



# Scenarier for udvikling af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet mod 2050

## Indhold

Indledning .....	2
Beregningsmetode .....	6
Scenarier for fjernvarmesystemet i 2025 .....	8
Scenarier for fjernvarmesystemet i 2030 .....	13
Scenarier for fjernvarmesystemet i 2050 .....	19
En-parameteranalyser .....	25
Verifikation med Balmorel .....	32
Opsamling .....	34
Bilag .....	40

## Indledning

Hovedstadsområdet fjernvarmesystem står efter al sandsynlighed over for store forandringer over de kommende 10-20 år. I dag baseres forsyningen overvejende på større affalds- og biomassekraftvarmeværker, men visse af biomasseværkerne nærmer sig inden for 10 år enden af deres tekniske levetid, og der skal tages stilling til, om de skal levetidsforlænges. Desuden er der mål for reduktion af mængden af forbrændingseget affald og kapaciteten af affaldsforbrændingsanlæg i Danmark, der kan betyde, at varmen fra affald i hovedstadsområdet vil blive reduceret. På den anden side er rammerne for el-drevne anlæg som varmepumper på havvand, luft, overskudsvarme eller geotermi ændret markant med aftalen om reduktion af elvarmeafgiften, og andre, nye teknologier som fx overskudsvarme fra PtX-anlæg og CCS kan komme til at spille en rolle, hvis teknologierne udvikles.

I projektet Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050 (FFH50) gennemføres analyser af en række scenarier for udviklingen af fjernvarmesystemet mod 2050 for at belyse forskellige udfaldsrum for udviklingen. FFH50-projektet har engageret Ea Energianalyse og PlanEnergi til at udvikle et regnearksværktøj, der på en transparent måde kan gennemregne og vise resultater for scenarierne. Det har desuden været rådgivernes rolle at gennemregne scenarierne med værktøjet og formidle resultaterne. Derudover er der gennemført supplerende analyser i den mere avancerede systemmodel Balmorel for at verificere metode og resultater fra regnearksmodellen samt for at kunne regne på varmelagring og nye forbindelser mellem varmeområder. Se særskilt notat om dette.

En fælles præmis for alle scenarier er klimafokus og følgende mål:

- Fjernvarmen i hovedstadsområdet skal være CO<sub>2</sub>-neutral fra 2025.
- Danmark skal reducere drivhusgasser med 70% inden 2030.
- Danmark skal have nuludledning af drivhusgasser i 2050.

Det er i projektet forudsat, at CCS på et affaldsanlæg CO<sub>2</sub>-regnskabsmæssigt er nok til at sikre, at den samlede affaldsvarme i hovedstaden er CO<sub>2</sub>-neutral. Der regnes med CO<sub>2</sub> i el til varmepumper og elkedler i 2030, men ikke i 2050. Der regnes fysisk på grøn omstilling, og der regnes derfor ikke med fx biogas-certifikater i scenarierne.

I projektet har det været FFH50's opgave at definere og opsætte scenarierne, ligesom at alle forudsætninger er blevet fastlagt af FFH50 og leveret til rådgiverne. Det gælder fx forudsætninger for brændsels-, el- og CO<sub>2</sub>-priser,

udvikling af varmekonsum og begrænsninger i fjernvarmenettet (kun til Ballerup). Det er forudsat i scenarierne, at negative CO<sub>2</sub>-emissioner belønnes med prisen på CO<sub>2</sub>-kvoter, og der er derudover foretaget en en-parameter-analyse af en høj CO<sub>2</sub>-afgift. Det er i dag ikke en del af de gældende rammer, at der kan opnås betaling for negative emissioner, men det er en forudsætning i analyserne. Forudsætningerne er beskrevet i FFH50 forudsætningsnotat.

Der indgår også tekniske og økonomiske data for eksisterende og nye teknologier, potentialer for udbygning med varmepumper mv. Teknologidata for nye teknologier er som udgangspunkt hentet fra Energistyrelsens teknologikatalog, men på flere områder er data opdateret. For varmepumper er nogle teknologidata opdateret via arbejde til FFH50 fra NIRAS samt via viden om varmepumper i varmeselskaberne. For CCS- og PtX-teknologier er der taget udgangspunkt i Rambølls leverancer om disse teknologier til FFH50, og data er derefter tilpasset af FFH50. Det skal i den forbindelse nævnes, at særligt anlægsdata for CCS- og PtX-teknologier er usikre. For CCS er omkostninger til transport og lager af CO<sub>2</sub> opdelt i faste og variable omkostninger. Potentialerne for varmepumper tager udgangspunkt i NIRAS's leverancer til FFH50 om dette, og det er derefter viderebearbejdet i forhold til potentialer, der kan levere til distributionsnettene og til transmissionsnettene.

På FFH50's scenarieworkshop i marts 2021 blev scenarierne drøftet, og de vigtigste spørgsmål, som scenarierne skal svare på blev opstillet:

1. Hvordan sikres bedst konkurrencedygtige varmepriser for fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet i år 2025, 2030 og 2050, samtidig med at de ambitiøse klimamålsætninger nås?
2. Hvor robust er forskellige teknologispør for varmeproduktion over for ændringer i priser og rammevilkår, teknologiudvikling og varmebehov?
3. Hvordan kan lavere temperaturer i fjernvarmenettene få betydning for udvikling af systemet?
4. Hvordan kan sammenhængen mellem central og decentral varmeproduktion blive?
5. Hvordan vil en stigende elektrificering af varmeproduktionen påvirke fjernvarmesystemet, og hvor afhængigt kan fjernvarmesystemet være af elsystemet, også når det øvrige samfund øger elforbruget ved fx elbiler.

6. Hvilken betydning kan nye teknologier og sektorkoblinger som fx PtX (produktion af biobrændstoffer til fly og tung vejtransport) og CCS få for energi- og fjernvarmesystemet?

Med udgangspunkt i disse nøglespørgsmål er der i projektet opstillet scenarier for beregningsårene 2025, 2030 og 2050.

Da der er kort tid til 2025, viser scenarierne for 2025 en systemsammensætning, der i store træk minder om dagens system fsva. grundlasten, og her har fokus været at se på muligheder for at opnå et helt CO<sub>2</sub>-neutralt fjernvarmesystem. Det er antaget at CO<sub>2</sub>-neutralitet opnås ved, at spids- og reservelasten omstilles til grønne teknologier, samt ved at der etableres CCS på ét affaldsanlæg som opvejning for de fossile udledninger fra alle affaldsforbrændingsanlæg. Dette regneprincip for opnåelse af CO<sub>2</sub>-neutralitet er tilsvarende anvendt i scenarierne for 2030 og 2050.

I 2030 og 2050 opstilles seks scenarier, som afspejler meget forskellige udviklingsveje for fjernvarmesystemet. Det har været hensigten at illustrere yderpunkterne med hhv. et termisk og et elbaseret scenarie samt at designe scenarier, som viser kombinationer af termiske og elbaserede scenarier imellem disse to yderpunkter:

1. **Høj CCS med bio og affald.** Dette er et scenarie, der i vidt omfang baseres på fortsat drift og levetidsforlængelse af de termiske affalds- og biomasseanlæg. Der etableres CCS på en række biomassefyrede anlæg og affaldsforbrændingsanlæg for at opnå størst mulig CO<sub>2</sub>-reduktion.
2. **Lav CCS med el, bio og affald.** Dette scenarie kombinerer varmepumper og termiske anlæg, så der opnås en ligelig fordeling mellem de to i 2050. Der etableres CCS på et affaldsanlæg for at sikre, at mål om CO<sub>2</sub>-neutralitet nås, men ikke på andre termiske anlæg.
3. **Svingende PtX med el, bio og affald.** Dette scenarie undersøger konsekvenser ved etablering af store mængder PtX overskudsvarme, hvorfra varmeleverancen varierer med elprisen. Den svingende PtX overskudsvarme kan stamme fra både brintproduktion og brændstofsyntese. Dertil kommer en mindre udbredelse af øvrige varmepumper. Scenariet har omtrent samme udbredelse af termiske anlæg som scenarie 2, der her får etableret CO<sub>2</sub>-fangst mhp. anvendelse i PtX-processerne (CCU). Et enkelt affaldsforbrændingsanlæg er forudsat at lagre CO<sub>2</sub>'en (CCS) for at sikre CO<sub>2</sub>-neutralitet. Der er ikke gennemført en lastfordelingsmæssig sammenkobling mellem CO<sub>2</sub>-fangst på

anlæggene i hovedstaden og PtX-produktionen. CO<sub>2</sub>'en til PtX kan komme fra anlæggene i hovedstadsområdet eller et andet sted fra.

4. **Stabil PtX med el, bio og affald.** I dette scenarie etableres også PtX overskudsvarme, hvis produktion her forventes at være konstant over året, men med betydeligt mindre varmekapacitet end i scenarie 3. Til gengæld er der lidt større kapacitet af øvrige varmepumper. Scenariet har samme udbredelse af termiske anlæg med CCU som i scenarie 3, og et enkelt affaldsforbrændingsanlæg med CCS. Den stabile PtX overskudsvarme kan komme fra både brintproduktion og brændstofsyntese, men her antages det, at PtX-anlæg producerer konstant med et højt antal fuldlasttimer.
5. **El og affald.** I dette scenarie fastholdes en relativt stor produktion fra affaldsforbrændingsanlæg (heraf et enkelt med CCS), mens biomasseværkerne gradvis udfases og erstattes af varmepumper samt en lille andel geotermi.
6. **Elbaseret.** I dette scenarie sker der en gradvis udfasning af både affaldsforbrændings- og biomasseanlæg, som erstattes af varmepumper og en lidt større andel geotermi. I 2050 er scenariet 100 % elbaseret.

Dertil kommer enkelte scenarier, hvor regnearksmodellen er anvendt til at optimere kapacitetssammensætningen i systemet for at vise et teoretisk, økonomisk optimum, som de øvrige scenarier kan sammenlignes med. Dette gælder scenariet "0. Ikke CO<sub>2</sub>-neutral", der afspejler en udvikling, hvor CO<sub>2</sub>-målsætninger ikke nås, samt et grønt scenarie "0. CO<sub>2</sub>-neutral", som er optimeret af modellen.

For de seks scenarier nævnt ovenfor har processen været:

- FFH50's Teknologi- og Systemgruppe har defineret kapaciteterne af affaldsforbrændingsanlæg, biomassefyrede anlæg, CC-anlæg, PtX-overskudsvarme, geotermi og varmepumper i de enkelte scenarier. Derudover har gruppen defineret, hvilke spidslastteknologier der er tilgængelige i de enkelte scenarier.
- Ea og PlanEnergi har derefter optimeret sammensætningen af varmepumper fra forskellige varmekilder, typen af biomassefyrede anlæg (kraftvarme eller kedler) og kapaciteterne af de forskellige spidslastteknologier.

Dette notat giver en opsamling på resultater for scenarieanalyserne. Mere detaljerede resultater er dokumenteret i to særskilte bilag om hhv. scenarieberegninger og en-parameteranalyser.

## Beregningsmetode

Den udviklede regnearksmodel har to primære funktioner:

- Beregning af langsigtede varmeproduktionsomkostninger (også benævnt Levelized Cost Of Energy, LCOE)
- Varighedskurve- og scenarieanalyse-værktøj.

Værktøjerne og tilhørende data er opstillet for årene 2025, 2030 og 2050.

### LCOE-værktøj

LCOE-beregningsværktøjet viser de totale omkostninger per GJ produceret varme for de forskellige teknologier over deres levetid. Formålet er at kunne vurdere teknologiernes indbyrdes konkurrencedygtighed. Brugeren vælger et antal fuldlasttimer for beregningen. I projektets analyser er der valgt en teknologisammenligning for 5.000 og 2.500 fuldlasttimer for grundlastteknologier og 1.000 fuldlasttimer for spidslastteknologier. Alle omkostninger og indtægter medregnes: kapitalomkostninger, faste D&V-omkostninger, variable D&V-omkostninger, brændselsomkostninger, elindtægter/-omkostninger, elnettariffer, afgifter, tilskud, CO<sub>2</sub>-kvoter, eventuelle indtægter fra negative CO<sub>2</sub>-emissioner og omkostninger til transport og lagring af CO<sub>2</sub>.

Det er vigtigt at pointere, at værktøjet beregner varmeproduktionsomkostninger, altså de rå omkostninger ved varmeproduktion, og angiver ikke varmepriser. Varmepriser er defineret af kontrakter mellem varmeproducenter og varmeaftagere. Varmepriser kan være betydeligt anderledes end varmeomkostninger og er bl.a. defineret af aftaler om deling af omkostninger mellem el, affald og fjernvarme.

### Varighedskurveanalyse

Scenarieanalyserne anvender varighedskurveanalyse-værktøjet. Formålet med varighedskurveanalysen er at bestemme systemopbygningens tilhørende drift med laveste systemomkostning.

Varighedskurveberegningerne tager udgangspunkt i beregningerne, der ligger bag LCOE-beregningen, men i stedet for blot at beregne omkostninger for et bestemt antal fuldlasttimer beregnes varmeproduktionsomkostningerne for alle fuldlasttimer op til et fuldt år (8760 timer), afhængigt af hvor i varighedskurven teknologien indpasses baseret på de kortsigtede marginalomkostninger.

Det angives, hvilke eksisterende og nye varmeproducerende teknologier der skal indgå i analysen, hvorefter varmeproduktionsomkostningerne per GJ-varme som funktion af fuldlasttimerne opstilles for hver af disse. Givet en varighedskurve for varmebehovet, er det muligt at bestemme den optimale sammensætning af varmeproduktionskapacitet, som medfører de laveste systemomkostninger. Det er vigtigt at pointere, at der ikke her tages hensyn til afskrivninger på eksisterende anlæg, da de betragtes som sunk costs. Værktøjet opbygger varmeproduktionen et anlæg ad gangen, hvor den for hvert trin evaluerer, hvilket anlæg der har lavest omkostninger ved det antal fuldlasttimer, som er til rådighed.

Værktøjet har to forskellige beregningsmetoder:

- Manuel optimering: Brugeren angiver tilgængelige teknologier og kapaciteter. Modellen optimerer ikke kapaciteterne og udfører alene en driftsoptimering med udgangspunkt i de kortsigtede marginalomkostninger.<sup>1</sup>
- Modeloptimering: Brugeren angiver potentialer for nye teknologier, som ikke eksisterer i systemet i udgangspunktet. Kapaciteten optimeres og fastlægges af modellen baseret på de langsigtede marginalomkostninger<sup>2</sup>. For eksisterende teknologier anvendes deres faktiske kapaciteter. Modellen kapacitetsoptimerer/lukker ikke disse, og der anvendes derfor deres kortsigtede marginalomkostninger i kapacitetsoptimeringen. Efter kapacitetsoptimeringen udføres en driftsoptimering på samme måde som ved den manuelt optimerede beregning.

