



Analyseforudsætninger til Energinet 2024 – 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.

Indholdsfortegnelse

Introduktion	3
1. Termisk elproduktionskapacitet frem mod 2050	3
1.1 Centrale værker: AF24 forløb og kvalificering ift. AF23	3
1.2 Decentrale værker: AF24 forløb og kvalificering ift. AF23	5
2. Elforbrugende varmeproduktionskapacitet frem mod 2050	7
2.1 Store varmepumper: AF24 forløb og kvalificering ift. AF23	7
2.4 Elkedler: AF24 forløb og kvalificering ift. AF23	9
3. Metode og antagelser	10
3.1. Termisk kondenskapacitet.....	11
3.2. Fjernvarmeprojekter i pipeline	12
3.3. Centrale fjernvarmeområder	13
3.4. Decentrale fjernvarmeområder	15
3.5. Forudsætninger om affaldsforbrænding	15
3.6. Forudsætninger om CO ₂ -fangst	16
3.7. Forudsætninger om overskudsvarme fra datacentre og PtX	17
3.8. Forudsætninger i DH-Invest til AF24.....	17
3.9. Forudsætninger om udetider for danske termiske kraftværker	19
3.10 Ændringer ift. AF23	19
4. Usikkerheder og følsomhedsberegninger	19
4.1 Anbefalede følsomhedsberegninger	20
Bilag 1: Modelresultater fra Energistyrelsens Ramses-model.....	21
B1.1 Elforbrug til store varmepumper og elkedler.....	21
B1.2 Ledningsgasforbrug til el-og fjernvarmeproduktion	24
B1.3 Sammensætning af fjernvarmeproduktion.....	25

Kontor/afdeling
Systemanalyse og
Innovation

Dato
9. oktober 2024

J nr.
2024 – 979

ALELO / MIS

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



Dette baggrundsnotat er en del af Analyseforudsætninger til Energinet 2024 (AF24). AF24 er et målopfyldelsesscenarie, hvilket vil sige, at AF24 grundforløbet som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger på klima- og energiområdet. Det er dog ikke alle målsætninger på klima- og energiområdet, der er direkte afspejlet i AF24, og AF24 specificerer endvidere ikke konkrete virkemidler til at indfri de politiske målsætninger.



Introduktion

Analyseforudsætninger til Eneringet (AF) indeholder forudsætninger for den del af det danske energisystem, der har betydning for Energinets arbejde som TSO for det danske elnet, ledningsgasnet og brintnet. Selvom fjernvarmeproduktion som udgangspunkt ligger uden for Energinets område har den alligevel betydning for både el-produktionskapaciteterne og elforbruget samt forbrug af ledningsgas. Dette notat beskriver derfor AF24 forudsætningerne for både den termiske elproduktionskapacitet (i form af central og decentral kraftvarmekapacitet, samt termisk kondenskapacitet) og den elforbrugende varmeproduktionskapacitet (i form af store varmepumper og elkedler).

Der forventes generelt en fremtidig udvikling, hvor den termiske, brændselsbaserede kraftvarmeproduktionskapacitet gradvist tages ud af drift og varmeproduktionen erstattes af elkedler, varmepumper og i mindre omfang andre varmeproducerende anlæg (såsom biomassekedler og solvarme). Fra et el-markedssynspunkt indebærer dette at den termiske elproduktionskapacitet reduceres samtidig med at den elforbrugende varmeproduktionskapacitet forøges.

De væsentligste ændringer i forudsætninger ift. AF23 kan opsummeres således:

- 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 kort sigt.
- En større udbygning med elkedler til fjernvarmeproduktion på kort sigt.

Det bemærkes, at udviklingen i termisk kapacitet i AF24 er behæftet med stor usikkerhed pga. den store volatilitet på energimarkederne i de senere år. Energistyrelsen er bevidst 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 AF24. Inputs i forhold hertil vil blive taget i betragtning i det løbende, fremadrettede arbejde med AF.

1. Termisk elproduktionskapacitet frem mod 2050

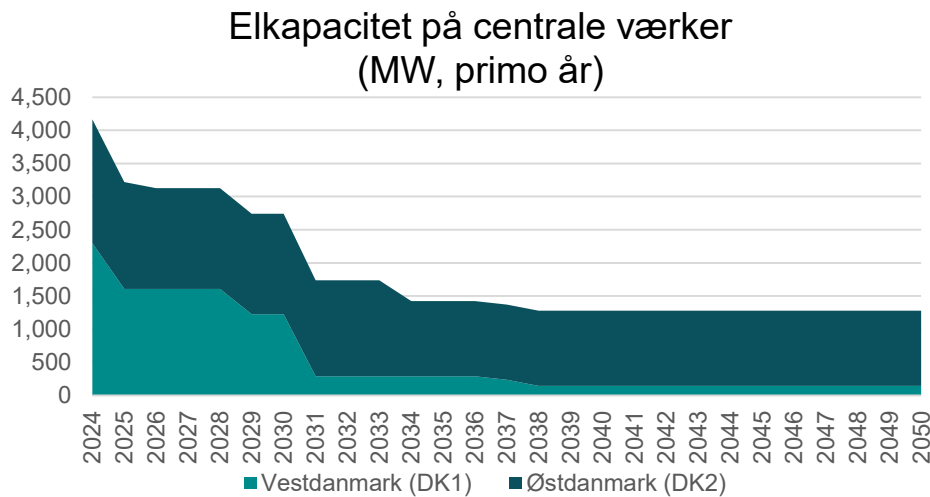
Termisk elproduktionskapacitet omfatter både elproduktionskapacitet fra kraftvarme og ren kondensbaseret elproduktionskapacitet. Der skelnes her mellem elproduktionskapaciteten på centrale og decentrale værker.

