



Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050

Indledning



For at skabe indblik i de væsentlige strategiske valg fjernvarmen står foran, er varmeselskaberne CTR, Vestforbrænding, HOFOR og VEKS gået sammen om indeværende projekt "Fremtidens fjernvarmeforsyning i Hovedstadsområdet 2050" (FFH50).

Ambitionen med FFH50 er, at skabe en ramme for de fire fjernvarmeselskabers videre arbejde, der både er langsigtet og visionær, som skaber forankring i de fire selskaber og sektoren generelt og som giver centrale beslutningstagere adgang til et fælles vidensgrundlag, så det er muligt at tage beslutninger for fjernvarmen så den også i fremtiden kan levere konkurrencedygtig og grøn fjernvarme til forbrugerne i hovedstadsområdet.

Tre gange tidligere er hovedstadsområdets varmeselskaber gået sammen om et scenariewarbejde. Selskaberne har tidligere udarbejdet Varmeplan Hovedstaden 1, 2 og 3 (i hhv. 2008, 2011 og 2014). I de tidligere projekter har ambitionen været at levere en retning og nogle pejlemærker for hovedstadsområdets fjernvarmeselskaber.

FFH50 er et visionsarbejde der peger frem mod år 2050.

I de kommende mange år vil fjernvarmen gennemgå en række store forandringer. For at understøtte kommende beslutninger i de fire selskaber bedst muligt har vi i FFH50 valgt at udfolde en række scenarier og analysere konsekvenserne ved flere af disse mulige forandringer. For hvert scenarie afdækkes betydningen for, bl.a. fjernvarmens konkurrenceevne, udledning af CO₂ og indfrielse af klimamål, anvendelsen af biomasse og affald, fjernvarmesystemets robusthed samt fremtidens spids- og reservelast.

I denne slutrapport er FFH50s væsentligste resultater samlet og præsenteret. Rapporten afrundes med at præsentere de konklusioner, der kan drages, på tværs af alle FFH50s kortlægninger og analyser, for hvordan fremtidens fjernvarme-system i hovedstadsområdet vil indrette sig frem mod år 2050.

God læselyst.

På vegne af: Vestforbrænding, CTR, HOFOR og VEKS

Fremtidens fjernvarmeforsyning i hovedstadsområdet 2050

- Visioner og mulige udfaldsrum for fjernvarmen i hovedstadsområdet 2050



INDHOLD



SIDE 5	INDFLYVNING – AMBITIONER, VISIONER, MÅL OG LEVERANCER
SIDE 9	FFH50's VISION FOR FJERNVARMEN I HOVEDSTADSOMRÅDET
SIDE 15	FREMTIDENS ENERGISYSTEM OG TEKNOLOGIER #1 VARMEPUMPER #2 LAVTEMPERATUR #3 GEOTERMI #4 CCS #5 PtX
SIDE 34	SCENARIERNES OPBYGNING
SIDE 40	SCENARIERNE – RESULTATER FOR 2050, 2030 OG 2025
SIDE 56	FREMTIDENS KUNDER
SIDE 65	SEKTORKOBLING TIL EL- OG TRANSPORTSEKTOREN
SIDE 76	ANVENDELSE AF BIOMASSE, AFFALD OG CCS
SIDE 86	FJERNVARMENETTET OG PRODUKTIONSFORMER
SIDE 91	SPIDS- OG RESERVELAST
SIDE 95	OPSAMLING
SIDE 106	NÆSTE SKRIDT

Indflyvning ambitioner, visioner, mål og leverancer



Fjernvarmen oplever en række store forandringer

- Der er vedtaget ambitiøse klimamålsætninger for reduktion af drivhusgasser både kommunalt, nationalt og i EU.
- Der er vedtaget en bred politisk aftale om, at fjernvarme skal spille en væsentlig rolle i fremtidens forsyningssektor.
- Elafgifterne til varme er sænket markant, hvilket har forbedret økonomien i varmepumper til fjernvarme.
- Kraftvarmekravet er fjernet, og eltilskuddet til biomassekraftvarme udfases over en årrække.
- Bred politisk aftale om affaldssektoren "Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi", der skal sikre genanvendelse og afbrænding af mindre affald i Danmark.

Nye teknologier udvikler sig med hastige skridt og kan vinde indpas i fremtiden, herunder:

- Store varmepumper baseret på fx spildevand og havvand
- Geotermi
- Carbon Capture Storage og utilisation (CCS og CCU)
- Overskudsvarme fra Power to X (PtX)-fabrikker

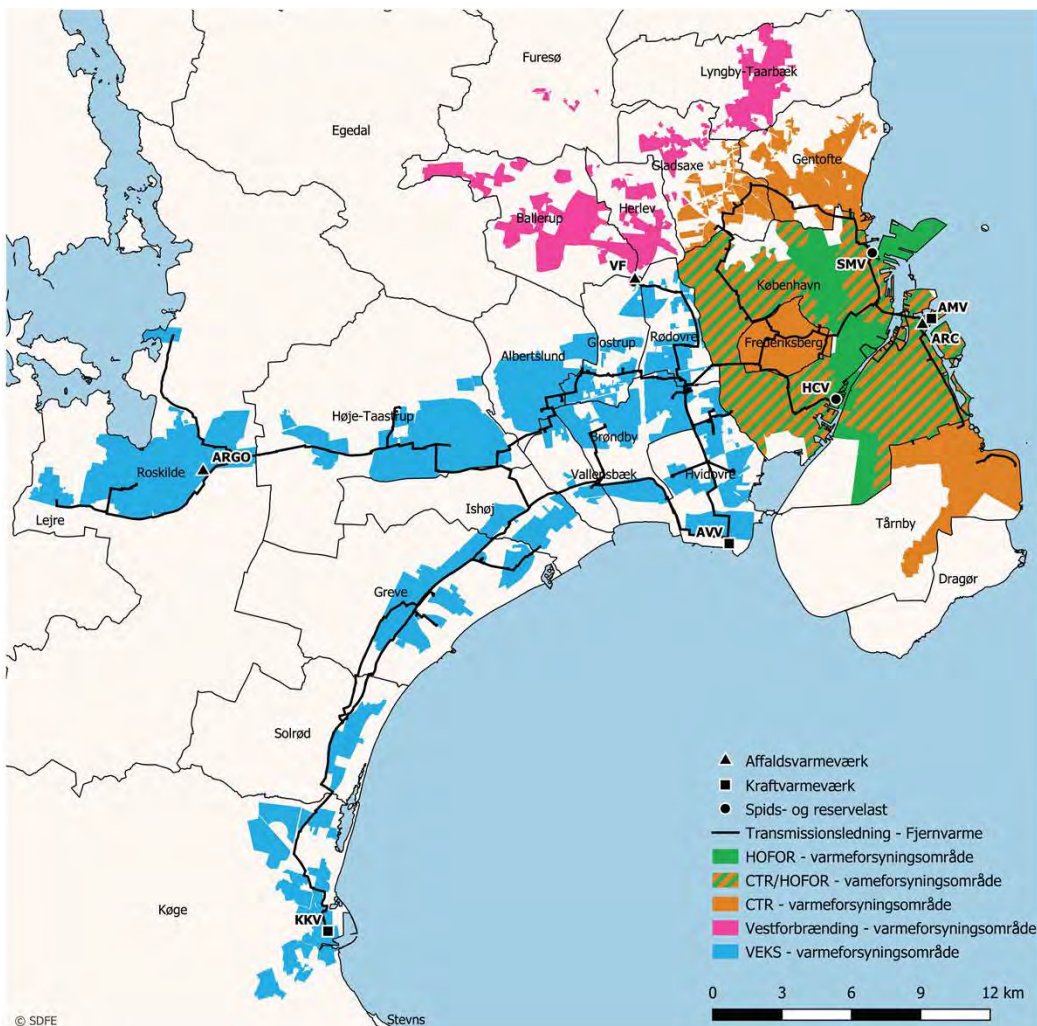


Ambitionen med FFH50 er, at skabe fælles grundlag for fremtidige beslutninger i 26 kommuner og de fire selskaber



CTR, Vestforbrænding, HOFOR og VEKS har sammen:

- Opbygget en samlet visionsbåret rammefortælling frem til 2050, der understøtter en fremtidig konkurrencedygtig og grøn fjernvarmeforsyning.
- Opbygget fælles billeder af udfaldsrummet samt udfordringer og handlemuligheder ved at udarbejde forskellige scenarier frem mod 2050 og suppleret med nedslag i 2025 og 2030.
- Forankret viden hos de fire selskabers interessenter i forhold til ejerkredsen, kommuner, myndigheder, producenter og eksperter fra forskningsinstitutioner.
- Etableret et afstemt grundlag, der – på tværs af de fire selskaber – bruges til at understøtte beslutninger, som de fire selskaber står over for i de kommende år.



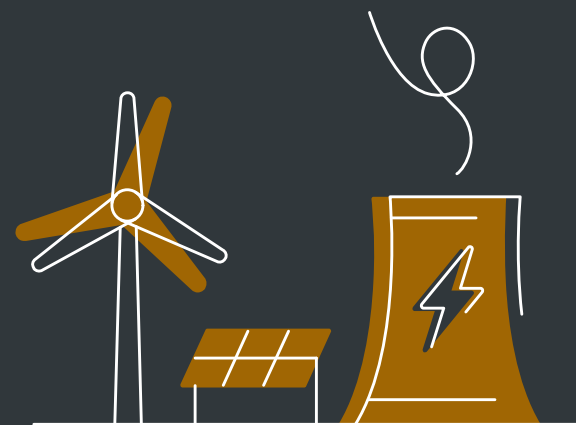
Klimamålsætninger sætter rammen for fremtidens fjernvarmesystem



- Fjernvarmen i hovedstadsområdet skal være CO₂-neutral fra 2025. (Bl.a. Københavns Kommune, HOFOR, CTR og VEKS)
- Et drivhusgasreduktionsmål på 50-54 pct. i 2025 i forhold til 1990. (Aftale om et indikativt drivhusgasreduktionsmål for 2025, 2021)
- Danmark skal reducere drivhusgasser med 70% inden 2030. (Klimaloven 2020)
- Danmark vil være et klimaneutralt samfund i senest 2050. (Klimaloven 2020)

FFH50's vision for fjernvarmen i hovedstadsområdet

”Fjernvarmen er CO2-neutral og er fortsat kundernes foretrukne valg i 2050. Fjernvarmen bidrager aktivt og fleksibelt til grøn omstilling og sektorkobling”



At alle fire selskaber skal have indblik i analysernes forudsætninger og konklusioner



At vælge flere rådgivere med henblik på at få den mest relevante viden på de specifikke fagområder inddraget i projektet



At involvere både interne og eksterne aktører til at bidrage til kvalificering af vision, scenariedesign og analyseresultater



At alle fem analysespor har bidraget med input til det samlede scenariearbejde.



```
graph TD; Ejergruppe[Ejergruppe] --> Styregruppe[Styregruppe]; Styregruppe --> Koordinations-gruppe[Koordinations-gruppe]; Styregruppe --> Advisory-board[Advisory board]; Styregruppe --> Følgegruppe[Følgegruppe]; Koordinations-gruppe --> Arbejdsgrupper[Arbejdsgrupper]; Arbejdsgrupper --> Rådgivere[Rådgivere]; Arbejdsgrupper --> Fremtidens-kunder[Fremtidens kunder]; Arbejdsgrupper --> Teknologier-og-system[Teknologier og system]; Arbejdsgrupper --> Øget-samkøring[Øget samkøring]; Arbejdsgrupper --> Sektorkobling[Sektorkobling]; Arbejdsgrupper --> Lavtemperatur[Lavtemperatur]; Rådgivere --> PlanEnergi-og-Ea-Energianalyse[PlanEnergi og Ea-Energianalyse]; Rådgivere --> Niras-PlanEnergi-og-Ea-Energianalyse[Niras, PlanEnergi og Ea-Energianalyse]; Rådgivere --> PlanEnergi-og-Ea-Energianalyse-2[PlanEnergi og Ea-Energianalyse]; Rådgivere --> Rambøll[Rambøll]; Rådgivere --> Rambøll-2[Rambøll];
```

Arbejdsgrupper

Fremtidens kunder

Teknologier og system

Øget samkøring

Sektorkobling

Lavtemperatur

Rådgivere

PlanEnergi og Ea-Energianalyse

Niras, PlanEnergi og Ea-Energianalyse

PlanEnergi og Ea-Energianalyse

Rambøll

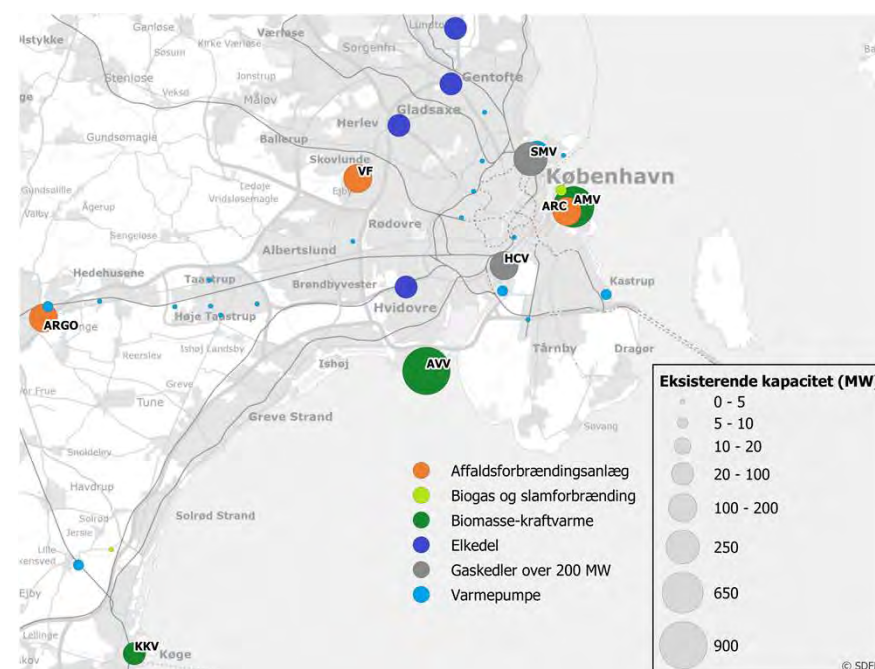
Rambøll

Hovedstadsområdet fjernvarmesystem som det ser ud i dag

- Hovedstadsregion fjernvarmesystem dækker ca. 25 % af det samlede danske fjernvarmeforbrug.
- Fjernvarmesystemet består af en lang række distributionsnet og et transmissionsnet der leverer varmen hertil ved en højere temperatur.
- Dagens fjernvarmesystem er domineret af store centrale kraftvarmeanlæg baseret på affald og biomasse.
- De senere år er der sket en udvikling mod etablering af mindre lokale produktionsanlæg i tilknytning til industriel overskudsvarme og spildevandsanlæg.
- Spidslast er hovedsageligt baseret på naturgas, med reservelast på letolie.
- De seneste år er der etableret flere elkedler til spids- og reservelast.

Varmekapacitet

Grundlastkapacitet	2.201 MW
• Kraftvarmeværker	1.665 MW
• Affaldsforbrændinger	493 MW
• Decentrale varmepumper	43 MW
Spids- og reservelastkedler	2.293 MW
To varmeakkumulatorer	660 MW



FFH50 har haft fokus på to strategiske hovedudfordringer

Forandringerne i fjernvarmen samt visionen for 2050 giver anledning til at fokusere på to udfordringer:

Strategisk udfordring 1 – Fremtidens kunder

- Vi vil gerne leve op til kundernes ønsker om grønne valg.
- Vi skal kunne levere løsninger, der er attraktive både i pris, teknologi og bæredygtighed.
- Vi skal stå godt i konkurrencen med de individuelle varmeløsninger.

Strategisk udfordring 2 – Fremtidens energisystem og teknologier

- Fremtidens grønne energisystem har mulighed for at udvikle sig i mange retninger.
- En række teknologier er under udvikling. Det er usikkert, hvornår de er markedsmodne, og hvad de kan. Det gælder fx store varmepumper, geotermi, CCS og PtX. Der er også fortsat udvikling i elteknologier som vind, sol og ellagring, batterier, som også har stor betydning for fjernvarmen.
- Vi skal sikre lokal forankring, og bæredygtige byer går hånd i hånd med fremtidens forsyning.



Ambitionen med FFH50 er at kunne give svar på syv strategiske spørgsmål

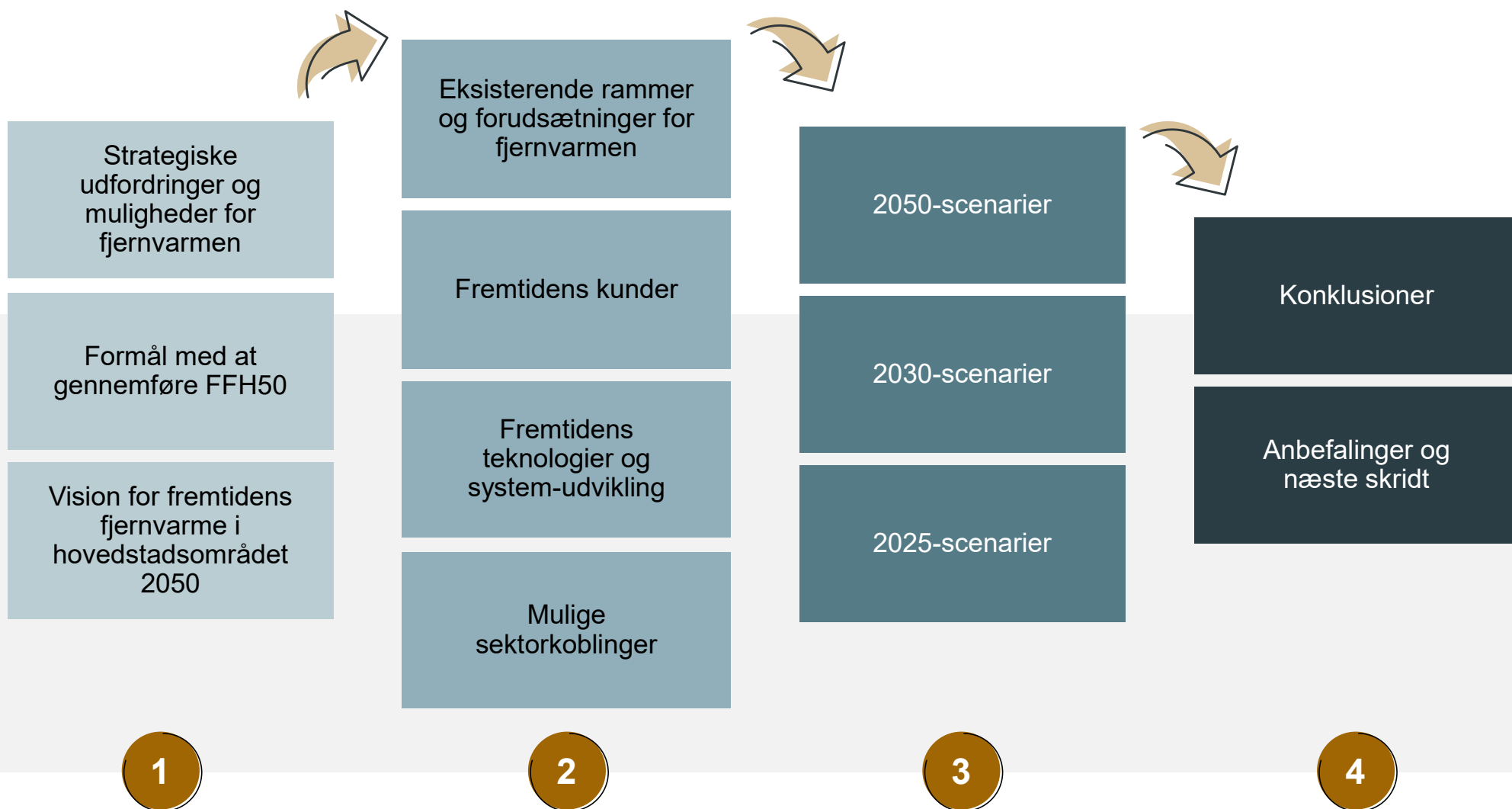


De analysespørgsmål, som FFH50 tager udgangspunkt i:

1. Hvordan sikres de bedst konkurrencedygtige varmepriser, samtidig med at de ambitiøse klimamålsætninger nås?
2. Hvordan fastholder fjernvarmeselskaberne dét at være kundernes foretrukne leverandør i et konkurrencepræget marked?
3. Hvad skal der til, for at hovedstadsområdets fjernvarmeselskaber kan indfri de politiske målsætninger?
4. Hvor store er potentialerne ved forskellige teknologier?
5. Hvilken betydning kan lavere temperaturer i fjernvarmenettene få?
6. Hvordan kan sammenhængen mellem central og decentral varmeproduktion blive fremadrettet?
7. Hvordan vil en stigende elektrificering af varmeproduktionen påvirke det samlede energisystem?



FFH50's leverancemodel



Nye teknologier



Følgende teknologier har mulighed for at vinde indpas i de kommende år

#1

Varmepumper

#2

Lavtemperatur

#3

Geotermi

#4

CCS

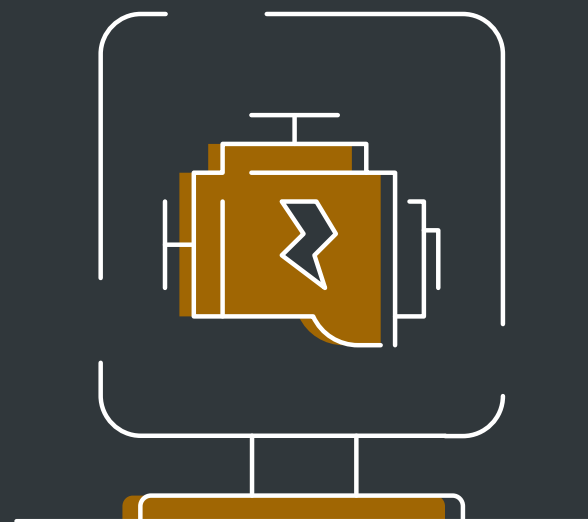
#5

PtX

#1

Varmepumper

”Der er store potentialer for varmepumper til fjernvarmen.”



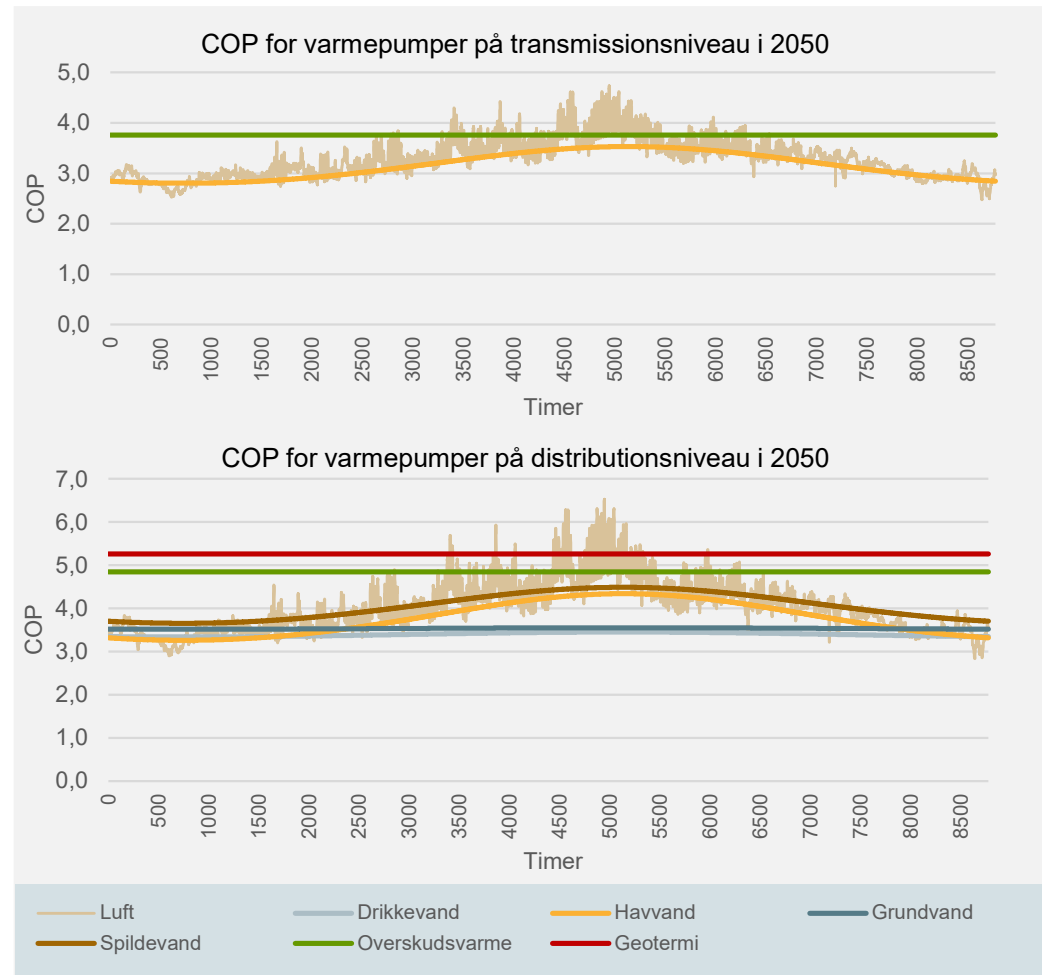
Teknologidata for varmepumper

- For nye teknologier, såsom varmepumper på forskellige varmekilder, er der taget udgangspunkt i data fra Energistyrelsens teknologikatalog vedrørende størrelser, virkningsgrader, investerings- og vedligeholdelsesomkostninger mv.
- Der er derudover i FFH50 udarbejdet opdaterede teknologidata på baggrund af erfaringsopsamling for følgende typer varmepumper:

- Varmepumper med spildevand som varmekilde
- Varmepumper med havvand som varmekilde
- Højtemperaturvarmepumper tilkoblet til varmetransmissionsnettet

Se også baggrundsrapporten på <https://varmeplanhovedstaden.dk>: System og teknologi – Opdaterede teknologidata og potentialer. Delopgave A – Erfaringsopsamling og teknologidata

- Der skelnes mellem varmepumper der leverer til varme til distributionsnettene eller transmissionsnettet. Temperaturerne i distributionsnettene er lavere end i transmissionsnettene, hvilket giver varmepumperne en højere effektivitet, eller COP (coefficient of performance).



Figuren viser COP for varmepumper på forskellige varmekilder på hhv. transmissions- og distributionsniveau i 2050, hvor fjernvarmenettet forudsættes drevet ved lavere temperaturer end i dag. COP'en afhænger af temperaturen af varmekilden, som kan variere over året.

Potentialer for varmepumper på industriel overskudsvarme og spildevand i hovedstadsområdet



Se også baggrundsrapporten på <https://varmeplanhovedstaden.dk>: System og teknologi – Opdaterede teknologidata og potentialer. Delopgave B – Potentiale vurdering af varmekilder

#1

Varmepumper

Spildevand

- Potentialet for spildevandsvarmepumper er opgjort for store og mellemstore spildevandsanlæg.
- Flowet af spildevand på rensningsanlæg kan variere kraftigt over døgnet og året - med cirka en faktor 10. Der er derfor et trade-off mellem at udnytte spildevandsvarmekilden mest muligt og at sikre et højt antal driftstimer for varmepumperne. Spildevandsflowet er lavest om natten, hvor folk bruger mindst vand, samt i tørre perioder, hvor der ikke tilstrømmer regnvand.
- En rådighed på 95% er antaget at være en acceptabel opetid for varmepumpen. Varmepumpepotentialet er derfor baseret på størrelsen af det spildevandsflow som er til stede i 95% af årets timer. Dette er vurderet at være cirka lig med årets minimumsflow (det såkaldte tørvejrsnatteflow) ganget med en faktor 4.
- Potentialet er beregnet med udgangspunkt i spildevandets gennemsnitlige målte vintertemperatur.
- Potentialet er blevet afgrænset til de spildevandsanlæg hvor flowet er stort nok til at varmepumpen kan opnå en varmeydelse på over 5 MW. I hovedstadsområdet gælder dette for syv spildevandsanlæg der ikke har varmepumper i forvejen. Det totale potentiale for de syv anlæg er 191 MW.

Industriel overskudsvarme

- Potentialet for overskudsvarme fra eksisterende industri er opgjort på baggrund af data fra Danmarks Statistik om industrivirksohmheders energiforbrug fordelt på brancher og brændsler. Disse data er "oversat" til relevante industrielle processer og sammenholdt med viden om andelen af udnyttelig overskudsvarme fra processerne samt om overskudsvarmens temperatur. Opgørelsen er lavet ved hjælp af metoder fra forskningsprojektet THERMCYC.
- Det meste af overskudsvarmepotentialet i eksisterende industri findes i brancherne medicinalindustri, fremstilling af maling og sæbe, og fremstilling af enzymer. Overskudsvarmens temperatur er typisk lav (10-30 °C) eller mellemhøj (30-80 °C) og forudsætter et temperaturløft fra en varmepumpe for at kunne anvendes i fjernvarmen.
- Potentialet er vurderet til 115 MW, der antages leveret til distributionsnettene. Der er ikke taget højde for virksomhedernes afstand til fjernvarmenettet. Det er antaget at overskudsvarmen er proportionalt fordelt mellem distributionsnettene i forhold til varmeforbruget.
- Ud over de 115 MW fra eksisterende industri er der skønnet et potentiale fra kommende datacentre på 100 MW overskudsvarme som forudsættes leveret til transmissionsnettet. Potentialets størrelse er usikker.

Potentialer for varmepumper på havvand, luft, grundvand og drikkevand i hovedstadsområdet



Se også baggrundsrapporten på <https://varmeplanhovedstaden.dk>: System og teknologi – Opdaterede teknologidata og potentialer. Delopgave B – Potentiale vurdering af varmekilder

#1

Varmepumper

Havvand

- Potentialet for havvand er beregnet på baggrund af havvands-temperaturen i den koldeste måned (februar), hvor middeltemperaturen er 2,5 °C. Det antages at varmepumper kan afkøle havvandet til 0,5 °C, så der er en margin til dets typiske frysepunkt på -2 °C.
- En del af potentialet udgøres af anlæg der kan benytte kølevandskanaler på eksisterende kraftværker som havvandsindtag. Dette gælder placeringer på Amagerværket, Avedøreværket, H.C. Ørstedværket og Køge Kraftvarmeværk. Potentialet udgør 387 MW, baseret på de vandmængder kølevandskanalerne kan håndtere.
- En anden del af potentialet udgøres af stand-alone-varmepumper, hvor der skal etableres nye havvandsindtag. Dette omfatter syv placeringer udvalgt ud fra kriterier om nærhed til havdybder på 6-11 meter, nærhed til fjernvarmenet og til områder der kan anvendes til tekniske formål. Endelig skal der være tilstrækkelig afstand mellem varmepumperne til at de ikke køler på det samme havvand.
- Som miljøhensyn er det antaget at de afkølede vandmængder ved udløbet fra anlægget ikke må medføre at det omgivende havvand køles med mere end 1 °C. Dette sættes der et loft over hvor stort et havvandsflow hver stand-alone-varmepumpe kan udnytte, så potentialet per anlæg ender på op til 188 MW. Det samlede stand-alone-potentiale er 1028 MW, hvoraf en tredjedel skal findes ved de nye øer ved Avedøre Holme samt Lynetteholmen.
- Etablering af disse øer kan muligvis ændre de lokale havstrømme på en måde der vil påvirke potentialerne for øvrige havvandsvarmepumper i nærheden. Disse påvirkninger er ikke blevet vurderet.

