



Energistyrelsen

Klimaafteleanalyse 2 og 3

Hovedrapport:
Konsekvenser af et stop for brug af olie og naturgas
i fjernvarmeproduktionen og begrænsning af træ-
biomasse til el- og fjernvarmeproduktion

Januar 2022

Resumé

Varmeforsyningssikkerheden og el- og fjernvarmepriserne til forbrugerne er robuste ift. at kunne favne en fossil udfasning og en begrænsning af træbiomasse i fjern-og kraftvarmeproduktionen. Udfasning af træbiomasse på kraftvarmeværker forventes at have store konsekvenser for elforsyningssikkerheden, jf. analyse af elforsyningssikkerhed. Med nuværende rammevilkår, forventes forbruget af træbiomasse til el og fjernvarme reduceret med ca. 44 pct. frem til 2035.

Udfasning af fossile brændsler og begrænsning af træbiomasse fra fjernvarmesektoren

Den danske fjernvarmesektor forventes at undergå store forandringer i de kommende år. I takt med at elbaserede produktionsformer bliver mere konkurrencedygtige med traditionel brændselsbaseret fjernvarmeproduktion, er det forventningen, at mange fjernvarmeværker i stigende grad vil supplere produktionen med varmepumper og elkedler. På trods af denne udvikling forventes der stadigvæk at blive anvendt både træbiomasse og en mindre mængde fossile brændsler i fjernvarmesektoren efter 2030.

Det er med Klimaaftalen besluttet at analysere konsekvenserne ved et eventuelt forbud mod olie og naturgas til fjernvarmeproduktion fra 2030 samt ved en begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarme. Analyserne skulle vise konsekvenser for forsyningssikkerheden samt omkostningerne for forbrugere og samfund.

Analytisk udgangspunkt og scenarier

Analysen tager udgangspunkt i Energistyrelsens Klimafremskrivning fra april 2021, som viser den forventede udvikling i energisystemet i Danmark til 2030, dog her forlænget frem til 2040. Udgangspunktet (Grundberegningen) sammenlignes med fire scenarier, hvor der hhv. ændres på anvendelsen af fossile brændsler og/eller biomasse. Scenarierne er opbygget med forudsætninger om udfasning og tager ikke stilling til hvilke konkrete politiske initiativer, der kan realisere disse. Eksempelvis er der et scenarie, hvor der fra 2035 ikke længere anvendes træbiomasse. I scenariet forudsættes de værker, der anvender træbiomassen, lukket senest ved udgangen af 2034. Scenarierne er som følger:

1. Den forventede udvikling fra Klimafremskrivning 2021 (Grundberegningen)
2. Stop for anvendelse af fossile brændsler til varmeproduktion i 2030 (FossilStop)
3. Stop for nye investeringer og reinvesterings i træbiomassefyrede anlæg fra 2021 (BioSoft)
4. Stop for nye investeringer og reinvesterings i træbiomassefyrede anlæg fra 2021 samt stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (BioHard)
5. Fuld udfasning af olie og naturgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i 2030, stop for nye investeringer og reinvesterings i træbiomassefyrede anlæg fra 2021 samt stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (Kombi)

Fremskrevet udvikling af fjernvarmesektoren

Tabel 1 viser, at der i Grundberegningen forventes en massiv elektrificering af varmeproduktionen frem mod 2035. Det er primært varmepumper, der vil blive etableret, men også elkedler forventes at spille en væsentlig rolle. Det ses i tabellen, at et øget fokus på at udfase hhv. træbiomasse og fossile brændsler vil øge denne tendens.