1.1 Centrale værker: AF24 forløb og kvalificering ift. AF23

Figur 1 nedenfor viser udviklingen i elkapacitet på de centrale værker. Udviklingen er bl.a. baseret på oplysninger fra aktørerne indhentet i forår 2024 og er behæftet



med en generel usikkerhed ift. den aktuelle og fremtidige udvikling på energimarkederne.



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 2024.

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 og elkedler.

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.

AF24 indeholder således lukning af ca. 2.800 MW elkapacitet frem mod 2050, hvorved kapaciteten forudsættes at falde fra ca. 4.100 MW i dag til ca. 1.300 MW i 2050.

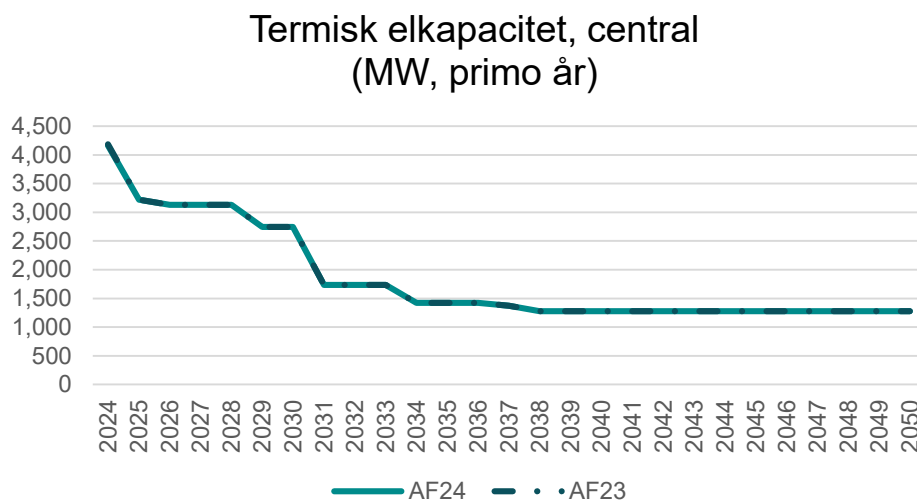
Udviklingen på mellemlang og lang sigt er behæftet med stor usikkerhed. Væsentlige usikkerheder gennemgås i afsnit 3. Det skal bemærkes at der som



udgangspunkt ikke er taget højde for tiltag, der kan sikre effekttilstrækkeligheden, såfremt der opstår udfordringer som følge af lukninger. Dette er således en afspejling af en forventet udvikling uden yderligere tiltag fra Energinets side ift. elforsyningsikkerheden.

Sammenligning med AF23 forløb for centrale værker

I figur 2 ses forskellen mellem AF24 og AF23 i elproduktionskapaciteten på centrale værker. Forskellen skyldes i udgangspunktet i 2024 opdatering af datagrundlaget via Energiproducenttællingen.



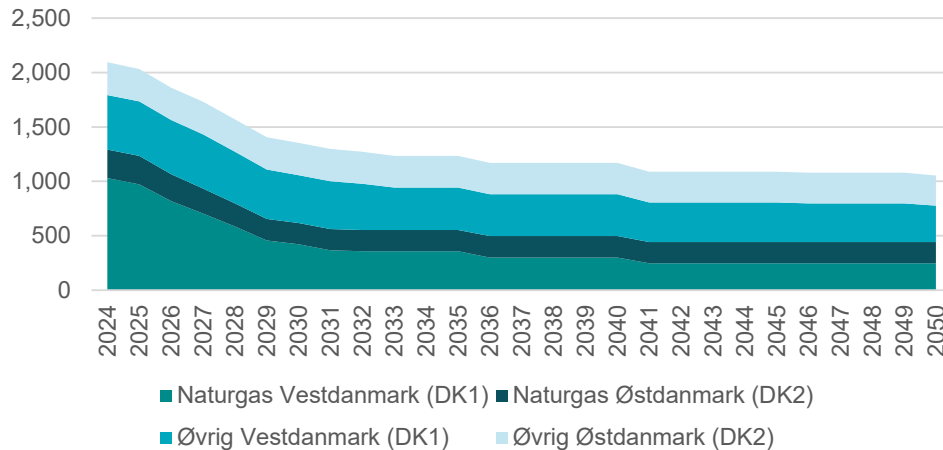
Figur 2: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for centrale værker ift. AF23 (MW). Oversigten indeholder ikke centrale anlæg, der tages ud af drift i løbet af 2024.

1.2 Decentrale værker: AF24 forløb og kvalificering ift. AF23

Udviklingen i elkapacitet på decentrale værker ses i Figur 3 herunder. Den decentrale elkapacitet forudsættes at falde med ca. 1.100 MW fra ca. 2.100 MW i 2024 til ca. 1.000 MW i 2050.



Elkapacitet på decentrale værker (MW, primo år)



Figur 3: 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).

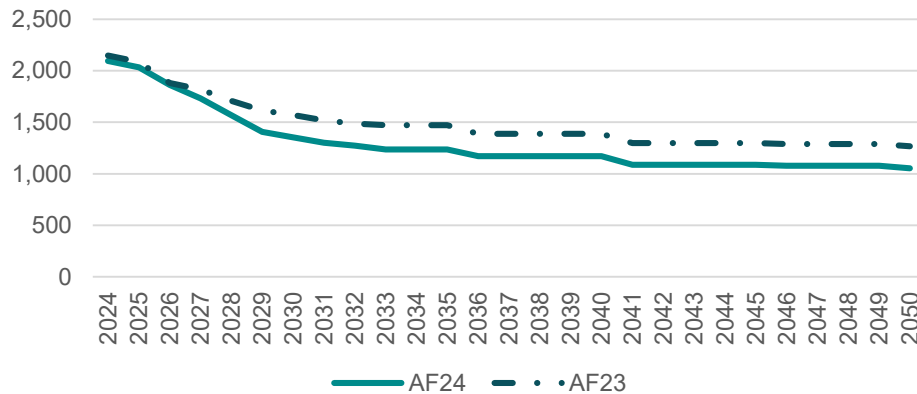
Faldet forventes primært at være drevet af lukningen af naturgasbaserede anlæg (ledningsgas). Elkapaciteten på naturgasfyrede decentrale værker forudsættes at blive mere end halveret i fremskrivningsperioden fra ca. 1.300 MW i 2024 til ca. 425 MW i 2050. Dette skyldes en forringet driftsøkonomi i anlæggene 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.