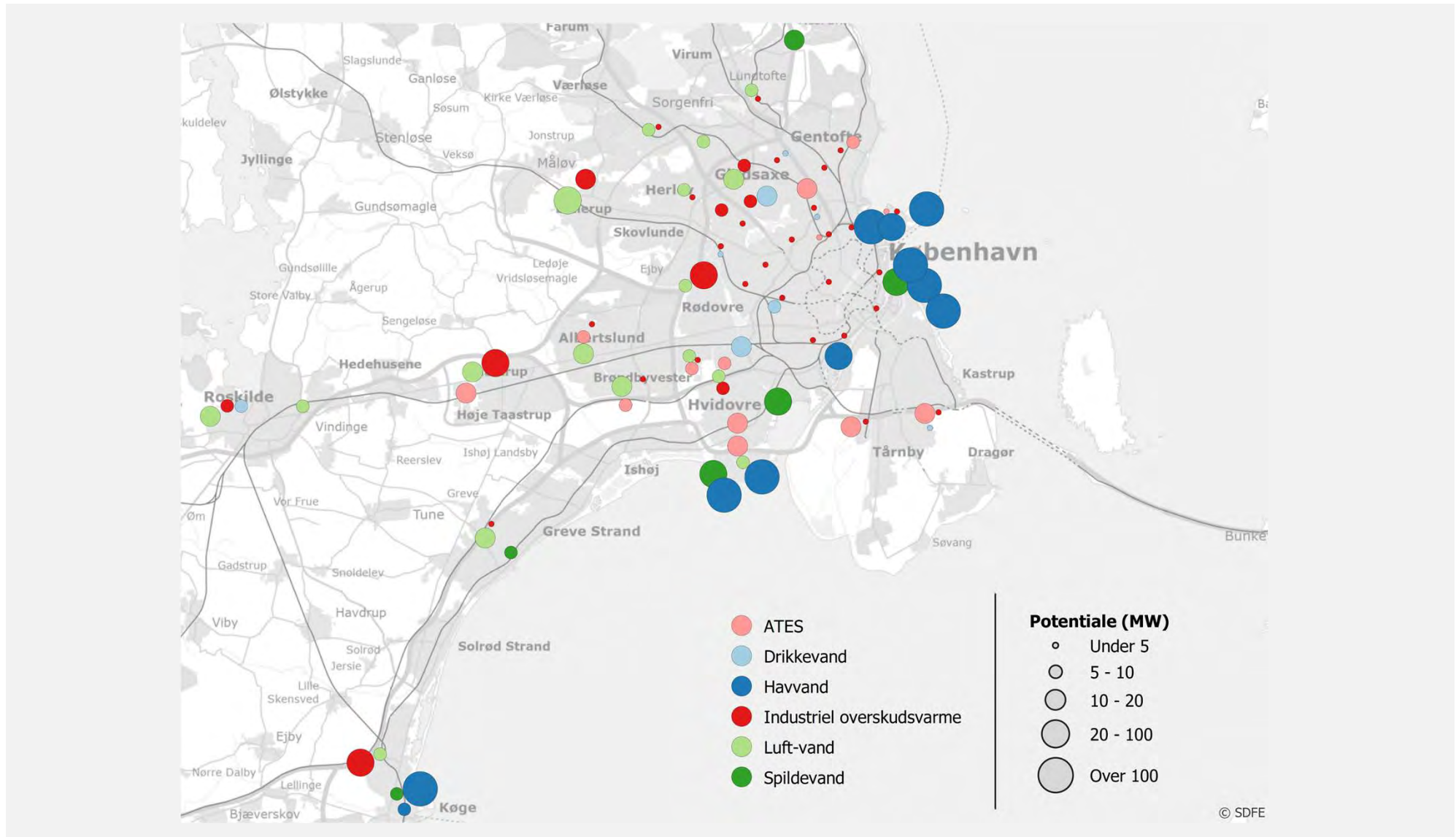
Luft

- Potentialet for luftvarmepumper begrænses især af at de er uegnede til at placere i tætbyggede områder pga. stort arealbehov, støj og udledning af kolde luftstrømme. Det er antaget at anlæggene placeres i industrieller landområder eller på kraftværkspladser.
- På baggrund af kortmateriale er det blevet skønnet overordnet at der kan placeres 165 MW luftvarmepumper i distributionsnettene, samt 300 MW uden for bynære områder, der kan levere til transmissionsnettet. Potentialerne findes primært i VEKS' og Vestforbrændings forsyningsområder.

Grundvand og drikkevand

- Varmepumpepotentialerne for grundvand og drikkevand er baseret på varmeselskabernes tidligere vurderinger (SVAF-analysen).
- For drikkevand er potentialet dog blevet nedjusteret til 43 MW ved udvælgelse af placeringer med et højt kontinuert flow.
- For grundvand er der anvendt et afrundet skøn på 100 MW ATES-anlæg (aquifer thermal energy storage).

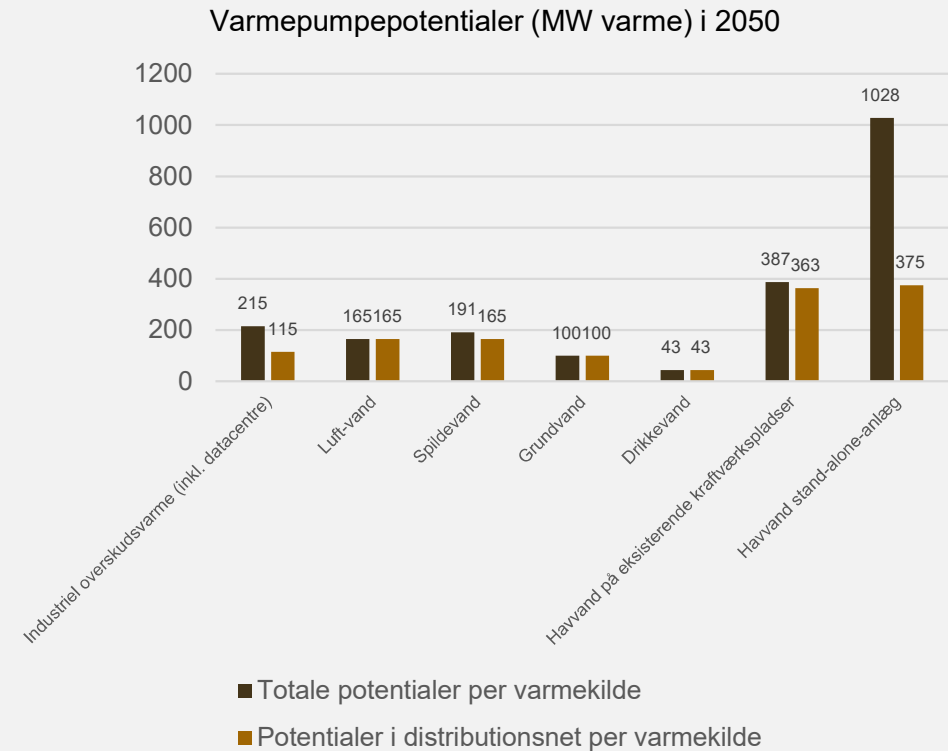
Det tekniske potentiale for varmepumper dækker mange typer – dog størst for de uafprøvede typer



* Potentialer for søvand er ikke vurderet

Der er store potentialer for varmepumper i hovedstadsregionen baseret på forskellige energikilder

- Det samlede varmepumpepotential eksklusive geotermi, er opgjort til 1.700 MW i 2030. Efter udvidelsen af hovedstadsområdet med Lynetteholmen og Avedøre Holme øges havvandspotentialet, så det samlede potentiale stiger til 2.100 MW i 2050.
- Det samlede potentiale kan ikke udnyttes fuldt ud i praksis, blandt andet på grund af begrænsninger i forbruget i de enkelte distributionsnet, hvor varmepumper baseret på forskellige varmekilder ofte "konkurrerer" om det samme varmegrundlag. Når der tages højde for dette overlap mellem varmekilder, er det samlede potentiale i distributionsnettene op til ca. 1.200 MW, forudsat at varmepumperne, herunder geotermi, kan indpasses hydraulisk.
- Langt det største varmepumpepotential er for havvand, som er uafprøvet teknologi i Danmark, der skal modnes og testes for sin realiserbarhed. Også spildevand og luft-til-vand har store tekniske potentialer. For sidstnævnte er der særligt store udfordringer med arealkrav samt udfordringer med støj. For alle typer varmepumper kræver det, at der er tilgængelige arealer nær fjernvarmedistributionsnettet og nær varmekilderne, hvis energikilderne skal kunne udnyttes.



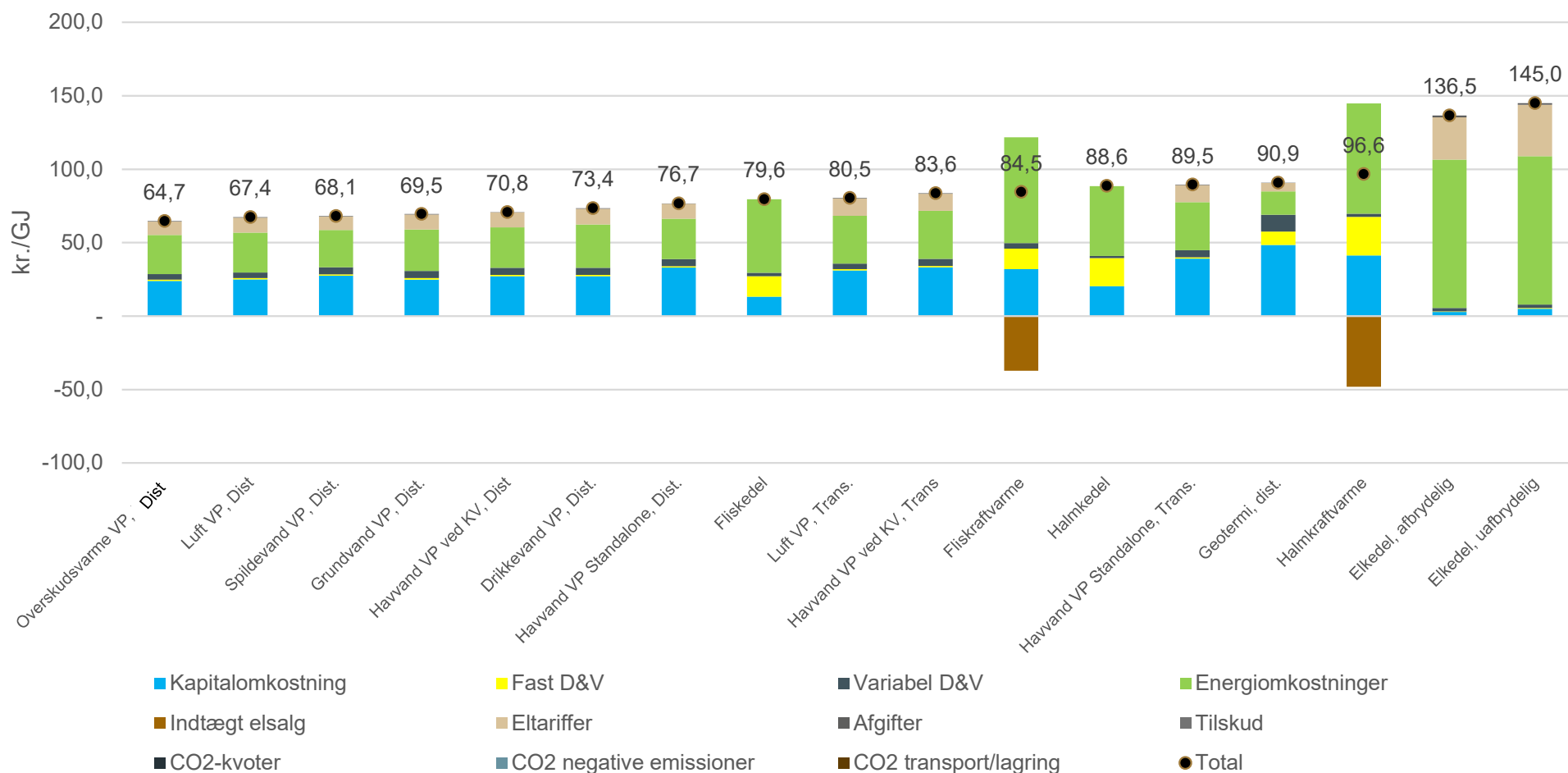
Figuren viser varmepumpepotentialerne per varmekilde i 2050. Der ses både de totale potentialer per varmekilde og potentialerne på distributionsniveau, hvor der tages højde for forbrugsbegrænsningerne i distributionsnettene. Potentialerne for de enkelte varmekilder kan ikke lægges sammen, da varmepumper baseret på forskellige varmekilder ofte "konkurrerer" om det samme varmegrundlag i distributionsnettene.

Mange typer af varmepumper er konkurrencedygtige, særligt hvis de kan placeres tæt på fjernvarmenettet



#1 Varmepumper

Oversigt over varmepumpers konkurrenceevne i 2050 ved 5000 fuldlasttimer



I figuren screenes varmeproduktionsomkostninger for forskellige varmepumpeteknologier ved 5000 fuldlasttimer, og illustrerer teknologiernes indbyrdes konkurrenceevne ved et sæt af forudsætninger

Mange typer af varmepumper er konkurrencedygtige, særligt hvis de kan placeres tæt på fjernvarmenettet

- Varmepumper der kan placeres tæt på fjernvarmenettet på distributionsniveau, er særligt konkurrencedygtige, da de kan levere varme ved lavere temperaturer.
- Industriel overskudsvarme, hvor varmekilden oftest er en høj temperatur, fx 10-25 grader, er ofte konkurrencedygtige. Potentialet er dog relativt begrænset.
- Særligt varmepumper der anvender havvand med kildetemperaturer ned til 1-5 grader, har et stort effektivitetstab om vinteren. Teknologien er endnu uafprøvet i Danmark.
- Varmepumper, der leverer til de høje temperaturer på transmissionsnettet op til 90-110 grader, er lige nu relativt dyre og uafprøvet i Danmark.
- Placering af varmepumper de mest økonomisk og teknisk optimale steder nær fjernvarmenettet og med en varmekilde på højere temperaturer (overskudsvarme, grundvand, spildevand) kræver decentrale fysiske lokaliteter i hovedstadsområdet og dermed tæt sammenhæng mellem energiplanlægning og den fysiske planlægning.



”Lavtemperaturdrift er muligt i både transmissionsnettene og distributionsnettene med få investeringer i ledningsnettet.”



Det kræver få investeringer i nettet at muliggøre lavere temperaturer i fjernvarmen

#2

Lavtemperatur

- Muligheder og udfordringer ved ændringer i fjernvarmesystemets transportkapacitet er kortlagt ved lavtemperatur og ultra-lavtemperatur i fjernvarmenettene. Der er set på transmissionssystemet, to udvalgte distributionsnet og tre eksempler ift. bygninger. Det er undersøgt om forsyningen kan opretholdes ved et par foruddefinerede temperatursæt (frem og retur) for hhv. lavtemperatur og ultra-lavtemperaturfjernvarme.
- Der er gennemført hydrauliske beregninger for transmissions- og distributionsnettene. Beregninger for transmissionsnettene er udført på baggrund af foreløbige produktionsscenarier med høj grad af decentral produktionskapacitet (varmepumper mv.). Hydraulisk vurderes det at lavtemperaturfjernvarme vil være muligt i både transmissionsnettene og distributionsnettene med begrænsede kapacitetsforøgende tiltag i ledningsnettene.
- De kapacitetsforøgende tiltag til lavtemperaturfjernvarme kan være fx forøget pumpe- eller vekslerkapacitet. Investeringsomkostningerne vurderes at være omkring 30 mio. kr. for transmissionssystemet og omkring 10 mio. kr. pr. distributionsnet, hvis investeringerne kan indpasses over en årrække.
- Lavtemperaturfjernvarme forventes at være muligt med få eller ingen tiltag i nyere bygninger. For ældre bygninger kan det være nødvendigt med investeringer i opgradering af radiatorsystem og evt. efterisolering af facaden. De samlede omkostninger til dette er ikke undersøgt i projektet.
- Ultra-lavtemperaturfjernvarme ser ud til at være mindre attraktivt, da det kræver massive investeringer i såvel ledningsnettene som i den eksisterende bygningsmasse.

Referencetemperaturer (som i dag):

Transmission: 115°C/55°C.
Distribution: 90°C/50°C.

Lavtemperatur:

Transmission: 90°C/45°C.
Distribution: 70°C/40°C.

Ultra-lavtemperatur:

Transmission: 65°C/40°C.
Distribution: 50°C/35°C.

Transmissionssystemet

Transmissionssystemet omfatter VEKS' og CTR's transmissionsnet samt Vestforbrændings hedtvandsnet (fra Lundeberg til Bagsværd)

To udvalgte distributionsnet som cases:

- 1) 6,5 bars net forsynet af en af VEKS' vekslerstationer, der forsyner et område i Roskilde, primært med enfamiliehuse og erhvervsejendomme. Nettet har mange ringforbindelser.
- 2) 10 bars net forsynet af en af CTR's vekslerstationer, der forsyner kvarter i København Nordvest med etageboliger og erhvervsejendomme. Nettet har ingen ringforbindelser.

Se også baggrundsrapporten FFH50 – Fremtidens fjernvarme i hovedstadsområdet i 2050. Vejen mod lavere temperaturer i hovedstadsområdets fjernvarmesystem

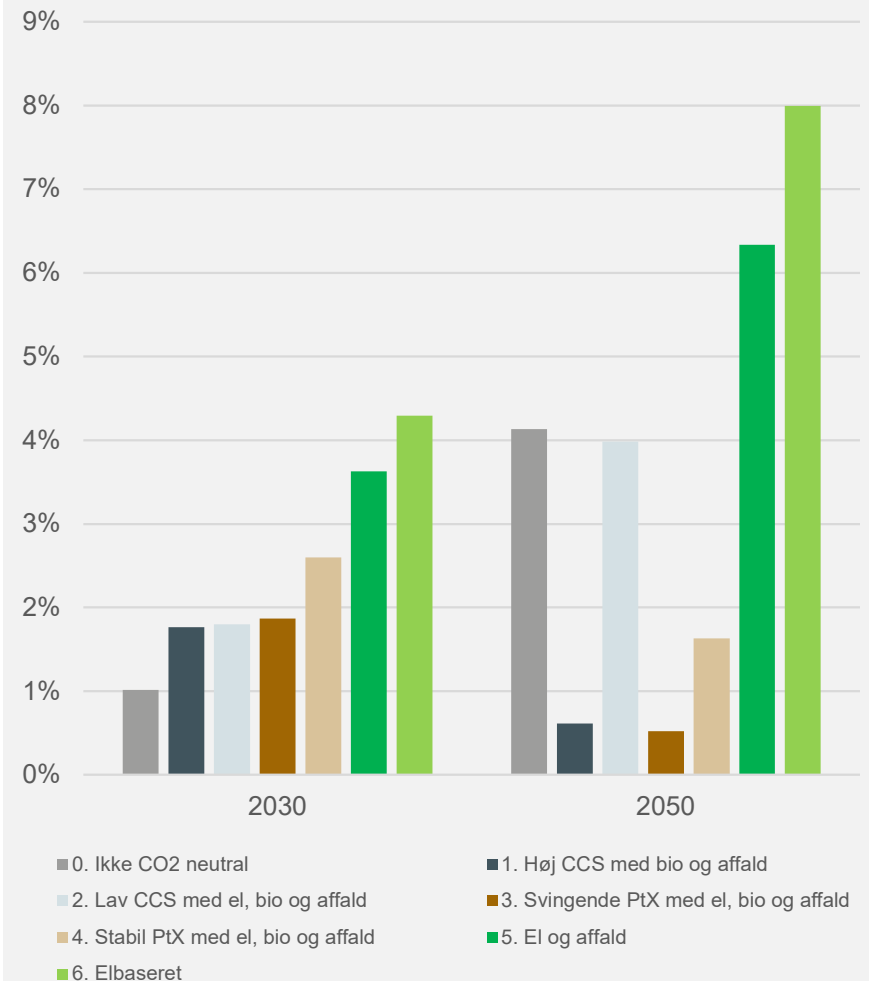
Lavere temperaturer er centralt for at udvikle et effektivt system – særligt i et system med mange varmepumper

#2

Lavtemperatur

- Lavtemperaturfjernvarme kan give betydelige besparelser i varmeproduktionsomkostningerne, særligt ved en større grad af elektrificering. Det vurderes, at besparelsen er op til 8% svarende til ca. 250 mio. kr./år ift. dagens temperaturer.
- Dertil kommer, at lavere temperaturer også giver lavere nettab.
- Der skal arbejdes på planer for lavere temperaturer i fjernvarmenettet på kort sigt for at opnå værdien af de lavere temperaturer og gøre varmepumper i distributionsnettene mere konkurrencedygtige.
- Transportkapaciteten i fjernvarmenettene reduceres op til 25% ved skift til lavtemperatur. Det er derfor vigtigt at temperatur-sænkningen ses i sammenhæng med ændringer i placering af produktionskapacitet.
- Konsekvenserne ved lavtemperatur kan være forskellig i forskellige distributionsnet. For at afdække det samlede investeringsbehov i fjernvarmesystemet, skal der gennemføres lignende analyser for alle distributionsnet og yderligere af bygningsmassen.

Besparelser i varmeproduktionsomkostninger i pct. ved sænkning af temperaturerne i fjernvarmenettene til lavtemperatur

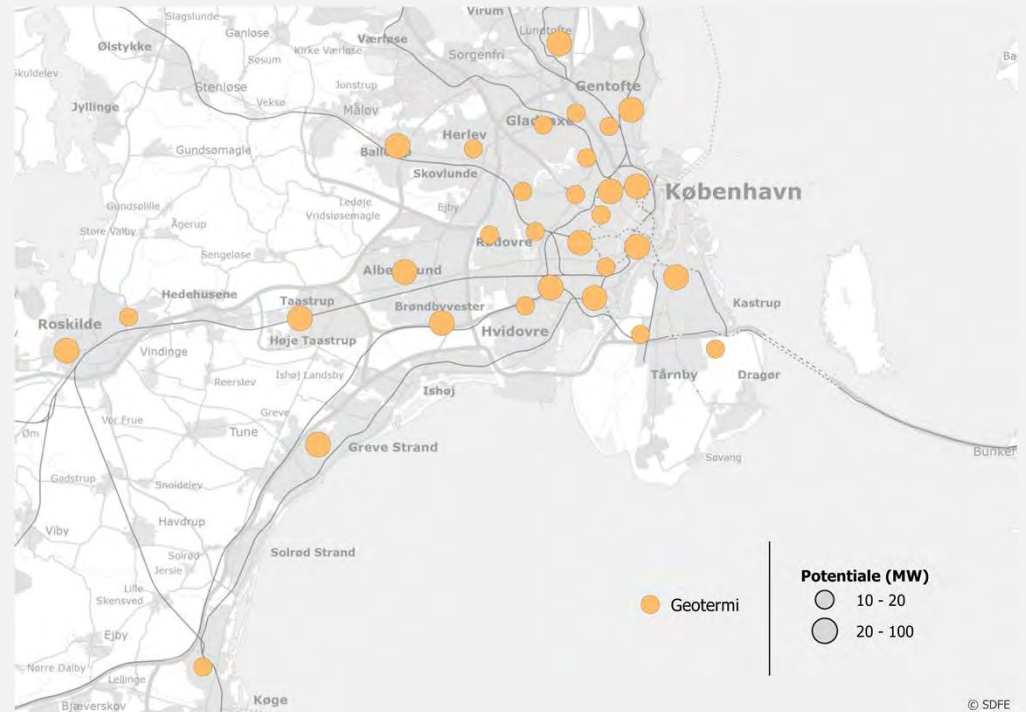


”Der er store potentialer for geotermi, men der er behov for teknisk udvikling og yderligere billiggørelse.”



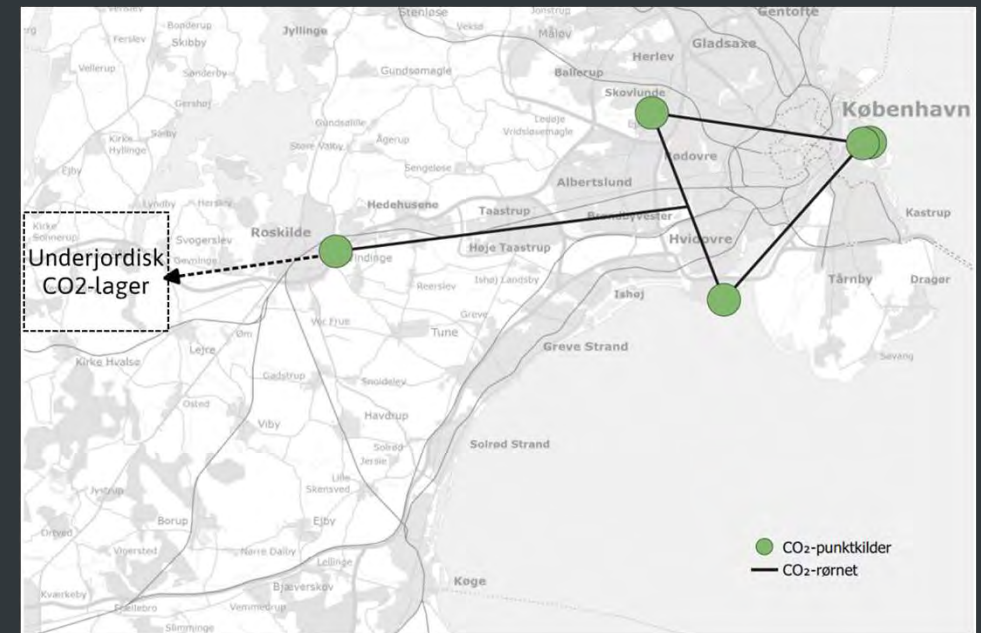
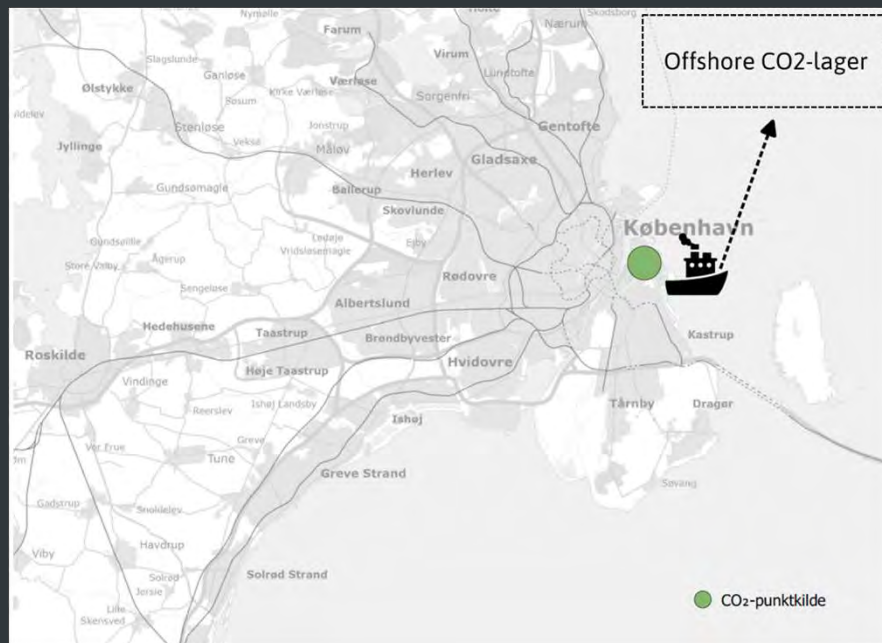
Der er store potentialer for geotermi, men geotermi skal gøres konkurrencedygtig

- De geotermiske ressourcer er til stede i hovedstadsområdet, der vurderes at have en god undergrund til formålet.
- Geotermi er som udgangspunkt en god teknologi i fjernvarmesystemet med en stabil varmekilde og et godt supplement ift. havvandsvarmepumper særligt i kolde vintermåneder.
- Der er vurderet et teknisk geotermisk potentiale på 740 MW i 2030, som falder en smule i takt med fald i varmeprognoserne frem mod 2050.
- Geotermi og andre decentrale teknologier "konkurrerer" om det samme varmegrundlag, og potentialet for geotermi kan derfor ikke 1:1 lægges sammen med de øvrige teknologier.
- Geotermi er fortsat en investeringstung teknologi at etablere. Også når der indregnes storskalafordele ved at etablere flere anlæg straks efter hinanden.
- Geotermi er forbundet med en høj risiko pga. mangel på erfaringer med borer langt nede i undergrunden. Der er behov for en afklaring af geotermiens fremtidige rammevilkår samt en plan for at komme i gang med geotermi i hovedstaden.



Det tekniske potentiale for geotermi er opgjort efter at distributionsnettene skal kunne aftage 10 MW varme fra et geotermianlæg i mindst 5000 fuldlasttimer.

"Der er stort potentiale for CO₂-fangst og CO₂-lagring på affaldsanlæg og biomasseanlæg"



Hovedstadsområdet har store CO₂-punktkilder med stort potentiale for CO₂-fangst, -transport og -lagring



#4

CCS

- Der er i dag store CO₂-punktkilder i hovedstadsområdet på affalds- og biomasseanlæg. CO₂'en kan fanges og lagres eller anvendes i øvrige sektorer.
- CCS giver negative CO₂-emissioner, hvis der opsamles og lagres CO₂ fra biomasse eller den biogene del af affald.
- CCS er en investeringstung teknologi. Omkostningerne til etablering og drift af CCS er usikker.
- Når der etableres CO₂-fangst på et anlæg, bruges der energi til at fange CO₂'en. Energien vil ende som overskudsvarme, som kan udnyttes i fjernvarmen.
- Fjernvarmen har en interesse i at aftage overskudsvarme og medvirke til, at forbrændingsprocesser afgiver mindst mulig CO₂ og dermed bidrager til nationale klimamål.
- Væsentligt, at politiske mål og efterspørgslen på CO₂ og grønne brændstoffer driver udviklingen.

CO₂-fangst, -transport og -lagring (CCS)

CO₂ kan lagres i offshore eller onshore i kystnære lagre. Hvis CO₂ skal lagres, kræver det, at der findes tilstrækkelig sikker lagerkapacitet.

CO₂ kan enten transporteres med lastbil/skib eller i rør.

Der er omkostninger i alle led i kæden fra fangst, transport og lagring af CO₂.

CCS/U

CCS er Carbon Capture and Storage, hvor CO₂ indfanges og lagres. Hvis CO₂-en ikke lagres, men anvendes til fx at producere brændstoffer i PtX- processer, bruges betegnelsen CCU, Carbon Capture and Utilisation.

CCS i scenarierne

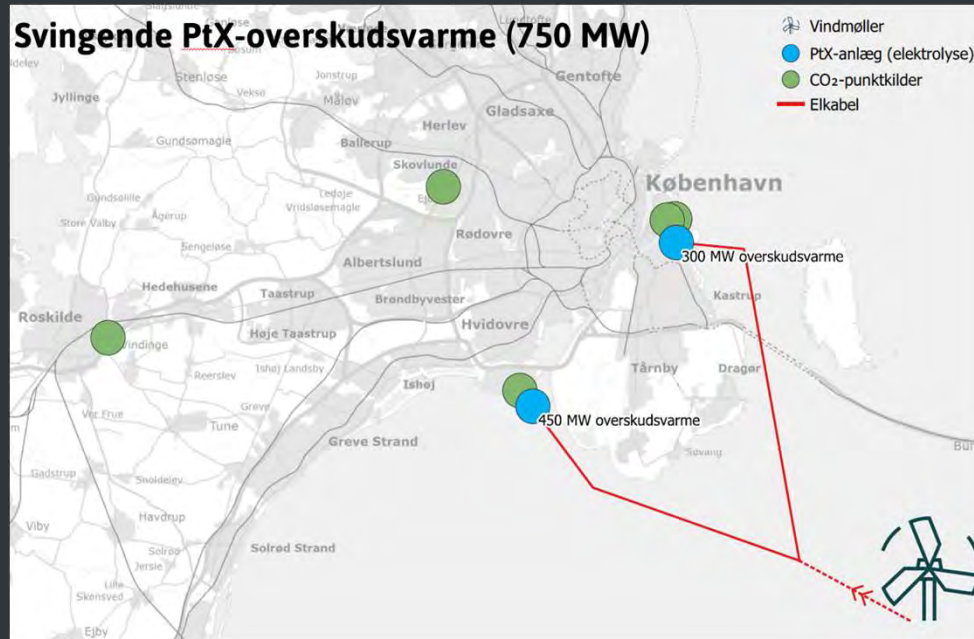
I scenarierne, hvor der implementeres CCS på ét anlæg, antages transport af CO₂ med skib. Her antages omkostning til transport og lager at være 500 kr./ton CO₂. I scenariet med CCS på flere affalds- og biomasseanlæg antages rørbunden transport af CO₂. Her antages omkostninger til transport og lager på 285 kr./ton CO₂.

