



Energistyrelsen

# Klimaafteleanalyse 2 og 3

Baggrundsrapport:  
Konsekvenser af et stop for brug af olie og naturgas  
i fjernvarmeproduktionen og begrænsning af  
træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion

Januar 2022

# Indhold

<b>1 Indledning.....</b>	<b>3</b>
1.1 Hovedkonklusioner fra fremskrivninger .....	5
1.2 Usikkerheder i analyserne .....	9
<b>2 Brændsler til el og varme historisk set .....</b>	<b>10</b>
<b>3 Metode og modeller.....</b>	<b>13</b>
3.1 Grundberegning.....	13
3.2 Stop for brug af olie og naturgas til fjernvarmeproduktion .....	15
3.3 Begrænset forbrug af træbiomasse til el- og varmeproduktion .....	15
3.4 Udfasning af fossile brændsler og træbiomasse .....	17
3.5 Antagelser i beregningen af nye investeringer .....	17
3.6 Effekter .....	21
3.7 Modeller .....	23
<b>4 El- og fjernvarmesektorens udvikling i Grundberegningen.....</b>	<b>25</b>
4.1 El- og fjernvarmeproduktion .....	25
4.2 Udvikling i el- og fjernvarmepris .....	28
<b>5 Konsekvenser ved stop for brug af fossil olie og ledningsgas til fjernvarmeproduktion .....</b>	<b>30</b>
5.1 Omlægning af produktionskapaciteter.....	30
5.2 Effekter på forbrug af biomasse og øvrige energi .....	31
5.3 Effekter på elpriser .....	33
5.4 Effekter på fjernvarmepriser .....	33
5.5 Effekter på gasforbrug og -tariffer .....	37
5.6 Udvikling i gastariffer .....	38
<b>6 Konsekvenser ved begrænsning af træforbrug til el- og fjernvarmeproduktion.....</b>	<b>41</b>
6.1 Omlægning af produktionskapaciteter.....	41
6.2 Effekter på el- og fjernvarmeproduktion .....	43
6.3 Effekter på elpriser .....	46
6.4 Effekter på fjernvarmepriser .....	47
<b>7 Konsekvenser ved stop for brugen af fossil olie og naturgas til fjernvarmeproduktion kombineret med begrænsning af træforbrug til el- og fjernvarmeproduktion.....</b>	<b>50</b>
7.1 Omlægning af produktionskapaciteter.....	50
7.2 Effekter på elpriser .....	54
7.3 Effekter på fjernvarmepriser .....	55
<b>8 Samfundsøkonomi .....</b>	<b>59</b>

<b>9</b>	<b>Elforsyningssikkerhed</b> .....	<b>61</b>
9.1	Data til beregning af effektilstrækkeligheden .....	61
9.2	Resultater fra beregning af effektilstrækkelighed .....	63
<b>10</b>	<b>Særlige udfordringer i de centrale områder og for spidslastforsyning</b> .....	<b>65</b>
10.1	Elkedler inkl. varmelager .....	67
10.2	Elkedler og gaskedler inkl. varmelager .....	68
<b>11</b>	<b>Konsekvenser ved begrænsning af træfyrede kedler til individuel opvarmning</b> .....	<b>70</b>
11.1	Nuværende og fremtidigt træforbrug i individuelle kedler .....	70
11.2	Muligheder for reduktion af træforbrug.....	71
11.3	Scenarier .....	73
<b>12</b>	<b>Konsekvenser ved begrænsning af brændeovne til individuel opvarmning</b> .....	<b>76</b>
12.1	Nuværende og fremtidigt træforbrug i brændeovne.....	76
12.2	Muligheder for reduktion af brændeforbrug.....	77

## 1 Indledning

Træbiomasse har spillet en vigtig rolle i Danmarks arbejde med at frigøre energisystemerne fra en historisk afhængighed af fossile brændsler. Træbiomassen har erstattet kul på kraftvarmeværkerne samt olie og naturgas i fjernvarmekedlerne. Kraftvarmeværkerne leverer strøm og varme i de perioder, hvor vind og sol ikke kan, og de er på den måde med til at sikre stabilitet og pålidelighed i den danske energiforsyning. Træbiomassen har dermed medvirket til, at Danmark er blandt de lande i verden, der kan indpasse mest energi fra fluktuerende, vedvarende energikilder, samtidigt med at forbruget af fossile brændsler udfases på kraftvarmeværkerne. Endvidere har træbiomassen medvirket til, at mange husstande uden for den kollektive forsyning, har kunne udfase fossile brændsler fra deres opvarmning.

Der er dog en stigende erkendelse af, at træbiomassens skal være et overgangsbrændsel. Dette skyldes blandt andet at:

- **Træbiomassens CO<sub>2</sub>-effekt er kompleks:** Energistyrelsens Biomasseanalyse fra 2020 konkluderede, at selvom forbruget af biomasse i energisektoren i henhold til internationale regler regnes som nuludledning, kan der være risiko for at forbruget fører til øgede udledninger globalt. Analysen konkluderede også, at klimaeffekten af brug af skovbiomasse til energi varierer og afhænger af en række faktorer såsom typen af biomasse, skovforvaltningen, markedseffekterne og tidshorizonten. Endelig konkluderede analysen, at jo større forbrug af biomasse til energi, jo større er risikoen for at anvendelsen fører til høje udledninger.
- **Træbiomasseanlæg er ikke konkurrencedygtige:** I dag er træbiomassen fritaget for afgifter og en række kraftværker får støtte til elproduktion. Uden støtte og afgiftsfordele har træbiomasse anlæg trange kår i konkurrencen med varmepumper. Allerede i dag ses en stor udbygning med varmepumper i fjernvarmen, da disse ofte er det billigste alternativ. Øgede råvarepriser eller afgifter på ubæredygtig træbiomasse vil yderligere forringe økonomien i anlæggene. På relativt kort sigt er der dog ikke andre økonomisk attraktive anvendelser af den danske flisresource end til energiproduktion. Forbruget har en klimakonsekvens, som medregnes i LU-LUCF-sektoren. Produktionen kan ske under hensyntagen til biodiversitet og andre faktorer for bæredygtig produktion, og kan på sigt øges via forvaltningstiltag i skovene.

Hvor træbiomassen leverer grund- og mellemlast til fjernvarmen og bidrager til at opretholde en meget høj elforsyningssikkerhed, fylder fossil olie og naturgas i fjernvarmeproduktion en stadig mindre rolle. Energistyrelsens seneste klimafremskrivning (KF21) tyder på, at denne udvikling vil accelerere frem mod 2030. På dette tidspunkt forventes de fossile brændsler at udgøre helt ned mod 2 pct. af den samlede varmeproduktion i 2030, men bidrager til en relativt stor andel af drivhusgasudledningen fra el- og fjernvarmesektoren. Hvis fjernvarmeproduktionen helt skal frigøres fra de fossile brændsler, kræver det, at velegnede, alternative varmekilder kan findes til at levere varmen, der primært bruges til spids- og reservelast. Energistyrelsens analyser tyder på, at det mest oplagte alternativ er elkedler i kombination med varmelagre.

En udfasning af både træbiomassen, fossil olie og ledningsgas vil have konsekvenser for både el- og fjernvarmeproduktionen:

- **Væsentligt reduceret elforsyningsikkerhed:** Når kraftvarmeværker lukker og erstattes af rent varmeproducerende anlæg forringes elforsyningsikkerheden, både fra tab af styrbar elproduktionskapacitet og øget elforbrug til varmepumper
- **Øget pres på elsystemerne:** Elforsyningsikkerheden forventes i Energistyrelsens analyser at blive udfordret i årene efter 2030 på grund af øget elektrificering mange steder i samfundet. En kraftig udbygning med varmepumper og store elkedler vil yderligere forværre disse konsekvenser.
- **Øget usikkerhed for fjernvarmeselskaberne:** En øget elektrificering vil i højere grad udsætte fjernvarmeselskaberne for fluktuerende elpriser. En ensretning af brændselskilder kan mindske fjernvarmeselskabernes mulighed for at agere fleksibelt i deres elforbrug, og det stiller større krav til varmelagring.
- **Tab af værdifuld regulerbar elkapacitet ved stop for brug af ledningsgas:** Kraftvarmeværkerne, der benytter fossile brændsler og træbiomasse, bidrager med regulerbar elproduktion. Især gasfyrede kraftvarmeværkers evne til hurtigt at starte kan levere el i de perioder, hvor elproduktion fra sol og vind samt udlandsforbindelser ikke kan dække forbruget, forventes at være vanskelig at undvære, uden at det går ud over elforsyningsikkerheden. Såfremt kraftvarmeproduktion baseret på ledningsgas tillades, kan tabet af elkapacitet reduceres i takt med at andelen af fossil naturgas i ledningssystemet aftager.

I klimaaftalen af 22. juni 2020 hedder det i afsnittet "Grøn Fjernvarme" blandt andet "*På den baggrund igangsættes en analyse, der skal belyse konsekvenserne ved et eventuelt forbud mod olie og naturgas til fjernvarmeproduktion fra 2030, herunder for forsyningsikkerhed, el- og varmepriser. Analysen skal desuden vurdere, hvordan relevante initiativer i denne aftale vil påvirke elforsyningsikkerheden.*"

I afsnittet "Bæredygtighedskrav til træbiomasse til energi" hedder det blandt andet, at "*Aftalepartierne er enige om, at der skal ses på konsekvenserne ved på sigt at begrænse forbruget af træbiomasse til el- og varmeproduktion - herunder effekter på forsyningsikkerheden og omkostningerne for forbrugere. Der igangsættes en analyse af relevante tiltag og konsekvenserne ved disse.*"

Dette har resulteret i igangsættelsen af tre analyser: (1) En generel analyse af elforsyningsikkerheden, (2) en analyse af et eventuelt stop for brug af olie og naturgas til fjernvarmeproduktion og (3) en analyse af konsekvenserne af at begrænse forbruget af træbiomasse.

Denne baggrundsrapport er en del af den tekniske afrapportering for analyse 2 og 3, som skal belyse konsekvenser af hhv. et eventuelt stop for brugen af fossil olie og naturgas til fjernvarmeproduktion samt en begrænsning af brugen af træbiomasse til el- og varmeproduktion.

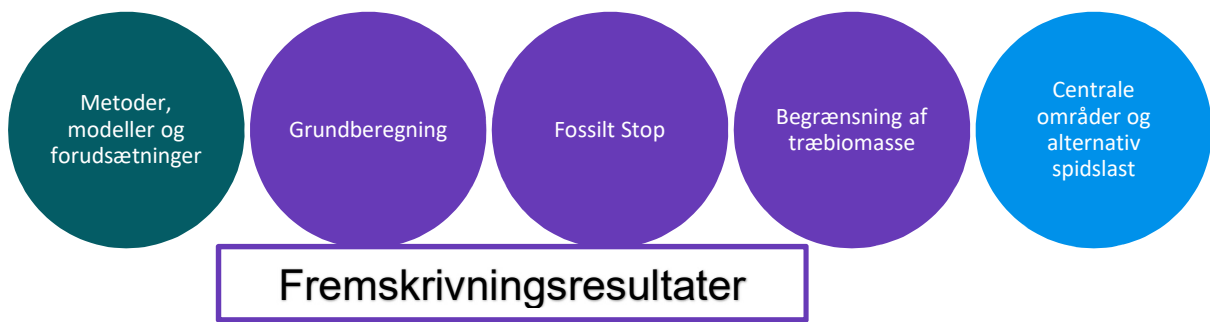
Rapporten har tre tematiske dele og er organiseret som følger:

I *første* del gennemgås metoder og modeller, der er anvendt til fremskrivning af energisystemernes udvikling.

I *anden* del præsenteres resultaterne af fremskrivningerne, og konsekvenserne analyseres for den kollektive el-og fjernvarmeforsyning ved henholdsvis:

- Udgangspunktet for analyserne, hvilket er en grundberegning, hvor Energistyrelsen læner sig op af Energistyrelsens "Klimastatus og -fremskrivning 2021".
- Et eventuelt stop for brug af fossil olie og naturgas for så vidt angår produktion og omkostninger i fjernvarmeforsyningen samt for gastarifferne.
- En begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion samt individuelle træpillefyr, brændekedler og brændeovne.

Tredje og sidste del er en kvalitativ redegørelse for nogle af de særlige udfordringer med elektrificering af fjernvarmeforsyningen, der er i store byer og en analyse af alternativer til den nuværende spidslastproduktion.



## 1.1 Hovedkonklusioner fra fremskrivninger

I analysearbejdet er der, med udgangspunkt i fem scenarier, udarbejdet en række fremskrivninger af den forventede udvikling i den danske el- og fjernvarmeforsyning. I det følgende redegøres for hovedkonklusionerne fra disse fremskrivninger.

### Den forventede udvikling uden yderlige tiltag (Grundberegningen):

Scenariet beskriver den forventede udvikling frem til 2040, Grundberegningen, som er udgangspunktet for analyserne. Denne fremskrivning læner sig op af Energistyrelsens "Klimastatus og -fremskrivning 2021" for forsyningssektoren til 2030. Forskellen i Grundberegningen er, at energiøernes indvirkning er medregnet, og fremskrivningen er forlænget til 2040.

Resultaterne fra scenarierne viser, at der er vil være samfundsøkonomiske fordele ved at udfase store dele af de fossile brændsler og træbiomassen fra fjernvarmeproduktionen. Grunden til at denne udfasning ikke finder sted i Grundberegningen skyldes, at rationelle økonomiske beslutninger ikke bliver realiseret af værkerne i samme øjeblik investeringen er rentabel, bl.a. på grund af usikkerheder relateret til varmepumpeteknologien, energipriser mv.

Grundberegningen viser, at:

- Den termiske elkapacitet, fra de brændselsbaserede kraftvarmeverker der kan regulere deres elproduktion, forventes at være halveret i 2040. Den forventede udvikling vil være

medvirkende til, at der i perioder vil forekomme en manglende effekttilstrækkelighed, og således bidrage til et øget antallet af afbrudsminutter.

- Der forventes et markant skifte i varmeforsyningen, hvor eldrevne varmepumper vil overtage store andele af fjernvarmeproduktionen. Fra at varmepumperne udgjorde omkring 0,3 pct. af fjernvarmebehovet i 2019, viser Grundberegningen, at varmepumperne vil dække ca. 46 pct. af varmebehovet i 2040.
- Varmeproduktionen fra træbiomasse udgør ca. 41 pct. af den samlede fjernvarmeproduktion i 2021. Forbruget af træbiomasse til fjernvarmeproduktion forventes at udgøre ca. 28 pct. af den samlede varmeproduktion i 2030 og med 24 pct. i 2040, idet alternative produktionsmetoder med lavere fjernvarmeproduktionsomkostninger forventes at overtage.
- I de store byer, hvor pladsforholdene er trange, kan der være udfordringer forbundet med at finde plads til det beregnede antal varmepumper.
- Forbruget af kul, olie og naturgas til fjernvarmeproduktion forventes at falde markant frem mod 2040, hvorefter det resterende forbrug stort set kun vil være baseret på naturgas. CO<sub>2</sub>-udledningen fra el- og fjernvarmesektoren forventes at udgøre 0,2-0,3 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030<sup>1</sup>.
- I de decentrale fjernvarmeområder forventes der en stigning af de gennemsnitlige fjernvarmeproduktionsomkostninger primært grundet fald i fjernvarmeproduktion fra affaldsforbrænding og et fald i anvendelsen af biogas bl.a. pga. lukningen af eksisterende støtteordninger.
- I de centrale fjernvarmeområder beregnes et prisfald i takt med, at centrale kraftvarmeblokke udfases og erstattes af rent varmeproducerende enheder. Dette skyldes, at varmepumper typisk er mere rentable sammenlignet med kraftvarme. Det vurderes, at usikkerheden om dette er stor, da udbygningen af varmepumper afhænger af, om der kan findes plads i og omkring de store byer.
- Forbruget af træbiomasse til individuel opvarmning forventes at udgøre ca. 33 PJ i 2021. Forbruget forventes til træpille- og brænde kedler at falde med ca. 30 pct. frem mod 2030, og reduceret med ca. 37 pct. i 2040. Det faldende forbrug skyldes, at der er brugerøkonomiske fordele ved at udskifte kedlen med en varmepumpe. Hvad angår forbruget af brænde i brændeovne forventes der en mindre reduktion på omkring 15 pct.

### **Evt. stop for brug af fossil olie og ledningsgas til fjernvarmeproduktion (FossilStop):**

Scenariet skal vise konsekvenserne ved et eventuelt stop for brug af fossil olie og ledningsgas<sup>2</sup> til fjernvarmeproduktion fra 2030. Hovedkonklusionerne fra fremskrivningerne i scenariet er:

- I 2040 er den samlede termiske elproduktionskapacitet mere end halveret i forhold til Grundberegningen.
- FossilStop scenariet vil resultere i en stor udbygning af elkedler i den samlede installerede varmekapacitet som erstatning for den nuværende spidslastkapacitet (primært gas og olie) alt imens, grundlastproduktionen ikke forventes at blive nævneværdigt påvirket.
- Det samlede strømforbrug stiger med 0,3 TWh i forhold til Grundberegningen i 2040, hvilket primært skyldes, at varmepumper og elkedler anvendes i et større omfang.

---

<sup>1</sup> Der henvises til 2030, da der ikke er foretaget en detaljeret beregning af el- og fjernvarmesektorens drivhusgasudledninger i Grundberegning frem mod 2040.

<sup>2</sup> Naturgassen er sammenblandet med opgraderet biogas, og derfor vil et stop for naturgas også betyde at der ikke anvendes biogas til varmeproduktion. Analysen taget derfor udgangspunkt i at der er alt ledningsgas til fjernvarmeproduktion der forbydes i dette scenarie.

- CO<sub>2</sub>-udledningen forventes at falde med ca. 0,25 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030. I kraft af et mindre forbrug til rent elproducerende anlæg og tilsatser i anlæg med blandet brændsel, vil der fortsat forekomme en lille rest af CO<sub>2</sub>-udledning fra sektoren.
- I centrale og større decentrale områder er der selskabsøkonomiske fordele ved lukning af fossilbaseret kraftvarmekapacitet, da der i disse tilfælde ofte er relativt høje omkostninger til vedligehold, brændsel og afgifter.
- I små decentrale fjernvarmeområder vil blive påvirket meget forskelligt af udfasning af fossile brændsler frem mod 2040. I små decentrale fjernvarmeområder uden fossilbaseret kraftvarmekapacitet forventes stigninger i fjernvarmeproduktionsomkostningerne på grund af udskiftning af fossile spidslastkedler med elkedler, hvor besparelserne ikke modsvarer investeringsomkostningerne.
- Overordnet forventes der i scenarierne økonomiske besparelser ved at lukke fossilbaseret kraftvarmekapacitet med relativt store vedligeholdelsesomkostninger, hvilket skyldes en forringet driftsøkonomi bl.a. pga. de modellerede lave el-priser i fremskrivningen

### **Begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion (BioSoft og BioHard):**

Der regnes på to scenarier, hvor der indføres en begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion samt individuelle træpillefyr, brændekedler og brændeovne fra 2035, et blødt og et hårdt. I det bløde scenarie stoppes for reinvesteringer således, at forbruget af træbiomasse udfases med anlæggenes levetid. I det hårde stoppes desuden al forbrug af træbiomasse i 2035 uanset restlevetid i kedler og kraftvarmeværker.

Hovedkonklusionerne fra fremskrivningerne i scenariet er:

- Ved udfasning af træbiomassen i begge scenarier ses der et stort fald i elkapaciteten. BioSoft og BioHard scenarierne leder til et fald på hhv. 17 pct. og 26 pct. af den samlede termiske elkapacitet sammenlignet med Grundberegningen, hvilket forventes alt andet lige at have store konsekvenser for elforsynings sikkerheden.
- Generelt vil BioSoft og BioHard påvirke grund- og mellemlasten på fjernvarmeanlæggene, hvor fjernvarmeproduktionen hovedsagligt vil flyttes over på store varmepumper. Varmepumperne forventes at dække hhv. 55 pct. og 65 pct. af det samlede fjernvarmebehov i 2040, hvilket medfører et større elforbrug, som primært dækkes af elimport.
- Sammensætningen i fjernvarmeproduktionen påvirkes betragteligt ved udfasning af træbiomassen i de to scenarier. I analyserne vises, at varmepumper forventes at dække hhv. 55 pct. og 65 pct. af det samlede fjernvarmebehov i BioSoft og BioHard scenarierne i 2040.
- I de store byer, hvor pladsforholdene er trange, kan der være udfordringer forbundet med at finde plads til det beregnede antal varmepumper.
- Sammenlignet med Grundberegningen viser resultaterne en stigning i elforbruget i BioSoft på 1,8 TWh svarende til 2,5 pct. og i BioHard på 3,4 TWh svarende til 4,8 pct. i 2040 som følge af øget elforbrug til varmeproduktion.
- Udfasningen af træbiomasse forventes at medføre en stigning af CO<sub>2</sub>-udledningen på hhv. 0,1-0,2 mio. ton i BioSoft og 0,2-0,3 mio. ton i BioHard i Danmarks CO<sub>2</sub>-regnskab for begge scenarier i kraft af et højere ledningsgasforbrug.
- Det vurderes imidlertid, at træbiomassebegrænsningsscenarioer vil medføre et fald i den biogene CO<sub>2</sub>-udledning<sup>1</sup> fra el- og fjernvarmesektoren ift. Grundberegningen. Reduktionen skønnes til at være i størrelsesordenen 0,5 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030 for både BioSoft og BioHard scenarier. I 2040 vil reduktionen i den biogene emission ift. Grundberegningen imidlertid være i størrelsesordenen 2 mio. ton CO<sub>2</sub> for BioSoft scenarie og 4 mio. ton CO<sub>2</sub> for BioHard scenarie.



- Overordnet viser analyserne, at det ud fra en økonomisk betragtning generelt kan være rentabelt at udfase træbiomassen fra fjernvarmeproduktionen i decentrale fjernvarmeområder. Fjernvarmepriserne forventes dog at stige i områder, hvor der er foretaget nylige investeringer i træbiomassekraftvarme i Biohard scenariet.
- BioSoft og BioHard viser, at det ud fra en økonomisk betragtning vil det være rentabelt at udfase træbiomassen fra fjernvarmeproduktionen i decentrale fjernvarmeområder. I områder hvor der er foretaget nylige investeringer i biomassekraftvarme, forventes fjernvarmepriserne at stige med ca. 20 pct. i Grundberegningen og BioSoft i 2035, mens der ses en yderligere stigning på ca. 7 pct. i BioHard.
- I de centrale områder vil fjernvarmeprisen påvirkes i mindre grad. Generelt forventes prisen i alle scenarier at stige med ca. 5 pct. frem mod 2030, hvorefter priser forventes at falde med ca. 10 pct. i 2040.
- Forbruget af træbiomasse til individuel opvarmning forventes at falde i hhv. BioSoft og BioHard. I BioSoft beregnes forbruget af træbiomasse i træpille- og brændekedler at falde med mere end 50 pct., mens den samfundsøkonomiske nettogevinst vurderes at være 0,4 mia. kr. og en brugerøkonomisk nettogevinst på 0,3 mia. kr. i 2035. I BioHard er forbruget af træbiomasse til individuelle kedler ophørt i 2035, hvilket forventes at medføre en samfundsøkonomisk nettogevinst på 0,7 mia. kr. og en brugerøkonomisk nettogevinst på 0,5 mia. kr. i 2035. Her er ikke medtaget eventuelle omkostninger for elsystemerne til at håndtere elektrificeringen.

### **Stop for brug af fossil olie og naturgas sammen med en begrænsning af træbiomasse som i BioHard (Kombi):**

I scenariet kombineres et fossil stop fra 2030 med en hård begrænsning af træbiomasse fra 2035. Hovedkonklusionerne fra fremskrivningerne i scenariet er:

- Den termiske elkapacitet forventes at blive reduceret med 75 pct. frem mod 2040 sammenlignet med resultatet fra Grundberegningen, dermed påvirkes elforsynings sikkerheden alt andet lige betragteligt.
- Broderparten af varmekapaciteten forventes i 2040 at udgøre elkedler til at dække spids- og reservelast samtidig med, at primært varmepumper, men også i mindre omfang solvarme, vil overtage grundlasten. Grundlasten i fjernvarmeproduktionen vil være domineret af varmepumper, som dækker 65 pct. af det samlede fjernvarmebehov, hvorimod elkedlerne vil dække knap 4 pct. af varmebehovet primært som spids- og reservelast.
- I de store byer, hvor pladsforholdene er trange, kan der være udfordringer forbundet med at finde plads til det beregnede antal varmepumper.
- Fremskrivningen viser, at den store udbygning af hhv. elkedler og varmepumper i fjernvarmesektoren samt installation af individuelle varmepumper vil lede til et merstrømforbrug på 4 TWh i 2040 sammenlignet med Grundberegningen.
- Generelt viser resultaterne økonomiske besparelser ved at udfase hhv. biomassekedler og fossilbaseret kraftvarme til fordel for eldrevet fjernvarmeproduktion primært i kraft af lave elpriser, lave elvarmeafgifter samt reducerede drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.
- CO<sub>2</sub>-udledningen forventes at falde med 0,25 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030. I kraft af et mindre forbrug til rent elproducerende anlæg og tilsatser i anlæg med blandet brændsel, vil der fortsat forekomme en lille fossil CO<sub>2</sub>-udledning fra sektoren ligesom i FossilStop scenariet. De biogene udledninger er ikke medregnet i analysen.
- For de decentrale fjernvarmeområder ses der et relativt fald i fjernvarmeprisen frem mod 2030, men variationerne mellem fjernvarmeområderne er store. I perioden fra 2030 og

frem mod 2040 forventes priserne at være på samme niveau som i dag. Sammenlignet med Grundberegningen forventes priserne at være ca. 5 pct. lavere i 2040.

- I de centrale områder vil den gennemsnitlige fjernvarmepris stort set være uændret sammenlignet med Grundberegningen, hvilket forklares af to modsatrettede effekter. Hvor udfasningen af fossile brændsler generelt forventes at medføre besparelser i fjernvarmeproduktionsomkostningerne ved etablering af elkedler, vil den hårde udfasning af træbiomassen i 2034 medføre store investeringer i varmepumper, hvilket forventes at forringe værkernes økonomi.

## 1.2 Usikkerheder i analyserne

Ved fremskrivninger af udvikling er der altid tilknyttet betydelig usikkerhed til både forudsætninger og nøjagtigheden af resultaterne. Det er derfor vigtigt at tage forbehold for disse usikkerheder i konklusionerne. I det følgende summeres de væsentligste af disse:

- I Grundberegningen tages der udgangspunkt i en "*frozen-policy*" tilgang, hvorfor fremtidige politiske tiltag ikke er medregnet i analyserne. Blandt andet forudsætter Grundberegningen ikke en større udbygning med Power-to-X, hvilket dels ville påvirke elforbruget i Danmark, dels potentielt påvirke varmesektoren i kraft af mere overskudsvarme i fjernvarmenettet. Der vil med stor sandsynlighed, tages politiske beslutninger, som fremadrettet vil påvirke el- og fjernvarmesektoren og påvirke analysens resultater. Formålet med frozen policy er netop at give beslutningstagerne et rent bord at arbejde fra således at tiltag har lige muligheder.
- Der må forventes usikkerheder om fremtidige investeringer i fjernvarmeproduktionskapaciteter. Udbygningen med varmepumper er særlig usikker, eftersom modelberegninger ikke tager højde for lokale forhold, såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene, som i virkeligheden kan bremse den forventede udvikling. Usikkerheden om arealkrav er betydelig og afhænger af, hvilke teknologier, der finder anvendelse. Med havvandsvarmepumper, geotermi, overskudsvarme fra Power-To-X og CCS er det ikke sikkert at der er brug for mere plads end nuværende. Dette er dog ikke undersøgt nærmere i indeværende analyse. Generelt er kollektive varmepumper den billigst mulige nyinvestering – både selskabs-, bruger- og samfundsøkonomisk, men afhænger dog af mange faktorer. Lukning af affaldsforbrændingsanlæg forventes i praksis at blive erstattet af varme fra eksisterende og nye investeringer, herunder varme fra varmepumper, biomassekraftvarme, biomassekedler, elpatroner, gaskedler og i enkelte tilfælde (Aalborg og Odense) muligvis kulkraftvarme i en kortere periode.
- Prisudviklingerne på både el- og fjernvarme afhænger bl.a. af:
  - de valgte forudsætninger, herunder udviklinger i Danmarks omverden, lukningstidspunkter for de centrale kraftvarmeblokke, og antagelser om brændselspriser m.v.
  - beregninger, som baserer sig på et normalt klimaår, dvs. at resultater ikke tager højde for variationer i vejret mellem årene. Dette kan have betydning for de reelle elpriser og fjernvarmepriser samt generelt for robustheden af el- og fjernvarmesystemet.
- I scenarierne skal de samfundsøkonomiske omkostninger tages med forbehold, da der f.eks. ikke tages hensyn til, om der er omkostninger forbundet med at opretholde elforsyningssikkerheden på anden vis, når kraftværker lukkes og strømforbrug øges.
- Vurderingen af effekten på drivhusgasudledningerne er i scenarierne behæftet med stor usikkerhed, og vurderingen afhænger bl.a. af andelen af bionaturgas i ledningssystemet. Herudover har det ikke været muligt at indregne ændring af CO<sub>2</sub>-ækvivalenter fra metan og lattergas i alternativscenarierne.

## 2 Brændsler til el og varme historisk set

### Boks 1: Fjernvarmens udvikling

Den danske fjernvarmesektor har historisk set gennemgået en rivende udvikling og er i dag bredt repræsenteret på tværs af landet. Et af de første steder man så fjernvarmen anvendt i Danmark var tilbage i 1903 i Frederiksberg Kommune, hvor varmen fra affaldsforbrændingsanlægget blev anvendt som fjernvarme til nogle af kommunens bygninger herunder Frederiksberg Hospital. I de efterfølgende årtier opstod der flere og flere fjernvarmeværker over hele Danmark, men der var ingen samlet strategi for udbygningen af fjernvarmesektoren.

#### Oliekrisernes betydning for el- og varmesektoren

Behovet for at udvikle en egentlig strategi for den danske varmeforsyning opstod tilbage i 1970'erne, hvor oliekriseerne i 1973 og 1979 nødvendiggjorde en omfattende el- og varmeplanlægning. Da den første oliekrise ramte Danmark, var store dele af kraftværkerne afhængige af olie. Der blev derfor i løbet af dette årti sat ind i forhold til at styrke elforsyningsikkerheden bl.a. i form af en flerstrengt elforsyning, hvor der skulle indføres alternativer til olie.

Dette ledte til, at der i 1976 blev vedtaget den første elforsyningslov, og at der i 1979 blev der oprettet et energiministerium. Udviklingen i elforsyningen medførte i første omgang, at store dele af brændselsanvendelsen overgik fra olie til kul dels i kraft af den lave pris på kullet, dels i kraft af den høje forekomst af kul på tværs af kloden. I de efterfølgende år foregik der en omfattende omlægning af kraftværkerne i Danmark, og i samme periode blev der sat fokus på at fremme de kollektivt rørførte energiteknologier i form af naturgas og fjernvarme herunder kraftvarmeproduktion.

#### Varmeforsyningsloven og varmeplaner

I 1979 fik Danmark sin første varmeforsyningslov, som pålagde kommunerne at gennemføre deres varmeplanlægning i samarbejde med forsyningsselskaber og andre berørte parter. For at påvirke udviklingen af varmesektoren blev indført flere bindinger på produktion og forbrug. Det omhandlede blandt andet kraftvarmekrav i centrale forsyningsområder samt brændselsbindinger til naturgas i decentrale fjernvarmeområder. Herudover var der en række forbrugerbindinger. Hvor produktionsbindinger automatisk gjaldt for de respektive områder, var det op til kommunalbestyrelsen at beslutte, om der skulle pålægges forbrugerbindinger. Omtrent halvdelen af de fjernvarmeopvarmede boliger er i dag omfattet af forbrugerbindinger ud over udtrædelsesgodtgørelsen.

