



Analyseforudsætninger til Energinet 2023 – Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.

Baggrundsnotat

Kapaciteterne, der præsenteres i dette notat, opgøres per primo år, dvs. at kapaciteterne indgår i kapacitetsopgørelsen, hvis de står til rådighed pr. 1. januar.

Kontor/afdeling
Systemanalyse og
Innovation

Dato
13. oktober 2023

J nr. 2023 – 2106

MTNG, ALELO / MIS

Indholdsfortegnelse

Udvikling frem mod 2050	2
Centrale værker	2
Decentrale værker	4
Store varmepumper	5
Elkedler	6
Metode og antagelser	7
Termisk kondenskapacitet	7
Fjernvarmeprojekter i pipeline	9
Centrale fjernvarmeområder	10
Decentrale fjernvarmeområder	12
Forudsætninger om affaldsforbrænding	12
Forudsætninger om CO ₂ -fangst	13
Forudsætninger om overskudsvarme fra datacentre og PtX	14
Forudsætninger i DH-Invest til AF23	14
Forudsætninger om udetider for danske termiske kraftværker	16
Usikkerhed	17
Ændringer ift. AF22	18
Termisk elproduktionskapacitet	18
Store varmepumper og elkedler	19
Bilag: Modelresultater fra Energistyrelsens Ramses-model	21

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



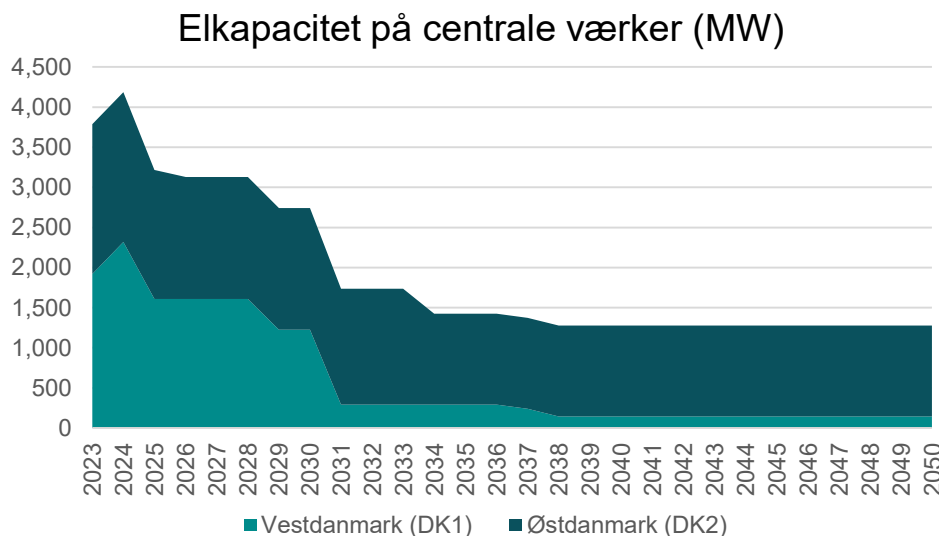
Udvikling frem mod 2050

Der forventes generelt en fremtidig udvikling, hvor den termiske, brændselsbaserede kraftvarmeproduktionskapacitet gradvist tages ud af drift og varmeproduktionen erstattes af varmepumper og i mindre omfang andre varmeproducerende anlæg (såsom elkedler, biomassekedler og solvarme).

Det bemærkes, at udviklingen i termisk kapacitet i AF23 er behæftet med stor usikkerhed pga. den seneste store volatilitet på energimarkeder. Energistyrelsen er bevidste om, at store udsving i energipriser kan have en langsigtet betydning for aktørernes investeringsvillighed og afkastkrav. Dette er dog forbundet med stor usikkerhed og indregnes dermed ikke eksplicit i AF23. Inputs i forhold hertil vil blive taget i betragtning i det fremadrettede arbejde med Analyseforudsætninger.

Centrale værker

Figur 1 nedenfor viser udviklingen i elkapacitet på de centrale værker.



Figur 1: Udvikling i elproduktionskapacitet på centrale værker i hhv. Vest- og Østdanmark (MW). Opgørelsen inkluderer driftsklare og betinget driftsklare anlæg, men ikke anlæg, der forventes taget ud af drift i løbet af 2023.

Udviklingen er bl.a. baseret på oplysninger fra aktørerne indhentet i forår 2023 og er behæftet med en generel usikkerhed ift. den aktuelle og fremtidige udvikling på energimarkederne.

Særligt i Vestdanmark forventes kapaciteten at falde væsentligt i løbet af fremskrivningsperioden, da en række værker forventes at lukke. Det gælder de tilbageværende kulfyrede blokke i Esbjerg (2024) og Aalborg (2028), ligesom de biomassefyrede blokke på Studstrupværket (2030), Randersværket (2036) og Skærbækværket (2037). Der forudsættes desuden en afvikling af den gasfyrede



centrale kraftvarmekapacitet i Vestdanmark med lukningen af Blok 7 på Fynsværket og den gasfyrede blok på Skærbækværket i 2030. Fjernvarmebehovet forventes at blive dækket af andre rent varmeproducerende enheder, især varmepumper.

Udviklingen i Østdanmark er især betinget af lukningen af to biomassefyrede kraftvarmeblokke i Hovedstadsområdet, Amagerværket Blok 1 og Avedøreværket Blok 1, i 2033. Gasturbineanlæg på Avedøreværket Blok 2 forudsættes ligeledes at blive udfaset frem mod 2030.

AF23 indeholder således lukning af ca. 2,5 GW elkapacitet frem mod 2050, hvorved kapaciteten forudsættes at falde fra ca. 3.800 MW i dag til ca. 1.300 MW i 2050.

Udviklingen på kort sigt tager højde for beslutningen om midlertidig at udskyde lukningen af Esbjergværket, Studstrupværket Blok 4 og Kyndbyværket Blok 21 mhp. at sikre den danske elforsyningssikkerhed i vintrene 2022-2023 og 2023-2024¹. Dek kortsigtede stigning i elkapaciteten skyldes, at Studstrupværket Blok 4 og Kyndbyværket Blok 21 blev taget ud af drift i hhv. april 2022 og juni 2020, og at de gøres driftsklare igen i perioden efterår 2022-forår 2023.

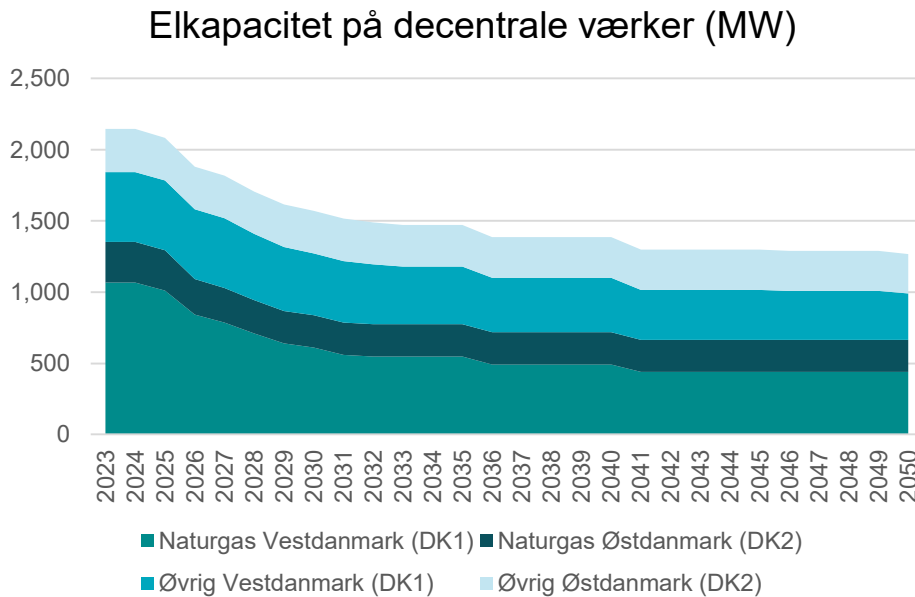
De tre kraftværker antages at være til rådighed for elsystem til og med 30. juni 2024, når de permanent bliver taget ud af drift.

