



## Analyseforudsætninger til Energinet 2025 – Termisk kapacitet, store varmepumper m.m.

Baggrundsnotat (høringsudgave)

*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: AF25 forløb og kvalificering ift. AF24 .....	3
1.2 Decentrale værker: AF25 forløb og kvalificering ift. AF24 .....	5
2. Elforbrugende varmeproduktionskapacitet frem mod 2050 .....	7
2.1 Store varmepumper: AF25 forløb og kvalificering ift. AF24 .....	7
2.4 Elkedler: AF25 forløb og kvalificering ift. AF24 .....	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 <sub>2</sub> -fangst .....	16
3.7. Forudsætninger om overskudsvarme fra datacentre og brintproduktion ..	17
3.8. Forudsætninger i DH-Invest til AF25 .....	17
3.9. Forudsætninger om udetider for danske termiske kraftværker .....	19
3.10 Ændringer ift. AF24 .....	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**  
24. september 2025

**J nr.**  
2025 – 3657

ALELO /

**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 2025 (AF25). AF25 er et målopfyldelsesscenarie, hvilket vil sige, at AF25 grundforløbet som udgangspunkt er kompatibelt med opfyldelse af de politiske målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet. Det er dog ikke alle målsætninger og ambitioner på klima- og energiområdet, der direkte afspejles i AF25. Desuden specificeres konkrete virkemidler eller tiltag til at indfri de politiske målsætninger og ambitioner ikke.*



## Introduktion

Analyseforudsætninger til Energinet (AF) indeholder forudsætninger for den del af det danske energisystem, der har betydning for Energinets arbejde som TSO for det danske el-, ledningsgas- 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 AF25 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 en del af den termiske, brændselsbaserede kraftvarmeproduktionskapacitet gradvist tages ud af drift, og varmeproduktionen i stigende grad erstattes af elkedler, varmepumper og i mindre omfang andre varmeproducerende anlæg (såsom biomassekedler og solvarme). Der forudsættes dog fortsat at være en vis termisk kapacitet tilbage i 2050, især i Østdanmark. Fra et el-markedssynspunkt indebærer dette, at den termiske elproduktionskapacitet reduceres samtidig med, at den elforbrugende varmeproduktionskapacitet forøges.

De væsentligste ændringer i forudsætninger ift. AF24 kan opsummeres således:

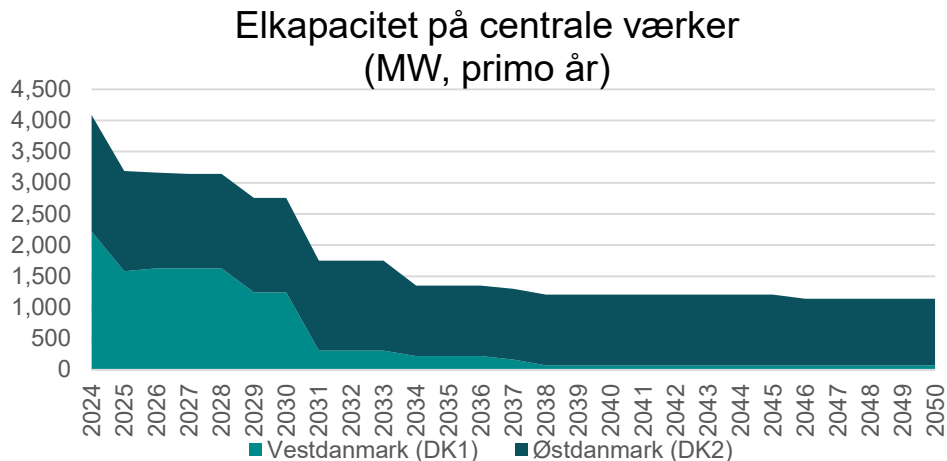
- En større udbygning med elkedler til fjernvarmeproduktion på lang sigt.
- En større udbygning med varmepumper på mellem-lang sigt især i decentrale områder.

## 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: AF25 forløb og kvalificering ift. AF24

Figur 1 nedenfor viser udviklingen i elkapacitet på de centrale værker. Udviklingen er bl.a. baseret på oplysninger fra aktørerne indhentet i foråret 2025 og er behæftet med en generel usikkerhed ift. den 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 2025.

Særligt i Vestdanmark reduceres kapaciteten i AF25 væsentligt i løbet af fremskrivningsperioden, i takt med en række værker forudsættes at lukke. Det gælder den tilbageværende kulfyrede blok i Aalborg (2028), samt 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 forudsættes at blive dækket af udelukkende varmeproducerende enheder. Der forudsættes også en afvikling af Herningværket som følge af varmeaftalens ophør i 2033.

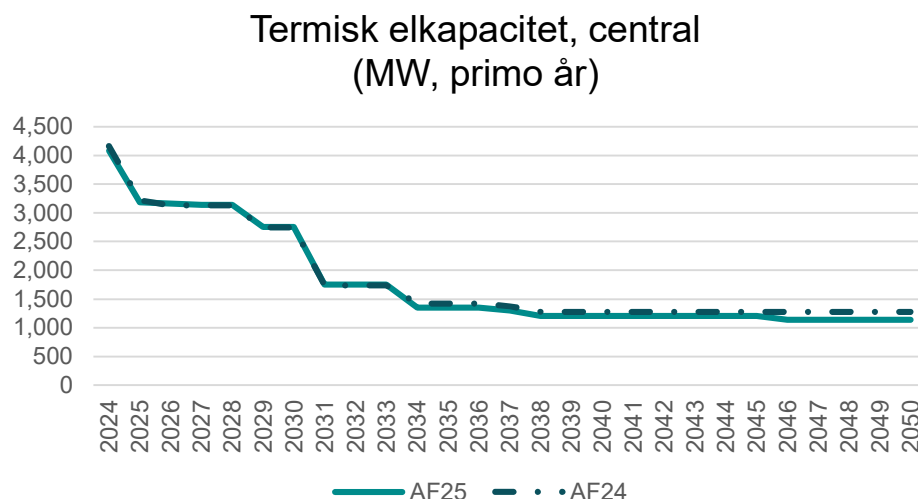
Udviklingen i Østdanmark er især betinget af lukningen af to biomassefyrede kraftvarmeblokke i Hovedstadsområdet, Amagerværket Blok 1 og Avedøreværket Blok 1, i 2033. Gasturbineanlæg på Avedøreværket Blok 2 forudsættes ligeledes at blive udfaset frem mod 2030.