Varmeforsyningsloven foreskrev, at der skulle foregå en kommunal planlægning, hvorigennem det skulle identificeres, om det økonomisk set var fornuftigt at udrulle naturgas- og fjernvarmeforsyning. Til denne vurdering blev der indført krav til, at der ved planlægningen skulle gøres brug af samfundsøkonomiske beslutningskriterier.

Da der igennem den kollektive varmeforsyning blev skabt et naturligt monopol, var der risiko for, at der kunne opstå ineffektivitet, og at priserne blev uforholdsmæssigt høje. Derfor blev det besluttet, at varmeværkerne skulle underlægges en økonomisk regulering. Hvide-i-sig-selv-princippet blev indført for at sikre, at forbrugerne kun betaler for de nødvendige omkostninger for varmen.

I de første år i 1980'erne begyndte kommunerne rundtomkring i Danmark at udarbejde varmeplanerne, som skulle danne grundlag for de kommunale beslutninger angående den lokale varmeforsyning. Varmeplanerne medførte, at de fleste af landets byområder blev inddelt i kollektive forsyningsområder. Områderne blev enten opvarmet af individuelle naturgasfyre eller fjernvarme, hvilket medvirkede til, at der i områder med fjernvarmeforsyning kunne indføres kraftvarmeproduktion på naturgas i den danske varmeforsyning og dermed udfase afhængigheden af olie. Dette resulterede i, at der blev etableret store integrerede fjernvarmesystemer i flere af de store byer, og at der blev etableret mange små decentrale kraftvarmeanlæg i forskellige størrelser. I landområderne blev der indtil videre ikke udført varmeplaner, hvilket betød, at disse områder fortsatte med individuelle opvarmningsmetoder, som for størstedelen var oliefyring.

#### Effektiviseringer og miljøhensyn

Da der op igennem 1980'erne var blevet udarbejdet varmeplaner for lokalområderne, blev varmeforsyningsloven ændret i 1990. Formålet med denne ændring var, at indføre et projektsystem som afløsning for de forhenværende varmeplaner. Da varmeplanerne allerede havde fastsat de overordnede rammer og områdefrænsninger, blev fokus nu rettet mod at vurdere de nye projekter i forhold til, hvad der allerede var fastlagt i varmeplanerne. Vurderingen af de nye projekter skulle foretages med særligt hensyn til at fremme den mest samfundsøkonomiske og miljøvenlige anvendelse af energi samt stræben efter energieffektiviseringer blandt andet ved at fremme samproduktionen af varme og elektricitet mest muligt.

Sideløbende med der intet blev arbejdet på at indføre energieffektiviseringer i den danske energiforsyning, blev der også stigende opmærksomhed på luftforureningen blandt andet fra forbrændingsanlæggene rundt omkring i Danmark. Derfor blev reguleringen af blandt andet brændselsolie og kul skærpet i løbet af 1980'erne, hvilket eksempelvis medførte, at de kulfyrede kraftværker skulle rense røgen for svovlgasser og kvælstofoxider.

I 1986 indførtes en energiskat, der havde til formål at udligne prisfald på olie- og kulprodukter på det internationale marked, hvorigennem det kommercielle grundlag for vedvarende energi og naturgas kunne opretholdes i forhold til de fossile energiformer. I 1988 indførtes et 'Elvarmeforbud' for nye bygninger dels for at reducere elefeterspørgslen, dels for at fremme udrulningen af naturgas og fjernvarme som opvarmningsform i husstandene. I 1994 blev elvarmeforbuddet revideret, så det

nu også omfattede, at eksisterende bygninger ikke måtte anvende el til varme, hvis huset lå i et område, der var forsynet med naturgas eller fjernvarme.

### **Fokus på reduktion af drivhusgasser**

Det var i slutningen af 1980'erne, der for alvor begyndte at komme fokus på drivhusgasudledninger og deres påvirkning af klimaet. Derfor blev CO<sub>2</sub>-skatten indført i Danmark i 1992, hvorigennem beskatningen af fossile brændsler kunne videreføres fra energiskatteaftalen fra 1986. De indsamlede skatter blev blandt andet investeret i energisparende initiativer i industrien, til subsidier til fjernvarmenet og til omstilling af fjernvarme til kraftvarme.

I løbet af 1990'erne blev der søsat mange nye energipolitiske tiltag, som havde betydning for udviklingen af el- og varmforsyningen i Danmark. Initiativerne rettede blandt andet et stort fokus mod yderligere energieffektivisering herunder udbygning med decentral kraftvarme, hvor mange af de oprindelige decentrale fjernvarmeværker blev ombygget til kraftvarmeværker. Igennem reguleringen indførtes aftagepligt, tredjestarif og lignende indsatser, der tilsammen skulle fremme udrulningen af fjernvarme og omstille energiforsyningen fra kul til eksempelvis naturgas. Tredjestariffen var et incitament givet til decentrale værker over 5 MW, som sælger el til en konstrueret elpris svarende til langtidsmarginalomkostningerne på et kulfyret kraftværk. Der gives en pris alt efter hvilket tidspunkt elektriciteten produceres; hhv. lavlasttarif, højlasttarif og spidslasttarif.

I løbet af 1990'erne blev der ligeledes etableret nye kollektive varmforsyningsanlæg i større landsbyer, hvor den hidtidige opvarmning var baseret på oliefyrt og andre individuelle opvarmningsformer. De nye værker fik betegnelsen barmarksværker, som i løbet af dette årti blev opført i op mod 100 nye landsbyer – primært i Midt- og Nordjylland.

Endvidere blev der i 1990'erne også sat fokus på at omlægge til renere energi i form af vindmølleudbygning og biomasseanvendelse til el- og varmeproduktion. Det blev blandt andet pålagt store kraftværker at anvende en vis mængde biomasse og træflis, hvor der blev ydet tilskud på 10 øre/kWh til biomassebaseret kraftvarmeproduktion på centrale elværksejede værker.

For at fremme renere energiformer blev der i 1992 indført et tilskud rettet mod individuelle opvarmningsformer i husholdningerne, hvor der blev ydet tilskud til solvarme-, varmepumpe-, og biomassefyrede anlæg – primært træpillefyrt.

### **Elforsyningsikkerhed og fokus på omstilling fra kul**

For at understøtte en høj elforsyningsikkerhed i Danmark blev der i 2004 indfaset en ny tilskudspulje – kaldet Grundbeløbet – som var målrettet de naturgasfyrede decentrale kraftvarmeværker. Grundbeløbet blev etableret for at modvirke konsekvenserne i forbindelse med en øget liberalisering af elmarkedet, som blev indfaset i 2003. I kraft af den udvidede produktion af el fra vindmøller og et faldende energiforbrug opstod der i perioder lave priser på el, hvilket medførte, økonomien i mange decentrale kraftvarmeværker blev forringet. Derfor blev grundbeløbet indført for at understøtte kraftvarmeværker og sikre, de stod til rådighed og leverede el i perioder, hvor elproduktionen fra blandt andet vindmøller var lav, eller at efterspørgslen var høj. I starten rettede støtten sig mod værker på over 10 MW, men allerede i 2007 blev dette ændret således, grundbeløbet erstattede tredjestariffen for værker med en effekt på mellem 5 og 10 MW.

For at udfase de fossile brændsler fra energiforsyningen blev der i energiaftalen fra 2009 indført en ny støtteordning til produktion af el på biomassefyrede anlæg. Støtten blev udmøntet som et pristillæg til elektricitet på 15 øre pr./kWh.

I de følgende år omstilledes flere kraftvarmeværker til biomasse, og denne udvikling blev yderligere forstærket af energiaftalen fra 2012. Biomassen skulle i stor stil udfase kul som brændsel, og derfor blev der igangsat flere forskellige initiativer. Et af de centrale initiativer var en nettofordelsmodel, hvor der blev givet afgiftsmæssige fordele til kraftvarmeværker, der udfasede fossile brændsler til fordel for biomasse, hvorefter værkerne kunne prioritere denne afgiftsfordel til at sænke elproduktionsomkostningerne. Da mange af barmarksværkerne var kommet i økonomiske vanskeligheder blev der ligeledes indført en tilladelse til, at de 35 varmeværker med de højeste varmepriser kunne søge om dispensation til at installere en biomassekedel på maksimalt 1 MW til ren varmeproduktion. Ordningen blev senere udvidet med yderligere 50 værker.

### **Begyndende elektrificering af varmesektoren**

I kraft af den store udbygning af vedvarende energi, ikke mindst i form af vindmøller, har der gennem 2010'erne været større incitament til igen at fremme varmeproduktion baseret på el. Igennem dette årti blev elvarmeafgiften derfor reduceret over flere omgange. Som følge af energiaftalen 2018 blev elvarmeafgiften sænket fra 40 øre/kWh, afgiftssatsen i 2017, til 20,6 øre/kWh, og senere blev den yderligere sænket til 15,5 øre/kWh. Dette har fremmet fordelene ved at anvende andre teknologier til opvarmningsformål og dermed reducere andelen af biomasse i varmforsyningen.

Den ovenstående tendens blev med den nye energiaftale i 2018 forstærket, da der nu aktivt blev sat fokus på at begrænse anvendelsen af naturgas og biomasse. I årene frem mod 2018 var mange varmeværker i Danmark afhængige af naturgas blandt andet i kraft af en regulering, der hindrede en alternativ forsyning. For at forhindre eventuelle nyetableringer og geninvesteringer i varmeproduktionen baseret på biomasse, indførtes der ligeledes en godkendelsesproces, der midlertidigt skærpede kravene til en sådan omstilling af værkerne, og samtidig ophørte støtteordningen til biomasse. I de mindre fjernvarmeområder blev der indført et brugerøkonomikrav, hvilket betød, der i praksis ikke måtte anvendes biomasse til grundlastproduktion, hvor det fremadrettet blev anvendt til spids- og reservelast i disse områder.

Ophøret af støtteordningen til biomasse medførte, at eksisterende værker, som endnu ikke var afskrevet, kunne fortsætte med at få samme statsstøtte, hvorimod afskrevne værker blev omfattet af en ny støtteordning, der udelukkende dækkede de ekstra driftsomkostninger, der er forbundet med at anvende biomasse frem for fossile brændsler.

Den nyligt indgåede klimaaftale fra 2020 har gjort det lettere at anvende nye teknologier såsom varmepumper til fjernvarmeproduktion. Dette er sket ved en afskaffelse af kraftvarmekravet i de centrale områder og en reduktion i elvarmeafgiften til et minimum på 0,8 øre/kWh for husholdninger og 0,4 øre/kWh for erhverv.

I takt med det øgede fokus på biomassen og de potentielle problemer, der kunne være ved at anvende brændslet, blev der i forlængelse af Klimaaftalen indført nye skærpede lovkra v for at fremme anvendelsen af bæredygtig biomasse. For at kompensere for biomassen i varmforsyningen blev der endvidere fokuseret på at fremme fjernvarme og individuelle elektriske varmepumper, og samtidigt blev der rettet fokus mod at elektrificere og energieffektivisere erhvervssektoren. I 2021 blev der indført en ny projektbekendtgørelse, som satte nye rammer for de fjernvarmforsyningen. Blandt de væsentligste ændringer var ophævelsen af de eksisterende produktionsbindinger, bl.a. kraftvarmekravet på de store varmeværker og samfundsøkonomikravet blev ændret, hvilket bl.a. muliggjorde, at kommunerne kan se bort fra naturgas i varmeplanlægningen. Ophævelsen af produktionsbindingerne skulle give varmeværkerne muligheden for frit at kunne vælge hvilke varmeteknologier, de ville investere i og herigennem lettere kunne omstille deres varmeproduktion til grøn energi. Endvidere blev aftagepligten til fjernvarme moderniseret for at muliggøre en øget anvendelse af overskudsvarme og udfase naturgas. Heri lå der, at pligten til at aftage naturgas blev afskaffet, og at der i visse tilfælde kunne ses bort fra aftagepligten til fjernvarme, hvis der findes løsninger, der er samfundsøkonomisk mere fordelagtige.

### 3 Metode og modeller

Til at belyse konsekvenserne ved tiltagene er der udarbejdet en scenariebaseret analyse. Analysen søger igennem forskellige scenarier at beskrive, hvordan udviklingen i el- og fjernvarmesektoren forventes at blive påvirket af nye tiltag og initiativer. Scenarier forstås som beregningsmæssige forløb af forskellige sæt af forudsætninger, som anskueliggør forskelle i udviklingen i forhold til et referenceforløb. For hvert scenarie belyses mulighederne for og omkostningerne ved at benytte alternative teknologier og energiresourcer til opretholdelse af el- og varmforsyningssikkerheden.

I fremskrivningen analyseres følgende scenarier:

1. Referencescenarie (Grundberegning),
2. Fuld udfasning af fossil olie og naturgas til fjernvarme i 2030 (FossilStop)
3. Stop for nye investeringer og reinvesteringer i træbiomassefyrede anlæg kombineret med et hårdt stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (BioHard)
4. Stop for nye investeringer og reinvesteringer i træbiomassefyrede anlæg (BioSoft)
5. Fuld udfasning af olie og naturgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i 2030 samt stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (Kombiscenarie)

Referencescenariet baserer sig på Energistyrelsens Klimastatus- og Fremskrivning 2021 (KF21). Dermed er der taget særlige hensyn til både forsyningssikkerhed og træghed i investerings- og skrotningsbeslutninger. Dette fører i visse tilfælde til den situation at investeringer og skrotninger der er rentable ikke altid antages at blive realiseret i referencescenariet, hvilket også er tilfældet i den virkelige verden. I alternativscenarierne der skal vurdere effekten af en lovgivningsbestemt lukning af specifikke anlæg og anlægstyper er der ikke denne træghed i beslutningerne eller mulighed for at tilgodese forsyningssikkerheden. Derfor skal fortolkninger af Grundberegningen og sammenligningen af denne med de alternative scenarier forstås som en forsigtig eller robust fremskrivning som i højere grad tilgodeser forsyningssikkerheden og mindsker risikoen for de enkelte fjernvarmeområder i forhold til høje elpriser. Denne forsigtighed kommer i flere af sammenligningerne til udtryk ved at Grundberegningen er dyrere og indebærer en større varmeproducerende kapacitet end alternativerne da Grundberegningen ikke i alle tilfælde har samme friheder til at skrotte anlæg.

I følgende afsnit er de fem scenarier beskrevet. Tidshorisonten for analysen er 2020-2040.

#### 3.1 Grundberegning

For at kunne vurdere hvordan forskellige tiltag vil påvirke varme- og elforsyningssikkerheden herunder varmepriserne, er der taget udgangspunkt i Klimastatus- og Fremskrivning 2021 (KF21). KF21 er en såkaldt *frozen policy* fremskrivning, hvilket indebærer, at udviklingen i fremskrivningen er betinget af et "politisk fastfrosset" fravær af nye tiltag på klima- og energiområdet ud over dem, som Folketinget har besluttet før 1. januar 2021 eller som følger af bindende aftaler. KF21 resultaterne og de bagvedliggende analyser skal derfor ses i denne *frozen policy* kontekst<sup>3</sup>.

I denne analyse baseres Grundberegningen på KF21, der kun går til 2030. Tendenserne fra KF21 er simpelt forlænget i tid, så det beskriver en teoretisk frozen-policy udvikling i varmesektoren frem mod 2040 uden yderligere tiltag. Perioden 2030-2040 er således vurderet på baggrund af en forlængelse af de gældende *frozen-policy*-antagelser i KF21 i perioden frem mod 2030.

---

<sup>3</sup> For yderligere information om frozen policy tilgangen, se KF21 udledningsrapporten og KF21 forudsætningsnotat.

Derudover forudsætter Grundberegningen tilføjelsen af energiover. I Grundberegningen er det antaget, at Energiø Vest på 3 GW forbindes til Holland og Vestdanmark (DK1) og idriftsættes mellem 2032 og 2033, mens Energiø Øst (Bornholm) på 2 GW forbindes til Tyskland og Østdanmark (DK2) og idriftsættes mellem 2029 og 2030. Forskelle og ligheder mellem Grundberegningen og KF21 er sammenfattet i Tabel 3.1.

Fremskrivningen af det samlede energisystem er udarbejdet i den teknisk-økonomiske model Ramses. Ramses simulerer et rationelt, konkurrencepræget elmarked gennem minimering af totale driftsomkostninger under hensyntagen til konstant opretholdelse af balancen mellem produktion- og efterspørgsmål på el og varme.

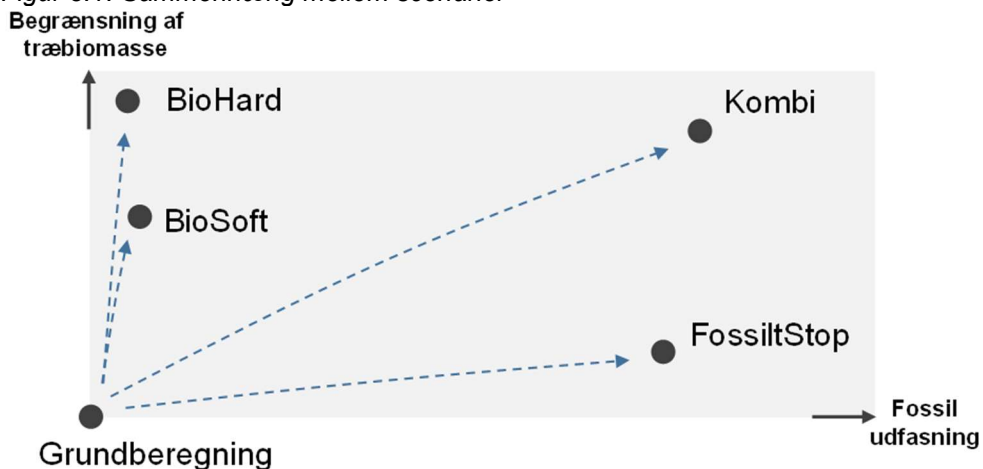
*Tabel 3.1: Beskrivelse af forskelle og ligheder mellem Grundscenariet og KF21. Med fed angives hvor der er forskelle mellem fremskrivningerne.*

	Grundberegning	KF21
<b>Energiover</b>	Med	Ikke med
<b>Centrale kraftværker</b>	Som i KF21 frem mod 2030, yderligere <i>frozen-policy</i> vurderinger i perioden frem mod 2040	Se forudsætningsnotat 4A
<b>Decentrale kraftvarmeverker</b>	Som i KF21 frem mod 2030, yderligere <i>frozen-policy</i> vurderinger i perioden frem mod 2040	Se sektornotat 8A og KF21 dataark El- og fjernvarme
<b>Udlandsdata</b>	Som i KF21	MAF2020/TYNDP2020 National Trends scenarie
<b>Elforbrug</b>	Som i KF21 frem mod 2030, yderligere <i>frozen-policy</i> vurderinger i perioden frem mod 2040	Se sektornotat 8A og KF21 energibalance
<b>Havvind</b>	Som i KF21 frem mod 2030, yderligere <i>frozen-policy</i> vurderinger i perioden frem mod 2040	Se forudsætningsnotat 4B
<b>Landvind</b>	Som i KF21 frem mod 2030, yderligere <i>frozen-policy</i> vurderinger i perioden frem mod 2040	Se forudsætningsnotat 4C
<b>Solceller</b>	Som i KF21 frem mod 2030, yderligere <i>frozen-policy</i> vurderinger i perioden frem mod 2040	Se forudsætningsnotat 4D

Ud fra Grundberegningen analyseres konsekvenserne ved forskellige alternative scenarier, hvor der reguleres på tilgængeligheden af hhv. fossil olie og ledningsgas samt på træbiomasseforbruget i el- og varmforsyningen. Sammenhængen mellem de enkelte scenarier og Grundberegningen er illustreret i Figur 3.1.

Hvert alternativscenarie indebærer udfasningen af specifikke fjernvarmeproduktionsteknologier, som skal erstattes af alternative varmekilder for at opretholde fjernvarmeforsyningssikkerhed. Energistyrelsens DH-Invest model anvendes til beregningen af investeringer i fjernvarmesektoren, og det samlede el- og fjernvarmesystem simuleres i Ramses model, som anvendes til at modellere driftsmønstre af en antaget el- og fjernvarmekapacitet herunder systemeffekterne på bl.a. el- og fjernvarmepriser.

Figur 3.1: Sammenhæng mellem scenarier



I de nedenstående afsnit er der redegjort for de respektive scenarier, som vurderes i analysen.

### 3.2 Stop for brug af olie og naturgas til fjernvarmeproduktion

Baseret på den fremskrevne udvikling i Grundberegningen analyseres konsekvenserne for varmforsynings sikkerheden samt for varmepriser frem til 2040 ved indførelsen af et fossil stop i fjernvarmesektoren. Analysens fokus er konsekvenser for hhv. varmforsynings sikkerheden og økonomien herunder de statsfinansielle- samt erhvervs- og forbrugerøkonomiske forhold.

I nedenstående afsnit redegøres der for scenariet FossilStop i fjernvarmeproduktionen i 2030. Analysen vurderer konsekvenserne ved en udfasning af olie og naturgas i 2030, men da de afledte effekter først forventes at blive fremtrædende i de efterfølgende år, er tidshorizonten i dette scenarie 2040.

#### 3.2.1 Fuld udfasning af fossil olie og naturgas til fjernvarme i 2030 (FossilStop)

FossilStop scenariet indbefatter et hårdt stop for anvendelse af fossile brændstoffer til fjernvarmeproduktion fra 2030. Alle naturgas- og oliefyrede varme- og kraftvarmewærker forudsættes at være ude af drift i 2030. Olie og naturgas anvendes kun til tilsatsfyring på for eksempel træbiomasse- og affaldsanlæg.

Rent elproducerende motorer og nødstrømsanlæg er i dette scenarie tilladt efter 2030. Kombineret affald- og naturgasanlæg antages at fortsætte driften uden brug af naturgas. Kulværkernes og affaldsforbrændingsanlæggenes produktion accepteres i det omfang, det måtte være tilstede i KF21, men det tillades ikke at overstige KF21-niveauet.

Investeringer i nye træbiomassefyrede anlæg og levetidsforlængelse af eksisterende træbiomassebaseret varmekapacitet er tilladt. Andre investeringsmuligheder er solvarmeanlæg, elkedler og varmepumper.

### 3.3 Begrænset forbrug af træbiomasse til el- og varmeproduktion

Biomassescenarierne belyser effekterne ved udfasning af træbiomasse hhv. hurtigt eller langsomt fra el- og varmforsyningen (herunder individuel opvarmning) samt den afledte konsekvens for el- og varmeproduktionsomkostninger. Andre former af fast biomasse, som fx halm, er ikke omfattet af scenariernes udfasning. For hvert scenarie belyses mulighederne for, og omkostningerne ved, at benytte al-



ternative teknologier og energiressourcer til opretholdelse af el- og varmforsyningsikkerheden, herunder konsekvenserne for brugen af biogas, samt fordelingen af biomasseforbruget på værkstyper og biomassetyper. Der indgår på den baggrund også vurderinger af udviklingen i forbruget af biomasse, som i dag importeres henholdsvis dækkes af indenlandske ressourcer.

På trods af at Klimaaftalen primært retter sig mod 2030, fokuseres der i scenarierne på perioden 2020 til 2040. Det vurderes hensigtsmæssigt at regne frem til 2040 for også at kunne vurdere de langsigtede konsekvenser af tiltagene i de respektive scenarier, da nogle vurderes at træde frem nogle år længere ude i fremtiden. Det er dog væsentligt at være opmærksom på, at usikkerhederne forbundet med fremskrivninger og analyser – særligt under antagelse af frozen policy - på så lang sigt, er betydelige.

### **3.3.1 Stop for nye investeringer og reinvesteringer i træbiomassefyrede anlæg og stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 ("BioHard")**

Alle træbiomassebaserede (flis og træpiller) varme- og kraftvarmeværker udfases i takt med, at de er udtjente. Der må således ikke etableres nye anlæg, og de eksisterende anlæg kan ikke levetidsforlænges. Hertil forudsættes der et fuldstændigt stop for brug af træbiomassebaserede varme- og kraftvarmeværker fra 2035. BioHard scenariet forudsætter således, at 2034 er det sidste år for anvendelsen af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion. Træbiomassefyrede anlæg lukkes inden 2035 på trods af, det ikke er alle anlæg, der forventes at være udtjent på dette tidspunkt.

For centrale kraftvarmeværker forudsættes anlæggenes driftstop at være ved varmekontraktens udløb eller tidligst 25 år efter etablering. For decentrale kraftvarmeværker forudsættes tidspunkt for driftsstop at være ved 15-ørens udløb eller 25 år efter etablering (baseret på Energiproducenttællingen), hvis dette tidspunkt er senere. Driftsstop for centrale og decentrale kraftvarmeværker må dog være senest per ultimo 2034. For kedler forudsættes, at 'nye' anlæg (etableret fra 1995 og frem) vil være udtjent efter 25 år (dog senest per ultimo 2034), og 'gamle' anlæg (etableret før 1995) vil blive taget ud af drift inden 2030 (lineær udfasning frem mod 2030).

Hvis et træbiomassefyret anlæg stadig har muligheden for at skifte brændsel fra træbiomasse til fossile brændsler, må det pågældende anlæg fortsætte i drift efter 2034.

I scenariet er der alene fokus på træbiomasse, og ovenstående gælder ikke for halmfyrede anlæg. Af-faldsforbrændingsanlæg og biogasanlæg, hvor biogas direkte anvendes til el- og fjernvarmeproduktion, er ens på tværs af scenarierne.

Investeringsmuligheder i scenariet er solvarmeanlæg, elkedler, varmepumper og naturgasfyrede kedler.

I BioHard scenariet er det forudsat, at alle de tilbageværende træpille- og brændefyr til individuel opvarmning tages ud af drift senest ved udgangen af 2034.

Træforbruget i individuelle brændeovne er ikke omfattet af scenarierne. Dette forbrug forudsættes således at udvikle sig som i Grundberegningen.

### **3.3.2 Stop for nye investeringer og reinvesteringer i træbiomassefyrede anlæg ("BioSoft")**

Alle træbiomassebaserede (flis og træpiller) varme- og kraftvarmeværker udfases i takt med, at de er udtjente. Det forudsættes at der ikke etableres nye anlæg, og at de eksisterende anlæg ikke levetidsforlænges.

Den primære forskel fra BioHard scenariet er, at der ikke er et hårdt driftstop for biomassebaserede kraftvarme- og varmeværker, dvs. at et biomassebaseret værk må være i drift efter 2035, hvis det ikke er udtjent på det tidspunkt.

Hvis et træbiomassefyret anlæg stadig har muligheden for at skifte brændsel fra træbiomasse til fossile brændsler, må det pågældende anlæg fortsætte i drift. Hverken investeringer i nye træbiomassefyrede anlæg eller levetidsforlængelser af eksisterende varmekapacitet er tilladt.

For centrale kraftvarmeværker forudsættes driftstop at være ved varmekontraktens udløb eller tidligst 25 år efter etablering, mens det for decentrale kraftvarmeværker er ved 15-års udløb eller 25 år efter etablering (baseret på Energiproducenttællingen), hvis dette tidspunkt er senere. For kedler anses 'nye' anlæg (etableret fra 1995 og frem) for udtjente efter 25 år, og 'gamle' anlæg (etableret før 1995) vil blive taget ud af drift inden 2030 (lineær udfasning frem mod 2030).

I scenariet er der alene fokus på træbiomasse, dvs. ovenstående ikke gælder for halmfyrede anlæg. Affaldsforbrændingsanlæg og biogasanlæg, hvor biogas direkte anvendes til el- og fjernvarmeproduktion, er upåvirket.

Investeringsmuligheder i scenariet er solvarmeanlæg, elkedler, varmepumper og naturgasfyrede kedler.

I BioSoft scenariet er det forudsat, at de eksisterende træpille- og brændefyr har en gennemsnitlig levetid på 20 år således, samt at der hvert år er 5 pct. af 2021-bestanden af individuelle træpille- og brændefyr, der udskiftes med en eldreven varmepumpe. Alle fyr vil således være udskiftet med varmepumper i 2040.

Træforbruget i individuelle brændeovne er ikke omfattet af scenarierne. Dette forbrug forudsættes således at udvikle sig som i Grundberegningen.

### **3.4 Udfasning af fossile brændsler og træbiomasse**

Baseret på den fremskrevne udvikling i Grundberegningen fokuserer kombiscenariet på de effekter, der vil forekomme ved indførelsen af et fossil stop i fjernvarmesektoren kombineret med en hurtig udfasning af biomasse fra el- og varmeforsyningen samt den afledte konsekvens for el- og varmepri-  
serne.

#### **3.4.1 Fuld udfasning af olie og naturgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i 2030 samt stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (Kombiscenariet)**

Scenariet indbefatter et stop for anvendelsen af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion ved udgangen af 2030 og et stop for anvendelsen af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion ved udgang af 2034. For varmeproduktionen begrænses investeringsmulighederne til varmepumper, elkedler og solvarme alene. For yderligere information om kriterierne anvendt i dette scenarie henvises der til afsnittene vedrørende FossilStop (3.2.1) og BioHard (3.3.1) scenarierne.

I Kombi scenariet er det forudsat, at alle tilbageværende træpille- og brændefyr til individuel opvarmning tages ud af drift senest ved udgangen af 2034.

Træforbruget i individuelle brændeovne er ikke omfattet af scenarierne. Dette forbrug forudsættes således at udvikle sig som i Grundberegningen.

### **3.5 Antagelser i beregningen af nye investeringer**

Erstatninger for den udfasede fjernvarmekapacitet beregnes ved hjælp af Energistyrelsens DH-Invest model. Forudsætningerne i DH-Invest model svarer til forudsætningerne i DH-Invest beregningen, der ligger til grund til KF21, og forudsætningerne er beskrevet i KF21 forudsætningsnotat vedr. produkti-

onskapaciteter i fjernvarmesektoren<sup>4</sup>. Modellen anvendes på både centrale og decentrale fjernvarmeområder grundet nuværende regulering af fjernvarmesektoren (bl.a. pga. ophævelsen af kraftvarmekravet i de centrale fjernvarmeområder).

Den resulterende fjernvarmekapacitetsudvikling anvendes i Ramses modellen, som simulerer driften af det danske el- og fjernvarmesystem. Resultaterne er "partielle" for så vidt angår elproduktionskapaciteter. Det betyder bl.a., at der ikke antages en udvikling i det danske elsystem som følge af udviklingen i fjernvarmesystemet.

I DH-Invest modellen er investeringsmuligheder i nye produktionsanlæg repræsenteret i form af teknologidata for investeringsomkostninger per kapacitet, faste og variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, virkningsgrader, brændselstype og levetider. Ud fra disse inputs giver modellen et kvalificeret bud på, hvilke (eventuelle) nye produktionsanlæg selskaberne vil investere i samt en dimensionering af disse i forhold til det konkrete område. Efter investeringsbeslutningen peger modellen endvidere på, hvorvidt det kan være rentabelt at skrotte nogle af de eksisterende anlæg (uddybet senere i afsnittet). I modellens investerings- og skrotningsvurdering indregnes lastfordelingen af anlæggene time for time over året. Eksisterende/planlagte anlæg er anlæg, som allerede er etableret/besluttet, og investeringsomkostninger for disse betragtes derfor som sunk costs. I modelberegningen er investering i nye produktionsanlæg således kun rentable, hvis de kan levere en samlet varmeproduktionsomkostning, inkl. faste og variable omkostninger, som er lavere end de variable varmeproduktionsomkostninger på eksisterende/planlagte anlæg. Investeringsmulighederne i DH-Invest begrænses forskelligt i de fem scenarier jf. tabellen nedenfor.