Sammenligning med AF23 forløb for decentrale værker

I Figur 4 ses forskellen mellem AF24 og AF23 i elproduktionskapaciteten på decentrale værker. Forskellen skyldes som udgangspunkt i 2024 en opdatering af datagrundlaget Energiproducenttællingen. På længere sigt er forskellen kun marginal (ca. 200 MW lavere).



Termisk elkapacitet, decentral (MW, primo år)



Figur 4: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for decentrale værker ift. AF23 (MW). Oversigten indeholder ikke centrale anlæg, der tages ud af drift i løbet af 2024.

2. Elforbrugende varmeproduktionskapacitet frem mod 2050

Elforbrugende varmeproduktionskapaciteter omfatter store varmepumper og elkedler.¹ Det bemærkes, at store varmepumper og elkedler typisk vil spille en forskellig rolle i energisystemet, hvor fokus for varmepumperne er varmeleverancen, mens elkedler i højere grad også leverer systemydelse (jf. også afsnit B1.1 i bilag 1 om simulering af elforbruget til store varmepumper og elkedler).

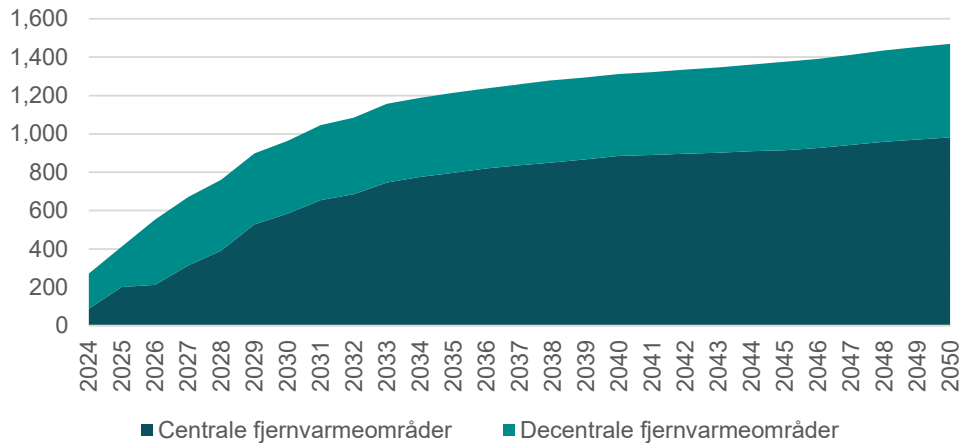
2.1 Store varmepumper: AF24 forløb og kvalificering ift. AF23

Der forventes en væsentlig udbygning med store varmepumper til fjernvarme, som vist i Figur 5 nedenfor. Den samlede elkapacitet til varmepumper forventes at stige fra 270 MW i 2024 til ca. 960 MW i 2030 og ca. 1.470 MW i 2050. Udviklingen skyldes bl.a. ændrede rammevilkår for investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet, hvilket i højere grad understøtter elbaseret varmeproduktion.

¹ Bemærk at termen "store varmepumper" i AF er afgrænset til at omfatte varmepumper i fjernvarmesektoren, mens varmepumper i industrien i AF betegnes som individuelle varmepumper, uanset hvilken størrelse de måtte have.



Elkapacitet til store varmepumper (MW, primo år)



Figur 5: Udvikling i elkapacitet for store varmepumper i hhv. centrale og decentrale 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.

De centrale områder skønnes at udbygge væsentligt med varmepumper på kort 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.

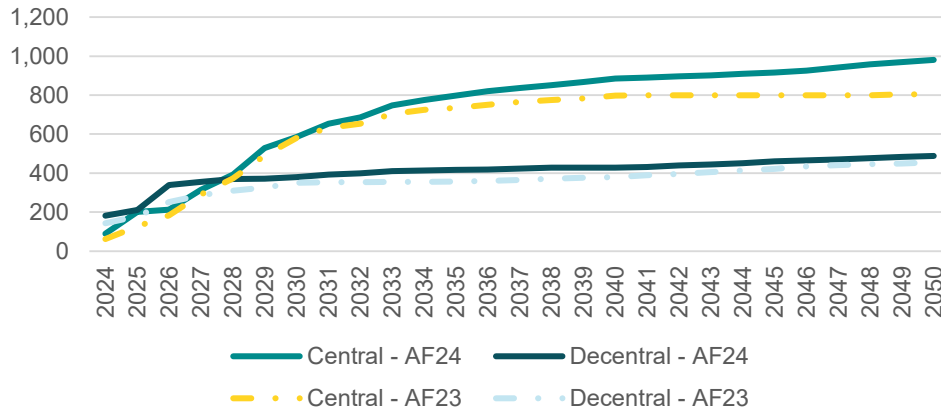
Sammenligning med AF23 forløb for store varmepumper

Figur 6 viser udviklingen i elkapacitet for store varmepumper ift. AF23. AF24 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. AF23. Til gengæld er udbygning betydeligt større i de centrale fjernvarmeområder, hvor



varmegrundlaget er stort og en større andel af det bliver dækket af varmepumper.

