



Klimastatus og –fremskrivning 2022 (KF22): Termisk produktionskapacitet i el- og fjernvarmesektoren ekskl. affaldsforbrænding

Forudsætningsnotat nr. 8D
Opdateret april 2022

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
28-04-2022

J nr. 2021-15863

MTNG/MIS

Indholdsfortegnelse

1. KF22 forløbet frem mod 2035	2
2. Metode og antagelser bag KF22 forløbet	2
2.1 Generelle antagelser og metode	2
2.2 Frozen policy antagelser til KF22	3
3. Kvalificering af KF22 forløbet.....	8
3.1 Sammenligning med KF21	8
3.2 Usikkerhed	11
3.3 Planlagt udvikling frem mod KF23	11
4. Kilder	12

Dette forudsætningsnotat er en del af Klimastatus og -fremskrivning 2022 (KF22). KF22 er en såkaldt frozen policy fremskrivning, hvilket indebærer, at forudsætningerne for fremskrivningen afspejler et "politisk fastfrossent" fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget eller EU har besluttet før 1. januar 2022 eller som følger af bindende aftaler. For yderligere information om frozen policy tilgangen, se KF22 forudsætningsnotat 2C om Principper for frozen policy.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

T: +45 3392 6700
E: ens@ens.dk

www.ens.dk



1. KF22 forløbet frem mod 2035

I dette notat præsenteres metoden og antagelserne, der danner grundlaget for fremskrivningen af den termiske produktionskapacitet i el- og fjernvarmesektoren. Fremskrivningen er delvist betinget af modelkørsler med modellen DH-Invest og modelresultaterne kan ikke fremlægges på nuværende tidspunkt, men vil blive fremlagt i forbindelse med offentliggørelse af den samlede fremskrivning. Notatet beskriver i stedet de væsentlige forudsætninger, der indgår i modellen.

Metoden og antagelserne for affaldsforbrænding indgår ikke i dette notat, men beskrives separat i forudsætningsnotatet 9A.

2. Metode og antagelser bag KF22 forløbet

2.1 Generelle antagelser og metode

Der tages udgangspunkt i en samlet fremskrivning af det danske el- og fjernvarmesystem, hvor den forventede udvikling grundlæggende er vurderet således:

- Udgangspunktet for kapacitetsfremskrivningen er den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter lavet på baggrund af Energiproducenttælling 2020 (EPT2020).
- Der tages højde for kendte projekter, der er etableret siden 2020 eller er under planlægning og har en høj sandsynlighed for at blive gennemført. Dette inkluderer projekter, der har fået nødvendige godkendelser fra kommuner (fjernvarmeprojekter) eller Energistyrelsen (større anlæg med elkapacitet over 25 MW). Denne pipeline af fremtidige projekter dækker udviklingen i perioden 2021-2023.
- For perioden derefter laves en vurdering af, hvilke yderligere investeringer i nye anlæg såvel som lukning af eksisterende anlæg, der kan forventes i fjernvarmesektoren. Til formålet anvendes Energistyrelsens model DH-Invest¹ på både centrale og decentrale fjernvarmeområder. Modelberegninger suppleres i videst mulig omfang med konkret viden om de specifikke områder og eksisterende værker. Dette gælder især de centrale fjernvarmeområder.
- Den termiske kondenskapacitet fremskrives fladt med udgangspunktet i den seneste Energiproducenttælling.
- Den forventede drift af systemet modelleres i Energistyrelsens Ramses model, der inkluderer en repræsentation af alle danske fjernvarmeområder² samt størstedelen af det europæiske elsystem.

¹ For modeldokumentationen se Energistyrelsens hjemmeside (https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/dh-invest_modelbeskrivelse.pdf).

² 32 fjernvarmeområder er repræsenteret direkte (centrale fjernvarmeområder samt decentrale områder med fjernvarmeleverance over ca. 500 TJ/år), mens resten er repræsenteret i form af 28 aggregerede områder.



Ramses modellen er yderligere beskrevet i notatet 1A. Det følgende afsnit beskriver de anvendte metoder og antagelser for de specifikke dele af fremskrivningen.