#5

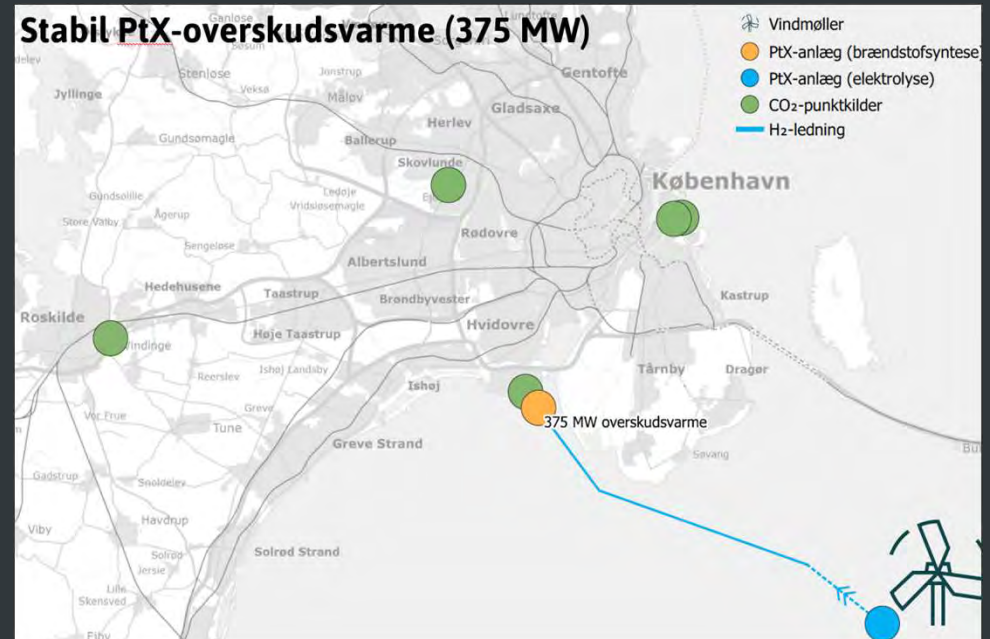
PtX

”Der er væsentlige usikkerheder forbundet med PtX – men også muligheder.”

Svingende PtX-overskudsvarme (750 MW)



Stabil PtX-overskudsvarme (375 MW)



Efterspørgsel efter VE-brændstoffer til fx tung transport og fly vil drive udbygningen med PtX



#5

PtX

- Efterspørgsel efter VE-brændstoffer til tung transport og fly, herunder betalingsvilligheden for dette, er afgørende for udviklingen af PtX. Der eksisterer i dag ikke et marked for PtX-brændstoffer. Udbygningen af PtX drives af andre sektorer end fjernvarmen.
- Økonomien i PtX-fabrikker er særligt afhængig af antallet af timer med lave elpriser, da der bruges betydelige mængder el i processerne. Dvs. at PtX-fabrikker er afhængige af udbygningen med havvind, fx i forbindelse med nye store energiover.
- Der kan opnås synergier ved at placere PtX-produktionen nær fjernvarmenettet, hvor overskudsvarmen udnyttes. Afsætningen af overskudsvarme til fjernvarme er en mindre del af økonomien i PtX, men kan give et økonomisk bidrag og sikre, at overskudsenergien udnyttes.
- PtX er et nyt og usikkert element i planlægningen af den fremtidige fjernvarmeproduktion. Der er usikkerhed om, hvornår teknologierne er modne til markedsindtrængning, og om de placeres i hovedstadsområdet. Dertil er valget af PtX-teknologi afgørende for, hvilken temperatur overskudsvarmen har, og om overskudsvarmeleverancen bliver mere stabil eller overvejende svingende.

PtX-teknologi

Power-to-X (PtX) defineres som processen, hvor grøn elektricitet omdannes til brint eller andre produkter baseret på brint. Det første led i PtX-processen er spaltning af vandmolekyler (H_2O) til brint (H_2) og ilt via elektrolyse, hvilket kræver input af energi, som i PtX udgøres af grøn elektricitet. Herefter kan brinten benyttes som energikilde, eller den kan indgå i en forædlingsproces, hvor brinten i et synteseanlæg kombineres med enten kvælstof til produktion af ammoniak (NH_3) eller med carbon (fra CO_2) til produktion af en række nye PtX-brændstoffer med fællesbetegnelsen e-fuels.

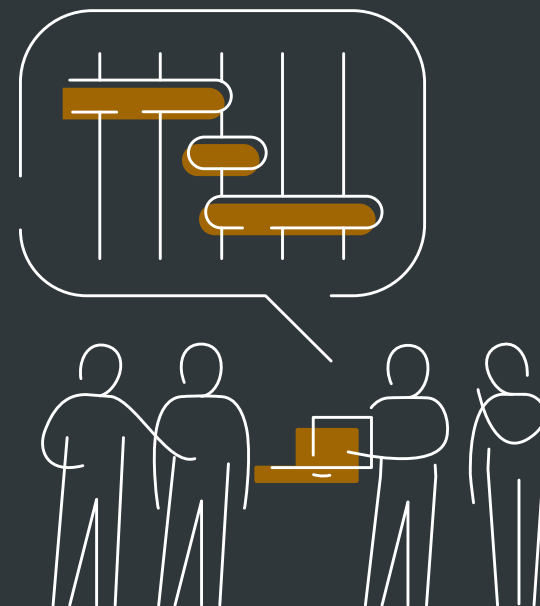
PtX i scenarierne

I scenarierne undersøges værdien af overskudsvarme fra PtX for fjernvarmen. Der er regnet på to forskellige scenarier for PtX-overskudsvarme: et scenarie med en svingende overskudsvarmeleverance med høj spidseffekt, og et scenarie med en mere stabil leverance af overskudsvarme. Brændstofproduktionen (type og mængde) kan være forskellig i de to scenarier.

Svingende overskudsvarme antages at stamme fra brintproduktion (elektrolyse) og forekommer i scenariet i de 4000 af årets timer hvor elprisen er lavest. Der er antaget 750 MW svingende PtX-varme i 2050. I scenariet med stabil PtX-varme er der regnet med halvt så meget overskudsvarme, dvs. 375 MW i 2050, som leveres i alle årets timer. Den stabile overskudsvarme kan stamme fra syntese af brændstoffer i en kontinuert proces, med input af brint der tilføres via rør fra fx en energiover. I 2030 forudsættes potentialet for PtX-varme at være halvt så stort som i 2050.

Det forudsættes at PtX-overskudsvarmen leveres til fjernvarmesystemet til en omkostning på 0 kr./GJ varme. Efterfølgende beregnes overskudsvarmens værdi ved at sammenligne med de omkostninger fjernvarmen ville have haft til alternativ varmeproduktionskapacitet.

Scenariernes opbygning

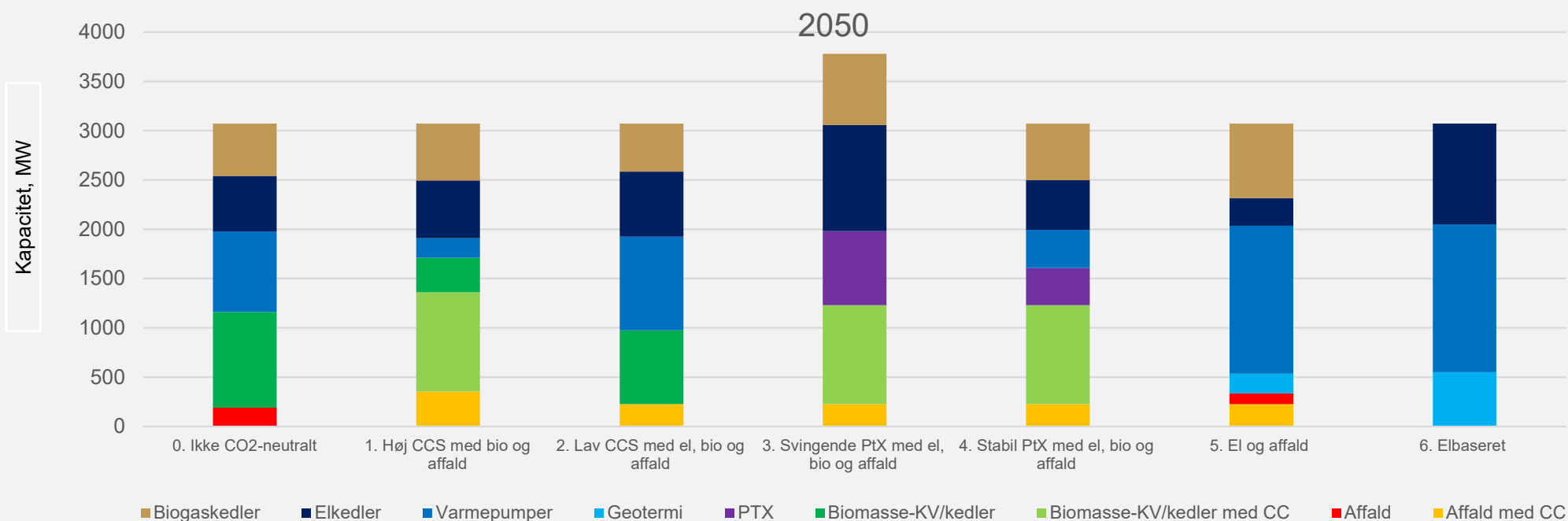
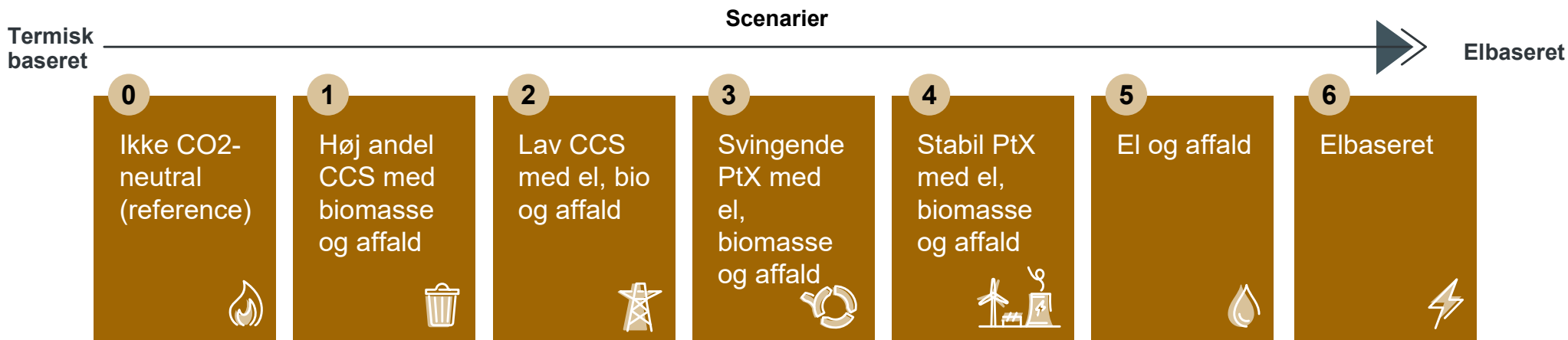


Seks scenarier der udspænder et muligt udfaldsrum for varmesystemet frem mod 2050



- Der er opstillet seks scenarier frem mod 2050, som afspejler meget forskellige udviklingsveje for et grønt og CO₂-neutralt fjernvarmesystem i hovedstadsområdet.
- I 2030 afprøves mulige trin på vejen mod 2050. Formålet er at illustrere et udfaldsrum for systemet, ikke at tegne økonomisk optimale udviklingsbaner frem mod 2050.
- I scenarierne er det forudsat at CO₂-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 affaldsanlæg.
- Grøn omstilling af spids- og reservelasten afprøves i et par dedikerede scenarier for 2025 for at vise muligheder for et varmesystem der er CO₂-neutralt på kort sigt, og førend det øvrige energisystem. Her antages grundlasten at være stort set som i dag.
- Hensigten med de seks grønne scenarier i 2030 og 2050 er at vise et muligt udfaldsrum for grundlasten, gående fra et scenarie med fortsat stor biomasse- og affaldskapacitet til et scenarie hvor fjernvarmen er helt elektrificeret. Herimellem er fire scenarier med kombinationer af de to teknologiveje. De seks scenarier er listet herunder:
- **Scenarie 1: Høj CCS med bio og affald.** Dette er et scenarie der i vidt omfang baseres på fortsat drift og levetidsforlængelse af affalds- og biomasseanlæggene. Der etableres CCS på de fleste af disse termiske anlæg for at opnå størst mulig CO₂-reduktion. Perspektivet er store negative CO₂-udledninger i hovedstadsområdet.
- I de øvrige scenarier lagres der alene CO₂ fra et enkelt affaldsanlæg for at sikre at målet om CO₂-neutralitet nås.
- **Scenarie 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.
- **Scenarie 3: Svingende PtX med el, bio og affald.** Dette scenarie undersøger konsekvenser ved etablering af store mængder PtX, hvorfra produktionen af overskudsvarme varierer med elprisen. Dertil etableres en mindre andel øvrige varmepumper. Scenariet har cirka samme kapacitet af termiske anlæg som scenarie 2. Disse får etableret CO₂-fangst, med henblik især på anvendelse til brændstofproduktion i PtX-processer.
- **Scenarie 4: Stabil PtX med el, bio og affald.** I dette scenarie etableres også PtX. Produktionen af overskudsvarme herfra er mindre end i scenarie 3, men til gengæld konstant over året. Dertil kommer en lidt større kapacitet af øvrige varmepumper. Der er samme kapacitet af termiske anlæg med CO₂-fangst som i scenarie 3.
- **Scenarie 5: El og affald.** I dette scenarie fastholdes en relativt stor produktion fra affaldsforbrændingsanlæg, mens biomasseværkerne gradvis udfases og erstattes af varmepumper samt en lille andel geotermi.
- **Scenarie 6: Elbaseret.** I dette scenarie sker en gradvis udfasning af både affaldsforbrændings- og biomasseanlæg, som erstattes af varmepumper og en lidt større andel geotermi. I 2050 er scenariet 100% elbaseret.

Seks scenarier for Hovedstadens fjernvarme i 2050, 2030 og 2025



Scenariemetodik og en-parameter-analyser

Scenariemetodik



Et nul-scenarie, hvor den sidste del af fossil brændsel i spidslast og affald fastholdes. Fungerer som reference.



Der opstilles seks scenarier fra termisk baseret over mod mere elbaserede scenarier og med varierende andel af CCS og PtX.



Scenarierne er CO₂-neutrale eller CO₂-negative.



Fokus på sektorkoblings-teknologier – varmepumper, geotermi, CCS og PtX.



Fokus på spidslast-teknologier som elkedler, biogas og bioolie.



Analyser af energisystem-sammenhænge, økonomi, pris, gennemførlighed mv.



Dertil en-parameter-analyser.

En-parameter-analyser

Ændret elpris

- 20% højere elpris
- 20% lavere elpris

Højere CO₂-pris på 1.000 kr./ton.

Ændret varmebehov

- Højere varmebehov (+15 og +18% for hhv. 2030 og 2050)
- Lavere varmebehov (-8% i både 2030 og 2050)

Højere biomassepris - 15 kr./GJ

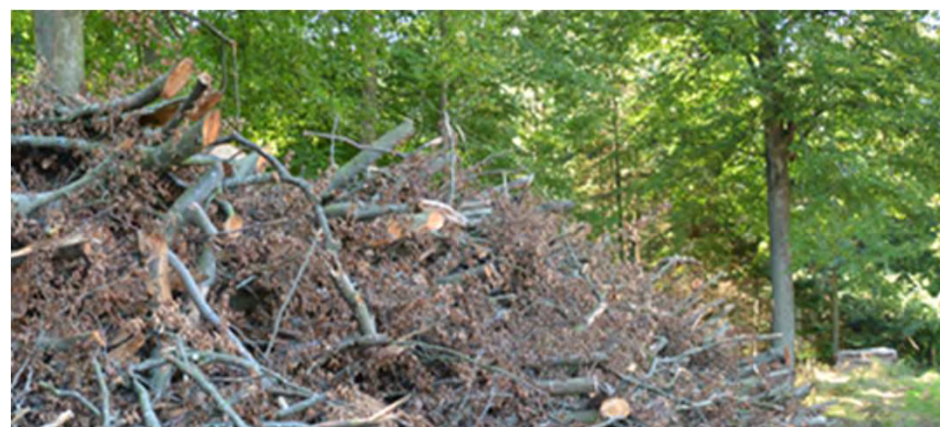
CO₂-beregninger og -regnskab i FFH50

- Der regnes på fysisk grøn omstilling og anvendes derfor ikke biogascertifikater eller certifikater for grøn strøm.
- Der regnes med gennemsnitsemmissioner for CO₂ i el til varmepumper og elkedler. El forudsættes CO₂-fri i 2050.
- For ledningsgas regnes der med gennemsnitsemmissioner ud fra forholdet mellem naturgas og biogas i nettet.
- Med udgangspunkt i at fjernvarmens biomasse er certificeret bæredygtig og lever op til lovkrav om dette, regnes der med at biomasse er CO₂-neutral.
- Der regnes med CO₂ fra den fossile del af affaldet. Over tid forudsættes denne at falde pga. udsortering af plast.
- Det er forudsat at CCS på et enkelt affaldsanlæg CO₂-regnskabsmæssigt er nok til at sikre, at den samlede affaldsvarme i hovedstaden er CO₂-neutral.
- Det er forudsat i scenarierne at negative CO₂-emissioner, dvs. lagring af biogen CO₂, belønnes med prisen på CO₂-kvoter.

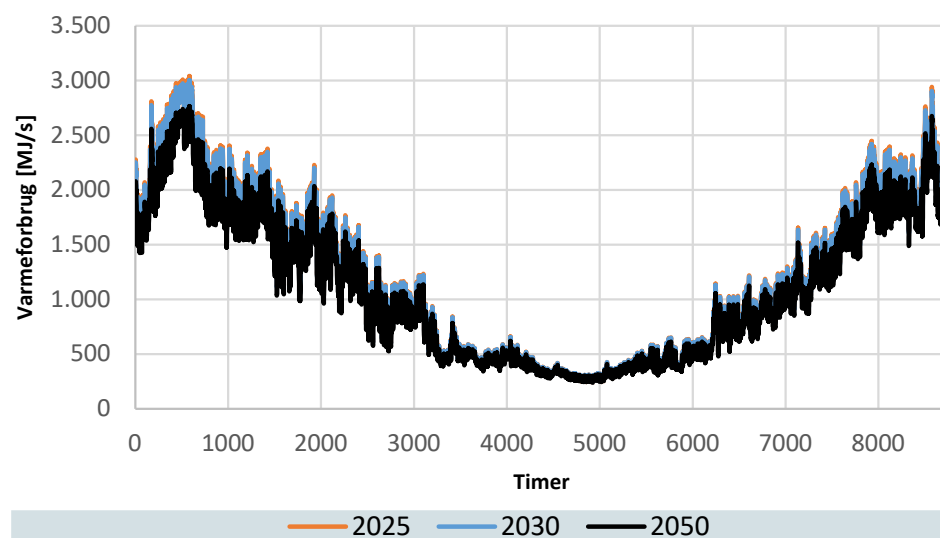
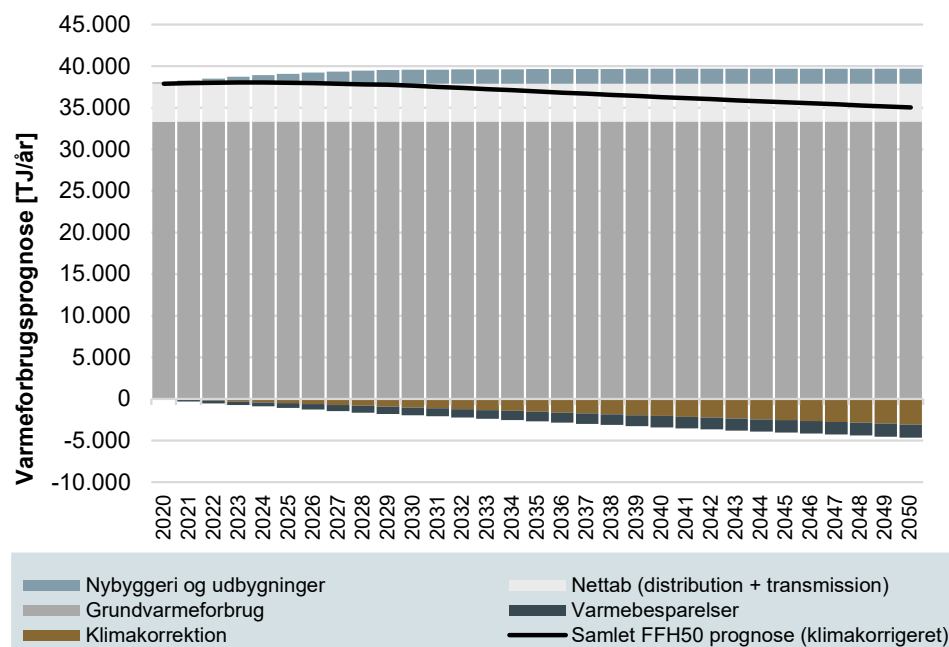
CO ₂ -emissionsfaktorer	Enhed	2025	2030	2050
Elforbrug, gennemsnit	kg/MWh	35,0	6,4	0
Ledningsgas, gennemsnit	kg/GJ	35,1	20,9	0
Affald fra Danmark	kg/GJ	27,4	15,7	15,7

Bæredygtighed af biomassen

- **Krav til bæredygtighed** defineres bl.a. af EU's direktiv om vedvarende energi fra december 2018 samt dansk lovgivning, som går videre end VE-direktivet og trådte i kraft i juli 2021.
- **Biobrændsler er certificeret**, og dokumentation verificeres uafhængigt af tredjepart og indrapporteres årligt til Energistyrelsen.
- **Krav og dokumentation** fokuserer på at sikre tilvækst i skovene, at der kun anvendes restprodukter, ansvarlig drift af skoven og beskyttelse af biodiversitet, CSR-krav til sociale forhold samt mindst muligt forbrug af fossil olie, kul og gas til forarbejdning og transport af biobrændsler.



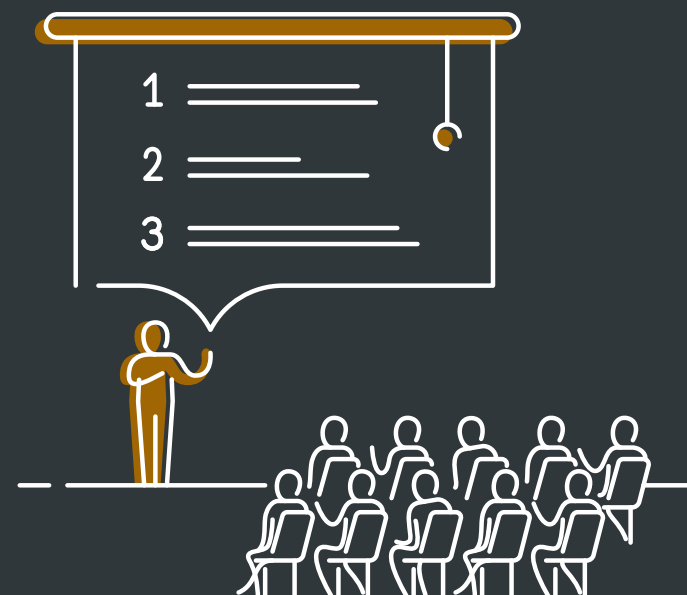
Fremtidigt fjernvarmeforbrug



- Varmeforbrugsprognosen er sammensat af prognoser fra varmeselskaberne bestående af:
 - **Grundvarmeforbrug** for eksisterende bygningsmasse i nuværende fjernvarmeområder
 - **Nettab**
 - **Varmebesparelser**
 - **Nybyggeri** i eksisterende fjernvarmeområder og besluttede udbygninger
 - **Klimakorrektion** af prognosen, så der tages højde for stigende gennemsnitstemperaturer (baseret på DMIs Klimaatlas, RCP4.5-scenariet).
- Samlet set forudsættes varmeforbruget at være næsten uændret frem mod 2030 og falde med cirka 7,5 % frem mod 2050.
- Varmeforbruget varierer meget over året - fra omkring 250 MJ/s i sommersæsonen til mellem 2700 og 3000 MJ/s i den koldeste del af vintersæsonen.

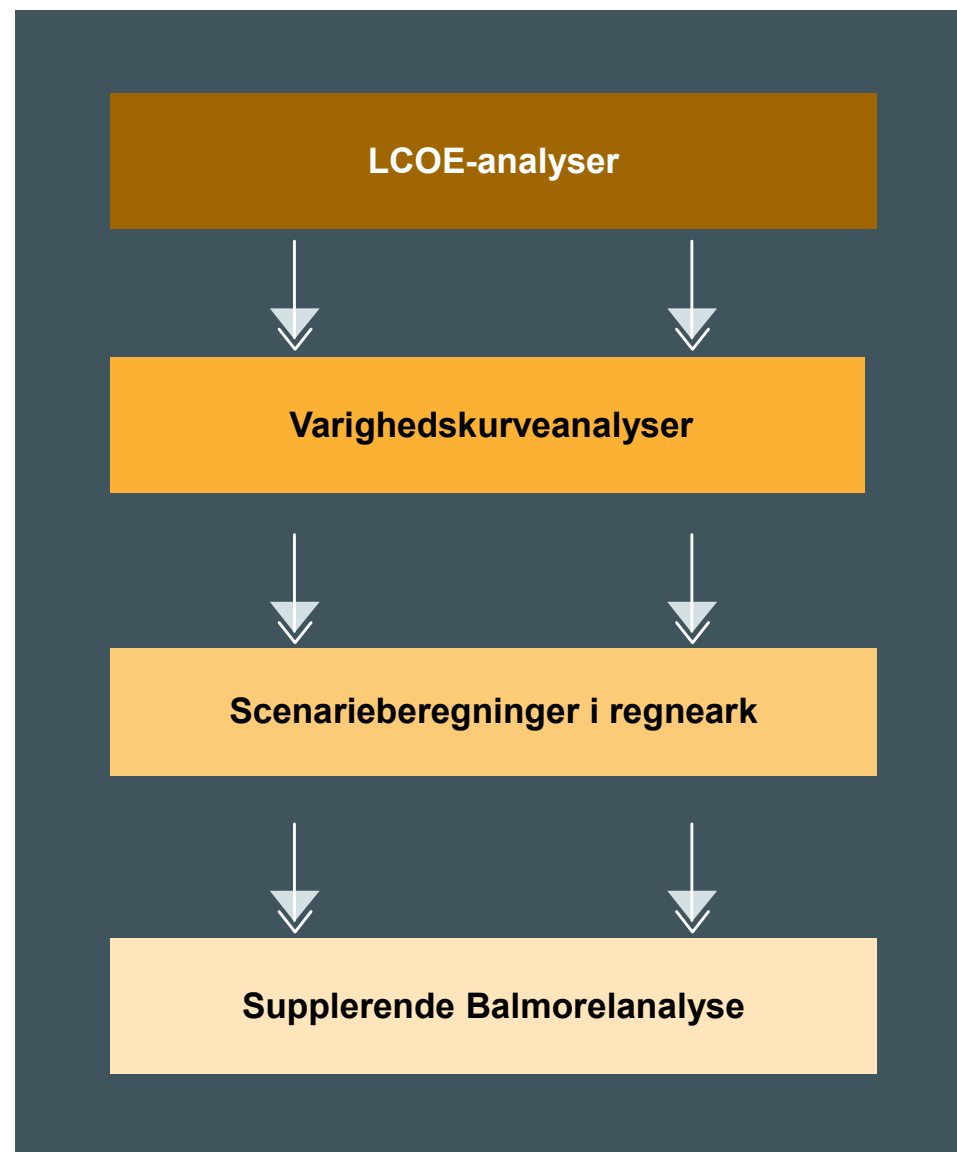
FFH50 hovedresultater

Scenarierne hovedresultaterne for 2050, 2030 og 2025



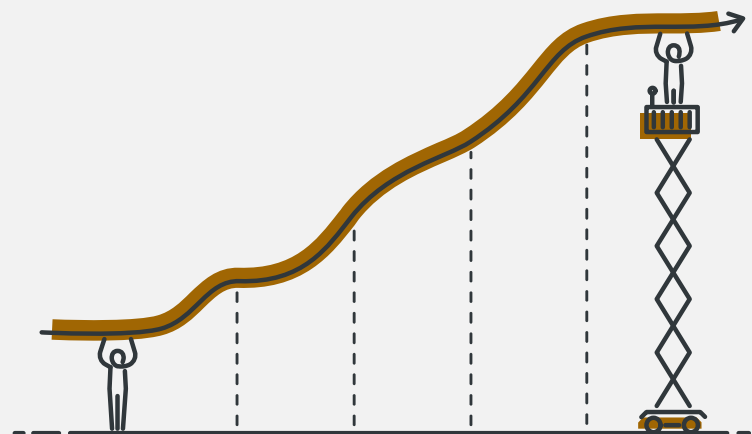
Proces og regnemetode

- Som første skridt er der opstillet langsigtede produktionsomkostninger for teknologierne (LCOE).
- Data og scenarier er opstillet af FFH50. Scenarier er udviklet i en tæt dialogproces mellem Ea/PlanEnergi og FFH50's Teknologi- og Systemgruppe.
- For at sikre transparens og mulighed for hurtig gennemregning af mange scenarier er der anvendt et nyudviklet varighedskurveværktøj til scenarieanalyser.
- Der er regnet på nedslagsår i 2025, 2030 og 2050 for at vise billeder af fremtiden – ikke forløbet herimellem.
- Detaljerede systemsammenhænge er efterfølgende analyseret i den mere avancerede systemmodel Balmorel for at verificere resultater fra varighedskurvemodellen.
- Endelig er der gennemført timebaserede systemberegninger i Balmorel for at kunne analysere værdien af varmelagre og af sammenkobling af net.