Udviklingen på mellemlang og lang sigt er behæftet med stor usikkerhed, og der er som udgangspunkt ikke taget højde for tiltag, der kan sikre effektilstrækkeligheden, såfremt der opstår udfordringer som følge af lukninger. Dette er således en afspejling af en forventet udvikling uden yderligere tiltag fra Energinets side ift. elforsyningssikkerheden.

¹ <https://kefm.dk/aktuelt/nyheder/2022/okt/regeringen-vil-udskyde-lukning-af-tre-kraftvaerker->

Decentrale værker

Udviklingen i elkapacitet på decentrale værker ses i Figur 2 herunder. Den decentrale elkapacitet forudsættes at falde med ca. 0,9 GW fra ca. 2.100 MW i 2023 til ca. 1.250 MW i 2050.

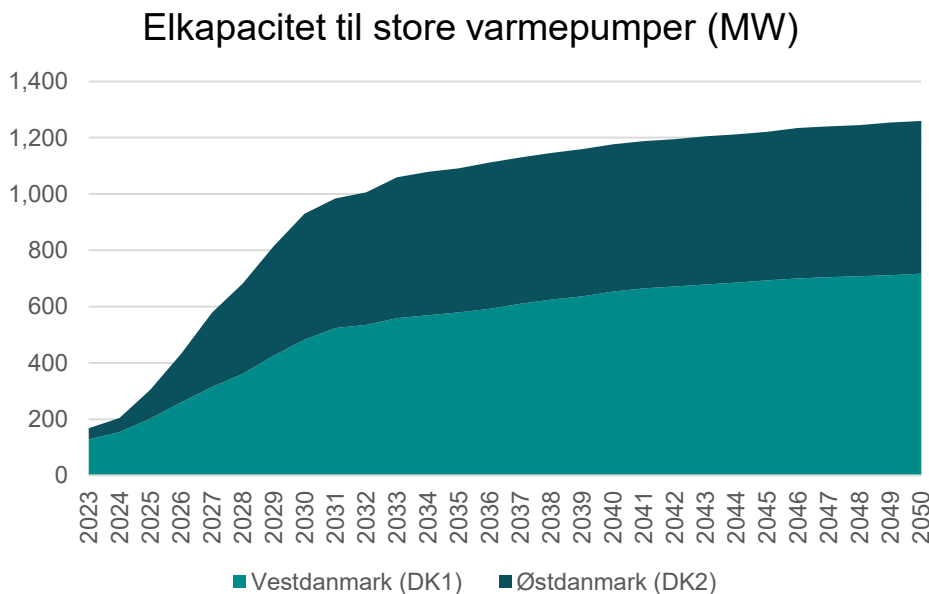


Figur 2: Udvikling i elproduktionskapacitet for decentrale anlæg (MW). Anlæggene er placeret i både decentrale og centrale fjernvarmeområder. Der findes ud over den opgjorte decentrale kapacitet også en mindre kapacitet af anlæg, der normalvis ikke leverer til det kollektive net og derfor er udeholdt af oversigten (fx nødstrømsanlæg i erhverv).

Faldet forventes primært at være drevet af lukningen af naturgasbaserede anlæg (ledningsgas). Elkapaciteten på naturgasfyrede decentrale værker forudsættes at blive halveret i fremskrivningsperioden fra ca. 1.350 MW i 2022 til ca. 650 MW i 2050. Dette skyldes en forringet driftsøkonomi i anlæggene bl.a. på grund af høj naturgaspris, øget udbygning med VE-teknologier samtidig med forbedrede vilkår for investeringer i varmepumper som alternativ fjernvarmeproduktion. Det forventes, at en stor del af de decentrale naturgasværker vil have svært ved at konkurrere ud fra indtægterne på elspotmarkedet alene og derfor ikke vil få mange driftstimer. Det vil derfor primært være anlæg, der også leverer forskellige typer af systemydelser, der fortsat vil være til rådighed for elsystemet.

Store varmepumper

Der forventes en væsentlig udbygning med store varmepumper til fjernvarme, som vist i Figur 3 nedenfor. Den samlede elkapacitet til varmepumper forventes at være ca. 950 MW i 2030 stigende til ca. 1.250 MW i 2050. Udviklingen skyldes bl.a. ændrede rammevilkår for investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet, hvilket i højere grad understøtter elbaseret varmeproduktion.



Figur 3: Udvikling i elkapacitet for store varmepumper i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder (MW).

På den korte bane er det især i de decentrale områder, hvor varmeproduktionen i dag er baseret på ledningsgas, at fjernvarmeproduktionsomkostningerne kan sænkes ved nye investeringer i varmepumper. Udviklingen forventes forstærket af usikkerheden på gasmarkedet sfa. invasionen af Ukraine, og stigningstakten for udbygningen estimeres derfor at være relativt høj på kort sigt.

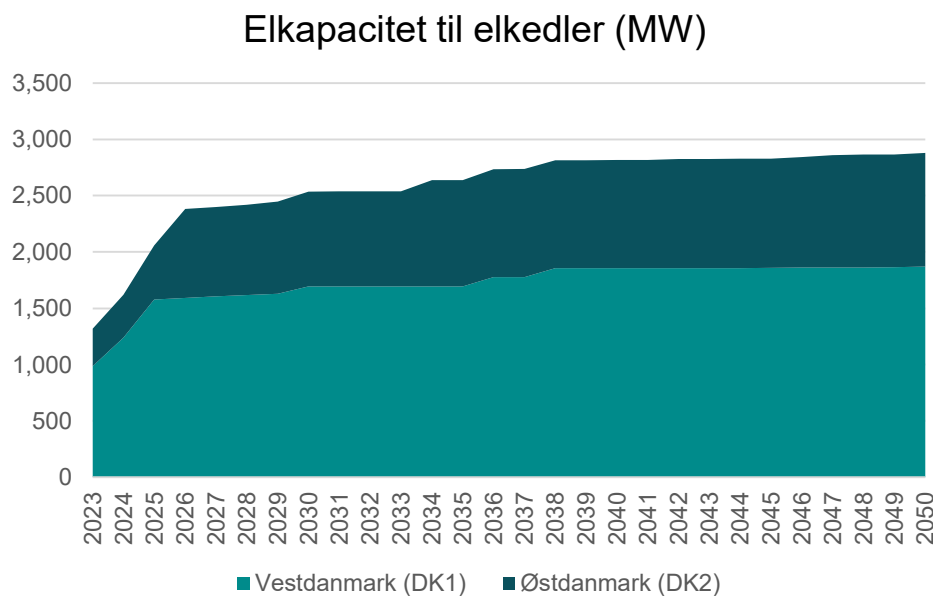
De centrale områder skønnes at udbygge væsentligt med varmepumper på mellemlang sigt frem mod 2030, og udviklingen er bl.a. drevet af de forventede lukninger af centrale kraftvarmeværker, hvilke frigiver varmegrundlag til investeringer i varmepumper. Ud over en større udnyttelse af overskudsvarme forventes forskellige varmekilder at blive anvendt, herunder havvand, geotermi og luft.

På længere sigt frem mod 2050 forventes varmepumper at dække reduktionen af varmeproduktion fra affaldsforbrænding i takt med faldet af affaldsmængder til forbrænding i Danmark. Varmepumper forventes også i højere grad at fortrænge biomassebaseret fjernvarmeproduktion sfa. den forudsatte reduktion af

biomasseforbrug i tråd med det langsigtede scenarie for klimaneutralitet, der er anvendt som reference for AF23.

Elkedler

Figur 4 viser udviklingen i elkapacitet til elkedler. AF23 indeholder en stigning i elkapacitet til elkedler fra ca. 1.300 MW i 2023 til ca. 2.900 MW i 2050.



