



Analyseforudsætninger til Energinet 2026 – Termisk el- og varmeproduktion

Sektornotat (høringsudgave)

Kontor/afdeling
Systemanalyse

Dato
01-09-2026

J nr. 2026 - 388

/ALELO, IBMRS

Indholdsfortegnelse

1. Introduktion til termisk el- og varmeproduktion	2
2. Udviklingen frem mod 2050	2
3. Metode og antagelser	4
4. Forskelle i forhold til AF25	7

Dette sektornotat er udarbejdet som en del af Analyseforudsætninger til Energinet 2026 (AF26). Der henvises til AF26's sammenfatningsnotater for en overordnet beskrivelse af analyseforudsætningerne, herunder formål, anvendelse og metodiske rammer.

Energistyrelsen

Carsten Niebuhrs Gade 43
1577 København V

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

www.ens.dk



1. Introduktion til termisk el- og varmeproduktion

Termisk el- og varmeproduktion omfatter både brændselsbaseret el- og varmeproduktion og elbaseret varmeproduktion. Den brændselsbaserede el- og varmeproduktion, termisk produktionskapacitet, omfatter kraftvarmeproduktion, kondensproduktion¹ og ren varmeproduktion. Den elbaserede varmeproduktion omfatter store varmepumper og elkedler.

Store varmepumper er afgrænset til at omfatte varmepumper i fjernvarmesektoren, mens varmepumper i industrien betegnes som individuelle varmepumper, uanset deres størrelse.

I elforsyningsloven skelnes mellem centrale kraft- og kraftvarmeværker og decentrale kraftvarmeværker:

- Centrale kraft- og kraftvarmeværker er værker placeret på de historisk udpegede centrale kraftværkspladser (fx Asnæs, Avedøre, Amager, Studstrup, Fynsværket m.fl.).
- Decentrale kraftvarmeværker er kraftvarmeværker, der ikke er fysisk placeret på en central kraftværksplads.

I AF26 defineres centrale fjernvarmeområder som de fjernvarmeområder, hvor de centrale kraft- og kraftvarmeværker er fysisk placeret (fx Storkøbenhavn, Århus, Odense m.fl.). Alle øvrige anlæg (både brændsels- og elbaserede) placeret i disse fjernvarmeområder defineres som centrale. Alle øvrige fjernvarmeområder og tilhørende anlæg defineres som decentrale.

Kapacitet opgøres som kapacitet primo året. Det betyder, at kapacitet opstillet i løbet af eksempelvis 2026 medregnes fra primo 2027.

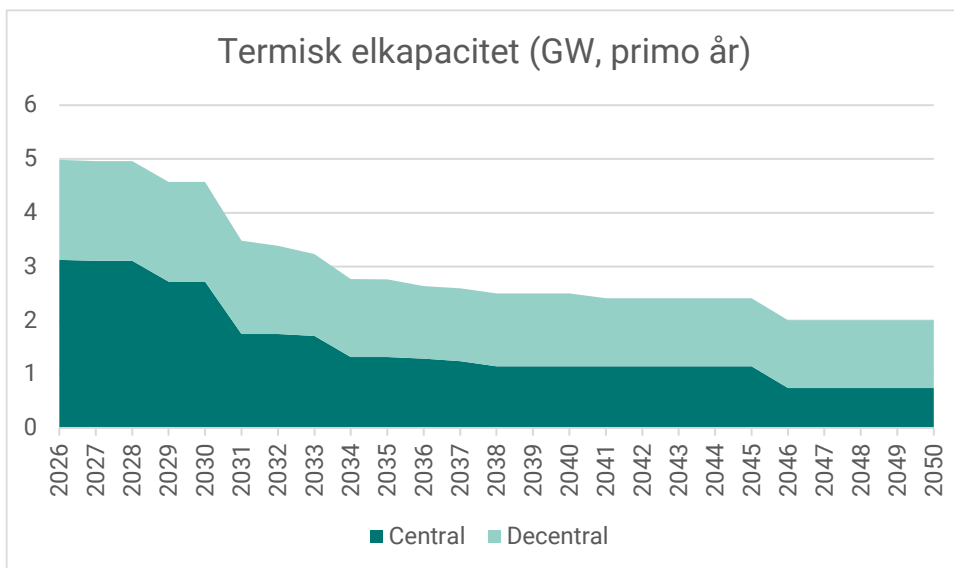
Politiske målsætninger, ambitioner og regulering

AF26-forløbet er udformet under hensyntagen til den politiske ambition om, at gasforbruget i Danmark skal dækkes af 100 pct. grøn gas senest i 2030 (grønt gas-kryds). Der kan læses mere herom i sektornotatet om "Gasproduktion og gasstrømme."