#### Fordele og ulemper

Regnearksværktøjet har den fordel, at det er hurtigt og nemt at gennemføre system- og driftsoptimeringer sammenlignet med mere komplekse systemmodeller som fx Balmorel. Beregningerne udføres i Excel, hvilket er mere transparent og tilgængeligt end Balmorel, som er en lineær programmeringsmodel. Det gør regnearksværktøjet anvendeligt, når der skal udføres overordnede beregninger til scenarier og visioner.

Dog betyder dette, at regnearket indeholder en række forsimplinger. Der tages for eksempel ikke hensyn til anlægsplaceringer og begrænsninger i fjernvarmenettet, og det antages derfor, at alle produktionsanlæg altid kan

---

<sup>1</sup> Kortsigtede marginalomkostninger: "her-og nu" omkostning ved at producere en varmeeenhed mere, dvs. uden investering/afskrivning og faste D&V-omkostninger.

<sup>2</sup> Langsigtede marginalomkostninger: langsigtet omkostning ved at producere en varmeeenhed mere, dvs. inkl. investeringsomkostninger og alle faste driftsomkostninger.

komme af med varmen i fjernvarmenettet. Derudover kan der ikke tages hensyn til muligheder for varmelagring i systemet.

Fordi regnearksværktøjet baserer sig på varighedskurveanalyser, udføres ikke en timebaseret beregning af lastfordelingen, og derfor kan regnearksmodellen ikke i samme grad repræsentere elprisoptimering for kraftvarmeværker og varmepumper mv., sæsonafhængighed af varmepumpe COP'er, m.m. Dog forsøges dette håndteret ved at beregne en produktions- og forbrugsvægtet elpris og COP, som afhænger af antallet fuldlasttimer. Der tages hensyn til to forskellige effekter:

1. Ved drift hele året (over 8.000 fuldlasttimer) antages det ikke, at teknologien har mulighed for driftsoptimering op mod elprisen, og derfor opnår den årsgennemsnitlige elpris og/eller COP. Hvis teknologien har færre fuldlasttimer, vil driftsoptimering i stigende grad gøre det muligt at opnå mere favorable elpriser/COP'er.
2. Ved færre fuldlasttimer er der også en tendens til, at produktionen vil foregå i perioder med højere varmebehov, hvilket omvendt kan gøre den gennemsnitlige elpris højere og COP'erne lavere.

Varighedskurvemodellen kan ikke tage hensyn til start- og stop-omkostninger, og havarier repræsenteres ved generelt at nedskrive effekten på de enkelte produktionsanlæg.

#### Verifikation

Udvalgte scenarier er efterberegnet i Balmorel med det formål at undersøge, hvorvidt de to modeller leverer lignende resultater.

### Scenarier for fjernvarmesystemet i 2025

Fjernvarmeproduktionen i hovedstadsområdet er i dag domineret af varme- produktion fra de to store kraftvarmeværker på Avedøre og Amager, som i dag er fuldt omstillet fra fossile brændsler til biomasse, samt de tre store affaldsforbrændingsanlæg, ARGO i Roskilde, Vestforbrænding i Glostrup og ARC på Amager. Dertil kommer naturgasfyrede spids- og mellemlastenheder på H.C. Ørsted Værket og Svanemølleværket og spids- og reservelastcentraler andre steder i fjernvarmenettet. Endelig er der de seneste år etableret flere, mindre, lokale varmeproduktionsanlæg i tilknytning til fx industriel overskudsvarme, spildevandsanlæg mv. Overordnet set er dagens fjernvarmesystem i vidt omfang baseret på kraftvarmeanlæg baseret på hhv. affald og biomasse.

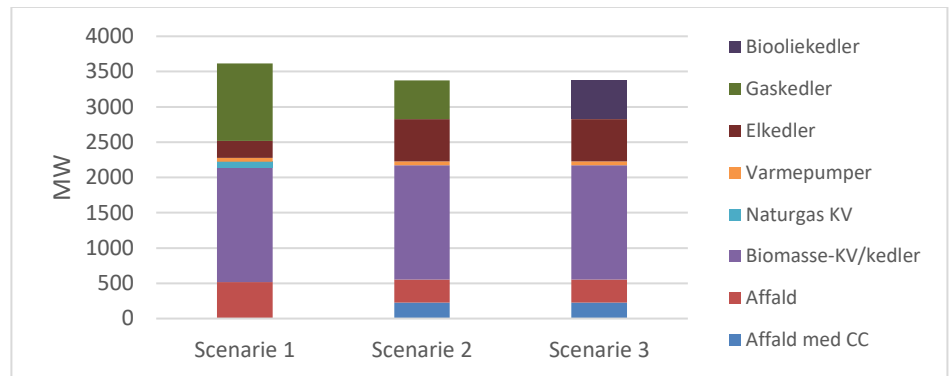
2025 scenarierne minder i høj grad om systemet i dag, da der ikke forventes store ændringer i varmeproduktion de næste 4 år. Disse scenarier ser derfor især nærmere på muligheder for omstilling til CO<sub>2</sub>-neutral varmeforsyning ved



omstilling af spidslastproduktionen samt omkostninger ved at etablere et enkelt CCS-anlæg i tilknytning til affaldskraftvarme for at reducere CO<sub>2</sub> fra den fossile del af affaldet. Når der alene etableres CCS på ét anlæg, er der forudsat skibstransport af CO<sub>2</sub>'en til et lager. Der er under denne forudsætning regnet med 500 kr./ton CO<sub>2</sub> til transport og lagring af CO<sub>2</sub>. Hertil skal lægges investeringen og driftsomkostninger ved CO<sub>2</sub>-fangsten på værket. Når der senere afprøves stor udbredelse af CCS i 2030 og 2050 i det ene scenarie, forudsættes rørbunden transport af CO<sub>2</sub>, og der anvendes en lavere omkostning på 285 kr./ton CO<sub>2</sub> til transport og lagring af CO<sub>2</sub> i undergrunden.

Som forskel til systemet i dag er der forudsat i 2025 at være mere effektiv energiudnyttelse med røggaskondensering og varmepumper på eksisterende affaldsforbrændingsanlæg, der er sket udbygning med lokale varmepumper fx på spildevand og køling, og der er etableret flere elkedler. Gaskraftvarmen på H.C. Ørsted Værket og Avedøreværket er forudsat lukket, og damvarmelageret i Høje Taastrup er idriftsat. Der er sket en konvertering af naturgas til fjernvarme, så varmemeforbruget stiger lidt i forhold til i dag. På elsiden er der godt 1.100 MW elproduktionskapacitet i hovedstadens fjernvarmesystem, når de gamle gasfyrede kraftvarmeblokke på H.C. Ørsted Værket og den gamle blok på Køge Kraftvarmeværk tages permanent ud af drift inden for få år. Ifølge Energistyrelsens nyeste analyseforudsætninger til Energinet (AF21) er der samlet i Østdanmark en termisk elproduktionskapacitet på ca. 2.400 MW inkl. reserveanlæg. Elproduktionskapaciteten i hovedstadsområdet udgør derfor en meget betydelig del af den samlede, regulerbare elkapacitet i Østdanmark, hvilket her er opgjort til ca. 46 %.

Der er analyseret tre scenarier i 2025. Figuren nedenfor viser kapacitetssammensætningen i de tre scenarier.

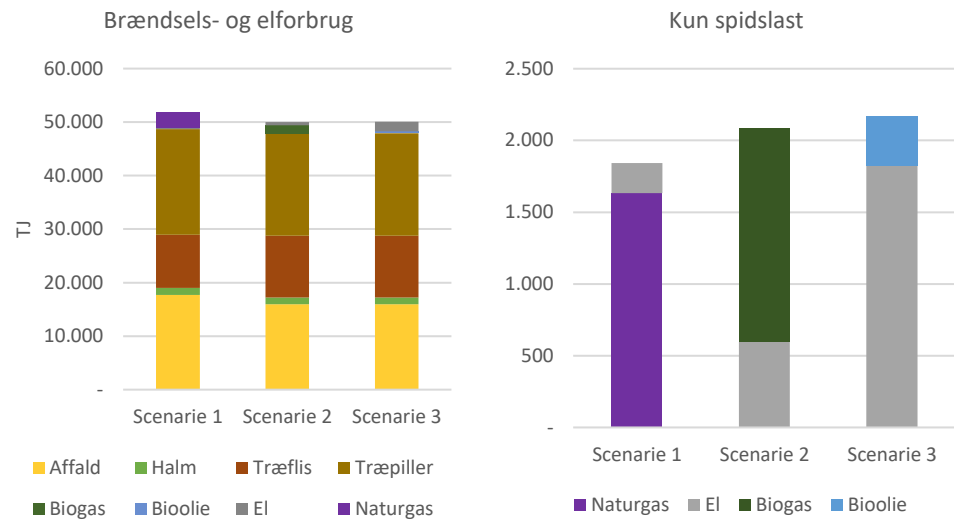


Figur 1: Kapacitetssammensætning for varmeproduktion i scenarierne for 2025. Scenarierne indeholder kun den tilstrækkelige spidslastkapacitet til at dække varmeforbruget på den koldeste dag, ikke reservekapacitet til at opretholde varmeforsyningsikkerheden.

Scenarie 1 er ikke grønt og indeholder fossil varmeproduktion i form af naturgas og affald uden CCS. I de andre to scenarier erstattes naturgaskedlerne med elkedler og hhv. biogaskedler baseret på lokalt produceret biogas i scenarie 2 og biooliekedler i scenarie 3. Der omstilles kun de spids- og reservelastanlæg, der producerer den beregnede energimængde til grøn spidslast, men ikke den del af reservelastkapaciteten der ikke producerer varme i varigheds-kurvmodellen. Det forudsættes, at det er muligt at holde denne tilbageværende fossilt fyrede reservelast ude af den daglige lastfordeling.

I scenarie 2 og 3 etableres også CCS på et affaldsanlæg. Dermed opnår scenarie 2 og 3 en stort set fuld omstilling til CO<sub>2</sub>-neutral fjernvarmeforsyning. Præmissen er her, at det antages, at negative CO<sub>2</sub>-emissioner på et affaldsanlæg kan opveje fossile CO<sub>2</sub>-emissioner på de andre affaldsanlæg. CCS-anlæg på affaldsanlæg forudsættes ikke at kunne opveje CO<sub>2</sub>-emissioner fra spidslastanlæg, varmeproduktionen fra disse forudsættes i sig selv at skulle være CO<sub>2</sub>-neutrale.

Brændsels- og elforbruget i scenarierne er vist i Figur 2.



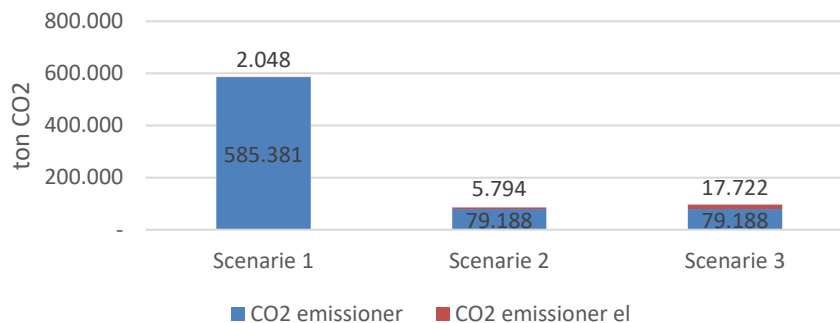
Figur 2: Brændselsforbrug i scenarierne for 2025. Venstre: Totalt brændselsforbrug. Højre: Brændselsforbrug i spidslast. Rækkefølgen afspejler ikke prioriteringen i lastfordelingen.

Biogassen antages i scenarie 2 produceret på et lokalt biogasanlæg i hovedstadsområdet inkl. sæsonlager for biogassen. Anlægget leverer biogas direkte til kedlerne for at sikre helt grøn varmforsyning. Kedlerne anvender ikke ledningsgas, da denne ikke forventes at være 100% grøn i 2025. Beregningsmæssigt regnes der på fysiske løsninger, og der analyseres ikke på muligheder for at anvende biogascertifikater for at sikre grøn spidslast og derigennem nå målet om CO<sub>2</sub>-neutral fjernvarmforsyning.

Det antages, at det er muligt at anvende bioolie ved ombygning af eksisterende oliekedler, vel vidende at der stadig er udfordringer med at lagre bioolie, som ikke er løst.

Figur 4 viser systemomkostningerne i det ikke CO<sub>2</sub>-neutrale scenarie (scenarie 1) og de to CO<sub>2</sub>-neutrale scenarier (scenarie 2 og 3). Omkostningerne til anlæg og drift af anlæg til CO<sub>2</sub>-fangst, -transport og -lagring er som nævnt usikre.

Figur 3 viser CO<sub>2</sub>-emissionerne i de tre scenarier for 2025. Med de anvendte forudsætninger om kapaciteter for affaldsanlæggene og deres anvendelse af affald samt affaldets CO<sub>2</sub>-emissionsfaktor i 2025, er de negative emissioner fra CCS-anlægget på det ene affaldsanlæg ikke helt tilstrækkeligt til, at de samlede CO<sub>2</sub>-emissioner går i nul. Dette hænger sammen med, at affaldsanlægget med CCS kommer efter de øvrige affaldsanlæg og flisraftvarme i lastfordelingen pga. højere variable omkostninger. Det er dog endnu usikkert, hvordan omkostningsstruktur og lastfordeling bliver for anlæg med CCS, og yderligere driftstid på CCS-anlægget kan sikre at scenarierne bliver CO<sub>2</sub>-neutrale.