Tabel 3.2: Oversigt over tilladte investeringsmuligheder i DH-Invest i de analyserede scenarier

Fjernvarmeteknologi	GB	BioSoft	BioHard	FossilStop	Kombi
Varmepumpe, luft	✓	✓	✓	✓	✓
Varmepumpe, oversk.varme <sup>1</sup>	✓	✓	✓	✓	✓
Varmepumpe, havvand <sup>2</sup>	✓	✓	✓	✓	✓
Elkedel	✓	✓	✓	✓	✓
Solvarmeanl. M. døgnlager <sup>1</sup>	✓	✓	✓	✓	✓
Solvarmeanl. M. sæsonlager <sup>1</sup>	✓	✓	✓	✓	✓
Træflis- / træpillekedel	✓	✗	✗	✓	✗
Træflis- / træpillekraftvarme	✓	✗	✗	✓	✗
Naturgaskedel	✓	✓	✓	✗	✗

<sup>1</sup>Investeringer begrænses med en vurdering af de tekniske og geografiske potentialer.

<sup>2</sup>Investeringen i havvandsvarmepumper begrænses til alene de centrale fjernvarmeområder.

<sup>4</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/4a\\_kf21\\_forudsætningsnotat\\_-\\_produktionskapaciteter\\_i\\_fv\\_sektoren\\_0.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/4a_kf21_forudsætningsnotat_-_produktionskapaciteter_i_fv_sektoren_0.pdf)

Investeringerne begrænses i modellen for områders tekniske- og geografiske potentialer. Dvs. der indlægges øvre MW-grænser for, hvor meget modellen må investere i hvert fjernvarmeområde. De omfattede teknologier af denne begrænsning er solvarme og varmepumper med overskudsvarme som varmekilde. Der er i alle scenarier antaget samme mængde overskudsvarme fra Power-to-X (PtX) som i KF21. En forøgelse af den installerede mængde PtX vil, såfremt denne placeres i forbindelse med fjernvarmeområder, kunne bidrage med ekstra billig fjernvarmekapacitet. Der er ikke i nærværende analyse regnet på dette.

Investeringer i solvarmeanlæg kræver f.eks. et stort areal, og derfor kan mulighederne for at udbygge med solvarme være begrænset. Yderligere begrænsninger kan opstå som følge af arealkonkurrence med solceller. For at repræsentere disse har ENS i 2018 lavet en GIS analyse af alle fjernvarmenet. Analysen har udregnet det samlede landbrugsareal i og omkring hvert fjernvarmenet indenfor 500 m fra fjernvarmenettet. Den underliggende antagelse er således, at etablering af solvarmeanlæg vil ske ved opkøb af landsbrugsareal. Da det ikke er sandsynligt, at al landbrugsareal vil kunne omlægges til solvarme, antages en maksimal 10 pct. omlægning af landbrugsareal til solvarme i hvert fjernvarmeområde. Samme loft over investeringer lægges ind i modellen for alle fjernvarmeområder.

Investeringer i varmepumper til udnyttelse af overskudsvarme er begrænset af mængden af overskudsvarme fra f.eks. industrielle processer, der eksisterer inden for hvert fjernvarmeområde. Data for mængden af udnyttet overskudsvarme bygger på et studie fra DTU i 2017<sup>5</sup>. Da datasættet er statisk, justeres potentialet i modellen for at tage højde for nyopførte anlæg, der udnytter overskudsvarme, således at udnyttet potentiale ikke tæller med.

I modellen er beslutninger om skrotning af anlæg repræsenteret ved, at anlæggene som udgangspunkt er levetidsforlænget – dog tages der højde for konkret viden om lukninger. Omkostninger for levetidsforlængelse er tillagt som en gennemsnitlig, fast årlig omkostning. Hvis et anlæg i et givent år ikke har et tilstrækkeligt dækningsbidrag (indtægter fratrukket variable omkostninger) til at dække de faste omkostninger til drift og vedligehold (D&V) samt levetidsforlængelse, er der i modellen en sandsynlighed for, anlægget vil blive skrottet. Det antages, jo større ubalance mellem dækningsbidrag og faste omkostninger der er, desto større bliver sandsynligheden for, anlægget vil blive skrottet. Det er i den forbindelse forudsat, at anlæg ikke vil blive skrottet, hvis forskellen mellem dækningsbidrag og faste omkostninger er under 10 pct. Ud over varmeindtægter og indtægter fra elspotmarkedet er der medregnet et typisk niveau for decentrale værkers elindtægter fra reservemarkeder (primære reserver og manuelle reserver) baseret på data fra Energinet.

I skrotningsbeslutningen er der taget højde for at sikre tilstrækkelig varmeforsyningssikkerhed i det givne fjernvarmeområde. Dette sikres for hvert fjernvarmeområde ved at kræve, at den samlede installerede fjernvarmekapacitet svarer til 160 pct. af spidslastbehovet.

Eksisterende fjernvarmekedler er ikke omfattet af modelberegnete lukninger, men kun af scenariospecifikke lukninger. Kedelkapaciteten er således uændret i Grundberegning frem mod 2040, mens den udfases i alternativscenarierne pba. tilgængeligheden af de forskellige brændsler. Dette medfører en meromkostning i Grundberegningen ift. de øvrige scenarier for at opretholde forsyningssikkerheden i fjernvarmesystemerne. Denne begrænsning er bibeholdt for at sikre konsistens med KF21, og den er med til at modellere en rimelig risikoaversion hos fjernvarmeselskaberne.

---

<sup>5</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>

Ud over modelberegnete lukninger er der antaget specifikke lukningstidspunkter for centrale kraftvarmeværker og for store decentrale kraftvarmeværker i de centrale fjernvarmeområder. Disse fremgår af Tabel 3.3.

*Tabel 3.3: Sidste driftsår for centrale kraftvarmeværker og øvrige decentrale kraftvarmeværker i de centrale fjernvarmeområde på tværs af de analyserede scenarier. Hvis der ikke fremgår et årstal, skyldes det, at anlægget ikke forventes lukket i løbet af analyseperioden i det respektive scenarie.*

Værk	GB	BioSoft	BioHard	FossilStop	Kombi
Amagerværket Blok 1	2033	2033	2033	2033	2033
Amagerværket Blok 3	2020	2020	2020	2020	2020
Amagerværket Blok 4	-	-	2034	-	2034
Asnæsværket ASV2	2022	2022	2022	2022	2022
Asnæsværket ASV5	2020	2020	2020	2020	2020
Asnæsværket ASV6	-	-	2034	-	2034
Avedøreværket Blok 1	2033	2033	2033	2033	2033
Avedøreværket Blok 2, biomasse	-	2029	2029	-	2029
Avedøreværket Blok 2, gasdel	-	-	-	2029	2029
Esbjergværket ESV3	2023	2023	2023	2023	2023
Fynsværket Blok 7	-	-	-	2029	2029
Fynsværket Blok 8	-	-	-	-	-
H.C. Ørstedsværket HCV7	2021	2021	2021	2021	2021
H.C. Ørstedsværket HCV8	2026	2026	2026	2026	2026
Herningværket	-	-	2034	-	2034
Nordjyllandsværket	2028	2028	2028	2028	2028
Randersværket	-	-(*)	-(*)	-	2034
Skærbækværket, biomassedel	-	-	2034	-	2034
Skærbækværket, gasdel	-	-	-	2029	2029
Studstrupværket Blok 3	2030	2030	2030	2030	2030
Studstrupværket Blok 4	2022	2022	2022	2022	2022
Østkraft ØKR6	-	-(*)	-(*)	-	2034
Dalum kraftvarmeværk	2022	2022	2022	2022	2022
Køge KV Blok7	-	2029	2029	-	2029
Køge KV Blok8	-	2029	2029	-	2029
Fjernvarme Fyns nye KV blok	-	-	2034	-	2034
Lisbjerg KV	-	-	-	-	-

Silkeborg KV	-	-	-	2029	2029
Viborg KV	-	-	-	2029	2029
Hjørring KV	-	-	-	2029	2029
DTU KV	-	-	-	2029	2029

## 3.6 Effekter

I følgende afsnit redegøres for, hvordan der regnes på forskellige effekter, der er forbundet til de ovenstående scenarier. Afsnittet beskriver hvilke parametre, der er anvendt til at vurdere konsekvenser af de forskellige scenarier, samt hvordan de enkelte effekter analyseres.

### 3.6.1 Elforsyningssikkerhed

Helt overordnet beskriver elforsyningssikkerheden "sandsynligheden for, at der er el til rådighed for forbrugerne, når den efterspørges". I den danske energisektor sikres elforsyningssikkerheden af en kombination af centrale kraftværker, decentrale kraftvarmeværker, vindkraft, solceller, elnettet, udlandsforbindelserne og produktionskapacitet i udlandet. Til at sikre elforsyningssikkerheden kan der potentielt anvendes både prisfleksibelt forbrug og frivillig afkobling af forbrug, evt. mod betaling. En central forudsætning for at sikre en høj elforsyningssikkerhed er, at driften af elsystemet er god, hvilket kan reducere risikoen for, truende driftssituationer udvikler sig til afbrud.

I en international sammenligning er den danske elforsyningssikkerhed høj, hvor der i dag er mere end 99,99% elforsyningssikkerhed svarende til, at en forbruger i gennemsnit står uden el i omkring 20 minutter om året. For at vurdere elforsyningssikkerheden er det nødvendigt at indhente viden om, hvordan forskellige dele af systemet påvirkes herunder påvirkning af effekttilstrækkeligheden, systemsikkerheden og nettilstrækkeligheden.

Effekttilstrækkeligheden beskriver sandsynligheden for, at der er elproducerende anlæg og udlandsforbindelser nok til at producere den efterspurgte effekt i elnettet. Beregningen af effekttilstrækkeligheden udarbejdes i modelleringsværktøjet SISYFOS, som er beskrevet i Afsnit 3.7.

Systemsikkerheden forholder sig til elsystemets evne til at modstå pludselige driftsforstyrrelser. Systemsikkerheden fokuserer på, der kan holdes balance i systemet i tilfælde, hvor der er afbrud af ind- eller udlandske forbindelser, eller hvis elproducerende anlæg falder ud. For at kunne modstå afbrud skal systemet være robust og sikre dynamikkerne i systemet håndteres idet fejlen sker og de følgende sekunder bagefter. Til at vurdere systemsikkerheden i de respektive scenarier, har Energinet bidraget med deres viden, da det er Energinet, der overvåger den danske systemsikkerhed.

Nettilstrækkelighed vurderer, om infrastrukturen i det danske elnet er tilstrækkelig til at transportere den producerede strøm fra produktionsenheden til forbrugeren. Nettilstrækkeligheden retter således fokus mod at vurdere, om det interne elnet i et givent elprisområde er tilstrækkeligt. Til at vurdere nettilstrækkeligheden er der gjort brug af Energinets 'Redegørelse for Elforsyningssikkerhed 2020', hvor der er udarbejdet beskrivelser og anbefalinger af udviklingen i samarbejde med netvirksomhederne. Elforsyningssikkerheden behandles indgående i rapporterne fra analyse 1: *Analyse af elforsyningssikkerheden frem mod og efter 2030*.

### 3.6.2 Elpriser

Alternativscenarierne forventes at have en effekt på elpriser i årene frem mod 2040. Til vurdering af hvordan elpriser forventes at udvikle sig i de forskellige scenarier er der gjort brug af modelleringsværktøjet Ramses, som kan beregne de gennemsnitlige elpriser for hhv. Vestdanmark (DK1) og Østdanmark (DK2). Der henvises til Afsnit 3.7 for en beskrivelse af Ramses-modellen. Det er primært de relative ændringer (dvs. forskellen mellem scenarierne) som er interessante og relevante for denne analyse. De absolutte elpriseniveauer afgøres overvejende af de centrale forudsætninger, som er ens på tværs af scenarierne – herunder særligt antagelser om elproduktion og forbrug i EU og brændselspriserens udvikling.

### 3.6.3 Brugerøkonomi i fjernvarme

Ramses modelresultater anvendes også til at fremskrive de selskabsøkonomiske fjernvarmeproduktionsomkostninger for de enkelte fjernvarmeområder. For hvert fjernvarmeområde beregnes en gennemsnitlig fjernvarmepris, som svarer til summen af de årlige varmeproduktionsomkostninger divideret med den årlige varmeproduktion. Aggregeringen af områderne foretages som et gennemsnit af fjernvarmepriser i de enkelte områder vægtet med varmeproduktionen.

Fjernvarmepriser for forbrugeren for fjernvarmeforsyning afspejles ikke i modelberegninger. Ændringerne i fjernvarmeproduktionsomkostninger på tværs af scenarier anvendes således til at illustrere ændringerne af forbrugspriser alt andet lige.

Varmeproduktionsomkostninger dækker over følgende omkostningselementer:

- Variable produktionsomkostninger, der afhænger af anlægs årlige fjernvarmeproduktion, som fastlægges med Ramses modelberegning. Disse omkostninger omfatter bl.a. brændselsomkostninger, CO<sub>2</sub>-kvoteomkostning (så længe anlægget er kvoteomfattet) og variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.
- Faste vedligeholdelsesomkostninger og annuierede investeringsomkostninger for nyetable-rede anlæg.
- Afgifter for brændsler og el inkl. eltarif for elkedler og varmepumper.
- Subsidier, f.eks. støttebetalingen til elproduktion fra biomasse, og indtægter fra elsalg, som bliver trukket fra den samlede årlige varmeproduktionsomkostning.

Strandede omkostninger er ikke medregnet i de modelbaserede fjernvarmepriser. Dette kan generelt betyde en undervurdering af fjernvarmeproduktionsomkostninger i de forskellige lukkescenarier. Teknologiomkostninger, brændselspriser, CO<sub>2</sub>-kvotepris, afgifter og subsidier er de samme som i Klimastatus- og fremskrivning 2021.

### 3.6.4 Individuel varme

Forbruget af træbiomasse til individuel opvarmning er fremskrevet efter samme metode som den, der er anvendt i Klimafremskrivningen KF21. Fremskrivningen er foretaget med IntERACT-modellen. IntERACT tager udgangspunkt i økonomien og energisystemet, som det ser ud i dag, og regner derfra på, hvordan energiforbrugere forventes at reagere på energipriser og ført energipolitik givet den forventede udvikling i den generelle økonomisk aktivitet og udviklingen i tilgængelige energiteknologier. IntERACT leverer således energiefterspørgsel fordelt på sektorer, teknologier, energiarter og energitjenester på tværs af både husholdninger og erhvervsliv.

For rumopvarmning vælger IntERACT som udgangspunkt den billigste opvarmningsform baseret på teknologisk udstyr, drift og brændselsudgifter. Ud over disse "rene" teknologioplysninger og brændselsudgifter tager IntERACT dog også hensyn til en række andre forhold; bl.a. hvilken type af område den enkelte bygning befinder sig i (fjernvarme- eller individuelt forsynet område), restlevetid for eksisterende opvarmningsanlæg, prisvariationer på teknologierne ud over teknologikatalogets data etc. Hertil kommer en faglig vurdering af forbrugernes adfærdsmønstre, som ikke udelukkende er økonomisk betinget. Eksempelvis er forbruget af brænde i brændeovne og pejse m.m. ikke i særlig høj grad betinget af de økonomiske forhold, som indgår i IntERACT.

En mere detaljeret beskrivelse af IntERACT-modellen fremgår af forudsætningsnotat 1B "IntERACT modellen", som er et baggrundsnotat til KF21-fremskrivningen.

### 3.6.5 Gastariffer

I forbindelse med analysen af FossilStop scenariet er det undersøgt, hvordan gasdistributionstarifferne påvirkes under hhv. Grundberegningen og FossilStop scenariet. Tariffberegningerne er baseret på forventningen til antal kunder og deres gasforbrug, hvorfor der er analyseret på udviklingen af dette frem til 2030 i Ramses. Baseret på den forventede udvikling i antal kunder og deres forbrug, har Evida beregnet den forventede udvikling i gastariffen i hhv. Grundberegningen og FossilStop scenariet i 2030.

### 3.6.6 Produktionsændringer

El- og fjernvarmesystemsimuleringer i Ramses-modellen anvendes til at se på, hvordan fjernvarmebehovet dækkes i Grundberegningen og i alternativscenarierne. El- og fjernvarmekapacitetsudviklingen i de forskellige scenarier er et resultat af modelberegninger med DH-Invest kombineret med scenarief specifikke antagelser om brændselstilgængelighed til el- og fjernvarmeproduktion.

### 3.6.7 Drivhusgasudledning fra el- og fjernvarmesektor

Der er ikke foretaget en detaljeret beregning af el- og fjernvarmesektorens drivhusgasudledninger i Grundberegning og de øvrige scenarier frem mod 2040. Det er derimod skønnet, hvordan scenarierne vil påvirke drivhusgasudledningen fra el- og fjernvarmesektorerne, ekskl. affald. Udgangspunktet for udledningsresultat er Klimastatus- og fremskrivning 2021 i 2030.

## 3.7 Modeller

### 3.7.1 Ramses

Ramses-modellen beregner driften for både de nye og eksisterende anlæg ud fra en optimal lastfordeling i både el- og fjernvarmesystemet.

Modelleringen af elsystemet inkluderer priszonerne DK1 og DK2 samt en repræsentation af udenlandske priszoner. De udenlandske priszoner er for fleres vedkommende en aggregering af de reelle priszoner, men dækker samlet det meste af Europa. Fjernvarmemodelleringen dækker Danmark med 60 modelområder, hvoraf de 32 er reelt sammenhængende fjernvarmeområder, mens de 28 er en aggregering af ca. 350 mindre fjernvarmeområder.

Elforsyningen og fjernvarmeforsyningen er koblet sammen i Ramses således, at kraftvarmeverker og el-til-varme-anlæg begge er repræsenteret i en samlet optimering. Ramses er beskrevet nærmere på <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/modeller>.



### 3.7.2 DH-Invest

Investeringsmodulet til Ramses, DH Invest beregner, hvor vidt investeringer i nye anlæg til fjernvarme-produktion kan reducere de samlede produktionsomkostninger (inkl. investeringsomkostninger og D&V). De teknologier der bedst kan reducere produktionsomkostningerne tilføjes datasættet til Ramses. DH Invest beregner desuden, hvorvidt det kan være en besparelse at lukke eksisterende anlæg. Anlæg, hvis lukning medfører en besparelse, lukkes, såfremt fjernvarmeforsyningsikkerheden ikke således bliver kompromitteret. Resultatet af lukningerne tilføjes også til datasættet til Ramses. En nærmere beskrivelse af DH Invest findes på:

[https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/dh-invest\\_modelbeskrivelse.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/dh-invest_modelbeskrivelse.pdf).

### 3.7.3 Sisyfos

Elforsyningsikkerheden består af nettilstrækkelighed, effekttilstrækkelighed og systemsikkerhed. Effekttilstrækkeligheden, som er god i dag (nul afbrudsminutter), analyseres på Sisyfos, som er en stokastisk model, der "kaster terninger" for værker og ledninger i et stort geografisk område (det meste af Europa; samme område som Ramses) i et stort antal driftssituationer. Vind, sol, elforbrug og visse mindre elproducenter repræsenteres ved timeserier. Elforbrug fra centrale varmepumper, elkedler, PtX, individuelle varmepumper, klassisk elforbrug og elbiler mm. forudsættes helt eller delvist fleksible. Effekttilstrækkeligheden måles ved hyppigheden af forventede elafbrydelser udtrykt ved effektminutter eller Loss-Of-Load Expectation.

For yderligere beskrivelse af Sisyfos-modellen, og hvordan den er anvendt i analyse 1 om elforsyningsikkerhed, refereres til Energistyrelsens *Baggrundsrapport: Effekttilstrækkelighed - Grundberegning samt følsomhedsanalyser på Sisyfos-modellen*.

## 4 El- og fjernvarmesektorens udvikling i Grundberegningen

Dette kapitel præsenterer de væsentlige resultater for Grundberegningen herunder udviklingen i sammensætningen af el- og fjernvarmeproduktion samt den forventede el- og fjernvarmeprisudvikling i Danmark.

Grundberegningen beskriver en sandsynlig udvikling i el- og fjernvarmesektorerne frem mod 2040 uden yderligere politiske tiltag. Udgangspunktet for udviklingen i Grundberegning er derfor Klimastatus- og fremskrivning 2021 (KF21).

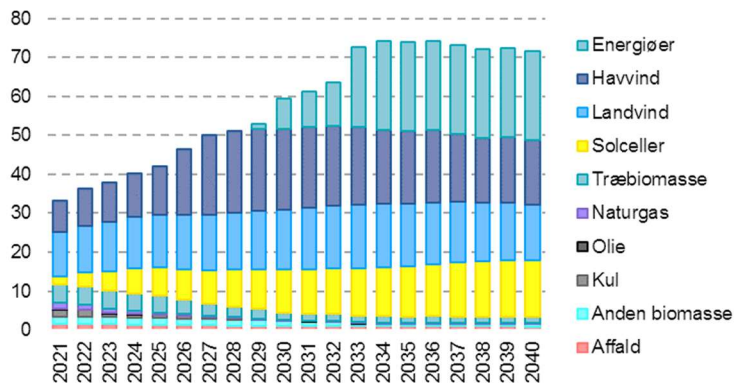
Udviklingen i perioden efter 2030 vurderes pba. en forlængelse af de gældende "frozen-policy" antagelser i KF21. Modsat KF21 medtager Grundberegningen imidlertid energigør.

### 4.1 El- og fjernvarmeproduktion

Den fortsatte udbygning med vindkraft og solceller forventes at gøre den danske elforsyning domineret af fluktuerende VE-elproduktion frem mod 2030 og 2040, som det kan ses i Figur 4.1. Den termiske elproduktion forventes at udgøre omkring 5 pct. af den samlede elproduktion i 2040, hvor det største bidrag kommer fra træbiomassekraftvarme efterfulgt af affaldsforbrænding.

Figur 4.1: Grundberegningens udvikling i elproduktion fordelt på brændsler.

Elproduktion, TWh



Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm. Al elproduktion fra energigør opgøres som dansk elproduktion.

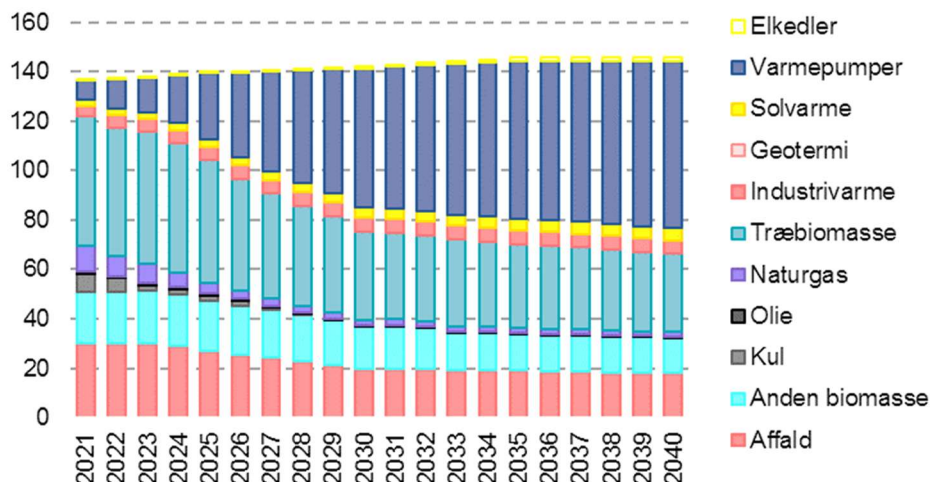
Havvind tilsluttet energigørerne antages at producere ca. 23 TWh årligt fra 2034 i Grundberegningen, når den fulde indfasning af øernes 5 GW er gennemført.

Modelberegninger viser, at størstedelen af øernes elproduktion eksporteres til Danmarks nabolande, eftersom Grundberegningen ikke forudsætter en større udbygning i fx Power-to-X eller andre elforbrugstyper i Danmark ift. KF21.

Den samlede varmeproduktion udgør i 2021 ca. 136,5 PJ, men forventes at stige til 142 PJ i 2030 og 146 PJ i 2040. Udviklingen i sammensætningen af fjernvarmeproduktion er kendetegnet af en næsten fuldstændig udfasning af fossilbaseret fjernvarmeproduktion og samtidigt en stor udbygning med elbaseret fjernvarmeproduktion, hovedsageligt med store varmepumper, som forventes at begrænse forbruget af træbiomasse. Udviklingen frem mod 2040 kan ses i figuren nedenfor.

Figur 4.2: Grundberegningens udvikling i sammensætning af fjernvarmeproduktion fordelt på brændsler eller typer

Fjernvarmeproduktion, PJ

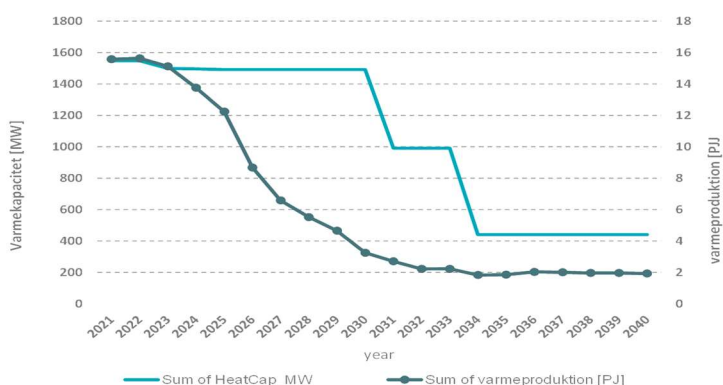


Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Varmepumper forventes at dække ca. 46 pct. af den samlede fjernvarmeproduktion i 2040, mens fjernvarmeproduktion på basis af træbiomasse er ca. 24 pct. i 2040. Reduktionen i træbiomasse forventes at fordele sig således, at træflisen falder fra ca. 45 PJ i 2021 til ca. 37 PJ i 2030, og ca. 36 PJ i 2035, hvor forbruget af træpiller, forventes reduceret fra ca. 31 PJ i 2021 til ca. 7 PJ i 2030, og ca. 4 PJ i 2035.

Faldet i anvendelsen af træpiller relaterer sig til forbruget på kraftvarmeverkerne. Figur 4.3 viser, at der på disse værker forventes en markant reduktion i forbruget af træpiller frem mod 2030, og at denne reduktion finder sted uafhængigt af værkernes forventede lukningstidspunkt. Det er således forventningen i Grundberegningen, at værkerne i de kommende år vil nedprioritere varmeproduktion på kraftvarmeverker til fordel for varmeproduktion primært på varmepumper.

Figur 4.3: Udvikling i forbruget af træpiller og Kraftvarmekapaciteten frem mod 2040



Fremskrivningen viser desuden et fald i fjernvarmeproduktion på affaldsforbrænding som følge af den forventede tilpasning af affaldsforbrændingskapacitet kombineret med øget plastsortering og tilsvarende reduceret affaldsbrændværdi.

Udviklingen er behæftet med store usikkerheder. Usikkerheden i den danske elforsynings udvikling skyldes bl.a. usikkerheder omkring:

- Udvikling i brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepris
- Elforbrugsudvikling, herunder især elforbrug til datacentre og udbygning med Power-to-X i Danmark
- Indenlandsk udbygning med havvind, landvind og solceller
- Udvikling i sammensætningen af elproduktionskapaciteter og elforbruget (herunder PtX) i udlandet

Den forventede elprisudvikling understøtter den fremskrevne omstilling i fjernvarmesektoren, efter-som lave elpriser gør investeringer i varmepumper mere rentable. Den primære effekt ved de lavere elpriser er dog en forringelse af driftsøkonomien på kraftvarme.

Dertil kommer usikkerheder om fremtidige investeringer i fjernvarmeproduktionskapaciteter. Udbygningen af varmepumper er særligt usikker, eftersom modelberegninger ikke tager højde for lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene, som i virkeligheden kan bremse den forventede udvikling. Det gælder især de centrale fjernvarmeområder og de store byer, hvor arealtilgængeligheden til nye installationer kan være en væsentlig fordyrelse. Hvis udbygningen med varmepumper ifølge Grundberegningen skal gennemføres i København, Odense og Aarhus, vil det kræve et areal på mindst hhv. 400.000, 100.000 og 175.000 kvadratmeter<sup>6</sup>. Udbygningen med varmepumper vurderes på den anden side at være mindre påvirkelig over for alternative udviklinger i elprisen.

#### 4.1.1 El- og fjernvarmesektorens udledninger

Der er ikke foretaget en detaljeret beregning af el- og fjernvarmesektorens drivhusgasudledninger i Grundberegningen frem mod 2040. Det gældende udledningsresultat er KF21, som viser, at el- og fjernvarmesektoren (uden energigøer og affaldsforbrænding) forventes at udlede ca. 0,24 mio. ton CO<sub>2e</sub> i 2030, hvilket svarer til mindre end 1 pct. af Danmarks samlede udledninger i 2030.

Energigøerne forventes ikke at ændre sektorens udledningsresultat nævneværdigt. Energigøernes primære effekt på drivhusgasudledninger i Danmark vil være via evt. tilsvarende øget elektrificering (både direkte med fx elbiler og varmepumper, og indirekte med PtX). Den isolerede effekt på sektorens drivhusgasudledning, ekskl. effekterne af evt. øget elektrificering, kan kvantificeres til at være en reduktion i størrelsesordenen 20.000-30.000 ton CO<sub>2e</sub> i 2030, hvilket især skyldes den i forvejen høje andel af VE-baseret elproduktion i Danmark, som har fortrængt størstedelen af den fossile elproduktion. I Energistyrelsens seneste klimafremskrivning forventes den samlede udledning fra alle sektorer at være på ca. 35 mio. ton CO<sub>2e</sub><sup>7</sup>

---

<sup>6</sup> Kilden til arealkrav for varmepumpeprojekter er Teknologikatalog for el- og fjernvarme. Der tages højde for forskellige varmekilder, herunder luft, havvand og industriel overskudsvarme.

<sup>7</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21\\_hovedrapport.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21_hovedrapport.pdf)

## 4.2 Udvikling i el- og fjernvarmepris

Forventningen om, at sammensætningen af elproduktionskapacitet i Danmarks nabolande udvikler sig mod en større udbygning med VE-produktionskapacitet og udfasningen af konventionelle produktionsenheder, kombineret med idriftsættelsen af energigæernes 5 GW gør, at fremskrivningen resulterer i en faldende elpris i Danmark frem mod 2040, som vist i Figur 4.3.

**Figur 4.4: Udvikling i elpris for Danmark ifølge Grundberegning. Alle år er modelresultater**



Denne elprisudvikling understøtter den fremskrevne omstilling i fjernvarmesektoren, eftersom lave elpriser gør investeringer i varmepumper lidt mere rentable men den primære effekt er ved en samtidig forringelse af driftsøkonomien på kraftvarme. Udviklingen i elpris er behæftet med store usikkerheder herunder usikkerheden om udviklingen i elproduktionskapaciteter i udlandet, brændselspriser og CO<sub>2</sub>-kvotepriis, samt den generelle antagelse om *frozen policy* (herunder fravær af PtX-udbygning i Danmark, der kan have en betydelig effekt på elprisen).

Fremskrivningen af den selskabsøkonomiske fjernvarmepris viser to modsatrettede tendenser i hhv. de centrale og de decentrale fjernvarmeområder.

Figur 4.4 viser, at fjernvarmeprisen i de centrale områder falder i fremskrivningsperioden efter 2030 i takt med, at centrale kraftvarmeblokke udfases og erstattes af rent varmeproducerende enheder; hovedsageligt af varmepumper og i mindre omfang af biomassekedler og solvarmeanlæg. Det forventes, at udfasningen af kraftvarmeblokke vil medføre et fald i fjernvarmeprisen på ca. 5 pct.