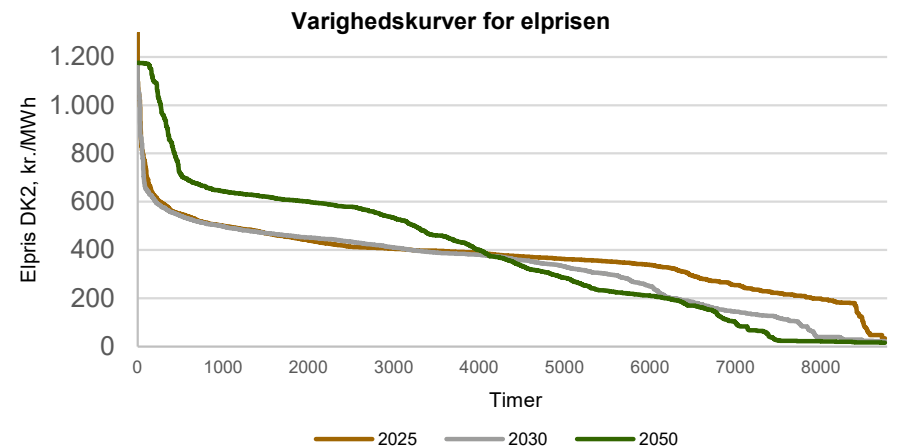
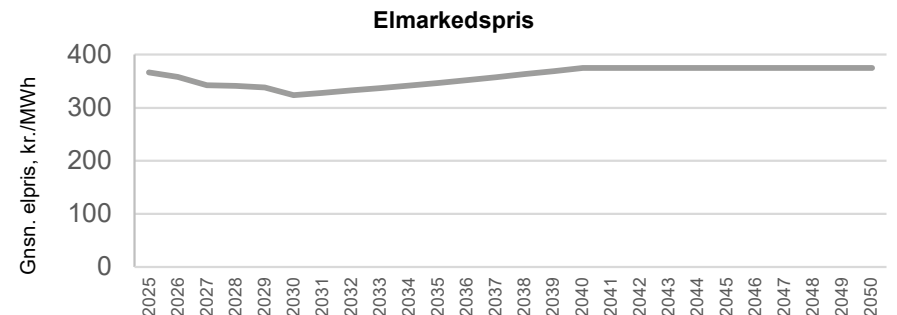
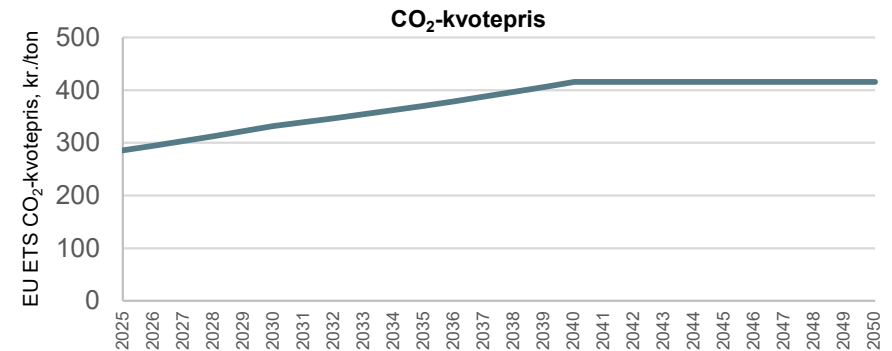
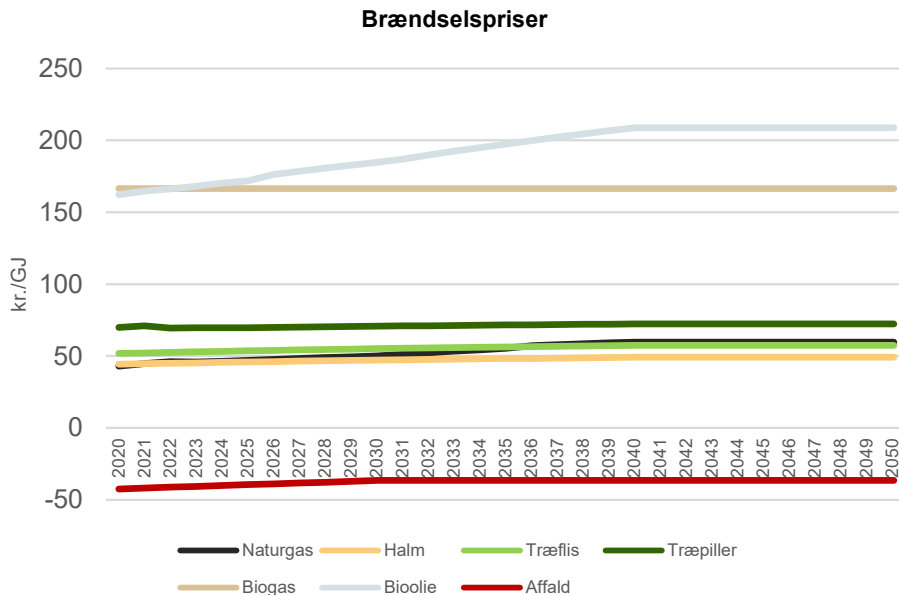
Forudsætninger for scenarierne (udvalgte)

- I grundscenariet forventes fjernvarmeforbruget i hovedstadsområdet at ligge på ca. 38 PJ i 2025 (lidt højere end i dag) for herefter gradvist at falde til 37 PJ i 2030 og 35 PJ i 2050.
- Der er regnet med, at nettet ændres til lavtemperaturfjernvarme i 2050.
- For CCS regnes der i udgangspunktet med, at rammerne justeres, så negative CO₂-emissioner belønnes med betaling på samme størrelse som kvoteprisen. Der er endvidere regnet med, at der betales affaldsvarmeafgift for den ekstra varme fra CO₂-fangsten fra affaldsvarme.
- Kapacitetsudvikling for affald defineres i scenarierne. Det forudsættes, at der er affald til rådighed til fuld udnyttelse af kapaciteten, hvis det er økonomisk. Brændselsprisen på affald regnes som en negativ brændselsomkostning, som svarer til modtagegebyret for affald. Dette antages at være 450 kr./ton i 2030 og 2050.
- Omkostninger i scenarierne opgøres som samlede systemomkostninger for el-, affalds- og fjernvarmeanlæggene i hovedstadsområdet. Der er ikke i opgørelse af omkostninger taget hensyn til kontraktforhold mellem el- og varmesiden.
- Varme fra PtX-anlæg prissættes efter beregnet systemomkostning for den alternative varmeproduktion.



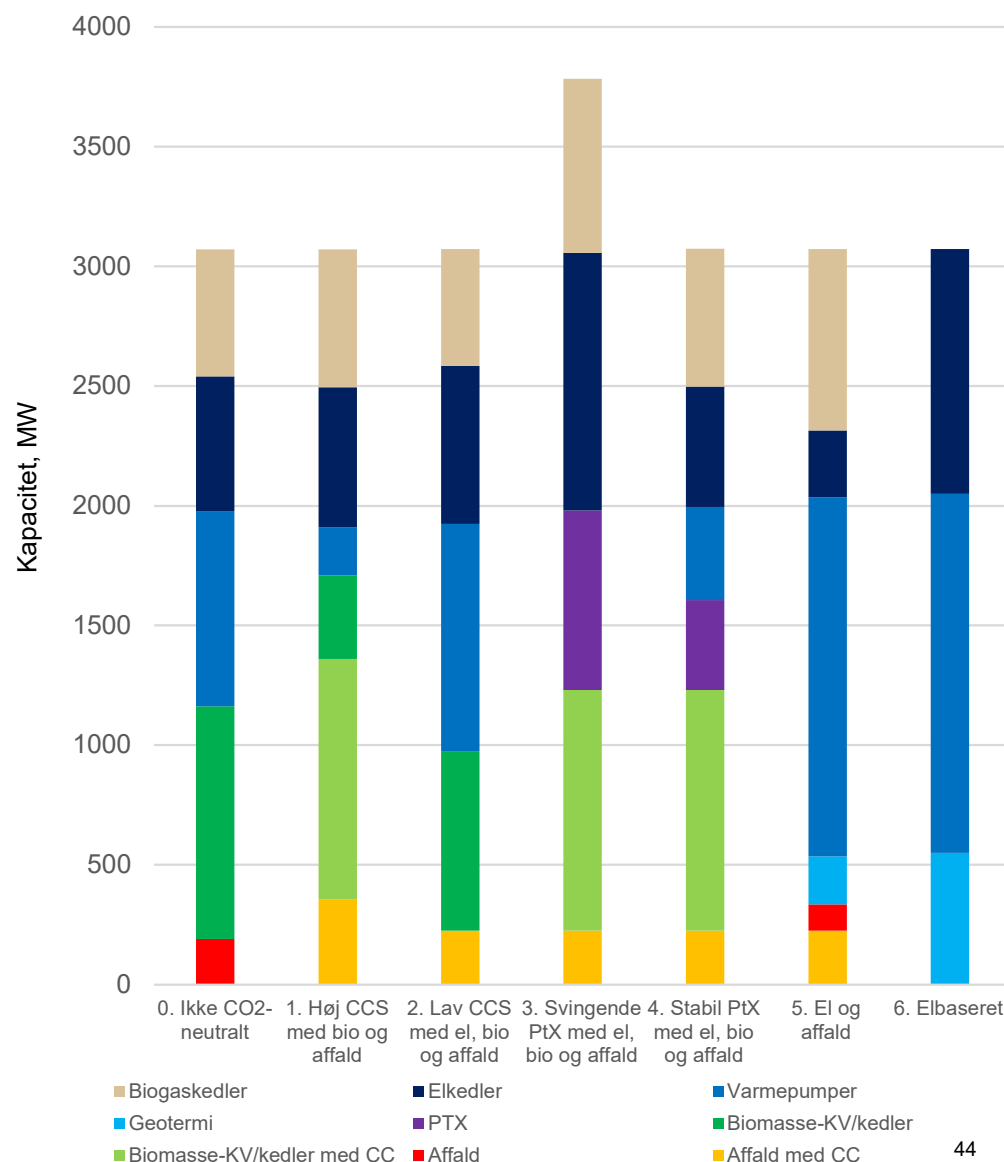
Forudsætninger om elmarkedspris, CO₂-kvotepris, brændselspriser og elnettariffer

- Elpriser, CO₂-kvotepriser og brændselspriser har stor indflydelse på fjernvarmens omkostninger og optimale løsninger. En række af Energistyrelsens forudsætninger er anvendt sammen med varmeselskabernes egne vurderinger.
- Forudsætninger for el, gas og CO₂ afviger en del fra dagens priser, som er steget kraftigt på det seneste. Priserne forudsættes at falde igen og følge den langsigtede tendens.
- I scenarier med højt elforbrug er fremtidens elnettariffer vigtige. Der er forudsat en opdeling på en energi- og en kapacitetstarif. Afbrydelige elkedler antages fritaget for kapacitetstariffen på eltransmissionsniveauet.



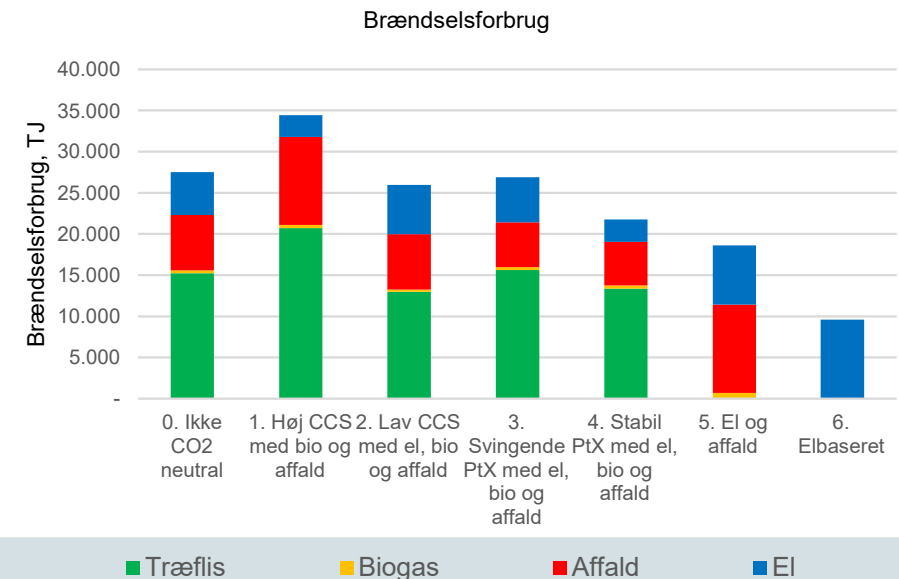
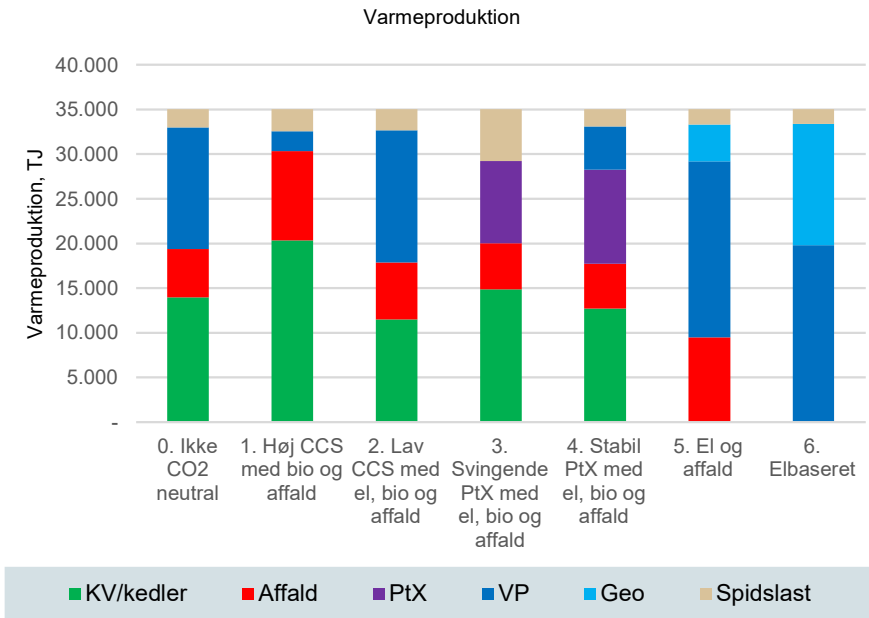
Kapacitetssammensætning i scenarierne for 2050

- I 2050 er der betydelig variation mellem scenarierne. Fra ca. 85% grundlastkapacitet på affald og biomasse i ét scenarie til 0% i et andet scenarie.
- Anvendelse af affald varierer betydeligt på tværs af scenarierne. I det elbaserede scenarie (scenarie 6) er der ingen affaldsforbrænding i hovedstadsområdet, mens der i scenarie 1 og 5 er 350 MW affaldsvarmekapacitet. Til sammenligning er der i dag ca. 450 MW affaldsvarmekapacitet.
- De fleste scenarier har CO₂-fangst på ét affaldsanlæg. I scenarie 1 med høj CCS-udrulning er der CCS på fire affaldsovne og to biomasseblokke. Den ekstra varmeproduktionskapacitet fra CO₂-fangsten udgør 35 MW og 200 MW i scenarier med hhv. lav og høj CCS.
- Varmepumpekapaciteten varierer fra 200 MW i scenariet med størst udbredelse af CCS (scenarie 1) til op til over 2.000 MW i det elbaserede scenarie (scenarie 6). Varmepumper udnytter flere forskellige varmekilder og tilsluttes på både distributions- og transmissionsniveau.
- I scenarier med PtX (scenarie 3 og 4) leveres hhv. 750 MW overvejende svingende varmeproduktion og 375 MW mere stabil (konstant) varmeproduktion.
- Der tages udgangspunkt i, at spidslast består af en blanding af elkedler og gaskedler med biogas. I det elbaserede scenarie (scenarie 6) anvendes 100% elkedler.



Markant forskel på varmeproduktion og brændselsforbrug i scenarier 2050

- Varmeproduktionen fra varmepumper og geotermi varierer fra ca. 5% helt op til ca. 95%.
- Biomasseforbruget varierer fra 21 PJ i scenarie 1 ned til ingen biomasseanvendelse i scenarie 5 og 6. I dag anvendes godt 30 PJ.
- Der forbrændes mellem 0 PJ og ca. 11 PJ affald i scenarierne, mest i scenariet med størst udbredelse af CCS (scenarie 1) og scenariet med el og affald (scenarie 5). Der er stor forskel mellem scenarierne på, hvor stor en del af den danske affaldsforbrænding, som sker i hovedstadsområdet.

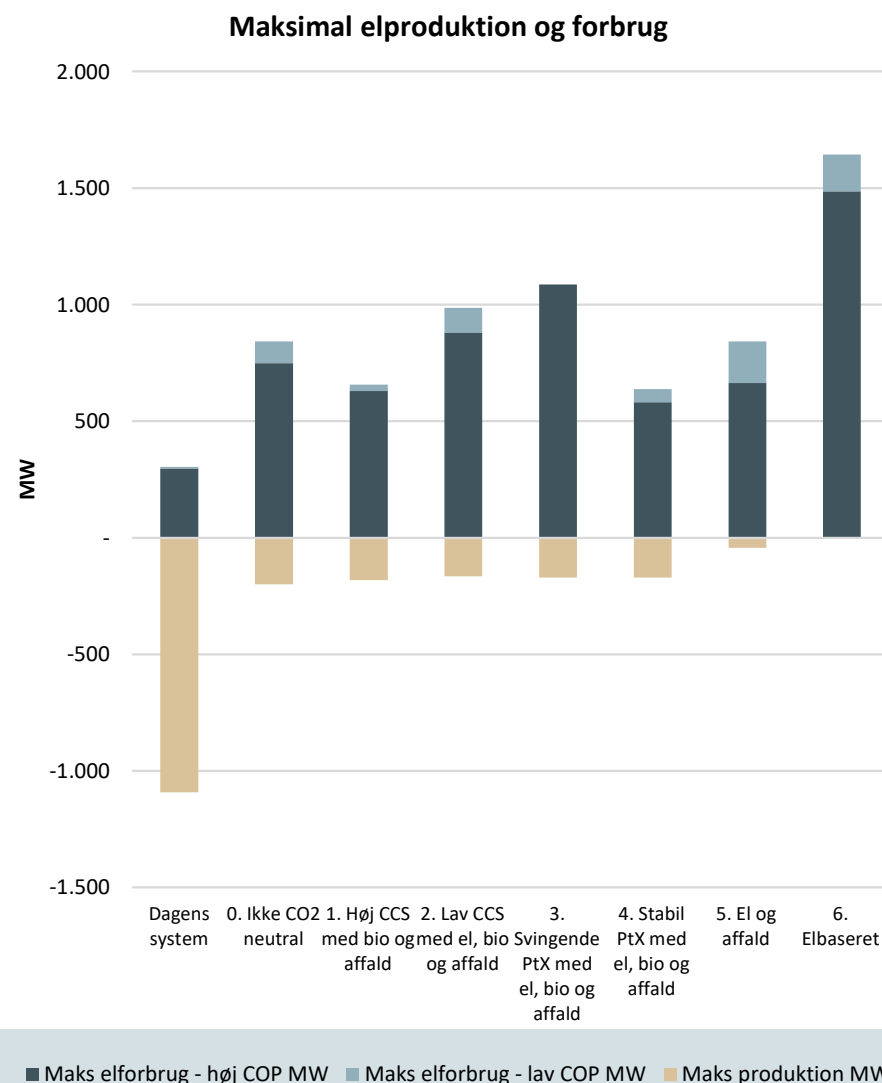
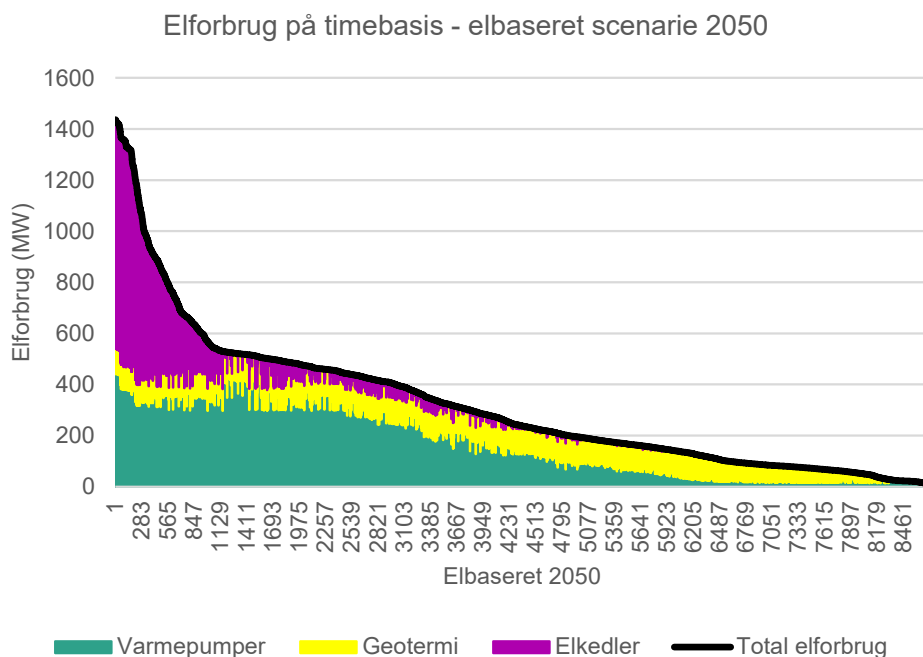


Elforbrug til PtX-anlæg er ikke medtaget i figuren

Fjernvarmesystemet går fra elproducent til elforbruger

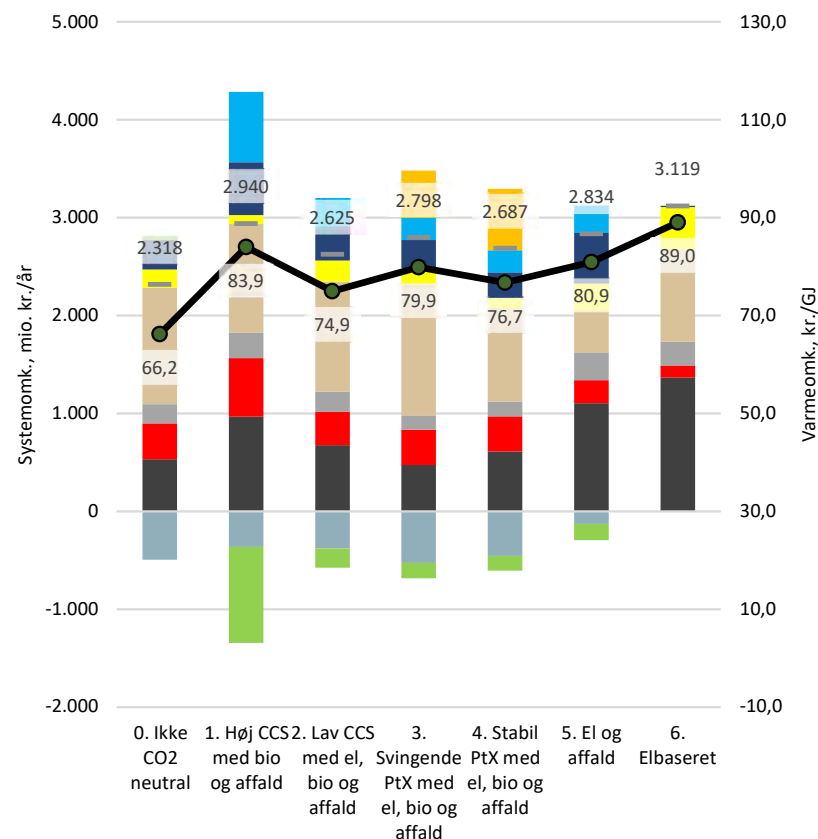


- I alle scenarier reduceres elproduktionskapaciteten markant i forhold til i dag.
- I scenarier med termiske anlæg antages en del af biomassekapaciteten i 2050 at være kedelanlæg og ikke kraftvarme.
- Elforbruget til elvarmepumper og elkedler øges kraftigt.
- Systemet går fra primært at være elproducent til primært at være elforbruger.
- Elforbruget i scenarierne er 0,7 TWh – 2,7 TWh.



Systemomkostninger for 2050

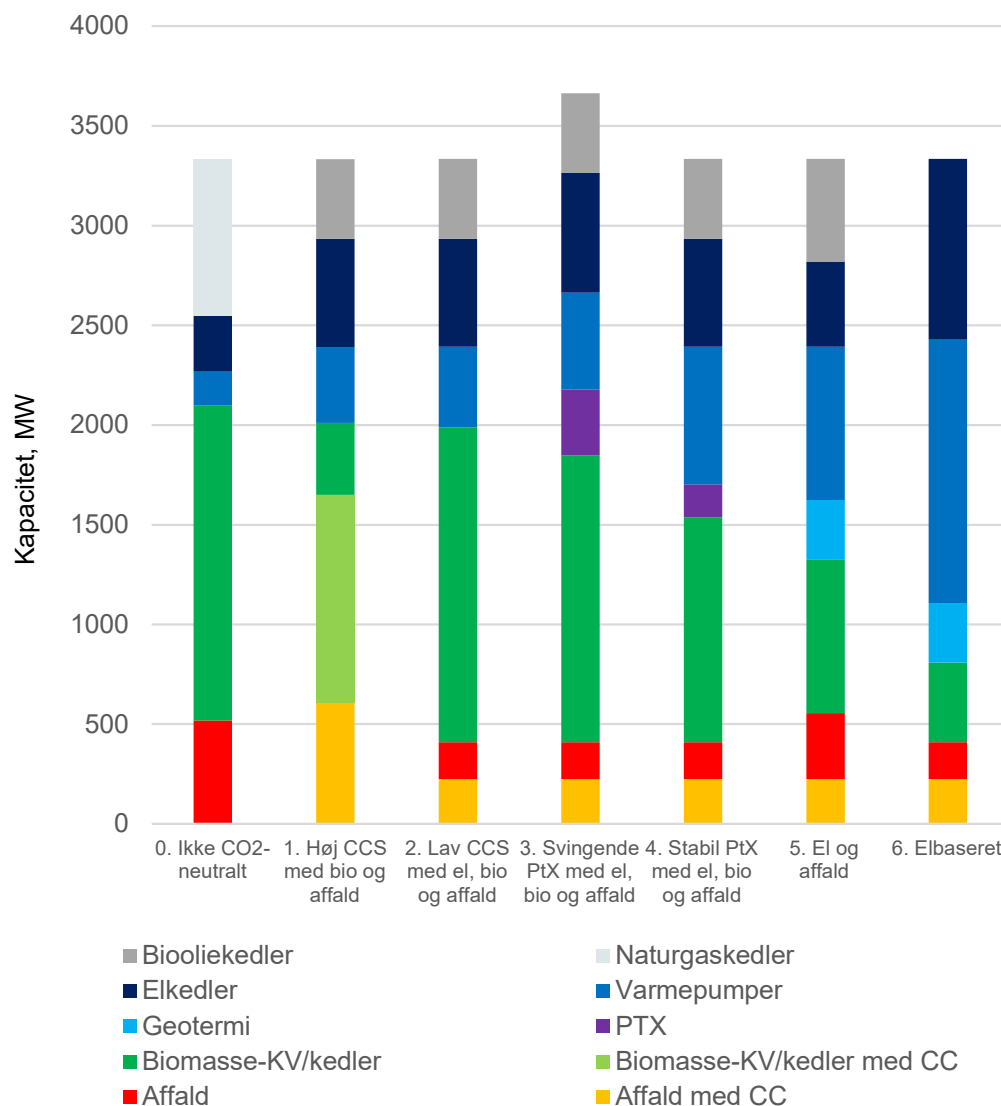
- Omkostninger for flere af de grønne scenarier ligger på 75-80 kr./GJ.
- I 2050 peger analyserne på, at scenarie 2 med en kombination af el, bio og affald kan levere varme med de laveste omkostninger for systemet.
- Hvis CO₂-negativitet fra CCS belønnes med CO₂-kvoteprisen, er systemomkostningen beregnet til at være ca. 30 % dyrere for udbredt CCS, med infrastruktur til rørbunden transport af CO₂ frem til CO₂-lagrene, end omkostningerne i det ikke CO₂-neutrale scenarie. Såfremt rammerne ikke ændres, så man ikke får belønning med CO₂-kvoteprisen, vil CCS scenariet have 70 % højere systemomkostninger end det ikke CO₂-neutrale scenarie. Ved en forøgelse af CO₂-prisen til 1.000 kr./ton vil scenarie 1 være ca. 30 % billigere end det ikke CO₂-neutrale scenarie.
- Det elbaserede scenarie vil have 35 % højere systemomkostninger end det ikke CO₂-neutrale scenarie. I dette scenarie er alle elkedler indregnet som uafbrydelige, da varmforsyningssikkerheden kun sikres ved enstrenget strategi med elkedler. I forhold til scenarie 2 indikerer beregningerne, at systemomkostningerne kun er ca. 20 % højere. Der er dog forudsat udbygning med en betydelig kapacitet geotermi med relativt høje omkostninger, som muligvis kan erstattes af billigere varmepumpetyper ved optimering af systemet.
- En-parameteranalyser viser, at flerstrengede systemer er mest økonomisk robuste.



Note: I system- og varmeomkostningerne indgår omkostninger til CCS, som ikke kan forudsættes indregnet i varmepriserne.

Kapacitetssammensætning i scenarier for 2030

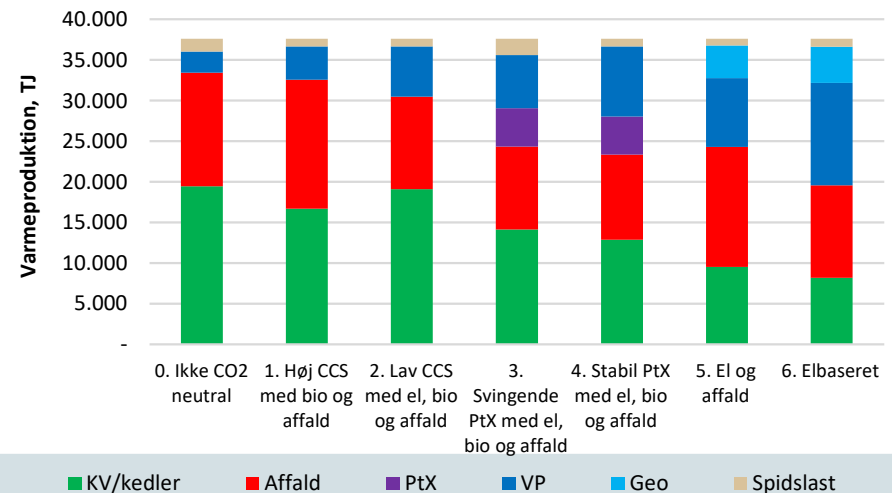
- I det ikke CO₂-neutrale scenarie (scenarie 0) og i scenariet med lav CCS, el, bio og affald (scenarie 2) bevares alle de eksisterende biomasseanlæg.
- I de øvrige scenarier udfases 1-3 biomasseanlæg.
- I det ikke CO₂-neutrale scenarie (scenarie 0), i scenariet med udbredt CCS (scenarie 1) og i scenariet med el og affald (scenarie 5) bevares alle de eksisterende affaldsovne
- I scenarie 2, 3, 4 og 6 udfases to affaldslinjer.
- I det elbaserede scenarie (scenarie 6) etableres der over 1.500 MW varmepumper og geotermi inden 2030.
- Baseret på en række forskellige varmekilder og indpasses på både distributions- og transmissionsniveau.
- I de to scenarier med PtX (scenarie 3 og 4) leveres hhv. 330 MW overvejende svingende varmeproduktion og 165 MW mere stabil (konstant) varmeproduktion.
- Spidslast baseres på kombination af elkedler, træpillekedler og biooliekedler.



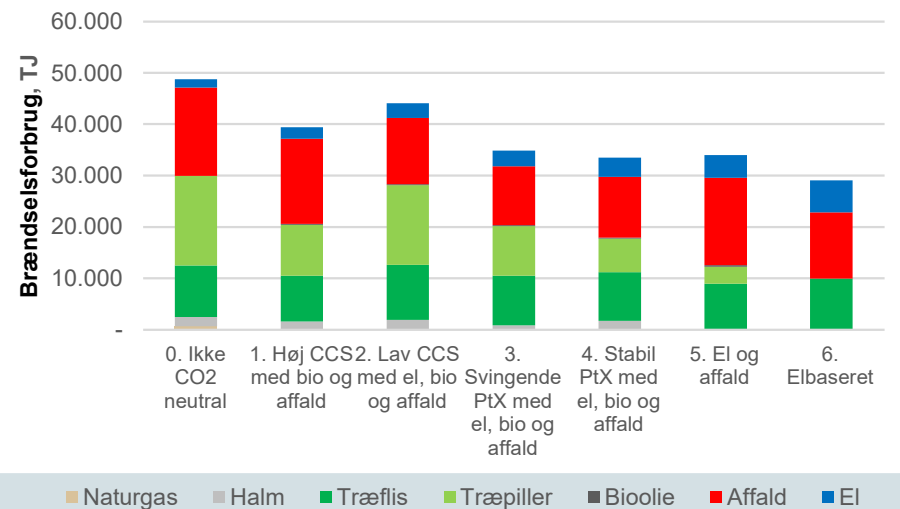
Allerede i 2030 ses en betydelig variation i varmeproduktionen

- 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 i nogle scenarier stammer fra affald og biomasse, mens denne produktion falder til 50% og erstattes af varmepumper og geotermi i det elbaserede scenarie (scenarie 6). Varmepumpernes andel af varmeproduktionen varierer fra under 10% til ca. 45% af varmeproduktionen i det elbaserede scenarie.
- Biomasseanvendelse i scenarierne varierer mellem ca. 10 PJ og ca. 30 PJ.
- I scenarierne forbrændes ca. 1,1-1,6 mio. ton affald i hovedstaden i 2030. Jf. Energistyrelsens fremskrivning forventes de danske affaldsmængder i 2030 at udgøre 2,6 mio. ton. Dette svarer til, at hovedstadsområdet i scenarierne forbrænder 42-62% af Danmarks affald i 2030.