Tabel 1: Fremskrevet udvikling i produktionskapacitet, varmeproduktion fra hhv. varmepumper og ledningsgas i fjernvarmesektoren i 2035

Effekt i 2035	Grundberegning	FossilStop	BioHard	BioSoft	Kombi
Varmeproduktionskapacitet - varmepumper	11%	13%	16%	13%	18%
Varmeproduktion – varmepumper	44%	45%	63%	50%	64%
Varmeproduktionskapacitet – ledningsgas	25%	0%	25%	25%	0%
Varmeproduktion – ledningsgas	1%	0%	3,5%	3%	0%

Det skal hertil nævnes, at realiserbarheden af denne omfattende omstilling af fjernvarmesektoren er særdeles usikker pga. faktorer, der ikke tages højde for i analysens modelberegninger, men som særligt har indvirkning i de store byer. Det gælder i høj grad for arealkrav til nye varmepumpe- og solvarmeinstallationer.

En øget elektrificering vil i højere grad udsætte fjernvarmeselskaberne for fluktuerende elpriser. En ensretning af forsyningsformer kan desuden forringe fjernvarmeselskabernes mulighed for at agere fleksibelt i deres elforbrug og stiller større krav til varmelagring.

De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med at opretholde den nuværende elforsyningsikkerhed er ikke værdisat i denne analyse.

Udvikling i træbiomasseforbruget

I Grundberegningen forventes træbiomassen at levere grund- og mellemlast til fjernvarmen, og den bidrager til at opretholde en meget høj forsyningssikkerhed. I 2021 blev der anvendt ca. 80 PJ træbiomasse. Tabel 2 viser, at der i Grundberegningen frem mod 2035 forventes en reduktion i træbiomasseforbruget på ca. 44 pct. Det primære fald findes i træpilleforbruget på centrale kraftvarmeværker.

Tabel 2: Reduktion i træbiomasseforbruget og procentvis forbrug af hhv. træpiller og flis i 2035

Effekt i 2035	Grundberegning	FossilStop	BioHard	BioSoft	Kombi
Reduktion i samlet træbiomasseforbrug	44%	44%	93%	63%	93%
Reduktion i træpilleforbrug	88%	88%	100%	99%	100%
Reduktion i træflisforbrug	17%	17%	96%	43%	96%

Udvikling i forbruget af fossile brændsler

I Grundberegningen ses det desuden, at udfasningen af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion vil accelerere frem mod 2030. De fossile brændsler forventes således at udgøre helt ned mod 2 pct. af den samlede varmeproduktion i 2030.

Baseret på Grundberegningen, forventes det at omstillingen vil finde sted i kraft af forbedrede markedsvilkår for elbaserede varmeproduktionsteknologier. Der vurderes imidlertid at være stor usikkerhed forbundet med denne udvikling.

Det bemærkes, at en fjernvarmeproduktion helt uden fossile kilder forudsætter, at der findes velegnede alternative varmekilder, også i de store byer hvor varmepumpe ikke altid er en mulighed, især hvis der

ikke skal anvendes træbiomasse som erstatning. Endvidere skal der findes alternativer til kraftvarmeværkerne til at sikre elforsyningsikkerheden.

Forventet prisudvikling

Tabel 3 viser resultater for forventet prisudvikling. Resultaterne i tabel 3 indikerer, at der i de centrale områder kan være selskabsøkonomiske besparelser ved at forcere udfasningen af fossile brændsler og sikre at træbiomasseanlæg ikke levetidsforlænges. Omstillingen er dog forbundet med store initiale investeringer, mens de løbende besparelser er forbundet med væsentligt større usikkerhed, hvilket kan holde nogle aktører fra at foretage omstilling væk fra fossile brændsler og træbiomasse. I decentrale områder forventes prisen at være nogenlunde den samme, som i Grundberegningen, dog kan der være økonomiske fordele ved at ved at lukke for træbiomasseanlæg og erstatte med varmepumper. En forceret udfasning af træbiomassefyret kraftvarme kan dog føre til stigninger i omkostninger til fjernvarmeproduktion for de fjernvarmeområder, hvor biomassekraftvarme har god driftsøkonomi.

Tabel 3: Fremskrevet prisudvikling i 2035 for centrale og decentrale områder (2021=index 100)

Effekt på priser i 2035 (2021 = index 100)	Grundberegning	Fossil-Stop	BioHard	BioSoft	Kombi
Centrale områder	95%	91%	95%	93%	95%
Decentrale områder	104%	104%	101%	101%	104%

Anm.: Er prisen 100 %, forventes prisen at være den samme som i 2021.