**Figur 4.5: Udvikling i fjernvarmepris i de centrale fjernvarmeområder (vægtet gennemsnit af alle danske centrale fjernvarmeområder) ifølge Grundberegningen**

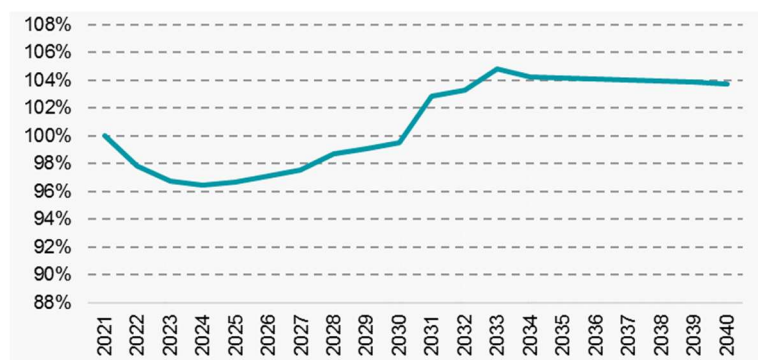
**Centrale fjernvarmeområder (indeks, 100=2021)**



Fjernvarmeprisen i de decentrale områder (Figur 4.5) forventes imidlertid at stige på længere sigt. Frem mod 2030 ses et fald i fjernvarmeprisen, men frem mod 2040 forventes der en stigning på ca. 4 pct. Dette skyldes at flere fossilbaserede kraftvarmeværker holdes i drift frem mod 2040, bl.a. af hensyn til opretholdelsen af elforsyningsikkerheden, samt en øget plastsortering samt et fald i fjernvarmeproduktion produceret på biogas bl.a. pga. lukningen af eksisterende støtteordninger.

*Figur 4.6: Udvikling i fjernvarmepris i de decentrale fjernvarmepris (vægtet gennemsnit af alle danske decentrale fjernvarmeområder) ifølge Grundberegningen*

**Decentrale fjernvarmeområder (indeks, 100=2021)**



Udviklingen er behæftet med store usikkerheder og afhænger af de valgte forudsætninger. Det bemærkes endvidere, at der ikke er taget højde for alle evt. forhindringer for etableringen af nye varmeproducerende enheder, fx mangel på fysisk plads og/eller kapacitetsudfordringer i elnettet. Vedrørende investeringerne i varmepumper i de centrale fjernvarmeområder er der en risiko for, at omkostningerne forbundet med en elektrificering af fjernvarmesystemerne er højere end antaget i DH-Invest model, bl.a. pga. højere omkostninger knyttet til el- og fjernvarmetilslutning og højere fremløbstemperaturer i fjernvarmenettene.

## 5 Konsekvenser ved stop for brug af fossil olie og ledningsgas til fjernvarmeproduktion

Dette kapitel præsenterer modelresultater fra scenariet FossilStop, som indebærer stop for brug af fossil olie og ledningsgas til fjernvarmeproduktion fra 2030. Modelresultater viser, at et stop for brugen af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion vil resultere i en stor udbygning med elkedler, der hovedsageligt erstatter den fossilbaserede spidslastkapacitet. Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen forventes ikke at blive påvirket nævneværdigt. Det samme gælder elprisen, eftersom elforbruget til fjernvarmeproduktion ikke forventes at vokse betydeligt.

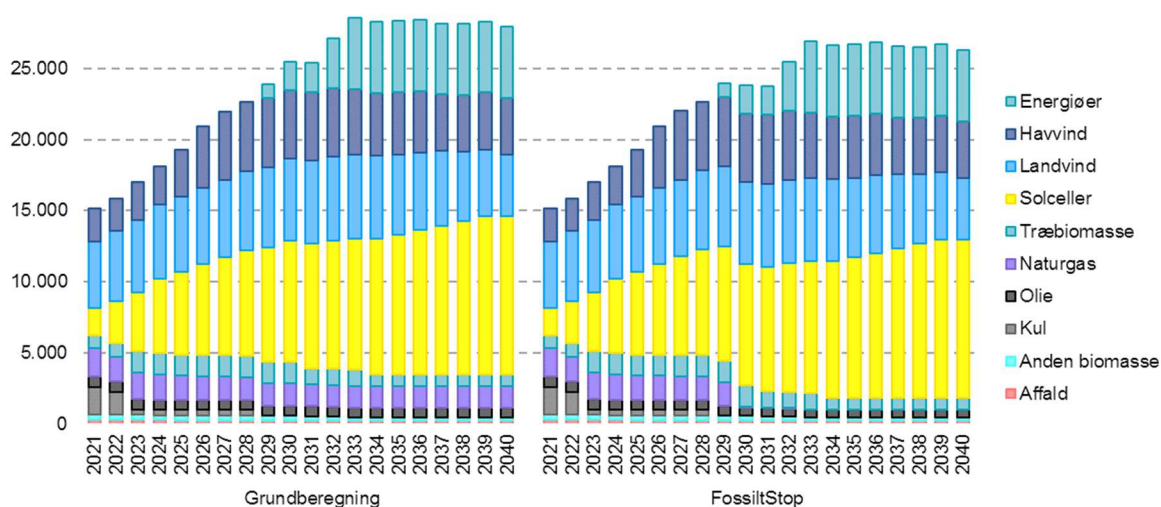
Effekten på fjernvarmeprisen vil afhænge af sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapaciteten i det pågældende fjernvarmeområde. Generelt viser modelberegningerne en økonomisk fordel i at lukke fossilbaseret kraftvarmekapacitet, som har forholdsvis store vedligeholdelsesomkostninger og som pga. lav indtjening i spotmarkedet bidrager til fjernvarmeproduktion i meget begrænset omfang. I de samfundsøkonomiske beregninger er der dog ikke taget højde for de negative effekter af den lavere elforsyningsikkerhed. I områder uden fossilbaseret kraftvarme, hvor spidslastbehovet dækkes med fossile kedler, vil et stop for brugen af fossile brændsler imidlertid resultere i en stigning i fjernvarmeprisen.

### 5.1 Omlægning af produktionskapaciteter

Fossil olie- og ledningsgasbaseret fjernvarmeproduktion udfases frem mod udgangen af 2029. Dette gælder fjernvarmekedler samt kraftvarmeverker (damptrubiner, forbrændingsmotorer og gasturbiner), som ikke har mulighed for rent kondensdrift. I praksis antages det, at alle fossilbaserede modtryksanlæg lukkes i 2029, eftersom det ikke vurderes at være rentabelt med elproduktion uden samproduktion af varme.

Figur 5.1: Udvikling i elproduktionskapaciteter i Grundberegningen (til venstre) og FossilStop scenarie (til højre) fordelt på energiformer

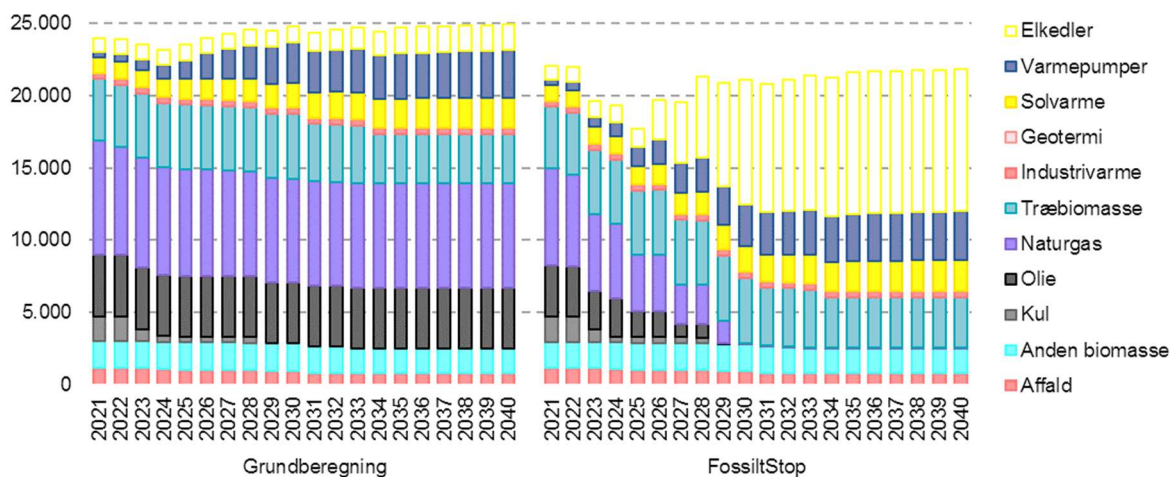
Installeret elkapacitet, MW



Anm.: Elkapaciteter opgøres per ultimo år. Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Figur 5.2: Udvikling i fjernvarmeproduktionskapaciteter i Grundberegningen (til venstre) og FossilStop scenarie (til højre) fordelt på brændsler eller teknologier

Installeret varmekapacitet, MJ/s



Anm.: Varmekapaciteter opgøres per ultimo år. Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

FossilStop scenariet forårsager en reduktion på ca. 1,6 GW elkapacitet på naturgasfyrede og oliefyrede termiske værker, som det fremgår af Figur 5.1. Dette kan have stor betydning for elforsyningsikkerheden, eftersom reduktionen på 1,6 GW svarer til næsten en halvering af den tilgængelige termiske elkapacitet i 2040. Efter 2030 er der således kun fossile elbaserede reserveværker, som står til rådighed i systemet. Der vil desuden være kraftvarmeverker (biomassefyrede kraftvarmeverker eller affaldsforbrændingsanlæg), der forbruger små mængder olie i opstarten og til tilstandsvarme. Effekten af et stop for brugen af fossile brændsler er mere synlig i fjernvarmesektoren. For at opretholde fjernvarmeforsyningsikkerheden erstattes den fossilbaserede fjernvarmeproduktionskapacitet af et mix af alternative varmekilder, hvor størstedelen er elkedler, som erstatter den fossile spidslastkapacitet, efterfulgt af varmepumper, solvarmeanlæg og i begrænset omfang nye biomassekedler. Den resulterende sammensætning af fjernvarmeproduktionskapaciteter ses i Figur 5.2 til højre, mens udviklingen i Grundberegningen er vist til venstre. Den samlede fjernvarmekapacitet reduceres i FossilStop scenarie som følge af lukninger af fossilbaserede fjernvarmeanlæg med ca. 3.000 MJ/s i 2040. Den installerede fjernvarmekapacitet på træbiomasse, solvarmer og varmepumper er stort set uændret i de to scenarier, mens det i højere grad er elkedler, der erstatter den udfasede fossilbaserede kapacitet. Varmekapaciteten på elkedler er således ca. 9.900 MJ/s i 2040 (+8.000 MJ/s ift. Grundberegningen), som fungerer som spidslast- og reservekapacitet i fjernvarmesystemerne.

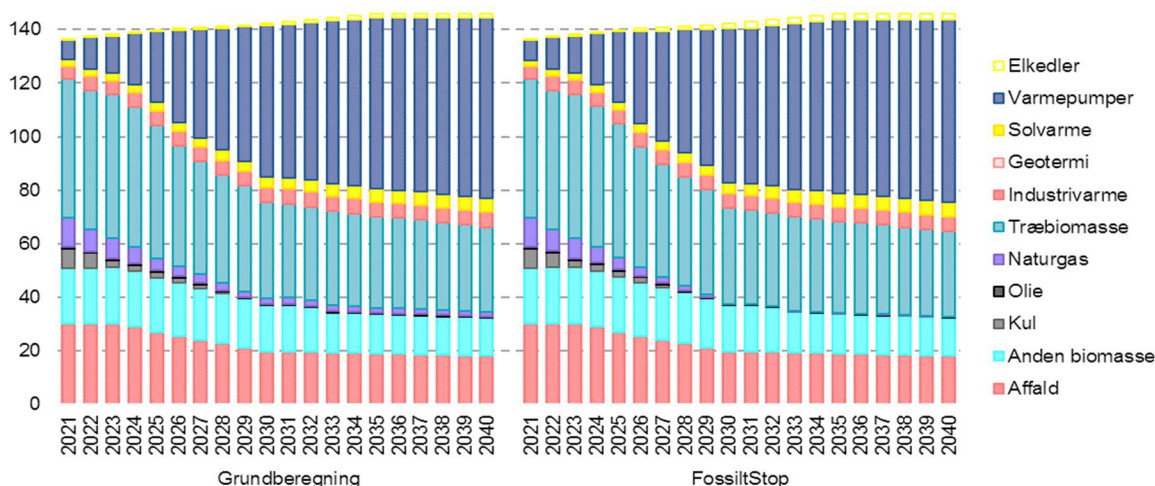
## 5.2 Effekter på forbrug af biomasse og øvrige energi

Effekten af stop for brug af fossile brændsler på selve elforsyningen er ubetydelig givet den i forvejen meget begrænsede driftstid af fossilbaserede elproducerende værker. Udfasningen af fossilbaserede fjernvarmeproduktionsteknologier viser sig heller ikke at have en stor effekt på sammensætningen af selve fjernvarmeproduktionen. Dette er vist i Figur 5.3 nedenfor, hvor sammensætningen af fjernvarmeproduktionen sammenlignes i Grundberegningen (til venstre) og i FossilStop scenarie (til højre).



Figur 5.3: Udvikling i fjernvarmeproduktion i Grundberegning (til venstre) og FossilStop scenarie (til højre) fordelt på brændsler eller teknologier

Fjernvarmeproduktion, PJ



Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Varmepumper forventes at udgøre en væsentlig del af fjernvarmeproduktion i 2040 i begge scenarier med en produktion på lige under 70 PJ i 2040 svarende til næsten halvdelen af det danske fjernvarme-forbrug. Elkedler bidrager imidlertid kun til spidslastproduktion på trods af den store udbygning i FossilStop scenariet.

Tabel 5.1 nedenfor opsummerer stigningen i elforbruget til fjernvarmeproduktion i FossilStop scenariet ift. Grundberegning.

Tabel 5.1: Stigning i elforbrug til fjernvarmeproduktion i Grundberegning ift. FossilStop scenarie i 2030 og 2040

Ekstra elforbrug til fjernvarmeproduktion	2030	2040
FossilStop ift. Grundberegning	+0,4 TWh	+0,3 TWh

Fjernvarmeproduktionen fra træbiomasse forbliver uændret i de to scenarier på knap 32 PJ i 2040. Fjernvarmeproduktionen fra fossile brændsler forventes at være ca. 2,5 PJ i 2040 ifølge Grundberegning. Denne reduceres til under 0,5 PJ i FossilStop scenarie, hvor fossile brændsler alene anvendes til tilsatsfyring i opstarten af affaldsforbrændingsanlæg og biomassefyrede kraftvarmeværker.

### 5.2.1 Effekter på drivhusgasudledninger

FossilStop scenariet medfører en reduktion i drivhusgasudledning i forhold til Grundberegning som følge af lukningen af al fossilbaseret fjernvarmeproduktionskapacitet. Det skønnes, reduktionen i drivhusgasudledning vil være i størrelsesordenen 0,25 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030, hvor den tilbageværende udledning fra el- og fjernvarmesektorerne skyldes dels tilsatsfyring med fossile brændsler i affaldsforbrændingsanlæg og træbiomassefyrede kraftvarme- og fjernvarmeværker, dels elproduktion på elbaserede reserveværker. Der tages ikke højde for afledte effekter i øvrige sektorer. I Energistyrelsens

seneste klimafremskrivning forventes den samlede udledning fra alle sektorer at være på ca. 35 mio. ton CO<sub>2</sub>e<sup>8</sup>.

### 5.3 Effekter på elpriser

Udfasningen af fossilbaseret fjernvarmeproduktion forventes at påvirke Danmarks elpriser kun i meget begrænset omfang, som det kan ses i Figur 5.4 nedenfor. Dette skyldes primært, at Danmark er pristager i elmarkedet, hvorfor der skal store nationale ændringer til for at disse giver udslag i de simulerede elpriser. Dertil kommer bl.a., at FossilStop scenariet ikke medfører en væsentlig stigning i elforbruget til fjernvarme på trods af lukningen af en væsentlig del af den eksisterende fjernvarmekapacitet. Lukningen af danske fossilbaserede kraftvarmewærker i FossilStop scenariet har heller ikke en stor indflydelse på den danske elproduktion grundet den i forvejen begrænsede driftstid.

Figur 5.4: Udvikling i Danmarks elpris

Danmarks elpris, indeks, 100= Grundberegning 2021



### 5.4 Effekter på fjernvarmepriser

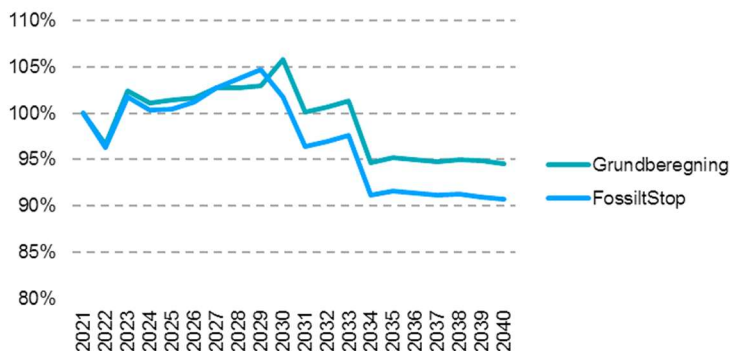
#### 5.4.1 Centrale fjernvarmeområder

FossilStop scenariet medfører et fald i den gennemsnitlige fjernvarmepris i de centrale fjernvarmeområder efter 2029, når størstedelen af fossilbaseret fjernvarmeproduktionskapacitet afvikles.

<sup>8</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21\\_hovedrapport.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21_hovedrapport.pdf)

Figur 5.5: Udvikling i fjernvarmepris i de centrale fjernvarmeområder (vægtet gennemsnit af alle danske centrale fjernvarmeområder)

Centrale fjernvarmeområder (indeks, 100=Grundberegning 2021)



En mindre fjernvarmepris efter 2029 er udtryk for selskabsøkonomiske besparelser i fjernvarmeproduktion i de centrale områder, hvilket bl.a. skyldes:

- Besparelsen af faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger som følge af lukning af naturgasfyrede, oliefyrede spidslastkedler samt lukning af fossilbaserede centrale kraftvarmeværker såsom Fynsværket Blok 7, gasdelen af Skærbækværket og gasdelen af Avedøreværket Blok 2, som i Grundberegning er i drift i hele fremskrivningsperiode men med begrænset driftstid. Dette medfører en forringelse af elforsynings sikkerheden.
- Besparelsen af omkostninger knyttet til afbrænding af fossile brændsler inkl. afgifter og CO<sub>2</sub>-kvoteomkostning.

Tabel 5.2: Breakdown af 2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i FossilStop scenariet ift. Grundberegning.

2040 fjernvarmeproduktionsomk., mia kr.	Centrale områder
Investeringsomkostninger	+214
Faste D&V omkostninger	-227
Variable D&V omkostninger	0
Brændselsomkostninger	-132
CO <sub>2</sub> -kvoteomkostninger	-62
Eltarif-omkostninger	+10
Elomkostninger <sup>1</sup>	+42
Afgifter	-32
Subsidier	0
<b>Samlet FossilStop ift. Grundberegning</b>	<b>-187</b>

<sup>1</sup> Elomkostninger dækker over elforbrug til fjernvarmeproduktion og indtægter fra elsalg (med negativt fortegn)

Besparelserne opvejer generelt investeringsomkostningerne knyttet især til udbygningen med elkedler i FossilStop scenariet. Dette fremgår af Tabel 5.2, som angiver oversigten over, hvordan de forskellige varmeproduktionsomkostningselementer varierer i FossilStop scenariet ift. Grundberegningen i 2040. Det skal understreges, at resultatet afhænger af de valgte forudsætninger herunder lukningstidspunkter for de centrale kraftvarmeblokke. Derudover antages det, at kedlerne ikke må skrottes i Grundberegningen uanset driftstiden, hvilket resulterer i større faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger ift.

de øvrige scenarier, hvor varmekapaciteten på kedler udfases som følge af den begrænsede tilgængelighed af de forskellige brændsler. Det bemærkes endvidere, at der ikke er taget højde for evt. forhindringer for etableringen af nye varmeproducerende enheder fx mangel på fysisk plads og/eller kapacitetsudfordringer i elnettet.

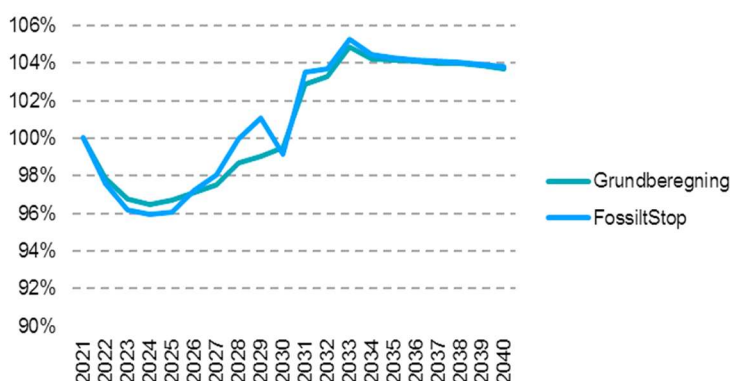
Resultatet skal desuden kun betragtes som en selskabsøkonomisk vurdering af fjernvarmeproduktionsomkostninger og tager derfor ikke højde for andre typer af omkostninger, som vil være forbundet med et stop for brugen af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion fx meromkostningerne knyttet til elforsyningssikkerhedsopretholdelsen ved en høj grad af lukning af fossilbaseret elproduktionskapacitet. Der tages heller ikke højde for eventuelle strandede omkostninger ved et fossilstop.

#### 5.4.2 Decentrale fjernvarmeområder

For de decentrale områder ses der ikke en stor forskel mellem de to analyserede scenarier på lang sigt, hvilket er udtryk for, at lukningen af fossilbaseret fjernvarmeproduktion generelt muliggør en selskabsøkonomisk besparelse, der opvejer de større investeringsomkostninger, som FossilStop scenariet medfører. Dette kan ses i nedenfor Figur 5.6 og i Tabel 5.3 ved stigningen i fjernvarmeprisen i perioden 2027-2029 pga. større investeringer (hovedsageligt i elkedelkapacitet) efterfulgt af faldet i 2030 i takt med, at størstedelen af den fossilbaserede fjernvarmekapacitet lukkes i FossilStop scenariet.

Figur 5.6: Udvikling i fjernvarmepris i de decentrale fjernvarmeområder (vægtet gennemsnit af alle danske decentrale fjernvarmeområder)

Decentrale fjernvarmeområder (indeks, 100=Grundberegning 2021)



Tabel 5.3: Breakdown af 2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i FossilStop scenarie ift. Grundberegning

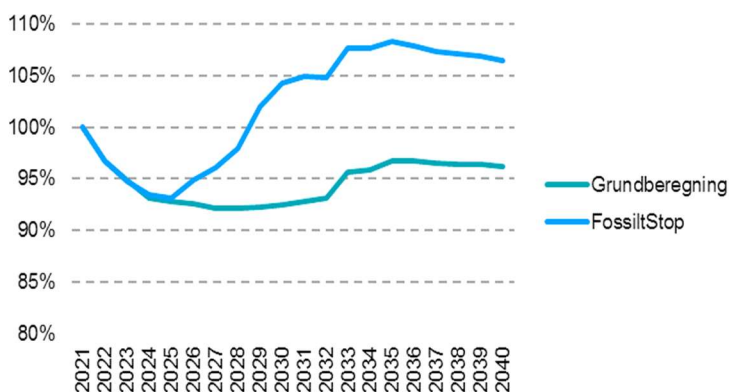
2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger, mia. kr.	Decentrale områder
Investeringsomkostninger	+171
Faste D&V omkostninger	-147
Variable D&V omkostninger	+4
Brændselsomkostninger	-81
CO <sub>2</sub> -kvoteomkostninger	-19
Eltarif-omkostninger	+17
Elomkostninger <sup>1</sup>	+112
Afgifter	-53
Subsidier	0
<b>Samlet FossilStop ift. Grundberegning</b>	<b>+4</b>

<sup>1</sup> Elomkostninger dækker over elforbrug til fjernvarmeproduktion og indtægter fra elsalg (med negativt fortegn)

Resultatet er et gennemsnit af alle danske decentrale fjernvarmeområder. Der vil være områder, hvor et stop for brugen af fossile brændsler vil få fjernvarmeprisen til at stige. Det gælder især de decentrale områder uden kraftvarme, hvor spidslastbehovet dækkes med olie- og naturgasfyrede kedler, som i FossilStop scenariet erstattes af elkedler. Fjernvarmeprisen i disse områder kan stige med op til 15 pct. i 2040 ift. Grundberegning.

Figur 5.7: Udvikling i fjernvarmepris i udvalgte decentrale fjernvarmeområder uden fossilbaseret kraftvarme i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapacitet (vægtet gennemsnit af alle områder)

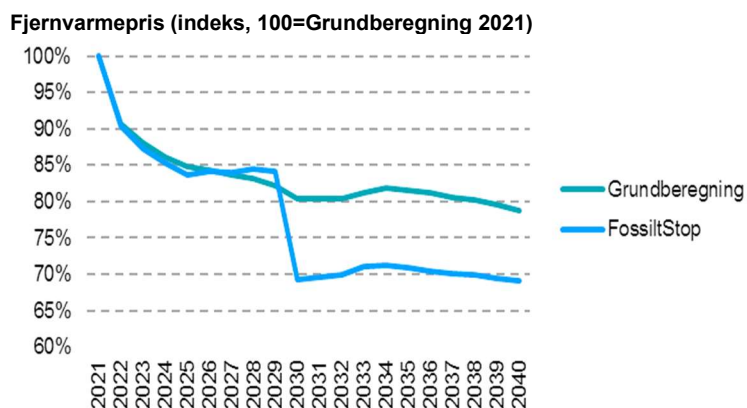
Fjernvarmepris, (indeks 100=Grundberegning 2021)



De største besparelser findes imidlertid i decentrale områder, som i dag har naturgasfyret kraftvarme i deres fjernvarmeproduktionsmiks. Grundberegningen viser generelt forringet driftsøkonomi på naturgasbaseret kraftvarme bl.a. pga. lave elpriser i fremskrivningsperioden. Ud fra et fjernvarmesynspunkt kan det derfor være fordelagtigt at udfase naturgasbaseret kraftvarmekapacitet, som kun bidrager marginalt til fjernvarmeproduktion, givet de forholdsvist store faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger.

I Grundberegning antages det imidlertid, at en række fossilbaserede kraftvarmeværker vil være i drift frem mod 2040 bl.a. af hensyn til opretholdelsen af elforsyningsikkerhed. Der tages ikke højde for omkostninger relateret til elforsyningsikkerhed, som lukninger i FossilStop scenariet kan medføre. Der tages heller ikke højde for eventuelle strandede omkostninger. Det bemærkes endvidere, at der ikke er taget højde for evt. forhindringer for etableringen af nye varmeproducerende enheder fx mangel på fysisk plads og/eller kapacitetsudfordringer i elnettet.

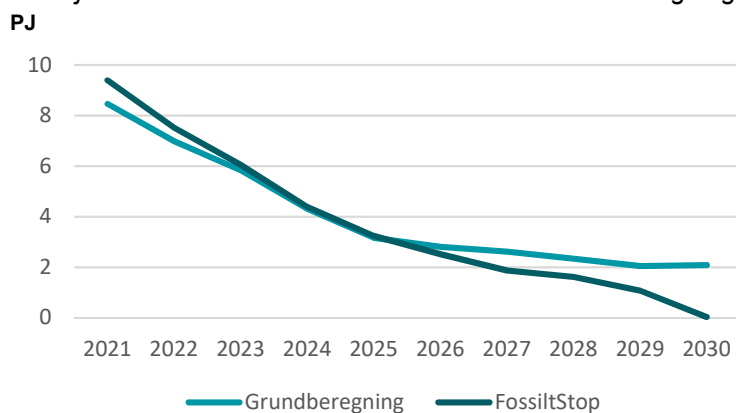
Figur 5.8: Udvikling i fjernvarmepris i udvalgte decentrale fjernvarmeområder, som i dag har fossilbaseret kraftvarme i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapacitet (vægtet gennemsnit af alle områder)



## 5.5 Effekter på gasforbrug og -tariffer

Ledningsgasforbruget har over den seneste årrække været faldende, og denne tendens forventes at fortsætte frem mod 2030. I Figur 5.9 ses udviklingen i forbruget fra 2021 frem mod 2030.

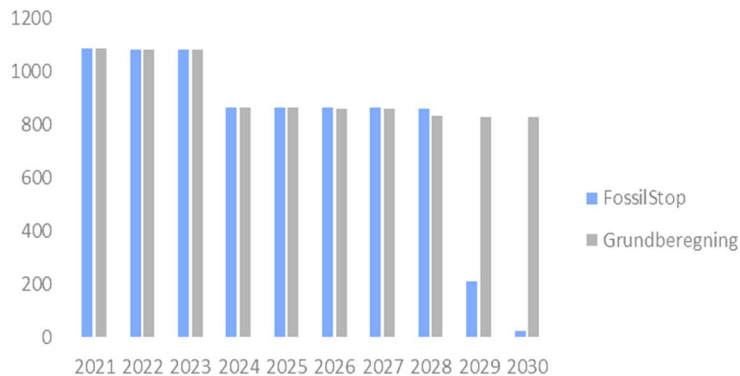
Figur 5.9: Den forventede udvikling i ledningsgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion på decentrale fjernvarmeværker frem mod 2030 i hhv. Grundberegning og FossilStop scenariet



På de decentrale fjernvarmeværker forventes ledningsgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion frem mod 2030 at falde fra ca. 20 PJ til knap 2 PJ i Grundberegning. Der forventes nogenlunde samme udvikling i forbruget af ledningsgas til el- og fjernvarmeproduktion frem mod 2025 i FossilStop scenariet og Grundberegning. Fra 2026 til 2030 vil der dog være et fortsat fald i forbruget under FossilStop scenariet, hvor forbruget er langsommere faldende i Grundberegningen. Forklaring på at gasforbruget falder, skyldes at antallet af værker er nedadgående i perioden, og de tilbageværende værker bruger mindre ledningsgas end tidligere. I figuren nedenfor er udviklingen i antal værker i de to scenarier præsenteret.

Figur 5.10: Antal decentrale fjernvarmeværker frem til 2030 i hhv. Grundberegningen og FossilStop scenariet

#### Antal decentrale naturgasværker



Det ses af Figur 5.10, at udviklingen i antal værker følges ad frem mod 2025, og at der derefter forventes en markant hurtigere reduktion i FossilStop scenariet, da flere værker vil omlægge varmeproduktionen i kraft af udfasningen af naturgas i 2030. Denne tendens er særligt følsom for dels hvorledes det fossile stop måtte blive implementeret i praksis (herunder om forbrug af ledningsgas tolkes som fossilt forbrug), samt hvornår andelen af grøn gas i ledningsgasnettet når 100%. Yderligere tiltag til at fremme produktionen af VE-gas, eller f.eks. omstille husholdningernes gasforbrug, kan således forskyde disse balancer og muliggøre en fortsat drift af decentrale kraftvarmeværker på grøn gas fra ledningsgasnettet. Dette kan være en hensigtsmæssig vej af hensyn til elforsyningssikkerheden.

## 5.6 Udvikling i gastariffer

Gas til fjernvarmeproduktion og decentral kraftvarme udgør omkring 20 pct. af Evidas transporterede gasmængder. Ved en udfasning af naturgas til fjernvarmeproduktion vil det derfor have en mærkbar påvirkning af selskabets distributionstariffer.