Varmeproduktion



Brændsels- og elforbrug

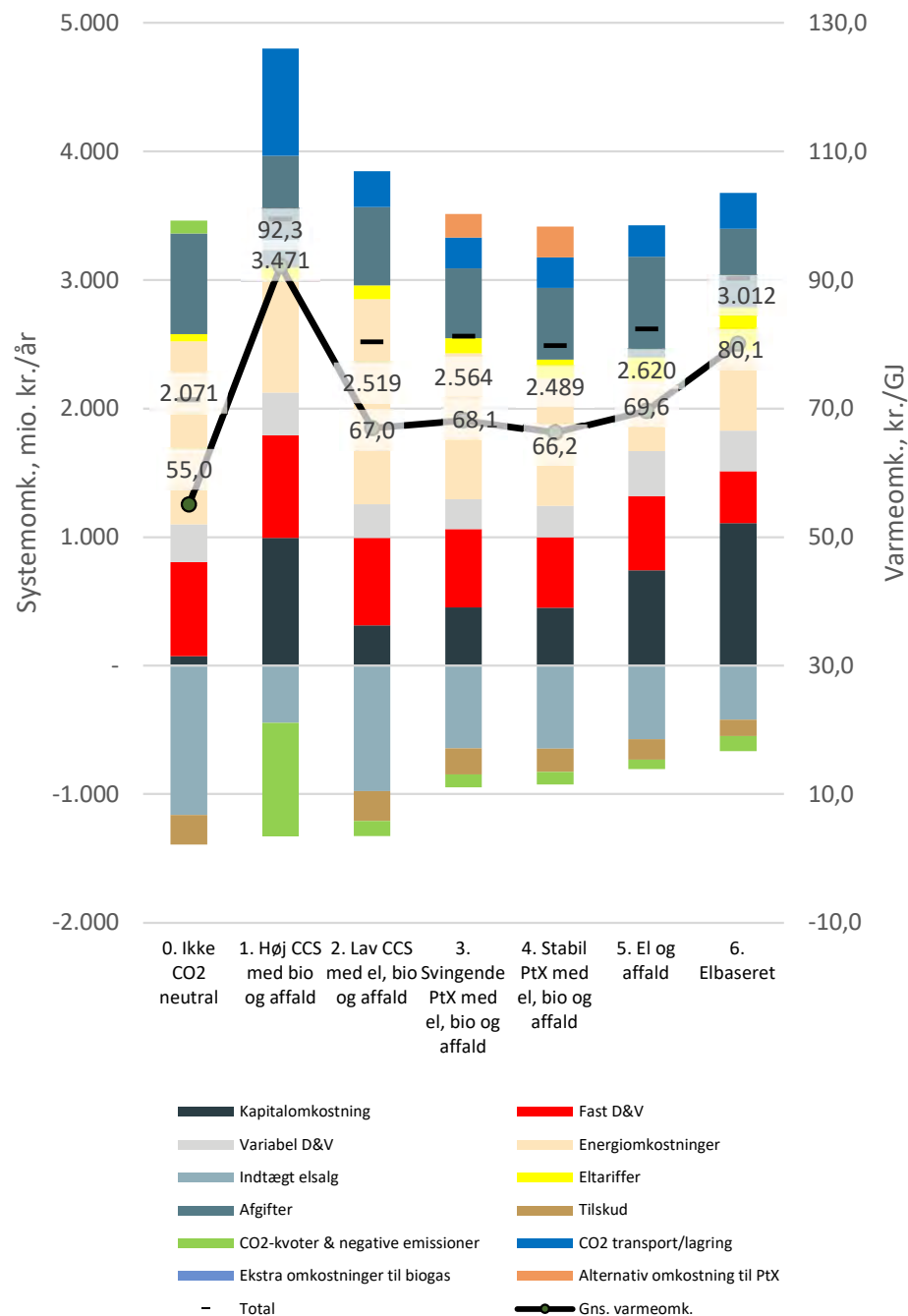


Elforbrug til PtX-anlæg er ikke medtaget i figuren

Systemomkostninger for 2030

- Omkostningerne i alle de grønne scenarier er højere end i det ikke CO₂-neutrale scenarie.
- Omkostningerne ligger tæt for flere af scenarierne (scenarie 2, 3, 4 og 5).
- Der er betydelige meromkostninger forbundet med etablering af CCS på alle affaldsanlæg og to biomasseanlæg (scenarie 1). Det kan dog give mulighed for betydelig CO₂-reduktion.
- Det elbaserede scenarie (scenarie 6) har også højere omkostninger. Dette hænger sammen med, at der ved stor udbredelse af varmepumper også skal etableres dyrere varmepumpetyper (som fx geotermi og luft- og havvandsvarmepumper med leverance til transmissionsnettet).

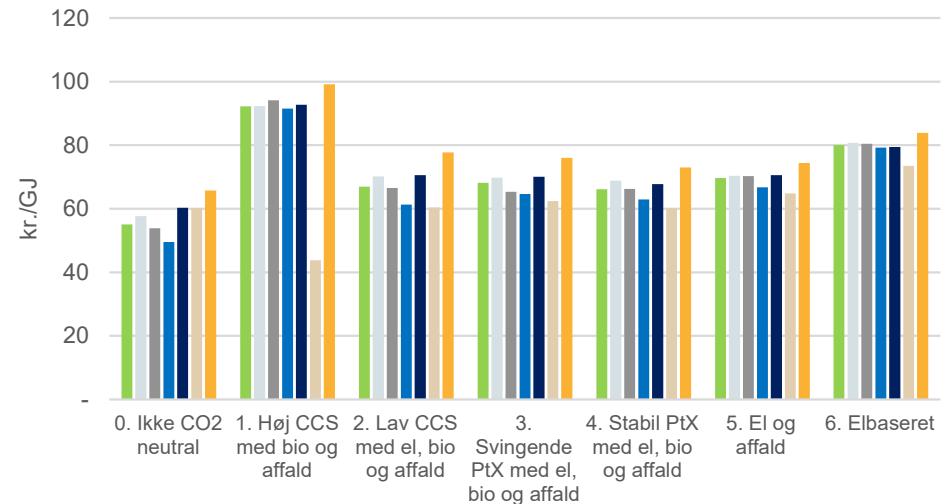
Note: I system- og varmeomkostningerne indgår omkostninger til CCS, som ikke kan forudsættes indregnet i varmepriserne.



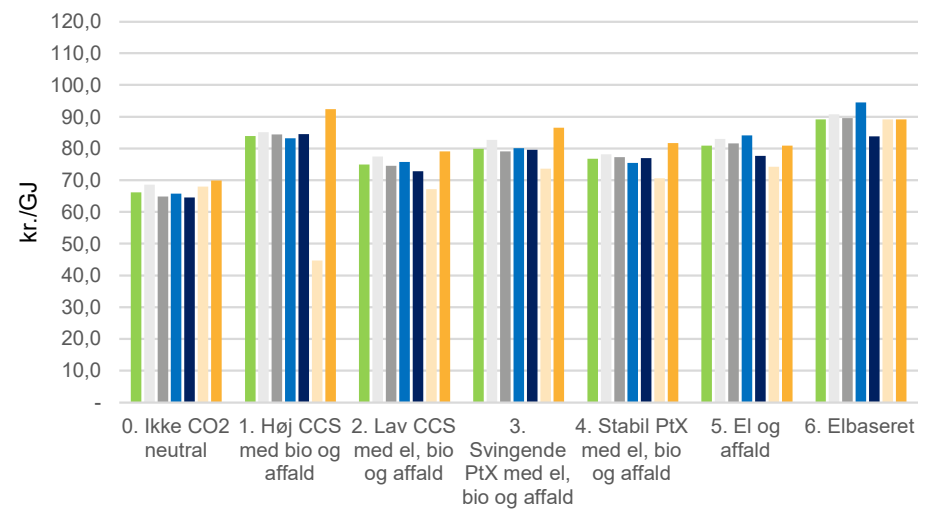
Scenarierne er robuste over for ændringer i rammer og forudsætninger

- Generelt er scenarierne ret robuste over for ændringer i forudsætningerne.
- Den største ændring er i scenariet med høj CCS (scenarie 1), når CO₂-prissætningen ændres. Her reduceres omkostningerne markant. Det viser, at CCS er meget følsomt over for fremtidig betaling for CO₂. I den valgte følsomhedsanalyse med en betaling/tilskud i form af CO₂-pris på 1.000 kr./ton halveres varmeproduktionsomkostningerne.
- Scenarier med kombination af flere teknologier er generelt robuste over for ændringer i elprisen. Scenarier med meget stor udbredelse af eldrevne teknologier er følsomme over variationer i elprisen.
- I 2030 er scenarierne følsomme over for forøgelse af biomasseprisen. Følsomheden reduceres i 2050, når en del af biomasseforbruget reduceres i takt med, at andre varmekilder etableres.

Gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger - 2030



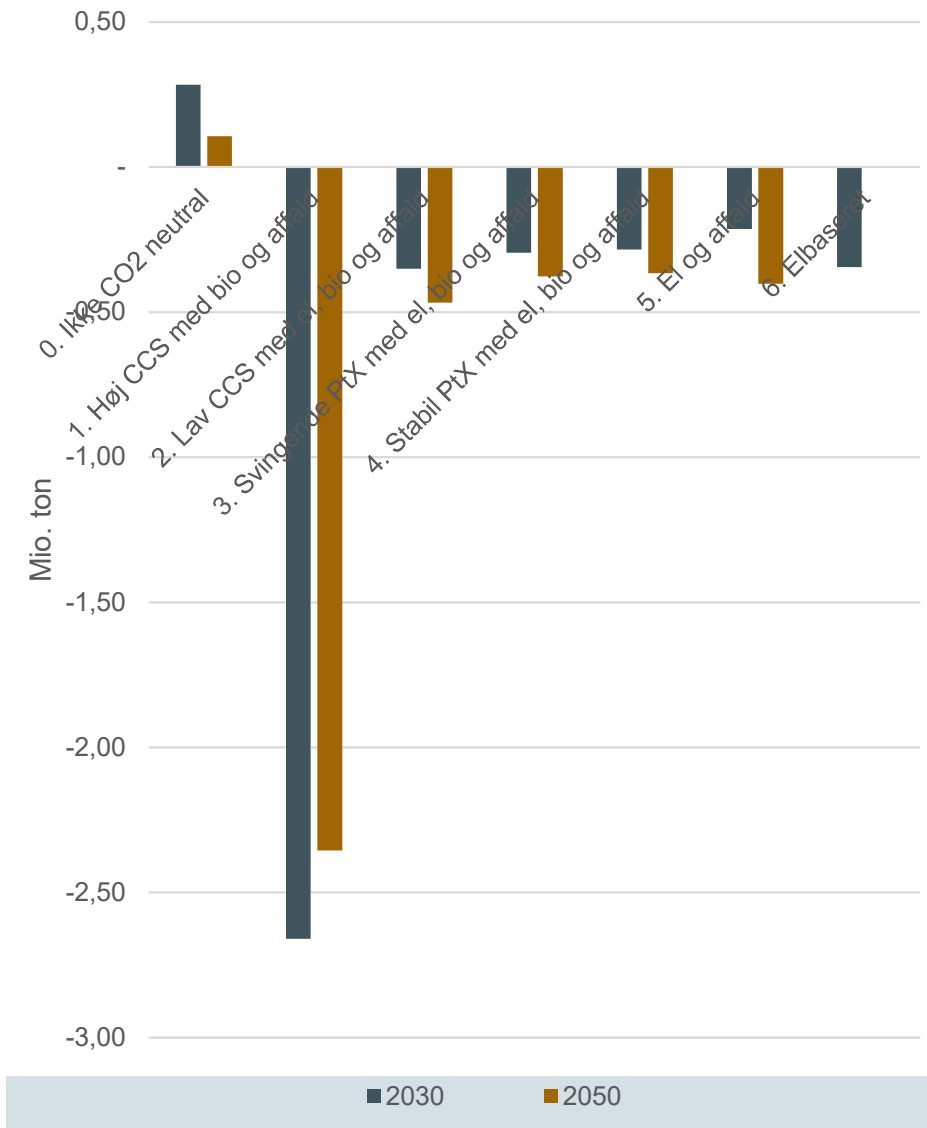
Gennemsnitlige varmeproduktionsomkostning - 2050



■ Baseline
■ +20% elpris
■ +15 kr./GJ biomasse
■ Højere varmebehov
■ -20% elpris
■ Lavere varmebehov
■ Højere CO2pris

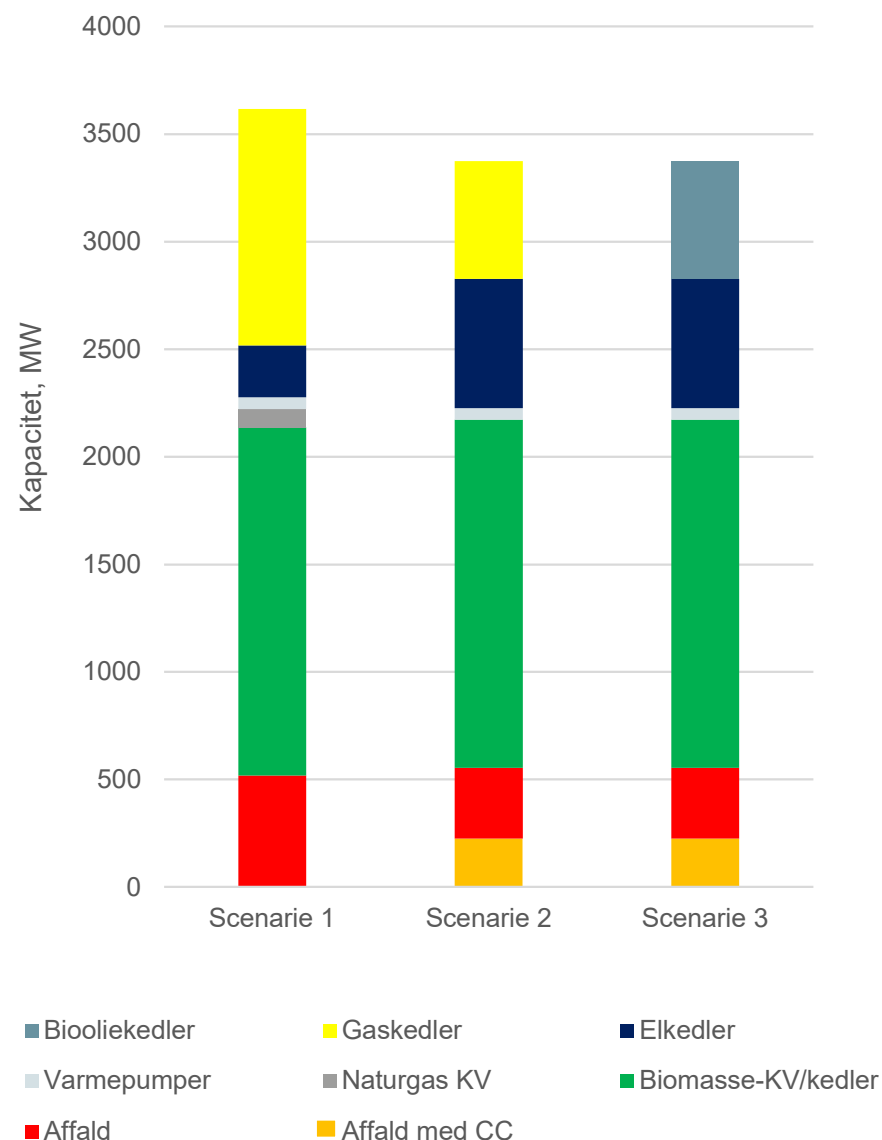
Negative CO₂-emissioner i alle scenarier i 2030 og 2050

- I alle scenarierne 1-6 opnås CO₂-neutral forsyning i både 2030 og 2050.
- I alle scenarier med affaldsforbrænding er der etableret CCS på mindst ét affaldsanlæg for at kompensere for emissioner ved forbrænding af den fossile del af affaldet.
- Med etableringen af CCS fanges og lagres der også CO₂ fra den biogene del af affaldet. Dermed bliver emissionen endda negativ i scenarierne.
- Med udbredt etablering af CCS (scenarie 1) kan der opnås reduktion på helt op mod 2,7 mio. tons/år fra anlæg i hovedstadsområdet. I 2050 opnås en negativ CO₂-emission på op til 2,4 mio. ton.



Kapacitetssammensætning i scenarier for 2025

- Som udgangspunkt for udviklingen af fjernvarmesystemet på mellemlangt og langt sigt (2030 og 2050) er der opstillet tre scenarier for 2025.
- Systemet i 2025 minder meget om dagens system med fortsat drift på de fire store biomassefyrede kraftvarmeblokke (AMV og AVV) og de tre store affaldsanlæg.
- Dertil kommer 55 MW besluttede varmepumper. Der er ikke undersøgt yderligere udbygning af varmepumper og anden grundlastkapacitet, da fokus er på omstilling af spids- og reservelasten.
- I 2025 undersøges muligheder for CO₂-neutralitet på kort sigt:
 1. Fossilt scenarie med fortsat anvendelse af naturgas fra ledningsnettet (scenarie 1)
 2. Etablering af CCS på ét affaldsanlæg og kombination af elkedler og lokalt produceret biogas som opgraderes til naturgaskvalitet (scenarie 2)
 3. Etablering af CCS på ét affaldsanlæg og kombination af elkedler og bioolie på retro-fittede oliekedler (scenarie 3)
- I scenarie 2 og 3 undersøges kun grøn omstilling af den del af spids- og reservelasten der vil få drift i et normalt år med et gennemsnitligt varmemeforbrug.

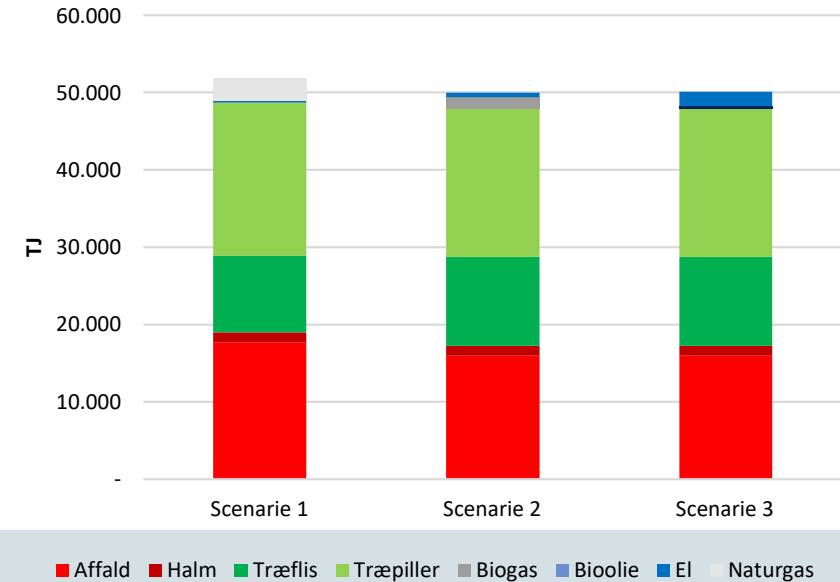


Med CCS og grøn spidslast kan varmeproduktionen være CO₂-neutral i 2025

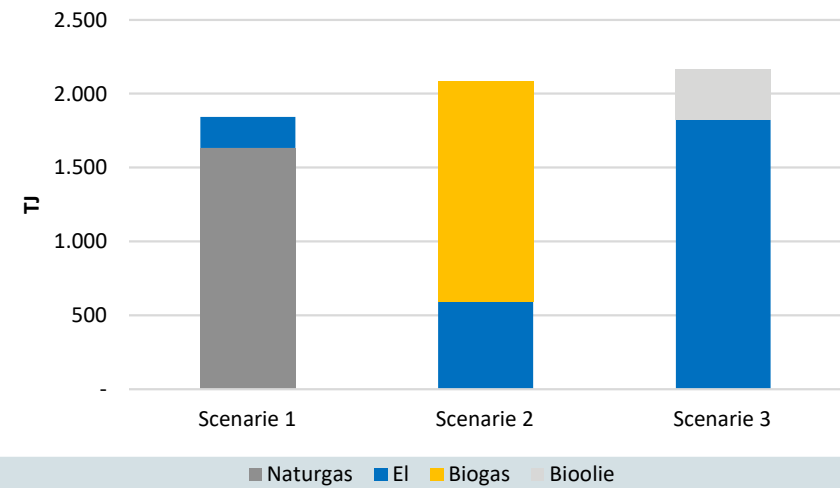


- Der er en væsentlig andel varmeproduktion fra affalds- og biomassekraftvarme i de tre scenarier da alle eksisterende anlæg forudsættes at være i drift.
- Der kan opnås CO₂-neutral varme i 2025 med CCS på ét affaldsforbrændingsanlæg og en kombination af elkedler og kedler med bioolie eller lokalt produceret biogas som brændsel.
- Meromkostningerne ved CO₂-neutral varme ligger på 3-400 mio. kr./år, hvoraf CCS udgør 70-80%. Der er stor usikkerhed om den fremtidige betaling for CO₂-reduktioner fra CCS.
- Omkostningerne er lidt lavere i scenariet med bioolie end i scenariet med anvendelse af lokalt produceret biogas. Dette er baggrunden for at der anvendes bioolie i 2030-scenarierne, mens det på sigt, i 2050, forudsættes at gas fra ledningsnettet vil være grøn.
- Det er i de CO₂-neutrale scenarier en forudsætning at den fossilt baserede reservelast som ikke omstilles, kan holdes ude af den daglige lastfordeling. Derudover forudsættes det at biogas og bioolie kan anskaffes i tilstrækkelige mængder, og at kedlerne er placeret de rigtige steder i nettet, så varmeproduktionen kan finde afsætning i mangelsituationer.

Brændselsforbrug

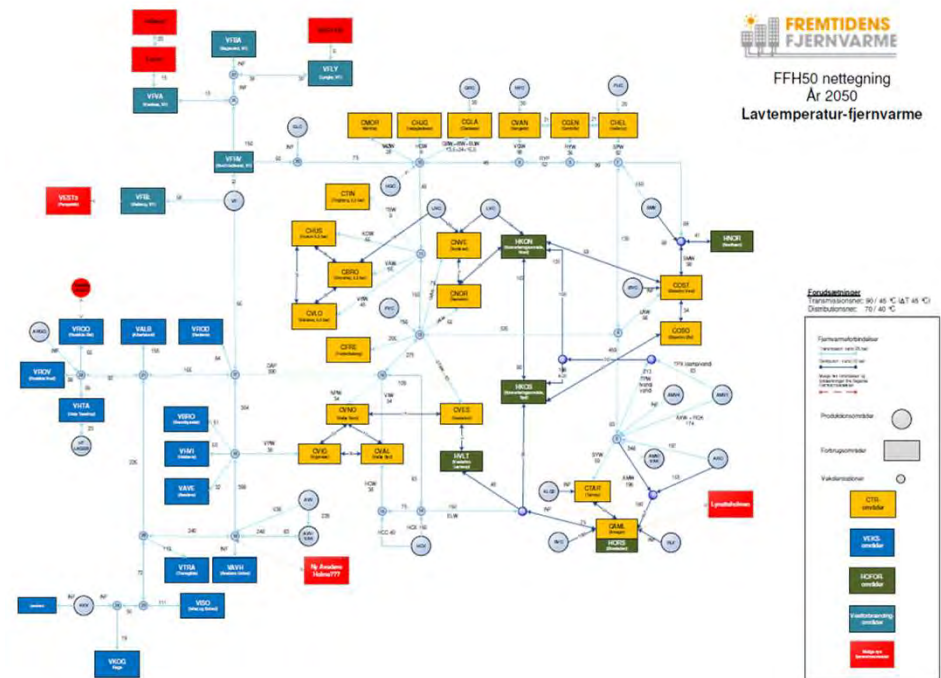


Kun spidslast

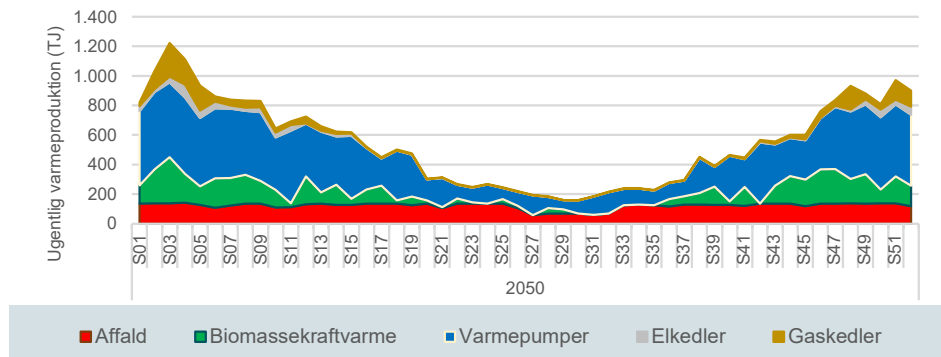


Systemsammenhænge er nærmere valideret og analyseret i Balmorel

- Særlig analyse og validering af to forhold
 - Indplacering af produktion i fjernvarmenettet – også ved lavtemperaturdrift
 - Samspil mellem elmarkedet og fjernvarmemarkedet
- Særskilte analyser af investeringer i varmelagre og behov for investeringer i netforbindelser.
- Indpasning i nettet er mulig – men kræver god planlægning og mindre investeringer i infrastrukturen.
- En dynamisk udnyttelse af elmarkederne kan reducere systemomkostningerne.



Scenarie 2

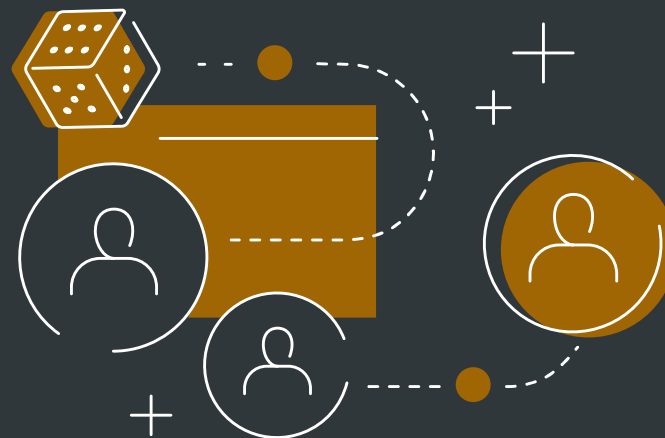


FFH50-hovedresultater

Fremtidens kunder



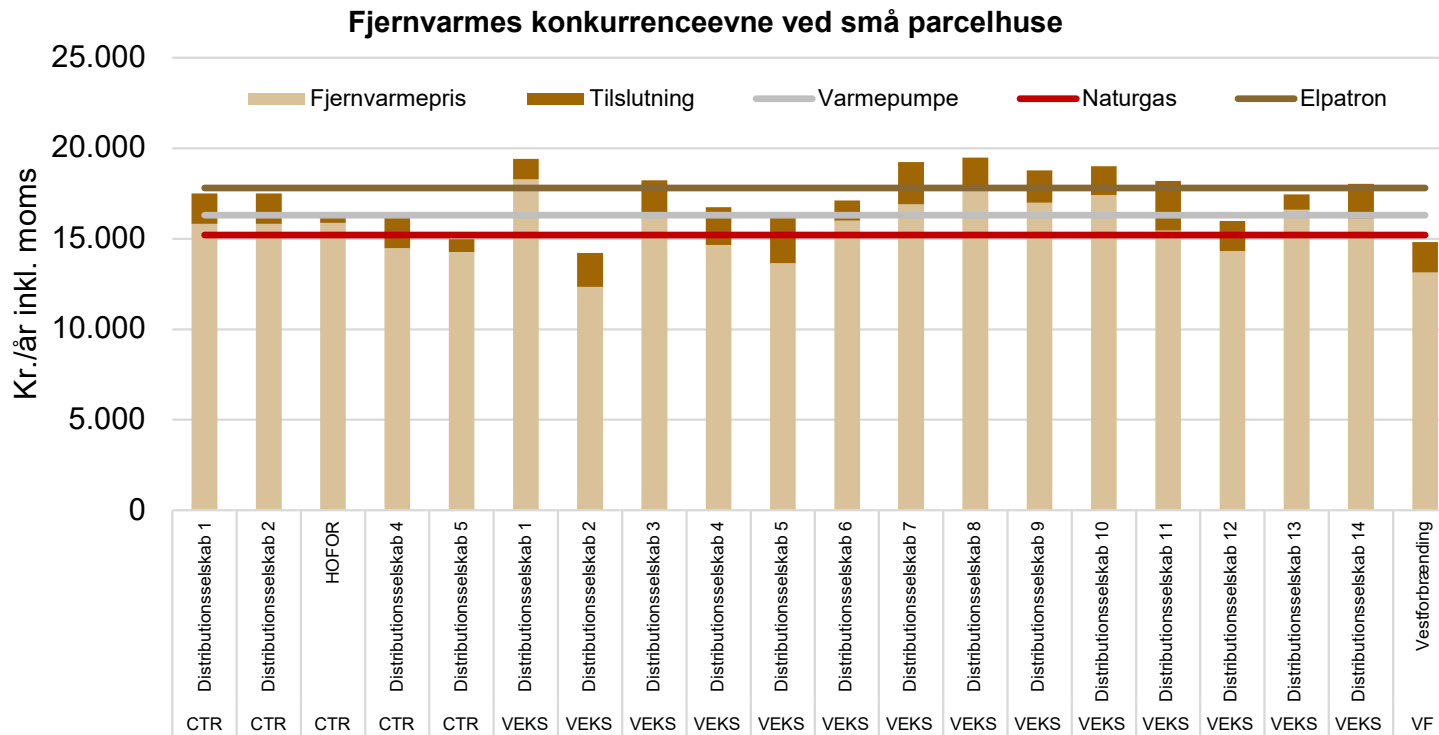
”Der skal være fokus på at fastholde fjernvarmens konkurrencedygtighed fremover, hvor der kan vælges andre varmeløsninger.”



For at fastholde konkurrenceevnen skal arbejdet med at fastholde og reducere varmepriserne intensiveres



- Fjernvarmens største konkurrent er individuelle luft til vand-varmepumper.
- Fjernvarmen er i dag konkurrencedygtig på pris ved rækkehuse og små parcelhuse, men i store parcelhuse og større bygninger kan det være billigere for kunden at installere en luft til vand-varmepumpe.



På figuren ses fjernvarmepriserne for små parcelhuse inkl. tilslutning for de 20 deltagende distributionsselskaber, forsynet fra hhv. CTR, VEKS og Vestforbrænding, sammenlignet med individuelle varmeløsninger; luft til vand-varmepumpe, naturgas og elpatron.

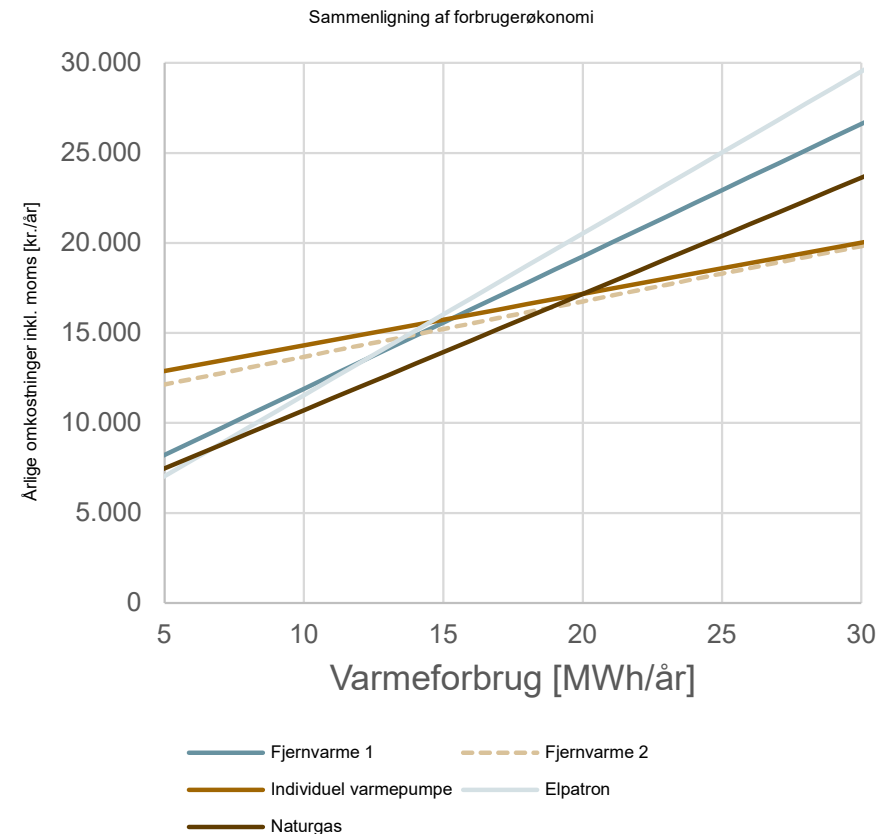
Det kan ses, at der er stor forskel på konkurrencedygtigheden for de enkelte distributionsselskaber i hovedstadsområdet.