AF25 indeholder således lukning af ca. 2.900 MW elkapacitet frem mod 2050, hvorved kapaciteten forudsættes at falde fra ca. 4.100 MW i dag til ca. 1.100 MW i 2050. Den tilbageværende kraftvarmekapacitet er således fordelt mellem Fynsværket i Vestdanmark og Amagerværket og Avedøreværket i Østdanmark. 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, fx ved at bevare eksisterende eller tilføje ny termisk elkapacitet. Forløbet for de termiske værker præsenterer således en afspejling af en udvikling uden yderligere tiltag fra Energinets side ift. elforsyningssikkerheden.



### Sammenligning med AF24 forløb for centrale værker

I Figur 2 ses forskellen mellem AF25 og AF24 i elproduktionskapaciteten på centrale værker. Forskellen skyldes i udgangspunktet i 2024 opdatering af datagrundlaget via Energiproducenttællingen.



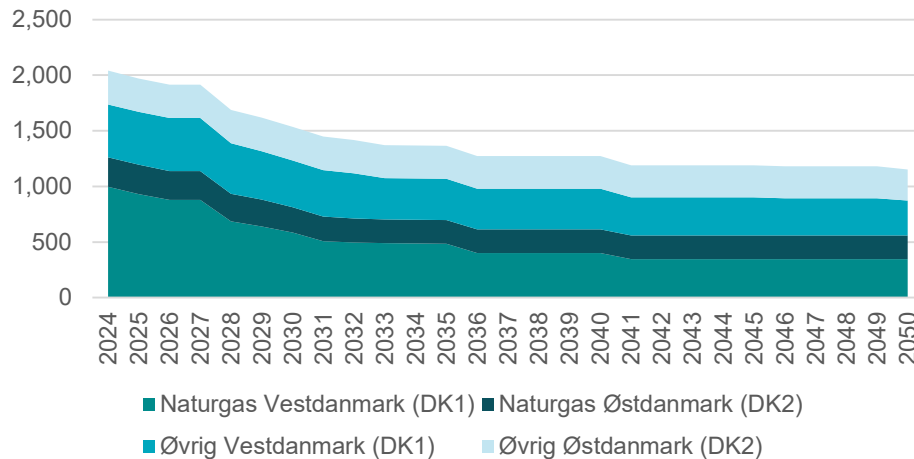
Figur 2: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for centrale værker ift. AF24 (MW). Oversigten indeholder ikke centrale anlæg, der tages ud af drift i løbet af 2025.

## 1.2 Decentrale værker: AF25 forløb og kvalificering ift. AF24

Udviklingen i elkapacitet i AF25 på decentrale værker ses i Figur 3 herunder. Den decentrale elkapacitet forudsættes at falde med ca. 800 MW fra ca. 2.000 MW i 2025 til ca. 1.150 MW i 2050.



### Elkapacitet på decentrale værker (MW, primo år)

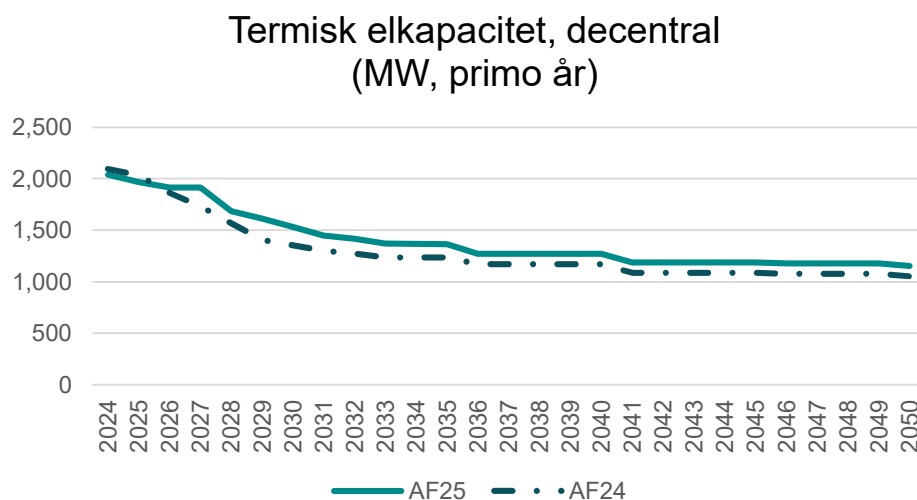


Figur 3: Udvikling i elproduktionskapacitet for decentrale anlæg (MW). Anlæggene er placeret i både decentrale og centrale fjernvarmeområder. Der findes ud over den opgjorte decentrale kapacitet også en mindre kapacitet af anlæg, der normalvis ikke leverer til det kollektive net og derfor er udeholdt af oversigten (fx nødstrømsanlæg i erhverv).

Faldet er primært drevet af lukningen af naturgasbaserede anlæg (ledningsgas). Elkapaciteten på naturgasfyrede decentrale værker forudsættes at blive halveret i fremskrivningsperioden fra ca. 1.200 MW i 2025 til ca. 550 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. En stor del af decentrale naturgasværker forudsættes at have svært ved at konkurrere ud fra indtægterne på elspotmarkedet alene, og har derfor ikke mange driftstimer i AF25. Det forudsættes derfor primært at være anlæg, der også leverer forskellige typer af systemydelser, der fortsat vil være til rådighed for elsystemet.