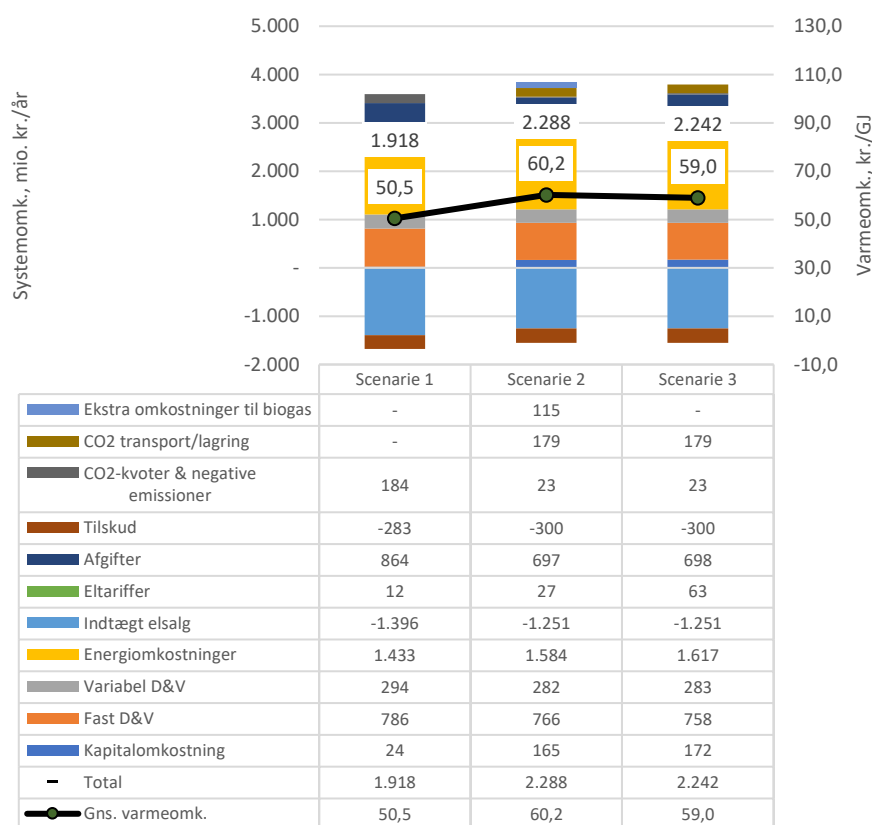
Figur 3: Emissionerne i 2025-scenarierne.

Systemomkostningerne er her beregnet til at være 300-400 mio. kr./år lavere, når der ikke etableres CCS på et affaldsanlæg og ved brug af den relativt billige, men fossile naturgas. Ved overgang fra det ikke-CO<sub>2</sub>-neutrale scenarie til de CO<sub>2</sub>-neutrale skyldes etableringen af CCS ca. 70-80% af stigningen i systemomkostningerne, og resten skyldes omstillingen af spidslastproduktionen. Der er dog betydelig usikkerhed om teknologi- og infrastrukturomkostningerne. Omkostningerne til CCS er meget afhængige af de forudsatte rammer, hvor der i scenarierne regnes med, at det økonomiske incitament til etablering af CCS er reduktion af betaling for fossile emissioner og betaling for negative emissioner til kvoteprisen, som i 2025 regnes at være 286 kr./ton.

Af de to grønne scenarier har scenariet med bioolie de laveste systemomkostninger, hvilket hænger sammen med præmissen om, at det er nødvendigt at etablere et lokalt biogasanlæg i hovedstadsområdet, hvis biogas skal anvendes. Det er dette resultat, der ligger til grund for forudsætningen om, at der anvendes bioolie i 2030 scenarierne. Dette på trods af at der bl.a. fortsat er udfordringer med bioolien ikke er lagerfast. Fra 2040 forventes ledningsgassen af være 100% grøn, hvorfor 2050-scenariene anvender grøn gas som spidslast.

Som nævnt omstilles kun de spids- og reservelastanlæg, der producerer den beregnede energimængde til grøn spidslast, men ikke den del af reservelastkapaciteten der ikke producerer varme i varighedskurvmodellen. Det er derfor også vigtigt, at den grønne spidslastkapacitet er korrekt fordelt i fjernvarmenettet for at undgå, at de fossile reservelastanlæg får drift i spidslastsituationer pga. netbegrænsninger. Og det kan være noget af et puslespil i scenarier med meget ny og mere decentral grundlastproduktion (se 2030- og 2050-scenarierne).

Hvis man skulle omstille alt spids- og reservelastkapacitet, også den der ikke forventes at producere varme, så ville det blive uforholdsmæssigt dyrt i forhold til den lille mængde CO<sub>2</sub>, der spares. Der omstilles ca. 1.200 MW (dels til elkedler, dels til biogas-/bioliekedler) i beregningerne, men den samlede spids- og reservelastkapacitet i hovedstaden er ca. 1.800 MW.



Figur 4: De totale systemomkostninger og gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger i 2025-scenarierne. Der anvendes biogas i scenarie 2 og biolie i scenarie 3.

## Scenarier for fjernvarmesystemet i 2030

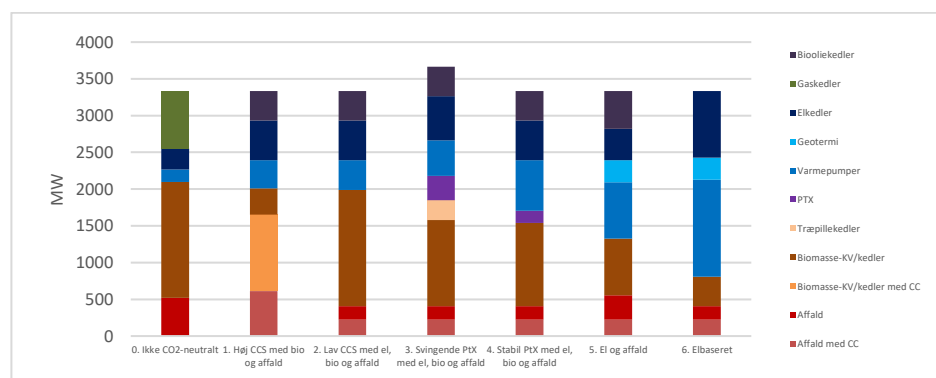
I 2030 er der flere eksisterende kraftvarmeværker, der fortsat er i drift, da flere anlæg først når enden af deres tekniske levetid nogle år efter 2030. Derfor investeres der ikke i samme mængder ny kapacitet i 2030-scenarierne som i scenarierne for 2050.

For at belyse de forskellige udviklingsveje er der gennemført analyser af to modeloptimerede og seks manuelt optimerede scenarier. De to modeloptimerede scenarier er hhv. et fossilt og et grønt scenarie. I det grønne, modeloptimerede scenarie etableres CCS på ét affaldsanlæg for at kompensere for CO<sub>2</sub>-emissionerne fra affaldsforbrænding i systemet. Som tidligere nævnt er det

ikke en del af optimeringen at analysere lukning af eksisterende anlæg som en mulighed.

Rammerne for de seks manuelt optimerede scenarier er som beskrevet i indledningen, men da der er en større bestand af eksisterende anlæg, er variationerne mellem scenarierne ikke helt så store som i 2050-scenarierne beskrevet længere nede.

Figuren nedenfor viser kapacitetssammensætningen i scenarierne for 2030. Det modeloptimerede, CO<sub>2</sub>-neutrale scenarie er ikke vist, men kapacitetssammensætningen er næsten som i det ikke CO<sub>2</sub>-neutrale, blot er der i dette scenarie etableret CCS på ét affaldsanlæg og spidslastkedler er omstillet til bioolie.



Figur 5: Kapacitetssammensætning for varmeproduktion i scenarierne for 2030. Scenarierne indeholder kun den tilstrækkelige spidslastkapacitet til at dække varmeforbruget på den koldste dage, ikke reservekapacitet til at opretholde varmforsynings sikkerheden.

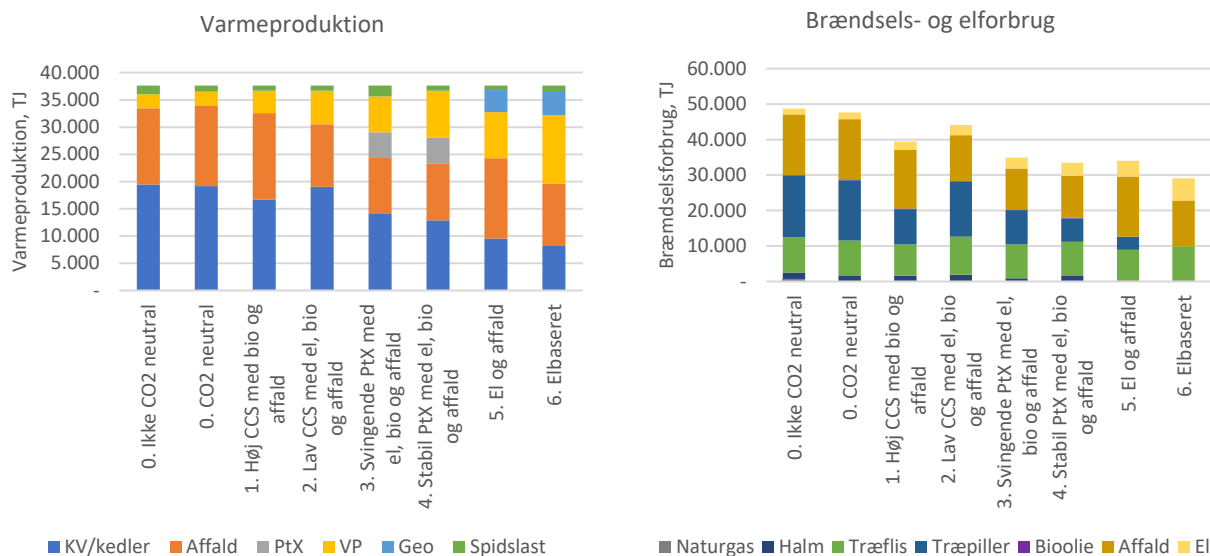
I de to modeloptimerede scenarier opstilles en række investeringspotentialer, som regnearksmodellen kan udnytte, hvis dette er økonomisk optimalt. Derudover har modellen en række eksisterende anlæg. Modellen kan ikke lukke eller kapacitetstilpasse eksisterende anlæg. I de modeloptimerede scenarier er den eksisterende kapacitet så stor, at modellen kun tilføjer en mindre mængde ny kapacitet. Der regnes med eksisterende temperaturer i fjernvarmenettene i 2030, da lavtemperaturfjernvarme først kan forventes etableret efter 2030 på vej mod 2050. Der er endvidere foretaget en en-parameteranalyse, hvis det alligevel skulle vise sig muligt at reducere temperaturerne fra 2030.

Modellen investerer her i 115 MW overskudsvarmepumper, som er de mest økonomiske varmepumper, hvilket indikerer at overskudsvarmen er konkurrencedygtig med eksisterende kapacitet, selvom udnyttelsen af

overskudsvarmen kræver investeringer i varmepumper. Derudover etablerer modellen en blanding af nye elkedler og ombyggede, eksisterende biooliekedler som spidslast. Der anvendes ikke gas som spidslast i 2030-scenarierne. Dette skyldes, at ledningsgas ikke forventes at være 100% grønt i 2030, og bioolie i ombyggede oliekedler vurderes mere økonomisk end lokalt produceret biogas leveret direkte til gaskedlerne. Emnet er allerede behandlet i 2025-scenarierne.

Som en del af analyserne er der lavet en variation af det grønne, modeloptimerede scenarie, hvor AVV2's 450 MW træpillekraftvarmeanhed er taget ud af drift. AVV2's varmekontrakt udløber i 2027, og variationen viser, hvad der i stedet skal etableres, hvis anlægget tages ud af drift inden 2030. I dette tilfælde investeres der i 250 MW varmepumper udover de 115 MW industriel overskudsvarme, der allerede var investeret i. Derfor erstattes AVV2's træpillevarmekapacitet i den økonomiske optimering ikke én-til-én med ny kapacitet, og i stedet dækkes lidt mere af varmeproduktionen af spidslast. Dette skyldes, at kedlerne har lavere faste omkostninger end varmepumper og derfor er mere økonomiske i toppen af varighedskurven.

Figur 6 viser varmeproduktionen i scenarierne, hvor der undersøges forskellige sammensætninger af varmeproduktionsporteføljen. Der er fortsat en væsentlig andel varmeproduktion fra affalds- og biomassekraftvarme i de fleste scenarier, da flere af de eksisterende anlæg forudsættes fortsat at være i drift. Scenarierne udspænder systemvariationer, hvor næsten 90% af varmeproduktionen stammer fra affald og biomasse til et elbaseret system, hvor dette falder til 50% og erstattes af varmepumper og geotermi. Varmepumpernes andel af varmeproduktionen varierer fra under 10% til ca. 45% af varmeproduktionen i det elbaserede scenarie. Derudover undersøges også effekten af introduktion af varme fra PtX- og CCS-teknologier. Biomasseanvendelse i scenarierne varierer mellem ca. 10 PJ og ca. 30 PJ. Til sammenligning var den samlede biomasseanvendelse til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark 80 PJ i 2019 (seneste energistatistik).



Figur 6: Varmeproduktion (venstre) og brændselsforbrug (højre) i scenarierne for 2030. Rækkefølgen afspejler ikke prioriteringen i lastfordelingen.

Som udgangspunkt har de eksisterende affalds- og flisfyrede kraftvarmeanlæg de laveste variable omkostninger og får derfor som udgangspunkt mest drift. Dette gælder også, når der etableres CCS, når der som her er forudsat, at omkostningerne til transport og lager af CO<sub>2</sub> er opdelt i faste og variable omkostninger.

Varmepumper ligger før de træpillefyrede anlæg i lastfølgen i varighedskurven. Dette betyder, at med en stor udbredelse af varmepumper vil driftstiden på de træpillefyrede anlæg blive reduceret markant. Dog reduceres de variable omkostninger på et træpillefyret anlæg, hvis der etableres CCS pga. belønningen af negative CO<sub>2</sub>-emissioner med CO<sub>2</sub>-kvoteprisen, og det bliver derfor konkurrencedygtigt i lastfordelingen med hovedparten af varmepumperne, undtagen de mest effektive. Omkostningerne ved CCS, herunder rammebetingelser for negative emissioner, er som nævnt fortsat usikre.

