredsløb Affaldsenergi A/S (Aarhus)

Nordværk I/S, Energianlæg Hjørring (Kraftvarme)

Næstved Affaldsenergi

NORFORS (Hørsholm)

Fortum Waste Solutions (Nyborg)

Affaldsforbrændingsanlæg I/S REFA (Nykøbing - Kraftvarme)

Energist Kolding

Nordværk I/S, Energianlæg Hjørring

Affaldsforbrændingsanlæg I/S REFA (Nykøbing)

---



Tabel 16. Biomasseanlæg med udledning over 100.000 tons CO<sub>2</sub>/år.

## Biomasse

Biomassefyret Kraftvarmeværk Aarhus (Halm)

Køgekraftvarmeværk (Flis)

Asnæsværket (Flis)

Herningværket (Flis)

Randers kraftvarmeværk (Flis)

Helsingør Kraftvarmeværk (Flis)

Amagerværket blok 1 (Træpiller)

Amagerværket blok 4 (Træflis)

Avedøreværket 1 & 2 (Begge træpiller)

Studstrupværket (Træpiller)

---