Figur 4: Udvikling i elkapacitet for elkedler til fjernvarmeproduktion i hhv. Vest- og Østdanmark (MW).

Der forudsættes en fortsat udbygning med elkedler i takt med, at øvrig fjernvarmekapacitet, især kraftvarmekapacitet, afvikles, mhp. at opretholde fjernvarmeforsyningsikkerheden i de forskellige fjernvarmeområder. Det antages, at den fremtidige spidslastkapacitet i fjernvarmenettene vil være en blanding af elbaseret og brændselsbaseret kapacitet, hvilket vurderes at give mere fleksibilitet i håndteringen af spidslastsituationer. Den brændselsbaserede spidslastkapacitet vil hovedsageligt være forsynet med ledningsgas, der forudsættes 100 pct. grøn fra 2030.



Metode og antagelser

Fremskrivningen af den termiske kapacitet i AF23 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 2021 (EPT 2021).
- Der tages højde for kendte projekter, der er etableret siden 2021 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 frem mod 2025.
- 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-Invest² 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 forventede drift af systemet modelleres i Energistyrelsens Ramses model³, der inkluderer en repræsentation af alle danske fjernvarmeområder⁴ samt størstedelen af det europæiske elsystem. Modelresultaterne er ikke en del af Analyseforudsætninger til Energinet, men anvendes bl.a. til at kvalificere forudsætningerne om kapacitetsudviklingen. Se bilaget til dette notat for en præsentation af udvalgte Ramses modelresultater.

Følgende afsnit angiver en nærmere beskrivelse af antagelserne bag AF23 fremskrivning.

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.

² https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/dh-invest_-_modelbeskrivelse.pdf

³ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/ramses_energisystemmodel.pdf

⁴ 35 fjernvarmeområder er repræsenteret direkte (centrale fjernvarmeområder samt decentrale områder med fjernvarmeleverance over 500 TJ/år), mens resten er repræsenteret i form af 54 aggregerede områder.



Med udgangspunkt i EPT21 medtager AF23 knap 1.100 MW termisk kondenskapacitet, hvoraf ca. 735 MW findes på Kyndbyværket og Masnedøværket i Østdanmark, som vist i Tabel 1 nedenfor.

Tabel 1: Opgørelse af elkapacitet samt antagelse om sidste driftsår i AF23 for danske kondensværker. Centrale kondensværker opgøres individuelt. Under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Kondensværker i Vestdanmark (DK1)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF23
Studstrupværket Blok 5 (SSV5)	14	2030
Øvrige decentrale kondensværker	167,5	-

Kondensværker i Østdanmark (DK2)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF23
Kyndbyværket Blok 21*	260	2023
Kyndbyværket Blok 22	260	-
Kyndbyværket øvrige blokke	144	-
Masnedøværket	70	-
Østkraft reserveblokke	62	-
Øvrige decentrale kondensværker	77,5	-

* Blokken blev taget ud af drift i juni 2020 og gjort driftsklar igen i løbet af efteråret 2022. Blokken tages permanent ud af drift pr. 30. juni 2024.

Denne elkapacitet fremskrives som udgangspunkt fladt i AF23 pga. begrænset indsigt i og modelleringsmuligheder af markedsdynamikkerne, der gør sig gældende for reservekapacitet i elsystemet. Denne metode forudsætter implicit, at eksisterende kondensværker vil blive erstattet af nye værker med tilsvarende elkapacitet, når deres levetid er udtjent, og at der ikke udbygges med ny kondenskapacitet i fremskrivningsperioden. Antagelsen er særlig tvivlsom og Energinet opfordres til at belyse værdien af Danmarks nuværende kondenskapacitet i det fremtidige elsystem vha. følsomhedsberegninger med varierende kapacitet.

Det bemærkes, at nogle centrale kraftvarmeværker kan operere i såkaldt kondensmode og dermed producere el uden samproduktion af varme. Det drejer sig fx om Nordjyllandsværket, Skærbækværket og Studstrupværket i Vestdanmark, og Avedøreværket i Østdanmark. Disse værker tilsammen har en elkapacitet på ca. 1.900 MW. Forudsætningerne herom beskrives i afsnit "Centrale fjernvarmeområder" nedenfor.



Fjernvarmeprojekter i pipeline

En række konkrete, navngivne projekter, som fra 2022 og frem har indflydelse på fjernvarmeproduktionskapaciteter, er allerede kendte. Kendskabet kan have forskellige niveauer; fra anlæg, der er sat i drift i 2022 og allerede er oprettet i Energinetproducenttællings 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 2022-2025.

Kilderne til oplysningerne om projekterne er bl.a.:

- EnerginetOnline, Energistyrelsens indberetningssystem for bl.a. den årlige Energinetproducenttælling.
- Øvrig information som Energistyrelsen har fået gennem myndighedskontakt.
- Udtræk fra plandata.dk⁵, som indeholder oplysninger om kommunernes godkendelser efter varmforsyningsloven.
- Bilateral dialog med relevante aktører.

Pipelineprojekterne, der indgår i AF23, fordeler sig på følgende kategorier:

- Varmepumper, med en samlet elkapacitet på ca. 130 MW, svarende til en varmekapacitet på ca. 465 MW.
- Elkedler, med en samlet elkapacitet på ca. 1.100 MW.
- Solvarmeanlæg, med en samlet varmekapacitet på ca. 25 MW.
- Biomassekedler (halm- og træflisfyret), med en samlet varmekapacitet på ca. 50 MW.

⁵ <https://planinfo.erhvervsstyrelsen.dk/plandatadk> (tilgået pr. 1. juli 2022)



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.

En væsentlig forudsætning for fremskrivningen vedrører levetider for de centrale kraftvarmeblokke. Levetiderne afhænger i praksis af mange faktorer, bl.a. udløb af nuværende varmeaftaler, støtte til elproduktion baseret på biomasse, teknisk levetid, afskrivning af investeringer og øvrig udvikling i fjernvarmesystemer, fx udvikling i affaldsforbrændingskapacitet og fjernvarmeefterspørgsel. Levetiderne vurderes i AF23 på baggrund af dialog med aktørerne om forventninger til værkernes fremtidige udvikling samt egne modelberegninger med DH-Invest, der giver en indikation af værkernes driftsøkonomi i fremskrivningsperioden.

I Tabel 2 herunder angives udløbsdatoerne for de centrale kraftvarmeværker, hvor det er muligt, samt forudsætninger om levetider i AF23. Der henvises i øvrigt til dataoversigten for AF23, hvor yderligere informationer om de enkelte blokke findes, herunder angivelsen af de anvendte brændsler.

Det antages som udgangspunkt, at driften på centrale kraftvarmeblokke vil ophøre efter udløb af de nuværende varmeaftaler og støtte til elproduktion, medmindre dialogen med aktørerne og modelberegninger har givet anledning til en anden vurdering. Denne antagelse skyldes, at levetidsforlængelsen af kraftvarmeblokke forventes at være forbundet med højere omkostninger sammenlignet med erstatninger med rent varmeproducerende enheder, grundet faldende indtjening i elmarkedet i fremskrivningsperioden og overdimensionering ift. varmegrundlaget.

For de værker, der forudsættes i drift efter udløb af varmeaftaler frem mod slutningen af fremskrivningsperiode, viser modelberegningerne tilstrækkelig driftsøkonomi med de gældende forudsætninger. Det er ikke analyseret nærmere, hvorvidt en levetidsforlængelse til 2050 teknisk set vil være muligt.



Tabel 2: Udløb af varmeaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår i AF23. 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. Under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden. Det bemærkes, at forudsætningerne omkring levetider for centrale kraftvarmeblokke er behæftet med betydelig usikkerhed.