Udvikling i CO₂-udledning

Tabel 4 nedenfor viser den forventede påvirkning af CO₂-udledningen ved de respektive scenarier. Analyserne viser, at et stop for brugen af træbiomasse, alt andet lige, vil medføre en stigning i anvendelsen af fossile brændsler, og dermed øge udledningen af CO₂, hvorimod der opnås en reduktion ved stop for fossil anvendelse.

Tabel 4: Udvikling i CO₂e i 2035 ved alternativscenarierne

Effekt på CO ₂ e i 2035, mio. ton	FossilStop	BioHard	BioSoft	Kombi
Ændring ift. Grundberegning	Reduktion på 0,25	Stigning på 0,2-0,3	Stigning på 0,1-0,2	Reduktion på 0,25

Det individuelle forbrug af træbiomasse

I 2021 anvendes der ca. 20 PJ træbiomasse til individuel opvarmning, men forventes i Grundberegningen at falde til ca. 14 PJ frem mod 2035. Indføres der et øjeblikkeligt stop mod investeringer og reinvesteringer i individuelle træpille- og brændefyr forventes forbruget reduceret til ca. 6 PJ i 2035.

Konsekvenser for forsyningsikkerheden

De fire scenarier indebærer væsentlige konsekvenser for elforsyningsikkerheden. Konsekvenserne for elforsyningsikkerheden af de fire scenarier er gennemgået i *Resumé af Analyse af elforsyningsikkerhed frem mod og efter 2030*.

En mere detaljeret gennemgang af både forudsætninger og metoder findes i baggrundsrapporten til nærværende analyse.

Indhold

1 Baggrund	5
2 Indledning	6
2.1 Læsevejledning – metode	6
2.2 Kontekst til analyserne	6
2.3 Hovedkonklusioner	7
3 Forudsætninger	13
3.1 Grundberegning	14
3.2 Fuld udfasning af fossil olie og naturgas til fjernvarme i 2030 (FossilStop)	15
3.3 Stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (BioHard)	15
3.4 Stop for nye investeringer og reinvesteringer i træbiomassefyrede anlæg (BioSoft)	15
3.5 Fuld udfasning af olie og naturgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i 2030 samt stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (Kombi)	15
3.6 Begrænsning af træfyrede kedler til individuel opvarmning	15
4 Vurdering af konsekvenser	16
4.1 Konsekvenser ved stop for fossil olie og ledningsgas til fjernvarmeproduktion	18
4.1.1 Omlægning af produktionskapaciteter	18
4.1.2 Effekter på varmeproduktion	18
4.1.3 Effekter på drivhusgasudledninger	19
4.1.4 Effekter på el- og fjernvarmepriser	19
4.2 Konsekvenser ved begrænsning af træforbrug til el- og fjernvarmeproduktion	20
4.2.1 Omlægning af produktionskapaciteter	20
4.2.2 Effekter på varmeproduktion	21
4.2.3 Effekter på drivhusgasudledninger	22
4.2.4 Effekter på elpriser	22
4.2.5 Effekter på fjernvarmeproduktionsomkostninger	23
4.3 Konsekvenser ved stop for fossil olie og naturgas til fjernvarmeproduktion kombineret med begrænsning af træforbrug til el- og fjernvarmeproduktion	24
4.3.1 Omlægning af produktionskapaciteter	24
4.3.2 Effekter på varmeproduktion	26
4.3.3 Effekter på drivhusgasudledninger	26
4.3.4 Effekter på elpriser	27
4.3.5 Effekter på fjernvarmepriser	27
4.4 Samfundsøkonomi	29
4.5 Effekttilstrækkelighed	30
4.6 Konsekvenser ved begrænsning af træfyrede kedler til individuel opvarmning	31
4.6.1 BioSoft – investeringsstop fra 2021	32
4.6.2 BioHard – investeringsstop fra 2021 og stop for brug af anlæg fra og med 2035	33

1 Baggrund

Der er med *Klimaaftale for energi og industri mv* af 22. juni 2020 samt *Klimaplan for en grøn affalds- sektor og cirkulær økonomi* af 16. juni 2020 skabt en ny ramme om energisystemet.