For distributionsselskabernes driftsomkostninger gælder, at de i stor udstrækning er uafhængige af antallet af kunder og antallet af distribuerede Nm<sup>3</sup> gas. Det er således kun en mindre del af omkostningerne, som vil kunne nedbringes ved konvertering af gasfyrede fjernvarmeværker til anden form for fjernvarmeproduktion. Afskrivninger og forrentning af eksisterende anlæg kan ikke tilpasses, ligesom reinvesterings/vedligeholdelse kun kan forventes tilpasset i mindre omfang ved afsætningsreduktioner. Dette indebærer, at Evidas driftsomkostninger, afskrivninger og refinansiering/vedligeholdelse skal dækkes gennem de resterende kunders distributionstariffer, hvorfor de resterende kundegrupper vil opleve en stigning i distributionstarifferne.

Som led i analysen af FossilStop scenariet har Energistyrelsen bedt Evida om at beregne en forventet virkning på distributionstariffer ved bortfald af gasafsætning til fjernvarmekunder frem til 2030. Udviklingen i distributionstariffen er baseret på Evidas nuværende tarifsysteem, hvor der anvendes otte trin. Tarifsysteemet er udformet således, at ved stigende aftag af gas falder tariffen. Husholdninger og små erhvervsdrivende betaler således typisk den højeste distributionstarif, mens de største virksomheder og decentrale kraftvarmeværker betaler mærkbart lavere distributionstarif pr. aftaget m<sup>3</sup> gas. I Tabel 5.4 og Tabel 5.5 ses gasdistributionstarifferne for 2021.

Tabel 5.4: Evida Nord og Evida Syds distributionstarif ekskl. moms i 2021

Interval	Evida Nord Kr. pr. m <sup>3</sup> gas	Evida Syd Kr. pr. m <sup>3</sup> gas
0 - 6.000 m <sup>3</sup>	0,411	1,414
6.000 - 20.000 m <sup>3</sup>	0,411	1,414
20.000 - 75.000 m <sup>3</sup>	0,411	1,316
75.000 - 150.000 m <sup>3</sup>	0,242	0,854
150.000 – 300.000 m <sup>3</sup>	0,149	0,478
300.000 – 10.000.000 m <sup>3</sup>	0,106	0,361
10.000.000 – 35.000.000 m <sup>3</sup>	0,106	0,251
> 35.000.000 m <sup>3</sup>	0,099	0,238

Tabel 5.5: Evida Fyns distributionstarif ekskl. moms i 2021.

Interval	Evida Fyn Kr. pr. m <sup>3</sup> gas
0 - 20.000 m <sup>3</sup>	1,245
20.001 - 75.000 m <sup>3</sup>	1,176
75.001 - 150.000 m <sup>3</sup>	0,673
150.001 - 300.000 m <sup>3</sup>	0,373
300.001 – 800.000 m <sup>3</sup>	0,287
800.001 – 5.000.000 m <sup>3</sup>	0,259
5.000.001 – 15.000.000 m <sup>3</sup>	0,147
15.000.001 – 99.999.999 m <sup>3</sup>	0,132

Den beregnede prisudvikling ses i Tabel 5.6. Udviklingen frem mod 2024 kan til dels forklares med den forestående sammenslutning af de tre regionale selskaber. I forbindelse med sammenslutningen er det blevet besluttet, at selskabernes distributionstariffer skal videreføres i en overgangsperiode frem til 2024, hvorefter Evida vil have ens landsdækkende distributionstariffer. Dette vil medvirke til, at distributionstariffen i 2024 vil stige for kunder i Evida Nord's distributionsområde, mens tariffen omvendt vil falde for hhv. Evida Syd og Evida Fyns distributionsområder.

Tabel 5.6: Evidas forventede ensartede landsdækkende tariffer i 2024, i Grundberegningen i 2030 og tved FossilStop i 2030

Interval	Grundberegning i 2024 (kr. pr. m <sup>3</sup> gas)	Grundberegning i 2030 (kr. pr. m <sup>3</sup> gas)	FossilStop i 2030 (kr. pr. m <sup>3</sup> gas)
0-20.000 m <sup>3</sup>	0,589 kr.	0,721 kr.	0,787 kr.
20.001-75.000 m <sup>3</sup>	0,589 kr.	0,721 kr.	0,787 kr.
75.001-150.000 m <sup>3</sup>	0,366 kr.	0,424 kr.	0,463 kr.
150.001-300.000 m <sup>3</sup>	0,214 kr.	0,261 kr.	0,285 kr.
300.001-10 mio. m <sup>3</sup>	0,152 kr.	0,186 kr.	0,203 kr.
10 mio-35 mio. m <sup>3</sup>	0,152 kr.	0,186 kr.	0,203 kr.
>35.mio m <sup>3</sup>	0,142 kr.	0,174 kr.	0,190 kr.

Det ses af tabellen, at der fra 2024 og frem mod 2030 vil forekomme prisstigninger – både i Grundberegning og FossilStop scenariet.



Den forventede prisudvikling er et resultat af tendensen i Figur 5.9 og Figur 5.10, hvor både afsætnin- gen af naturgas og antallet af decentrale naturgasværker, forventes at falde frem mod 2030 i begge scenarier.

Det fremgår af Tabel 5.6, at tarifferne til husholdninger skønnes at stige med ca. 22 pct. fra 2024 til 2030 i Grundberegningen som følge af faldende antal gasforbrugere. I FossilStop scenariet skønnes det, at tariffen vil stige med ca. 33 pct. 2030 skønnes tariffen at stige yderligere. Tilsvarende skønnes tariffen for en erhvervskunde med et gasforbrug på 300.000-10 mio. m<sup>3</sup> at stige med hhv. godt 20 pct. fra 2024 til 2030 i Grundberegningen og med 34 pct. fra 2024 til 2030 ved FossilStop scenariet.

En gennemsnitlig husstand med et årligt naturgasforbrug på 1.600 m<sup>3</sup> vil således opleve en årlig tarif- stigning på ca. 210 kr., eksklusiv moms, i 2030 i Grundberegning ift. 2024. Ved FossilStop scenariet vil stigningen udgøre 317 kr., eksklusiv moms i 2030. For en erhvervsvirksomhed med et årligt gasfor- brug på 3 mio. m<sup>3</sup> vil den tilsvarende stigning i distributionstariffen indebærer en årlig stigning i 2030 på ca. 100.000 kr., eksklusiv moms i 2030 i Grundberegningen og ca. 150.000 kr. årligt i 2030 ved FossilStop scenariet.

## 6 Konsekvenser ved begrænsning af træforbrug til el- og fjernvarmeproduktion

Dette kapitel præsenterer resultater for BioSoft og BioHard scenarier, som forudsætter hhv. en blød og en hård udfasning af træbiomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark.

En udfasning af træbiomassefyrede fjernvarmeanlæg vil generelt påvirke grund- og mellemlast anlæg, hvorfor den udfasede fjernvarmekapacitet primært erstattes af store varmepumper. Varmepumper forventes i BioSoft at dække 55 pct. af fjernvarmebehovet og 65 pct. i Biohard i 2040. Gennemførligheden af denne udbygning er særligt usikker bl.a. med hensyn til arealkrav i tætbefolkede områder.

Den større fjernvarmeproduktion fra varmepumper resulterer i et større elforbrug i Danmark, hvilket hovedsageligt dækkes af en større elimport fra udlandet. Den danske elpris forventes at stige som følge af træbiomassebegrænsning, men stigningen vurderes at være begrænset.

Effekten af træbiomassebegrænsning på fjernvarmeprisen vil afhænge af sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapaciteter i det pågældende fjernvarmeområde. Modelberegninger viser generelt en selskabsøkonomisk gevinst i udfasningen af biomassekedler til fordel for eldrevet fjernvarmeproduktion, hvilket bl.a. skyldes lave elpriser og nedsatte elvarmeafgifter. En forceret udfasning af træbiomasse vil imidlertid gå ud over varmeproduktionsomkostningerne i fjernvarmeområder med nyetablet træbiomassekraftvarme, som typisk har tilstrækkelig driftsøkonomi takket være bl.a. afgiftsfordele de er blevet tildelt for at omlægge produktionen fra kul, og støtte til elproduktion baseret på biomasse.

### 6.1 Omlægning af produktionskapaciteter

Træbiomassebegrænsningsscenarierne forudsætter, at der ikke må hverken investeres i ny træbiomassebaseret el- og fjernvarmekapacitet eller levetidsforlænges på eksisterende træbiomassefyrede værker. Dette resulterer i en løbende udfasning af el- og fjernvarmeverker i takt med, disse værker er udtjent, som det kan ses i Figur 6.1, Figur 6.2 og Figur 6.3. BioHard scenariet indbefatter desuden et hårdt stop for forbruget af træbiomasse ved udgangen af 2034. Al træbiomassebaseret el- og fjernvarmekapacitet skal således lukkes ved udgangen af 2034, også selvom det pågældende anlæg ikke er udtjent. Andre former af fast biomasse som halm bliver ikke påvirket af begrænsninger.

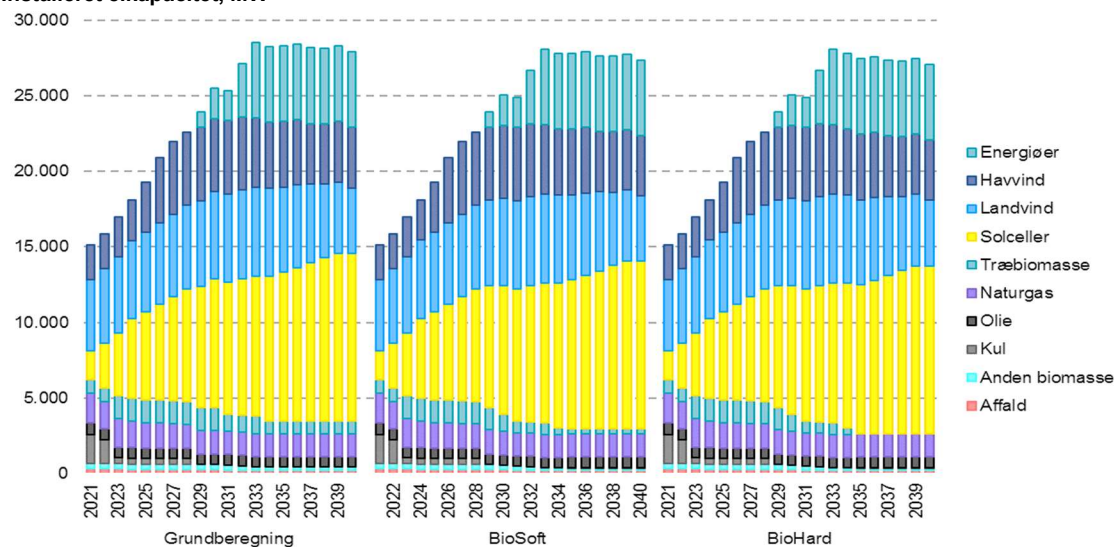
BioSoft scenariet reducerer elkapaciteten i 2040 med ca. 500 MW ift. Grundberegning svarende til en reduktion på ca. 40 pct. I BioHard scenariet er stort hele produktionskapaciteten reduktionen være på ca. 850 MW svarende til stort set hele kapaciteten. Elforsynings sikkerheden forventes således, at blive markant negativt påvirket ved en begrænsning af træbiomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion.

En begrænsning ift. at anvende træbiomasse vil generelt medfører lukninger af grund- og mellemlast fjernvarmeanlæg, hvor den primære erstatning forventes at være store varmepumper. I 2040 er der således installeret ekstra varmepumpekapacitet på 450 MW i BioSoft og 1.470 MW i BioHard i forhold

til Grundberegningen. Der ses desuden en mindre stigning i installeret kapacitet på elkedler og solvarme ift. Grundberegningen.

Figur 6.1: Udvikling i elproduktionskapaciteter i Grundberegning, BioSoft og BioHard scenarier fordelt på energiformer. Elkapaciteter opgøres per ultimo år

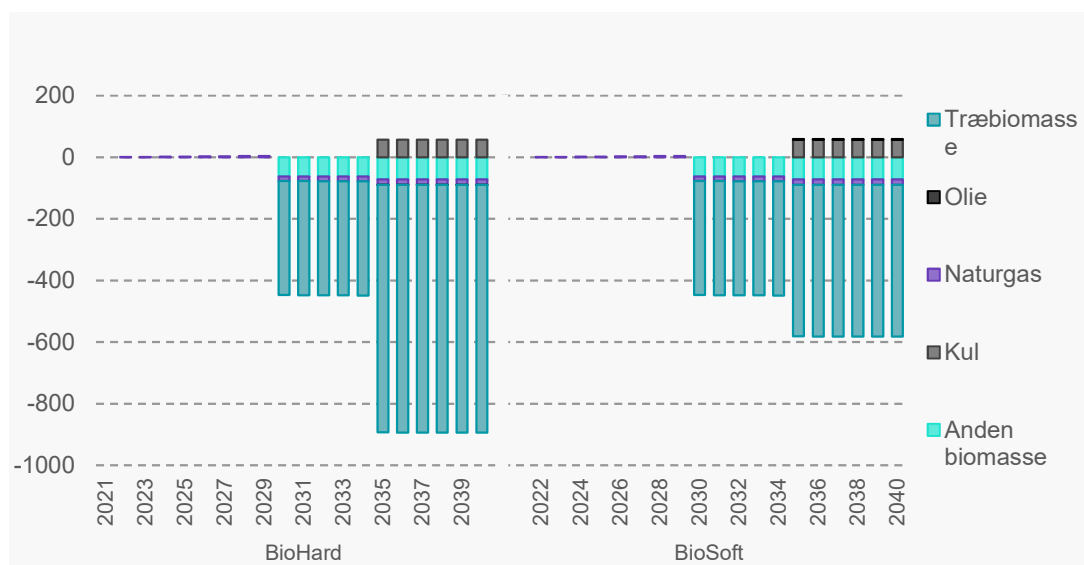
Installeret elkapacitet, MW



Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Figur 6.2: Ændring i elproduktionskapaciteter i forhold til Grundberegning i BioSoft og BioHard scenarier fordelt på energiformer.

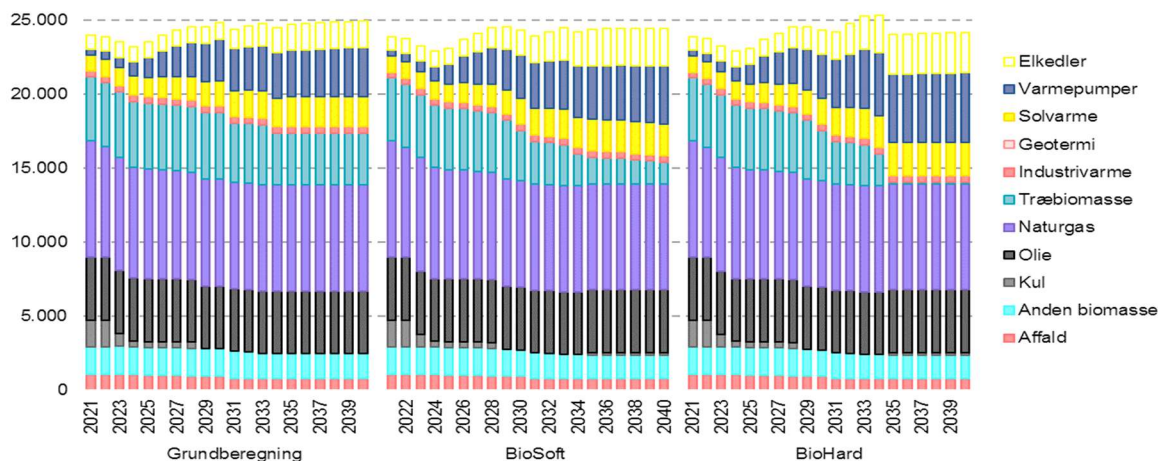
Ændring i installeret elkapacitet, MW



Anm.: Elkapaciteter opgøres per ultimo år. Med naturgas forstås ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet bionaturgas.

Figur 6.3: Udvikling i fjernvarmeproduktionskapaciteter i Grundberegning, BioSoft og BioHard scenarier fordelt på brændsler eller teknologier

Installeret varmekapacitet, MJ/s



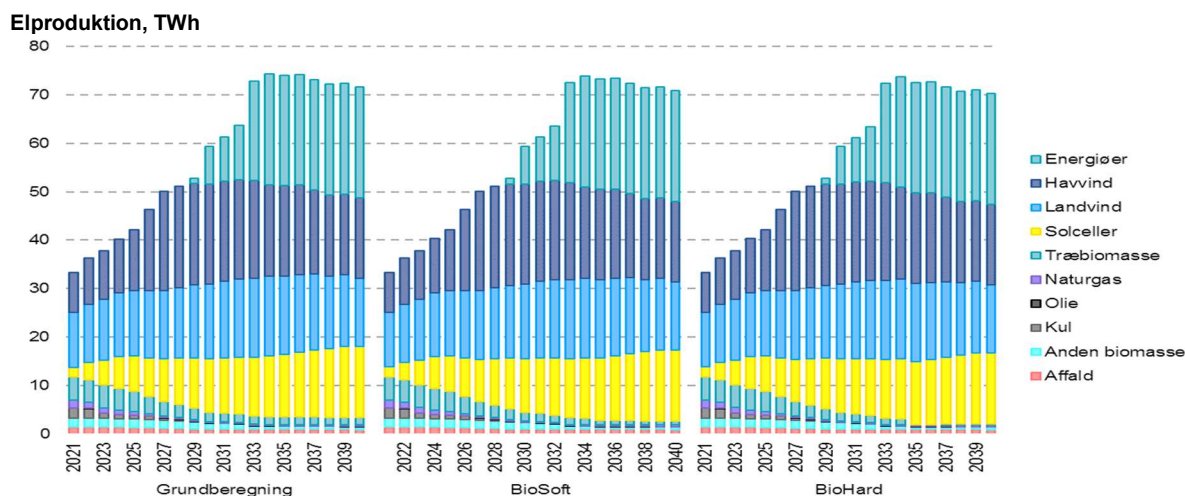
Anm.: Varmekapaciteter opgøres per ultimo år. Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Udbygningen med varmepumper i BioSoft og BioHard scenarierne beregnes med DH-Invest model. Modellen foretager en teknisk-økonomisk analyse, hvor den ikke tager højde for arealkrav til nye installationer eller øvrige lokale begrænsninger. Derfor er gennemførligheden af sådan en udbygning meget usikker. For København svarer udbygningen med varmepumper i BioHard til et ekstra arealbehov på ca. 250.000 m<sup>2</sup> ift. Grundberegning, og det samlede arealkrav stiger således til ca. 650.000 m<sup>2</sup>. Det samlede arealkrav i Odense stiger til ca. 130.000 m<sup>2</sup>, mens udbygningen med varmepumper i Aarhus er på samme niveau som i Grundberegning.

## 6.2 Effekter på el- og fjernvarmeproduktion

Effekten af begrænsningen af træbiomasseforbrug på den danske elforsyning ses i Figur 6.4 og .. BioSoft medfører en halvering af elproduktion på træbiomasse i 2040 ift. Grundberegningen, mens BioHard forårsager ophøret med træbiomasseforbrug til elproduktion efter 2034. Reduktionen erstattes kun i mindre omfang af fossilbaseret termisk indenlandsk elproduktion, hvilket resulterer i en større elimport.

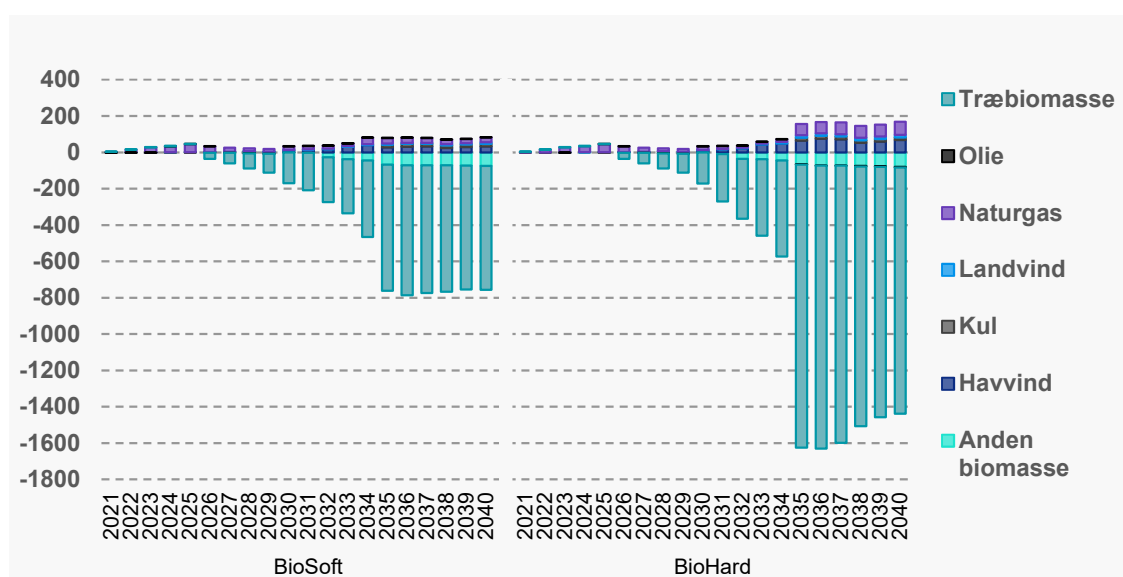
Figur 6.4: Udvikling i elproduktion i Grundberegning, BioSoft og BioHard fordelt på energiformer



Anm.: Note: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet bionaturgas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Figur 6.5: Ændring i elproduktion i forhold til Grundberegning ved BioSoft og BioHard scenarierne fordelt på energiformer

**Ændring i elproduktion, GWh**

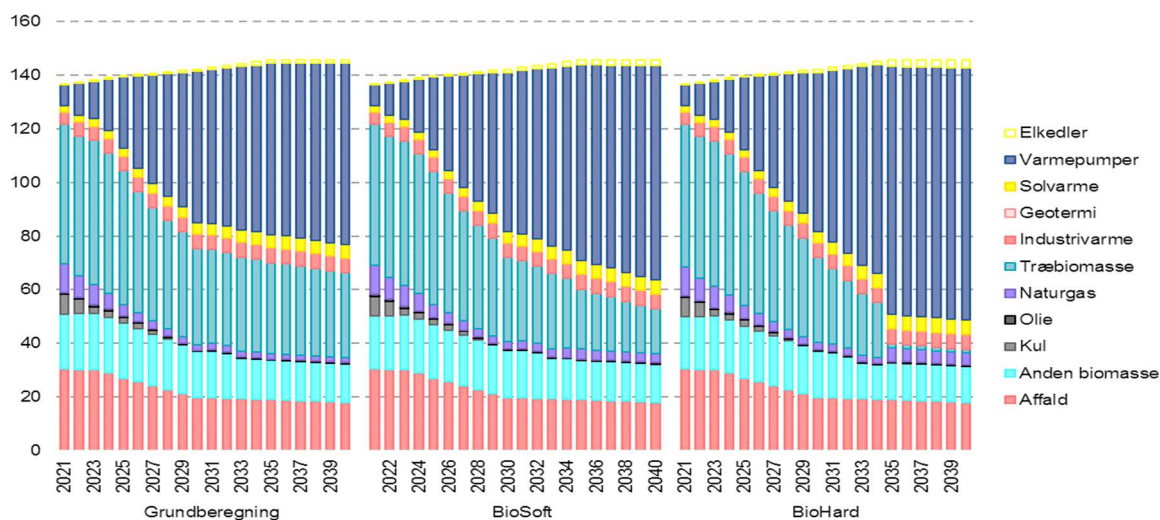


Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Begrænsningen af træbiomasseforbrug til fjernvarmeproduktion medfører imidlertid en større forandring i sammensætningen af den danske fjernvarmeproduktion, som det kan ses i Figur 6.6. Det er hovedsageligt varmepumper, der erstatter den udfasede produktion fra træbiomasse i både BioSoft og BioHard scenarierne.

Figur 6.6: Udvikling i fjernvarmeproduktion i Grundberegning, BioSoft og BioHard fordelt på brændsler eller teknologier

Fjernvarmeproduktion, PJ



Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Fjernvarmeproduktion fra varmepumper stiger således til knap 80 PJ i BioSoft scenariet og til 94 PJ i BioHard scenariet i 2040, hvilket svarer til, at varmepumper dækker hhv. 55 pct. og 65 pct. af den danske fjernvarmebehov. Det skal understreges, at modelberegninger foretages med et normalt klimaår og derfor ikke tager højde for ekstreme vejrudsving, som kan have betydning for, hvor meget lufttilvand varmepumper kan dække af varmebehov.

For både BioSoft og BioHard er den største reduktion i træbiomasseforbruget relateret til forbruget af træpiller. I BioSoft ses et fald fra ca. 31 PJ i 2021 til ca. 6 PJ i 2030 og et forbrug på ca. 0,5 PJ i 2035. For træflisen ses der et fald fra ca. 45 PJ i 2021 til ca. 33 PJ i 2030 og ca. 25 PJ i 2035.

I BioHard ses det samme fald for træpillerne på ca. 6 PJ i 2030 mens der i 2035 ikke længere er et træpilleforbrug. Træflisen falder til ca. 33 PJ i 2030 og ca. 1 PJ i 2035.

Tabel 6.1 opsummerer stigningen i elforbruget til fjernvarmeproduktion i træbiomassebegrænsnings-scenarier ift. Grundberegningen.

Tabel 6.1: Stigning i elforbrug til fjernvarmeproduktion ift. Grundberegning i BioSoft og BioHard scenarier i 2030 og 2040

Ekstra elforbrug til fjernvarmeproduktion	2030	2040
BioSoft ift. Grundberegning	+0,3 TWh	+1,2 TWh
BioHard ift. Grundberegning	+0,3 TWh	+2,4 TWh

Udfasningen af træbiomasse fra fjernvarmeproduktionsmiks medfører også en stigning i ledningsgasforbrug. Fjernvarmeproduktion på ledningsgas stiger til 3,4 PJ i BioSoft scenariet og 4,5 PJ i BioHard scenariet i 2040. Dette svarer til en stigning på hhv. 82 pct. i BioSoft og 144 i BioHard pct. sammenlignet med tilsvarende år i Grundberegningen. Da mange af de gasfyrede kedler og kraftvarmeverker i dette scenarie ikke er lukkede, pga. relativt lave faste omkostninger, kan naturgassen erstatte en del af den fortrængte træbiomasse i perioder med høje elpriser.

### 6.2.1 Effekter på drivhusgasudledninger

Det vurderes, at en begrænsning af træbiomasseforbruget til el- og fjernvarmeproduktion vil resultere i en begrænset stigning i drivhusgasudledning fra el- og fjernvarmesektoren i Danmarks drihusgasregnskab pba. det større ledningsgasforbrug. Det skønnes, at stigningen fra fossil CO<sub>2</sub> vil være på 0,25 mio. ton i både BioSoft og BioHard i 2030 sammenlignet med tilsvarende år i Grundberegningen. I Energistyrelsens seneste klimafremskrivning forventes den samlede udledning fra alle sektorer at være på ca. 35 mio. ton CO<sub>2</sub>e<sup>10</sup>. Resultatet er behæftet med store usikkerheder og afhænger bl.a. af andelen af opgraderet biogas i ledningsgasnettet.

Der tages ikke højde for afledte effekter i andre sektorer. Der tages heller ikke højde for reduktionen af metan- og lattergasudledning ved begrænsning af træbiomasseforbrug.

Det vurderes imidlertid, at træbiomassebegrænsningsscenerierne vil medføre et fald i den biogene CO<sub>2</sub>-udledning<sup>11</sup> fra el- og fjernvarmesektoren ift. Grundberegningen. Reduktionen skønnes til at være i størrelsesordenen 0,5 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030 for både BioSoft og BioHard scenarierne. I 2040 vil reduktionen ift. Grundberegningen imidlertid være i størrelsesordenen 2 mio. ton CO<sub>2</sub> for BioSoft scenariet og 4 mio. ton CO<sub>2</sub> for BioHard scenariet.

Ledningsgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion forventes at stige yderligere i BioHard scenariet frem mod 2040, hvilket vil resultere i en yderligere stigning i drivhusgasudledning fra el- og fjernvarmesektoren. Effekten er ikke kvantificeret men vurderes at være begrænset. I et klimaperspektiv kan øget opgradering af biogas til bionaturgas efter 2030 potentielt udligne det større ledningsgasforbrug i BioHard scenariet efter 2034.

### 6.3 Effekter på elpriser

Både BioSoft og BioHard scenarierne resulterer i en større fjernvarmeproduktion fra varmepumper og derfor i et større elforbrug til fjernvarmeproduktion. Dette, kombineret med lukning af danske træbiomassefyrede kraftvarmeverker og øget elimport fra udlandet, gør, at den danske elpris forventes at stige ift. Grundberegningen især i BioHard scenariet efter 2034. Modelberegninger viser dog, at stigningen i elpris er begrænset til under 5 pct. i 2040 i forhold til Grundberegningen.

---

<sup>10</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21\\_hovedrapport.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21_hovedrapport.pdf)

<sup>11</sup> Ifølge FN opgørelsesmetoden betragtes biomasse som CO<sub>2</sub>-neutral. I KF21 er der vurderet, hvor meget biogen CO<sub>2</sub> el- og fjernvarmesektoren forventes at udlede i 2030. Sektorens biogene udledningen svarer til ca. 8 mio. ton CO<sub>2</sub>e i 2030. Se Bilag i sektornotat 8A El- og fjernvarmesektor.

Figur 6.7: Udvikling i Danmarks elpris

Danmarks elpris (indeks, 100=Grundberegning 2021)



## 6.4 Effekter på fjernvarmepriser

### 6.4.1 Centrale fjernvarmeområder

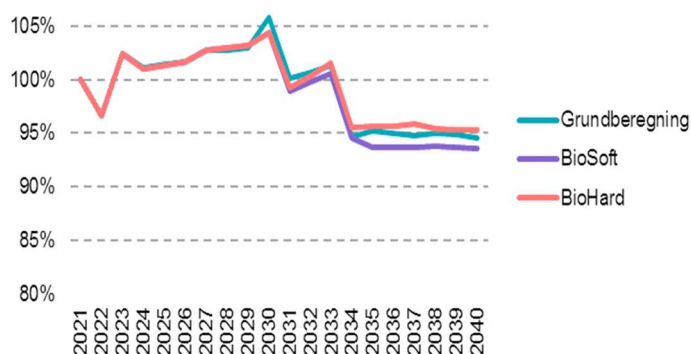
En blød udfasning af træbiomasse i el- og fjernvarmesektorerne resulterer i en marginalt lavere fjernvarmepris end i Grundberegningen frem mod 2040 i de centrale fjernvarmeområder. Omvendt vil fjernvarmeprisen være marginalt højere ved en hård udfasning af træbiomasse. Dette fremgår af Figur 6.8 og Tabel 6.2.

Modelresultaterne viser, at biomassekedler har svært ved at konkurrere mod varmepumper med de valgte beregningsforudsætninger. BioSoft og BioHard scenarierne medfører derfor en økonomisk gevinst pga. udfasningen af biomassekedler i forhold til Grundberegningen, hvor alle de eksisterende biomassekedler holdes i drift frem mod 2040. Besparselsen i faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger, og især brændselsomkostninger, opvejer investeringer i varmepumper og el-omkostninger knyttet til varmepumpedrift takket være bl.a. lave elpriser og den nedsatte elvarmeafgift.

Figur 6.8 viser, at en forceret udfasning af træbiomassefyret kraftvarme kan gå ud over fjernvarmeprisen i centrale fjernvarmeområder, hvor biomassekraftvarme har god driftsøkonomi og tilbageværende levetid. Det gælder fx lukningen af Amagerværket Blok 4 i Storkøbenhavn ved udgangen af 2034 i BioHard scenariet, hvilket bidrager til, at fjernvarmeprisen i Storkøbenhavn forventes at være højere sammenlignet med både BioSoft scenariet og Grundberegningen.