Kraftvarmeværker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato/ Slutår for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF23
Studstrupværket Blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2031	2030
Studstrupværket Blok 4 (SSV4)*	31-02-2022	N/A	2023
Esbjergværket Blok 3 (ESV3)**	01-04-2023	N/A	2023
Skærbækværket Blok 3 (SKV40) - flis	31-12-2037	2037	2037
Skærbækværket Blok 3 (SKV B3) - naturgas	31-12-2037	N/A	2030
Herningværket (HEV)	31-12-2033	2022	-
Fynsværket Blok 7 (FYV7)	N/A	N/A	2030
Fynsværket Blok 8 (FYV8)	31-12-2035	2029	-
Fynsværket Blok 9 (FYV9)***	N/A	N/A	-
Nordjyllandsværket	31-12-2028	N/A	2028
Randersværket	31-12-2036	2024	2036

Kraftvarmeværker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftår i AF23
Avedøreværket Blok 1 (AVV1)	31-12-2033	2031	2033
Avedøreværket Blok 2 (AVV2) – hovedkedel	31-12-2027	2023	-
Avedøreværket Blok 2 (AVV2) – gasturbiner	31-12-2027	2023	2030
Asnæsværket Blok 6 (ASV6)	31-12-2040	N/A	-
HC Ørstedsværket Blok 8 (HCV8)	31-12-2026	N/A	2025
Amagerværket Blok 1 (AMV1)	31-12-2029	2029	2033
Amagerværket Blok 4 (AMV4)	31-12-2049	2039	-
Østkraft Blok 6 (ØKR6)	31-12-2032	2032	-

* Studstrupværket Blok 4 blev taget ud af drift i april 2022. Det antages, at blokken igen kan være driftsklar i løbet af foråret 2023. Lukningen af blokken er udskudt til 30. juni 2024.

** Esbjergværket er godkendt til at blive taget ud af drift i april 2023. Lukningen er udskudt til 30. juni 2024.

*** Blokken forventes idriftsat pr. primo 2023 og udstyres med dampturbinen pr. primo 2024.



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.

Forudsætninger om affaldsforbrænding

Udvikling i termisk kapacitet i AF23 bygger på forudsætningen om, at mængden af affald til forbrænding vil falde i fremskrivningsperioden i overensstemmelse med *Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi*⁶. Det gælder både mængden af dansk affald, som forudsættes at falde sfa. øget affaldssortering og mere genanvendelse af plastikaffald, og mængden af importeret affald, som forudsættes at falde sfa. konkurrenceudsættelsen af affaldsforbrændingssektoren. Forløbet bag AF23 følger Klimastatus- og fremskrivning (KF) 2023 frem mod 2035 (2,4 mio. ton affald til forbrænding)⁷, hvorefter affaldsmængder marginalt stiger til 2,6 mio. ton i 2050.

Faldet i mængden af affald til forbrænding fører til et fald i fjernvarmeproduktion fra affaldsforbrændingsanlæg, som skal erstattes af andre varmeproducerende VE-enheder. Dette afspejles i modelkørsler med DH-Invest og Ramses.

På grund af den store usikkerhed om, hvilke affaldsanlæg der vil lukke, og for samtidig at sikre anvendelighed af Analyseforudsætninger i Energinets modeller⁸, er det i AF23 valgt ikke at lukke specifikke affaldsforbrændingsanlæg og at beholde den nuværende elkapacitet på affaldsforbrændingsanlæggene i fremskrivningsperioden. Fordelingen af de tilgængelige affaldsmængder til forbrænding bestemmes endogent i modelkørsler mhp. at minimere systemomkostninger for produktionen af el og fjernvarme.

Energistyrelsen vurderer, at unøjagtigheden forbundet med denne tilgang ikke påvirker resultater i markeds- og netmodeller nævneværdigt, da elkapaciteten og elproduktion på affaldsforbrændingsanlæg er meget begrænset⁹. I analyser af lokale elnets forhold opfordres Energinet til at lave følsomhedsberegninger om lukninger af specifikke affaldsforbrændingsanlæg for at afdække lukningers betydning for transmissionsnet.

⁶ <https://www.regeringen.dk/media/9591/aftaletekst.pdf>

⁷ https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf23_forudsætningsnotat_affaldsforbraending_0.pdf

⁸ En alternativ tilgang er at antage en gennemsnitlig kapacitetsreduktion på tværs af samtlige forbrændingsanlæg. Antagelsen egner sig imidlertid ikke til formålet med Analyseforudsætninger, som bl.a. skal anvendes i netanalyser, hvor den reelle generatorstørrelse har betydning.

⁹ I dag er elkapaciteten på affaldsforbrænding ca. 350 MW, svarende til ca. 6 pct. af Danmarks samlede termiske elkapacitet.



Forudsætninger om CO₂-fangst

I modellering af det danske el- og fjernvarmesystem til AF23 er der indregnet udbredelsen af CO₂-fangst med formålet at afspejle de afledte effekter, som installationen af fangstanlæg på kraftvarmeanlæg medfører.

Der tages udgangspunkt i den aminbaserede fangstproces, der er beskrevet i Teknologikataloget for kulstoffangst, -transport og -lagring. CO₂-fangst på et kraftvarmeverk sker på bekostning af elproduktion, mens niveauet for fjernvarmeproduktion kan opretholdes eller øges sfa. udnyttelsen af procesvarmen. Dette kræver dog installationen af varmepumper.

I modellering til AF23 antages det, at eftermontering af CO₂-fangst på kraftvarmeverker fører til et tab i elproduktion på ca. 30 pct., mens fjernvarmeproduktionen øges pga., overskudsvarme fra CO₂-fangstanlægget.

AF23 indregner den seneste afgørelse af udbudsrunden på CCUS-pulje og tildeling af kontrakt til Ørsted¹⁰. Det betyder, at der fanges 430.000 ton CO₂ årligt fra 2026 på to biomassefyrede kraftvarmeverker, halmkedlen på Avedøreværket og Asnæsværket Blok 6. Modelleringsmæssigt håndteres dette ved at underlægge driften af disse to anlæg den påkrævede mængde fanget CO₂ i systemoptimeringen.

El-scenariet fra Klimaprogram 2022 forudsætter 1,2 mio. ton biogen CO₂ fanget på biomassefyrede kraftvarmeverker pr. år på lang sigt¹¹. Den resterende mængde CO₂ ud over den, der fanges på de to ovenfor nævnte værker, fordeles blandt de øvrige centrale kraftvarmeanlæg, der forudsættes i drift i hele fremskrivningsperioden, sådan at installation af fangstanlæg ikke medfører et større biomasseforbrug ift. en referencesituation uden CO₂-fangst. Denne er en beregningsteknisk løsning og der er endnu ikke taget stilling til, hvor CO₂-fangsten forventes at ske.

Formålet med modelleringsøvelsen er at afspejle det øgede elforbrug, som CO₂-fangsts indebærer. Af denne grund er det valgt ikke at implementere CO₂-fangst på affaldsforbrændingsanlæg, idet disse i udgangspunktet kun bidrager marginalt til den danske elforsyning.

I anvendelsen af AF23 i netanalyser opfordres Energinet til at se bort fra CO₂-fangsts indvirkning på værkernes tekniske parametre og kapaciteter og at regne med værkernes fulde eleffekt, idet det forudsættes, at fangstanlæggene kan omgås ved effektmangel.

¹⁰ <https://ens.dk/presse/udbudsrunde-paa-ccus-pulje-er-afgjort-energistyrelsen-tildeler-kontrakt-til-oersteds>

¹¹ El-scenarie fra Klimaprogram 20022 anvendes som reference for AF23. Resultaterne kan tilgås på Energistyrelsens hjemmeside: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/resultater_for_kp22-scenarier_23-09-2022.pdf



Forudsætninger om overskudsvarme fra datacentre og PtX

Udnyttelse af overskudsvarme fra fremtidige datacentre og PtX-anlæg er medtaget i forløbet i AF23.

Det antages, at udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentre vil vokse i takt med, at elforbruget til datacentre stiger. I AF23 er det forudsat, at der på langt sigt vil blive udnyttet overskudsvarme svarende til ca. 10 pct. af det samlede elforbrug til datacentre. Forudsætningen betyder, at ca. 3 pct. af det danske fjernvarmeforbrug vil blive dækket af overskudsvarme fra datacentre på lang sigt.