I Klimaaftalen hedder det: *Partierne bag klimaaftalen af 22. juni 2020 er enige om at vise vejen mod en energisektor, der i 2030 er fri for kul, olie og naturgas*". I Klimaaftalen under Grøn fjernvarme hedder det: *På den baggrund igangsættes en analyse, der skal belyse konsekvenserne ved et eventuelt forbud mod olie og naturgas til fjernvarmeproduktion fra 2030, herunder for forsyningssikkerhed, el- og varmepriser. Analysen skal desuden vurdere, hvordan relevante initiativer i denne aftale vil påvirke elforsyningssikkerheden*. I Klimaaftalen hedder det under Bæredygtighedskrav til træbiomasse til energi: *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 forsyningssikkerheden og omkostningerne for forbrugerne. Der igangsættes en analyse af relevante tiltag og konsekvenserne ved disse.*"

Nærværende analyse vurderer på denne baggrund konsekvenserne for forsyningssikkerhed, el- og varmepriser ved et stop for brug af olie og gas til fjernvarme samt begrænsning af træbiomasse, mens konsekvenser for elforsyningssikkerheden af "relevante initiativer" analyseres separat i *Analyse af elforsyningssikkerhed frem mod og efter 2030*.

En mere detaljeret gennemgang af både forudsætninger og metoder findes i baggrundsrapporten til nærværende analyse.

2 Indledning

2.1 Læsevejledning – metode

Analysen består af beregningstekniske scenarier, hvor der ændres på anvendelsen af biomasse og fossile brændsler. Analysens fokus for biomassen rettes mod træbiomasse. Forudsætningerne for anvendelse af halm og gylle/affald er de samme som i KF21 og ens i alle scenarierne. Scenarierne er opbygget med forudsætninger og indeholder ikke konsekvenser af specifikke politiske initiativer. Eksempelvis er der et scenarie, hvor der fra et bestemt årstal ikke anvendes træbiomasse. Det er ikke i nærværende analyse vurderet, hvordan det i givet fald kan gennemføres, men alene beskrevet hvilke effekter, det har for forsyningssystemet og omkostningerne, at der ikke anvendes træbiomasse fra et givet år.

Nærværende analyse udgør således et grundlag for, at der efterfølgende kan ses på relevante tiltag, der helt eller delvist kan realisere de belyste scenarier.

2.2 Kontekst til analyserne

Den fossile olie og naturgas spiller en stadig mindre rolle i fjernvarmeproduktionen og leverer i stigende grad kun spids- og reservelast. For elforsynings sikkerheden udgør især de gasfyrede kraftvarmewærker dog en vigtig ressource, idet de kan levere el, når sol og vind ikke kan, i kraft af deres evne til hurtigt at øge produktionen ved høje elpriser. Energistyrelsens seneste fremskrivninger (Klimastatus og -fremskrivning 2021) tyder på, at udfasning af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion vil accelerere frem mod 2030. De fossile brændsler forventes at udgøre helt ned mod 2 pct. af den samlede varmeproduktion i 2030. Hvis fjernvarmeproduktionen helt skal frigøres fra de fossile kilder kræver det, at velegnede alternative varmekilder kan findes til at levere varmen, der primært bruges til spids- og reservelast, ligesom der skal findes andre kilder til elforsynings sikkerheden. Det mest oplagte alternativ er elkedler i kombination med varmelagre, men træbiomassekedler kan også erstatte naturgassen.

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 kraftvarmewærker samt olie og naturgas i fjernvarmekedler. Kraftvarmewærkerne leverer strøm og varme i de perioder, hvor vind og sol ikke kan, og er på den måde med til at sikre forsynings sikkerheden 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 som sol og vind, samtidig med at forbruget af fossile brændsler er nedbragt, og dermed have en høj VE-andel.