Elkapacitet til store varmepumper (MW, primo år)

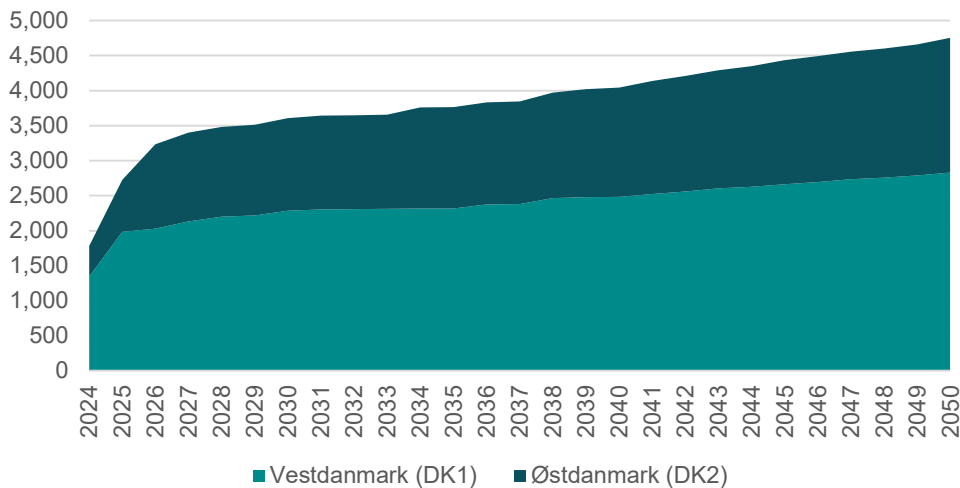


Figur 6: Udviklingen i elkapacitet til store varmepumper i forhold til AF23 (MW) fordelt på centrale og decentrale områder.

2.4 Elkedler: AF24 forløb og kvalificering ift. AF23

Figur 7 viser udviklingen i elkapacitet til elkedler. AF24 indeholder en stigning i elkapacitet til elkedler fra ca. 1.800 MW i 2024 til ca. 4.750 MW i 2050.

Elkapacitet til elkedler (MW)



Figur 7: Udvikling i elkapacitet for elkedler til fjernvarmeproduktion i hhv. Vest- og Østdanmark (MW).

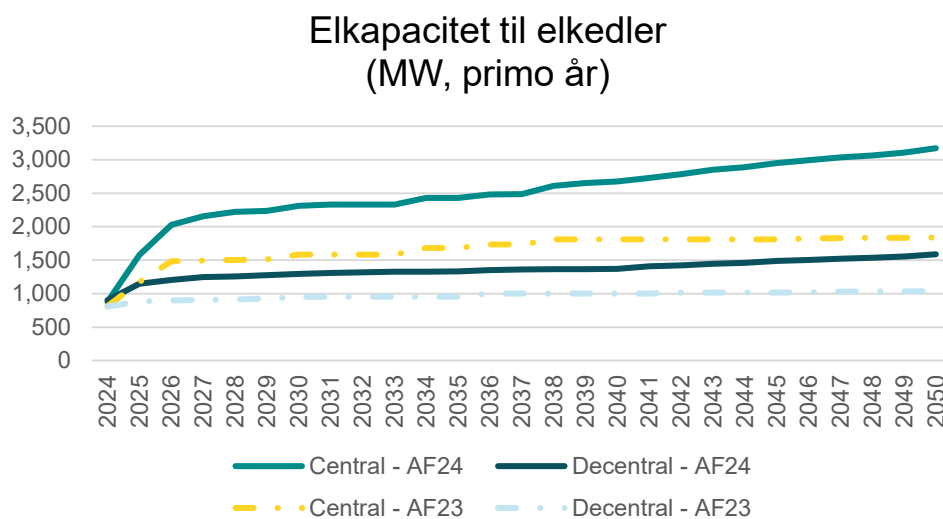
Der forudsættes en fortsat udbygning med elkedler i takt med, at øvrig fjernvarmekapacitet, især kraftvarmekapacitet, afvikles, mhp. at opretholde



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 senest fra 2030.

Sammenligning med AF23 forløb for elkedler

Figur 8 viser udviklingen i elkapacitet for elkedler ift. AF23. Udbygningen med elkedler i AF24 er væsentlig højere end AF23.



Figur 8: Udviklingen i elkapacitet til elkedler i forhold til AF23 (MW).

3. Metode og antagelser

Fremskrivningen af den termiske kapacitet i AF24 tager udgangspunkt i en samlet fremskrivning af det danske el- og fjernvarmesystem, hvor den forventede udvikling grundlæggende er vurderet således:

- **Historisk udgangspunkt:** Udgangspunktet for kapacitetsfremskrivningen er den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter lavet på baggrund af Energiproducenttælling 2022 (EPT 2022).
- **Udbygning på kort sigt (frem til 2027):** 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 2027.

- Udbygning på længere sigt (2027-2050): For perioden fra 2027 og frem 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 muligt omfang med konkret viden om de specifikke områder og eksisterende værker. Dette gælder især de centrale fjernvarmeområder.
- Drift i hele fremskrivningsperioden: 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 fra Ramses 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 AF24 fremskrivning.

3.1. 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. AF24 tager udgangspunkt i EPT22, og fra 2025 og frem ligger den termiske kondenskapacitet i AF24 på knap 800 MW, hvoraf ca. 475 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 AF24 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 AF24
Studstrupværket Blok 5 (SSV5)	14	2030
Øvrige decentrale kondensværker	167,5	-

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.



Kondensværker i Østdanmark (DK2)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF24
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.

Den termiske kondenskapacitet fremskrives som udgangspunkt fladt i AF24 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, samt at der derudover ikke udbygges med ny kondenskapacitet i fremskrivningsperioden.⁵ Antagelsen er særlig kritisk 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 kondensdrift 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 afsnittet "Centrale fjernvarmeområder" nedenfor.

3.2. Fjernvarmeprojekter i pipeline

En række konkrete, navngivne projekter, som fra 2023 og frem har indflydelse på fjernvarmeproduktionskapaciteter, er allerede kendte. Kendskabet kan have forskellige niveauer; fra anlæg, der er sat i drift i 2023 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". Pipelineprojekter dækker perioden 2023-2027.