Hvad angår udnyttelsen af overskudsvarme fra PtX-anlæg antages det, at varmeoutputtet til fjernvarme er 10 pct.¹² af PtX-anlægs elforbrug. Udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX-produktion medtages alene på de fremtidige PtX-anlæg, hvis geografisk placering er kendt, og der ses derfor bort fra den generiske udbygning med PtX på lang sigt. Dette resulterer i et fjernvarmepotentiale på ca. 475 MJ/s varme i 2030.

Udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentre og PtX-anlæg mindsker alt andet lige behovet for modelberegnete investeringer i luft-til-vand varmepumper og i mindre grad biomassekedler.

Forudsætninger i DH-Invest til AF23

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 potentialet for overskudsvarme er begrænset. Data for mængden af udnyttet industrielt overskudsvarme bygger på et studie fra DTU i 2017¹³. Da datasættet er statisk, justeres potentialet i

¹² Udnyttelsesgraden på 10 pct. er lavere end det maksimale potentiale, svarende til 25 pct. af elforbrug til elektrolyseprocessen. Dette valg afspejler usikkerheden vedr. udnyttelse af overskudsvarme fra PtX-anlæg fx pga. driftsmønster, geografisk placering og øvrige forhold i fjernvarmenettene.

¹³ 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>



modellen for at tage højde for nyopførte anlæg, der udnytter overskudsvarme, således at allerede udnyttet potentiale ikke tæller med. Potentialet for overskudsvarme er valideret med øvrige tilgængelige opgørelser.

Datacentre er ikke omfattet i den tilgængelige kortlægning.

Forudsætninger om udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentre er beskrevet i afsnittet ovenfor.

- 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 maksimalt 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.

I investeringsberegningen regnes der med en afskrivningsperiode på 25 år, svarende til levetiden for de fleste investeringsmuligheder i overensstemmelse med Energistyrelsens teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme.

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 150 pct. 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 de realiserede rådigheds- og aktiveringsbetalinger i 2021 og 2022.

I DH-Invest beregninger til AF23 er det endvidere forudsat, at ledningsgasbaseret grund- og mellemlast-fjernvarmeproduktion vil blive afviklet frem mod 2030 i henhold til *Klimaaftale om grøn strøm og varme*. På længere sigt frem mod 2050 forudsættes desuden en begrænsning af biomasseforbruget til fjernvarmeproduktion i tråd med det scenarie for langsigtet klimaneutralitet, der er anvendt som reference for AF23.

Forudsætninger om udetider for danske termiske kraftværker

Udetider for termiske kraftværker er en væsentlig antagelse i forbindelse med vurderingen af elforsyningssikkerhed. Elforsyningssikkerhedsberegninger skal nemlig tage højde for den tekniske udetid for kraftværker, som svarer til udetiden pga. planlagt revision og havari. Kilden for danske kraftværkers udetider er den senest tilgængelige ENTSO-E's ERAA¹⁴ (European Resource Adequacy Assessment) datasæt.

¹⁴ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>



Usikkerhed

Den skønnede udvikling er behæftet med væsentlig usikkerhed, særligt på langt sigt mod 2050. Fremskrivningen af fjernvarmeproduktionskapaciteter er betinget af modelberegninger og dermed forbundet med store usikkerheder.

Den fremtidige rentabilitet i kraftvarmeproduktion og dermed levetider på de centrale kraftvarmeblokke afhænger bl.a. af udvikling i brændselspriser, CO₂-kvotepris og udvikling i elsystemer i Danmarks nabolande. Dertil indgår usikkerheden omkring udbygning med store varmepumper til fjernvarmeproduktion og dens gennemførlighed særligt i centrale fjernvarmeområder og tæt befolkede landsdele, hvor lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene kan bremse den forventede udvikling, idet det kan medføre en fordyrelse af varmepumper ift. andre fjernvarmeproduktionsteknologier.

Energinet opfordres til at lave følsomhedsanalyser omkring det centrale forløb beskrevet i dette notat for at afspejle udfaldsrummet for mulige udfordringer med elforsyningssikkerhed.

Energistyrelsen anbefaler følsomhedsanalyser med lukningen af de centrale kraftvarmeblokke, som i grundforløbet forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden, efter udløb af deres varmeaftaler. Energistyrelsen anbefaler især en følsomhedsberegning, hvor hovedkedlen på Avedøreværket Blok 2 lukkes inden 2040 og erstattes af et geotermianlæg med en varmekapacitet på ca. 100 MW.

Energistyrelsen anbefaler desuden en følsomhedsanalyser med lukning af Kyndbyværket Blok 22 ved udgangen af 2026 på grund af den store usikkerhed forbundet med blokkens fremtidige drift.



Ændringer ift. AF22

De væsentligste ændringer i forudsætninger ift. AF22 kan opsummeres således:

- Yderligere fald i central elkapacitet i Vestdanmark som følge af lukningen af Randersværket i 2036.
- En større udfasning af den decentrale elproduktionskapacitet baseret på ledningsgas både i Vest- og i Østdanmark.
- En større udbygning med store varmepumper til fjernvarmeproduktion, særligt i de centrale fjernvarmeområder på mellemlang sigt.

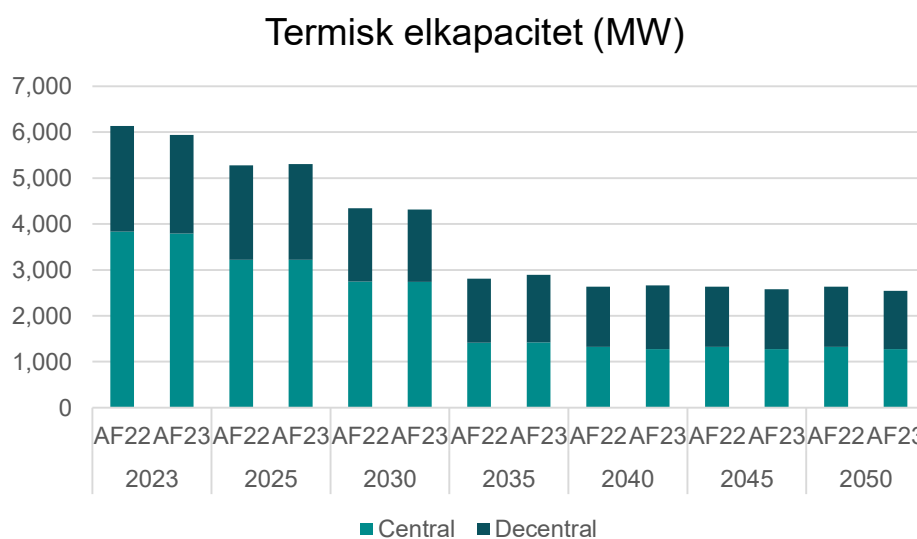
Fremskrivningsperioden i AF23 er udvidet til 2050 som i AF22. De overordnede metoder til vurdering af udviklingen er ikke væsentligt ændret i forhold til AF22, og de ændrede resultater skyldes derfor primært justeringer i nogle af de bagvedliggende antagelser. Der kan dog nævnes følgende opdateringer ift. AF22:

- Fremskrivningen indregner de afledte effekter af CO₂-fangst for el- og fjernvarmesystem ved at medtage tabet i elproduktion på kraftvarmeværkerne, der bliver udstyret med fangstanlæg.

Termisk elproduktionskapacitet

I Figur 5 nedenfor ses forskellen mellem AF23 og AF22 i elproduktionskapaciteten på centrale og decentrale værker.

Forskellen i udgangspunktet i 2023 skyldes opdateringen af datagrundlaget via Energiproducenttællingen. Elproduktionskapaciteten er kun marginalt lavere i AF23 ift. AF22 på lang sigt (ca. 90 MW lavere).