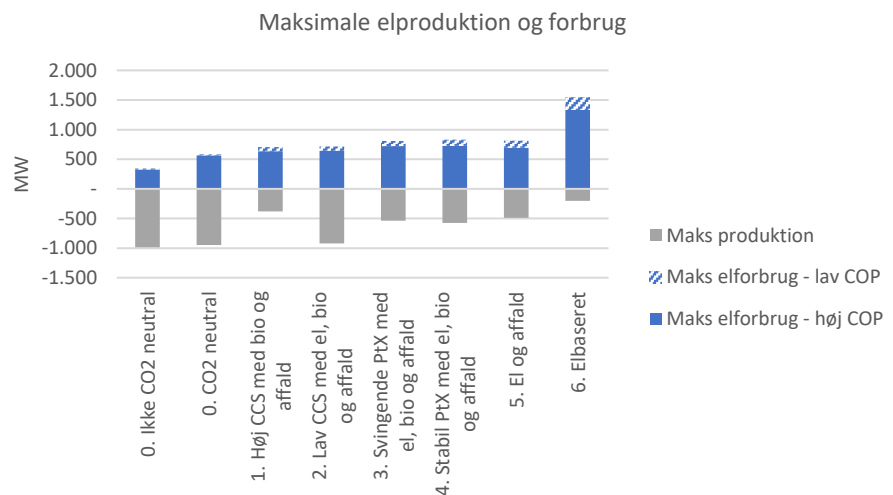
I scenarierne er det forudsat, at der forbrændes affald fra oplandet i hovedstadsområdet og det øvrige Danmark (dvs. intet importaffald fra udlandet og intet biomasseaffald). Der forbrændes ca. 1,1-1,6 mio. ton affald<sup>3</sup> i hovedstaden i 2030. Jf. Energistyrelsens fremskrivning forventes de danske affaldsmængder i 2030 at udgøre 2,6 mio. ton. Dette svarer til at hovedstadsområdet forventes at forbrænde 42-62% af Danmarks affald i 2030. I dag er det cirka

<sup>3</sup> Under antagelse af en brændværdi på 10,6 GJ/ton



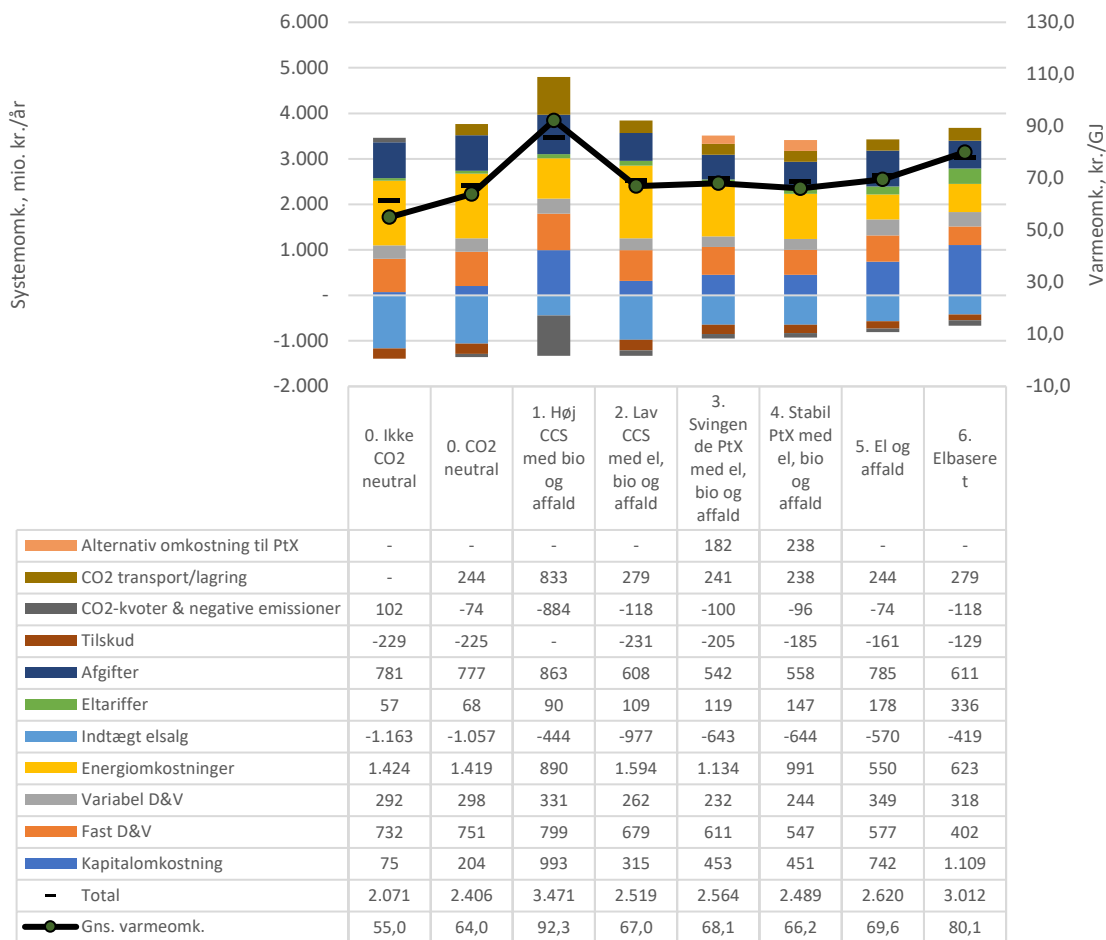
35% af Danmarks affald, der forbrændes i hovedstaden, så andelen stiger i alle scenarier.

Figur 7 viser det maksimale elproduktion og elforbrug i 2030 scenarierne. I elforbruget er inkluderet både elforbrug til varmepumpeanlæg og elkedler. For anlæg med mulighed for kondensdrift anvendes deres elkapacitet ved kondensdrift. Scenarierne viser en stor variation i elproduktions- og elforbrugskapacitet. I nogle scenarier antages de fleste af de eksisterende kraftvarmeværker fortsat at være i drift i 2030, mens flere anlæg antages at være taget ud af drift i andre, samtidig med at der udbygges med elkedler og varmepumper. Der er dermed mere elforbrugskapacitet end elproduktion i et flertal af scenarierne, hvilket kan udgøre en udfordring for elforsynings sikkerheden.



Figur 7: Illustration af det maksimale elforbrug og elproduktion i hvert 2030-scenarie. Afhængig af årstiden/temperaturen varierer elforbruget fra varmepumper ved at producere samme mængde varme, hvilket her er udtrykt i en lav og høj COP

Figur 8 viser systemomkostningerne, både de totale omkostninger og den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning. Det ses, at det manuelt optimerede scenarie 1 med stor udbredelse af CCS har de højeste omkostninger efterfulgt af det elbaserede scenarie. Det skal bemærkes, at der her er tale om systemomkostninger og ikke varmepriser. Forskellen mellem det fossile, modeloptimerede scenarie og det CO<sub>2</sub>-neutrale modeloptimerede scenarie er ca. 340 mio. kr./år og en indikation på méromkostningen ved at opnå CO<sub>2</sub>-neutralitet med de anvendte forudsætninger. Dette er dog meget følsomt over for de økonomiske rammer for omkostningerne til CCS.



Figur 8: De totale systemomkostninger og de gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger i 2030-scenarierne.

Grundet den relativt store mængde flis- og affaldsvarme med lave variable varmeproduktionsomkostninger, får varmepumperne med høje investeringer relativt få driftstimer i scenarierne med mange varmepumper (scenarier 5 og 6). Fx får geotermi ca. 4.000-4.500 fuldlasttimer, og varmepumper baseret på havvand, spildevand, m.m. får endnu færre fuldlasttimer. Dette medfører en forhøjet varmeproduktionsomkostning for disse anlæg. Her skal bemærkes, at der i scenarie 5 og 6 er afprøvet geotermi, velvidende at der kan være varmepumper med lavere omkostninger, såfremt der kan findes plads til disse i nærheden af fjernvarmenettet. Omkostningerne i scenarie 6 præges desuden af at det her er nødvendigt at etablere en vis kapacitet af de dyrere varmepumper som leverer til transmissionsnettet. Derudover er det regnet for nødvendigt at elkedlerne, som er den eneste spidslastteknologi i scenarie 6, skal være uafbrydelige af hensyn varmeforsyningsikkerheden, og derfor er der i dette scenarie også omkostninger til at betale kapacitetstarif til Energinet.

PtX etableres først og fremmest for at producere VE-baserede brændstoffer til fly og tung transport. Salg af overskudsvarme fra PtX-processer udgør en mindre indtægt til PtX-fabrikkerne i den sammenhæng. Derfor er omkostningerne til PtX-overskudsvarme vurderet ud fra fjernvarmesystemets alternative omkostninger til produktion af varmen – altså hvordan varmen alternativt ville være produceret, inklusiv hvilken produktionskapacitet man ville have etableret, hvis der ikke blev etableret PtX med udnyttelse af overskudsvarmen. Omkostningerne ved PtX er endvidere fortsat meget usikre.

Beregningsteknisk er omkostningerne ved den alternative varmeproduktion fastlagt ved at tage udgangspunkt i de CO<sub>2</sub>-neutrale, optimerede scenarier for hhv. 2030 og 2050. Der introduceres svingende og stabil PtX (prioriteret og til 0 kr./GJ) i disse scenarier, og scenariernes kapacitetssammensætning og produktion optimeres påny. Den resulterende ændring af varmeproduktionen og dermed reduktion i systemomkostningen er et udtryk for varmeproduktionsomkostningen ved den alternative varmeforsyning. De detaljerede konsekvenser af beregninger er vist i bilag.

Værdien af PtX er i 2030 her beregnet til 38,4 kr./GJ og 50,8 kr./GJ for hhv. svingende og stabil PtX i 2030, hvilket indikerer at svingende PtX har relativ lav værdi for fjernvarmesystemet. Værdien af PtX-varme er dog usikker og hænger tæt sammen med, hvordan fjernvarmesystemet i øvrigt er opbygget, og hvordan PtX-varmen påvirker øvrige investeringer i ny fjernvarmeproduktion. Generelt har svingende PtX mindre værdi for systemet, fordi denne varmeproduktion ikke nødvendigvis reducerer behovet for spidslast, og derved ikke reducerer behovet for anden varmekapacitet i systemet og samtidig reducerer drift på de andre billigere varmeproducerende anlæg. Der er ikke etableret ekstra grundlastkapacitet som back-up til den svingende PtX, så der er meget spidslastproduktion i systemet. Spidslasten består af 270 MW træpillekedler i tillæg til elkedlerne og biooliekedlerne. Scenariet kan sandsynligvis optimeres mere i forhold til grund- og spidslastanlæg samt varmelagre.

For det elbaserede scenarie er det en vigtig forudsætning at varmepumperne kan placeres i rimelig afstand til energikilder og fjernvarmenet, ellers kan dette scenarie fordyres.

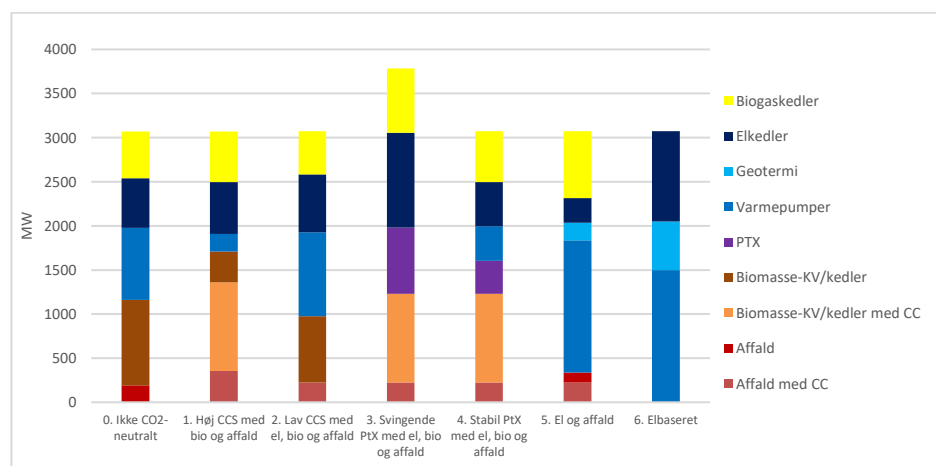
### **Scenarier for fjernvarmesystemet i 2050**

For 2050 analyseres otte forskellige scenarier, heraf er to modeloptimerede, og seks er manuelt optimerede scenarier. I 2050 er der kun få eksisterende anlæg tilbage, da de fleste anlæg tages ud af drift pga. udløb af den tekniske levetid, og systemet opbygges derfor i høj grad på ny.

I 2050-scenarierne forudsættes lavtemperaturfjernvarme i både varmetransmissionsnettet og distributionsnettet. Der er ikke indregnet omkostninger til ændringer i nettet eller hos kunderne.

I de modeloptimerede scenarier opgives et antal investeringspotentialer, hvor modellen har mulighed for at vælge hvilke og hvor stor kapacitet, der ønskes investeret i. Investeringspotentialerne inkluderer ny flis-/halmkraftvarme, flis-/halmkedler, en række varmepumper med forskellige lavtemperaturkilder og elkedler. Det modeloptimerede scenarie 1 indeholder stadig fossile emissioner fra affald, men gas-spidslasten er helt grøn, da der forudsættes anvendt ledningsgas, som i 2050 forventes fuldt omstillet til biogas. Det modeloptimerede scenarie 2 er grønt, idet der etableres CCS på et affaldsanlæg.

Figuren nedenfor viser kapacitetssammensætningen i scenarierne for 2050. Det modeloptimerede, CO<sub>2</sub>-neutrale scenarie er ikke vist, men kapacitetssammensætningen er næsten som i det ikke CO<sub>2</sub>-neutrale, blot er der i dette scenarie etableret CCS på ét affaldsanlæg.

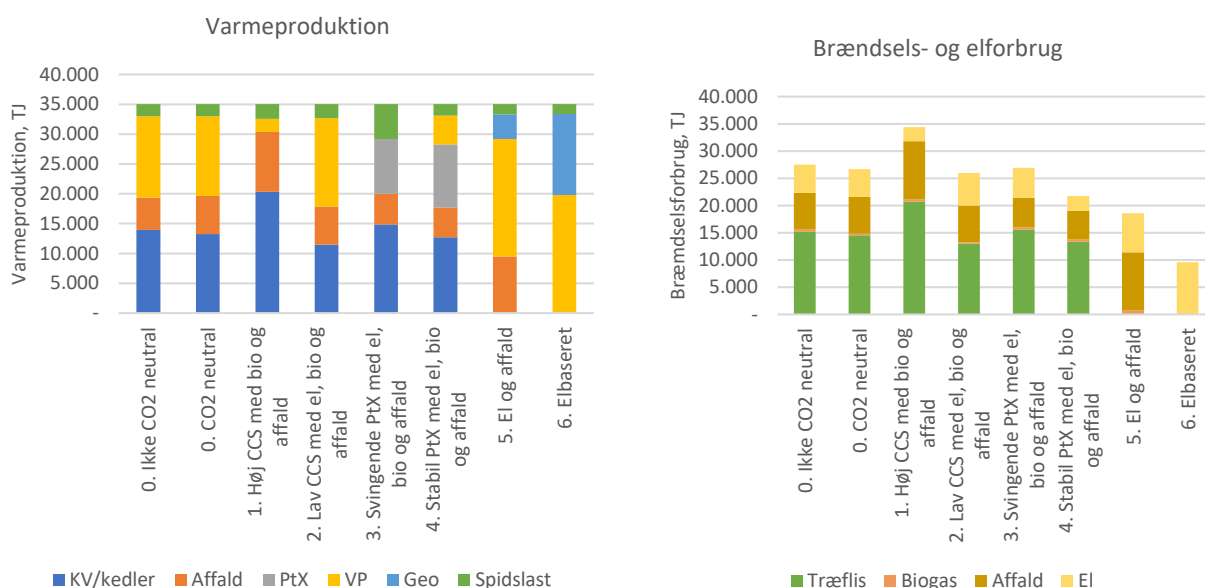


Figur 9: Kapacitetssammensætning for varmeproduktion i scenarierne for 2050. Scenarierne indeholder kun den tilstrækkelige spidslastkapacitet til at dække varmeforbruget på den koldste dag, ikke reservekapacitet til at opretholde varmeforsyningsikkerheden.