2.2 Frozen policy antagelser til KF22

Termisk kondenskapacitet

Den termiske kondenskapacitet består af de danske værker, som kun kan producere el uden samproduktion af varme. Det drejer sig primært om reserveværker, som kun marginalt bidrager til den danske elforsyning, men som derimod spiller en vigtig rolle i opretholdelsen af den danske elforsyningssikkerhed. I KF22 fremskrives denne del af den termiske elproduktionskapacitet fladt med udgangspunkt i EPT20. KF22 medtager således ca. 850 MW termisk kondenskapacitet, hvoraf ca. 500 MW findes på Kyndbyværket og Masnedøværket.

Pipeline projekter

En række konkrete, navngivne projekter, som fra 2021 og frem har indflydelse på produktionskapaciteter i el- og fjernvarmesektoren, er allerede kendte. Kendskabet kan have forskellige niveauer; fra anlæg, der er sat i drift i 2021 og allerede er oprettet i EPTs database, over projekter, der har søgt og fået godkendelser fra offentlige myndigheder, herunder varmforsyningsprojekter der er indberettet til plandata.dk, til projekter, som Energistyrelsen har fået kendskab til ad andre kanaler, og vurderes tilstrækkeligt sandsynlige, til at de medtages i fremskrivningen. Disse projekter kaldes "pipeline projekter". Pipeline projekter dækker perioden 2021-2023.

Kilderne til oplysningerne om projekterne er:

- EnergidataOnline, Energistyrelsens indberetningssystem for bl.a. den årlige Energiproducenttælling, hvor en række anlæg, der er idriftsat i løbet af 2021, allerede er oprettet med henblik på indberetning af driftsdata til Energiproducenttællingen i løbet af foråret 2022.
- Øvrig information som Energistyrelsen har fået gennem myndighedskontakt.
- Udtræk fra plandata.dk [1], som indeholder oplysninger om kommunernes godkendelser efter varmforsyningsloven.
- Bilateral dialog med relevante aktører.

Pipelineprojekterne, der indgår i KF22, fordeler sig på følgende kategorier:

- Varmepumper, med en samlet varmekapacitet på 345 MW
- Solvarmeanlæg, med en samlet varmekapacitet på ca. 30 MW
- Elkedler, med en samlet varmekapacitet på 395 MW
- Biomassekedler (halm- og træflisfyret), med en samlet varmekapacitet på ca. 100 MW
- Et enkelt naturgasbaseret kraftvarmeværk, en varmekapacitet på knap 3 MW



Centrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de centrale fjernvarmeområder baseres på specifikke vurderinger for hvert enkelt område. Der er taget udgangspunkt i dialog med de primære aktører og kendskab til lokale vilkår såvel som kvalitative vurderinger af rentable anlægsinvesteringer ud fra kendskab til lokale forhold. Fremskrivningen medtager derfor eksisterende planer og mulige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte.

Derudover anvendes modelberegninger i DH-Invest til vurderingen af yderligere investeringer på længere sigt. Anvendelsen af modellen skyldes bortfaldet af kraftvarmekravet i de centrale fjernvarmeområder, hvilket muliggør investeringer i varmeproduktionsteknologier uden samproduktion med el, såsom varmepumper, solvarme, biomassekedler og elkedler. Den resulterende frozen policy udvikling afspejler derfor en sandsynlig markedsudvikling under fravær af nye tiltag, der vil betyde, at de nuværende markedsforhold ændres.

En væsentlig forudsætning for fremskrivningen vedrører levetider for de centrale kraftvarmeblokke. Levetiderne afhænger i praksis af mange faktorer, bl.a. udløb af nuværende varmetaftaler, støtte til elproduktion, teknisk levetid, afskrivning af investeringer og øvrig udvikling i fjernvarmesystemer, fx udvikling i affaldsforbrændingskapacitet. Levetiderne vurderes af Energistyrelsen på baggrund af dialog med aktørerne om forventninger til værkernes fremtidige udvikling samt egne modelberegninger med DH-Invest³. I tabellen herunder angives udløbsdatoerne for de centrale værker, hvor det er muligt, samt antagelserne om levetider i KF22.

Generelt antages det, at driften på centrale kraftvarmeblokke vil ophøre efter udløb af de nuværende varmetaftaler og støtte til elproduktion, medmindre dialogen med aktørerne og modelberegninger har givet anledning til en anden vurdering. Antagelsen skyldes, at levetidsforlængelsen af kraftvarmeblokke generelt er forbundet med højere omkostninger sammenlignet med erstatninger med rent varmeproducerende enheder som fx varmepumper. Det forventes derfor, at den kraftvarmebaserede fjernvarmeproduktion afvikles, når nuværende aftaler ophører. Det skal i denne sammenhæng understreges, at antagelser om lukningsår ikke nødvendigvis afspejler en endelig beslutning fra aktørernes side. Antagelserne skal derimod betragtes som Energistyrelsens vurdering af et sandsynligt forløb i el- og fjernvarmesektoren under de nuværende forudsætninger og under fravær af nye tiltag på område.