Figur 6.8: Udvikling i fjernvarmepris i de centrale fjernvarmeområder (vægtet gennemsnit af alle danske centrale fjernvarmeområder)

Centrale fjernvarmeområder (indeks, 100=Grundberegning 2021)





Tabel 6.2: Breakdown af 2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i de centrale områder i BioSoft og BioHard scenarier

2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i Mkr.	BioSoft	BioHard
Investeringsomkostninger	+142	+396
Faste D&V omkostninger	-256	-616
Variable D&V omkostninger	-17	-23
Brændselsomkostninger	-559	-1245
CO <sub>2</sub> -kvoteomkostninger	+16	+32
Eltarif-omkostninger	+96	+244
Elomkostninger <sup>1</sup>	+469	+1043
Afgifter	+55	+144
Subsidier	-6	-54
<b>Samlet ift. Grundberegning</b>	<b>-48</b>	<b>+30</b>

<sup>1</sup> Elomkostninger dækker over elforbrug til fjernvarmeproduktion og indtægter fra elsalg (med negativt fortegn)

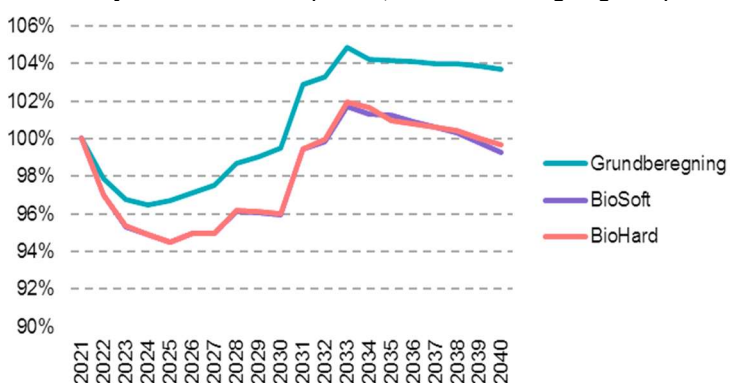
Tabel 3.1 sammenligner de økonomiske konsekvenser ved BioSoft og BioHard. Resultaterne er behæftet med store usikkerheder og afhænger bl.a. af omkostninger for nye eldrevne fjernvarmeanlæg i store byer, hvor hensynet til lokale forhold kan gøre investeringer i særligt varmepumper væsentlig større end de generiske investeringsomkostninger, som anvendes i denne analyse.

#### 6.4.2 Decentrale fjernvarmeområder

Sammenlignelige konklusioner gælder de danske decentrale fjernvarmeområder. Størstedelen af decentrale områder har en høj andel af biomassekedler i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapaciteter. BioSoft og BioHard scenarier resulterer i lavere gennemsnitlige fjernvarmepriser, idet der er bedre økonomi i eldrevet fjernvarmeproduktion og dermed i at udfase biomassekedler.

Figur 6.9: Udvikling i fjernvarmepris i de decentrale fjernvarmeområder (vægtet gennemsnit af alle danske decentrale fjernvarmeområder)

Decentrale fjernvarmeområder (indeks, 100=Grundberegning 2021)



Tabel 6.3: Breakdown af 2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i de decentrale områder i BioSoft og BioHard scenarier

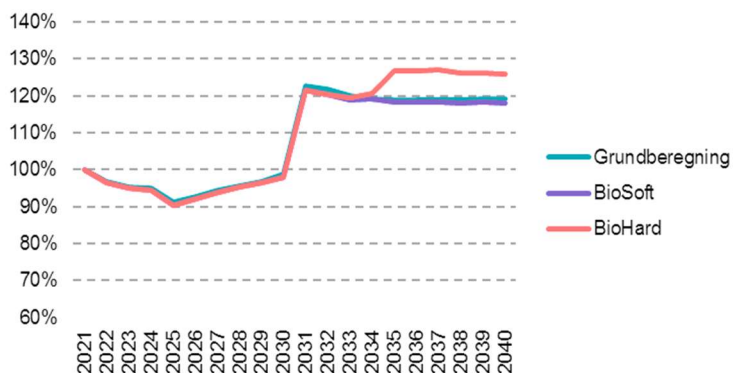
2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i Mkr.	BioSoft	BioHard
Investeringsomkostninger	+149	+282
Faste D&V omkostninger	-298	-376
Variable D&V omkostninger	-13	-9
Brændselsomkostninger	-350	-623
CO <sub>2</sub> -kvoteomkostninger	+5	+8
Eltarif-omkostninger	+111	+187
Elomkostninger <sup>1</sup>	+114	+228
Afgifter	+121	+156
Subsidier	0	0
<b>Samlet ift. Grundberegning</b>	<b>-162</b>	<b>-146</b>

<sup>1</sup> Elomkostninger dækker over elforbrug til fjernvarmeproduktion og indtægter fra elsalg (med negativt fortegn)

Der vil dog være områder med nyetableret biomassekraftvarme, som potentielt vil lide efter en hård begrænsning af træbiomasseforbrug, som vist i Figur 6.10.

Figur 6.10: Udvikling i fjernvarmepris i områder med nyetableret træbiomasse

Fjernvarme (Indeks, 100 =2021 Grundberegning 2021)



Anm.: Der er tale om udvalgte decentrale fjernvarmeområder, som i dag har nyetableret træbiomassefyret kraftvarme med tilstrækkeligt god driftsøkonomi i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapacitet (vægtet gennemsnit af alle områder).

## 7 Konsekvenser ved stop for brugen af fossil olie og naturgas til fjernvarmeproduktion kombineret med begrænsning af træforbrug til el- og fjernvarmeproduktion

Dette kapitel præsenterer modelresultater for Kombi scenariet, som kombiner et stop for brugen af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion (FossilStop) med en hård begrænsning af træbiomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion (BioHard).

I dette scenarie undergår det danske fjernvarmesystem en markant forandring. Fossilbaseret fjernvarmekapacitet erstattes af elkedler, som primært agerer som spids- og reservelast i systemet. Træbiomassefyrede fjernvarmekedler og kraftvarmeverker erstattes i stedet af varmepumper og i mindre grad nye solvarmeanlæg.

Fjernvarmeproduktion forventes at være domineret af varmepumper, som dækker 65 pct. af behovet i 2040. Den større fjernvarmeproduktion fra varmepumper resulterer i et større elforbrug i Danmark, hvilket hovedsageligt dækkes af en større elimport fra udlandet. Derfor forventes den danske elpris i 2040 også at stige med op til 6 pct. ift. Grundberegningen i tilsvarende år. Stigningen i elpris er størst i Østdanmark, hvor elprisen stiger med mere end 10 pct. ift. Grundberegningen.

Effekten af Kombi scenariet på fjernvarmepris vil afhænge af sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapaciteter i det pågældende fjernvarmeområde. Modelberegningerne viser generelt en selskabsøkonomisk gevinst ved:

- udfasningen af biomassekedler til fordel for eldrevet fjernvarmeproduktion, hvilket bl.a. skyldes lave elpriser og nedsatte elvarmeafgifter, og
- udfasning af fossilbaseret kraftvarme, som har begrænset driftstid pga. lave elpris og forholdsvis store vedligeholdelsesomkostninger.

I områder uden fossilbaseret kraftvarme, hvor spidslastbehovet dækkes med fossile kedler, og i områder med nyetableret træbiomassekraftvarme, som typisk har tilstrækkelig driftsøkonomi, takket være bl.a. afgiftsfordele og støtte til elproduktion, vil begrænsningerne i Kombi scenariet imidlertid resultere i en stigning i fjernvarmepris.

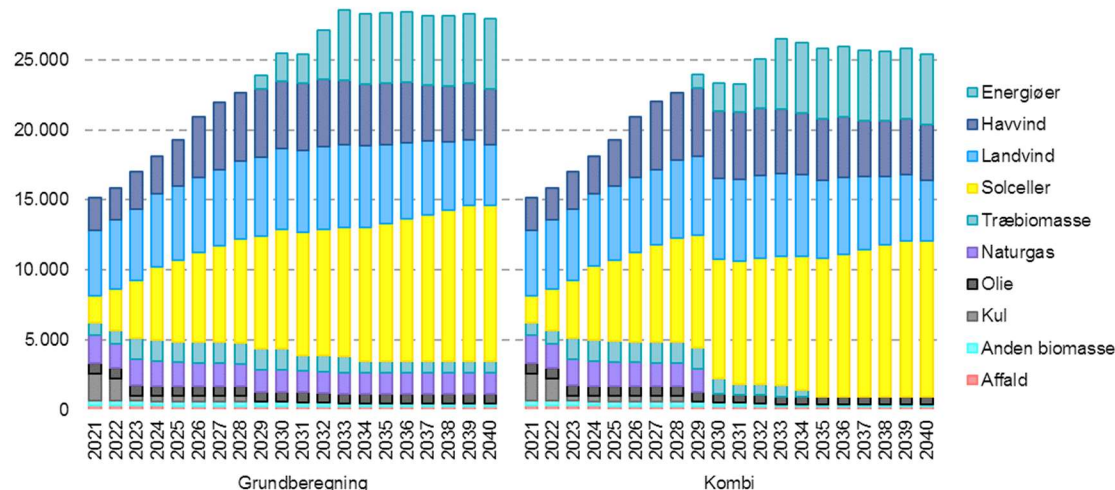
### 7.1 Omlægning af produktionskapaciteter

Kombi scenariet er kombinationen af FossilStop og BioHard scenarierne. Dette betyder, at al fossilbaseret fjernvarmekapacitet, herunder størstedelen af den fossilbaserede kraftvarmekapacitet, udfases ved udgangen af 2029, mens al træbiomassebaseret el- og fjernvarmekapacitet lukkes ved udgangen af 2034. Dette fremgår af Figur 7.1 og Figur 7.2, der viser udviklingen i hhv. el- og fjernvarmeproduktionskapaciteter i Kombi scenariet sammenlignet med Grundberegningen.

Et stop for brugen af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion kombineret med en begrænsning af træbiomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion forventes at betyde en reduktion på knap 2,5 GW elkapacitet i 2040 ift. Grundberegning. Dette svarer til en reduktion på ca. 75 pct. af den samlede termiske elkapacitet i 2040, hvorfor Kombi scenariet forventes at påvirke den danske elforsynings sikkerhed betragteligt.

Figur 7.1: Udvikling i elproduktionskapaciteter i Grundberegning og Kombi scenarier fordelt på energiformer

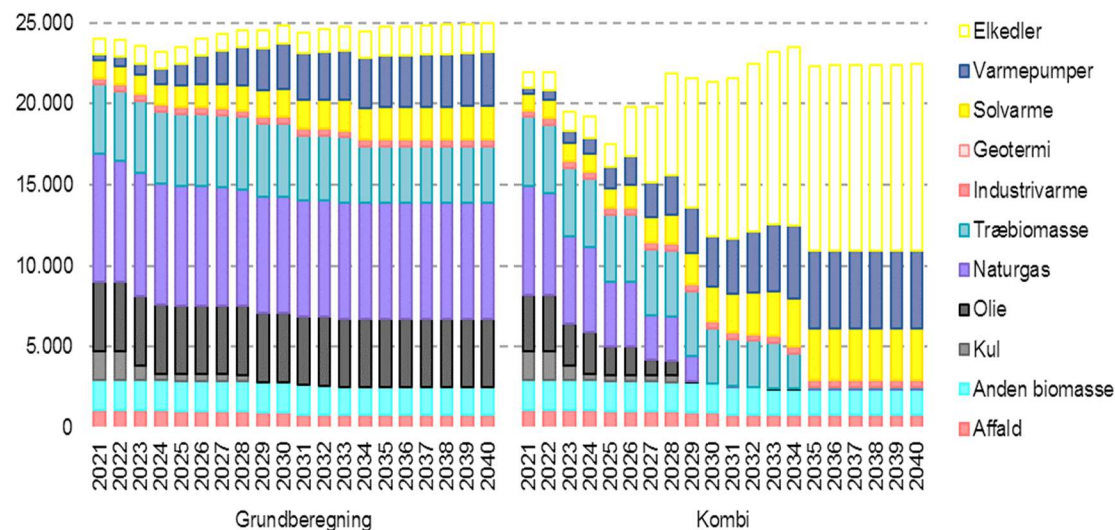
Installeret elkapacitet, MW



Anm.: Elkapaciteter opgøres per ultimo år. Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Figur 7.2: Udvikling i fjernvarmeproduktionskapaciteter i Grundberegning og Kombi scenarier fordelt på energiformer

Installeret varmekapacitet, MJ/s



Anm.: Varmekapaciteter opgøres per ultimo år. Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

I fjernvarmesektoren vil den fossilbaserede fjernvarmeproduktion hovedsageligt erstattes af elkedler, mens varmepumper og i mindre grad nye solvarmeanlæg vil erstatte de udfasede træbiomassefyrede værker. Kombi scenariet medfører således en stor udbygning med elkedler (ca. 11,5 GJ/s i 2040), som primært skal fungere som spidslast- og reservekapacitet i fjernvarmesystemer. Den samlede var-

mekapacitet på varmepumper stiger til 4,8 GJ/s i 2040 ifølge Kombi scenariet, hvilket svarer til en stigning på 45 pct. ift. Grundberegningen. Udbygningen med nye solvarmeanlæg er også betragteligt større end i Grundberegningen. Den samlede varmekapacitet på solvarmeanlæg når knap 3,2 GJ/s i 2040 i Kombi scenariet (+55 pct. ift. Grundberegning).

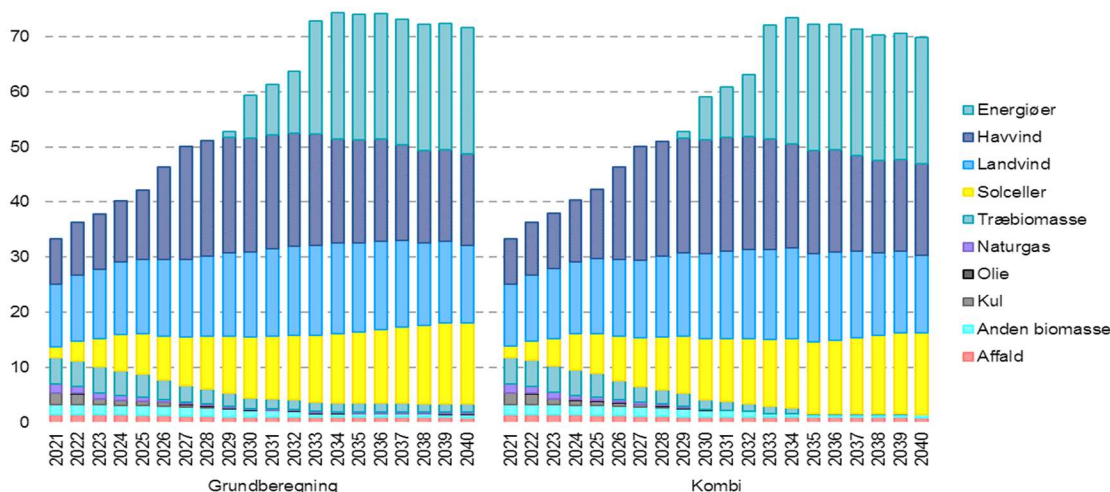
Omstillingen af fjernvarmesektoren er særligt usikker pga. faktorer, som der ikke tages højde for i modelberegningerne. Det gælder fx arealkrav til nye varmepumpe- og solvarmeanlæg. I København vil det samlede arealkrav til varmepumpeprojekter i 2040 blive ca. 700.000 m<sup>2</sup>, hvis udbygningen i Kombi scenariet skal gennemføres. Arealbehovet svarer til ca. 13 pct. af det samlede areal på amagerfælled.

Ved beregning af arealbehovet er der stort set ikke taget højde for de potentialer der ses ved at anvende overskudsvarme fra Power-to-X-anlæg. I et langsigtet perspektiv kan anvendelsen af Power-To-X være et afgørende element for at reducere antallet af varmepumper i de store byer og dermed arealbehovet. Dette afhænger dog af om der ved placeringen af Power-To-X anlæg tages højde for udnyttelsen af overskudsvarme til fjernvarmeproduktion.

### 7.1.1 Effekter på el- og fjernvarmevarmeproduktion

Effekten af Kombi scenariet på den danske elproduktion ses i Figur 7.3. Elproduktionen falder med ca. 1,7 TWh i 2040 ift. Grundberegningen. Reduktionen erstattes udelukkende med en større elimport til Danmark fra udlandet.

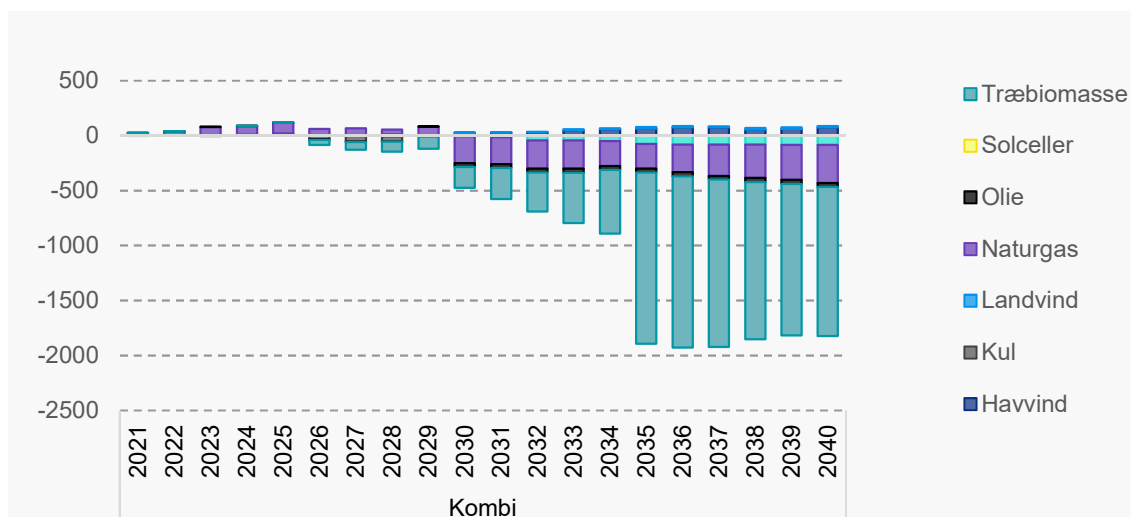
Figur 7.3: Udvikling i elproduktion i Grundberegning og Kombi scenarier fordelt på energiformer  
Elproduktion, TWh



Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Figur 7.4: Ændring i elproduktion i forhold til Grundberegning for Kombiscenariet fordelt på energiformer

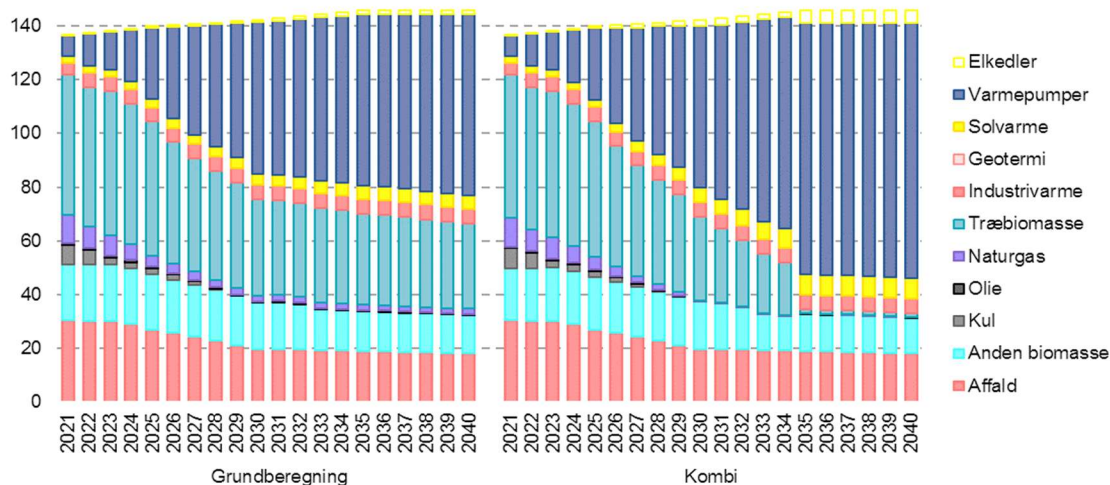
Ændring i elproduktion, GWh



Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet bionaturgas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Figur 7.5: Udvikling i fjernvarmeproduktion i Grundberegning og Kombi scenarier fordelt på energiformer

Fjernvarmeproduktion, PJ



Anm.: Med naturgas menes ledningsgas, som vil være en blanding af fossil gas og opgraderet biogas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

Det fremgår af Figur 7.5, at sammensætningen af fjernvarmeproduktion ændrer sig markant frem mod 2040 ift. Grundberegningen. Varmepumperne dækker ca. 65 pct. af fjernvarmebehovet i 2040, mens varmeproduktionen fra elkedler i 2040 er mere end dobbelt ift. Grundberegningen. Dette resulterer i et væsentligt større elforbrug til fjernvarmeproduktion, som det fremgår af Tabel 7.1.

Tabel 7.1: Stigning i elforbrug til fjernvarmeproduktion ift. Grundberegning i Kombi scenarie i 2030 og 2040

Ekstra elforbrug til fjernvarmeproduktion	2030	2040
Kombi ift. Grundberegning	+0,7 TWh	+3,0 TWh

I 2030 er det primært anvendelsen af træpillerne der reduceres fra i 2021 at udgøre ca. 31 PJ til at udgøre ca. 6 PJ, mens forbruget i 2035 forsvinder. Træflisen udgør i 2021 ca. 45PJ men falder i 2030 til ca. 33 PJ. I 2035 udgør træbiomasseforbruget ca. 2 PJ.

Det bemærkes, at Ramses modelberegning foretages med et normalt klimaår og tager derfor ikke højde for ekstreme temperaturforhold, som kan have stor betydning for, hvor meget varmepumper i virkeligheden kan bidrage til fjernvarmeproduktion. Det ses, at der stadig er et meget lille forbrug af træbiomasse på kraftværker, hvor der fortsat bruges blandet brændsel og naturgas til tilsatsfyring.

### 7.1.2 Effekter på drivhusgasudledninger

Effekten af Kombi scenariet på drivhusgasudledningen fra el- og fjernvarmesektoren i 2030 skønnes at være på niveau med effekten af FossilStop scenarie, dvs. en reduktion på ca. 0,2-0,3 mio. ton CO<sub>2e</sub>. Den tilbageværende udledning fra el- og fjernvarmesektoren skyldes dels tilsatsfyring med fossile brændsler i affaldsforbrændingsanlæg og de biomassefyrede kraftvarme- og fjernvarmeværker, som ikke er omfattet af begrænsning i Kombi scenariet, dels elproduktion på elbaserede reserveværker.

Der tages ikke højde for afledte effekter i andre sektorer. Der tages heller ikke højde for reduktionen af metan- og lattergasudledning ved begrænsning af træbiomasseforbrug. I Energistyrelsens seneste klimafremskrivning forventes den samlede udledning fra alle sektorer at være på ca. 35 mio. ton CO<sub>2e</sub><sup>12</sup>.

Det vurderes desuden, at Kombi scenariet vil medføre et fald i den biogene CO<sub>2</sub>-udledning<sup>13</sup> fra el- og fjernvarmesektoren ift. Grundberegningen. Reduktionen skønnes til at være i størrelsesordenen 0,5 mio. ton CO<sub>2</sub> i 2030. I 2040 vil reduktionen ift. Grundberegningen imidlertid være i størrelsesordenen 4 mio. ton CO<sub>2</sub>.

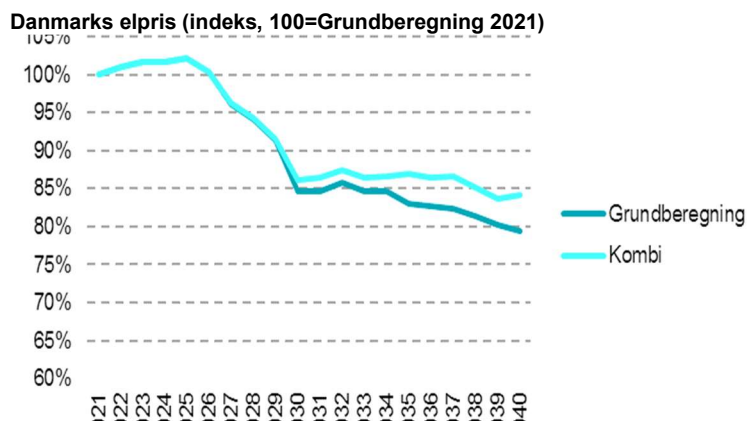
## 7.2 Effekter på elpriser

Kombiscenariet har en synlig effekt på Danmarks elpris, som det kan ses i Figur 7.6. Elprisen i 2040 forventes at være ca. 5 pct. højere i forhold til Grundberegningen, og den skyldes især det højere elforbrug til fjernvarmeproduktion, samt reduktionen i den indenlandske termiske elproduktion som scenariet medfører.

<sup>12</sup> [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21\\_hovedrapport.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21_hovedrapport.pdf) [https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21\\_hovedrapport.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf21_hovedrapport.pdf)

<sup>13</sup> Ifølge FN opgørelsesmetoden betragtes biomasse som CO<sub>2</sub>-neutral. I KF21 er der vurderet, hvor meget biogen CO<sub>2</sub> el- og fjernvarmesektoren forventes at udlede i 2030. Sektorens biogene udledning svarer til ca. 8 mio. ton CO<sub>2e</sub> i 2030. Se Bilag i sektornotat 8A El- og fjernvarmesektor.

Figur 7.6: Udvikling i Danmarks elpris



Den største stigning i elpris ses i Østdanmark, hvor elprisen er ca. 11 pct. højere i 2040 end Grundberegningen. Stigningen i Vestdanmark er derimod begrænset. Denne forskel skyldes bl.a., at Østdanmark har dårligere elforbindelser til omkringliggende elprisområder.

## 7.3 Effekter på fjernvarmepriser

### 7.3.1 Centrale fjernvarmeområder

Den gennemsnitlige fjernvarmepris for de centrale områder i Kombiscenariet frem mod 2040 afviger ikke markant fra fjernvarmeprisen i Grundberegning. Dette er et resultat af to modsatrettede effekter.

Udfasningen af fossile kraftvarmeværker medfører generelt en besparelse i fjernvarmeproduktionsomkostninger, eftersom disse værker har begrænset driftstid pga. lave elpriser og har forholdsvis store, faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger. Dette kan ses i Figur 7.7 i perioden 2029-2033, når et stop for brugen af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion er trådt i kraft. I disse tilfælde er investeringer i eldrevet fjernvarmekapacitet samt omkostninger knyttet til elforbrug lavere end omkostninger knyttet til vedligeholdelsen af eksisterende kapacitet samt brændselsforbrugsomkostninger. I Grundberegningen er ikke i alle rentable udfasninger tilladt, og dermed ikke altid muligt at opnå disse besparelser.

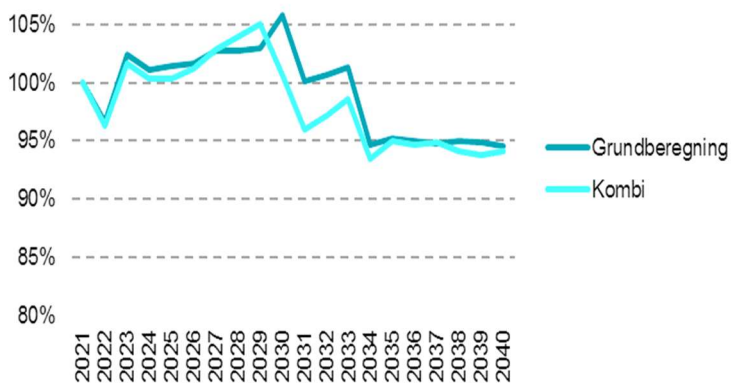
Dette tager ikke højde for rollen, som disse kraftværker spiller i opretholdelsen af elforsynings sikkerheden. Eventuelle omkostningselementer forbundet med elforsynings sikkerhed medtages ikke i analysen.

Den hårde udfasning af træbiomasseforbrug implementeres først ved udgangen af 2034, og den resulterer imidlertid i en stigning i fjernvarmeprisen i de centrale områder, hvor træbiomassefyrede kraftvarmeværker bliver påvirket. Værkerne har generelt tilstrækkeligt god driftsøkonomi, og deres erstatning med varmepumper vurderes derfor ikke at være økonomisk fordelagtigt.



Figur 7.7: Udvikling i fjernvarmepris i de centrale fjernvarmeområder (vægtet gennemsnit af alle danske centrale fjernvarmeområder)

Centrale fjernvarmeområder (indeks, 100=Grundberegning 2021)



Tabel 7.2: Breakdown af 2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i Kombi scenarie ift. Grundberegning

2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i Mkr.	Centrale områder
Investeringsomkostninger	+676
Faste D&V omkostninger	-855
Variable D&V omkostninger	-17
Brændselsomkostninger	-1471
CO <sub>2</sub> -kvoteomkostninger	-68
Eltarif-omkostninger	+280
Elomkostninger <sup>1</sup>	+1296
Afgifter	+69
Subsidier	-55
<b>Samlet Kombi ift. Grundberegning</b>	<b>-35</b>

<sup>1</sup> Elomkostninger dækker over elforbrug til fjernvarmeproduktion og indtægter fra elsalg (med negativt fortegn)

Resultatet skal kun betragtes som en selskabsøkonomisk vurdering af fjernvarmeproduktionsomkostninger og tager derfor ikke højde for andre typer af omkostninger, som vil være forbundet med en omfattende udfasning af varme- og kraftvarmeproduktionskapaciteter fx meromkostningerne knyttet til elforsyningsikkerhedsopretholdelsen ved en høj grad af lukning af elproduktionskapacitet. Der tages heller ikke højde for eventuelle strandede omkostninger ved sådan en udfasning.

### 7.3.2 Decentrale fjernvarmeområder

Jf. Figur 7.8 vil Kombiscenariet overordnet set medfører en besparelse i fjernvarmeproduktionsomkostninger ift. Grundberegningen på tværs af alle decentrale fjernvarmeområder, hvilket skyldes kombinationen af følgende to effekter:

- Udfasningen af fossilbaserede kraftvarmeverker, hvilket muliggør en besparelse i faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger i de pågældende fjernvarmenet.
- Bedre økonomi i varmepumper ift. fjernvarmeproduktion på biomassekedler, bl.a. takket være lave elpriser og nedsatte elvarmeafgifter.

I Grundberegningen begrænses de nogle rentable udfasninger, og det er dermed ikke altid muligt at opnå disse besparelser.

Figur 7.8: Udvikling i fjernvarmepris i de decentrale fjernvarmeområder (vægtet gennemsnit af alle danske decentrale fjernvarmeområder)

Decentrale fjernvarmeområder (indeks, 100=Grundberegning 2021)



I Tabel 7.3 er vist hvordan fjernvarmeproduktionsomkostningerne vil blive påvirket af Kombiscenariet. Effekterne af scenariet vil generelt vil reducere omkostningerne i 2040.

Tabel 7.3: Breakdown af 2040 fjernvarmeproduktionsomkostninger i Kombiscenariet ift. Grundberegningen

2040 fjernvarmeproduktionsomk., mia. kr.	Decentrale områder
Investeringsomkostninger	+606
Faste D&V omkostninger	-527
Variable D&V omkostninger	+2
Brændselsomkostninger	-799
CO <sub>2</sub> -kvoteomkostninger	-15
Eltarif-omkostninger	+215
Elomkostninger <sup>1</sup>	+410
Afgifter	+40
Subsidier	0
<b>Samlet Kombi ift. Grundberegning</b>	<b>-67</b>

<sup>1</sup> Elomkostninger dækker over elforbrug til fjernvarmeproduktion og indtægter fra elsalg (med negativt fortegn).