Kilderne til oplysningerne om projekterne er bl.a.:

⁵ Antagelsen om uændret termisk kondenskapacitet gælder dog ikke Kundbyværkets blok 21 og Studstrupværkets blok 5, der i AF24 antages at have sidste fulde driftsår i hhv. 2023 og 2030 (jf. tabel 1).



- EnergidataOnline, der er Energistyrelsens indberetningssystem for bl.a. den årlige Energiproducenttælling.
- Øvrig information som Energistyrelsen har fået gennem myndighedskontakt.
- Udtræk fra plandata.dk⁶, som indeholder oplysninger om kommunernes godkendelser efter varmeforsyningsloven.
- Bilateral dialog med relevante aktører.

Pipelineprojekterne, der indgår i AF24, fordeler sig på følgende kategorier:

- Varmepumper, med en samlet elkapacitet på ca. 290 MW, svarende til en varmekapacitet på ca. 1000 MW.
- Elkedler, med en samlet elkapacitet på ca. 1.500 MW.
- Solvarmeanlæg, med en samlet varmekapacitet på ca. 25 MW.
- Biomassekedler (halm- og træflisfyret), med en samlet varmekapacitet på ca. 50 MW.

3.3. 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 AF24 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 AF24. Der henvises i øvrigt til dataoversigten for AF24, 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

⁶ <https://planinfo.erhvervsstyrelsen.dk/plandatadk> (tilgået pr. 1. juli 2022)



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 AF24. 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 AF24
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 / slutår for varmeaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF24
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	-



Kraftvarmeværker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato / slutår for varmaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF24
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.

3.4. 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.

3.5. Forudsætninger om affaldsforbrænding

Udviklingen i affaldsforbrænding i AF24 bygger på *Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi*⁷ som blev vedtaget i 2020 samt en konkurrenceudsættelse af affaldsforbrændingssektoren, som blev vedtaget i 2023.

Affaldsforbrændingsforudsætningerne til AF24 har nogle væsentlige ændringer sammenlignet med AF23. I AF23 blev der antaget en faldende mængde pga. øget affaldssortering, mere genanvendelse af plastikaffald og importeret affald. I AF24 er der opjusteret affaldsmængder samt fossile mængder af affald til forbrænding. Forløbet bag AF24 følger Klimastatus- og fremskrivning (KF) 2024, hvor der i 2024 er 3,6 mio tons affald til forbrænding frem mod 2035 hvor der er 2,3 mio ton affald til forbrænding. Herefter holdes affaldsmængderne konstant frem mod 2050.

Pga., at affaldsmængderne ikke falder, som i AF23, fører det heller ikke til et fald i fjernvarmeproduktionen fra affaldsforbrændingsanlæg. Derved vil modelkørsler med DH-Invest afspejle færre VE enheder til varmeproduktion.

På grund af den store usikkerhed om, hvilke affaldsanlæg der vil lukke, og for samtidig at sikre anvendelighed af Analyseforudsætninger i Energinets modeller, er det i AF24 valgt ikke at lukke specifikke affaldsforbrændingsanlæg og at beholde den nuværende elkapacitet på affaldsforbrændingsanlæggene i fremskrivningsperioden. Fordelingen af de tilgængelige affaldsmængder til

⁷ <https://www.regeringen.dk/media/9591/afsaetekst.pdf>



forbrænding bestemmes endogent i modelkørsler mhp. at minimere systemomkostninger for produktionen af el og fjernvarme.⁸

Energistyrelsen vurderer, at unøjagtigheden forbundet med denne tilgang ikke påvirker resultater i markeds- og netmodeller nævneværdigt, da elkapaciteten og elproduktion på affaldsforbrændingsanlæg er meget begrænset.⁹ I analyser af lokale elnets forhold opfordres Energinet til at lave følsomhedsberegninger om lukninger af specifikke affaldsforbrændingsanlæg for at afdække lukningers betydning for transmissionsnet.

3.6. Forudsætninger om CO₂-fangst

I modellering af det danske el- og fjernvarmesystem er der indregnet udbredelsen af CO₂-fangst med henblik på at kunne 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 kraftvarmeværk 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 AF24 antages det, at eftermontering af CO₂-fangst på kraftvarmeværker fører til et tab i elproduktion samt en forøgelse i varmeproduktionen. Fangstanlæggene modelleres som separate anlæg, der trækker på strøm og CO₂ fra de tilhørende anlæg. Tabet i elproduktionen og den øgede varmeproduktion opgøres derved som forbrug og produktion i fangstanlægget.

AF24 indregner således afgørelse af første udbudsrunde fra CCUS-puljen og tildeling af kontrakt til Ørsted¹⁰. Det betyder, at der fanges 430.000 ton CO₂ årligt fra 2026 på to biomassefyrede kraftvarmeværker, hhv. 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.

AF24 indregner også CO₂-fangst på affaldsforbrændingsanlæg ved at alle affaldsforbrændingsanlæg får tilknyttet CO₂-fangstanlæg som tilsammen er underlagt at fange en påkrævet mængde CO₂ i systemoptimeringen.

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.

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



Formålet med modelleringsøvelsen er at afspejle det øgede elforbrug, som CO₂-fangst indebærer. For yderligere information vedr., CO₂-fangst i AF24 henvises der til baggrundsnotatet om CO₂-fangst.

3.7. Forudsætninger om overskudsvarme fra datacentre og PtX

Udnyttelse af overskudsvarme fra fremtidige datacentre og PtX-anlæg er medtaget i forløbet i AF24.

Det antages, at kapaciteterne for datacentre bliver fastholdt på niveau med KF24. Derved anvender AF24 ikke elforbruget til datacentre til at estimere overskudsvarmen fra datacentre.