#### Sammenligning med AF24 forløb for decentrale værker

I Figur 4 ses forskellen mellem AF25 og AF24 i elproduktionskapaciteten på decentrale værker. Forskellen skyldes som udgangspunkt i 2025 en opdatering af datagrundlaget i Energiproducenttællingen samt en ændring i forudsætning på reservekapacitet til fjernvarmeproduktion. På længere sigt er forskellen kun marginal (ca. 100 MW højere).



Figur 4: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for decentrale værker ift. AF24 (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.<sup>1</sup> 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 systemydelser (jf. også afsnit B1.1 i bilag 1 om simulering af elforbruget til store varmepumper og elkedler).

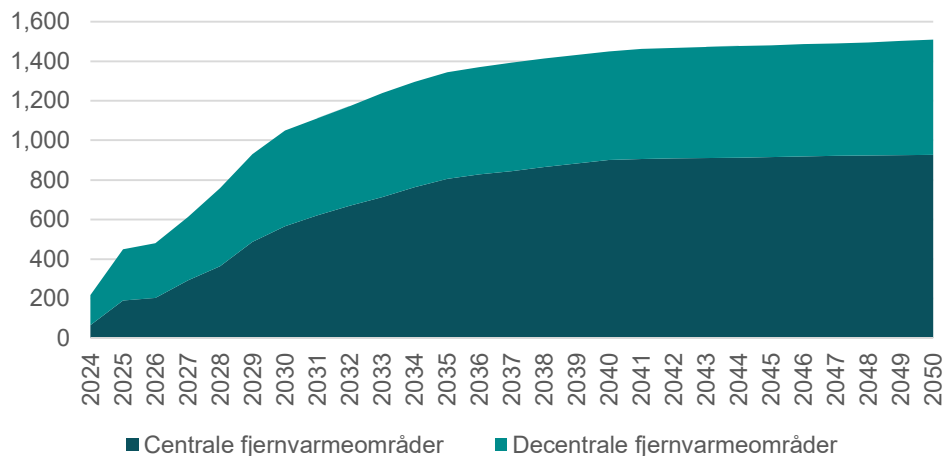
### 2.1 Store varmepumper: AF25 forløb og kvalificering ift. AF24

I AF25 indgår en væsentlig udbygning med store varmepumper til fjernvarme, som vist i Figur 5 nedenfor. Den samlede elkapacitet til varmepumper stiger fra 450 MW i 2025 til ca. 1000 MW i 2030 og ca. 1.500 MW i 2050. Udviklingen skyldes bl.a. ændrede rammevilkår for investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet, hvilket i højere grad understøtter elbaseret varmeproduktion samt forudsætning om øget behov for reservekapacitet til fjernvarmeproduktion.

<sup>1</sup> 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 decentrale områder, hvor varmeproduktionen i dag er baseret på ledningsgas, at fjernvarmeproduktionsomkostningerne kan sænkes ved 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 anvendes forskellige varmekilder, herunder havvand, geotermi og luft.

Frem mod 2050 forudsættes varmepumper at dække reduktionen af varmeproduktion fra affaldsforbrænding i takt med faldet af affaldsmængder til forbrænding i Danmark. Varmepumper forudsættes også i højere grad at fortrænge biomassebaseret fjernvarmeproduktion.

#### Sammenligning med AF24 forløb for store varmepumper

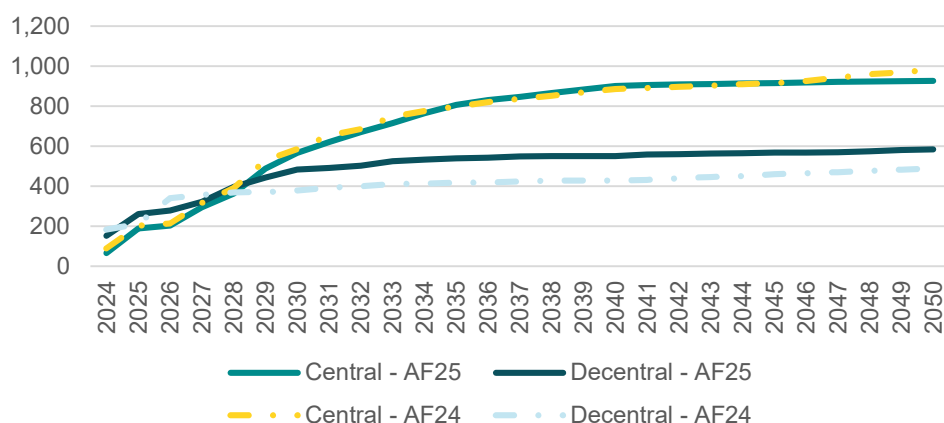
Figur 6 viser udviklingen i elkapacitet for store varmepumper ift. AF24. AF25 medtager en samlet set større udbygning med store varmepumper i Danmark. Udbygningen er mindre i de decentrale fjernvarmeområder bl.a. pga. en lavere forudsat fjernvarmeefterspørgsel på lang sigt ift. AF24. Til gengæld er udbygningen betydeligt større i de centrale fjernvarmeområder, hvor varmegrundlaget er stort og en større andel af det skønnes at blive dækket af store





varmepumper.