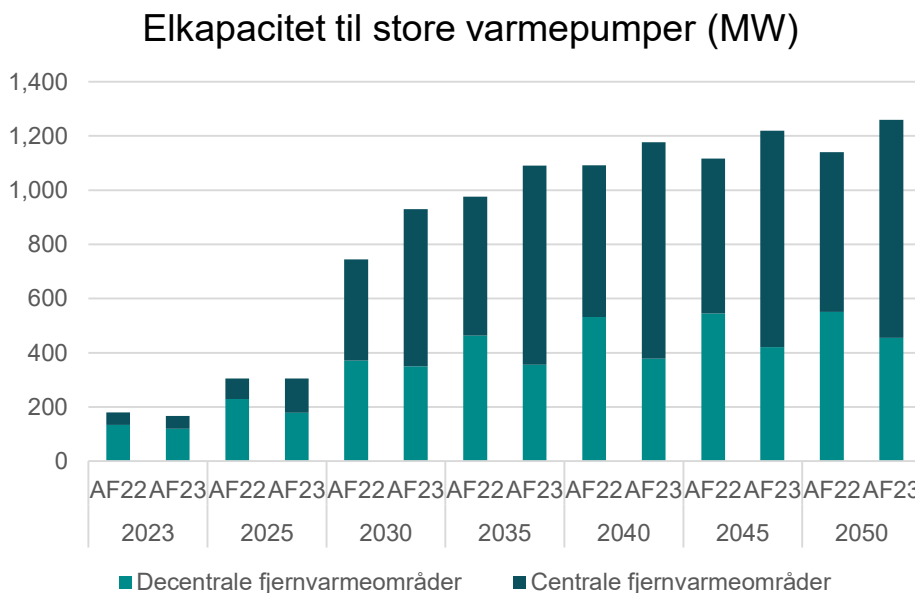


Figur 5: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for både centrale og decentrale værker ift. AF22 (MW). Oversigten indeholder ikke centrale anlæg, der tages ud af drift i løbet af 2023.

Store varmepumper og elkedler

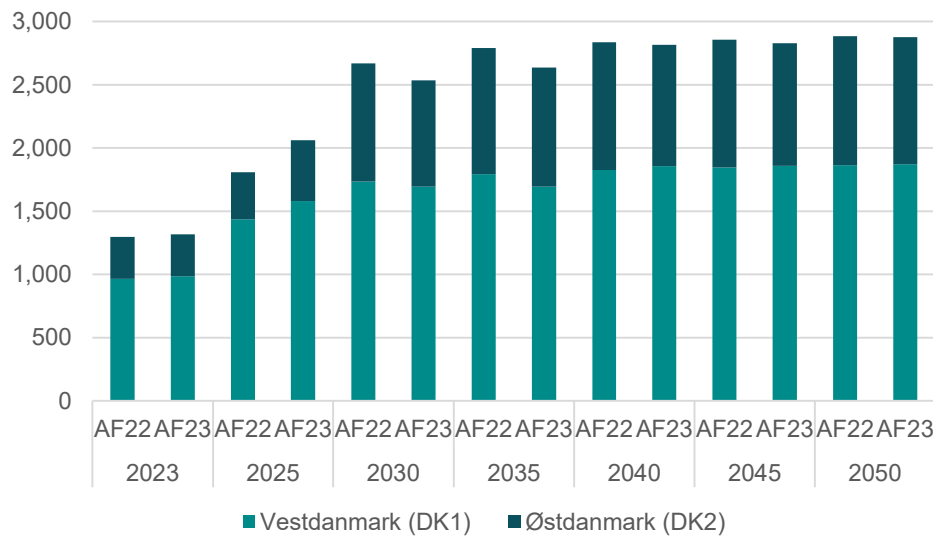
Figur 6 og Figur 7 nedenfor viser udviklingen i elkapacitet for hhv. store varmepumper og elkedler ift. AF22.

AF23 medtager en samlet set større udbygning med store varmepumper i Danmark. Udbygningen er mindre i de decentrale fjernvarmeområder bl.a. pga. forventningen til en lavere fjernvarmeefterspørgsel på lang sigt ift. AF22. Til gengæld er udbygning betydeligt større i de centrale fjernvarmeområder, hvor varmegrundlaget er stort og en større andel af det bliver dækket af varmepumper. Udbygningen med elkedler i AF23 er på niveauet med AF22.



Figur 6: Udviklingen i elkapacitet til store varmepumper i forhold til AF22 (MW).

Elkapacitet til elkedler (MW)



Figur 7: Udviklingen i elkapacitet til elkedler i forhold til AF22 (MW).



Bilag: Modelresultater fra Energistyrelsens Ramses-model

Analyseforudsætningerne til Energinet består af udviklingen i kapaciteter for den termiske elproduktion og de eldrevne varmeproduktionsenheder som beskrevet i dette notat. De resulterende effekter i energisystemet i form af fx elforbrug, ledningsgasforbrug og elpriser vil afhænge af de konkrete værktøjer, der anvendes. Da Energistyrelsen og Energinet anvender forskellige modelværktøjer til analyser, vil der være forskelle i driftsresultaterne. Driftsresultaterne, der præsenteres i dette bilag, er således ikke en egentlig del af Analyseforudsætninger, og Energinet er således ikke bundet af at have samme driftsresultater efter implementeringen af Analyseforudsætninger.

Energistyrelsen har udført beregninger i Ramses-modellen for at angive den forventede udvikling af driften, hvoraf nøgleresultater fremgår af dette bilag. Det skal understreges, at driftsresultater er følsomme overfor især brændselspriser, CO₂-kvotepris og deraf afledte elpriser, ligesom variationer i klima spiller en rolle for både VE-produktion og forbrug.

Energistyrelsen simulerer driften af systemet baseret på de angivne inputpriser (årgennemsnit) og ud fra et normalår¹⁵, hvor der bl.a. ikke tages hensyn til udsving i VE-produktion og forbrug. Derfor bør resultaterne særligt på kort sigt tages med forbehold.

Elforbrug til store varmepumper og elkedler

Elforbruget til store varmepumper forventes at stige markant frem mod 2050 i tråd med udviklingen i kapaciteten, jf. Figur 8 nedenfor. Elforbruget forventes at stige fra ca. 800 GWh i 2023 til omkring 4.300 GWh i 2030 og ca. 6.000 GWh i 2050, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af varmepumperne på ca. 5.000 fuldlasttimer.

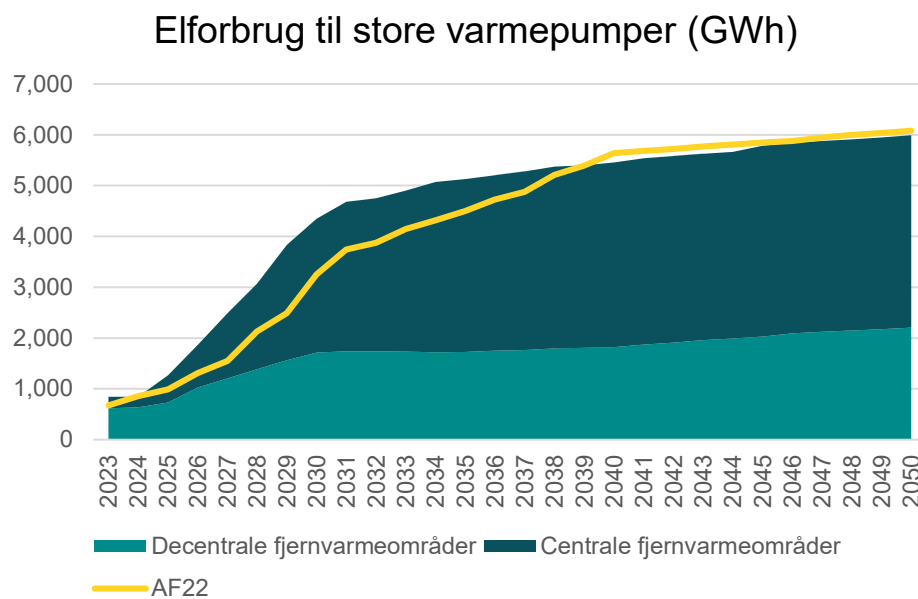
Elforbruget til store elkedler til fjernvarmen er ligeledes stigende frem mod 2050 i takt med, at kapaciteten forventes at stige, jf. Figur 9 nedenfor. Elforbruget til elkedler i 2050 er ca. 700 GWh ifølge Ramses modelberegninger, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af elkedler på ca. 250 fuldlasttimer.