I de seks manuelt optimerede scenarier er kapaciteterne forudbestemt og udspænder en bred vifte af systemsammensætninger på produktionssiden, fra ca. 85% affald-/biomassekapacitet i et scenarie til 0% i et andet. Derudover undersøges også effekten af etablering af varmeproduktion fra de nye teknologier PtX og CCS. I scenarierne med PtX antages det, at der også etableres biomasseanlæg med CC, og at CO<sub>2</sub> herfra anvendes til produktion af PtX-brændsler. Da CO<sub>2</sub>'en ikke lagres indregnes ikke negative emissioner fra fangst

af emissioner fra biomasseanlæg. Der er dog ikke regnet med en fysisk sammenhæng mellem CO<sub>2</sub> til PtX-anlæggene og CO<sub>2</sub> fra varmeproduktionen fra de store affalds- og biomassefyrede anlæg i hovedstaden. I 2030 er der ikke regnet med CC på biomasseanlæggene, og der er således ikke her taget stilling til kulstofkilden til PtX-brændslerne, men alene set på indflydelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg.

Scenariernes resulterende varmeproduktion er vist i Figur 10.

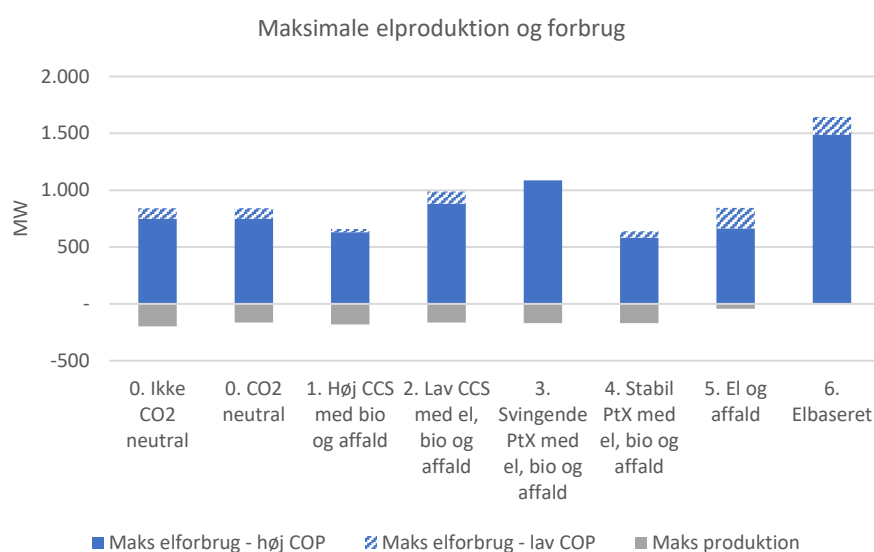


Figur 10: Varmeproduktionen opdelt på teknologityper (venstre) og brændselsforbruget (højre) i 2050-scenarier. Rækkefølgen afspejler ikke prioriteringen i lastfordelingen.

Som vist i Figur 10 resulterer de modeloptimerede scenarier i en varmeproduktion bestående af en blanding af affalds-, varmepumpe- og biomassekapacitet. Der investeres i over 800 MW elvarmepumper til fjernvarme og ca. 540 MW fliskedler til at supplere den eksisterende flis- og affaldskraftvarme. Flis- og affaldskraftvarme er grundlast, mens varmepumper agerer som grund-/mellemlast. De billigste varmepumper kan konkurrere med grundlastanlæggene, men hovedparten af varmepumperne ligger som mellemlast med 3.500-5.500 fuldlasttimer. Fliskedler ligger som mellem-/spidslast pga. lave investeringsomkostninger ift. varmepumper.

Anvendelse af affald varierer betydeligt på tværs af scenarier. I det elbaserede scenarie er der ingen affaldsforbrænding i hovedstadsområdet, mens der i scenarie 1 og 5 er 300 MW affaldsvarmekapacitet. Til sammenligning er der i dag ca. 450 MW affaldsvarmekapacitet, eller ca. 500 MW, hvis der på alle

anlæg etableres røggaskondensering og varmepumper. Der forbrændes mest affald i det manuelt optimerede scenarie 1 svarende til ca. 870.000 ton affald<sup>4</sup>. Der er således stor forskel mellem scenarierne på, hvor stor en del af dansk affaldsforbrænding, som sker i hovedstadsområdet. Jf. Energistyrelsens fremskrivning udgør de danske affaldsmængder til forbrænding 3,17 mio. ton i dag faldende til 2,6 mio. ton i 2030, hvorefter mængderne forventes at være let stigende. Der er dog betydelig usikkerhed om udviklingen af de danske affaldsmængder til forbrænding frem mod 2050.



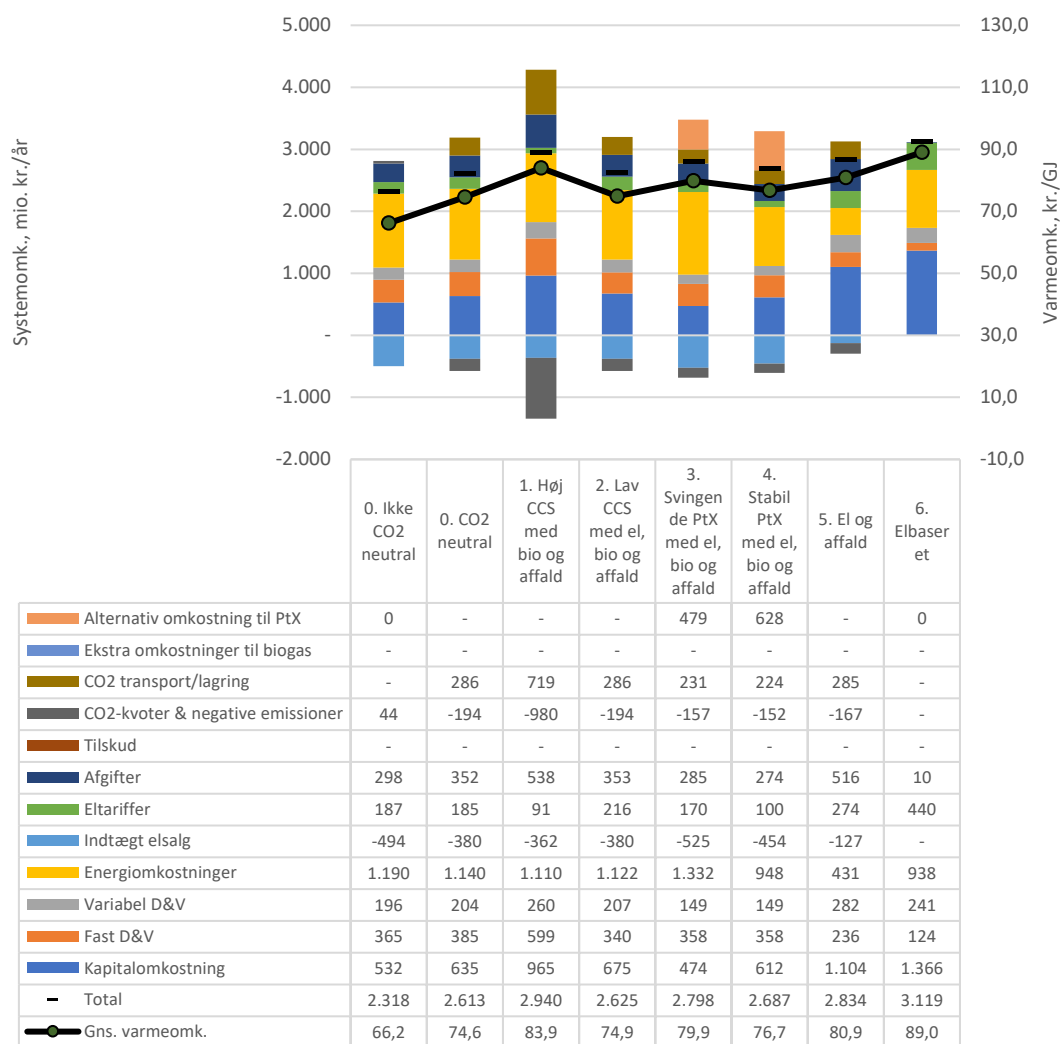
Figur 11: Illustration af det maksimale elforbrug og elproduktion i hvert 2050-scenarie. Afhængig af årstiden/temperaturen varierer elforbruget fra varmepumper ved at producere samme mængde varme.

Figur 11 viser hvordan den maksimale elforbrugs- og elproduktionseffekt i hovedstadens fjernvarmesystem varierer i 2050-scenarierne. Det giver udtryk for den elkapacitet, enten forbrug eller produktion, som kan aktiveres i systemet. Afhængig af årstiden kan eleffekten fra varmepumper variere. I alle 2050-scenarier reduceres elproduktionskapaciteten i hovedstadsområdet betragteligt sammenlignet med i dag, fordi flere af de eksisterende kraftvarmeværker tages ud af drift, mens mængden af varmepumper og elkedler øges. Elproduktionskapaciteten falder i scenarierne til mellem 0 og 200 MW i 2050, og der er derfor i alle scenarier betydeligt mindre elproduktionskapacitet end i dag. Hovedstadens fjernvarmesystem kan derfor gå fra at have ca. 1.100 MW elproduktionskapacitet, som kan producere til elsystemet, til en situation, hvor der

<sup>4</sup> Brændværdi antages som 10,6 GJ/ton

i stedet forbruges mere end 1.600 MW el til at drive elforbrugende varmeproduktionsteknologier. Dette stiller krav til det øvrige elsystem, hvis ikke elforsyningssikkerheden skal udfordres. Som vist tidligere på Figur 10 varierer elforbruget i scenarierne mellem 2,6 PJ og 9,6 PJ (0,7 TWh og 2,7 TWh).

I alle scenarier, på nær det fossile, modeloptimerede scenarie, opnås CO<sub>2</sub>-emissioner på 0 eller negative emissioner, fordi der er etableret CCS på minimum et anlæg i hovedstaden. De negative emissioner fra CCS er forudsat at kunne opveje eventuelle fossile emissioner fra affaldsanlæg uden CCS. Et system med stor udbredelse af CCS kan give et betydeligt bidrag til reduktion af CO<sub>2</sub>-udslippet i Danmark, pga. de negative CO<sub>2</sub>-emissioner fra den biogene del af affaldet og fra biomasse. Det manuelt optimerede scenarie 1 repræsenterer netop sådan et system og opnår en netto CO<sub>2</sub>-fangst på 2,3 mio. ton om året i 2050. Til sammenligning har scenarierne med kun et enkelt CCS anlæg en netto CO<sub>2</sub>-fangst på knap 500.000 mio. ton.



Figur 12: De totale systemomkostninger og gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger i 2050-scenarierne.

Figur 12 viser både de totale systemomkostninger opdelt på omkostningselementer samt den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning<sup>5</sup>. Værdien af PtX er beregnet som 52,2 kr./GJ og 59,6 kr./GJ for hhv. svingende og stabil PtX i 2050, hvilket er højere end i 2030. Det fossile, modeloptimerede scenarie har de laveste systemomkostninger, hovedsagelig fordi der ikke etableres CCS, og der anvendes naturgas i spidslastkedlerne. Af de grønne scenarier er det modeloptimerede scenarie og det manuelt optimerede scenarie 2, de billigste scenarier. Deres opbygning er meget ens og indeholder begge en blanding af affald, biomasse og varmepumper.

<sup>5</sup> Totale systemomkostning divideret med varmeproduktion. Den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning er ikke lig varmeprisen.



Forskellen på det modeloptimerede scenarie 1 og 2 indikerer en stigning i systemomkostningerne på minimum 12 % til at foretage den grønne omstilling. Hvis rammerne ikke ændres, så CO<sub>2</sub>-negativitet belønnes med CO<sub>2</sub>-kvotepri- sen, kan dette stige til minimum 18 %.

Varmeproduktionsomkostninger er højest i scenarier ved stor udbredelse af CCS og i det 100% elbaserede. Omkostningerne i det elbaserede scenarie er bl.a. høje, fordi der etableres en betydelig mængde geotermi, som er en teknologi med relativt høje varmereproduktionsomkostninger. Dertil kommer varmepumper på transmissionsniveau og øget tariffbetaling til uafbrydelige elked- ler. Beregninger i Balmorel af et optimeret elbaseret scenarie viser, at omkost- ningerne kan reduceres, hvis geotermi kan erstattes af andre typer af varme- pumper. Det er dog fortsat usikkert, om der kan findes plads til disse varme- pumper.

Det elbaserede scenarie vil være 26 % dyrere end det fossile scenarie, og i dette scenarie er alle elkedler indregnet som uafbrydelige, for at det afspejler ekstra investeringer i det overordnede elnet. I forhold til det modeloptime- rede, grønne scenarie indikerer beregninger, at det kun er 16 % dyrere.

Omkostningerne ved CCS er også meget usikre, herunder til transport og lag- ring af CO<sub>2</sub>, men især også fremtidige rammebetingelser og økonomisk hånd- tering af negative emissioner. I analyserne antages, at negative emissioner af- regnes med kvotepri- sen. Dette er rammer, som ikke gælder i dag, og det vil derfor kræve en ændring af reguleringen.