I enkelte områder, vil effekterne i Kombiscenariet påvirke fjernvarmeprisen negativt. Figur 7.9 viser, at dette især er gældende for områder uden fossilbaseret kraftvarme, hvor spidslastbehovet dækkes med fossile kedler, og Figur 7.10 viser, at det samme er gældende i områder med nyetableret træbio-massefyret kraftvarmeproduktion. Fjernvarmeprisen i disse områder at være omkring 10 pct. højere ift. Grundberegningen.

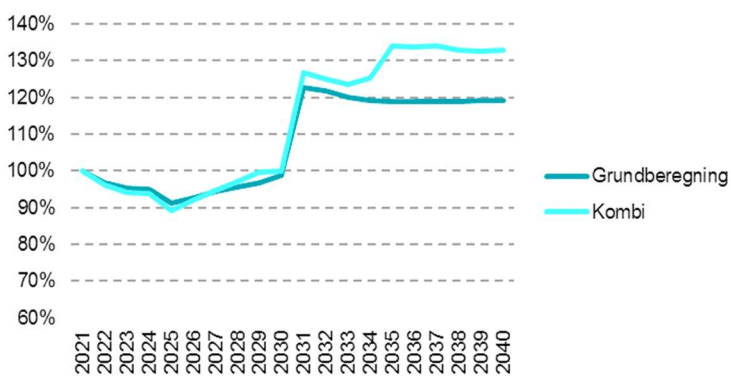
Figur 7.9: Udvikling i fjernvarmepris i udvalgte decentrale fjervarmeområder uden fossilbaseret kraftvarme i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapacitet (vægtet gennemsnit af alle områder)

Fjernvarmepris (indeks, 100=Grundberegning 2021)



Figur 7.10: Udvikling i fjernvarmepris i udvalgte decentrale fjervarmeområder, som i dag har nyetablet træbiomassefyret kraftvarme med tilstrækkeligt god driftsøkonomi i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapacitet (vægtet gennemsnit af alle områder)

Fjernvarmepris (indeks, 100= Grundberegning 2021)

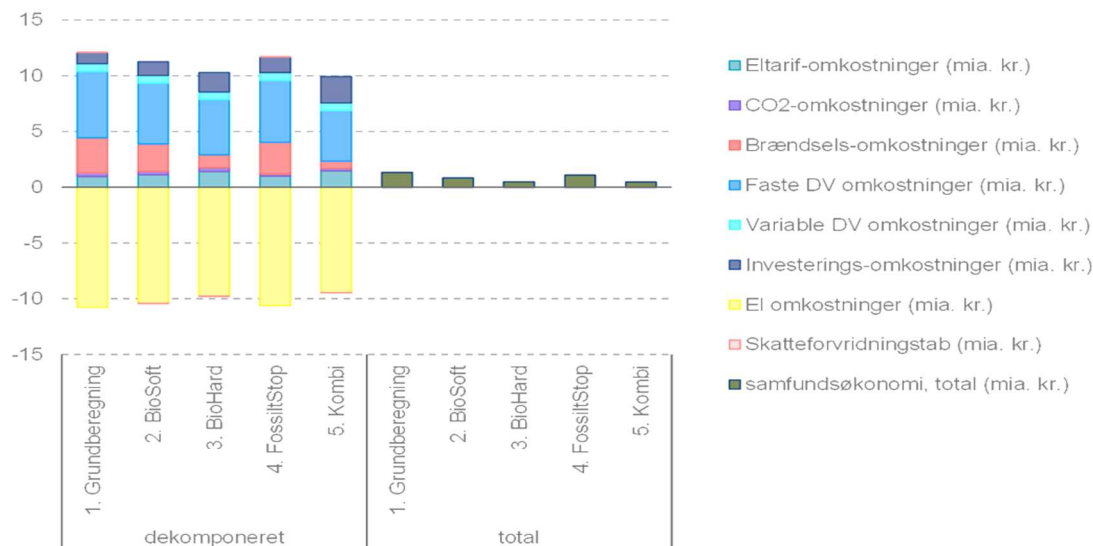


## 8 Samfundsøkonomi

Analysen har tidligere belyst økonomiske konsekvenser for forskellige sektorer. I dette afsnit beskrives de samfundsøkonomiske konsekvenser ved at gå bort fra varme- og kraftvarmeproduktion baseret på fossil olie og naturgas samt træbiomasse.

De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med fjernvarmeforsyning er illustreret for såvel Grundberegningen som de alternative scenarier i Figur 8.1.. Som det fremgår af figuren findes det, at de samfundsøkonomiske omkostninger i 2035 er stort set ens for alle scenarierne. Der vil dog være store forskelle i fordeling af omkostninger på el, brændsel, investering m.v. Hvor Grundberegningen har høje omkostninger til brændsler, vil især BioSoft og BioHard have store omkostninger til el til varmepumper.

Figur 8.1: Samfundsøkonomiske omkostninger i 2035 for fjernvarmeforsyning fordelt på scenarier  
Samfundsøkonomi: Dekomponeret, total, mia. kr.



Forskellen i de samfundsøkonomiske omkostninger vurderes at være for små til at pege på en entydig konklusion. Umiddelbart findes dog, at der kan være en samfundsøkonomisk gevinst ved at udfase træbiomasse og fossile brændsler fra fjernvarmeforsyningen, da alternative varmeproduktionsformer er konkurrencedygtige. Beregningerne er baseret på en antagelse om, at den nuværende forsynings-sikkerhed (160% kapacitet) for fjernvarmesektoren også er tilstede i scenarierne.

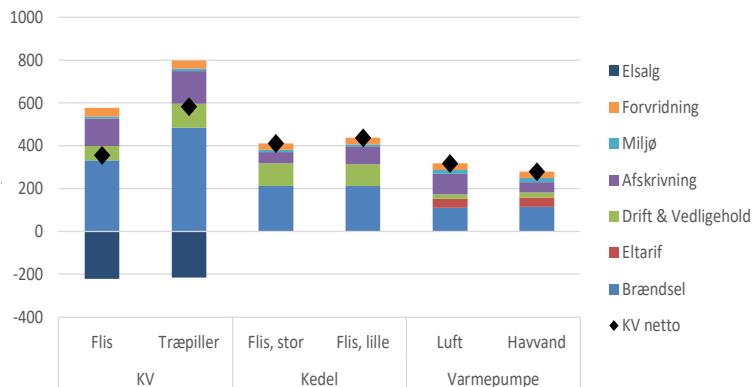
Det er vigtigt at understrege, at den samfundsøkonomiske gevinst er forbundet med stor usikkerhed, da opgørelsen ikke tager hensyn til de samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med elforsyningssikkerhed. Et problem i forhold til at konkludere på tallene er forbundet med, at værditabet ved at mangle strøm ikke er defineret.

Hvis man ser nærmere på mulighederne for at erstatte træbiomasse med varmepumper vurderes dette skift dog generelt at være samfundsøkonomisk rentabelt.

Som det fremgår af Figur 8.2. og Figur 8.3., vurderes varmepumper med luft og havvand som varmekilde, at være forbundet med færre samfundsøkonomiske omkostninger end træbiomassekedler og –kraftvarmeværker.

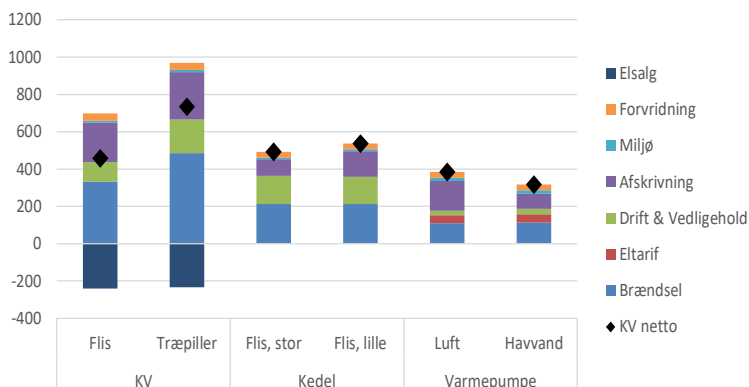
Figur 8.2: Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for udvalgte teknologier ved 5.000 årlige fuldlasttimer

Varmeproduktionsomkostninger, kr./MWh



Figur 8.3: Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for udvalgte teknologier ved 3.000 årlige fuldlasttimer

Varmeproduktionsomkostninger, kr./MWh



Figurene ovenfor illustrerer varmeproduktionsomkostningerne ved forskellige antal fuldlasttimer for at repræsentere grundlast (5.000 timer) og mellemlast (3.000) timer. I begge situationer falder varmepumperne ud med laveste gennemsnitlige varmeproduktionsomkostninger.

Erstatning af gas- og oliekedler som spidslast vil primært ske ved brug af elkedler. Overordnet set vurderes elkedler og gaskedler at være samfundsøkonomisk sammenlignelige. De samfundsøkonomiske omkostninger for el er ved et simpelt gennemsnit noget højere end omkostninger for gas. Til gengæld kan fjernvarmeselskaberne ofte anvende elkedlerne, når elpriserne er lave ved at gemme varmen i eksisterende varmeakkumuleringsstanke.

## 9 Elforsyningssikkerhed

Elforsyningssikkerhed kan inddeles i følgende tre underopdelinger: Effektilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og systemsikkerhed. Dette er beskrevet nærmere i *Analyse af elforsyningssikkerheden frem mod og efter 2030*. I dette afsnit er det beskrevet, hvordan den del af elforsyningssikkerheden, der handler om effektilstrækkelighed<sup>14</sup> bliver påvirket af de to forslag om et eventuelt stop for brugen af fossile brændsler og begrænsning af træbiomasse. Systemsikkerheden er ikke beskrevet nærmere her, da beskrivelsen af udviklingen i systemsikkerheden, der findes i *Analyse af elforsyningssikkerheden frem mod og efter 2030*, stadig gør sig gældende i tilfælde af at de to forslag indføres. Nettilstrækkeligheden er heller ikke beskrevet nærmere her, da Energistyrelsen på nuværende tidspunkt ikke er i besiddelse af tilstrækkelige data til at undersøge påvirkningen af nettilstrækkeligheden. Der er ikke i *Analyse af elforsyningssikkerheden frem mod og efter 2030*, hvor effektilstrækkeligheden beregnes pba. en blød udfasning af træbiomassen, og i dette afsnit er begrænsning af biomasse lig med BioHard scenariet i resten af nærværende rapport.

### 9.1 Data til beregning af effektilstrækkeligheden

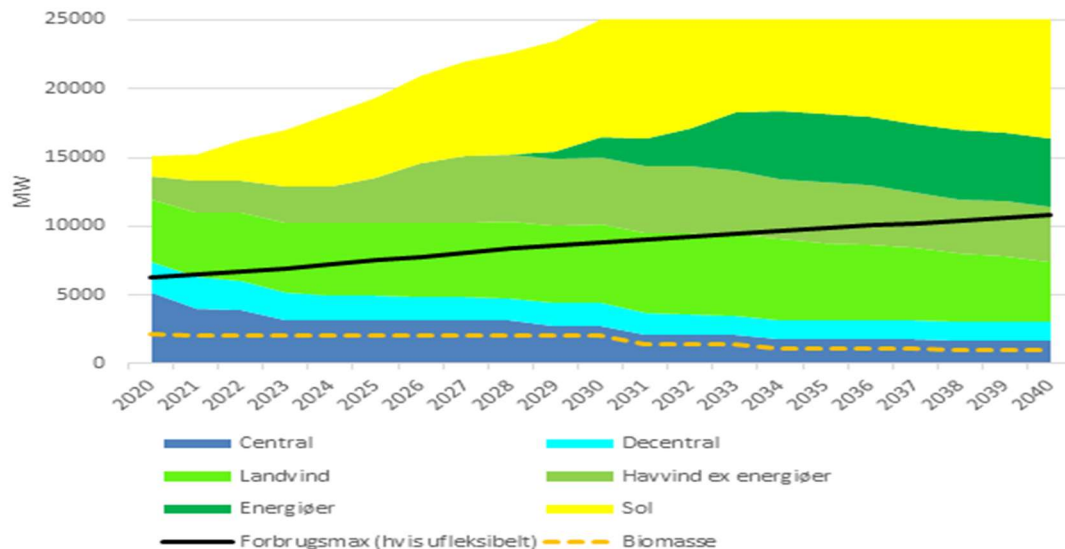
Data for elproduktionskapaciteter og elforbrug i Danmark, der indgår i beregningerne på Sisfos4 af effektilstrækkeligheden, er de samme som i KF21, dog hvor energijørerne er inkluderet. Der ændres dog i antagelser for, hvornår forskellige kraftværker tages ud af drift afhængigt af scenariet. Elforbruget og produktionskapaciteterne i udlandet er for 2025 og 2030 hentet fra ENTSO-E's datasæt til det såkaldte Midterm Adequacy Forecast (MAF) 2020. For 2021 er det fra datasættet til MAF 2019. For 2040 er data hentet fra datasættet til Ten Year Network Development Plan (TYNDP) 2020, scenariet National Trends. Der interpoleres lineært mellem de nævnte år.

Figur 9.1 viser den forventede udvikling i elproduktionskapaciteten fra de forskellige energikilder over de kommende 20 år samt forventningerne til udviklingen i elforbruget ved forbrugsmax. Der er som udgangspunkt mere kapacitet end forbrug, hvilket er nødvendigt for at kunne have balance i systemet, men det kan være et problem for effektilstrækkeligheden, at de fluktuerende energikilder sol og vind skal dække så stort et forbrug i fremtiden.

---

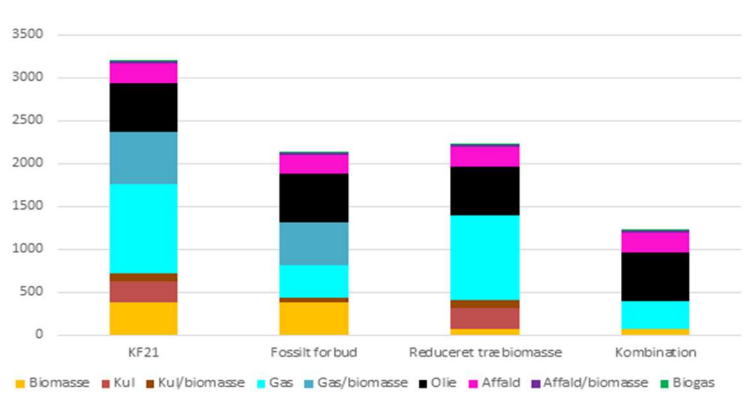
<sup>14</sup> *Effektilstrækkelighed*: Sandsynlighed for, at der er effekt nok til rådighed i et elprisområde, under hensyntagen til elproduktion, eksterne elforbindelser og fleksibelt elforbrug. Det vil sige elsystemets evne til at dække elforbrugernes samlede efterspørgsel på el med tilstrækkelig elproduktion og kapacitet i udlandsforbindelserne.

Figur 9.1: Kapacitetsbalancen i Danmark i som antaget i Grundberegningen (KF21 inkl. energigøer)  
**Kapacitetsbalance for Danmark (KF21 inkl. energigøer), MW**



Figur 9.2 viser, hvor meget produktionskapacitet fra termiske værker der vil være i 2035 afhængigt af de fire scenarier. Det vises med hvor meget kapaciteten reduceres, i de tilfælde hvor tiltagene om hhv. et stop for brugen af fossil olie og ledningsgas (FossilStop), en begrænset brug af træbiomasse (Bio-Soft og BioHard) samt kombinationen af de to gennemføres (Kombi). Der er tale om betydelige reduktioner, i forhold til grundscenariet, i alle tre tilfælde. Kul til kraftvarmeproduktion er ikke medtaget i forslaget om fossilt stop og tillades i det omfang, det indgår i KF21. Den resterende produktionskapacitet fra træbiomasse til el skyldes bl.a. tilsatsfyring med træpiller og træflis i nogle danske affaldsforbrændingsanlæg. Dette vurderes ikke at have betydning for analysens hovedresultater.

Figur 9.2: Elkapaciteten i termiske produktionsanlæg i 2035 i de forskellige scenarier  
**Elkapacitet i DK 2035 i forskellige scenarier, MW**

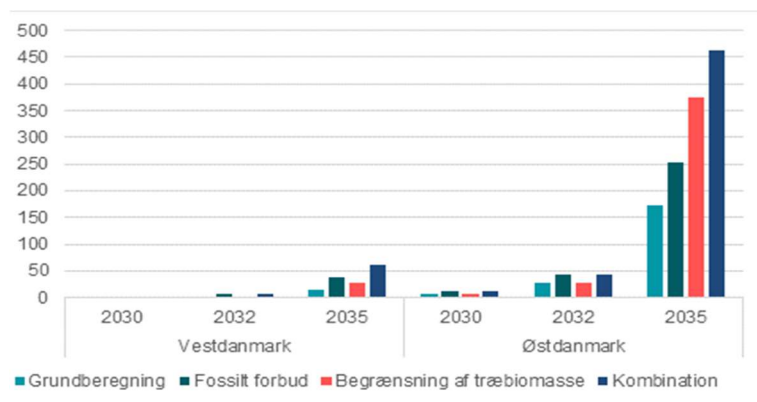


## 9.2 Resultater fra beregning af effektilstrækkelighed

Figur 9.3 viser hvordan niveauet af afbrudsminutter<sup>15</sup> forventes at stige fra 2030 til 2035 i fire forskellige scenarier, nærmere bestemt grundscenariet, scenariet med et stop for brugen af fossile brændsler, scenariet med begrænsning af træbiomasse i el- og varmeproduktionen og kombinationsscenarioet, hvor begge tiltag gennemføres.

Figur 9.3: Antal forventede afbrudsminutter ved fossilt stop, reduceret træbiomasse og kombinationen af fossilt stop og reduceret træbiomasse i forhold til grundberegningen

Afbrudsminutter ved forskellige scenarier



Beregningerne der ligger til grund for Figur 9.3 er nærmere beskrevet i rapporten *Analyse af elforsyningssikkerhed frem mod og efter 2030* samt i rapportens bilag 1. Rapporten og bilaget indeholder forklaring af hvilken metode og model, samt hvilke antagelser og data, der er benyttet i analysen af elforsyningssikkerhed. Desuden beskrives Grundberegningen samt en række følsomhedsberegninger i detaljer.

Det skal understreges, at analysens resultater er behæftet med stor usikkerhed, da der kan være store afvigelser mellem forventningerne til og realiteterne af de forskellige input i modellen, særligt når man kigger så langt ud i fremtiden.

Dertil kommer, at effektilstrækkelighed har en tendens til hurtigt at blive drastisk forværret, når først afbruddene opstår i elnettet. Det betyder, at når man er nået "det kritiske punkt", så skal der pludseligt ikke så meget til, før ændrede forhold for fx kapaciteter eller elforbrug kan være meget afgørende for udfaldet af beregningerne.

Et stop for brugen af fossile brændsler i fjernvarmen forventes at have en betydelig negativ påvirkning på effektilstrækkeligheden i Danmark, når vi kommer hen på den anden side af 2030. Dette kan stort set helt afhjælpes hvis at der i scenariet tillades fortsat drift af gasbaseret kraftvarme som forventes at kunne overgå til VE-gas. I Figur 9.3 ses en tendens til, at stoppet forstærker den stigende udvikling i

<sup>15</sup> Antal minutter pr. år en forbruger eller en gruppe af forbrugere i gennemsnit ikke har adgang til eller forventes ikke at have adgang til elektricitet.



afbrudsminutter, der er i Grundberegningen. Særligt i elprisområdet Østdanmark forventes der problemer med effektmangel i 2035, som vil blive forstærket af et stop for brugen af fossile brændsler, hvilket medfører både en stor relativ og absolut stigning i afbrudsminutter.

Figur 9.3 viser samtidigt, hvordan niveauet af afbrudsminutter ligeledes forventes at blive en del højere i 2035 både i DK1 og DK2, hvis man indfører begrænsning på træbiomasse end i Grundberegningen. Særligt i elprisområdet Østdanmark vil effekt manglen i 2035 blive forstærket kraftigt i et scenarie med reduceret træbiomasse, hvilket i høj grad kan tilskrives, at reduktionen vil medføre lukning af centrale kraftværker på Sjælland.

Figur 9.3 viser desuden, at kombinationsscenariet i 2035 forventes at skabe en endnu større udfordring med effektmangel, end de andre scenarier i figuren.

Årsagen til, at et eventuelt stop for brugen af fossile brændsler, en eventuel begrænsning af træbiomasse, samt kombinationen af de to, forventes at have så afgørende betydning for effekttilstrækkeligheden, er, at kraftvarmeværkerne, der benytter fossile brændsler og træbiomasse, bidrager med regulerbar elproduktion. Samtidig vil der komme et øget elforbrug fra de fjernvarmeanlæg, der erstatter fossilbaserede og træbiomassefyrede kraftvarmeanlæg, hvilket også har en negativ effekt på effekttilstrækkeligheden. I den forbindelse skal det nævnes, at decentrale varmepumper evt. kan have en højere virkningsgrad end centrale varmepumper, fordi man undgår fjernvarme-nettab, men at centrale varmepumper ventes at være væsentligt mere fleksible og er derfor samlet set bedre for elforsynings-sikkerheden.

Regulerbarhed fra kraftværkerne bliver et gradvist mere værdifuld karakteristika i takt med, at sol og vind udgør en stadig større andel af elproduktionen samtidig med, at elforbruget stiger.

## 10 Særlige udfordringer i de centrale områder og for spidslastforsyning

### Boks 2: Centrale områder

De centrale fjernvarmeområder omfatter områder, hvori der er placeret et eller flere centrale kraftvarmeværker. Områderne dækker således primært over fjernvarmesystemerne i de største byer. Fælles for flere af de centrale områder er, at fjernvarmeforsyningen kommer fra enkelte store værker og fordeles ud gennem transmissionsledninger til en række distributionsnet. Umiddelbart vil varmepumper være økonomisk attraktivt for disse områder.

Indpasningen af varmepumper må dog forventes at medføre en anderledes forsyningsstruktur i de centrale områder, hvor der i stedet for enkelte store primære producenter kommer en række varmepumpeanlæg fordelt ud på flere placeringer. Som udgangspunkt vil varmepumper med anvendelse af luft og havvand forventes at komme til at fylde meget i forsyningerne. De centrale områder ligger alle ud til havet eller fjorde. Havvandsvarmepumper er derfor en mulighed, men der vil dog være en grænse for hvor meget varmepumpekapacitet med havvand som varmekilder, der vil være mulig at indpasse.

Luft som varmekilde sætter ikke krav til andet end pladsbehov. Energiopretterne til disse anlæg vil dog fylde meget og driften af energiopretterne vil medføre støjgener og behov for at kunne komme af med den kolde luft. Man kan derfor ikke forvente, at alle de store varmepumpeanlæg med luft som varmekilde kan placeres inde i de store byområder. Placeringer vil derfor generelt være en udfordring i de store byer. Trækker man derimod varmepumpeanlæggene ud af den tætte bymasse, kan det give ekstra omkostninger ifm. at få varmen frem til områder i fjernvarmenettet, hvor kapaciteten er tilpas stor.

Kraftværkspladserne vil som udgangspunkt kunne anvendes til en del af varmepumpekapaciteten. Her vil der ud over plads være adgang til hav-/fjordvand til havvandsindtag, afstand til naboer og adgang til eltransmissionsnettet. En udfordring med varmepumpeforsyning fra kraftværkspladserne kan dog være, at fjernvarmetransmissionsledningerne herfra er dimensioneret til at anvende høje fremløbstemperaturer. Temperaturniveauet vil her være højere, end hvad der umiddelbart er muligt med de kendte varmepumpe typer.

De store fjernvarmeselskaber vil generelt arbejde på at nedbringe deres temperaturniveauer, da det vil gøre det muligt at implementere mere varme fra blandt andet varmepumper, forbedre varmepumpernes effektivitet samt reducere varmetab i systemet. Det er dog en langstrakt proces, og indpasning af store mængder varmepumper forventes at skulle ske hurtigere end fjernvarmenettetemperaturene kan nedbringes.

De nævnte forhold er vigtige at være opmærksomme på, når man ser på udfasning af fossile brændsler og træbiomasse i fjernvarmeproduktionen. Meget kan lade sig gøre, men det kan kræve investeringer, der væsentligt overstiger de vurderinger, der er lagt ind i forbindelse med scenarieberegningerne.

Gas- og oliekedler har længe haft en central rolle som spids- og reservelastanlæg. Anlæg, der leverer spids- og reservelast, forventes kun at få forholdsvis få driftstimer, hvorfor det er vigtigt at omkostningerne forbundet med etablering af anlæg, samt de faste, årlige drift- og vedligeholdelsesomkostninger, er lave. Man kan pga. det lave antal driftstimer og de lave faste omkostninger acceptere forholdsvis høje brændselsomkostninger. Hvis man ikke længere har muligheden for at anvende naturgas og olie til fjernvarmeproduktion, skal der findes alternative forsyningsløsninger. Disse løsninger skal gerne have samme karakteristika som gas- og oliekedler: Lave investeringsomkostninger, lave, faste omkostninger til drift- og vedligeholdelse, hurtig regulering, mulighed for lav last samt høj stabilitet.

Der er fundet følgende alternativer til at bruge naturgas og olie til spids- og reservelastanlæg:

- VE-gas til gaskedler
- Bioolie til oliekedler
- Elkedler
- Varmelager (sæsonlagring og akkumuleringstanke)
- Eksisterende men endnu ikke udtjente biomassekedler

### VE-gas til gaskedler

VE-gas vil fortsat kunne anvendes såfremt det er tilgængeligt, hvilket kun er tilfældet for enkelte fjernvarmesystemer. På sigt vil VE-andelen af ledningsgas i gasnettet forventes at nå 100 pct., hvorfor det kan blive muligt at anvende VE-gas til spids- og reservelast. Der vil ikke være ubegrænsede mængder

VE-gas til rådighed, men da der som udgangspunkt er tale om et begrænset forbrug – især til reserve-lastformål – vurderes det muligt, at fjernvarmesektoren også kan tilgå VE-gas fra gasnettet. Egnetheden af VE-gas som alternativ afhænger af de tilgængelige mængder og prisen på VE-gas, som er behæftet med betydelig usikkerhed.

#### Biolie til oliekedler

Biolie anvendes allerede i dag enkelte steder til spids- og reservelast. Biolie er ofte upraktisk ift. opbevaring og holdbarhed samt behovet for, at kedlerne skal holdes varme, hvis de skal kunne regulere med kort varsel m.v. Flere steder forsøger man at udfase denne forsyningsform. Hvis der på sigt bliver mulighed for at købe syntetisk olie eller lignende olieprodukter med kvalitet, som vi kender det fra gasolie, til konkurrencedygtige priser, kan dette også blive en mulighed. Det vurderes dog ikke umiddelbart at være realistisk, da der nok vil blive meget stor efterspørgsel på denne type brændsel.

#### Elkedler

Elkedler har meget sammenfaldende karakteristika med gaskedler. Kedlen er forholdsvis billig i etableringsomkostninger, har lave, faste omkostninger til drift og vedligeholdelse, gode reguleringsmuligheder og opererer generelt stabilt. Endvidere er den også koblet til et forsyningsnet. Ligesom med gaskedlen er der dog også det med elkedlen at 'brændslet' – her elektricitet – er forholdsvis dyrt. Selve elprisen svinger væsentligt mere end gasprisen. Der er ikke længere afgift af betydning på anvendelsen af el til fjernvarmeproduktion, men der er til gengæld omkostninger til transport af elektricitet. Omkostningerne her er afhængige af spændingsniveau, og det vil sandsynligvis være nemmere for de store fjernvarmesystemer at få adgang til el med lave transporttariffer end de mindre- og mellemstore systemer. På sigt er det ikke usandsynligt, at tarifstrukturen muliggør en nedsættelse af tarifferne på lagt elforbrug, såfremt forbruget understøtter elsystemet.

Elprisernes store fluktuationer muliggør en vis optimering af elkedlerne. Det kan betyde, at elkedlerne kan anvendes hele året til optimering af varmeproduktion i samspil med et varmelager. Herudover vil elkedlerne i kolde perioder fungere som spids- og reservelastanlæg. Når elkedlerne anvendes til spids- og reservelast, er det sandsynligt, at en stor del af varmeproduktionen må finde sted uanset, hvad elprisen måtte være. Det skal forstås således, at man har et varmemarked, der skal forsynes; også selvom elprisen er høj.

#### Varmelager (sæsonlagring og akkumuleringstanke)

Et varmelager kan være endnu en mulighed som spids- og reservelastanlæg. Varmen fra lageret kan komme fra billig varme om sommeren (solvarme, varme fra fri varmekapacitet fra varmepumper, overskudsvarme m.v.), såfremt der er tale om et sæsonvarmelager (eksempelvis et damvarmelager). Er der tale om en konventionel varmeakkumuleringstanke, som de fleste fjernvarmeselskaber allerede i dag har til rådighed, vil lageret skulle fyldes med varme fra grund- og mellemlastanlæg samt evt. elkedler anvendt ifm. lave elpriser. Disse korttidsvarmelagre vil være begrænset af, at disse skal fyldes op for at være relevante. Opfyldning vil typisk ske inden for få dage inden anvendelse. Er man inde i en længere periode med meget højt varmebehov (koldeste perioder om vinteren), kan det være en udfordring at få fri kapacitet til at fylde lageret. Elkedler vil dog fortsat kunne anvendes, selvom elpriserne måtte være høje.

### Eksisterende men endnu ikke udtjente biomassekedler

I de kommende år forventes det, at der implementeres varmepumper i de fleste fjernvarmesystemer. Disse varmepumper vil ofte levere grundlast (eller prioriteret mellemlast). I nogle systemer, især dem med træpillekedler som mellemlastanlæg, kan der ske det, at varmepumperne medfører en væsentlig reduktion i produktionsbehovet for disse eksisterende kedler. Mange kedler, der måske nok er ældre, er stadig anvendelige, og med et begrænset antal driftstimer årligt, kan det være muligt at bruge disse som spids- og reservelastanlæg. Biomassekedler kan ikke starte op hurtigt ligesom gas- og oliekedler. Det vurderes dog, at det stadig kan være rentabelt og relevant for fjernvarmeselskaber at beholde – i hvert fald – træpillekedler til spids- og reservelast indtil disse anlæg er udtjent.

Af de ovenfor nævnte løsninger vurderes følgende i høj grad at være relevante som spids- og reservelastforsyning:

- Gaskedler på VE-gas
- Elkedler inkl. varmelager
- Gas- (VE) og elkedler i kombination inkl. varmelager
- Eksisterende, endnu ikke udtjente træpillekedler
- Varmelager (sæson)

Gaskedler alene undersøges ikke nærmere, da det ift. fjernvarmesystemet vil fungere ligesom de eksisterende gaskedler. Anvendelsen af eksisterende træpillekedler undersøges heller ikke nærmere. Det er dels en meget specifik løsning (ca. 50 fjernvarmesystemer har i dag træpillekedler, der er etableret fra år 2000 og frem, ud af næsten 400 fjernvarmesystemer), dels er det uklart, hvor vidt en driftsstrategi med færre driftstimer men måske flere start/stop påvirker anlæggets levetid.