### Elkapacitet til store varmepumper (MW, primo år)

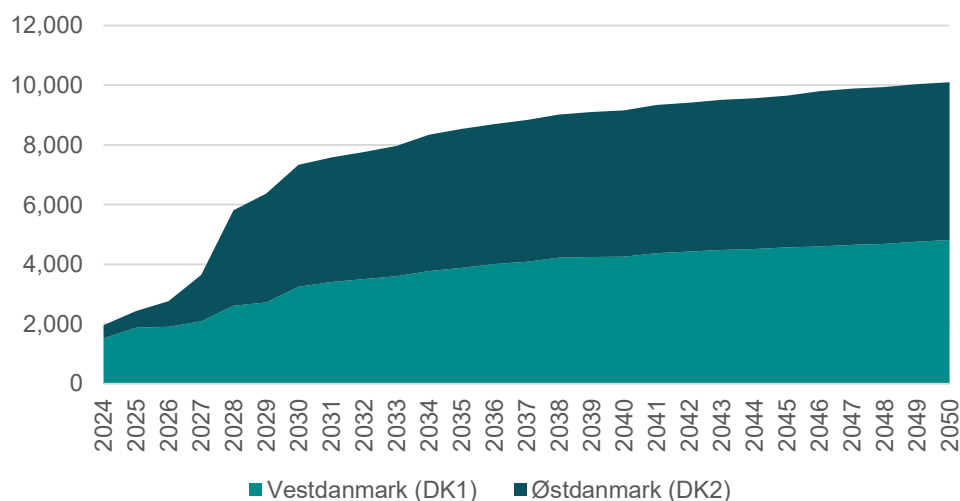


Figur 6: Udviklingen i elkapacitet til store varmepumper i forhold til AF24 (MW) fordelt på centrale og decentrale områder.

## 2.4 Elkedler: AF25 forløb og kvalificering ift. AF24

Figur 7 viser udviklingen i elkapacitet til elkedler. AF25 indeholder en stigning i elkapacitet til elkedler fra ca. 2.400 MW i 2025 til ca. 10.100 MW i 2050.

### Elkapacitet til elkedler (MW)



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

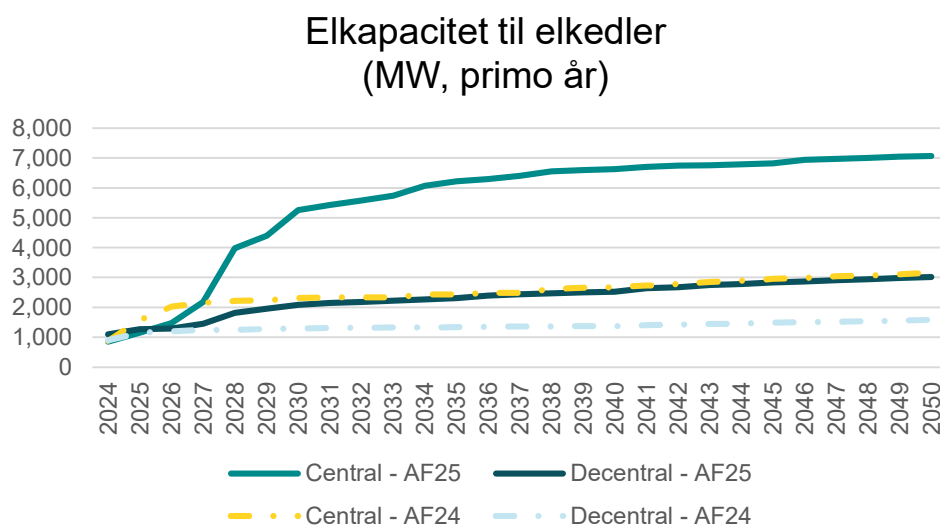
Der forudsættes en fortsat udbygning med elkedler i takt med, at øvrig fjernvarmekapacitet, især kraftvarmekapacitet, afvikles, mhp. at opretholde



fjernvarmeforsyningssikkerheden 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 i AF25 forudsættes 100 pct. grøn senest fra 2030.

### Sammenligning med AF24 forløb for elkedler

Figur 8 viser udviklingen i elkapacitet for elkedler ift. AF24. Udbygningen med elkedler i AF25 er væsentlig højere end i AF24. Ændringen i udbygningen skyldes en forøgelse af det forudsatte niveau reservekapacitet i fjernvarmemodellen DH-Invest (se afsnit 3.8). Elkedlers lave investeringsomkostninger og høje fleksibilitet, samt en stigende forekomst af lave elpriser i elmarkedsfremskrivningen, fører til, at elkedlerne skønnes at blive den foretrukne teknologi til at dække det øgede behov for reservekapacitet. Samlet fører det således til en væsentligt større udbygning med elkedler, sammenlignet med AF24.



Figur 8: Udviklingen i elkapacitet til elkedler i forhold til AF24 (MW) fordelt på centrale og decentrale områder.

### 3. Metode og antagelser

Fremskrivningen af den termiske kapacitet i AF25 tager udgangspunkt i en samlet fremskrivning af det danske el- og fjernvarmesystem, hvor udviklingen grundlæggende er vurderet således:

- **Historisk udgangspunkt:** Udgangspunktet for kapacitetsfremskrivningen er den seneste opgørelse for eksisterende kapaciteter lavet på baggrund af Energiproducenttælling 2023 (EPT 2023).



- Udbygning på kort sigt (frem til 2030): Der tages højde for kendte projekter, der er etableret siden 2023 eller er under planlægning og vurderes at have 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 2030.
- Udbygning på længere sigt (2028-2050): For perioden fra 2028 og frem laves en vurdering af, hvilke yderligere investeringer i nye anlæg såvel som lukning af eksisterende anlæg, der, givet de øvrige forudsætninger, i AF25, skønnes rentable i fjernvarmesektoren. Til formålet anvendes Energistyrelsens model DH-Invest<sup>2</sup> 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: Driften af systemet modelleres i Energistyrelsens Ramses model<sup>3</sup>, der inkluderer en repræsentation af alle danske fjernvarmeområder<sup>4</sup> 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 AF25 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 bidrager marginalt til den danske elforsyning, men som derimod spiller en vigtig rolle i opretholdelsen af den danske elforsyningssikkerhed. AF25 tager udgangspunkt i EPT23, og fra 2025 ligger den termiske kondenskapacitet i AF25 på knap 850 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 AF25 for danske kondensværker. Centrale kondensværker opgøres individuelt. Under antagelsen om sidste*

<sup>2</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/dh-invest\\_-\\_modelbeskrivelse.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/dh-invest_-_modelbeskrivelse.pdf)

<sup>3</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/ramses\\_energisystemmodel.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/ramses_energisystemmodel.pdf)

<sup>4</sup> 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.