Der er rejst kritik af det store danske forbrug af træbiomasse til energiformål. Dette skyldes primært at:

- **Træbiomassens CO₂-effekt er kompleks:** Energistyrelsens Biomasseanalyse fra 2020 konkluderede, at selvom forbruget af biomasse i energisektoren i henhold til internationale regler regnes som nuludledning i Danmark i forhold til 70 pct.-målsætningen, kan der være risiko for at forbruget fører til udledninger globalt.
- Usikkerhed om LULUCF-regnskaber: En stor del af denne risiko er forbundet med, at det er usikkert om oprindelseslandet for træbiomassen fører et tilstrækkeligt LULUCF-regnskab.

- Forskellige typer biomasse og niveau af anvendelse: 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.

Den 30. juni 2021, trådte lovkrav om bæredygtighedskrav til træbiomasse til energi i kraft. Lovkravene skal mindske risikoen for, at der anvendes ikke-bæredygtigt produceret biomasse i Danmark. Selv ikke den bæredygtige biomasse er en uendelig ressource.

Dertil kommer, at træbiomasseanlæg ofte ikke konkurrencedygtige over for de eldrevne varmepumper. Allerede i dag ses en stor udbygning med varmepumper i fjernvarmen, da disse ofte er det billigste alternativ. Øgede råvarepriser 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 af træflis 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 skovrejsning og forvaltningstiltag i skovene.

Træbiomassen leverer grund- og mellemlast til fjernvarmen, og producerer dermed i høj grad, når der er brug for varme. Træbiomassekraftvarmen, i kraft af dens elproduktionskapacitet, bidrager også til at opretholde en meget høj elforsyningssikkerhed, særligt fra de ombyggede kulkraftvarmeværker i de centraler områder.

2.3 Hovedkonklusioner

I analysearbejdet er der, med udgangspunkt i fem scenarier, udarbejdet en række fremskrivninger af den sandsynlige udvikling i den danske el- og fjernvarmeforsyning. De fem scenarier er:

1. Den forventede udvikling fra Klimafremskrivning 2021 (Grundberegningen)
2. Stop for brug af fossile brændsler fra 2030 (**FossilStop**)
3. Begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion fra 2021 (**BioSoft**)
4. Begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion fra 2021 med fuldt stop i 2035 (**BioHard**)
5. Stop for brug af fossil olie og naturgas sammen med begrænsning af træbiomasse som i BioHard (**Kombi**)

For fremskrivningerne kan der siges, at en udfasning af den fossile olie og naturgas og træbiomassen vil have konsekvenser for både el- og fjernvarmeproduktionen, herunder:

- **Væsentligt reduceret elforsyningssikkerhed:** Når kraftvarmeværker lukker og erstattes af rent varmeproducerende anlæg forringes elforsyningssikkerheden, både fra tab af styrbar elproduktionskapacitet og øget elforbrug til varmepumper jf. *Analyse af elforsyningssikkerhed frem mod og efter 2030*. De økonomiske konsekvenser herved er ikke værdisat i indeværende analyse.

- **Øget pres på elsystemerne:** Elforsyningen er presset af øget elektrificering mange steder i samfundet, og en kraftig udbygning med store elkedler kan have store konsekvenser.
- **Øget usikkerhed for fjernvarmeselskaberne:** En øget elektrificering vil i højere grad udsætte fjernvarmeselskaberne for fluktuerende elpriser. Elpriserne er dog i gennemsnit lave. En ensretning af forsyningsformer kan forringe fjernvarmeselskabernes mulighed for at agere fleksibelt i deres elforbrug og stiller større krav til varmelagring.
- **Tab af værdifuld elkapacitet ved forbud mod ledningsgas:** De gasfyrede kraftvarmeværkers evne til hurtigt at starte kan levere el i de perioder, hvor elproduktion fra sol og vind og udlandsforbindelser ikke kan dække forbruget. Såfremt kraftvarmeproduktion baseret på ledningsgas tillades, kan tabet af elkapacitet reduceres i takt med at andelen af fossil naturgas i ledningssystemet aftager jf. *Analyse af elforsyningssikkerhed frem mod og efter 2030*.