Alle priser for de individuelle løsninger og fjernvarme er baseret på 2020 priser.

Distributionsselskabernes konkurrenceevne ved små parcelhuse (118m² og 17 MWh). Svarende til et gennemsnitligt lille parcelhus (mindre end 150 m²) i hovedstadsområdet jf. DK statistik.

Fjernvarmens prisstruktur skal tilpasses den nye konkurrencesituation

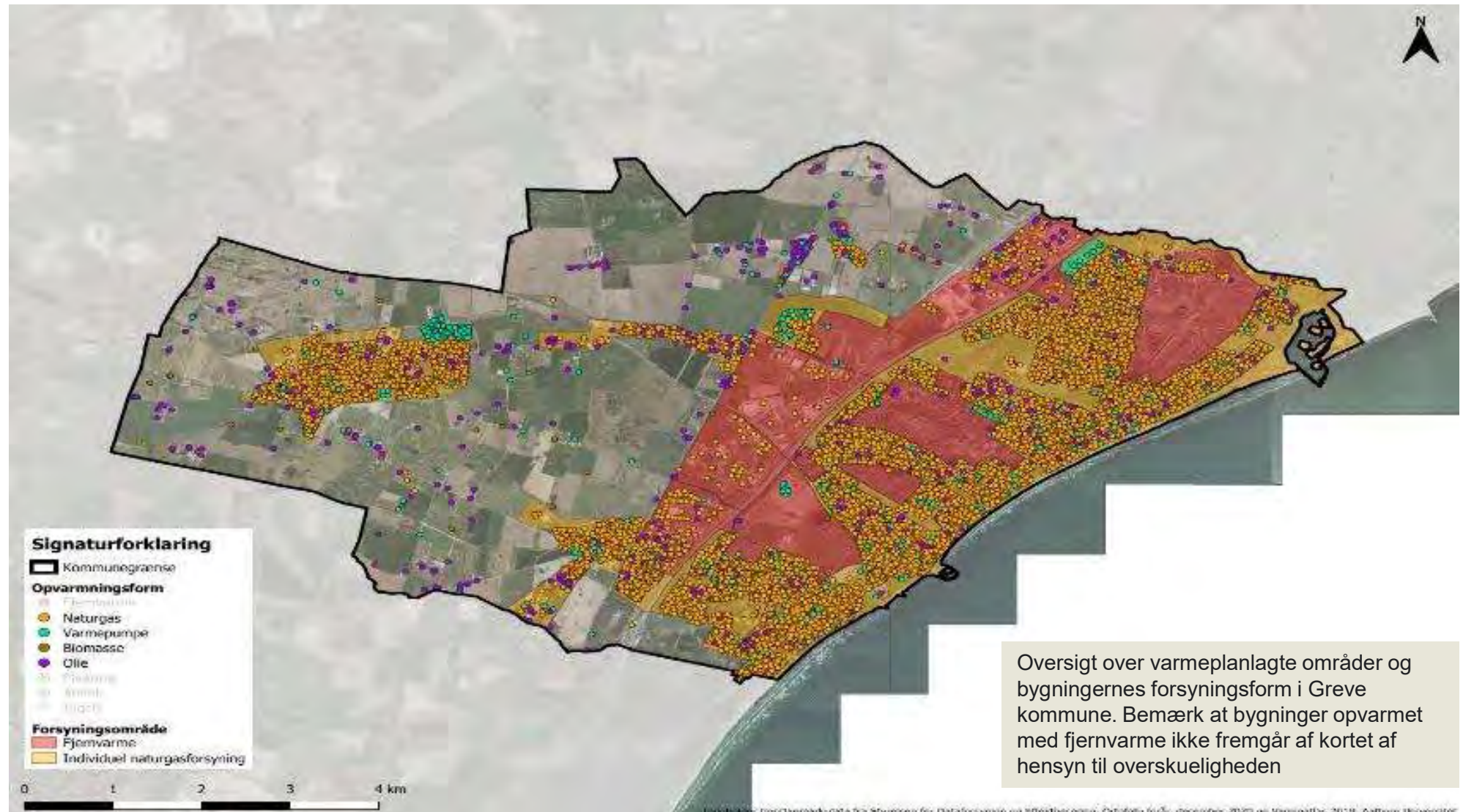
- Distributionsselskaberne i hovedstadsområdet har forskellige priser, fordelings- og incitamentsstrukturer og er derfor også i forskelligt omfang påvirket af den nye konkurrencesituation.
- En af de største udfordringer for konkurrencedygtigheden er, at omkostningsstrukturen hos mange distributionsselskaber er bygget op med en stor andel af variable og en lille andel af faste omkostninger, hvilket ikke afspejler den faktiske fordeling.
- Det kan udfordre økonomien i distributionsselskaberne ved svigtende salg og også give nogle uhensigtsmæssige incitamenter hos kunden.
- I udgangspunktet skal den samlede fjernvarmepris til kunden være konkurrencedygtig over for individuelle varmepumper både i dag og fremover.



På figuren ses varmeomkostningerne for et lille parcelhus med fjernvarme med to forskellige prisstrukturer samt de konkurrerende varmekilder som funktion af varmebehovet. Fjernvarme 1 har høje variable omkostninger, mens Fjernvarme 2 har en ligelig fordeling mellem faste og variable omkostninger.

Det samlede realistiske potentiale i konverteringsområderne i hovedstadsområdet svarer til et samlet mersalg på ca. 10% i forhold til i dag

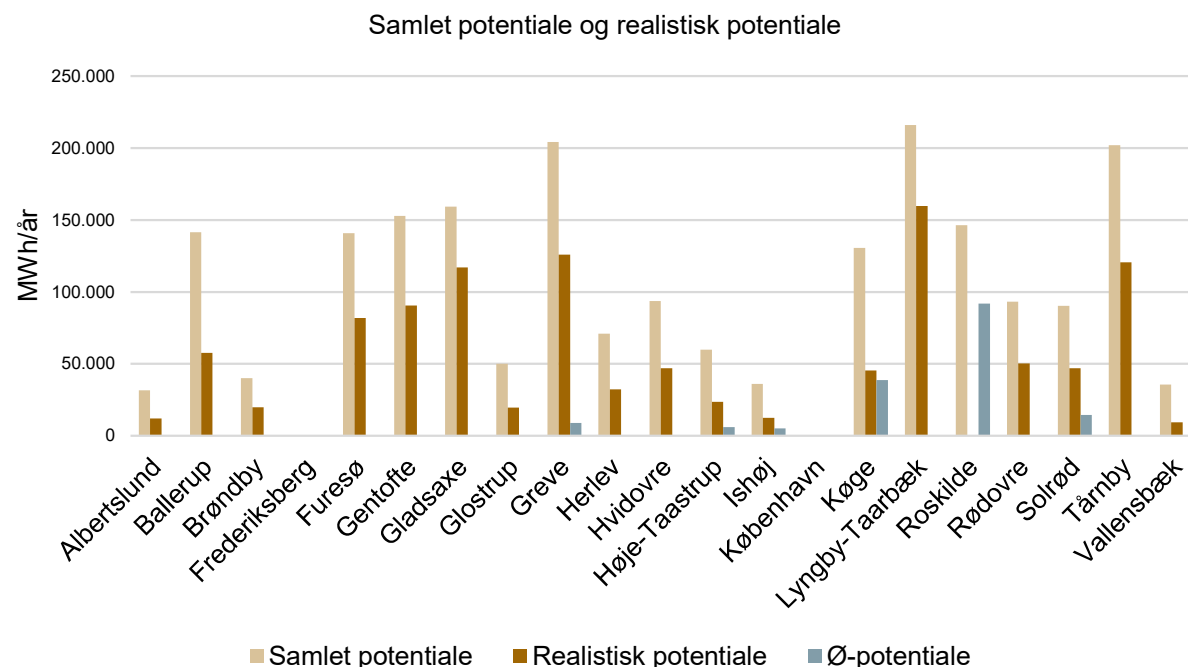
Eksempel: Greve Kommune



Det samlede realistiske potentiale i konverteringsområderne i hovedstadsområdet



- Det nye potentiale består i overvejende grad af parcelhusområder, og der er et samlet potentiale på ca. 2,1 mio. MWh, hvoraf det vurderes, at ca. 1,05 mio. MWh (+10%) er realistisk at forsyne med fjernvarme.
- Der vil også potentielt kunne tabes varmesalg blandt de eksisterende kunder såsom supermarkeder, der vælger at udnytte deres egen overskudsvarme, eller parcelhuse, der konverterer til luft til vand-varmepumper. Dette tab vurderes til ca. 100.000 MWh.
- Herudover kan der også ligge et større delvist tab af varmesalg til parcelhusekunder, der vælger at supplere deres fjernvarmeforsyning med luft-luft- varmepumper eller solvarme. Ligeledes vil der være kontorbyggerier med kølebehov, der vælger at installere varmepumper. Dette tab vurderes til ca. 300.000 MWh.
- Vurderingerne er anvendt i "en parameter"-analyser, hvor der er regnet på de to yderpunkter:
 - Lav prognose: Høj grad af tabt varmesalg og uden yderligere konverteringer af gaskunder
 - Høj prognose: Ingen tab af varmesalg og høj andel af konverteringer



Figuren ovenfor viser det samlede potentiale på kommuneniveau, samt hvor meget der er vurderet realistisk at få tilsluttet det sammenhængende net. Ligeledes er potentialet for Ø-fjernvarme vist, Ø-fjernvarme defineres som små fjernvarmeområder, som ikke netmæssigt kobles til det eksisterende fjernvarmesystem

Potentiale i MWh Akkumuleret	Potentiale – Realiserbart	Potentielt tabt varmesalg	Potentielt delvist tabt varmesalg
2025	550.000	-75.000	-150.000
2030	950.000	-100.000	-300.000
2050	1.050.000	-100.000	-300.000

Tabellen viser den forventede udbygningstakt og det potentielt forventede tab i varmesalget. Det potentielt delvist tabte varmesalg betyder, at kunderne supplerer deres fjernvarmeforsyning med egne varmekilder, som primært forventes at fortrænge fjernvarmen om sommeren.

”Der er et stort potentiale for konvertering af naturgas til fjernvarme, men potentialet realiserer ikke sig selv.”



Fjernvarmen bør agere hurtigt, skabe de rette incitamenter, og kommunikere og samarbejde med kunderne for at realisere potentialet

Projektforslag, tidsplaner og kommunikation:

- Hurtigt udarbejde fjernvarmeprojektforslag for de relevante konverteringsområder.
- Kommunikere ud til kunderne om, hvordan, hvornår og om de kan forvente at få fjernvarme.



Grøn fjernvarme på vej til flere dele af Gentofte Kommune

Kommunalsbestyrelsen i Gentofte Kommune har netop godkendt et nyt projektforslag til udbygning af fjernvarmenettet i kommunen. Projektforslaget betyder, at ca. 100 ejendomme kan få tilfældet at tilslutte sig fjernvarmenettet frem mod 2028.



Eksempler på kommunikation

Tidsplan for udbygning



Priser:

- Priserne skal være konkurrencedygtige både i dag og fremover.
- Priserne skal afspejle de reelle variable og faste omkostninger.
- Priserne skal være tidsdifferentierede hen over året.



SÄSONSPRIS

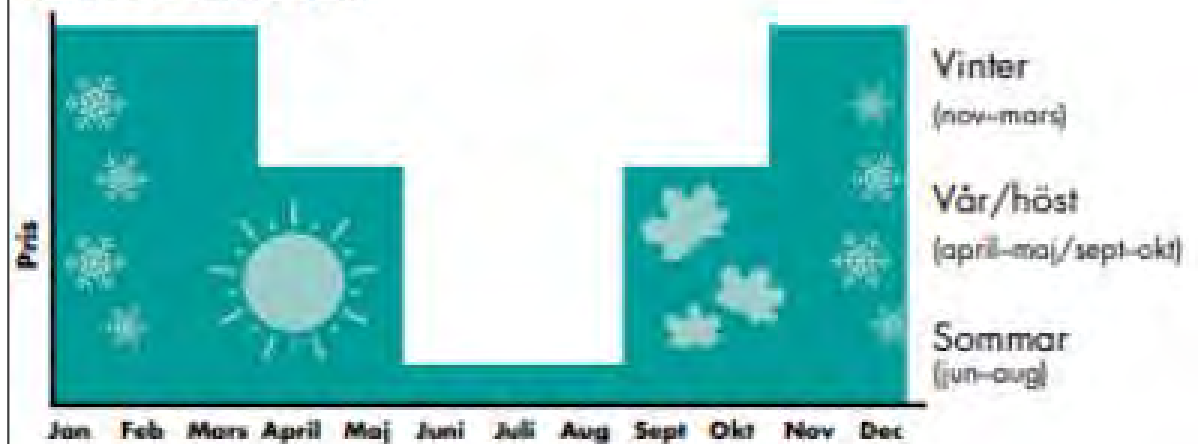


Illustration af fjernvarmepriser i Helsingborg

Fjernvarmen bør udvikle og tilbyde nye produkter og services til kunderne



- Nye produkter og services:
 - Abonnements- og serviceordninger, så kunderne undgår en stor initialomkostning ved tilslutning og har faste lave omkostninger til drift og vedligehold.
 - SMARTe og digitale kundeløsninger som apps, benchmarks og visualiseringer til energiovervågnings og –styringsformål.
 - Proaktivt samarbejde med kunderne om:
 - Levering af overskudsvarme
 - Levering af fleksibilitet
 - Intelligente energibesparelser
 - Lokale boosterløsninger
 - Markedsføring af fjernvarmens bløde styrker til kunderne såsom fællesskab, lydløs, usynlig, kompakt og flerstrengt/resilient.

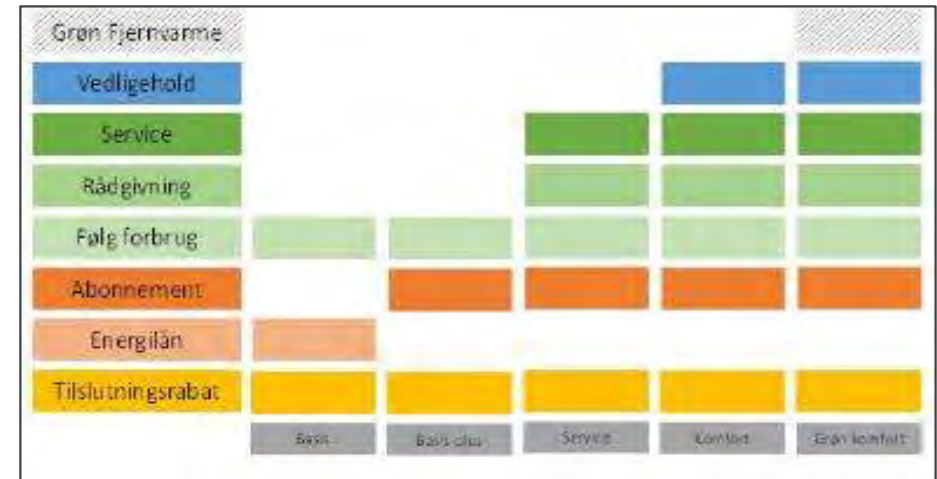


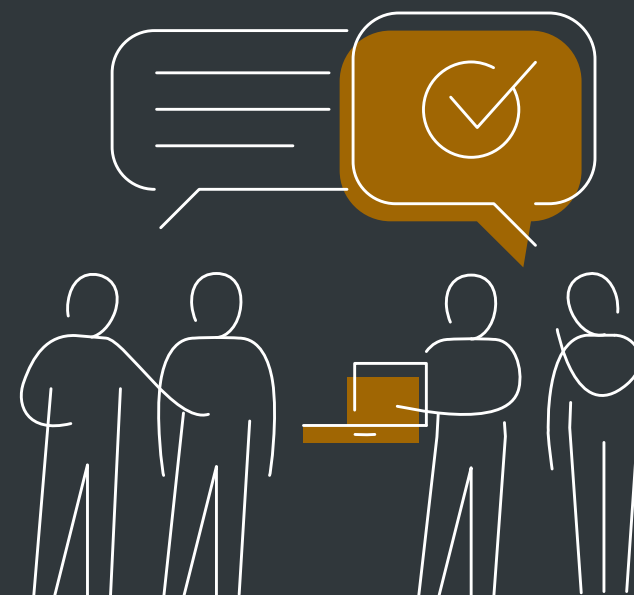
Illustration af muligt produkt- og servicetilbud med inspiration fra Göteborg Energi.



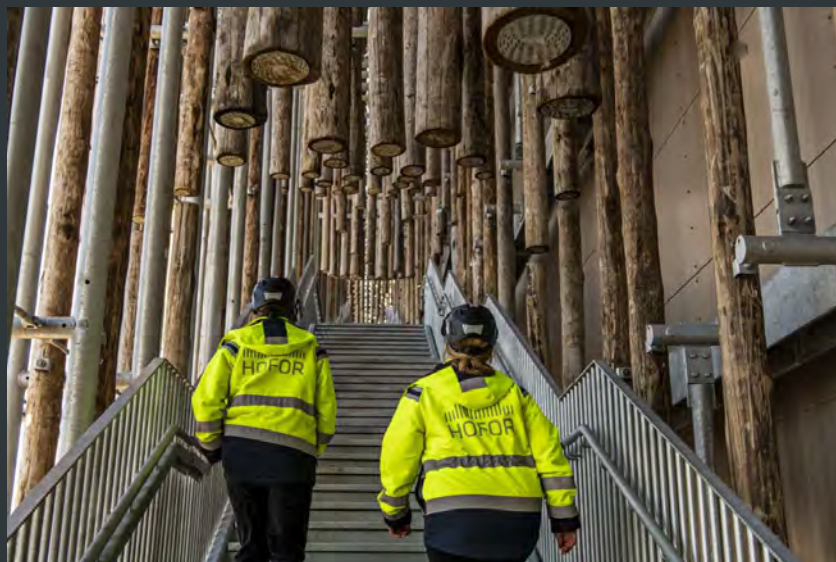
Eksempler på abonnementsordning og slutbrugerapp.

FFH50-hovedresultater

Sektorkobling til el- og transportsektoren



”Fjernvarmen kan være en aktiv spiller i sektorkobling”



Fjernvarmen er et oplagt link til sektorkobling - det kræver at fjernvarmen øger egen fleksibilitet

- I fremtidens energisystem har fjernvarmen en vigtig rolle i at hjælpe med at facilitere den grønne omstilling både i varmesektoren og også i elsystemet, industrien og transportsektoren. Det betyder tættere teknisk og økonomisk sammenkobling med disse sektorer.
- Fjernvarmen kan bidrage med indpasning af vedvarende energi i elsystemet og energioekonomisk optimering af industriprocesser til produktion af fremtidens brændstoffer og andre varer.
- I fjernvarmesystemet kan el anvendes (og lagres) på en fleksibel måde – afhængig af elpris. Det giver balancering og fleksibilitet til elsystemet, hvilket der er stadig større behov for, i takt med at andelen af fluktuerende sol- og vindkraft i elsystemet stiger.
- Fjernvarmen kan aftage overskudsvarme fra industrien, herunder fra nye tiltag som elektrolyse og andre PtX-processer, og dermed bidrage til økonomi og energieffektivitet i processerne.
- Dertil kan biogen CO₂ fra fjernvarmen opsamles og genanvendes til produktion af grønne brændstoffer til brug i transportsektoren og industrien.
- For at være et godt link til sektorkobling skal fjernvarmesystemet øge sin egen fleksibilitet med varmelagre, fleksibelt varmeforbrug og et flerstrengt produktionssystem.

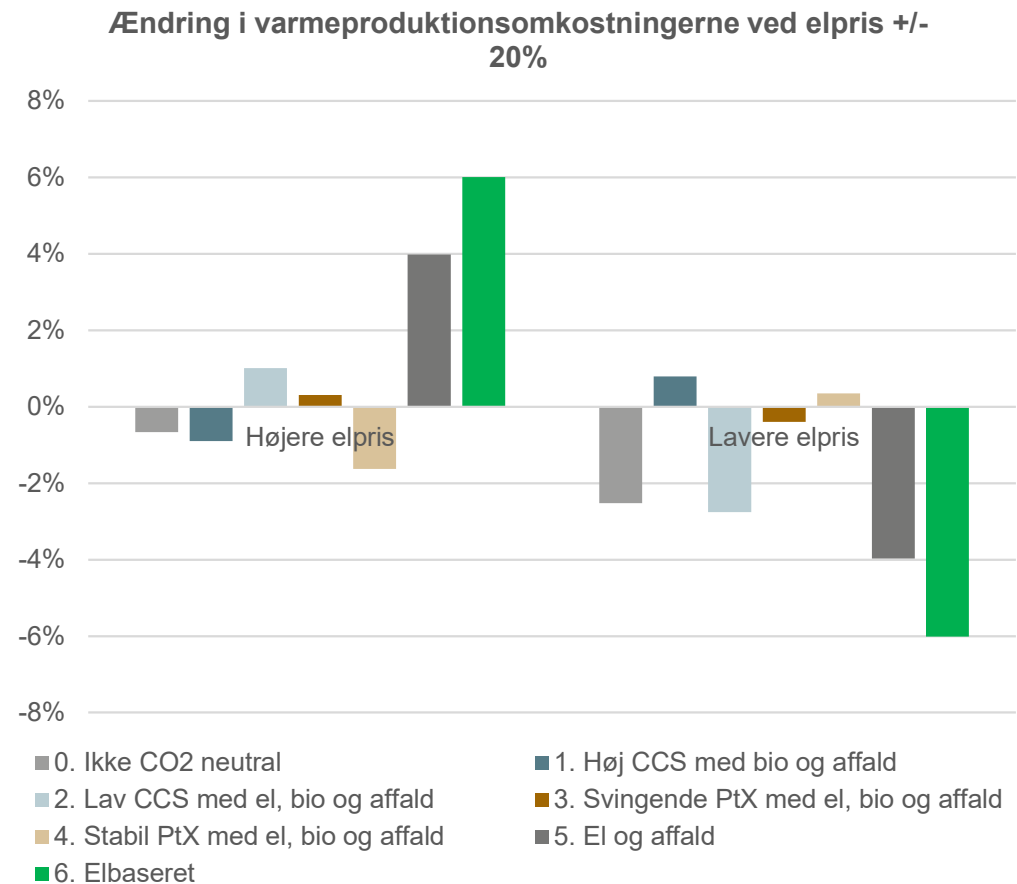


”Fjernvarmen kan levere fleksibilitet til elsystemet via flerstrengt produktion og stor varmelagerkapacitet”



Fjernvarmen kan bidrage med fleksibilitet i elsystemet ved flerstrengt produktion

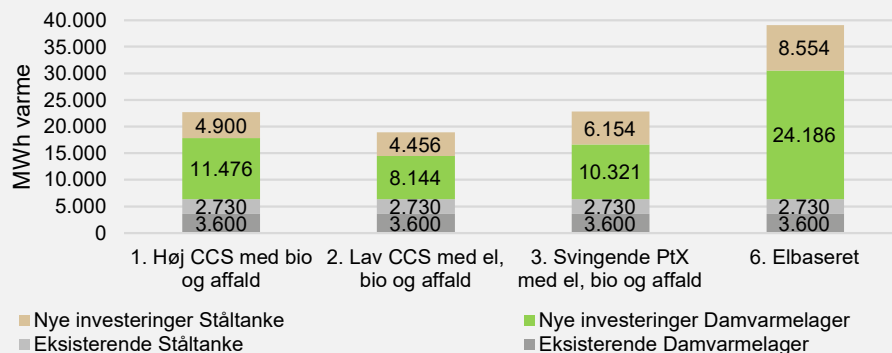
- Historisk har fjernvarmen leveret fleksibilitet til elsystemet via variable driftsmuligheder på de termiske værker såsom kondensdrift og turbinebypass, der kan give hhv. ren elproduktion og ren varmeproduktion og kan varieres ift. elprisen.
- En flerstrengt varmeproduktion med både biomassekraftvarme/-kedler og mange store varmepumper bidrager med fortsat fleksibilitet til elsystemet via muligheden for at optimere produktionen ift. elprisen på timebasis.
- Et flerstrengt produktionsmix ses samtidig at være økonomisk robust ift. variationer i den langsigtede elpris og kan dermed reducere fjernvarmens investeringsrisici.
- Et flerstrengt system er en fordel, hvis fjernvarmen skal modtage svingende overskudsvarmemængder fra eldrevne PtX-anlæg. I det tilfælde vil der være en brændselsbaseret kapacitet, som kan producere varme, når elpriserne er høje, og PtX-anlæggene ikke kører, og som kan levere CO₂ til produktion af grønne brændstoffer.



Figuren viser den procentvise ændring i varmeproduktionsomkostningerne i 2050, hvis elprisen bliver hhv. 20% højere eller 20% lavere end forudsat. I scenarierne 1-4 har en højere elpris begrænsede konsekvenser for omkostningerne, men omkostningerne ved scenarierne 5-6 (som har flest eldrevne anlæg) er relativt følsomme over for elprisen.

Markant udbygning med varmelagerkapacitet frem mod 2050 er rentabelt

- Varmelagring kan understøtte varmeproduktionen fra eldrevne teknologier som varmepumper og elkedler, når der er meget vedvarende energi i elnettet, og elprisen er lav.
- Uanset sammensætningen af det fremtidige produktionsmix bliver der behov for mere varmelagring. Analyserne indikerer, at det frem mod 2050 er rentabelt at øge varmelagerkapaciteten 3-6 gange ift. det eksisterende niveau, dvs. 8.000-24.000 MWh ny damvarmelagerkapacitet og 4.000- 8.000 MWh nye ståltanke på varmetransmissionsnettet. I det elbaserede scenarie er varmelagerbehovet særligt stort, da varmelagring her er den eneste mulighed for at balancere varmeproduktionen i forhold til elpriserne.



Figuren viser eksisterende varmelagerkapacitet samt rentable varmelagerinvesteringer i fire scenarier i 2050.



Damvarmelager



Ståltank

- Varmelagre sikrer mindre drift på dyre spidslastanlæg og bedre udnyttelse af kraftvarme, PtX og varmepumper. Lagrene anvendes aktivt til at optimere produktionen op mod elspotprisens variationer og tømmes og fyldes ofte.
- Der er særligt stor værdi af lagrene i det elbaserede scenarie og i scenariet med svingende PtX, hvor varmelagrene kan fyldes op, mens PtX-anlæggene producerer. I disse scenarier reducerer varmelagrene systemomkostningerne med 50-80 mio. kr./år.
- Behovet for og værdien af ny varmelagerkapacitet er endnu højere, når der tillægges værdi af indtægter fra systemydelse i øvrige balanceringsmarkeder i elsystemet samt værdien af det reducerede behov for ny varmeproduktionskapacitet gennem bedre udnyttelse af eksisterende kapacitet.
- Udbygning af varmelagerkapaciteten forudsætter, at der kan findes egnede arealer i umiddelbar nærhed af fjernvarmenettet.

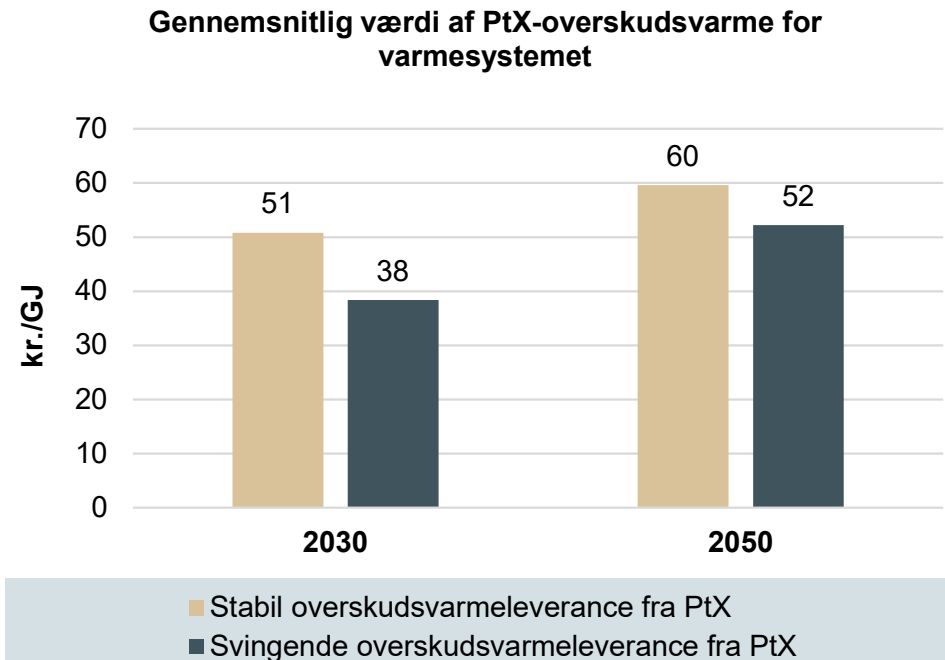
”Hovedstadens fjernvarme er et system, der kan absorbere og nyttiggøre store mængder PtX-overskudsvarme”



Fjernvarmen kan absorbere store mængder stabil eller svingende PtX-overskudsvarme



- Ved en flerstrengt varmeproduktion vil hovedstadsområdet fortsat have kilder til udledning af CO₂, som kan samles op og anvendes til produktion af grønne brændstoffer til transporten og industrien.
- Der er stor usikkerhed om tidshorisont og potentielle energimængder, temperatur og produktionskurver for PtX-overskudsvarme, der evt. kan placeres i hovedstaden. Der kan blive tale om hel eller delvis erstatning af varme fra en eller to kraftværksblokke.
- Fjernvarmesystemet er stort nok til at absorbere og nyttiggøre overskudsvarmen fra udbygning af PtX i hovedstaden – op til 750 MW overskudsvarme i 2050.
- Hvis overskudsvarmen fra PtX kommer som stabile leverancer og dermed kan erstatte anden varmeproduktionskapacitet, vil fjernvarmens betalingsvillighed være højere end for svingende leverancer. PtX-overskudsvarmens værdi for fjernvarmesystemet stiger fra 2030 til 2050 og vil afhænge af både den konkrete case og udviklingen i priserne på fjernvarmens alternativer.