driftsår angives "-", hvor værket forudsættes i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Kondensværker i Vestdanmark (DK1)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF25
Studstrupværket Blok 5 (SSV5)	14	2030
Øvrige decentrale kondensværker	220	-

Kondensværker i Østdanmark (DK2)	Elkapacitet (MW)	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF25
Kyndbyværket Blok 22	260	-
Kyndbyværket øvrige blokke	144	-
Masnedøværket	70	-
Østkraft reserveblokke	62	-
Øvrige decentrale kondensværker	88	-

Den termiske kondenskapacitet fremskrives som udgangspunkt fladt i AF25 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.<sup>5</sup> 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 2024 og frem har indflydelse på fjernvarmeproduktionskapaciteter, er allerede kendte. Kendskabet kan have forskellige niveauer; fra anlæg, der er sat i drift i 2024 og allerede er oprettet i Energinetproducenttællings database, over projekter, der har søgt og fået godkendelser fra offentlige myndigheder, herunder varmeforsyningsprojekter 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

<sup>5</sup> Antagelsen om uændret termisk kondenskapacitet gælder dog ikke Studstrupværkets blok 5, der i AF25 antages at have sidste fulde driftsår i hhv. 2023 og 2030 (jf. tabel 1).



fremskrivningen. Disse projekter kaldes "pipeline projekter". Pipelineprojekter dækker perioden 2024-2028.

Kilderne til oplysningerne om projekterne er bl.a.:

- EnergidataOnline, der er Energistylens indberetningssystem for bl.a. den årlige Energiproducenttælling.
- Øvrig information som Energistyrelsen har fået gennem myndighedskontakt.
- Udtræk fra plandata.dk<sup>6</sup>, som indeholder oplysninger om kommunernes godkendelser efter varmeforsyningsloven.
- Bilateral dialog med relevante aktører.

Pipelineprojekterne, der indgår i AF25, fordeler sig på følgende kategorier:

- Varmepumper, med en samlet elkapacitet på ca. 350 MW, svarende til en varmekapacitet på ca. 1200 MW.
- Elkedler, med en samlet elkapacitet på ca. 1.400 MW.
- Solvarmeanlæg, med en samlet varmekapacitet på ca. 6 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 AF25 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 AF25. Der henvises i øvrigt til

---

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



dataoversigten for AF25, 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 AF25. 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 AF25
Studstrupværket Blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2031	2030
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	2033
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 AF25
Avedøreværket Blok 1 (AVV1)	31-12-2033	2031	2033
Avedøreværket Blok 2 (AVV2) – hovedkedel	31-12-2027	2023	-



Kraftvarmeværker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato / slutår for varmaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF25
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	2026
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	-

\* Blokken 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 AF25 bygger på *Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi*<sup>7</sup> som blev vedtaget i 2020 samt en konkurrenceudsættelse af affaldsforbrændingssektoren, som blev vedtaget i 2023.

Forløbet til affaldsforbrændingsforudsætningerne til AF25 følger Klimastatus- og fremskrivning (KF) 2025, hvor der i 2025 skønnes at være ca. 3,9 mio. tons affald til forbrænding frem mod 2035 hvor der skønnes at være ca. 3,0 mio. ton affald til forbrænding. Herefter holdes affaldsmængderne konstant frem mod 2050.

Pga., at affaldsmængderne ikke falder, 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 AF25 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.<sup>8</sup>

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

<sup>8</sup> 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.



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.<sup>9</sup> 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 CO<sub>2</sub>-fangst

I modellering af det danske el- og fjernvarmesystem er der indregnet udbredelsen af CO<sub>2</sub>-fangst med henblik på at kunne afspejle de afledte effekter, som eventuel installation af fangstanlæg på kraftvarmeanlæg medfører.

Der tages udgangspunkt i den aminbaserede fangstproces, der er beskrevet i Teknologikataloget for kulstoffangst, -transport og -lagring. CO<sub>2</sub>-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 AF25 antages det, at eftermontering af CO<sub>2</sub>-fangst på kraftvarmeværker fører til et tab i elproduktion samt en forøgelse i varmeproduktionen. Fangstanlæggene modelleres som separate anlæg, der trækker på strøm og CO<sub>2</sub> fra de tilhørende anlæg. Tabet i elproduktionen og den øgede varmeproduktion opgøres derved som forbrug og produktion i fangstanlægget.

AF25 indregner afgørelse af første udbudsrunde fra CCUS-puljen<sup>10</sup>. Det betyder, at der fanges 430.000 ton CO<sub>2</sub> årligt fra 2026 til 2045 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 CO<sub>2</sub> i systemoptimeringen.

AF25 indregner også CO<sub>2</sub>-fangst på affaldsforbrændingsanlæg ved, at alle affaldsforbrændingsanlæg får tilknyttet CO<sub>2</sub>-fangstanlæg som tilsammen er underlagt at fange en påkrævet mængde CO<sub>2</sub> i systemoptimeringen.

Formålet med modelleringsøvelsen er at afspejle det øgede elforbrug, som CO<sub>2</sub>-fangst indebærer. For yderligere information vedr., CO<sub>2</sub>-fangst i AF25 henvises der til baggrundsnotatet om CO<sub>2</sub>-fangst.

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

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





### 3.7. Forudsætninger om overskudsvarme fra datacentre og brintproduktion

Udnyttelse af overskudsvarme fra fremtidige datacentre og elektrolyse-anlæg er medtaget i forløbet i AF25.

Det antages til AF25 at hvad der svarer til 15% af elkapaciteten til datacentre kan udnyttes til overskudsvarme. Dette betyder dog en potentiel ret forøgelse af overskudsvarmeproduktionen i Danmark, hvilket også naturligt har en begrænsning i form af varmeefterspørgslen i de enkelte fjernvarmenet. Kapaciteten for overskudsvarme fra datacentre nås relativt tidligt. Af beregningsmæssige årsager er dette udviklingsforløb holdt konstant med KF25 forløbet.