Hvad angår udnyttelsen af overskudsvarme fra PtX-anlæg antages det, at varmeoutputtet til fjernvarme er 20 pct.¹¹ af PtX-anlægs elforbrug. Udnyttelse af overskudsvarmen fra PtX-produktion medtages alene på de fremtidige PtX-anlæg, hvis geografisk placering er kendt, og hvor der er indikationer om at de vil udnytte overskudsvarmen, mens der ses bort fra den generiske udbygning med PtX på lang sigt.

Udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentre og PtX-anlæg indgår som et eksogent bidrag til varmeproduktionen i fremskrivningen og mindsker derved alt andet lige behovet for endogene investeringer i luft-til-vand varmepumper og i mindre grad biomassekedler i DH-Invest modellen.

3.8. Forudsætninger i DH-Invest til AF24

Investeringer og lukninger i fjernvarmesektoren beregnes i DH-Invest modellen. 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, og 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.

¹¹ Udnyttelsesgraden på 20 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.



- Overskudsvarme: 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 2017¹². Da datasættet er statisk, justeres potentialet i modellen for at tage højde for nyopførte anlæg, der udnytter overskudsvarme, således at allerede udnyttede 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.
- Luftbaserede varmepumper: 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.
- Solvarme: 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 fjernvarmeselskabernes side 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.

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

¹² 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>



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 systemydelse. Indtægter fra salg af varme og el beregnes endogent i modellen, mens indtægter fra salg af systemydelse tillægges eksogent på basis af de realiserede rådigheds- og aktiveringsbetalinger i 2022 og 2023.

I DH-Invest beregninger til AF24 er det endvidere forudsat, at ledningsgas-baseret grund- og mellemlast-fjernvarmeproduktion vil blive afviklet frem mod 2030 i henhold til *Klimaaftale om grøn strøm og varme*.

3.9. 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 det senest tilgængelige ENTSO-E's ERAA¹³ (European Resource Adequacy Assessment) datasæt.

3.10 Ændringer ift. AF23

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

- Fremskrivningen medtager CO₂-fangstanlæg som selvstændige anlæg, dog med kobling til kraftvarmeanlæg. Dette gør det mulig at opføre CO₂ fanget, el forbrugt, og varmeproduceret fra fangstprocessen.

4. Usikkerheder og følsomhedsberegninger

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 kommer

¹³ <https://www.entsoe.eu/outlooks/eraa/>



usikkerheden omkring udbygning med store varmepumper til fjernvarmeproduktion og dens gennemførlighed særligt i centrale fjernvarmeområder og tæt befolkede landsdele. Lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene kan således bremse den forventede udvikling, idet det kan medføre en fordyrelse af varmepumper ift. andre fjernvarmeproduktionsteknologier.

4.1 Anbefalede følsomhedsberegninger

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.

Energistyrelsen anbefaler at Energinet udfører følsomheder på lukningen af kondenskapaciteter i Danmark pga., den kritiske antagelse om en flad fremskrivning af dansk kondenskapacitet.



Bilag 1: 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 modellerings-værktøjer, der anvendes til simulering af energisystemet. 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 derfor 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 normalår¹⁴, hvor der bl.a. ikke tages hensyn til udsving i VE-produktion og forbrug. Derfor bør resultaterne særligt på kort sigt tages med forbehold.

B1.1 Elforbrug til store varmepumper og elkedler

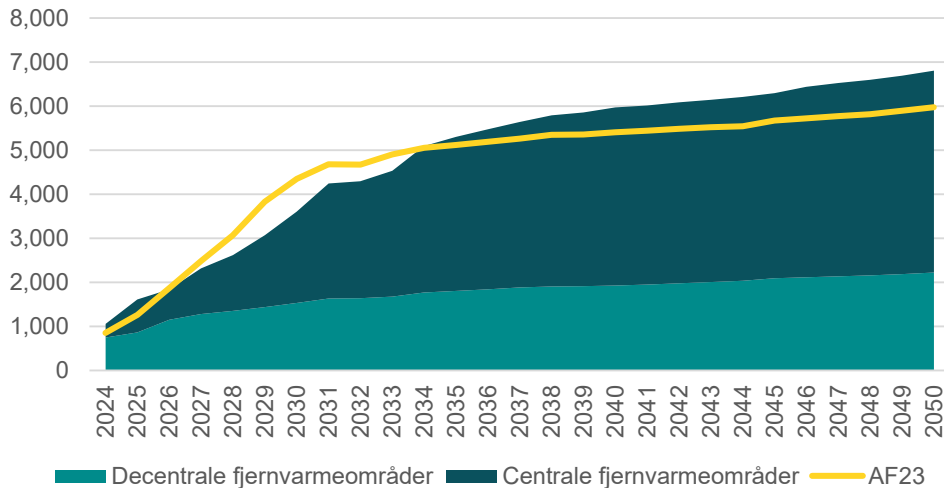
Store varmepumper

Elforbruget til store varmepumper forventes at stige markant frem mod 2050 i tråd med udviklingen i kapaciteten, jf. Figur 9 nedenfor. Elforbruget forventes at stige fra ca. 1000 GWh i 2024 til omkring 3.600 GWh i 2030 og ca. 6.800 GWh i 2050, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af varmepumperne på ca. 4.500 fuldlasttimer.

¹⁴ Til AF24 er der anvendt tidsvariationer, der passer med klimaår 2008.