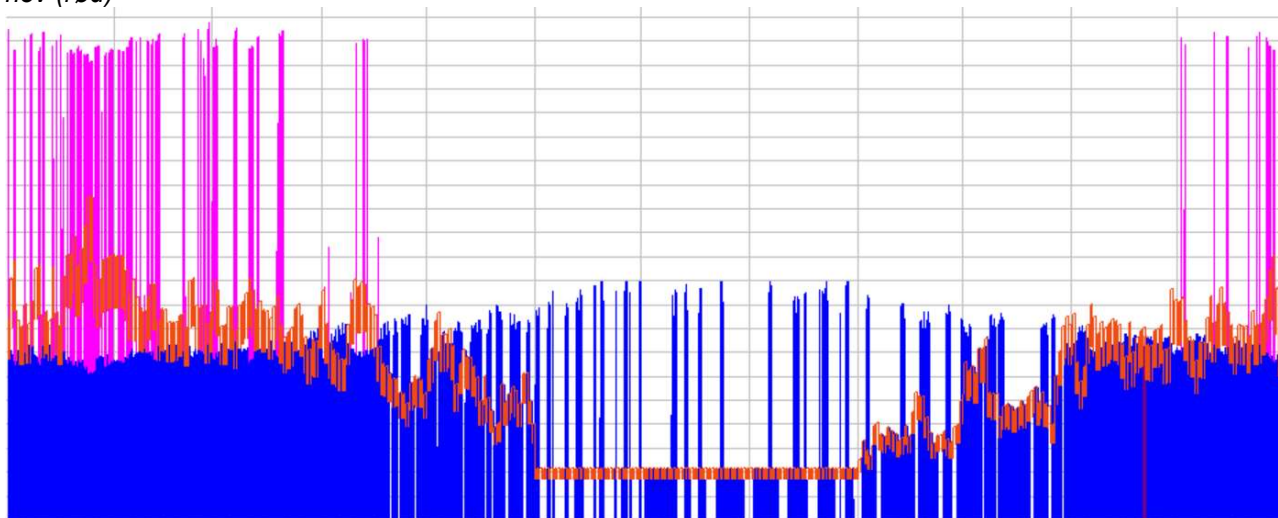
Sæsonvarmelager som spids- og reservelastanlæg er en interessant mulighed, men det vurderes at have væsentlig udfordringer. Både kapaciteten af lageret og de anlæg, der skal fylde lageret med varme, skal dimensioneres efter en meget kold vinter med flere udfald af grundlastanlæg. Hertil kommer, at der er betydelige mængder varmetab forbundet med sæsonvarmelagring. Anvendelsen af sæsonvarmelager vurderes i højere grad at være relevant som et supplement til anden spidslastanlæg (evt. kombinationen af elkedler og sæsonvarmelagring). Sæsonvarmelagring som spids- og reservelastanlæg belyses ikke nærmere her.

I det følgende belyses anvendelse af elkedler samt kombinationen af disse med gaskedler (VE) og korttidsvarmelagring til spids- og reservelast.

## **10.1 Elkedler inkl. varmelager**

Elkedler vil kunne levere stabil varmeproduktion og være tilgængelig for alle fjernvarmesystemer (med forbehold for at der nogen steder vil være behov for forstærkning af elforsyningskapaciteten til området). Hvor gas- og oliekedlers drift nøje fulgte varmebehovet, på grund af stabile brændselspriser, vil de meget fluktuerende elpriser muliggøre væsentlige besparelser såfremt der er adgang til et varmelager. Da de fleste fjernvarmeselskaber har varmelagringskapacitet til rådighed vil det være naturligt at udnytte disse varmelagre. Optimering af anvendelsen af elkedlen vurderes dog ofte at have tilpas store besparelser til at det vil kunne betale sig at etablere en varmeakkumuleringstank såfremt en sådan ikke allerede er tilgængelig.

Figur 10.1: Varmeproduktion- og behov for et år: Varmepumpe (blå), elkedel (lyserød) og varmebehov (rød)



Figur 10.1 illustrerer fordelingen af varmebehov samt produktion af varme for grundlast- og spidslast-anlæg. I eksemplet er der forudsat, at der er etableret elkedelkapacitet til at dække et evt. udfald af grundlastanlægget. Denne overkapacitet anvendes til at udnytte lave elpriser og fylde lageret. Der vil her altså være en sammensmeltning af spids- og reservelastkapacitet. Skulle grundlastanlægget havare, vil elkedlen i varmepumpens udeperiode have færre frihedsgrader til optimering, men det er sjældent, at anlæg havarerer.

I det ovenstående eksempel er der forudsat en varmelagerkapacitet, der repræsenterer størrelsen på de faktiske lagre, der findes i fjernvarmesystemer i dag. Med de i eksemplet valgte anlæg findes, at elkedlen kan nøjes med at producere i kun 16 timer af de 500 timer med højest elproduktion. Der vurderes at være et væsentligt sammenfald mellem timer med høje elpriser og timer med højt samlet elforbrug i forhold til elproduktion. Elkedlen vurderes således kun at have meget lille belastning på elforsynings sikkerheden generelt.

Selvom det vurderes muligt, at elkedler sammen med et varmelager kun vil have en begrænset belastning på elnettet generelt, men det dog stadig sætte store krav til elnettets kapacitet lokalt. I værste fald vil havariet af grundlastanlægget (her er det en varmepumpe), ske samtidig med et højt varmebehov. Varmelageret vil kunne hjælpe, såfremt dette er fyldt. Det vurderes dog alligevel i denne situation at være nødvendigt at planlægge elforsyningen efter af elkedlerne kan dække varmebehovet til enhver tid.

## 10.2 Elkedler og gaskedler inkl. varmelager

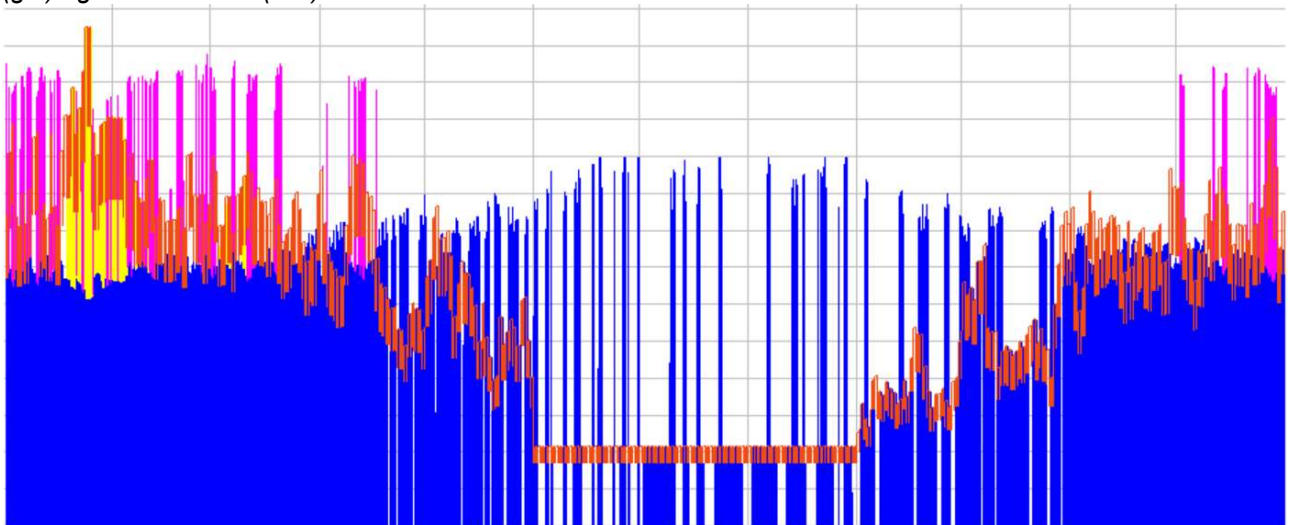
En anden mulighed for dækning af spids- og reservelast kan være kombinationen af elkedler og gaskedler i samspil med et varmelager. Uanset om gassen er fossil eller baseret på VE, vil det betyde meget for elforsyningen til området, hvis man blot kan anvende en lille smule gas. Det behøver ikke være en del af den planlagte forsyning, men alene gas anvendt til reservelast. Muligheden for at anvende gaskedlerne ved udfald af grundlastanlæg reducerer behovet for elnetkapacitet væsentligt.

De fleste fjernvarmeselskaber har allerede gaskedler stående klar til netop spids- og reservelast, og der er derfor ikke nødvendigvis på kort sigt behov for etablering af nye gaskedler. Det kan dog være relevant at være opmærksom på overgangen mellem et gasnet med en anden VE-gas i dag og tidspunktet, hvor VE-gassen udgør den samlede gasforsyning.

Hvis gaskedlen dimensioneres til at kunne dække spids- og reservelast, vil det reducere kravet til el-netkapacitet væsentligt samtidig med, at det vil være en stor gevinst for den samlede elforsyningsikkerhed i Danmark, da man i så fald principielt vil kunne lukke for elforbruget til fjernvarmeselskaberne i tilfælde af begrænset elproduktionskapacitet.

Figur 10.2: Varmeproduktion- og behov for et år: Varmepumpe (blå), elkedel (lyserød), gaskedel (gul) og varme-behov (rød). illustrerer varmebehov samt produktionsfordeling ved kombinationen af el- og gaskedler til spids- og reservelast inkl. varmelager.

*Figur 10.2: Varmeproduktion- og behov for et år: Varmepumpe (blå), elkedel (lyserød), gaskedel (gul) og varme-behov (rød)*



## 11 Konsekvenser ved begrænsning af træfyrede kedler til individuel opvarmning

### 11.1 Nuværende og fremtidigt træforbrug i individuelle kedler

Individuelle træfyrede kedler omfatter træpillefyr og brændefyr. Det er kendetegnende for disse anlæg, at de er installeret i huse med et vandbåret opvarmningssystem, og at de typisk dækker hele husets varmebehov til både rumopvarmning og varmt brugsvand.

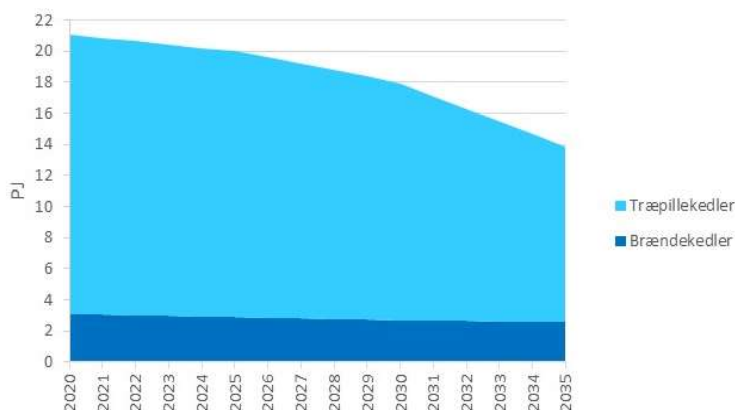
Der bruges i dag lidt over 20 PJ træ<sup>16</sup> i individuelle kedler i enfamiliehuse. Heraf udgør træpiller langt størstedelen, nemlig ca. 17 PJ, mens de resterende 3 PJ er brænde.

Over 95% af de træpiller, der bruges i Danmark i dag, importeres fra udlandet. For brænde er importandelen langt mindre, nemlig ca. 10%.

Baseret på KF21-fremskrivningen er der for forbruget af træ i individuelle kedler lavet en grundberegning af udviklingen frem til 2035. Ifølge Grundberegningen forventes forbruget af træpiller i individuelle træpillefyr at falde med næsten 40% frem mod 2035. Faldet skyldes især, at det brugerøkonomisk er billigere at anvende varmepumper til opvarmning. Det skal dog understreges, at fremskrivningen er meget usikker, da der indgår mange andre parametre end brugerøkonomi ved forbrugernes valg af opvarmningsform.

Figur 11.1 Udvikling i forbrug af træpiller og brænde i individuelle kedler frem til 2035, jf. grundberegningen. viser fremskrivningen af forbruget af træpiller og brænde i individuelle kedler frem til 2035. Brændeforbruget i kedler er beregnet under antagelse af, at 18% af brændeforbruget anvendes i kedler, mens de resterende 82% anvendes i brændeovne m.m.

Figur 11.1: Udvikling i forbrug af træpiller og brænde i individuelle kedler frem til 2035, jf. grundberegningen



<sup>16</sup> I tallet er inkluderet et mindre forbrug på ca. 1 PJ, der ikke er i enfamiliehuse, men i offentlig og privat handel og service.

## 11.2 Muligheder for reduktion af træforbrug

Fjernvarme er et oplagt alternativ til individuel anvendelse af træ i områder, hvor der er adgang til fjernvarme. Der foreligger ikke nogen opgørelse af, hvor stor en del af træpille- og brændefyrene, der ligger i fjernvarmeområder, men det kan ikke udelukkes, at det er en meget lille andel af fyrene, der har adgang til fjernvarme. Økonomien ved fjernvarme varierer meget mellem fjernvarmeområder.

Varmepumper er også et oplagt alternativ til anvendelse af træ. Typisk vælges en luft/vand-varmepumpe som erstatning for en biomassekedel. Økonomien ved brug af luft/vand-varmepumpe er belyst i det følgende.

Direkte elvarme kan være relevant for lavenergihuse med et lille varmebehov og som supplerende varmekilde, f.eks. i kombination med brændeovn. For huse med træpillefyr og brændefyr, der typisk har et ret stort varmebehov, vil direkte elvarme være en dyr løsning.

Solvarmeanlæg kan dække en del af behovet for varmt brugsvand i sommerhalvåret, men vil typisk kun kunne levere et begrænset bidrag til rumopvarmning, da solindfaldet i vinterhalvåret er alt for lille til at kunne dække opvarmningsbehovet.

Individuelle halmfyr er kun relevant for landejendomme, hvor der er let og formodentlig billig adgang til halm. Denne opvarmningsform vurderes ikke i praksis at være et reelt alternativ til brug af træ.

### 11.2.1 Samfundsøkonomiske og brugerøkonomiske omkostninger

Med henblik på at vurdere de økonomiske konsekvenser ved konvertering fra træpillefyr til varmepumper er der med udgangspunkt i Teknologikataloget beregnet samfunds- og brugerøkonomiske omkostninger ved disse to forsyningsformer. Der er ikke beregnet økonomi for brændekedler, dels fordi disse kedler udgør en lille del af den samlede bestand, og dels fordi det er meget vanskeligt at fastlægge en retvisende pris på brænde. Dette gør sig ikke mindst gældende for brugerøkonomien, idet det brænde, der bruges, ofte skaffes fra egen ejendom eller fra naboer e.l., og derfor reelt kan være næsten gratis.

Figur 11.2 viser de samfundsøkonomiske omkostninger i kr. pr. MWh leveret varme ved produktion af varme fra træpillefyr og luft-til-vand-varmepumpe. I omkostningerne indgår for begge teknologier også investeringer. Det er således forudsat, at træpillefyret udskiftes på det tidspunkt, hvor det er nedslidt, således at der skal investeres i et anlæg uanset, om man konverterer til varmepumpe eller man installerer et nyt træpillefyr til erstatning for det gamle.

Værdierne i figuren er baseret på et varmebehov for et enfamiliehus på 97 GJ/år (26,9 MWh/år)<sup>17</sup>, hvilket er noget større end varmebehovet for et standardhus på 65 GJ/år (18,1 MWh/år). Det skyldes, at huse, der har installeret træpillefyr, typisk er større end gennemsnittet.

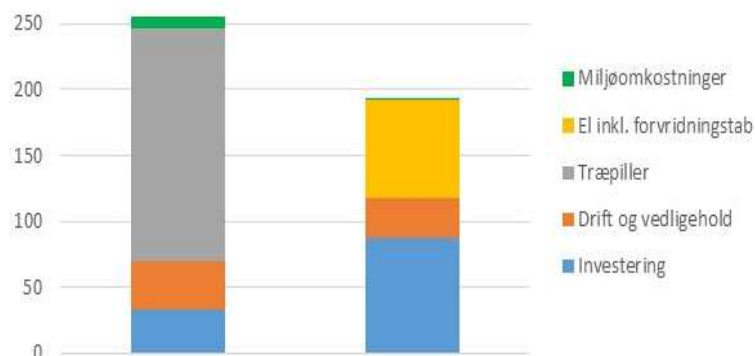
---

<sup>17</sup> Varmebehovet er baseret på data fra Energistatistik 2018.



Figur 11.2: Samfundsøkonomiske omkostninger i kr. pr. MWh leveret varme for træpillefyr og varmepumpe.

Samfundsøkonomi, årlige omkostninger, kr./GJ



Anm.: Forudsat nettovarmebehov pr. enhed: 97 GJ/år. Baseret på teknologidata for 2020.

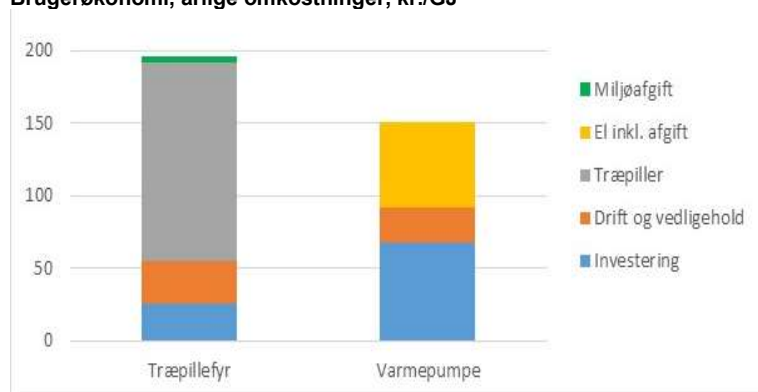
Det ses af figuren, at varmepumpen samfundsøkonomisk set er ca. 25 pct. billigere end træpillefyret.

Der er ved beregningen taget udgangspunkt i Teknologikatalogets oplysninger for 2020. For både træpillefyret og varmepumpen gælder det, at teknologierne forventes at blive billigere og mere energieffektive fremover. For træpillefyret forventes jf. Teknologikataloget en forbedring på pris og effektivitet på 5-10 pct. frem mod 2040, mens der for varmepumpen forventes en forbedring på pris og effektivitet på 15-30 pct. frem mod 2040. De forventede forbedringspotentialer for teknologierne er ikke indregnet i den samfundsøkonomiske beregning. Baseret på disse forventninger vurderes varmepumperne også i fremtiden at være den samfundsøkonomisk billigste teknologi.

Figur 11.3 viser de brugerøkonomiske omkostninger ved de to teknologier. Beregningerne er gennemført ved de samme forudsætninger som de samfundsøkonomiske beregninger, dvs. der er taget udgangspunkt i et anlæg, der står foran udskiftning, der er anvendt 2020-tal, og der er regnet med et relativt stort energiforbrug pr. hus.

Figur 11.3: Brugerøkonomiske omkostninger i kr. pr. MWh leveret varme for træpillefyr og varmepumpe

Brugerøkonomi, årlige omkostninger, kr./GJ



Anm.: Eksklusiv moms. Forudsat nettovarmebehov pr. enhed: 97 GJ/år. Baseret på teknologidata for 2020

Det ses af figuren, at også de brugerøkonomiske omkostninger er betydeligt lavere for varmepumpen end for træpillefyret. Med Teknologikatalogets forventninger til udvikling i energieffektivitet og omkostninger for de to teknologier vil varmepumpen også fremover være det brugerøkonomisk billigste alternativ.

Med den gode brugerøkonomi for varmepumpen kan det virke ulogisk, at der i Grundberegningen regnes med en fortsat stor andel af træpillefyret helt frem til 2035. En del af forklaringen kan findes ved, at investeringsomkostningerne til varmepumper er relativt høje, hvilket giver en større tilbageholdenhed ift. at udskifte det eksisterende træpillefyret med et nyt eller andre billigere teknologier. Imidlertid viser erfaringen, at også andre forhold end de rent økonomiske spiller ind ved forbrugernes valg af opvarmningsform. Dertil kommer, at der kan være ikke-værdisatte individuelle forhold, såsom behov for relativt høj fremløbstemperatur, eller forbrugernes skepsis over for en "ny" teknologi. Dette betyder også, at fremskrivningen af forbrugernes valg af opvarmningsform er ret usikker. Således kan det ikke udelukkes, at der faktisk vil ske en større omlægning til varmepumper end forventet i fremskrivningen.

### 11.3 Scenarier

Der er gennemført beregninger af følgende to scenarier:

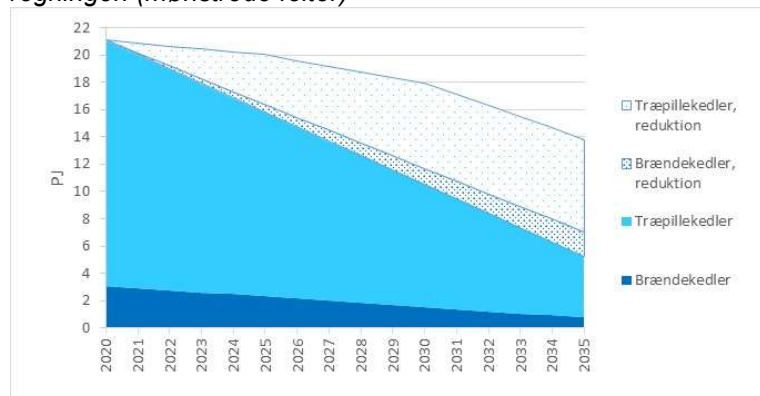
- BioSoft: Et scenarie, hvor investeringer og reinvesteringer i træpille- og brændefyr stoppes fra og med 2021, og
- BioHard: Et scenarie, hvor investeringer og reinvesteringer i træpille- og brændefyr stoppes fra og med 2021, og hvor brug af træpille- og brændefyr ophører helt fra og med 2035.

I begge scenarier er det forudsat, at de eksisterende træpille- og brændefyr har en gennemsnitlig levetid på 20 år, således at der hvert år er 5 pct. af 2021-bestanden af fyr, der udskiftes med en varmepumpe. I BioSoft vil alle fyr dermed være udskiftet med varmepumper i 2040.

#### 11.3.1 BioSoft – investeringsstop fra 2021

Med et stop for investering og reinvestering i træpille- og brændefyr fra og med 2021 falder træforbruget betydeligt hurtigere end i Grundberegningen. Figur 11.4 viser udviklingen i træpille- og brændeforbruget samt reduktionen i forbrug ift. Grundberegningen.

Figur 11.4: Træpille- og brændeforbrug i BioSoft (farvede felter) samt reduktion i forhold til Grundberegningen (mønstrede felter)



I 2035 vil træpilleforbruget være reduceret med 6,8 PJ, og brændeforbruget vil være reduceret med 1,8 PJ. Til gengæld stiger elforbruget til varmepumper. I 2035 vil elforbruget til varmepumper til erstatning for træpille- og brændefyrene udgøre ca. 2,2 PJ<sup>18</sup>.

De samfundsøkonomiske omkostninger til varmeforsyning med varmepumper i BioSoft stiger hvert år i takt med, træpille- og brændefyr<sup>19</sup> udskiftes med varmepumper. Omkostningerne stiger fra ca. 0,1 mia. kr. i 2021 til ca. 1,4 mia. kr. i 2035. Samtidig hermed reduceres de samfundsøkonomiske omkostninger til træpille- og brændefyr. Disse omkostninger reduceres med ca. 0,2 mia. kr. i 2021 stigende til ca. 1,8 mia. kr. i 2035. Konverteringen fra træpille- og brændefyr til varmepumper giver således en samfundsøkonomisk nettogevinst stigende til 0,4 mia. kr. i 2035.

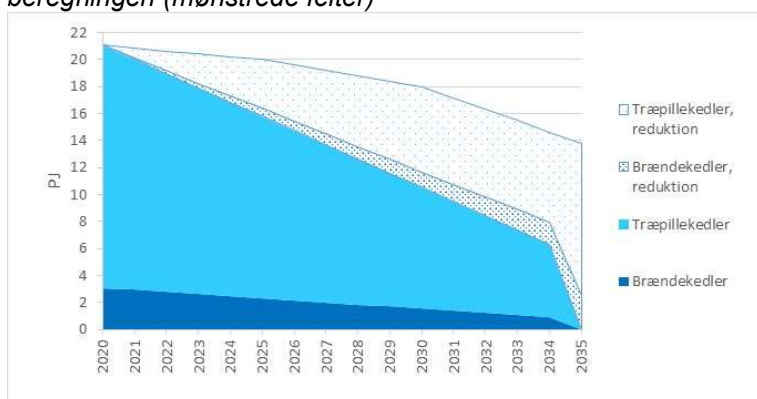
De brugerøkonomiske omkostninger<sup>4</sup> følger det samme billede som de samfundsøkonomiske omkostninger, idet:

- omkostningerne til varmepumper stiger fra 0,1 mia. kr. i 2021 til 1,1 mia. kr. i 2035
- omkostningerne til træpille- og brændefyr reduceres med 0,1 mia. kr. i 2021 og 1,4 mia. kr. i 2035
- der er en brugerøkonomisk nettogevinst på 0,3 mia. kr. i 2035.

### 11.3.2 BioHard – investeringsstop fra 2021 og stop for brug af anlæg fra og med 2035

I dette scenarie falder træpille- og brændeforbruget som i BioSoft indtil 2035, hvor forbruget falder til 0. Figur 11.5 viser udviklingen i træpille- og brændeforbruget samt reduktionen i forbrug ift. Grundberegningen.

Figur 11.5: Træpille- og brændeforbrug i BioHard (farvede felter) samt reduktion i forhold til Grundberegningen (mønstrede felter)



I BioHard vil både træpilleforbruget og brændeforbruget være reduceret til 0 PJ i 2035. Til gengæld vil elforbruget til varmepumper til erstatning for træpille- og brændefyrene i 2035 udgøre ca. 3,6 PJ<sup>20</sup>.

<sup>18</sup> Der er her anvendt en COP for varmepumper på 3,15, baseret på 2020-oplysninger i Teknologikataloget.

<sup>19</sup> Det er her antaget, at omkostningerne for brændefyr er lige så store som for træpillefyr.

<sup>20</sup> Der er her anvendt en COP for varmepumper på 3,15, baseret på 2020-oplysninger i Teknologikataloget.

De samfundsøkonomiske omkostninger<sup>4</sup> til varmforsyning med varmepumper vil i BioHard udgøre ca. 2,2 mia. kr. i 2035, mens de samfundsøkonomiske omkostninger til træpille- og brændefyr reduceres med ca. 2,9 mia. kr. i 2035. Konverteringen fra træpille- og brændefyr til varmepumper giver således en samfundsøkonomisk nettogevinst på 0,7 mia. kr. i 2035.

De brugerøkonomiske omkostninger<sup>4</sup> følger det samme billede som de samfundsøkonomiske omkostninger, idet:

- omkostningerne til varmepumper udgør 1,7 mia. kr. i 2035
- omkostningerne til træpille- og brændefyr reduceres med 2,2 mia. kr. i 2035
- der er en brugerøkonomisk nettogevinst på 0,5 mia. kr. i 2035.

## 12 Konsekvenser ved begrænsning af brændeovne til individuel opvarmning

### 12.1 Nuværende og fremtidigt træforbrug i brændeovne

Der bruges i dag ca. 16 PJ brænde i alt i Danmark. Heraf bruges ca. 13 PJ brænde i brændeovne, pejse, pejseindsatser etc. i enfamiliehuse.

Fælles for disse anlæg – der i det følgende benævnes ”brændeovne” – er, at de ikke leverer varmen til et vandbåret opvarmningssystem. Varmen leveres direkte til det rum, hvor ovnen er placeret, og det betyder, at brændeovnen ofte ikke dækker hele husets varmebehov, ligesom ovnen typisk ikke producerer varmt brugsvand. Ifølge brændeundersøgelsen ”*Brændeforbrug i Danmark 2019*”<sup>21</sup> er der ca. 800.000 boliger og fritidshuse i Danmark med brændeovn. Af disse angiver ca. 15 pct., at brændeovnen er den primære, men ikke nødvendigvis den eneste, opvarmingskilde i huset.

For brænde er importandelen relativt lav: ca. 10 pct. Ifølge brændeundersøgelsen angiver ca. 30 pct. af de, der anvender brænde i helårsboliger, at brændet er fra haver mv. Korrigeres der for andelen, der har svaret ”ved ikke” på spørgsmålet, er det ca. 40 pct., der bruger brænde fra haver mv. For fritidshuse er det ca. 55 pct., der bruger brænde fra haver mv.

Ligesom for forbruget af træ i individuelle kedler er der for forbruget af træ i brændeovne lavet en grundberegning af udviklingen frem til 2035, baseret på KF21-fremskrivningen. Ifølge Grundberegningen forventes forbruget af brænde i brændeovne at falde med ca. 15 pct. frem mod 2035. Faldet skyldes formodentlig en kombination af flere ting:

- At det for nogle forbrugere er billigere og/eller nemmere at anvende varmepumpe end brændeovn især efter nedsættelsen af elafgiften.
- At der er indført den såkaldte ejerskifteordning, hvorefter det fra den 1. august 2021 er lovpligtigt for boligkøbere i forbindelse med boligkøbet at skifte eller skrotte eksisterende brændeovne/pejseindsatser, hvis disse er produceret før 2003.

Effekten af ejerskifteordningen forventes at være, at de fleste boligkøbere udskifter eksisterende ovne med nye og mere energieffektive ovne, mens en del købere blot skrotter eksisterende ovne uden at installere nye.

Når brændeforbruget ikke falder med mere end de ca. 15 pct., kan det skyldes, at en del forbrugere som ovenfor nævnt har adgang til brænde fra haver m.v., som må antages at være tæt på gratis for en stor dels vedkommende. Hertil kommer, at mange forbrugere anvender pejse og brændeovne, fordi det er hyggeligt, og økonomien kan her spille en ubetydelig rolle.

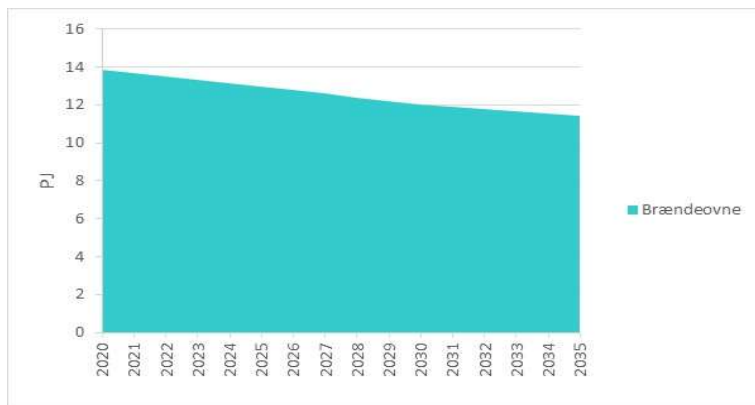
Det skal understreges, at fremskrivningen af brændeforbruget i brændeovne under alle omstændigheder er meget usikker.

Figur 12.1 viser fremskrivningen af forbruget af brænde i brændeovne m.m. frem til 2035.

---

<sup>21</sup> Brændeforbrug i Danmark 2019, Danmarks Statistik og Energistyrelsen, 2020.

Figur 12.1: Udvikling i forbrug af brænde i brændeovne, pejse, pejseindsatser etc. frem til 2035, jf. grundberegningen



## 12.2 Muligheder for reduktion af brændeforbrug

Da brændeovne i langt de fleste tilfælde benyttes i huse, hvor der også er installeret anden opvarmning, vil man ofte kunne reducere brændeforbruget ved blot at undlade at benytte brændeovnen og i stedet benytte anden eksisterende opvarmningsform.

I nogle tilfælde vil det være nødvendigt at investere i en alternativ opvarmningsteknologi.

Fjernvarme er et oplagt alternativ til individuel anvendelse af træ i områder, hvor der er adgang til fjernvarme.

Varmepumper er også et oplagt alternativ til anvendelse af brændeovne. For huse, der ikke har et vandbåret opvarmningssystem, vil det typisk være luft-til-luft-varmepumper, der kan anvendes i stedet for brændeovne.

Direkte elvarme og evt. solvarmeanlæg kan især være relevant for fritidshuse, der fortrinsvis benyttes om sommeren og derfor har et lille varmebehov.