³ I rentabilitetsvurdering i DH-Invest tages der ikke højde for eventuelle indtægter fra Carbon Capture (CC), da det antages, at CC vil blive installeret på de værker, der i forvejen har en god driftsøkonomi og dermed en høj sandsynlighed for at være i drift i mange år i fremtiden.



Tabel 1: Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår i KF22. Slutår for eksisterende varmeaftaler er opgjort pr. februar 2020 og er baseret på ejernes oplysninger. Med "N/A" angives hvor oplysningen ikke er relevant eller tilgængelig. Der vurderes ikke i dette notat levetid efter 2035, og under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Værker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato/ Slutår for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i KF22
Studstrupværket Blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2031	2030
Studstrupværket Blok 4 (SSV4) ¹	31-02-2022	N/A	2022
Esbjergværket Blok 3 (ESV3)	01-04-2023 ²	N/A	2022
Skærbækværket Blok 3 - flis	31-12-2037	2037	-
Skærbækværket Blok 3 - naturgas	31-12-2037	N/A	-
Herningværket (HEV)	31-12-2033	2022	-
Fynsværket Blok 7 (FYV7)	N/A	N/A	-
Fynsværket Blok 8 (FYV8)	31-12-2035	2029	-
Fynsværket Blok 9 (FYV9) ³	N/A	N/A	-
Nordjyllandsværket	31-12-2028	N/A	2028
Randersværket	31-12-2036	2024	-

Værker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftår i KF22
Avedøreværket Blok 1 (AVV1) ⁴	31-12-2033	2031	2033
Avedøreværket Blok 2 (AVV2) ⁴	31-12-2027	2023	-
Asnæsværket Blok 2 (ASV2) ⁵	N/A	N/A	2020
Asnæsværket Blok 5 (ASV5) ⁵	N/A	N/A	2020
Asnæsværket Blok 6 (ASV6)	31-12-2040	N/A	-
HC Ørstedsværket Blok 7 (HCV7) ⁵	30-06-2021	N/A	2021
HC Ørstedsværket Blok 8 (HCV8)	31-12-2026	N/A	2026
Amagerværket Blok 1 (AMV1) ⁴	31-12-2029	2029	2033
Amagerværket Blok 3 (AMV3) ⁶	N/A	N/A	2019
Amagerværket Blok 4 (AMV4)	31-12-2049	2039	-
Østkraft Blok 6 (ØKR6)	31-12-2032	2032	-

¹ Blokken er godkendt til konservering.

² Dato refererer til afgørelse fra Energistyrelsen vedr. lukning af Esbjergværket.

³ Blokken forventes idriftsat pr. primo 2023.

⁴ Vurdering af levetider for de centrale kraftvarmeblokke i Storkøbenhavnssområde er særligt behæftet med store usikkerheder.

⁵ Blokken er konserveret.

⁶ Blokken er permanent lukket.



Særligt i Storkøbenhavnssområde er vurderingen af levetider behæftet med store usikkerheder. I dag er der fire biomassefyrede kraftvarmeblokke i drift, Blok 1 og Blok 4 på Amagerværket, Blok 1 og Blok 2 på Avedøreværket. Med de nuværende forudsætninger tyder modelberegninger på, at der vil være tilstrækkelig økonomi i at beholde kun to ud af de fire blokke i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden. Den ene er Amagerværket Blok 4, som blev idriftsat i løbet af 2019 og som har en langvarig varmeaftale. Den anden antages på nuværende tidspunkt at være Avedøreværket Blok 2, hvis levetidsforlængelse vurderes mest sandsynlig på grund af blokkens højere virkningsgrad.

Kulforbruget i de centrale kraftvarmeblokke forventes at være udfaset før 2030. Antagelserne herom er de samme som i KF21.

Værkerne, der forudsættes taget permanent ud af drift, forventes at blive erstattet af en kombination af anlægstyper, hvoraf en større andel af varmekapaciteter forventes at være varmepumper. Eksisterende planer og kendte projekter hos fjernvarmeselskaberne er den primære kilde i forhold hertil. Modelberegninger med DH-Invest anvendes til at supplere udviklingen med yderligere investeringer og/eller skrotninger på længere sigt.