2. Udviklingen frem mod 2050

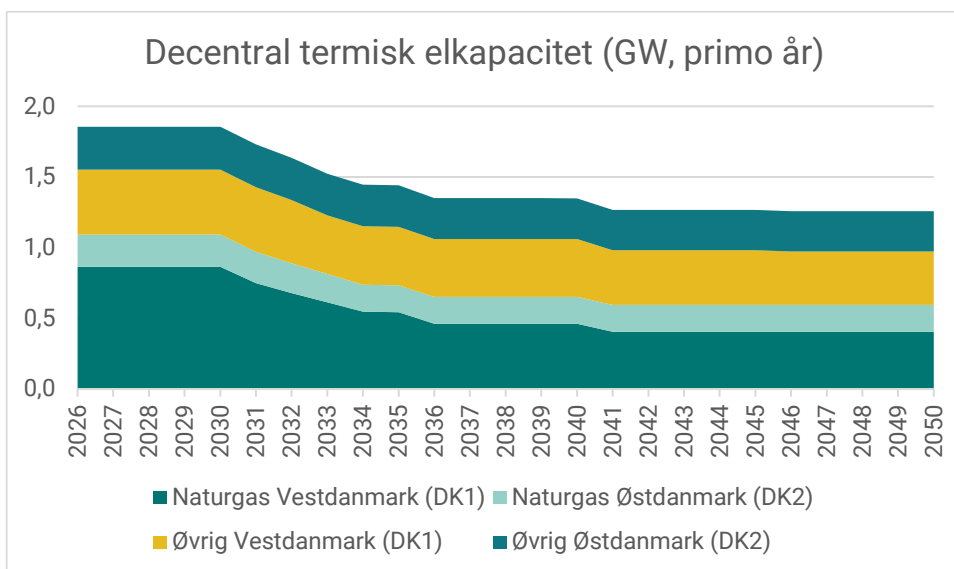
Figurerne herunder viser den samlede udvikling i kapacitet for termiske værker i centrale og decentrale fjernvarmeområder samt udviklingen for store varmepumper og elkedler i AF26.

¹ Ren elproduktionskapacitet



Figur 1: Udvikling i elproduktionskapacitet på centrale og decentrale værker i Danmark (GW). Opgørelsen inkluderer driftsklare og betinget driftsklare anlæg, men ikke anlæg, der forventes taget ud af drift i 2026.

Udviklingen i decentrale værkers elkapacitet er primært drevet af lukning af gasbase-rede anlæg (ledningsgas). Dette skyldes forringet driftsøkonomi i anlæggene bl.a. på grund af høj gaspris relativt til andre brændsler, øget udbygning med VE-teknologier samtidig med forbedrede vilkår bl.a. som følge af afgiftslempelse til EU's minimums-sats på el til varme for investeringer i varmepumper som alternativ fjernvarmeproduktion.