Elforbrug til store varmepumper (GWh)



Figur 9: Elforbrug til store varmepumper til fjernvarmeproduktion i forhold til AF23 (GWh). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

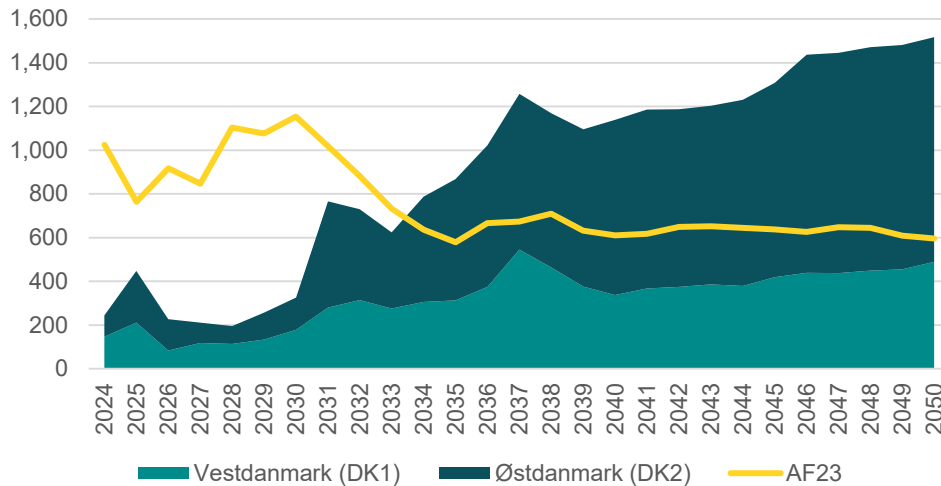
Elkedler

Elforbruget til store elkedler til fjernvarmen vil ligeledes være stigende frem mod 2050 i takt med, at kapaciteten forventes at stige.

I en Ramses markedssimulering, der alene baseres på elpriser fra day-ahead markedet, vil elforbruget til elkedler i 2050 ligge på ca. 1500 GWh, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af elkedler på ca. 320 fuldlasttimer, jf. Figur 10 nedenfor.



Elforbrug til elkedler (GWh) - Ramses



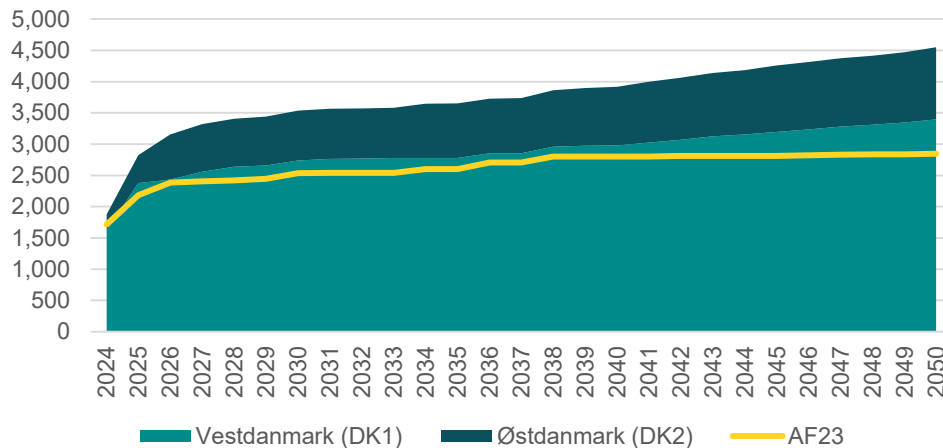
Figur 10: Elforbrug til elkedler i forhold til AF23 (GWh). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

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 systemydelser i selve driften. I AF24 udarbejdes der derfor også en beregning af elforbruget fra elkedler baseret på en eksogent antagelse om benyttelsestid. Det antages her, 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 2024 til 2050. Dette resulterer i et samlet elforbrug til elkedler i 2050 i AF24 på ca. 4.550 GWh, som vist i Figur 11 nedenfor.¹⁵ Den eksogene antagelse om benyttelsestider baserer sig på historiske gennemsnitlige driftstider, hvilket forventes at give et bedre billede af elkedlers drift på kort sigt. Det skal dog bemærkes at den langsigtede udvikling i benyttelsestiden for elkedler er behæftet med stor usikkerhed og forventes bl.a. at afhænge af øvrige udviklinger i elsystemet, herunder omfanget af specialregulering i fremtiden.

¹⁵ Både det simulerede elforbrug for elkedler og det eksogent beregnede elforbrug for elkedler er vist på fanen "Elforbrug" i AF24 dataarket (jf. hhv. række 100-103 for det simulerede nettoelforbrug og række 110-113 for det eksogent beregnede nettoelforbrug). Bemærk at i sammen



Elforbrug til elkedler (GWh) - AF23



Figur 11: Elforbrug til elkedler i AF24 i forhold til AF23 (GWh).

B1.2 Ledningsgasforbrug til el-og fjernvarmeproduktion

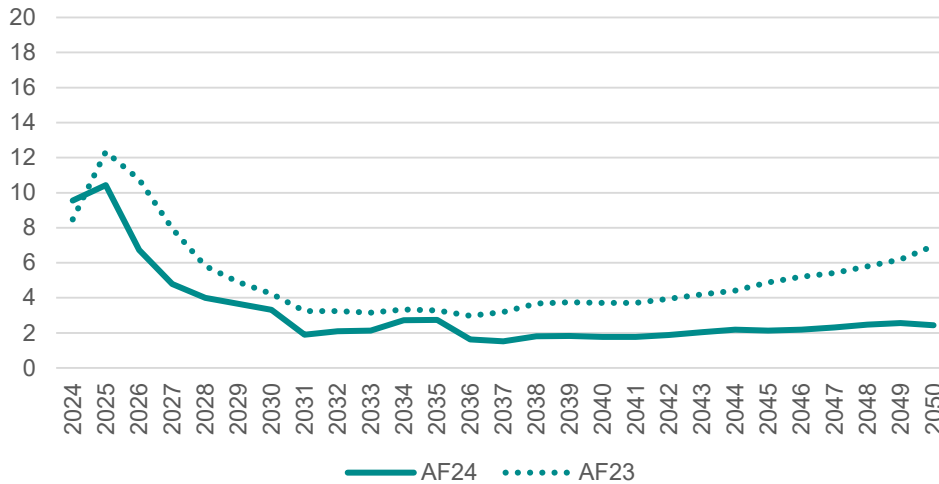
Ledningsgasforbruget (dækkende over fossil naturgas og opgraderet biogas i det kollektive net) forventes generelt at være faldende frem mod 2030, som vist i Figur 12 nedenfor.