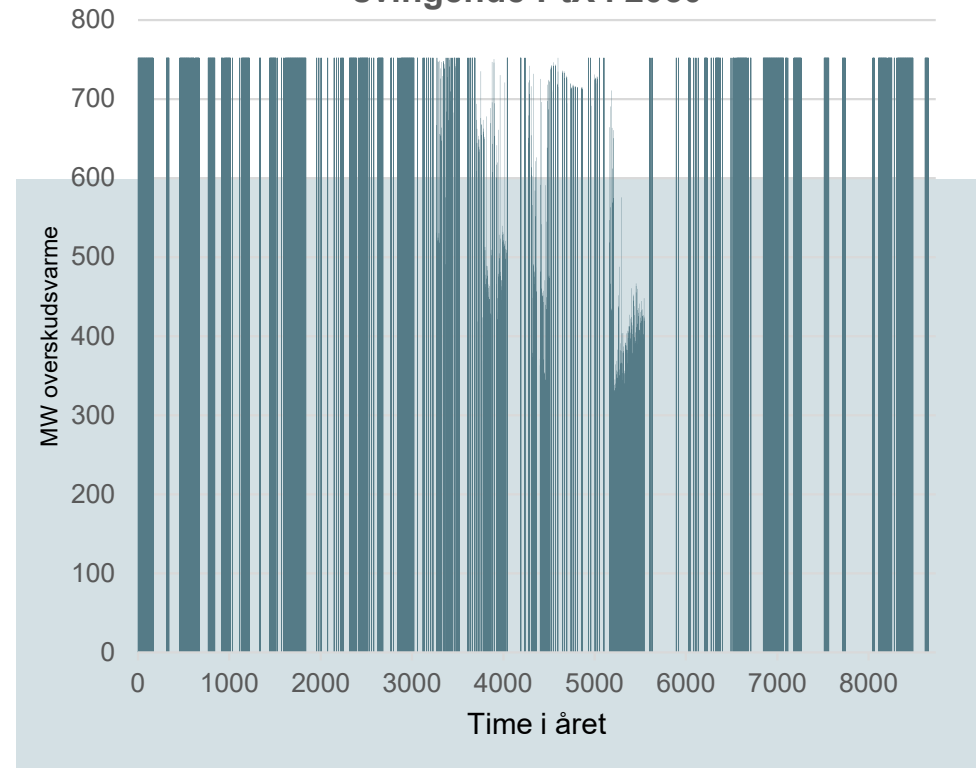


Figuren viser den årgennemsnitlige værdi af PtX-overskudsvarme for fjernvarmesystemet i hhv. 2030 og 2050 (kr./GJ varme). Værdien svarer til omkostningerne ved de alternative varmeproduktionsmuligheder, som fjernvarmen forudsættes at have i nedslagsårene. Det afspejler dermed det prisleje, som PtX kan se ind i ved afsætning af PtX-overskudsvarmen. Værdien er større for overskudsvarme, der leveres i stabile mængder over året, end for svingende overskudsvarmeleverancer, der følger fluktuationerne i vindkraftproduktionen/elprisen.

Indpasning af svingende PtX-overskudsvarmeproduktion kræver planlægning af den samlede infrastruktur

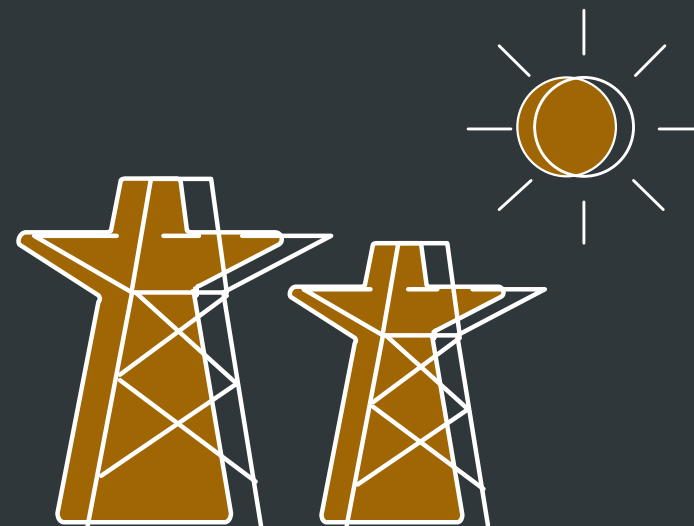
- Svingende PtX-overskudsvarme kan være kraftigt fluktuerende, hvilket skaber behov for meget store varmelagre og/eller backupvarmekapacitet, som skal være fleksibel. Backupkapaciteten kan være fx biomassekraftvarme/-kedler, hvis CO₂ kan opfanges i skorstenen, lagres og anvendes til produktion af PtX-brændstoffer.
- Det kan blive en udfordring at indpasse meget store mængder svingende PtX-overskudsvarme, hvis PtX-anlægget placeres samme sted i fjernvarmenettet som det værk, der leverer CO₂ til brændstofproduktionen. Det skyldes risiko for indespærret kapacitet, dvs. at varmen fra begge anlæg ikke kan afsættes til og udnyttes i varmenettet samtidig.
- Afhængigt af mængden af PtX-overskudsvarme kan dette tale for at fordele PtX-anlæggene på flere forskellige lokationer eller for at lave større forstærkninger af varmenettet. Alternativt kan CO₂en tilføres PtX-anlægget fra et værk, som står et andet sted i fjernvarmesystemet.
- Planlægning af den samlede infrastruktur (for el, varme, brint og CO₂) til PtX-produktionen er afgørende.

Overskudsvarmeleverance i scenariet med svingende PtX i 2050



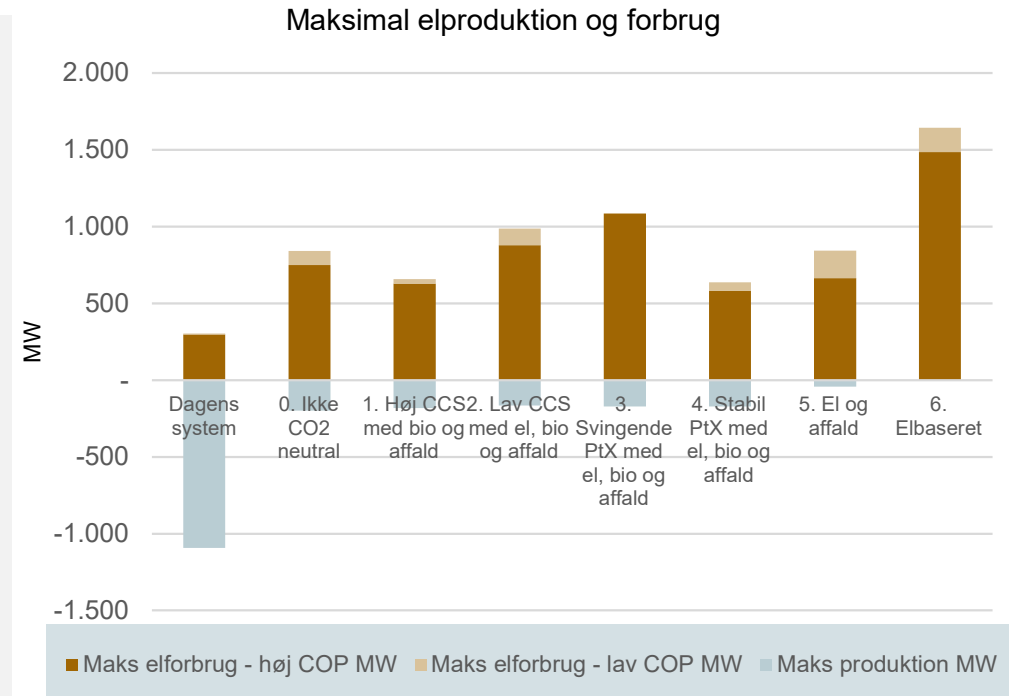
Figuren viser årsprofilet for leverancen af overvejende svingende PtX-overskudsvarme til varmenettet i 2050.

”Frem mod 2050 er en stor grad af elbaseret fjernvarme mulig.”



Fjernvarmen går fra i dag at være elproducerende til i fremtiden at være overvejende elforbrugende

- Det danske energisystem skal udvikles til at håndtere fortsat større mængder fluktuerende VE-el fra vind- og solkraft. Her spiller fjernvarmen en central rolle, da eldrevne varmepumper og elkedler kan producere, når det blæser, og solen skinner, og elprisen er lav.
- Fjernvarmen har historisk været koblet til elsystemet gennem varmbunden elproduktion. Økonomisk er det kun i mindre grad rentabelt at bygge ny kraftvarmekapacitet fremadrettet.
- I fremtiden vil varmesystemet derfor gå i retning af i højere grad at trække på elsystemet – som elforbruger snarere end som elproducent. Alle scenarier i 2050 har et højt elforbrug til fjernvarmen, som varierer mellem 600 MW og 1.650 MW i timen med højest forbrug. Der er behov for et større og stærkt eltransmissionsnet, der understøtter elektrificeringen af fjernvarmen.
- Elektrificering af energisystemet indgår i alle sektorer via varmepumper, elbiler, PtX-teknologi mv. Det generelt øgede elforbrug forudsætter en tilsvarende kraftig udbygning med VE-el, der kan sikre de mange timer med lave elpriser, som gør eldrevne teknologier rentable. En hurtig og sikker udbygning af elsystemet er derfor væsentlig for, at aktørerne vil investere i de eldrevne teknologier.



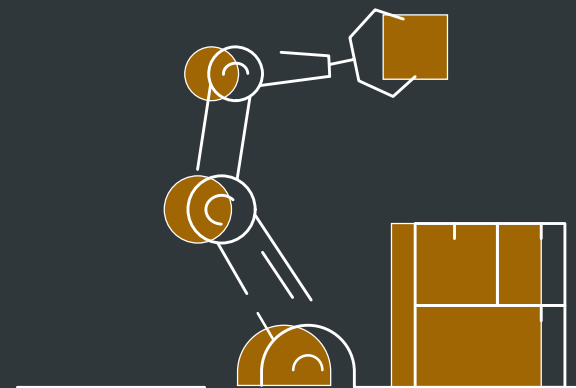
Figuren viser hovedstadens fjernvarmes maksimale elforbrug til varmepumper og elkedler (positiv akse) og dens maksimale elproduktion fra kraftvarmeverker (negativ akse) i såvel dagens system som i de seks scenarier i 2050. Varmepumpernes COP varierer med årstiden, og dermed skal der et større elforbrug til at producere den samme mængde varme om vinteren end om sommeren. I et fuldt elektrificeret scenarie producerer hovedstadsområdet fjernvarme ingen el, men forbruger i maksimaltiden knap 1.650 MW el, svarende til ca. 70% af det klassiske elforbrug i hele Østdanmark.

FFH50 hovedresultater

Anvendelse af biomasse, affald og CCS



”I fjernvarmesystemet er der potentiale og muligheder for at introducere nye teknologier i stor udstrækning og dermed reducere varmeproduktionen fra biomasse og affald frem mod 2050.”

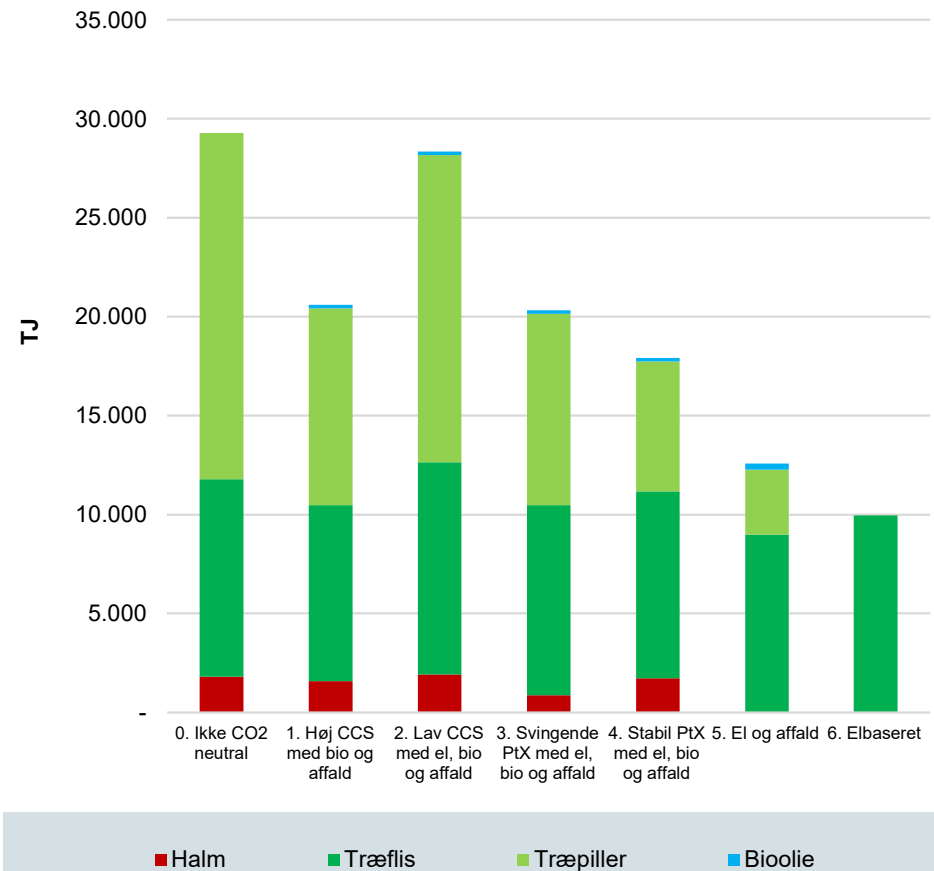


Det er muligt at reducere varmeproduktionen fra biomasse

- Biomasse har været nøglen til en hurtig udfasning af kul i varme- og elproduktionen i hovedstaden, og der er lagt store investeringer i disse anlæg. Kraftvarmeverkerne bidrager fortsat til elforsyningsikkerheden i hovedstaden og Østdanmark.
- Fjernvarmens biomasse er certificeret bæredygtig. Der pågår en offentlig debat om den mere overordnede tilgængelighed af bæredygtig biomasse og om dens klimaeffekt. Flere aktører har udtrykt ønske om at se på, om man kan reducere brugen af biomasse og begrænse den til andre sektorer og anvendelser.
- Biomasse anvendes i forskelligt omfang i scenarierne til både el- og varmeproduktion samt til produktion af CO₂, der kan anvendes i transportsektoren via PtX-processer. Biomasse giver fleksibilitet ved at levere varme i timer, hvor elpriserne er høje, og teknologier som varmepumper og PtX er (for) dyre. Biomasse bidrager til varmeforsyningsikkerheden i kolde vintre, hvor der er risiko for udetid på fx havvandsvarmepumper pga. tilfrysning. Biomasse kan fx også booste fremløbstemperaturen fra havvandsvarmepumper.
- Biomassen reduceres, når andre teknologier tager over på vejen til et mere flerstrengt fjernvarmesystem, der allerede er undervejs. I forhold i dag reduceres biomasseforbruget i alle scenarier både i 2030 og 2050. Med en stor udbredelse af varmepumper vil driftstiden på træpillefyrede anlæg blive reduceret markant.

Der vil i fremtidens fjernvarmesystem blive anvendt mindre biomasse end i dag. Frem mod 2050 kan der som supplement være økonomi i at investere i få nye biomassekedler. Dette først efter at der er etableret varmepumper på distributionsniveau, men med dagens tal ser biomassekedler billigere ud end investeringer i varmepumper, som leverer på transmissionsniveau.

Biomasseforbrug 2030



Figuren viser biomasseforbruget i scenarierne i 2030

Reduktion af biomasse kræver koordineret planlægning

- Reduktion af biomassekapaciteten i hovedstaden kræver koordineret planlægning. Når kraftvarmeværkerne er udtjente og skal skrottes, er det en særlig udfordring at have de nye teknologier på plads til tiden og på fornuftige placeringer. En så stor transformation, hvor meget kraftvarmekapacitet forsvinder ad få omgange, kræver en velplanlagt overgangsfase.
- Den første beslutning mht. kraftværker i hovedstaden er at tage stilling til, om Avedøreværkets blok 2 skal levetidsforlænges til drift eller skrottes ved udløb af den eksisterende varmeaftale i 2027. Udløb af de næste varmeaftaler er i 2029 og 2033.
- Nye varmepumper skal placeres de rigtige steder i fjernvarmenettene for at kunne erstatte varmen fra de store værker, og varmepumperne skal være etableret og driftssikre, før værkerne kan tages ud af drift.
- En vis varmepumpekapacitet kan med fordel etableres uafhængigt af beslutninger om de store værker. Selvom der er betydelig kapacitet på eksisterende kraftvarmeanlæg, er der fx økonomi i at etablere overskudsvarmepumper på op til 115 MW, da denne teknologi vurderes konkurrencedygtig. Datacentre ventes også at kunne levere en del overskudsvarme i de kommende år.
- Hvis Avedøreværkets blok 2 på 450 MW ikke levetidsforlænges, peger analyserne på, at der i 2030 skal investeres i 250 MW varmepumpekapacitet. Her kan man så udnytte den kapacitet fra fx overskudsvarme, der kan være etableret i årene op til.

- En forceret udfasning af al biomasse inden 2030 er ikke mulig. Det er ikke muligt at erstatte al kapaciteten på kraftvarmeværkerne frem til 2030, herunder at finde egnede pladser til varmepumper, hverken teknisk, økonomisk eller planlægningsmæssigt.
- Varmepumpekapacitet, der skal erstatte de store værker, skal planlægges i sammenhæng med beslutninger om at skrotte værkerne. Kræver et tæt samspil mellem varmeselskaber og kraftværksejere.
- Der er behov for udvikling og afprøvning af nye teknologier, før de er teknisk og økonomisk modne.
- Der vil være en stor omkostning fra værdien af ikke-afskrevne kraftvarmeanlæg, der vil øge varmeprisen urealistisk meget og derigennem forringe fjernvarmens konkurrenceevne.
- Beslutninger om reduktion af biomasseanvendelsen skal tage højde for den mulige anvendelse af CCUS på værker med lang restlevetid.



**”Affaldsmængderne er en usikkerhed
i fjernvarmeplanlægningen.”**

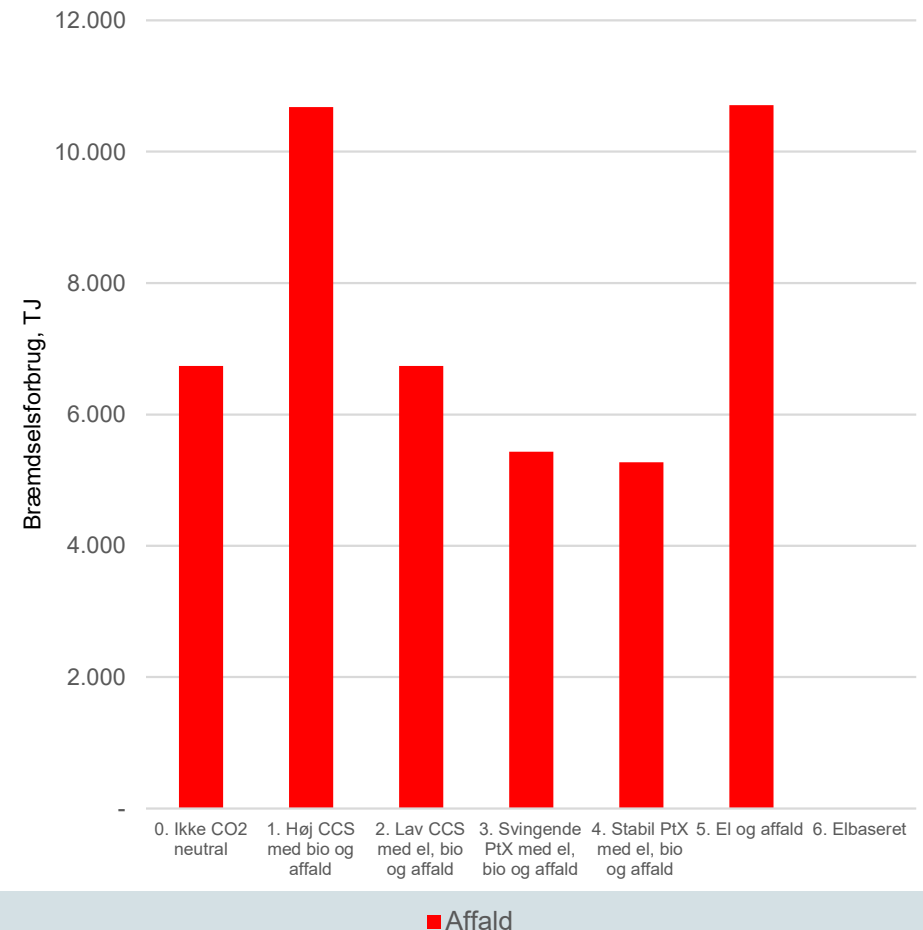


Der er udspændt et stort udfaldsrum for affald i scenarierne

- Varme fra affaldsanlæggene er i dag prioriteret produktion for den del af affaldet, der er anvist af kommunerne. Resten er økonomisk lastfordelt.
- Hovedstadsområdet kan aftage omkring 250 MW varme fra affaldsforbrænding eller anden grundlast om sommeren, når varmekonsumet er lavest. Det svarer til varmeproduktion fra tre ud af seks eksisterende affaldsovnene. I dag må affaldsanlæggene derfor reducere varmeproduktionen i sommerperioden, hvor den årlige tekniske revision af anlæggene også ligger.
- Affaldsmængderne forventes reduceret pga. øget genanvendelse og fokus på mindre forbrænding.
- Tilbageværende fossil CO₂ stammer fra plastindholdet i det affald, der forbrændes.
- Der forventes at være affaldsforbrændingskapacitet i hovedstadsområdet frem mod 2050, men hvor meget er usikkert.

Der er udspændt et stort udfaldsrum for affaldsforbrændingskapacitet i scenarierne. I 2030 svarer affaldsmængderne i scenarierne til, at hovedstadsområdet forbrænder mellem 42% og 62% af Danmarks affald. 62% svarer til maksimal udnyttelse af dagens affaldsforbrændingskapacitet i hovedstadsområdet.

Affaldsenergimængder 2050



Figuren viser affaldsenergimængderne i scenarierne i 2050

Varmesystemet kan klare sig med mindre affaldsvarme, men det kræver god tid at få etableret alternativer



- CCS på affaldsanlæg vil øge varmeproduktionen pga. udnyttelse af overskudsvarme fra CO₂-fangst og kan medvirke til, at den samlede varmeproduktion på affaldsanlæg kan være uforandret eller stigende på trods af mindre affaldsmængder.
- Varmesystemet kan frem mod 2050 klare sig med mindre affaldsvarme, men det kræver god tid i fjernvarmeplanlægningen at få etableret alternativer. En evt. udfasning af en del af affaldskapaciteten skal ses i lyset af den mulige anvendelse af CCS på værker med lang restlevetid.

- Hvis affaldsanlæg fortsat skal sikres høj driftstid gennem prioritering af produktionen, så tager affaldsanlæg driftstid fra alternativer som fx varmepumper. Lastfordeler affaldsanlæggene alene efter økonomi, reduceres deres driftstimeantal i scenarierne en smule om sommeren pga. konkurrencedygtig varme fra industriel overskudsvarme, luftvarmepumper mv. Ved nyttiggørelse af større mængder PtX-overskudsvarme kan der blive tale om en større reduktion i driftstimeantallet for affaldsanlæg.



”CCS kan yde et væsentligt bidrag til Danmarks 70% CO₂-målsætning i 2030 med tilstrækkelig betaling for CO₂-reduktion.”

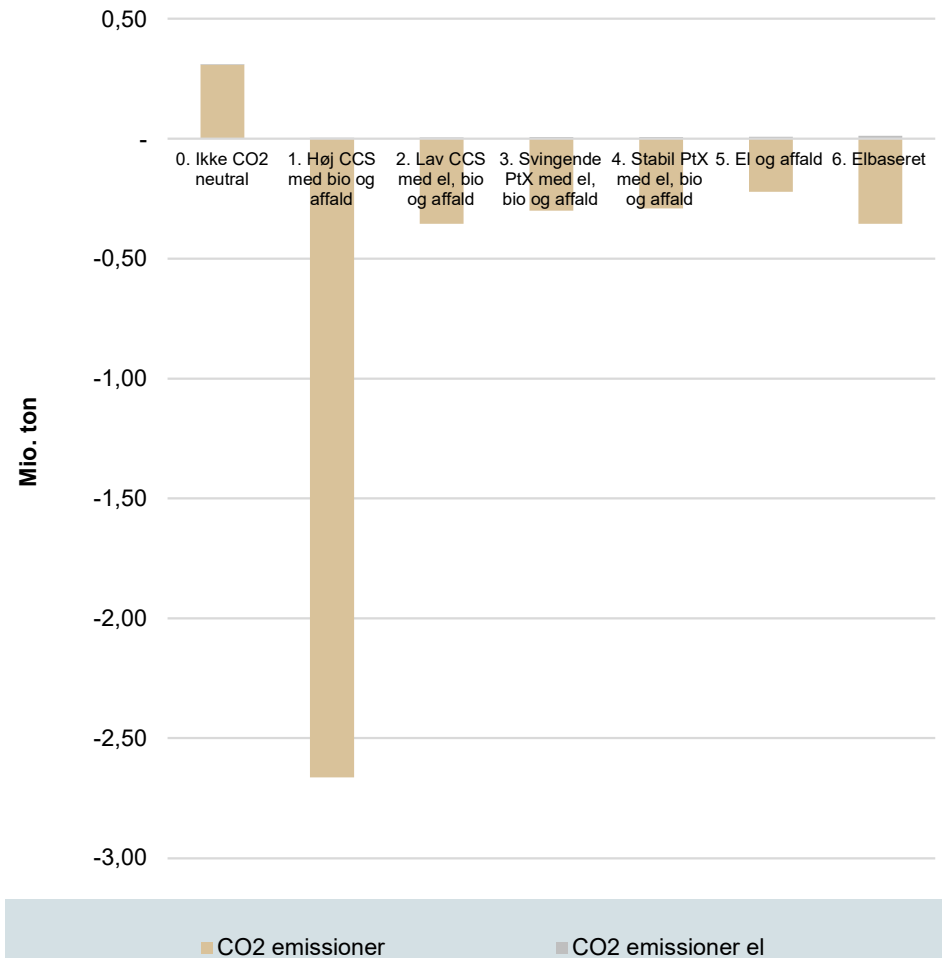


CCS er en investeringstung teknologi, og omkostningerne til etablering og drift af CCS er usikre



- Fossil CO₂ og biogen CO₂ fra affaldsforbrændingsanlæg og biomassefyrede anlæg kan indfanges fra skorstenen og lagres eller anvendes i andre sektorer.
- CCS er investeringstung teknologi. Transport og lagring af CO₂ kan billiggøres, hvis flere anlæg får CCS, og der af den årsag etableres et rørbundet system til transport af CO₂ fra disse til efterfølgende lagring i Sjællands undergrund.
- CCS skal, for økonomisk at hænge sammen, fortrinsvis etableres på anlæg, der har en relativt lang restlevetid og kan få et højt antal driftstimer over året.
- Varmeforbrugets størrelse sætter en grænse for, hvor mange affalds- eller biomasseanlæg med CCS der har et stort antal driftstimer. Scenarierne viser, at to anlæg kan drives med CO₂-fangst året rundt. Etableres CO₂-fangst på yderligere tredje, fjerde og femte anlæg, bliver driftstiden lavere, hvilket vil påvirke økonomien i CO₂-fangsten på de pågældende anlæg.

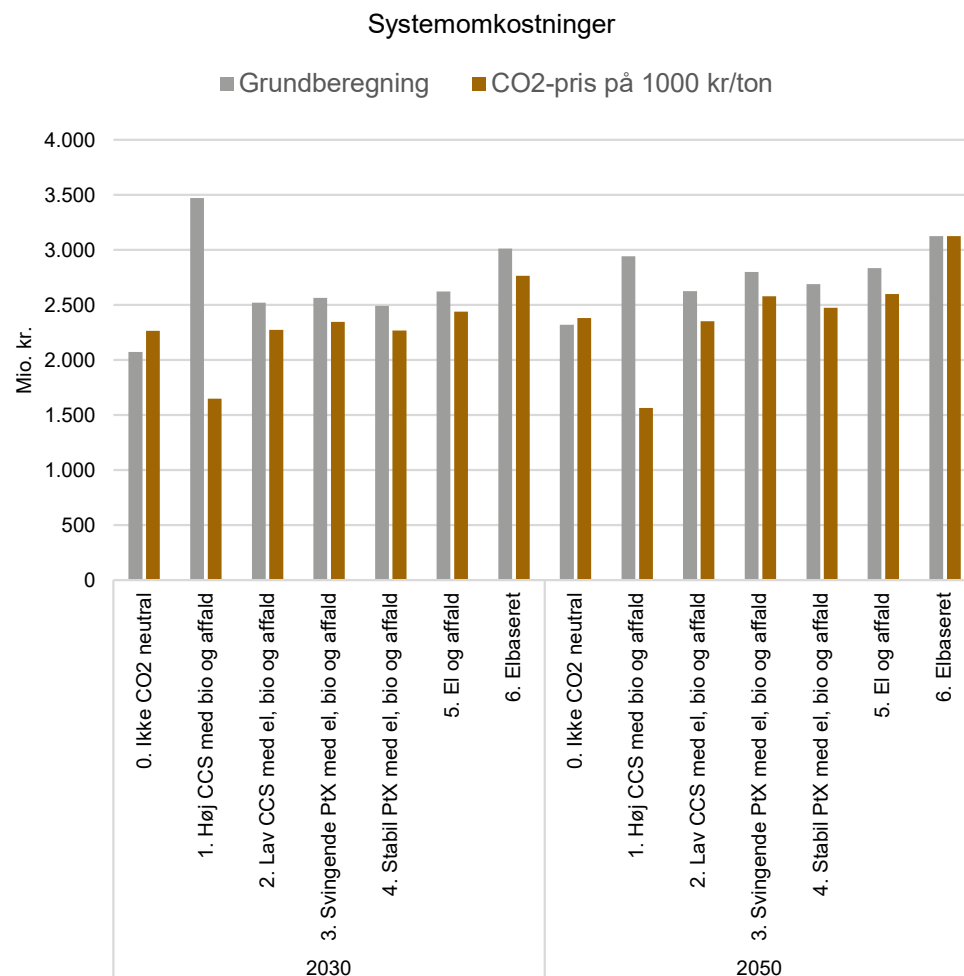
Scenarierne viser CO₂-fangst på op til 2,3 mio. ton CO₂ om året i 2050 ved høj udrulning af CCS i hovedstadsområdet. I 2030 viser scenarierne ca. 2,6 mio. ton CO₂ om året. I CCS-scenariet i 2030 er der antaget CCS på seks affaldsove og to biomasseværker.



Figuren viser CO₂-emissionen i scenarierne i 2030. Negativ CO₂-emission skyldes CO₂-fangst og lagring.

CCS kan blive økonomisk rentabelt

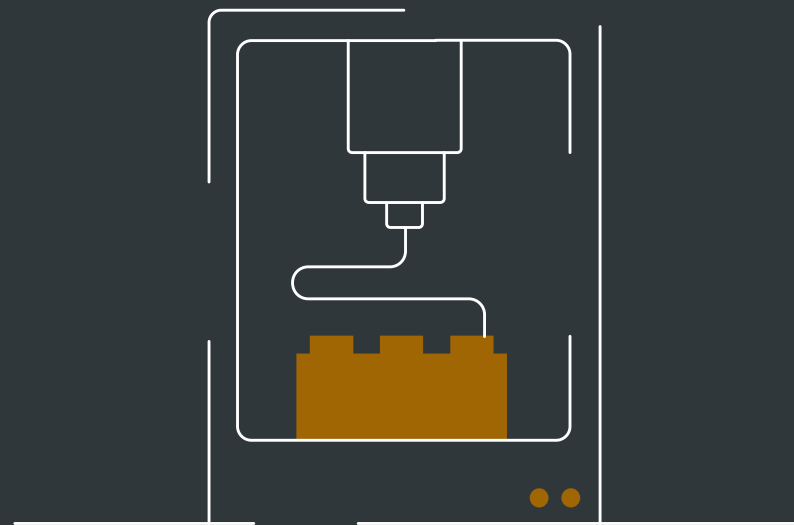
- I scenarierne er der regnet med, at man som i dag kan spare CO₂-kvoteprisen ved lagring af fossil CO₂. Derudover er der regnet med, at man ved lagring af biogen CO₂ (der giver negative CO₂-udledninger) modtager belønning svarende til CO₂-kvoteprisen.
- Belønning for negative CO₂-udledninger, med den her antagne CO₂-kvotepris, er ikke tilstrækkeligt til at skabe god økonomi i CCS, men fører til en reduktion i de samlede systemomkostninger. Der er behov for yderligere betaling for CO₂-reduktion for, at CCS kan realiseres.
- Effekten af en højere belønning for negative CO₂-emissioner er undersøgt. Analysen viser, at ved en CO₂-pris på 1.000 kr./ton (kan enten være som CO₂-kvotepris eller CO₂ afgift der virker på samme måde) medfører CCS-teknologien reduktioner i system-omkostningerne, især i scenariet med stor udbredelse af CCS, som bliver det billigste.
- Ved en CO₂-pris på 1.000 kr./ton er der bedst økonomi i at etablere CCS på biomassefyrede anlæg frem for affaldsforbrændingsanlæg. Det skyldes, at der fortsat er fossilt CO₂ i affald, mens CO₂ fra biomassen alene er biogent.
- Varmeselskabernes værdi af ekstra varme fra affalds- og biomasseanlæg med CCS skal afspejle værdien af alternativ produktion i varmesystemet. Det medvirker til, at der etableres CCS på anlæg, som har et højt antal driftstimer over levetiden med størst og billigst mulige CO₂-reduktioner til følge.