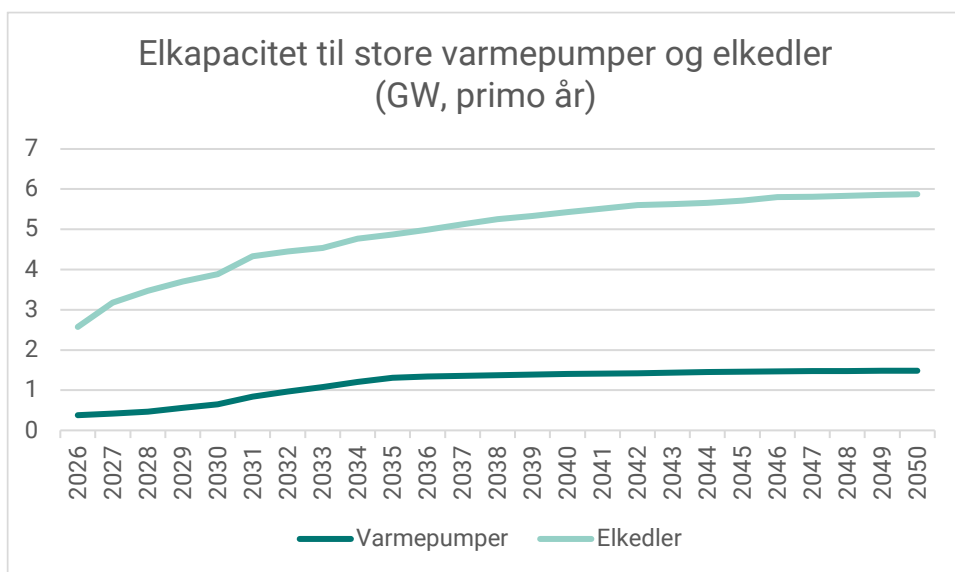


Figur 2: Udvikling i elproduktionskapacitet for decentrale anlæg (GW). Anlæggene er placeret i både decentrale og centrale fjernvarmeområder. Der findes ud over den opgjorte decentrale kapacitet også mindre kapacitet af anlæg, der normalvis ikke



leverer til det kollektive net og derfor er udeholdt af oversigten (fx nødstrømsanlæg i erhverv).

Udbygning med store varmepumper er bl.a. drevet af de forventede lukninger af centrale kraftvarmewærker, hvilket frigiver varmegrundlaget til investeringer i store varmepumper. Ud over en større udnyttelse af overskudsvarme anvendes forskellige varmekilder, herunder havvand, geotermi og luft.



Figur 3: Udvikling i elkapacitet for store varmepumper og elkedler i alle fjernvarmeområder (GW).

Der antages en fortsat udbygning med elkedler i takt med, at øvrig fjernvarmekapacitet, især kraftvarmekapacitet, afvikles, mhp. at opretholde fjernvarmeforsynings sikkerheden i de forskellige fjernvarmeområder og at levere systemydelse til elnettet. 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.

3. Metode og antagelser

Metode og antagelser omhandler udfasning af eksisterende kapacitet, udbygning med ny kapacitet, udnyttelse af overskudsvarme samt CO₂-fangst.

Eksisterende kraftvarme- og kondenskapacitet

En væsentlig forudsætning for fremskrivningen vedrører levetider for de centrale kraftvarmewærker. 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 på baggrund af dialog med aktørerne om forventninger til værkernes fremtidige udvikling.

Tabel 1 herunder viser udløbsdato for de centrale kraftvarmeværker, hvor det er muligt, samt antagelser om levetider. Yderligere oplysninger om fx år for idriftsættelse, elkapacitet og brændsler fremgår af AF26 datasættet.

Det antages som udgangspunkt, at driften på centrale kraftvarmeværker vil ophøre efter udløb af de nuværende varmetaftaler og støtte til elproduktion, medmindre dialogen med aktørerne og modelberegninger har givet anledning til en anden vurdering. Denne antagelse skyldes, at levetidsforlængelse af kraftvarmeværker 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.

Tabel 1: Udløb af varmetaftaler og støtte til elproduktion på centrale kraftvarmeværker og antagelser om sidste driftsår. Slutår for eksisterende varmetaftaler er baseret på ejerens oplysninger. Med "N/A" angives hvor oplysningen ikke er relevant eller tilgængelig. Under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvis værket antages i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

Centrale kraftvarmeværker i Vestdanmark (DK1)	Udløbsdato / slutår for varmetaftaler	Slutår for støtten til elproduktion	Antagelse om sidste fulde driftsår i AF26
Studstrupværket Blok 3 (SSV3)	31-12-2030	2031	2030
Skærbækværket Blok 3 (SKV40), træflis	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

Centrale kraftvarmeværker i Østdanmark (DK2)	Udløbsdato / slutår for varmetaftaler	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 (biomasse)	31-12-2027	2023	2045



Avedøreværket Blok 2 (AVV2), gas-turbiner (naturgas)	31-12-2027	2023	2030
Asnæsværket Blok 6 (ASV6)	31-12-2040	N/A	2045
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	-

Den termiske kondenskapacitet består af de danske kraftværker, 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. Tabel 2 herunder viser antagelser om levetider.