Decentrale fjernvarmeområder

Udviklingen i de decentrale fjernvarmeområder baseres på modelberegninger med DH-Invest. Modelberegningerne suppleres med konkret viden om fremtidige projekter hos fjernvarmeselskaberne i det omfang, de er kendte. Forudsætningerne i DH-Invest til KF22 beskrives i afsnittet nedenfor.

Forudsætninger i DH-Invest til KF22

Investeringer og lukninger i fjernvarmesektoren er beregnet i DH-Invest. Modellen kan investere i en lang række teknologier, såsom varmepumper, elkedler, solvarme, biomassekedler og kraftvarmeanlæg, såfremt investeringerne er selskabsøkonomisk rentable. Udgangspunktet for teknologiernes økonomiske og tekniske parametre (investeringsomkostninger, vedligeholdelsesomkostninger, virkningsgrader) er den seneste udgave af Energistyrelsens teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme.

Investeringer begrænses i modellen med en vurdering af de tekniske potentialer for hvert fjernvarmeområde. Potentialerne indlægges som en begrænsning for, hvor meget modellen kan investere i for hvert fjernvarmeområde.

- Der er taget højde for, at potentiale for overskudsvarme er begrænset. Data for mængden af uudnyttet overskudsvarme bygger på et studie fra DTU i 2017 [2]. Da datasættet er statisk, justeres potentialet i modellen for at tage højde for nyopførte anlæg, der udnytter overskudsvarme, således at allerede udnyttet potentiale ikke tæller med.



I forbindelse med KF22 forventes potentialet for overskudsvarme at blive opdateret og udvidet med en kortlægning af potentialet for udnyttelse af overskudsvarme fra datacentre. Resultater af analysen foreligger ikke på nuværende tidspunkt og kan derfor ikke præsenteres.

- Investeringer i luftbaserede varmepumper begrænses under antagelsen af, at luftbaserede varmepumper maksimalt kan dække 85% af fjernvarmebehovet i hvert fjernvarmeområde. Begrænsningen afspejler bl.a. udfordringerne med fjernvarmeproduktion på luftbaserede varmepumper i perioder af året, hvor lufttemperaturen og dermed varmepumpens virkningsgrad er lavest. Antagelsen kan variere for specifikke fjernvarmeområder pba. kendskab til lokale forhold.
- Investeringer i solvarme er i modellen begrænset til det estimerede potentiale for kollektive solvarmeanlæg baseret på en GIS-analyse. Der tages udgangspunkt i landbrugsarealer inden for en given radius af fjernvarmenettene, og det er dertil forudsat, at kun 10% af landbrugsarealet kan omlægges til solvarme i hvert fjernvarmeområde.

I investeringsbeslutninger i DH-Invest tages der desuden højde for, at der må forventes mindre risikovillighed fra fjernvarmeselskabsside til investeringer, som ikke har stor betydning for de samlede fjernvarmeproduktionsomkostninger. Dette er typisk tilfælde i fjernvarmeområder, hvor hovedparten af fjernvarmeforbruget i forvejen dækkes af grund- eller mellemlast-anlæg med lave marginale omkostninger. Investeringsbeslutninger, som ikke har stor betydning for de samlede produktionsomkostninger, tages på basis af en forhøjet rente (6 pct.), mens den normale rente er 3 pct.

Ud over tekniske begrænsninger tages der højde for begrænsninger som følge af reguleringen af fjernvarmesektoren.

Med ophævelsen af kraftvarmekravet i de centrale fjernvarmeområder og med ophævelsen af brændselsbinding til naturgas i de større naturgasforsynede fjernvarmeområder, er det primært kravet om positiv samfundsøkonomi, der sætter en regulativ begrænsning for investeringerne. Samfundsøkonomikravet vurderes til primært at have betydning for valget mellem biomassekedler og varmepumper. Den større frihed i valget af investeringsmuligheder for fjernvarmeproducenter afspejles i DH-Invest ved at lade modellen optimere varmeproduktionsmikset frit under antagelse af, at samfundsøkonomi ikke vil være en begrænsning, hvis investeringer er selskabsøkonomisk fordelagtige. Antagelsen vurderes ikke at skævvride forholdet mellem varmepumper og biomassekedler, da selskabsøkonomi og samfundsøkonomi for disse teknologityper stort set svarer til hinanden⁴.