- CCS-anlæg med krav til mange driftstimer er i konkurrence med andre teknologier, der også skal have et højt antal driftstimer for at være rentable, og/eller som har lave variable omkostninger, fx affaldsvarme, industriel overskudsvarme, PtX-overskudsvarme og geotermi. Disse teknologier skal derfor ses i sammenhæng.

FFH50 hovedresultater

Fjernvarmenet og produktionsfordeling



”Fjernvarmenettet er godt rustet til at kunne håndtere forskellige udviklinger af produktionssystemet – også ved lavtemperaturfjernvarme.”



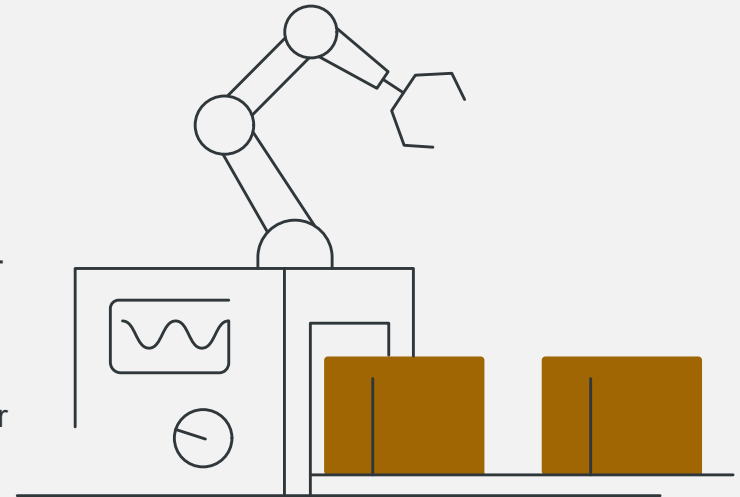
Placeringen af fremtidens produktionsanlæg er afgørende for omkostningerne

- Selvom fjernvarmenettet grundlæggende er godt rustet til at håndtere forskellige udviklinger i produktionssystemet, er der fremadrettet besparelspotentialer ved udbygning og opgradering af enkelte strækninger af fjernvarmenettet. De fordelagtige forbindelser afhænger af, hvilket scenarie der betragtes, og udbygningen af nettet skal derfor gå hånd i hånd med produktionsudbygningen.
- I scenarier med stor andel af centralt placeret produktion fx i form af PtX kan der blive brug for investeringer i fjernvarmenettet for bedre at kunne udnytte varmeproduktion fra produktionslokaliteterne ved de store værker.
- I scenarier med høj grad af decentral varmeproduktion er der mindre brug af transmissionsnettet, og det skal derfor nærmere analyseres, om der frem mod 2050 fortsat er behov for høje temperaturer, eller om hele fjernvarmenettet med fordel kan drives ved et temperaturniveau svarende til lavtemperaturdistribution (70°C/40°C) for at reducere produktionsomkostninger fra varmepumper og overskudsvarme yderligere.
- Der er meget at spare, hvis placeringer, typer og størrelser på fremtidige elbaserede teknologier kan tilpasses fjernvarmenettet og ikke omvendt.
- En modelbaseret optimering af udbygning med varmeproduktionskapacitet i det elbaserede scenarie viser, at der kan spares ca. 10% varmepumpekapacitet i systemet ved de rigtige placeringer i nettet, hvilket svarer til investeringer på op til 1,5 mia. kr.
- Transmissionsnettet ser ud til at være godt rustet til lavtemperaturfjernvarme, hvis nye produktionsanlæg placeres hensigtsmæssigt i nettet fordelt på centrale og decentrale pladser. Det skal kortlægges, om der er netbegrænsninger internt i distributionsnettene, der påvirker transmissionsnettet og eventuelt påfører begrænsninger nedefra.
- For at opnå et effektivt lavtemperaturfjernvarmesystem skal det sikres, at varmen kan distribueres tilstrækkeligt rundt i de lokale distributionsnet.



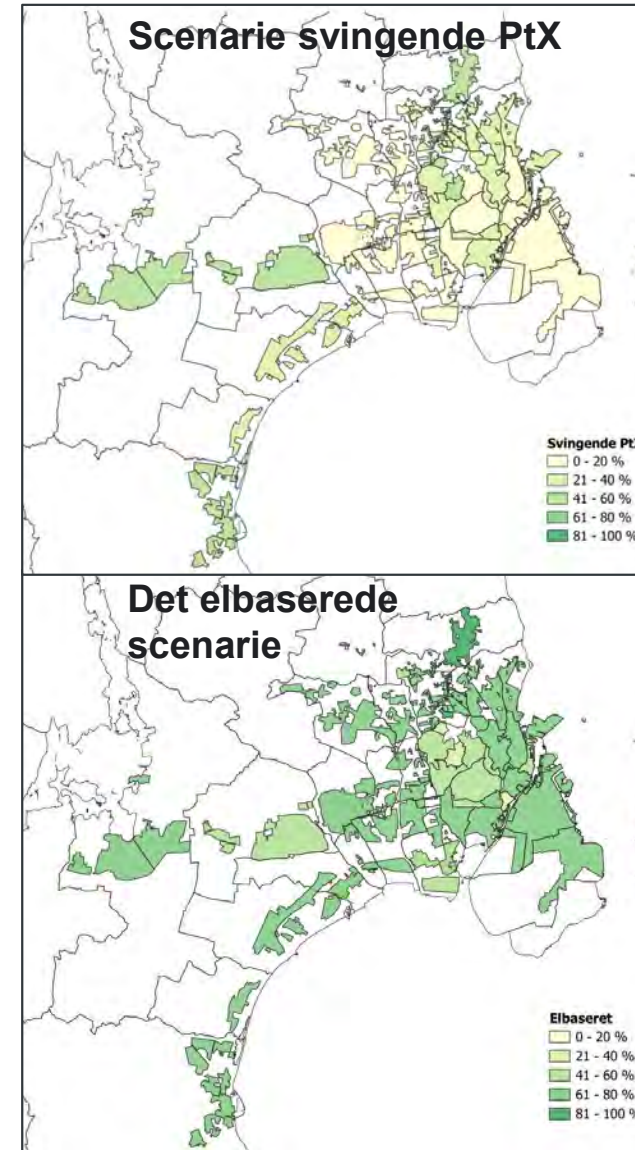
Decentral produktion vinder frem, men central produktion fortsat nødvendig

- I fremtidens fjernvarmesystem i hovedstaden vil der ske en betydelig udbygning med varmepumper.
- Varmepumper er billigst og har højest effektivitet, når de leverer varme ved lav temperatur. Derfor skal en stor del af varmepumperne placeres lokalt i distributionsnettene, og fjernvarmenettene skal på længere sigt overgå til lavtemperatur.
- I distributionsnettene vil der ske fortsat udbygning med varmepumper drevet af lokale muligheder for afsætning af fx industriel overskudsvarme.
- Energikilder som havvand, spildevand og overskudsvarme fra fx PtX og datacentre kan være større, end hvad der kan afsættes i det lokale distributionsnet. Udnyttelse af potentialet vil kræve anvendelse af transmissionsnettet til fordeling af varmen, hvilket bliver særlig relevant ved meget høj grad af elektrificering af fjernvarmen.
- Store varmepumper på havvand kan placeres på centrale kraftværkspladser. Det samme gælder overskudsvarme fra mulige PtX-anlæg.
- I fremtiden vil vi derfor se en udvikling med en mere decentral produktionsstruktur i samspil med færre centrale enheder end i dag.
- Fjernvarmenettene er udlagt til et system udelukkende med store kraftvarme- og affaldsværker. Fremtidens produktionsanlæg skal placeres i forhold til energikilder, nærhed til varmenet og elnet og i forhold til både andre grundlast- og spidslastanlæg.
- Samspillet mellem energiplanlægningen og den fysiske planlægning er derfor vigtigere end nogensinde før. Der er pladmangel flere steder i hovedstaden til nye produktionsenheder. Det er vigtigt at få udpeget og reserveret potentielle grunde til fremtidens produktionsenheder i samarbejde med distributionsselskaberne og kommunerne.



Stor forskel i placering af varmeproduktionen, centralt og decentralt

- Kortene viser eksempler på andelen af varmekonsumet produceret lokalt i distributionsnettene og dermed graden af decentraliseret produktion. Øvrigt centralt placeret produktion er ikke vist på kortene.
- Forskellen i produktionssammensætningen i scenarierne giver stor forskel på fordelingen mellem central og decentral produktion. I scenarierne for 2050 produceres mellem 22% og 65% af varmen decentralt i distributionsområderne.
- I alle scenarier er der en andel af centralt placeret produktion. Selv i det rent elbaserede scenarie med den største andel af decentral produktion er der fortsat centralt placeret produktion på nogle af de nuværende kraftværkspladser.

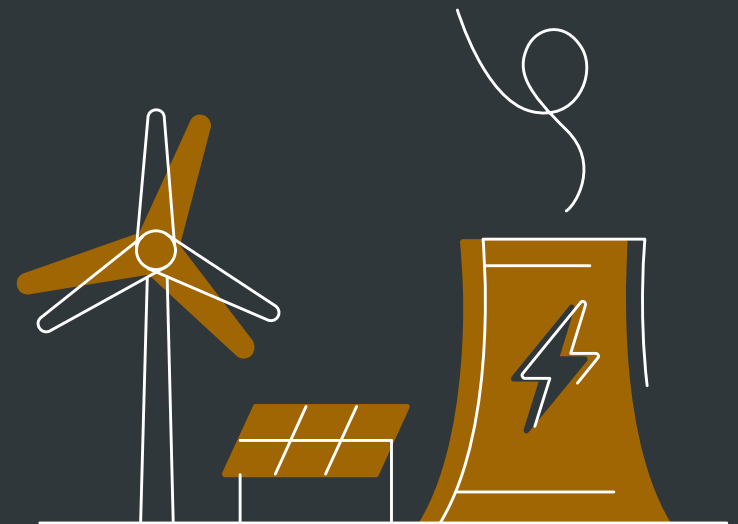


Andel af forbrug produceret lokalt

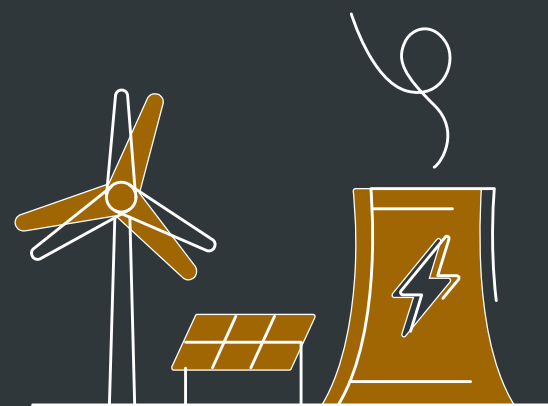
Andel af forbrug produceret lokalt

FFH50-hovedresultater

Spids- og reservelast



”Spidslasten kan blive CO₂-neutral, men der er grænser for, hvor meget systemet kan baseres på elkedler.”



Spidslast kan blive CO₂-neutral, men der er behov for udvikling, tilpassede rammer og prioritering af grøn spidslast



- Spidslast er i dag hovedsageligt baseret på naturgas og olie. Der er dog etableret elkedler de seneste år, og flere er på vej.
- Det vil være uforholdsmæssigt dyrt at omstille alle spids- og reservelastanlæg til CO₂-neutrale brændsler. CO₂-neutralitet kan nås, hvis man nøjes med at omstille de anlæg, som får drift i en normal vintersituation. Omstilling af de anlæg, som stort set aldrig har drift, men som primært er til for at sikre varmforsyningen i ekstraordinære situationer, vil kræve store investeringer med meget lille CO₂-effekt.
- I 2050 forudsættes spids- og reservelasten at bestå af elkedler og grøn gas såsom biogas, pyrolysegas og/eller brint fra gasnettet. I 2030 forudsættes 63% af gassen fra naturgasnettet at være grøn, stigende til 100% i 2040.
- I 2050 udgør spids- og reservelast en relativt stor del på mere end 10% af varmeproduktionen i scenarie 1 og 2. Heraf er halvdelen fra biogas og halvdelen fra elkedler. I scenarie 3 med svingende PtX er der mere end dobbelt så meget spids- og reservelastproduktion, dvs. mere end 20% delt mellem elkedler og biogas. Det bemærkes, at en del af varmeproduktionen fra elkedler kommer fra driftsoptimering ved lave elpriser og dermed ikke er spidslast i traditionel forstand.
- Varmelagring er en af måderne til at reducere spidslasten. Etablering af varmelagre reducerer varmeproduktionen fra den gasbaserede spids- og reservelast med omkring 10%.
- Et andet virkemiddel er aktivering af kundesiden i form af afbrydelige og fleksible kunder.
- Der er udfordringer ved biogas og bioolie:
 - Mange af fjernvarmens gaskedler har lang restlevetid og vil kunne anvendes, når gassen er blevet grøn. I tiden frem mod, at ledningsgassen bliver helt grøn, er der behov for en overgangsløsning til at håndtere en blandet gassammensætning, herunder hvordan der kan kompenseres for den fossile andel.
 - Bioolie kan anvendes som en mulig overgangsløsning, såfremt udfordringerne med lagring af bioolien kan løses.
 - Med de nuværende CO₂-priser er den grønne spidslast på fx bioolie dyrere end den fossilt baserede naturgas. For at sikre CO₂-neutralitet skal det analyseres, hvordan grøn spidslast kan få drift frem for naturgas, så den fossile produktion kun anvendes i yderste kritiske timer.

Elbaseret spidslast er en del af løsningen

- Delvis elektrificering af spids- og reservelasten er et skridt på vejen mod CO₂-neutralitet.
- I scenarierne er der 400-900 MW elkedler i systemet i 2030, og 300-1100 MW i 2050 - højest i scenariet med svingende PtX samt i det elbaserede scenarie, hvor elkedler forudsættes at være den eneste spids- og reservelastteknologi til rådighed for fjernvarmen.
- Brugen af spids- og reservelast er højst på kolde vinterdage, ved havarier på grundlastværker eller sammenfald af begge dele. I timen med højest spids- og reservelastproduktion anvendes der i scenarierne over 1.000 MW af dette.
- Et stort elforbrug i fjernvarmen kan potentielt udfordre elforsyningssikkerheden i Østdanmark. Så længe der er kraftvarmekapacitet i fjernvarmen, vil elsystemet blive dobbelt ramt, når der sker udfald af kraftvarmewærker i hovedstaden, hvis der samtidig skal opstartes elkedler som reservelast.
- Forsyningssikkerheden i fjernvarmesystemet kan derfor ikke alene baseres på én type teknologi som elkedler. Flerstrengethed i form af biogas eller bioolie er nødvendig, særligt hvis der i fremtidens fjernvarmesystem er behov for store mængder spidslast.



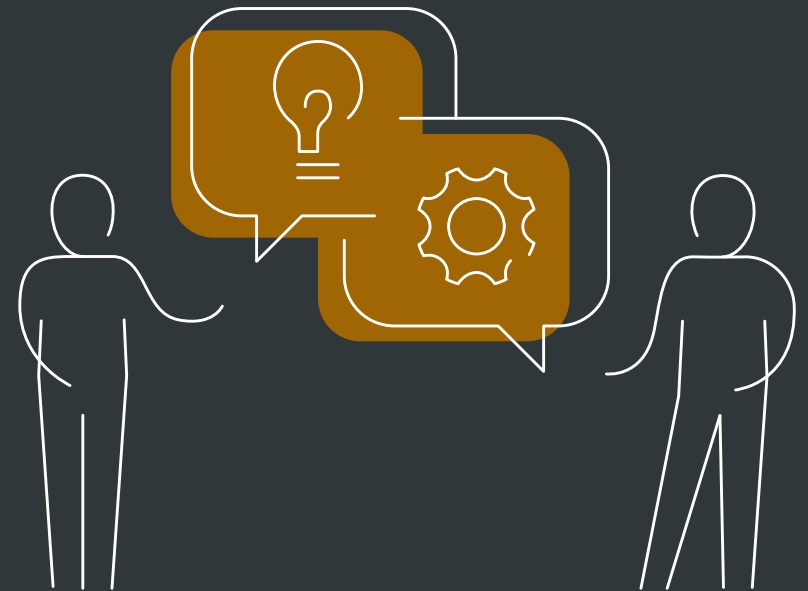
FFH50 opsamling og konklusioner



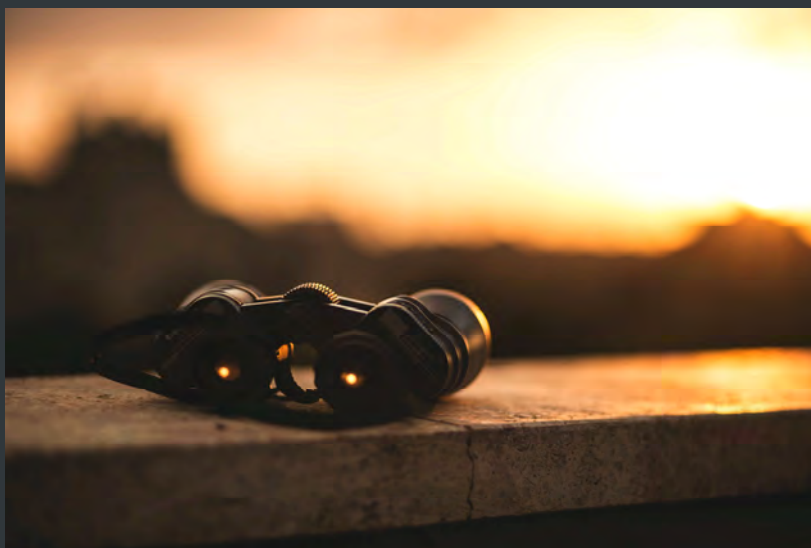
- Fjernvarmen er robust og konkurrencedygtig – og der er et stort potentiale for udbygning med nye kunder, men det kommer ikke af sig selv.
- Fjernvarmenettet er godt rustet til at kunne håndtere forskellige udviklinger af produktionssystemet - også ved lavtemperatur-fjernvarme.
- Selvom der i dag ikke kan sættes et eksakt billede på 2050, så vurderes det at blive en blanding af central og decentral produktion. Central produktion på kraftvarmeværker, overskudsvarme fra CCS og PtX samt el-baserede produktionsanlæg placeret både decentralt og centralt.
- Fjernvarmen er en del af fremtidens sektorkobling, ved at levere fleksibilitet til elsystemet, lagre varmen og absorbere og nyttiggøre varme fra PtX og CO₂-fangst.
- Der er potentiale og muligheder for at introducere nye el-baserede teknologier og dermed reducere varmeproduktionen fra biomasse og affald frem mod 2050.
- CCS i hovedstaden kan bidrage med op til 2,3 mio. ton CO₂-reduktion om året med de rette rammebetingelser, herunder betaling for/tilskud til CO₂-reduktion.
- Spidslasten kan blive CO₂-neutral – men der er grænser for, hvor meget der skal baseres på elkedler.

2050 scenarier

– hvad har vi lært?



”Hovedstadsområdets fjernvarmesystem er stærkt og robust, så der kan indpasses nye teknologier, og fjernvarmen kan være en aktiv spiller i sektorkobling og derigennem bidrage til et CO₂-neutralt Danmark.”



2050-scenarier – hvad har vi lært?

1. Fremtidens fjernvarmesystem i hovedstadsområdet kan der ikke sættes et eksakt billede på. Der er mange nye teknologier i spil, som ikke hidtil har været anvendt i fjernvarmen, og som betyder store ændringer og tilpasninger i måden, fjernvarmen produceres på, transporteres på og forbruges på.
2. Med seks scenarier udspændes mulige fremtider, som vi ser dem i dag. Resultaterne viser, at vi har et robust og stærkt fjernvarmesystem, som kan rumme de forskellige udviklingsveje. Det betyder, at fjernvarmesystemet er klar og allerede går mod en mere flerstrengt fjernvarmeforsyning, hvor nye teknologier kan indpasses. I scenarierne opnås CO₂-neutralitet eller negative emissioner ved udbredt CCS på op til minus 2,3 mio. ton.
3. Fjernvarmen er kommet langt mod CO₂-neutralitet. Scenarierne viser, at de resterende fossile løsninger i et vist omfang har lavere omkostninger end de grønne løsninger. En fuld omstilling af fjernvarmen med grønne løsninger er mulig. Omstillingen skal ske i balance med, at fjernvarmen fastholder sin konkurrencedygtighed i den videre grønne omstilling.
4. Scenarier med CCS kan give et betydeligt bidrag til reduktion af CO₂-emissioner, herunder egentlige negative emissioner. CCS er dog en investeringstung teknologi, og etablering og drift er der endnu ikke erfaring med. Teknologiomkostningerne er derfor usikre og der er behov for stor indsats før udbredelse af CCS er mulig. Før udbredelse af CCS, er det også nødvendigt at have rammerne på plads for en pris/betaling for CO₂-reduktion, der er tilstrækkelig til at dække de samlede omkostninger ved CCS. Det er ikke muligt at opkræve de ekstra omkostninger via fjernvarmeprisen. Betalingen kan komme fra en tilskudsordning eller fra andre aktører, der kan betale for CO₂-reduktioner, herunder fx aktører i affaldssektoren, transportsektoren eller industrien.
5. Scenarierne udspænder en bred vifte af løsninger på produktionssiden. Fra ca. 85% affald og biomasse i et scenarie til rent elbaseret i et andet. En økonomisk optimering af produktionen giver en blanding af affald, varmepumper og biomasse – med udgangspunkt i dagens regulering. Fremtidens fjernvarmesystem sammensættes af en blanding mellem central produktion på kraftværker og overskudsvarme fra CCS og PtX samt elbaserede produktionsanlæg placeret både centralt og decentralt som varmepumper og elkedler.



2050-scenarier – hvad har vi lært?

6. I alle scenarier reduceres elproduktionskapaciteten i hovedstadsområdet betragteligt, mens elforbrugskapaciteten øges. Det betyder større pres på forsyningssikkerheden i elsystemet og stiller krav til, at elsystemet kan håndtere de større mængder elforbrug, hvis ikke varmeforsynings-sikkerheden skal udfordres. Det skal sikres, at elnettet og elsystemet understøtter et større elforbrug kombineret med lavere elproduktion i hovedstadsområdet.
7. Geotermi er på trods af stordriftsfordele stadig en investeringstung teknologi, hvor omkostningerne ikke opvejes af en højere effektivitet, som de højere temperaturer på energikilden giver. Geotermi kan blive en del af fjernvarmesystemet, når potentialer for de andre typer af varmepumper er opbrugt, eller hvis der sker en yderligere billiggørelse og risikoafdækning af geotermi.
8. En vigtig rolle for fjernvarmen i fremtiden er at kunne opsamle overskudsvarme fra kilder, som etableres af andre grunde end forsyningen med fjernvarme. Fjernvarmen skal udnytte overskudsvarmen, når den er der, og sikre synergier til øvrige sektorer. Fjernvarmesystemet er i stand til at optage store mængder overskudsvarme fra PTX. Værdien af PtX-overskudsvarmen og dermed betalingsvilligheden for fjernvarmesystemet er afhængig af temperaturer, og hvor stabilt overskudsvarmen produceres.
9. Udnyttelse af overskudsvarme fra CCS kan ikke lade sig gøre på alle anlæg med fuldlast året rundt. Det vil i givet fald generere mere varme, end fjernvarmesystemet kan anvende fx i sommerperioden. Det er væsentligt, at det er de økonomisk mest fornuftige projekter, der sættes i værk først – også set i forhold til behovet i fjernvarmesystemet og etablering af andre nye varmepumper mv.
10. Fleksibiliteten i fjernvarmesystemet skal øges for at kunne håndtere de mange variationer i varmeproduktionen. Dette kan bl.a. ske ved at etablere flere varmelagre, mere digitaliseret styring og i form af fleksibelt og intelligent afbrydeligt varmeforbrug hos kunderne. Det giver et robust udgangspunkt for sektorkobling og for at introducere nye teknologier og dermed reducere biomasse og affald frem mod 2050.



2050-scenarier – hvad har vi lært?

11. Et elektrificeret fjernvarmesystem kan lade sig gøre. Det kræver samspil mellem energiplanlægningen og den fysiske planlægning for at sikre arealer til fremtidens produktionsanlæg, der ligger optimalt i forhold til fjernvarmeforsyningen. Og det kræver en koordineret planlægning af placering af de mange varmepumper, så der sikres fuld udnyttelse af varmepumpepotentialet i fjernvarmen. Distributionsnettene får en større rolle med opsamling af varme fra lokale energikilder, så der sikres størst mulig effektivitet.
12. Rigtig placering af fremtidens produktionsanlæg og varmelagre, også i forhold til det fremtidige lavtemperaturnet, er afgørende for økonomien i den fortsatte grønne omstilling og fjernvarmens fortsatte konkurrenceevne. Det kræver:
 - Tæt samspil mellem varmeselskaber og ejere af kraftværkspladser.
 - Tæt samspil mellem energiplanlægningen hos varmeselskaberne og den fysiske planlægning i kommunerne. Det kræver lokalt engagement og forankring.
13. Det bliver en særlig udfordring af have de nye teknologier klar, når kraftvarmeværkerne er udtjente og skal skrottes. En så stor transformation, hvor meget kapacitet forsvinder ad få omgange, kræver en velplanlagt overgangsfase for, at den ikke bliver for dyr. Det bliver nødvendigt at investere i nye varmekilder på forkant.

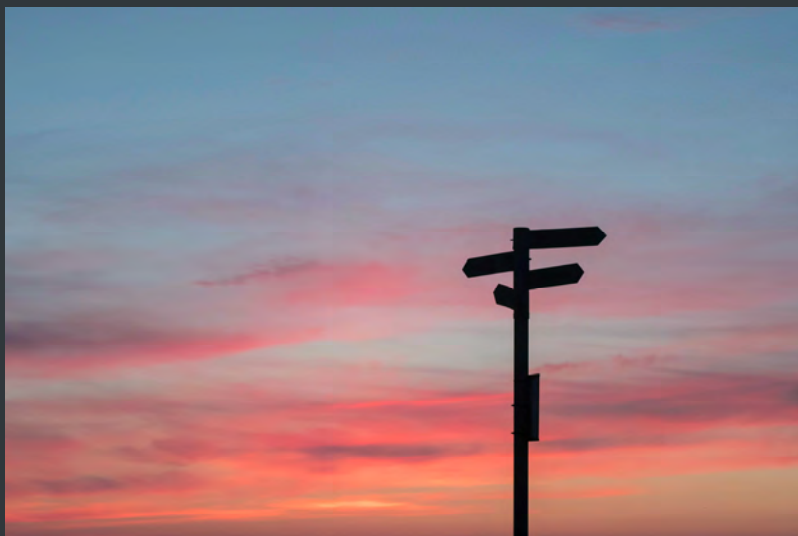


Opsamling 2025 og 2030 scenarier

– de første skridt på vejen



”Det er muligt at nå CO₂-målsætningen om CO₂-neutralitet i fjernvarmen i 2025, men det kræver supplerende tiltag og det er endnu usikkert i hvilket omfang.”

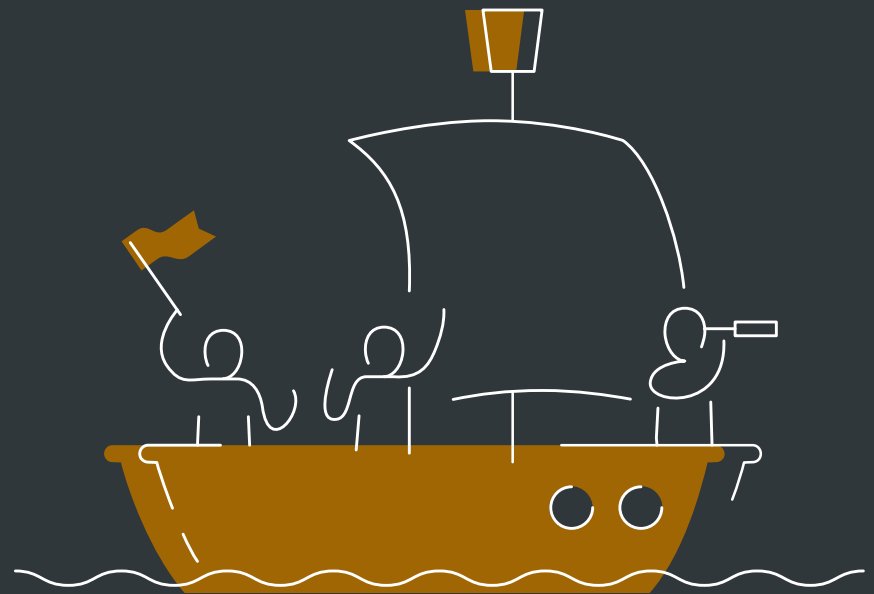


2025- og 2030-scenarier – de første skridt på vejen

1. 2025 og 2030 er skridt på vejen til 2050. Der er selvstændige mål for 2025 og 2030 på CO₂-neutralitet især, men for fjernvarme selv er det et selvstændigt mål at supplere det grønne med et fleksibelt og flerstrengt fjernvarmesystem, som også kan spille sammen med elsystemet. Og her kan man allerede i 2025 og 2030 komme langt. Dertil bruges 2025 og 2030 også til at se på investeringer og foretage valg, som er nødvendige for fortsat succes i 2050.
2. I 2025 har vi et fjernvarmesystem, der meget ligner dagens system, men har bl.a. flere varmepumper og elkedler og bæredygtig biolie som et overgangsbrændsel til spidslast.
3. I 2030 opnås i scenarier CO₂-neutralitet eller negative emissioner på op til 2,5 mio. ton ved udbredt CCS.
4. Det er muligt at gå i retning af et mere elbaseret fjernvarmesystem allerede i 2030.
5. Det er usikkert, hvor meget PtX der vil være i 2030, da en større udbredelse nok først sker herefter. Der er god økonomi i op til 115 MW overskudsvarmepumper frem mod 2030, og beregningerne viser, at overskudsvarmen er konkurrencedygtig med eksisterende kapacitet, selvom udnyttelsen kræver investeringer. Derudover kan udnyttelse af varme fra datacentre blive en mulighed.



Næste skridt



Næste skridt

- Videre analyser af energisystemets udvikling med fokus på fjernvarmens rolle ved større integration af nye typer af teknologier og varmeleverancer samt en mere aktiv og integreret kundeside.
- Videre arbejde med kostægte tariffer, der giver de rigtige prissignaler, i hele energikæden i samarbejde med producenter og distributionsselskaber.
- Videreudvikling af CCS i hovedstaden, bl.a. i C4-samarbejdet, hvor viden og indpasning af CCS i fjernvarmesystemet analyseres.
- Der er behov for tæt samspil mellem energiplanlægningen hos varmeselskaberne og den fysiske planlægning i kommunerne for at sikre fremtidige arealer til produktionsanlæg i nærheden af fjernvarmenettet, herunder reservation i kommune- og lokalplaner.
- I samarbejde med Energinet analysere tiltag og sammenhængen mellem fjernvarmesystemet og elsystemet for at sikre forsyningssikkerheden i det overordnede eltransmissionsnet i hovedstaden i takt med elektrificering af fjernvarmen og andre sektorer i hovedstaden, så der opnås en tilstrækkelig forsyningssikkerhed i fjernvarmesystemet.
- Fortsat udvikle varmelastsamarbejdet og udvikle modeller, så nye varmekilder, varmelagre og aktivering af fleksibilitet i varmekonsumet hos kunderne kan udnyttes til at optimere det samlede fjernvarmesystem.
- Udarbejde roadmap for lavtemperaturfjernvarme i samarbejde med distributionsselskaberne.
- Følge og påvirke en fremtidig regulering af varme, der understøtter hastigheden i omstillingen til et grønt, fleksibelt og flerstrengt system med konkurrencedygtige priser, der også kan deltage i sektorkobling og derigennem med to indgange kan bidrage til den danske 70%-målsætning.