Tabel 2: Opgørelse af elkapacitet samt antagelser om sidste driftsår for danske kondensværker. Centrale kondensværker opgøres individuelt. Under antagelsen om sidste driftsår angives "-", hvis værket antages i drift frem mod slutningen af fremskrivningsperioden.

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

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

Investering i ny varmekapacitet på kort sigt

Udbygning på kort sigt frem til 2030 baseres på kendte projekter i pipeline. Dette inkluderer projekter, der har fået nødvendige godkendelser fra kommuner (fjernvarme-projekter) eller Energistyrelsen (større kraftvarmeanlæg med elkapacitet over 25 MW). Projekterne inddeles i forskellige kategorier og vægtes efter hvor langt de er nået ift. planlægning og godkendelse. De anvendte vægte fremgår af tabellen herunder.

Tabel 3: Pipelinekategorisering og vægtning ift. sandsynlighed for realisering.

Kategori	Vægtning
Nettilsluttet	100 pct.
Nettilslutningsaftale	100 pct.



Modning (Energinet)	100 pct.
Udredning – fase 2 og modningsfase	90 pct.
Udredning – fase 1	60 pct.
Screening (Energinet)	60 pct.

Investering i ny og lukning af eksisterende varmekapacitet på længere sigt

Investeringer i ny og lukning af eksisterende fjernvarmekapacitet på længere sigt fra 2030 baseres på projektøkonomiske vurderinger, der foretages med DH-Invest modellen. Modellen kan investere i en lang række teknologier, såsom varmepumper, elkedler, solvarme, og biomassekedler. Metode og antagelser i DH-Invest er beskrevet i notatet *"DH-Invest – model til fjernvarmeanalyse"*, der kan findes på Energistyrelsens hjemmeside². De projektøkonomiske vurderinger suppleres med konkret viden om specifikke områder og eksisterende værker. Dette gælder især de centrale fjernvarmeområder.

Affaldsforbrænding

Antagelser om kapaciteter og affaldsmængder følger antagelserne i Klimastatus og -fremskrivning 2026 (KF26).

Overskudsvarme fra datacentre og elektrolyseanlæg

Udnyttelse af overskudsvarme fra fremtidige datacentre indgår med en antagelse om, at 15 pct. af elkapaciteten til datacentre kan udnyttes til overskudsvarme via varmepumper. Hvad angår udnyttelsen af overskudsvarme fra elektrolyseanlæg antages det, at varmeoutputtet til fjernvarme er 20 pct.³ af elektrolyseanlæggenes elforbrug. Udnyttelse af overskudsvarmen medtages alene på de elektrolyseanlæg, hvis geografiske placering er kendt, og hvor der er indikationer om udnyttelse af overskudsvarmen.

CO₂-fangst

Der forudsættes CO₂-fangst på Avedøreværkets blok 2 halmkedel og Asnæsværkets blok 6 ifm. Ørstedes vundne bud. Derudover forudsættes det, at der er CO₂-fangst på affaldsforbrændingsanlæg. Uddybning af CO₂-fangst kan læses i sektornotat om CO₂-mål opfyldelse og -fangst.

4. Forskelle i forhold til AF25

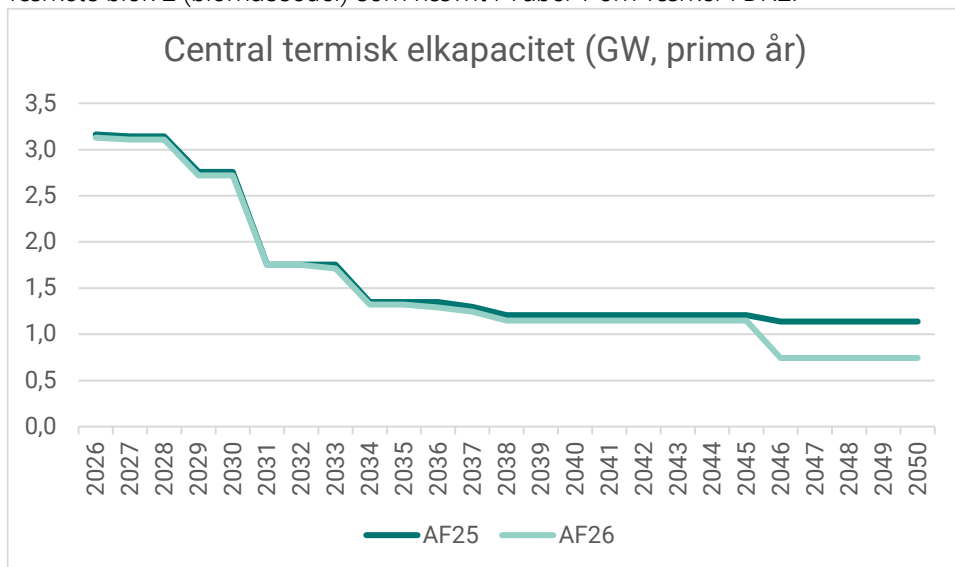
² <https://ens.dk/analyser-og-statistik/modeller>