⁴ Selskabsøkonomisk falder investeringer i varmepumper mindre fordelagtigt ud end samfundsøkonomisk pga. elafgiften. DH-Invest resultater tjekkes for denne unøjagtighed, evt. med brug af følsomhedsberegninger.



DH-Invest laver også en selskabsøkonomisk vurdering af eksisterende anlæg med henblik på lukningen af ikke-rentabel kapacitet. Anlæg, hvis faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger (D&V) overstiger det beregnede driftsmæssige overskud, kan som udgangspunkt lukkes med en besparelse. For at sikre, at varmeforsyningssikkerheden opretholdes, lukkes anlæg imidlertid ikke, hvis den samlede kapacitet i det pågældende fjernvarmeområde dermed reduceres til under 160% af behovet i spidslasttiden.

Ved beregning af driftsoverskuddet regnes der med indtægter fra salg af varme, salg af el på spotmarkedet og salg af systemydelser. Indtægter fra salg af varme og el regnes endogent i modellen, mens indtægter fra salg af systemydelser tillægges eksogent på basis af input fra Energinet og specifikke faglige vurderinger.

Modsat KF21 er fjernvarmekedler omfattet af modelberegnete lukninger i KF22. For biomassekedler alene opjusteres de faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, når kedler når deres forventede tekniske levetid på 25 år, ved at antage levetidsforlængelsesomkostninger svarende til 25% af investeringsomkostning med en afskrivningsperiode på 10 år.

3. Kvalificering af KF22 forløbet

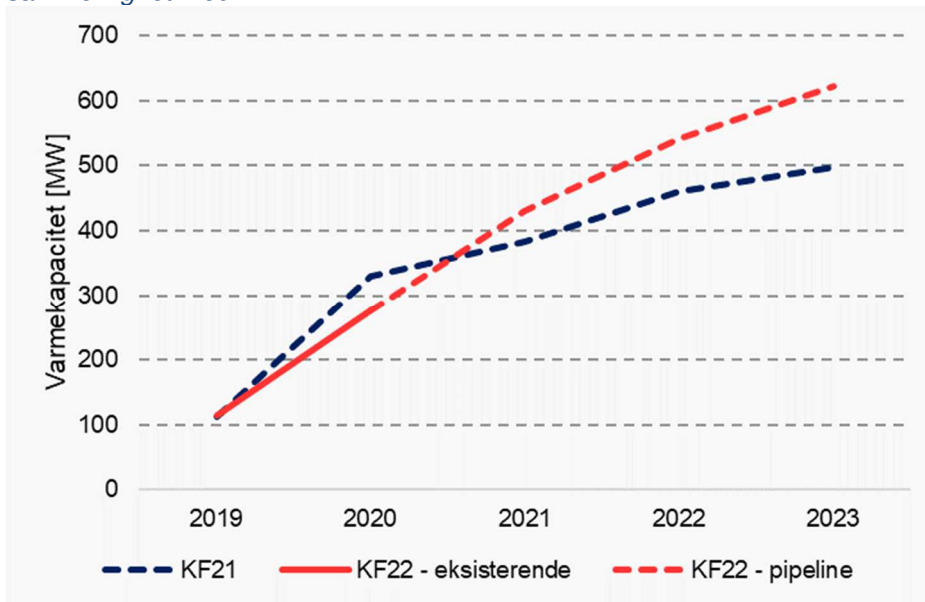
3.1 Sammenligning med KF21

Figur 1-4 nedenfor viser den kortsigtede udvikling i varmekapacitet på udvalgte fjernvarmeteknologier i Danmark, samt sammenligningen med den tilsvarende udvikling i Klimastatus- og fremskrivning 2021 (KF21).