Simuleringerne i en markedsmodel som Ramses vil dog sandsynligvis undervurdere elforbruget til elkedler, da der simuleres ud fra elpriser på day-ahead markedet og der derfor generelt ikke tages højde for ubalancer og levering af systemydelse i selve driften. Derfor beregnes elforbruget fra elkedler eksogent i AF23 pba. en antagelse om benyttelsestid. Det antages, at benyttelsestid for elkedler i Vestdanmark er på 1.200 timer/år, mens benyttelsestid for elkedler i Østdanmark er 600 timer/år. Antagelsen er gældende for hele fremskrivningsperiode fra 2022 til 2050. Dette resulterer i et samlet elforbrug til

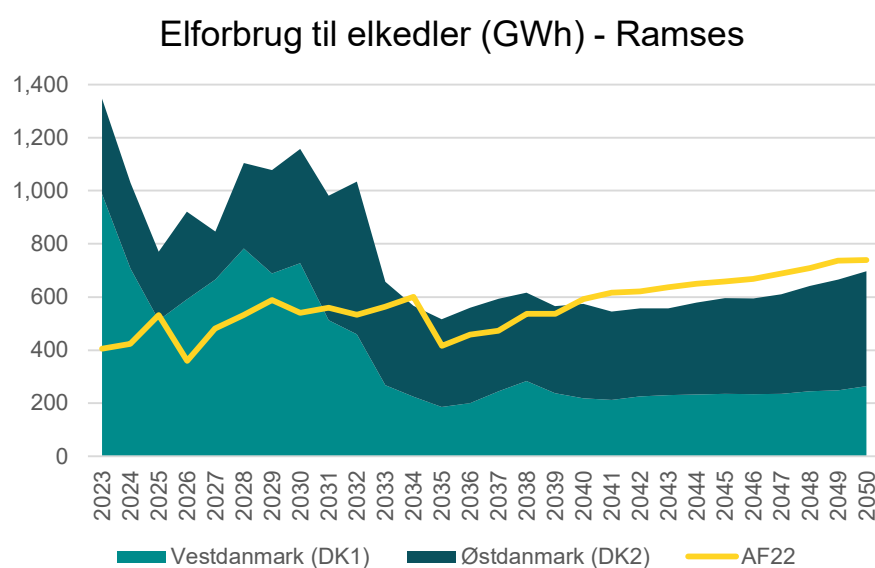
¹⁵ Til AF23 er der anvendt tidsvariationer, der passer med klimaår 2008.



elkedler i 2050 på ca. 2.800 GWh, som vist i Figur 10 nedenfor. Antagelsen om benyttelsestider baserer sig på historiske gennemsnitlige driftstider, hvilket forventes at give et bedre billede af elkedlers drift på kort sigt. Den langsigtede udvikling i benyttelsestiden for elkedler er imidlertid behæftet med stor usikkerhed og forventes bl.a. at afhænge af øvrige udviklinger i elsystemet, herunder omfanget af specialregulering i fremtiden.

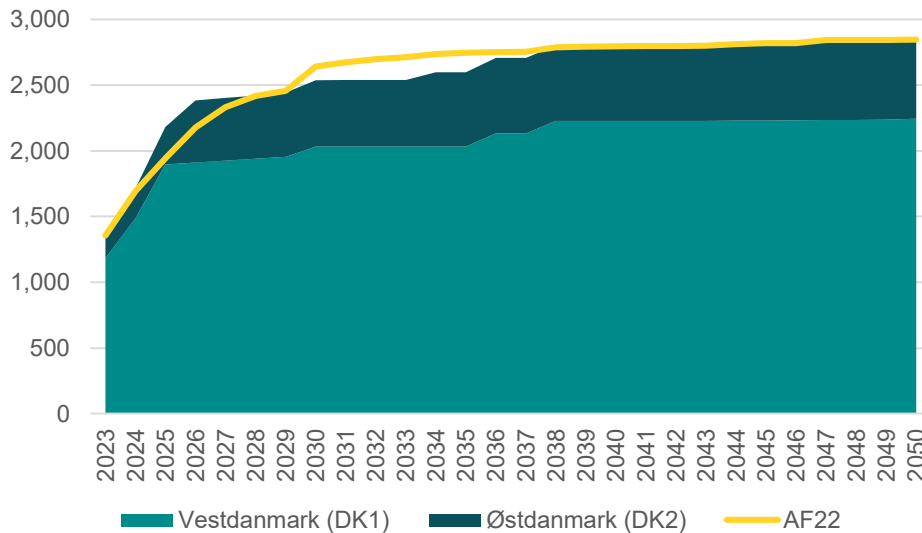


Figur 8: Elforbrug til store varmepumper til fjernvarmeproduktion i forhold til AF22 (GWh). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.



Figur 9: Elforbrug til elkedler i forhold til AF22 (GWh). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

Elforbrug til elkedler (GWh) - AF23



Figur 10: Elforbrug til elkedler i forhold til AF22 (GWh).

Ledningsgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion

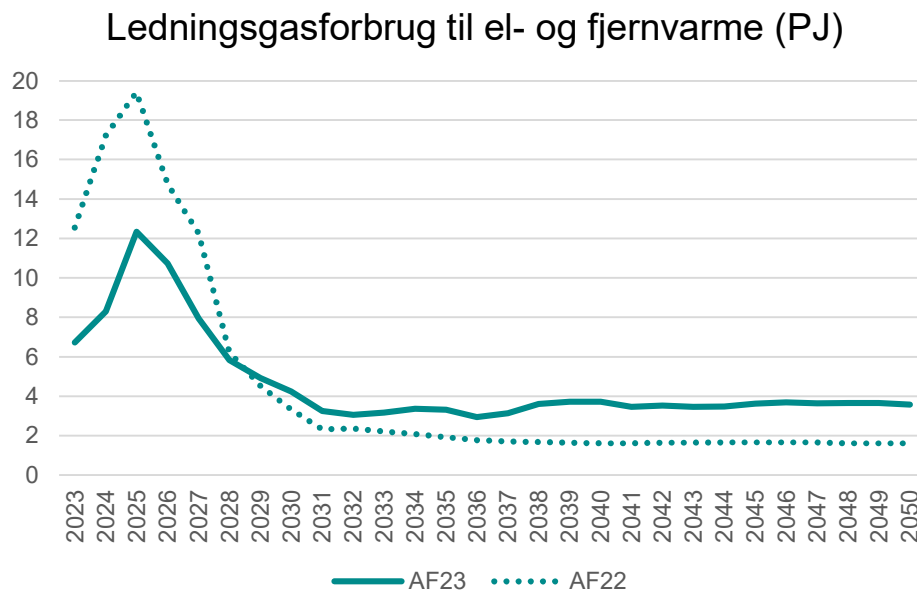
Ledningsgasforbruget (dækkende over fossil naturgas og opgraderet biogas i det kollektive net) forventes generelt at være faldende frem mod 2030, som vist i Figur 11 nedenfor.

Det forudsættes i AF23, at grund- og mellemlast-fjernvarmeproduktion baseret på ledningsgas vil blive udfaset frem mod 2030. Ledningsgassen antages stadig at blive anvendt til spidslastproduktion efter 2030, hvor ledningsgas forudsættes at være 100 pct. grøn. Det bemærkes, at simuleringen af el- og fjernvarmesystemet i Ramses er baseret på et normalår, hvilket bl.a. medfører, at der ikke tages højde for ekstreme vintre, der kan øge behovet for spidslastproduktionen i fjernvarmesystemerne. Det bemærkes desuden, at usikkerheden omkring den kortsigtede udvikling i ledningsgasforbrug er særlig stor pga. usikkerheden på el- og gasmarkedet sfa. energikrisen og situationen i Ukraine.