Hvad angår udnyttelsen af overskudsvarme fra elektrolyse-anlæg antages det, at varmeoutputtet til fjernvarme er 20 pct.<sup>11</sup> af elektrolyse-anlægs elforbrug. Udnyttelse af overskudsvarmen fra brintproduktion medtages alene på de fremtidige elektrolyse-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 elektrolyse-anlæg på lang sigt.

Udnyttelsen af overskudsvarme fra datacentre og elektrolyse-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 AF25

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.

- Overskudsvarme: Der er taget højde for, at potentialet for overskudsvarme er begrænset. Data for mængden af uudnyttet industrielt overskudsvarme

---

<sup>11</sup> 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.



bygger på et studie fra DTU i 2017<sup>12</sup>. 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. Potentialet for overskudsvarme er valideret med øvrige tilgængelige opgørelser. Datacentrene 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 varmepumpernes 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 samlede kapacitet i det pågældende fjernvarmeområde dermed reduceres til under 200 pct. af behovet i spidslasttiden.

---

<sup>12</sup> 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>



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 beregnes endogent i modellen, mens indtægter fra salg af systemydelser tillægges eksogent på basis af de realiserede rådigheds- og aktiveringsbetalinger i 2022, 2023 og 2024.

Energinet har til AF24 bemærket, at der kan være perioder hvor visse fjernvarmesystemer mangler fjernvarmekapacitet. Energistyrelsen har til DHInvest tidligere anvendt et krav om, at hvert fjernvarmewærk skal have reservekapacitet svarende til 150% af et normalårs maksimalforbrug. Dette er til AF25 øget til 200% for at imødekomme risikoen for manglende kapacitet i Energinets analyser.

### 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 så vidt muligt kendte data, og ellers anvendes generelle antagelser fra Energistyrelsens teknologikatalog for el- og varmeproduktion.

### 3.10 Ændringer ift. AF24

De overordnede metoder til vurdering af udviklingen er ikke væsentligt ændret i forhold til AF24, og de ændrede resultater skyldes derfor primært justeringer i nogle af de bagvedliggende antagelser.

## 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, CO<sub>2</sub>-kvotepris og udvikling i elsystemer i Danmarks nabolande. Dertil kommer 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, CO<sub>2</sub>-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 normalår<sup>13</sup>, hvor der bl.a. ikke tages hensyn til udsving i VE-produktion og forbrug. Derfor bør resultaterne særligt på kort sigt tages med forbehold.

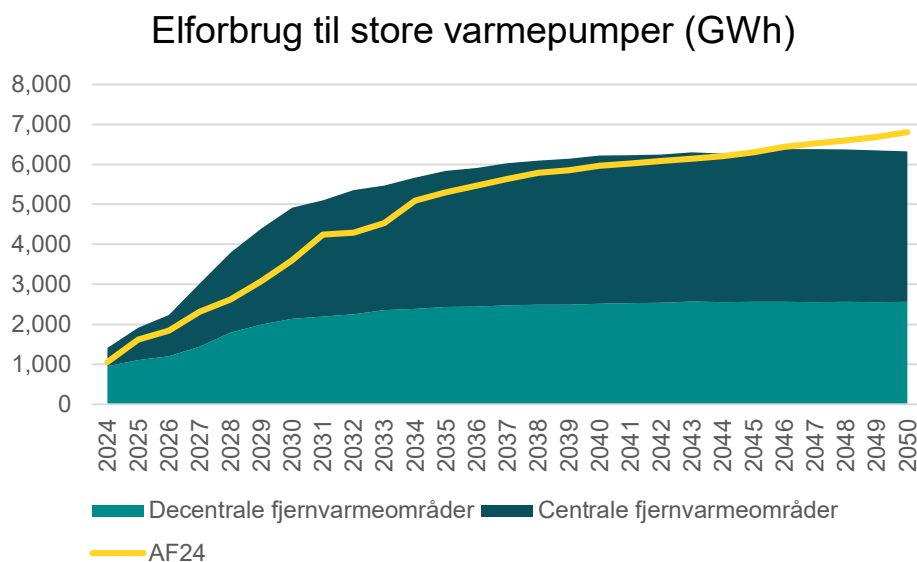
### B1.1 Elforbrug til store varmepumper og elkedler

#### 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. 2.000 GWh i 2025 til omkring 5.000 GWh i 2030 og ca. 6.300 GWh i 2050, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af varmepumperne på ca. 4.200 fuldlasttimer.

---

<sup>13</sup> Til AF25 er der anvendt tidsvariationer, der passer med klimaår 1995.



*Figur 9: Elforbrug til store varmepumper til fjernvarmeproduktion i forhold til AF24 (GWh). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.*

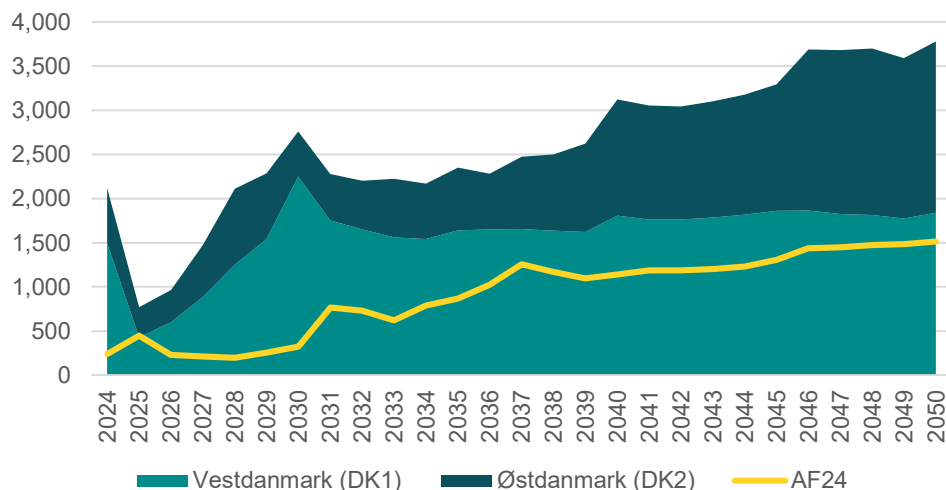
### Elkedler

Elforbruget til store elkedler til fjernvarmen vil ligeledes være stigende frem mod 2050 i takt med, at kapaciteten forventes at stige betydeligt. Denne udbygning afspejler et øget behov for fleksibel, elbaseret spids- og reservelastkapacitet i fjernvarmesystemet.