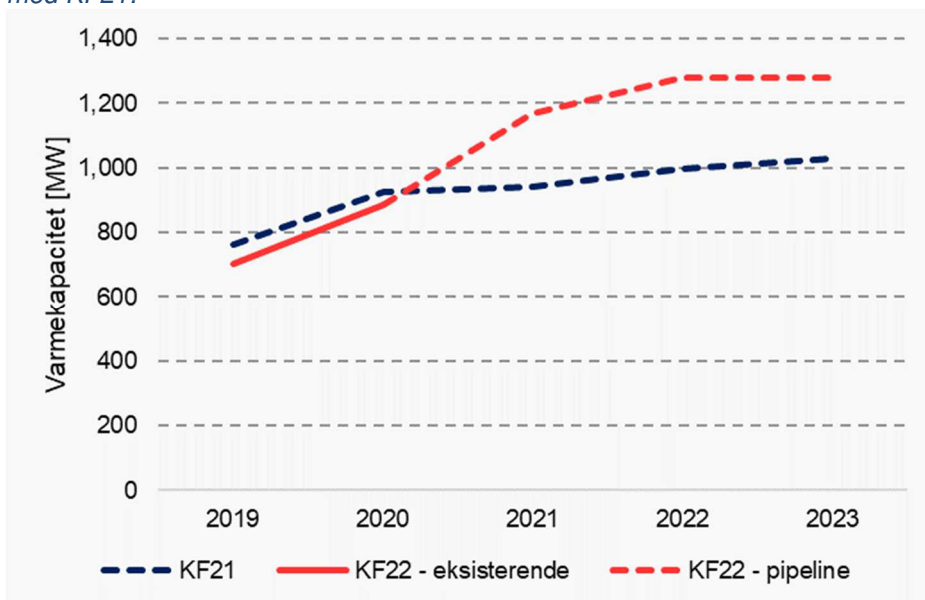
KF22 kapaciteter i 2019 og 2020 stammer fra hhv. EPT2019 og EPT2020, mens udviklingen i den efterfølgende periode udelukkende er baseret på opgørelsen af pipeline projekter. Kapaciteter er opgjort pr. ultimo år.

I 2023 forventes der etableret i alt ca. 620 MW i varmepumper (+125 MW i forhold til KF21), og 1.280 MW i elkedler (+250 MW i forhold til KF21). Prognosen for udviklingen i kapaciteten i solvarmeanlæg og biomassekedelanlæg er grundlæggende uændret i forhold til sidste års fremskrivning, med niveauer på omkring hhv. 1.100 MW og 2.100 MW i 2023.

Figur 1: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på varmepumper i KF22 sammenlignet med KF21.

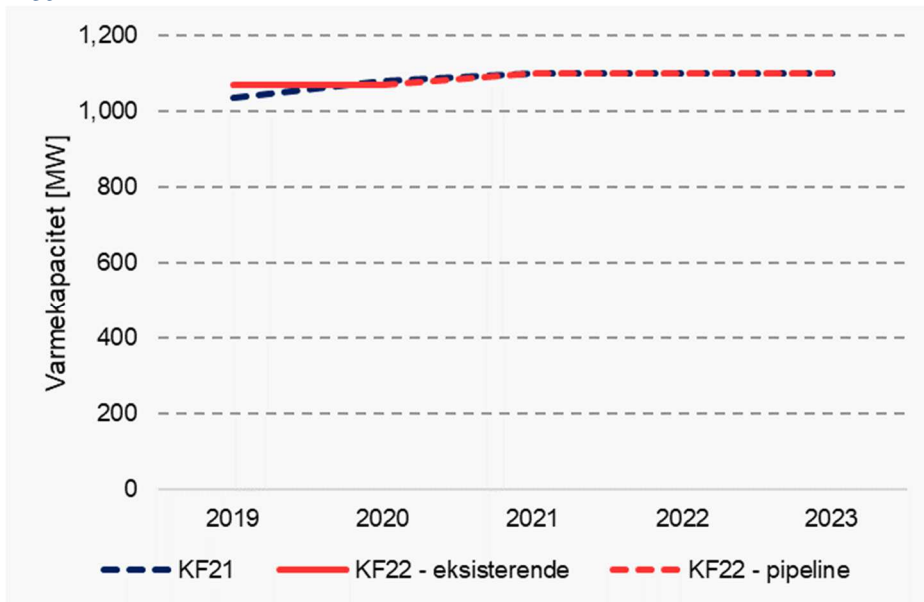


Figur 2: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på elkedler i KF22 sammenlignet med KF21.