Stigningen i ledningsgasforbruget på kort sigt skyldes primært en forbedret konkurrencesituation for decentrale kraftvarme- og fjernvarmeproducerende enheder, som ikke er omfattet CO₂-kvotekomkostning. Dette forudsættes dog at være kortvarigt, og driften forudsættes at reduceres markant frem mod 2030. Stigningen er desuden lavere end i AF22 pga. den højere naturgaspris, der forudsættes i AF23.



Prisforudsætninger, herunder især naturgaspris, har særlig stor betydning for den kortsigtede udvikling i ledningsgasforbrug. Følsomhedsberegninger med forskellige brændselsprisforudsætninger vil formentlig resultere i et andet billede på kort sigt.



Figur 11: Udviklingen i ledningsgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion sammenlignet med AF22 (PJ, nedre brændværdi). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

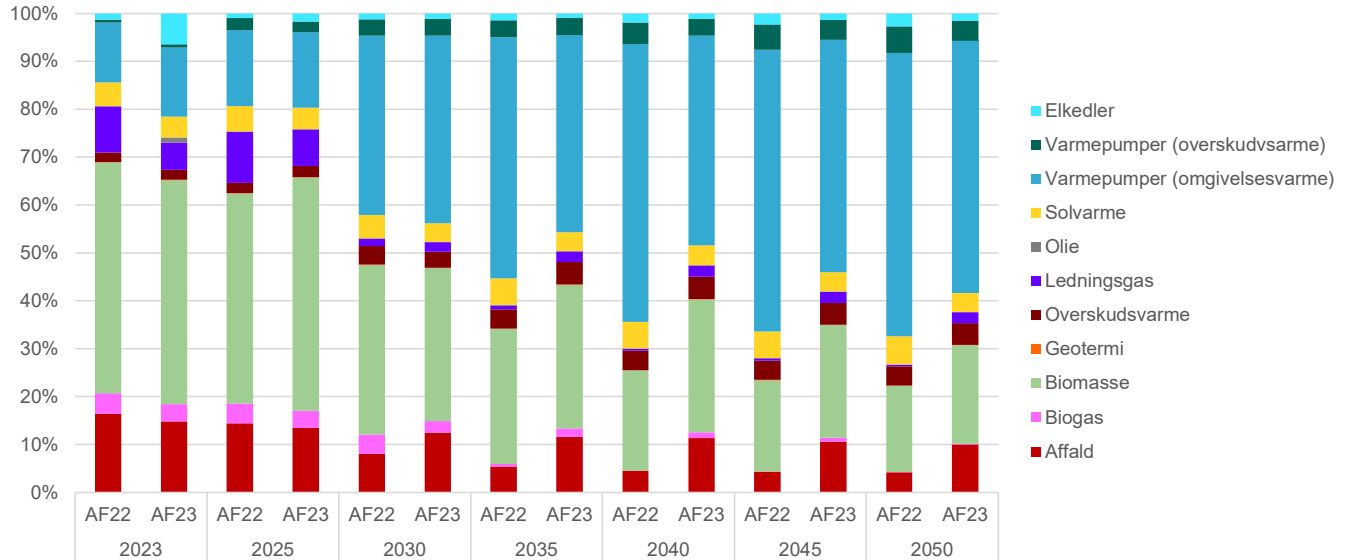
Sammensætning af fjernvarmeproduktion

I Figur 12 og Figur 13 nedenfor ses udviklingen i sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder.

Den generelle udvikling viser en nedgang i fjernvarmeproduktion baseret på fossile brændsler samt en reduktion i fjernvarme fremstillet på basis af biomasse og en stigning i produktionen baseret på varmepumper. Biomasse og affald tilsammen forventes at udgøre ca. 45 pct. af fjernvarmeproduktion i 2030, faldende til ca. 30 pct. i 2050. Den samlede fjernvarmeproduktion på fast biomasse forventes at falde fra ca. 75 PJ i 2023 til ca. 25 PJ i 2050, og reduktionen forventes at finde sted i de centrale såvel som decentrale fjernvarmeområder.

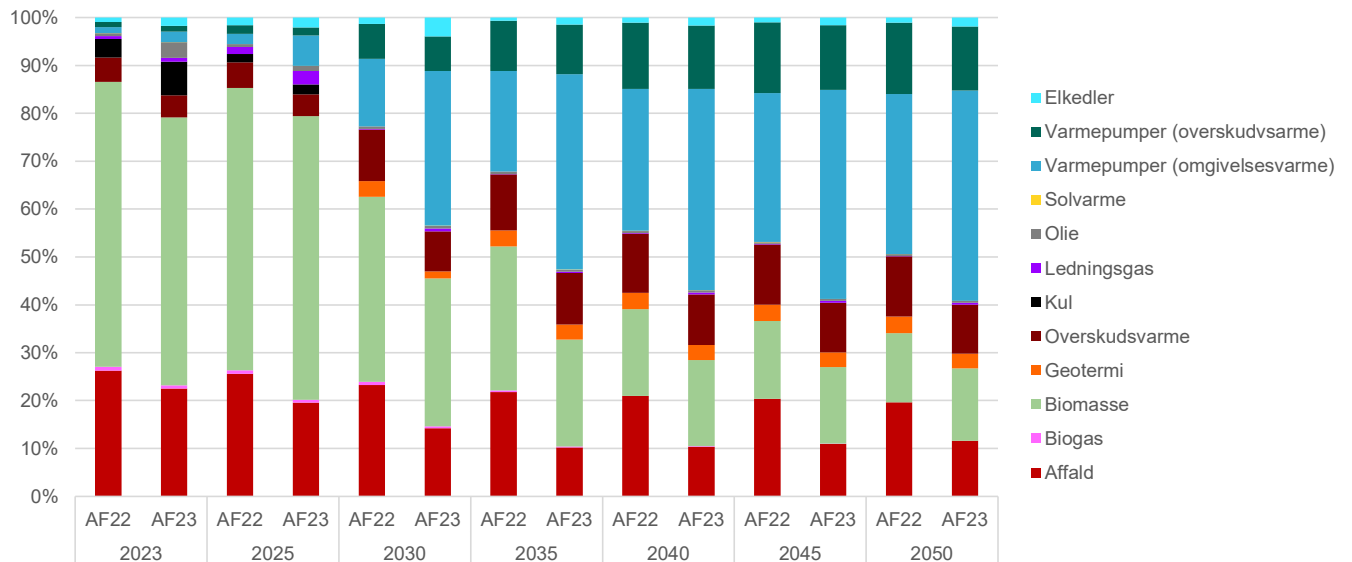
Forskydninger ift. AF22 skyldes primært en anderledes fordeling af affaldsbaseret fjernvarmeproduktion, som i AF23 er mere jævnt fordelt på tværs af decentrale og centrale områder. Dette fører bl.a. til, at varmegrundlaget og dermed investeringer i store varmepumper er større i de centrale fjernvarmeområder end forudsat i AF22.

Decentral fjernvarmeproduktion



Figur 12: Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i decentrale fjernvarmeområder fordelt efter typer. "Ledningsgas" dækker over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net, mens "Biogas" udelukkende dækker over direkte anvendelse af biogas. "Overskudsvarme" dækker over den direkte anvendelse af overskudsvarme til fjernvarme og overskudsvarmen fra PtX-produktion. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

Central fjernvarmeproduktion



Figur 13: Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i centrale fjernvarmeområder fordelt efter typer. "Ledningsgas" dækker over fossil naturgas og opgraderet bionaturgas i det kollektive net, mens "Biogas" udelukkende dækker over direkte anvendelse af biogas. "Overskudsvarme" dækker over den direkte anvendelse af overskudsvarme til fjernvarme og overskudsvarmen fra PtX-produktion. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.