I en Ramses markedssimulering, der alene baseres på elpriser fra day-ahead markedet, vil elforbruget til elkedler i 2050 ligge på ca. 3.800 GWh, hvilket svarer til en gennemsnitlig drift af elkedler på ca. 370 fuldlasttimer, jf. Figur 10 nedenfor.



### Elforbrug til elkedler (GWh) - Ramses



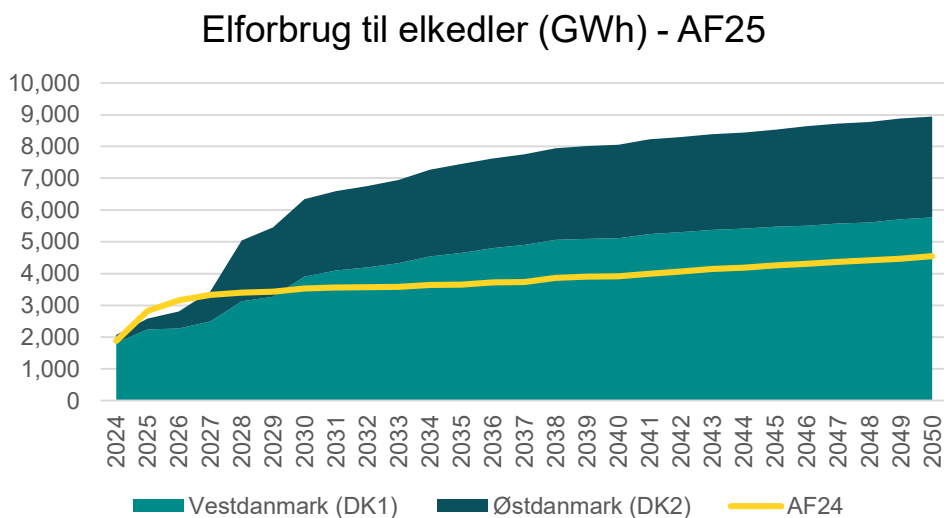
Figur 10: Elforbrug til elkedler i forhold til AF24 (GWh). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

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 AF25 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 2025 til 2050. Dette resulterer i et samlet elforbrug til elkedler i 2050 i AF25 på ca. 9.000 GWh, som vist i Figur 11 nedenfor.<sup>14</sup>

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.

<sup>14</sup> Både det simulerede elforbrug for elkedler og det eksogent beregnede elforbrug for elkedler er vist på fanen "Elforbrug" i AF25 dataarket (jf. hhv. række 107-110 for det simulerede nettoelforbrug og række 118-121 for det eksogent beregnede nettoelforbrug). Bemærk at i præsentationen af det samlede elforbrug i AF25 Sammenfatningsnotatet anvendes det simulerede elforbrug for elkedler



Figur 11: Elforbrug til elkedler i AF25 i forhold til AF24 (GWh).

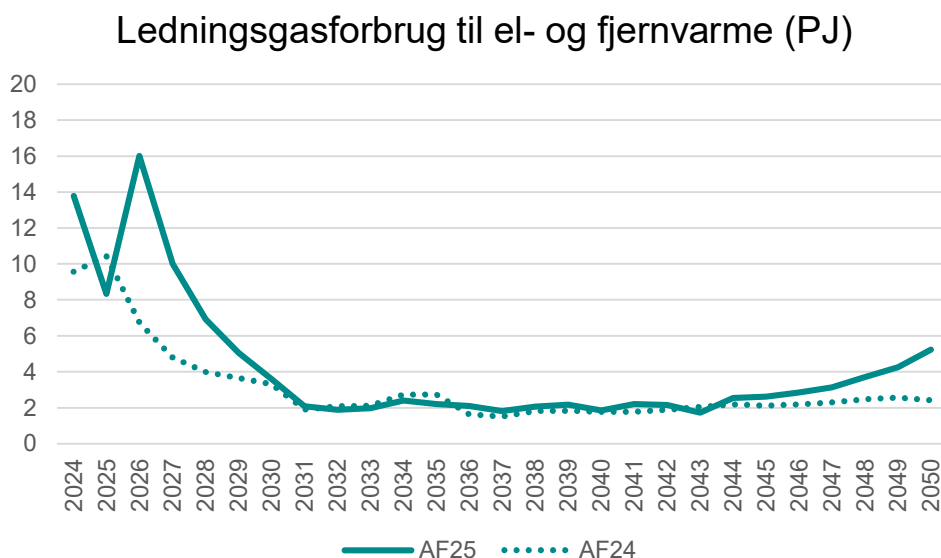
## B1.2 Ledningsgasforbrug til el-og fjernvarmeproduktion

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.

Stigningen i ledningsgasforbruget på kort sigt skyldes primært en forbedret konkurrencesituation for decentrale kraftvarme- og fjernvarmeproducerende enheder, som ikke er omfattet CO<sub>2</sub>-kvotekomkostning samt lavere naturgaspriser især på kort sigt. Dette forudsættes dog at være kortvarigt, og driften skønnes 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.