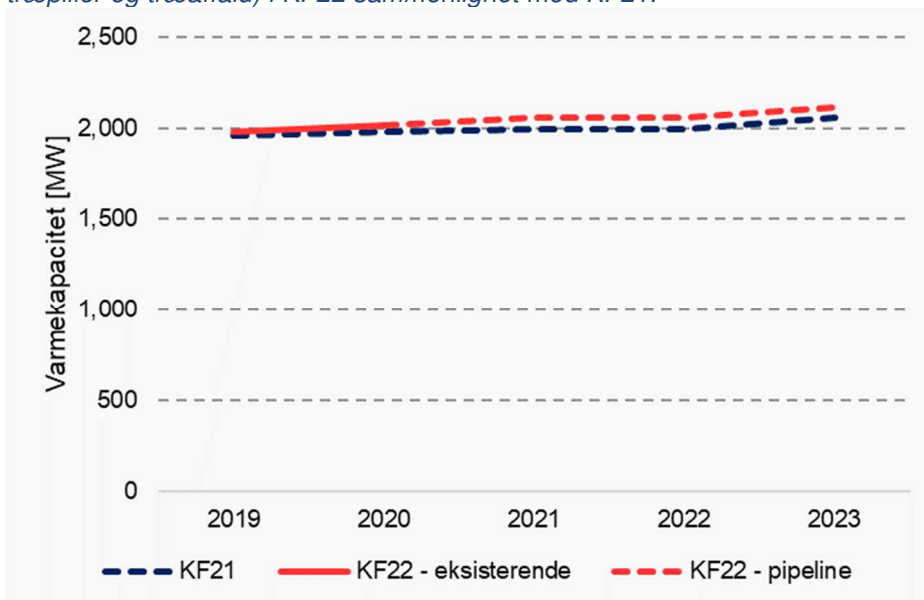




Figur 3: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på solvarme i KF22 sammenlignet med KF21.



Figur 4: Kortsigtet udvikling i varmekapaciteten på biomassekedler (halm, træflis, træpiller og træaffald) i KF22 sammenlignet med KF21.





Den langsigtede kapacitetsfremskrivning frem mod 2030 er delvist betinget af modelberegninger med DH-Invest, og disse modelresultater foreligger som nævnt ikke endnu.

Metoden til fremskrivningen er grundlæggende uændret i forhold til KF21. Opdateringer og ændringer i forhold til KF21 er sammenfattet nedenfor.

- Potentialer for overskudsvarme fra datacentre forventes at blive opdateret pba. en igangværende analyse.
- Fjernvarmekedler er omfattet af modelberegnete lukninger i DH-Invest. Der tages højde for levetidsforlængelsesomkostninger alene for biomassekedler efter 25 års tekniske levetid.

3.2 Usikkerhed

Fremskrivningen af produktionskapaciteter er forbundet med store usikkerheder, eftersom den er betinget af beregninger i DH-Invest. De væsentlige usikkerheder i denne forbindelse vedrører brændselsprisprognosen og elprisfremskrivningen, som modellen modtager eksogent fra Ramses. Dertil indgår usikkerheden i teknologidata fra Teknologikataloget.

Modeltekniske begrænsninger i DH-Invest er kilden til yderligere usikkerhed. En af de væsentlige begrænsninger vedrører varmelagrene, som ikke modelleres i DH-Invest, hvilket kan have betydning for investeringer i elkedler.

En væsentlig usikkerhed vedrører den resulterende udbygning med varmepumper og dens realiserbarhed, særligt i centrale fjernvarmeområder og tæt befolkede landsdele, hvor lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene kan bremse den forventede udvikling, idet de kan medføre en fordyrelse af varmepumper ift. andre fjernvarmeteknologier som fx biomassekedler. Der tages højde for disse begrænsninger i DH-Invest i det omfang, det er muligt., ved fx at nedjustere investeringspotentialt for varmepumper.

Endelig skal der peges på usikkerheden knyttet til levetider af de centrale kraftvarmeblokke og øvrige decentrale kraftvarmeværker. Usikkerheden vurderes ikke at have stor betydning i forhold til udledningsresultatet for el- og fjernvarmesektoren, men den kan have væsentlig betydning for bl.a. biomasseforbruget i til fjernvarmeproduktion, el- og fjernvarmeforsyningssikkerhed.

3.3 Planlagt udvikling frem mod KF23

Frem mod Klimafremskrivning 2023 forventes der fortsat at blive arbejdet på datagrundlaget til DH-Invest med henblik på at sikre en forbedret kvalitet i fremskrivningen.

4. Kilder

[1] Erhvervsstyrelsen. <https://planinfo.erhvervsstyrelsen.dk/plandatadk>

[2] Bühler, F., Petrovic, S., Karlsson, K. B., & Elmegaard, B. (2017). Industrial excess heat for district heating in Denmark. *Applied Energy*, 205, 991-1001. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.032>