³ 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.



Centrale termiske værker

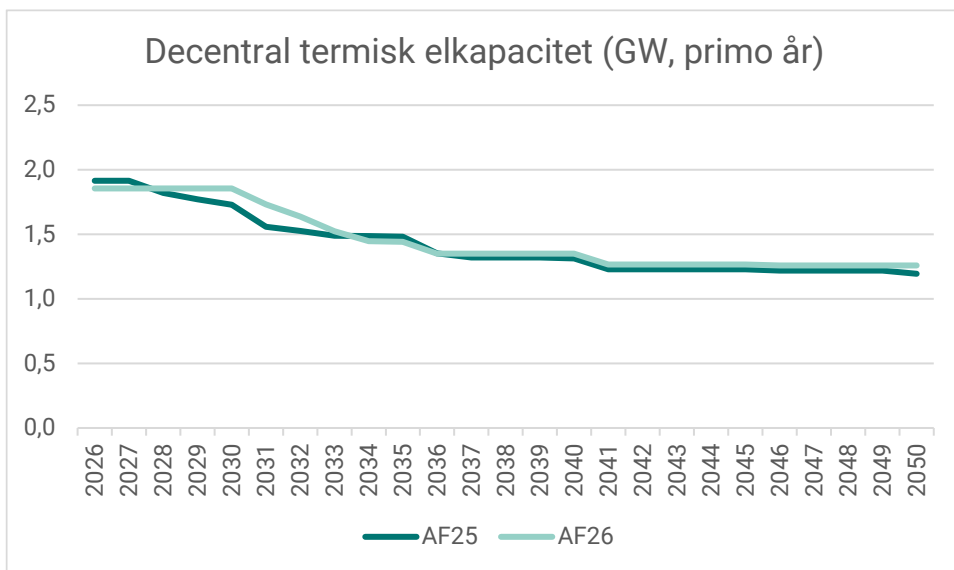
I Figur 4 ses forskellen mellem AF26 og AF25 i elproduktionskapaciteten på centrale værker. Forskellen på langt sigt skyldes en opdatering i forudsætningen for Avedøre-værkets blok 2 (biomassedel) som nævnt i Tabel 1 om værker i DK2.



Figur 4: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for centrale værker i AF26 og AF25 (GW). Oversigten indeholder ikke centrale anlæg der tages ud af drift i løbet af 2026.

Decentrale termiske værker

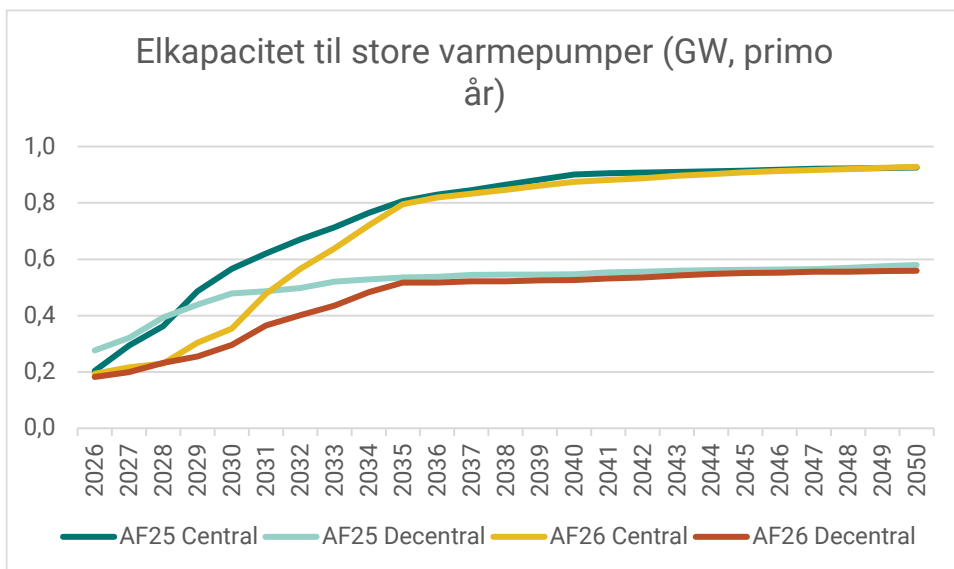
I Figur 5 ses forskellen mellem AF26 og AF25 i elproduktionskapacitet på decentrale værker. Forskellen skyldes som udgangspunkt en opdatering af datagrundlaget i Energiproducenttællingen samt opdaterede antagelser om, hvornår DH-Invest anvendes. I AF25 blev DH-Invest anvendt fra 2028, mens den i AF26 først anvendes fra 2031.