Det forudsættes i AF24, 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.

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. 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.



Ledningsgasforbrug til el- og fjernvarme (PJ)



Figur 12: Udviklingen i ledningsgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion sammenlignet med AF23 (PJ, nedre brændværdi). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

B1.3 Sammensætning af fjernvarmeproduktion

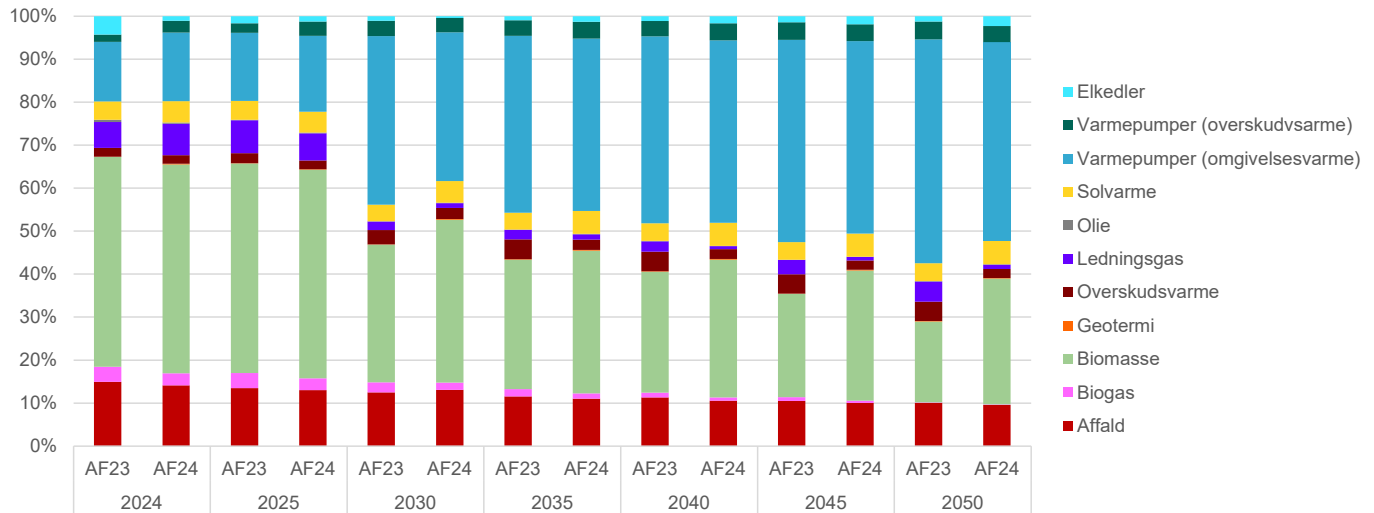
I Figur 13 og Figur 14 nedenfor ses udviklingen i sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder.

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. 55 pct. af fjernvarmeproduktion i 2030, faldende til ca. 35 pct. i 2050. Den samlede fjernvarmeproduktion på fast biomasse forventes at falde fra ca. 80 PJ i 2024 til ca. 30 PJ i 2050, og reduktionen forventes at finde sted i de centrale såvel som decentrale fjernvarmeområder.

Forskydninger ift. AF23 skyldes primært en anderledes fordeling af affaldsbaseret fjernvarmeproduktion, som i AF24 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 AF23.

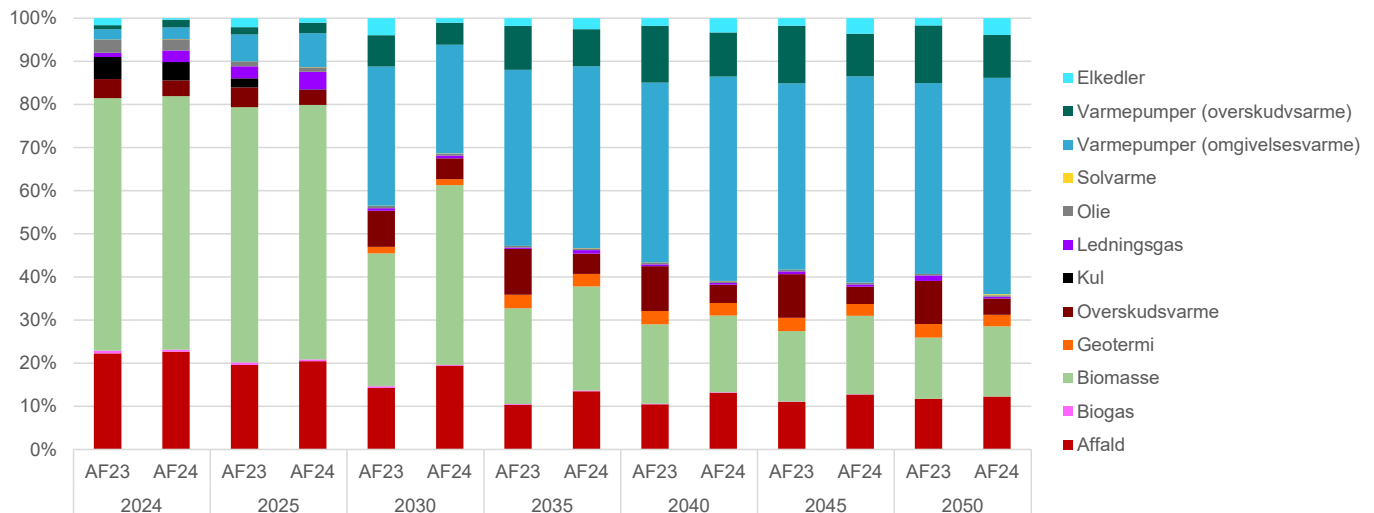


Decentral fjernvarmeproduktion



Figur 13: 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 14: 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.