Hvis CCS belønnes med kvotepri- sen, vil systemomkostningen være ca. 22 % dyrere for scenarie 1 med udbredt CCS end omkostningerne i det ikke CO<sub>2</sub>- neutrale scenarie, hvilket indikerer, at rammerne skal ændres mere, før at der kan komme økonomi i CCS, og at fjernvarmesystemet dermed kan bidrage med negative emissioner. Såfremt rammerne ikke ændres, så man heller ikke får belønning med CO<sub>2</sub>-kvotepri- sen, vil scenariet med udbredt CCS være 40 % dyrere end det ikke CO<sub>2</sub>-neutrale scenarie.

### **En-parameteranalyser**

De beskrevne scenarieresultater er beregnet under en række antagelser for fremtiden, som indeholder usikkerheder. Derfor er der gennemført en række en-parameteranalyser, som ser nærmere på effekten ved at ændre på nogle af de grundlæggende forudsætninger, som kan have stor betydning for resul- taterne. Følgende en-parameteranalyser er gennemført:

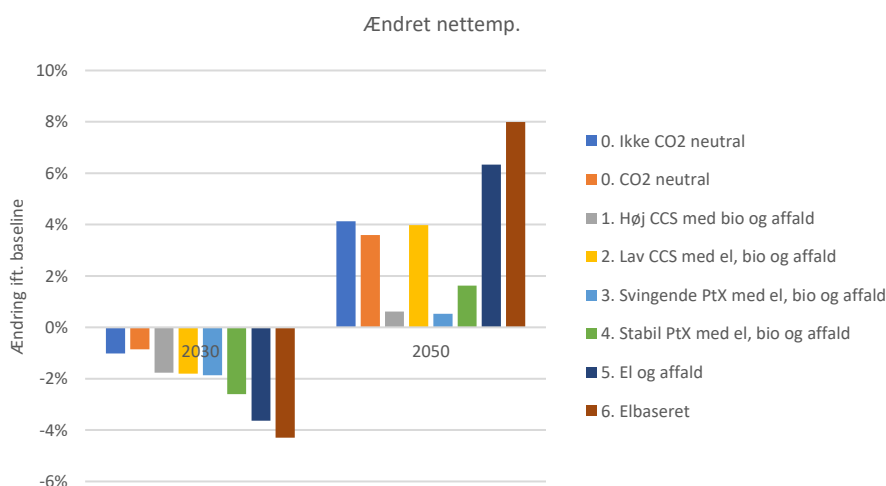
1. Ændrede nettemperaturer (forøgelse for 2050 og reduktion for 2030). Som udgangspunkt regnes med samme temperaturer som i dag og reduktion til lavtemperatur i 2050. Denne variation viser konsekvenserne, hvis temperatursænkninger i nettet sker enten langsommere eller hurtigere end forudsat som grundforudsætning.
2. Ændret varmebehov
  - Højere varmebehov (+15% og +18% for hhv. 2030 og 2050). I denne følsomhedsanalyse indregnes en øget udbredelse af fjernvarme i hovedstadsområdet, særligt ved konvertering af flere naturgaskunder til fjernvarme.
  - Lavere varmebehov (-8% i både 2030 og 2050). Her vises konsekvenserne af en lavere udbredelse af fjernvarme, fx ved tab af kunder til andre forsyningsformer som varmepumper.
  - I dette notat vises for enkelthedens skyld kun resultater for højere varmebehov, da resultater for lavere varmeforbrug peger på samme tendenser. Resultaterne for lavere varmeforbrug er vist i bilag med detaljerede resultater.
3. Ændret elpris
  - 20% højere elpris
  - 20% lavere elpris
4. Højere CO<sub>2</sub>-omkostninger (1.000 kr./ton). I denne følsomhedsanalyse indgår en øget pris for CO<sub>2</sub>, som gælder både for omkostninger for emissioner for fossile brændsler, men også for prissætning af negative emissioner ved CCS. Den samlede pris på 1.000 kr./ton kan opfattes sådan at der lægges et særligt dansk tillæg til EU ETS-prisen som bidrag til at nå de danske målsætninger for CO<sub>2</sub>. Alle afgifter ved varme- og affaldsforbrænding antages uændrede.  
Der er endvidere lavet en indikativ beregning af, hvor høj CO<sub>2</sub>-prisen som minimum skal være for at scenarie 1 med udbredt CCS bliver økonomisk ligestillet med det modeloptimerede scenarie 2. Tallet er usikkert, da omkostningerne til CCS er usikre.
5. 15 kr./GJ højere biomassepris

### **Ændret nettemperatur**

Den ændrede nettemperatur har størst indflydelse i scenarier med mange varmepumper, hvilket især optræder i de elbaserede scenarier i hhv. 2030 og 2050 (scenarie 5 og 6). I 2030 sænkes nettemperaturen til lavtemperatur, og i 2050 øges den til den eksisterende temperatur, hvorved analyserne har modsatrettet effekt. Det skal bemærkes, at det ikke er indregnet, at ændringer i nettemperaturen evt. også kan påvirke effektiviteten for varmepumper

knyttet til CCS-anlæg, hvilket kan forstærke tendenserne, særligt i scenarier med stor udbredelse af CCS. Det er heller ikke indregnet, at nettemperaturerne kan have en indvirkning på kraftvarmeværkernes elvirkningsgrad.

Nettet er ikke repræsenteret i regnearksmodellen, og derfor påvirker ændringen i nettemperaturen kun varmepumpernes virkningsgrad. I 2030-scenariet tages (ligesom i 2050-scenariet) ikke hensyn til eventuelle omkostninger til at opnå en sænkning af nettemperaturen. I det elbaserede scenarie medfører de lavere nettemperaturer en besparelse på ca. 130 mio. kr./år. Dette kan ses som en indikation på hvor store investeringer der kan afholdes i fjernvarmenet og i kundernes installationer for at der stadig er positiv økonomi ved at sænke temperaturen.



Figur 13: Den procentuelle ændring i den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning ved at sænke hhv. øge temperaturen i hhv. 2030- og 2050-scenarierne.

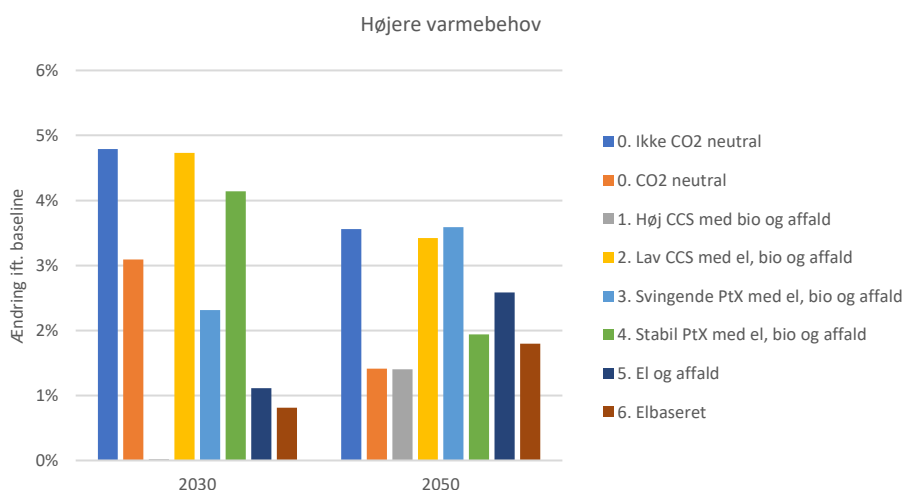
### Ændret varmebehov

Ved ændring af varmebehovet ændres produktionskapaciteter som udgangspunkt ikke i de manuelt optimerede scenarier. Følsomhedsanalyserne viser altså konsekvenserne af ændret varmeforbrug ved uændret udbygning af produktionskapaciteten i fjernvarmesystemet. Dog tilpasses spidslastkapaciteten, så der ikke er for meget eller lidt kapacitet, når varmebehovet ændres. De optimerede scenarier er fortsat optimeret og kan ændre investeringsbeslutninger, så kapaciteten kan øges, hvis det øgede varmeforbrug giver anledning til dette.

Ved ændring af varmebehovet ses en ændring på tværs af alle teknologier i scenariet, men især på mellem- og spidslastvarmeproduktionen. Dette skyldes, at varmebehovet ændres procentuelt, hvorved timer med højere

varmebehov påvirkes mere af ændringen. Her vises resultaterne med højere varmekonsum, men tendenserne er de samme ved lavere varmekonsum. Generelt stiger de gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger ved forøgelse af varmekonsumet. Dette hænger sammen med, at der ved forøgelse af varmekonsum sker en forøgelse af varmeproduktionen på anlæg, som har højere omkostninger. De billigste anlæg vil typisk være udnyttet og kan ikke øge produktionen i noget særligt omfang. Der er dog stor forskel på scenarierne i forhold til både type og mængde af såvel grundlast- som spidslastkapacitet, hvilket betyder, at systempåvirkningen er forskellig fra scenarie til scenarie.

I 0-scenarierne, hvor der også tages hensyn til at mængden af investeringer kan tilpasses, ses en forøgelse af omkostningerne på 3-5 % i 2030 og 1-3 % i 2050. Den øgede varmeproduktion dækkes dels af øget produktion fra eksisterende anlæg, men også i nye investeringer i varmepumper. En årsag til, at omkostningsstigningen er lavere i 2050 end i 2030 er, at temperaturerne i 2050 er sænket, og nye varmepumper har derfor lavere omkostninger.



Figur 14: Den procentuelle ændring i den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning ved et højere varmebehov i hhv. 2030- og 2050-scenarierne. Omkostningerne øges kun meget lidt i det manuelle scenarie 1 i 2030, så ændringen ses ikke i figuren.

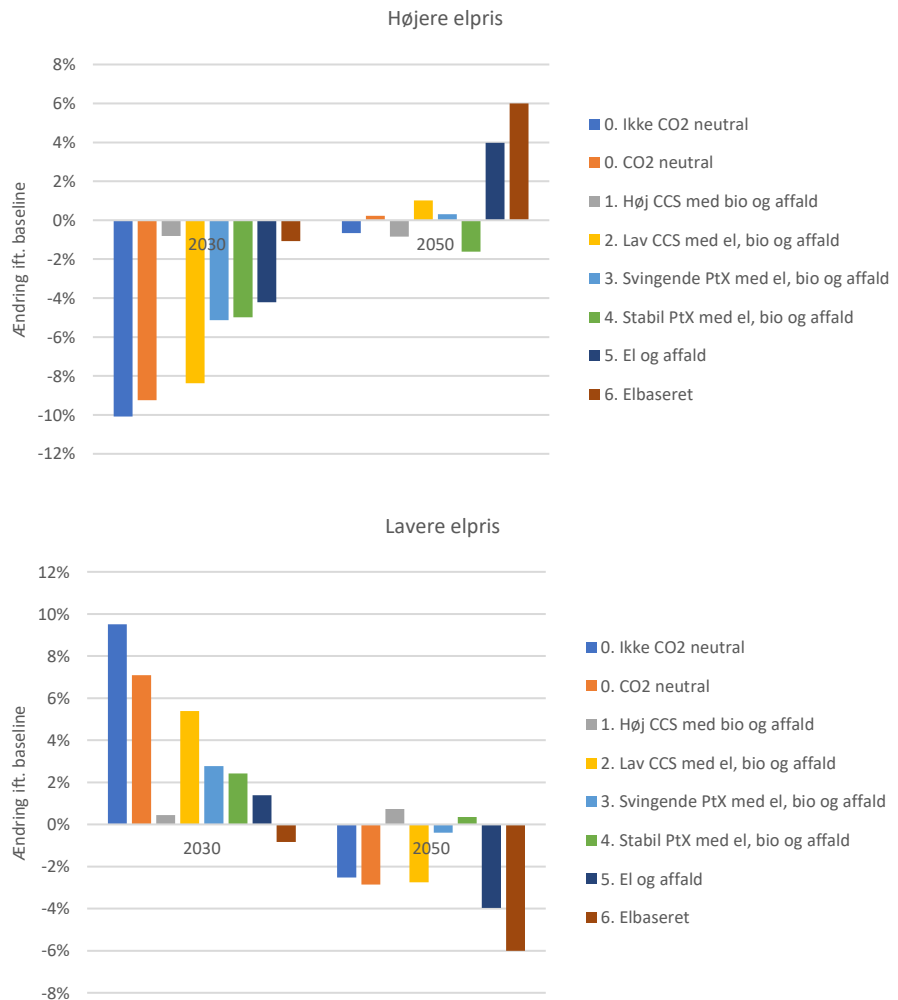
### Ændret elpris

Der er gennemført følsomhedsanalyser med hhv. 20% lavere og 20% højere elpris. I figuren er vist konsekvenserne af højere og lavere elpriser.

Elpriserne har både betydning for de termiske og de elbaserede anlæg, men effekten er modsatrettet. Høje elpriser forøger elindtægten på kraftvarmeanlæg, men samtidig øger de omkostningerne på varmepumper og elkedler. I

systemer med enten meget elproduktionskapacitet eller elbaseret varmeproduktion har elprisen stor betydning. I systemer med kombination af elproduktion og elforbrug er systemomkostningerne mere robuste overfor elprisvariationer. Dette ses fx i scenarie 6 i 2030, hvor elprisens effekt på de elforbrugende varmeproduktionsteknologier nogenlunde balancerer effekten på elproducenterne.

Scenarier med stor udbredelse af CCS på de termiske anlæg (scenarie 1) er også mindre følsomme overfor elprisen, da elproduktionen på disse anlæg reduceres ved anvendelse af CCS-teknologien. Derudover medfører CCS en større varmeproduktion, og derfor reduceres behovet for anden elbaseret varmekapacitet.



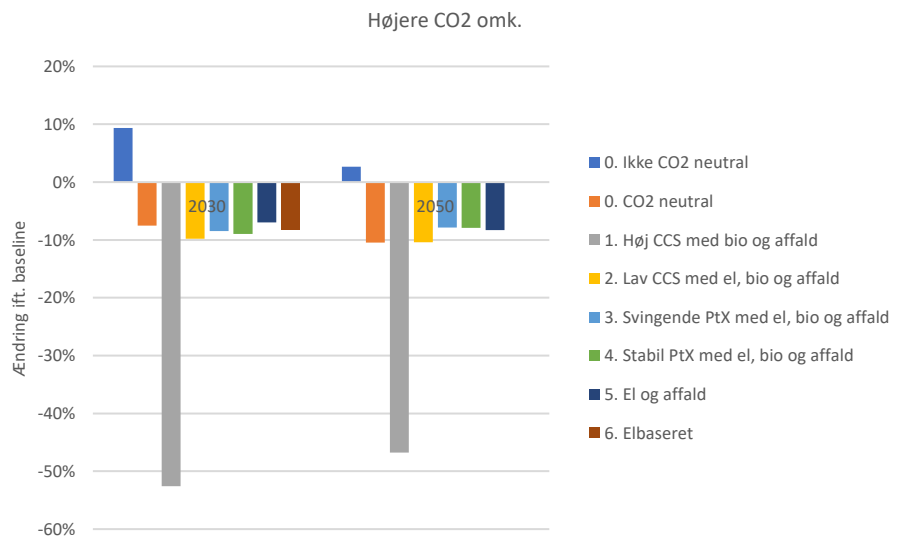
Figur 15: Den procentuelle ændring i den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning ved hhv. en 20% højere og lavere elpris i hhv. 2030- og 2050-scenarierne.