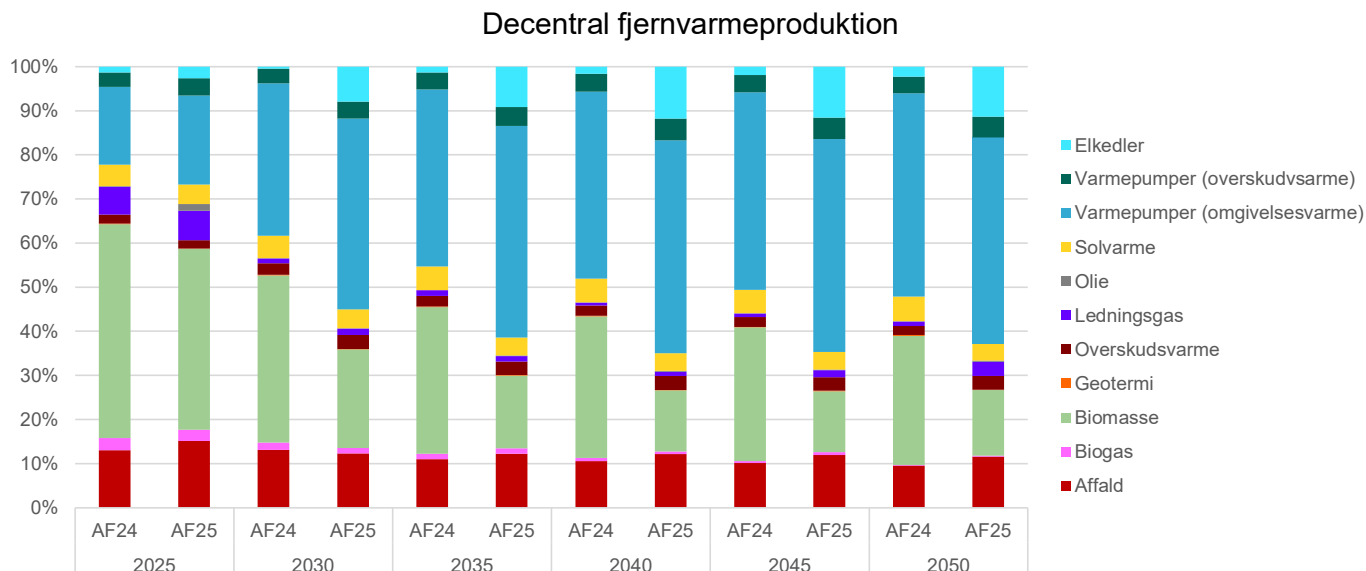
Figur 12: Udviklingen i ledningsgasforbrug til el- og fjernvarmeproduktion sammenlignet med AF24 (PJ, nedre brændværdi). Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.

### B1.3 Sammensætning af fjernvarmeproduktion

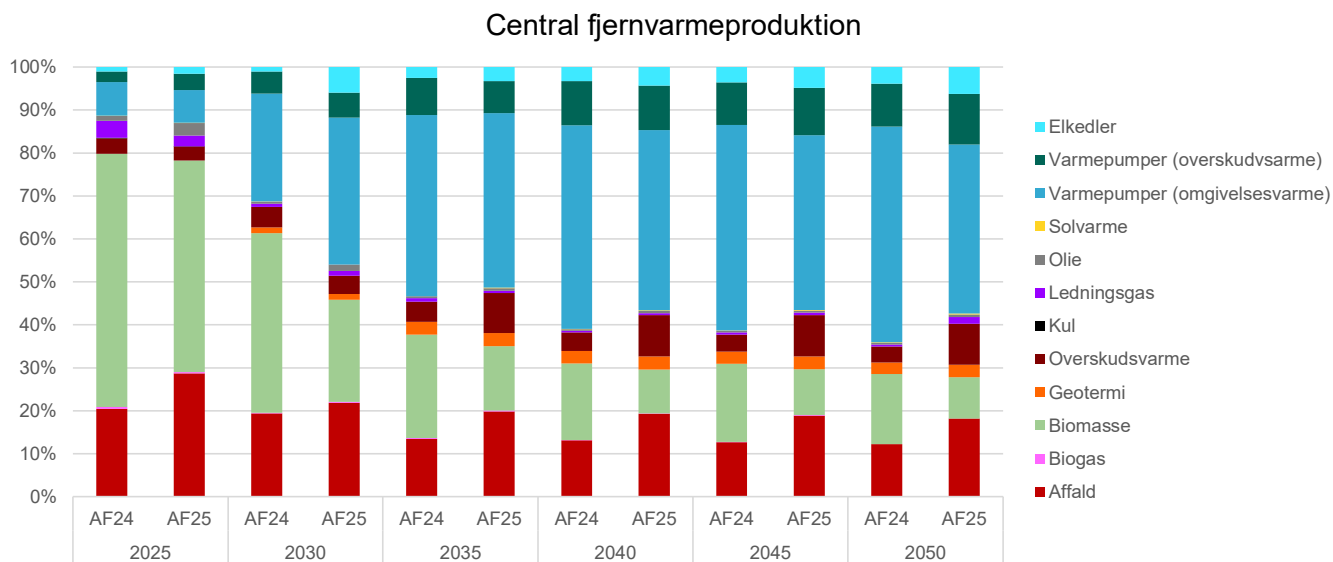
I Figur 13 og Figur 14 nedenfor ses udviklingen i sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i hhv. decentrale og centrale fjernvarmeområder.

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. 41 pct. af fjernvarmeproduktion i 2030, faldende til ca. 27 pct. i 2050. Den samlede fjernvarmeproduktion på fast biomasse forventes at falde fra ca. 65 PJ i 2025 til ca. 34 PJ i 2050, og reduktionen forventes at finde sted i de centrale såvel som decentrale fjernvarmeområder.

Forskydninger ift. AF24 skyldes primært en anderledes fordeling af affaldsbaseret fjernvarmeproduktion, som i AF25 er fordelt mere på tværs af decentrale og centrale områder pba., affaldsværkernes miljøgodkendte kapaciteter. Det medfører et ændret varmegrundlag, som i flere områder giver anledning til højere kapaciteter for store varmepumper og elkedler er større end forudsat i AF24.



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 brintproduktion. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.



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 brintproduktion. Baseret på simuleringer i Ramses-modellen.