Figur 5: Den tilgængelige elproduktionskapacitet for decentrale værker i AF26 og AF25 (GW). Oversigten indeholder ikke decentrale anlæg, der tages ud af drift i løbet af 2026.

Varmepumper

I Figur 6 ses forskellen mellem AF26 og AF25 i elkapacitet for store varmepumper. AF26 medtager samlet set ca. 1,5 GW udbygning med store varmepumper i Danmark. Den reducerede udbygning på kort sigt skyldes en opdatering af datagrundlag og antagelser med udgangspunkt i pipeline.

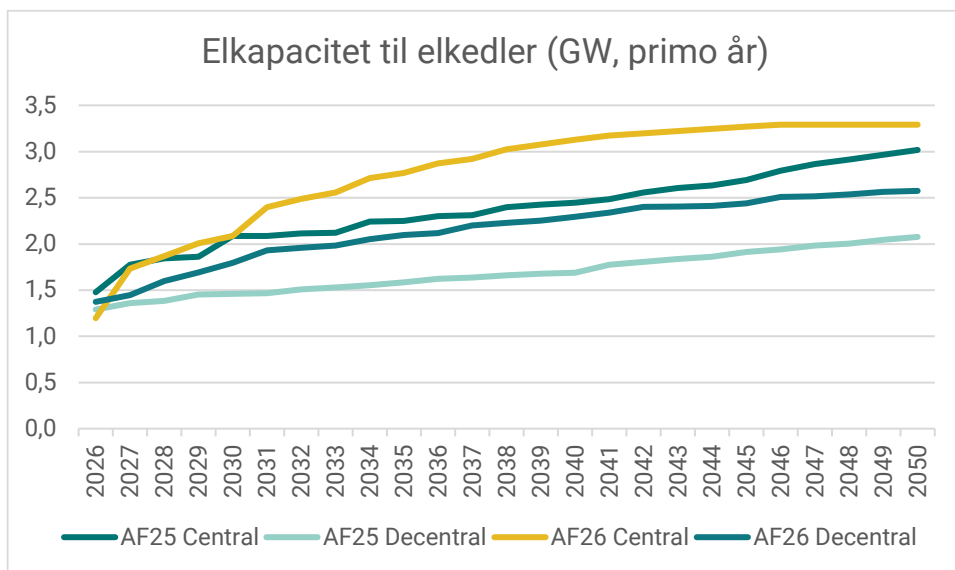


Figur 6: Udvikling i elkapacitet til store varmepumper ift. AF25 (GW) fordelt på centrale og decentrale områder.



Elkedler

I Figur 7 ses forskellen mellem AF26 og AF25 i elkapacitet for elkedler. I de decentrale områder ses et tydeligt niveauskift fra omkring 2027-2030, som skyldes en opdatering af pipeline, hvorefter kapaciteten i AF26 stiger i samme takt som i AF25. I de centrale områder kommer udbygningen i AF26 hurtigere end i AF25, med en stejlere stigning fra omkring 2030, drevet af investeringer på lang sigt i DH-invest.



Figur 7: Udvikling i elkapacitet til elkedler ift. AF25 (MW) fordelt på centrale og decentrale områder.