### Højere CO<sub>2</sub>-omkostninger

Ved en CO<sub>2</sub>-pris på 1.000 kr./ton medfører CCS-teknologien reduktioner i systemomkostninger, især i scenarierne med stor udbredelse af CCS. Dette skyldes, at indtægterne fra negative biogene emissioner stiger.

Derudover betyder en højere CO<sub>2</sub>-pris, at biomasse med CCS bliver mere konkurrencedygtig i lastfordelingen end affald med CCS. Biomasse får større økonomisk gevinst af de negative emissioner, fordi emissionerne er 100% biogene, hvor fangsten på affald modregnes de fossile emissioner.

Det manuelt optimerede scenarie 2 har de laveste systemomkostninger af de manuelt optimerede scenarie og ligger omkostningsmæssigt tættest på det grønne, modeloptimerede scenarie. Scenarie 1 med stor udbredelse af CCS bliver beregningsmæssigt økonomisk ligestillet med det manuelt optimerede scenarie 2 ved en CO<sub>2</sub>-omkostning på knap 700 kr./ton. Omkostningerne til CCS er dog usikre, og omkostningen er derfor kun indikativ. Det skal bemærkes, at der i scenarie 1 er regnet med en lav omkostning til transport og lager af CO<sub>2</sub> på 285 kr./ton.

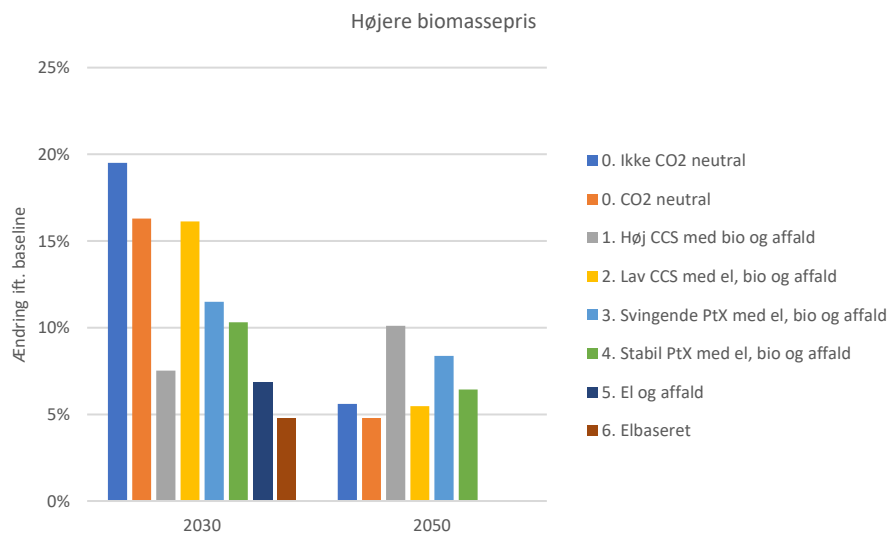


Figur 16: Den procentuelle ændring i den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning ved en højere CO<sub>2</sub>-pris på 1.000 kr./ton i hhv. 2030- og 2050-scenarierne.

### Højere biomassepris

I denne en-parameteranalyse hæves biomasseprisen, hvilket kan påvirke lastfordelingen. Ved højere biomassepriser ses især et skift til varmepumpevarme. En forøgelse af biomasseprisen har størst betydning i scenarier med stor udbredelse af biomasse. Der er som udgangspunkt mere biomassekapacitet i 2030, end der er i 2050, og derfor har denne parameter størst betydning i

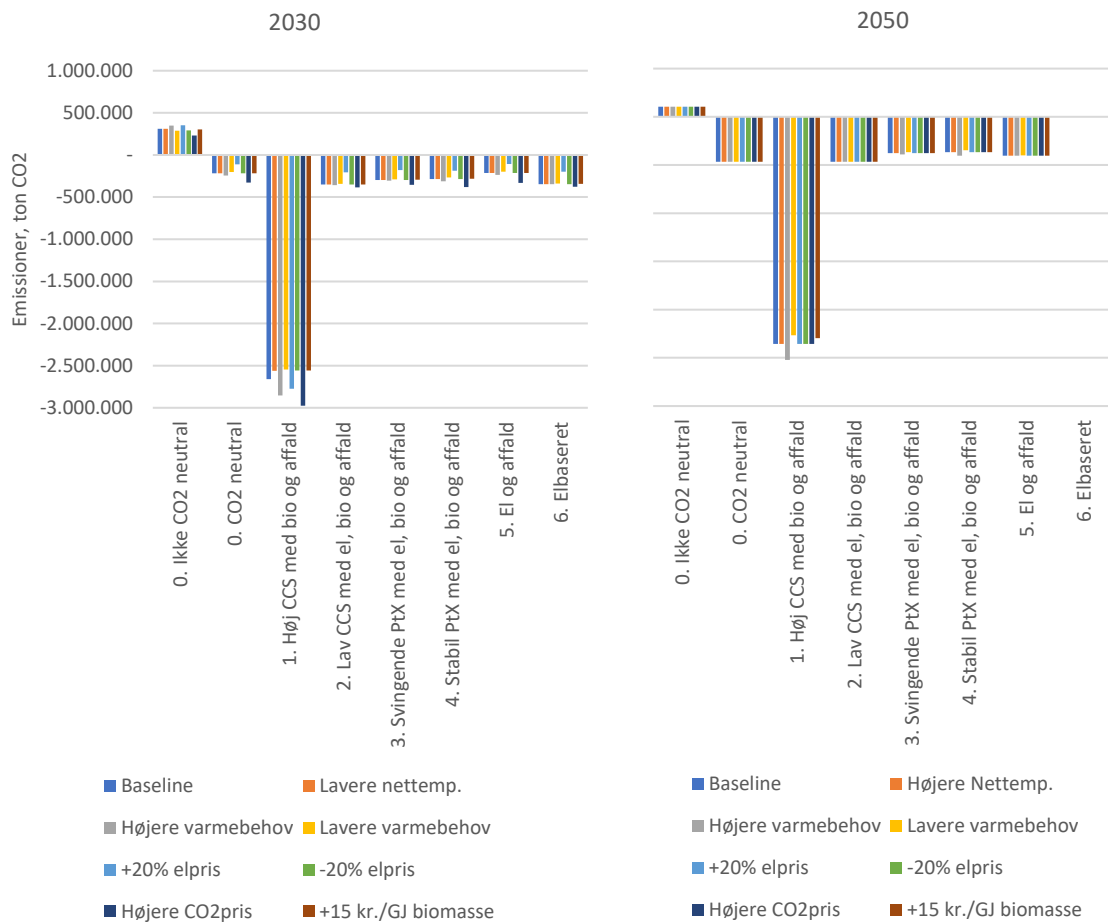
2030-scenarierne. Den forhøjede biomassepris lægges på træpiller, træflis og halm.



Figur 17: Den procentuelle ændring i den gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning ved en forhøjet biomassepris på +15 kr./GJ. i hhv. 2030- og 2050-scenarierne.

### Emissioner på tværs af scenarier og følsomhedsanalyser

Som vist i Figur 18 medfører ændringerne i en-parameteranalyserne et udsving i emissionerne fra fjernvarmesystemet. Emissionerne i scenarierne er dog altid 0 eller negative. Ved stor udbredelse af CCS (scenarie 1 i 2030 og 2050) kan systemet bidrage med betydelig fangst og lagring af CO<sub>2</sub>, så de samlede, negative emissioner bliver ca. 2,3-2,5 mio. ton per år. Med mindre grad af CCS, CCS på et enkelt anlæg, bliver de negative emissioner ca. 100.000-500.000 ton/år afhængig af den specifikke systemopbygning, årstal og en-parameteranalyse. Ændring af de enkelte følsomhedsparametre har en betydning for scenariernes CO<sub>2</sub>-emission, men valget af scenarie betyder betydeligt mere for emissionerne end følsomhedsparametrene.



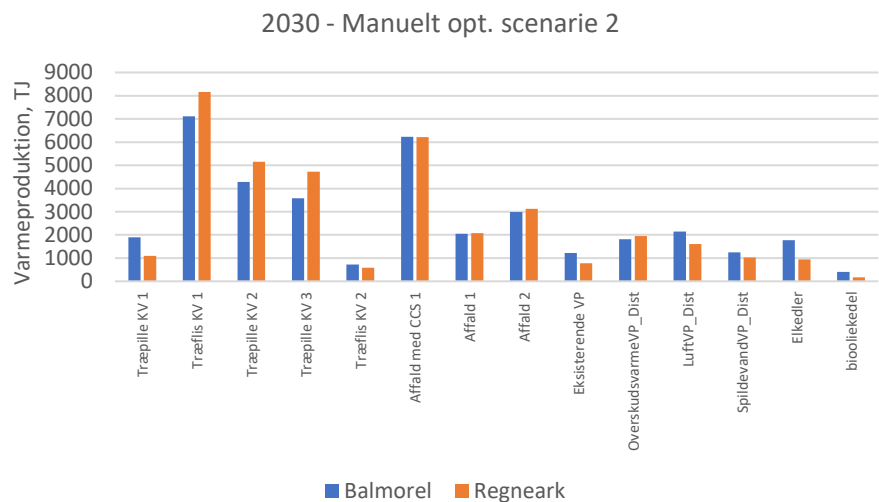
Figur 18: Emissioner i alle en-parameteranalyser.

## Verifikation med Balmorel

For at verificere at regnearksmodellens driftsoptimering er retvisende, er der i analyserne gennemført udvalgte Balmorel-simuleringer. Balmorel er en mere kompleks model end regnearksmodellen, hvorved der vil være forskelle. I Balmorel er fire af scenarierne opstillet i 2030 og 2050: 1. Høj CCS med bio og affald; 2. Lav CCS med el, bio og affald; 3. Svingende PtX med el, bio og affald og 6. Elbaseret.

Figur 19 viser et eksempel på sammenligning mellem varmeproduktionen på de enkelte anlæg i regnearket og i Balmorel. Overordnet er der god overensstemmelse mellem Balmorel og regnearksmodellen.





Figur 19: Den resulterede varmeproduktionen for scenarie 2 i 2030 i hhv. Balmorel og regnearksmodellen.

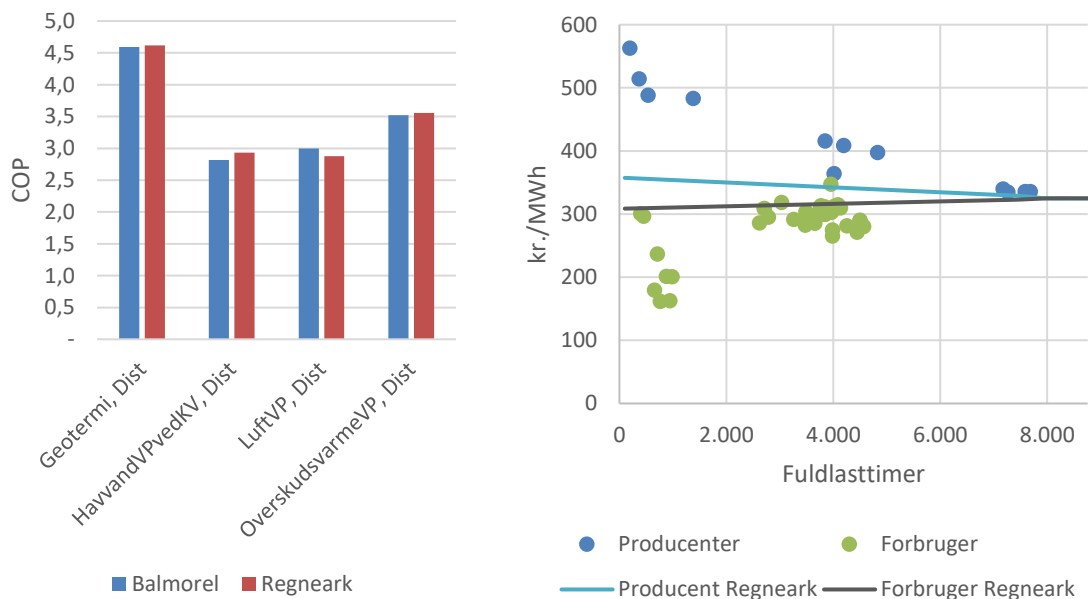
Afvigelserne skyldes flere forskelligheder mellem de to modeller. For eksempel forekommer der mindre forskelle i tekniske data, da Balmorel har flere detaljer for anlæggene herunder muligheden for bypass og kondensdrift. Derudover indeholder Balmorel udfaldsprofiler for værkerne, hvor de i perioder falder helt ud. I regnearket antages en gennemsnitlig rådighed på 90%, hvor kapaciteten blot reduceres med 10%.

Fjernvarmenettet er ikke repræsenteret i regnearksmodellen, og derfor kan eventuelle udfordringer med at afsætte varmen ikke analyseres. I Balmorel er nettet repræsenteret, hvorved eventuelle flaskehalse kan opstå. Det viste sig i verifikationen og opstilling af scenarierne i Balmorel at være en udfordring at placere varmekapaciteten i nettet, således at varmen kunne afsættes. For eksempel blev der introduceret ekstra decentral spidslastkapacitet i Balmorel sammenlignet med regnearket for at løse udfordringer med manglende varmeproduktion i individuelle forbrugsområder. Netbegrænsninger var især en udfordring i det manuelt optimerede scenarie 3 for 2050 (Svingende PtX), hvor varmen produceres på få centrale placeringer og skal distribueres i et net som også har sænket temperatur og dermed reduceret overførselskapacitet.

Nettet er udbygget i forhold til de nuværende placeringer af store, centrale produktionsenheder. Analysen viser, at en fuldstændig ændring af produktionssystemet stiller betydelige krav til indplacering af produktion. Det gælder både grundlast- og spidslastanlæg samt varmelagre.

En af de største forskelle mellem de to modeller er, at Balmorel udfører en time-for-time, dynamisk optimering, hvor elpris og COP-værdi i de enkelte timer samt varmelagre kan have betydning. I regnearksmodellen bestemmes lastprioriteringen en gang for hele året, og der beregnes en vægtet elpris og COP baseret på opnået antal fuldlasttimer.

Figur 2017 (venstre) sammenligner de opnåede COP'er for udvalgte varmepumper i Balmorel og de produktionsvægtede COP'er i regnearksmodellen. Generelt er der god overensstemmelse. Dog ses der en større forskel mellem modellerne ift. elprisen, Figur 20 (højre). De to streger viser den produktionsvægtede elpris som funktion af fuldlasttimerne for hhv. producenter og forbrugere anvendt i regnearksmodellen. Datapunkterne viser de gennemsnitlige elpriser, som individuelle anlæg i Balmorel opnår. Anlæg i Balmorel opnår højere elprisvariationer i driften end antaget i regnearksmodellen. Dette vurderes at være den største årsag til produktionsforskellene i de to modeller, hvilket afspejles i, at varmepumper får mere drift og kraftvarme mindre i Balmorel sammenlignet med regnearksmodellen.



Figur 20: Venstre - En sammenligning af den årgennemsnitlige COP i hhv. Balmorel simuleringen og regnearksmodellen for et udvalg af varmepumperne. Højre - En sammenligning af den produktionsvægtede elpris i regnearksmodellen sammenlignet med de gennemsnitlige elpriser i Balmorel som funktion af fuldlasttimer og opdelt på forbrugere og producenter.

## Opsamling

Der er opstillet en række scenarier til analyse af forskellige udfaldsrum for fjernvarmesystemet frem mod 2050, herunder effekten af CCS, PtX, og elektrificering med varmepumper. Scenarierne er gennemregnet i projektets nyudviklede scenarieberegningværktøj, og analyseresultaterne er verificeret ved

gennemregning af udvalgte scenarier i den mere komplekse systemmodel Balmorel. Der er desuden gennemført en række følsomhedsanalyser for at belyse udviklingssporenes robusthed over for ændringer i rammerne.

Overordnet set er der i scenarierne for 2030 og 2050 set på variationer og kombinationer af følgende teknologiske valg og udviklingsveje for fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet:

- Fortsat stor udbredelse af termiske produktionsanlæg – affald og biomasse
- Udbredt elektrificering og varmepumper
- Udbredelse af CCS-teknologi
- Udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg

Ud fra projektets scenarieanalyser er der i nedenstående tabel opstillet en oversigt over fordele, ulemper, muligheder og risici ved de forskellige teknologier. Overordnet opnås det mest robuste system ved en kombination af forskellige teknologier, hvor en overvægt af enten elektrificering, CCS eller PtX kan medføre et følsomt system. Varmepumper kan med fordel kombineres med noget kraftvarme for at sikre et robust system ved svingende elpriser. Etablering af CCS på minimum et enkelt affaldsanlæg er nødvendigt for at opnå CO<sub>2</sub>-neutralitet af affaldsforbrændingen. Udbredelse af CCS kræver ændrede rammer og en tilstrækkelig høj, stabil CO<sub>2</sub>-omkostning.

	Fortsat stor udbredelse af termiske produktionsanlæg – affald og biomasse	Udbredt elektrificering og varmepumper	Udbredelse af CCS-teknologi	Udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg
<b>Fordele</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Business as usual (kendt teknologi og udnyttelse af eksisterende aktiver)</li> <li>• Placeringer og tilslutningspunkter er bestemt, og det kræver ikke større indgreb i nettet.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elektrificering</li> <li>• Brændselsfrit</li> <li>• God økonomi hvis elpriser holdes lave.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• God økonomi hvis værdi af CO<sub>2</sub>-reduktion belønnes med pris over 700-1.000 kr./ton i 20 år.</li> <li>• Negative udledninger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• God økonomi i PtX-anlæg, hvis PtX-brændsler kan sælges dyrt. Mulighed for relativt billig varme hvis andre end fjernvarmen påtager sig teknologi- og markedsrisiko - varmesiden kan ikke tage PtX-risiko. Værdien af PtX-varme er lav for svingende PtX og højere for stabil PtX.</li> </ul>
<b>Ulemper</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Følsom for brændselspriser og CO<sub>2</sub>-priser (affald).</li> <li>• Ikke CO<sub>2</sub>-neutralt med affaldsforbrænding uden CCS.</li> <li>• Med begrænsede biomasseressourcer til rådighed kan det udfordre omstillingen i andre sektorer hvis biomasse fortsat anvendes udbredt til el- og varmeproduktion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kan de gode placeringer findes som ikke giver gener for lokalområdet og sikrer lave fremløbstemperaturer.</li> <li>• Følsom overfor elprissvingninger. Hvad hvis elpriserne stiger?</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kan ikke lade sig gøre uden nye stabile CCS-rammer.</li> <li>• Nye, store investeringer i CCS-anlæg kan betyde, at biomasse- og affaldsanlæg fastholdes i mindst 15 år fra beslutningstidspunktet (lock-in).</li> <li>• Kræver teknologisk udvikling og nedbringelse af omkostninger</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fare for lock-in på biomasse og affald hvis PtX-anlæg baseres på CO<sub>2</sub>-fangst fra forbrændingsanlæg (CCUS-teknologi)?</li> <li>• Kan være nødvendigt med backup- grundlastkapacitet, da varmeproduktion er svært forudsigelig. Alternativt kan produktionen på spidslastanlæg stige.</li> </ul>
<b>Muligheder</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Biomasse og affald kan anvendes som kulstofkilde til CCUS, og dermed genanvendes i andre sektorer som måtte have et behov.</li> <li>• Indtjening i elsystemet ved højere priser i spidsperioder og behov for regulering og reserver.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Billig varmeproduktion især på distributionsnet og hvis nettemperaturen sænkes.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Eneste virkemiddel for CO<sub>2</sub>-neutralitet for affaldsforbrænding på kort og mellemlang sigt, medmindre der indføres initiativer for udfasning af forbrænding af fossilt plast.</li> <li>• Mulighed for at bidrage med negativ CO<sub>2</sub> – fjernvarmen kan i endnu højere bidrage til at nå klimamålene</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fjernvarme bliver en integreret del af klimaløsninger, der også sikrer CO<sub>2</sub>-neutralitet i andre sektorer (tung transport, fly)</li> </ul>

<b>Risici</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Stigende CO<sub>2</sub>-priser (affald)</li> <li>• Biomasse kan ikke i samme grad bidrage til at nå de lokale og nationale CO<sub>2</sub>-målsætninger hvis det ikke er CO<sub>2</sub>-neutralt.</li> <li>• Spørgsmål om biomassens bæredygtighed og CO<sub>2</sub>-emission og politisk modvilje mod anvendelse af fast biomasse og ønske om reduktion i affaldsforbrænding</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ved behov for høje nettemperaturer forringes effektiviteten og investeringsomkostninger stiger.</li> <li>• Stadig ikke mange erfaringer med varmepumper i Danmark.</li> <li>• Risiko for udetid på fx havvands- og luftvarmepumper når udetemperaturen er lavest og varmebehovet størst.</li> <li>• Stor grad af elektrificering kan kræve betydelige netudbygninger på såvel eldistributionssom eltransmissionsniveau. Sammen med reduktion kraftvarmekapacitet kan elforsyningssikkerheden muligvis udfordres.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Risiko for strandede investeringer, hvis der efterfølgende kommer krav om, at biomasse- og affaldskapacitet skal reduceres.</li> <li>• At CO<sub>2</sub>-kvoteprisen aldrig kommer derop.</li> <li>• Følsom overfor svingende CO<sub>2</sub>-priser.</li> <li>• At der ikke etableres en sammenhæng mellem CO<sub>2</sub>-kvoter og ny dansk CO<sub>2</sub>-afgift eller anden regulering/støtte som samlet sikrer incitament</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kan reducere drift på anlæg med store investeringer.</li> <li>• Vanskeligt at forudsige og styre varmeproduktionen, da driften primært bestemmes af andre forhold end varmelieferancen.</li> <li>• Der er betydelig usikkerhed om teknologiens udvikling og PtX-anlæggenes placering og dermed om teknologien kan forventes at indgå i fremtidens fjernvarmesystem. Vanskeliggør planlægning af varmeforsyningen.</li> </ul>
---------------	--	--	---	---

Tabel 1: Fordele, ulemper, muligheder og risici ved forskellige teknologiske valg og udviklingsveje for fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet.

Scenarierne udspænder en bred vifte af løsninger på produktionssiden. I 2050 varierer varmeproduktionen fra ca. 85% affald og biomasse i et scenarie til 0% i et andet. Udover budskaber fra tabellen ovenfor viser scenarieanalyserne følgende konklusioner:

- Fjernvarmen i hovedstadsområdet kan bidrage med en reduktion på mellem 0,1 og 2,5 mio. tons CO<sub>2</sub> årligt afhængig af år, systemsammensætning og forudsætninger. En reduktion på 2,5 mio. tons kræver stor udbredelse af CCS, som under gældende rammebetingelser ikke er rentabelt. For at opnå god selskabsøkonomi med CCS kræves ændrede rammebetingelser.
- En omstilling til CO<sub>2</sub>-neutral varme i hovedstadsområdet medfører en øget systemomkostning på i størrelsesordenen 300-400 mio. kr./år eller ca. 10% af de samlede omkostninger, hvis negative CO<sub>2</sub>-emissioner belønnes. Den største del af omkostningen skyldes etablering af CCS som opvejning for de fossile udledninger fra forbrænding af plast. FFH50's kundeforskningsanalyse peger på, at varmeprisen ikke kan tåle en sådan stigning, da dette alt andet lige vil forringe fjernvarmens konkurrenceevne over for individuelle varmepumper, og at øgede

fjernvarmepriser derfor kan betyde, at nogle kunder i så fald ikke vil forblive fjernvarmekunder.

- En økonomisk optimering af den langsigtede produktionssammensætning giver en blanding af affald, varmepumper og biomasse. Dette hænger sammen med, at der er begrænset potentiale for gode varmepumpekilder i hovedstadsområdet, og en fuld elektrificering kræver, at dyrere varmekilder tages i brug, og at en del varmepumper må tilsluttes transmissionsnettet. En-parameteranalyserne viser også, at et mere diversificeret system er mere robust over for ændringer i elprisen.
- Varmeproduktionsomkostninger er højest i scenarier ved stor udbredelse af CCS og i det elbaserede scenarie. Omkostningerne i det elbaserede scenarie er bl.a. høje, fordi der etableres en betydelig mængde geotermi, som er en teknologi med relativt høje varmeproduktionsomkostninger. Supplerende beregninger med Balmorel med lavere udbredelse af geotermi og højere udbredelse af andre typer varmepumper peger i retning af, at systemomkostninger i det elektrificerede scenarie kan reduceres.
- Sænkning af nettemperaturer kan reducere omkostningerne til varmeproduktionen markant, særligt ved stor udbredelse af varmepumper i systemet. En-parameteranalyserne viser, at sænkede nettemperaturer kan give en reduktion i systemomkostningerne på ca. 4 % i 2030 og 6-8% i 2050 i de to scenarier med størst udbredelse af varmepumper.
- Nye varmepumper har så lave variable produktionsomkostninger, at de vil overtage driftstimer fra de dyrere biomassefyrede kraftvarmeanlæg, der dermed gradvis kan forvente færre driftstimer, hvis varmepumpeandelen i varmeforsyningen øges. Affalds- og fliskraftvarme ser dog stadigvæk ud til at udgøre grundlasten det meste af året.
- Anvendelse af affald varierer betydeligt på tværs af scenarier. Der er således stor forskel på, hvor stor en del af dansk affaldsforbrænding, som sker i hovedstadsområdet.
- I alle scenarier reduceres elproduktionskapaciteten i hovedstadsområdet betragteligt, mens elforbrugskapaciteten øges. Elproduktionskapaciteten reduceres fra i dag ca. 1.100 MW til 200-900 MW i 2030 afhængig af det enkelte scenarie og helt ned til 0-200 MW i 2050. På den anden side øges det maksimale elforbrug til 300-1.500 MW i 2030 og 600-1.600 MW i 2050. Det stiller krav til det øvrige elsystem, hvis ikke elforsyningssikkerheden skal udfordres.

### **Budskaber fra supplerende systemanalyser**

Som en del af FFH50-projektet er de overordnede scenarieberegninger suppleret med mere detaljerede systemberegninger i beregningsmodellen Balmorel. Her er der opstillet en detaljeret model af hovedstadens fjernvarmenet og indarbejdet geografiske potentialer for varmepumper med forskellige lavtemperaturvarmekilder. Modellen er anvendt til at nærmere belyse samspillet med elmarkedet time for time, behov for udbygning med varmelagre og behov for investeringer i fjernvarmenettet.

Analyserne af behov for investeringer i varmelagre peger på, at det er rentabelt at investere i mellem ca. 7.000 MWh og ca. 21.000 MWh ny damvarmelagerkapacitet og i mellem ca. 4.000 MWh og 8.000 MWh nye ståltanke. Dette svarer til, at den eksisterende varmelagerkapacitet øges til 3-6 gange det eksisterende niveau. Der er behov for flest nye lagre i det elbaserede scenarie.

Placering af fremtidig grundlast- og spidslastkapacitet er meget vigtig i forhold til energikilder og til fjernvarmenettet. Det eksisterende net er dimensioneret til at aftage og distribuere varme fra en række centrale anlæg. En omlægning til decentral varmeproduktion eller yderligere centralisering kan give udfordringer ift. at afsætte varmen samt tilfredsstille varmebehovet i alle varmeområder. Sænkning af nettemperaturen forstærker denne udfordring, da overførselskapaciteter sænkes. Grundig planlægning af fremtidens fjernvarmenet og anlægsplacering er derfor vigtig. Fysisk placering af decentrale varmepumper i København er en særlig udfordring.

## **Bilag**

”FFH50 Forudsætningsnotat”, CTR, HOFOR, VEKS og Vestforbrænding, april 2021.

”Scenarieanalyser for 2025, 2030 og 2050”, PowerPoint præsentation med detaljerede scenarieresultater, Ea Energianalyse og PlanEnergi, november 2021.

” En-parameteranalyser”, PowerPoint præsentation med detaljerede resultater af en-parameteranalyser, Ea Energianalyse og PlanEnergi, november 2021.