De fem scenarier viser, at der kan være samfundsøkonomiske og selskabsøkonomiske fordele ved at udfase store dele af de fossile brændsler og træbiomassen fra fjernvarmeproduktionen, da alternativer såsom varmepumper og elkedler ofte er konkurrencedygtige under de givne forudsætninger. En undtagelse, hvor det ikke vurderes at være en økonomisk fordel, er eksempelvis nyere træbiomassekraftværker, hvor en forceret udfasning kan føre til højere fjernvarmepriser pga. god driftsøkonomi, samt på værker med stor gæld i eksisterende anlæg. Beregningerne i de fem scenarier tager ikke højde for, at værker, ifbm. beslutninger om nye investeringer, kan vægte økonomiske omkostninger i dag tungere end usikre fremtidige besparelser. I scenarierne forudsættes eksisterende kapacitet lukket. Dermed er investeringsbehovet givet på forhånd da lukninger i scenarierne gør det nødvendigt at erstatte med ny kapacitet. På denne baggrund kan der forekomme store forskelle mellem de fem scenariers forventning til investeringer, og hvad der vil være tilfældet i virkeligheden.

I Grundberegningen lukkes der ikke i samme omfang el- og varmekapacitet, hvorfor omkostningerne i nogle tilfælde er højere end i scenarierne. Bevarelsen af den nuværende kapacitet repræsenterer, at der i Grundberegningen, i et vist omfang, tages hensyn til at værkerne bidrager til et højere niveau af elforsyningssikkerhed. I de fem scenarier tages der ikke hensyn til de samfundsøkonomiske omkostninger der kan henledes til en forringet elforsyningssikkerhed. Konsekvenserne for elforsyningssikkerheden er beskrevet i deltaljer i *Analyse af elforsyningssikkerhed frem mod og efter 2030*.

Et stop for brug af ledningsgas fører i scenarierne til reduktioner i CO₂ udledninger svarende til hele reduktionen i ledningsgas. Dette på trods af, at der forventes en stigende andel af opgraderet biogas opblandet i ledningssystemet. Dette skyldes, at den producerede mængde af opgraderet biogas, der antages ens i de forskellige scenarier, kan anvendes i andre sektorer eller lande. Dermed er der stadig en ikke ubetydelig CO₂ reduktion ved et stop for brugen af ledningsgas.

En begrænsning af biomasseforbruget til el- og varmeproduktion medfører ikke en reduktion af CO₂-udledninger i energisektorens klimaregnskab. Det skyldes, at biogene udledninger fra energisektoren regnes som nul-udledninger ifølge IPCC's regler. Ifølge IPCC's regler skal udledningerne i stedet medregnes i arealsektoren (LULUCF) i de lande, hvor biomassen produceres. Således kan det medføre dobbelttælling, hvis udledningerne bliver medregnet, der hvor biomassen forbruges.

Den danskproducerede del af biomasseforbruget indgår i klimaregnskabet for arealsektoren (LU-LUCF) i Danmark samt i de danske klimamål, men er ikke opgjort separat for biomasse til energiformål. Mere end halvdelen af det danske biomasseforbrug til energiformål består af importeret biomasse, som ikke afspejles i det danske klimaregnskab.

Scenarie 1: Den forventede udvikling (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" (KF21) for forsyningssektoren, men hvor KF21 er en fremskrivning frem mod 2030, er der i Grundberegningen lavet en fremskrivning til 2040. Endvidere indeholder Grundberegningen en tilføjelse af energierne. Grundberegningen viser, at:

- Den termiske elkapacitet, fra de brændselsbaserede kraftvarmeværker, der kan regulere deres elproduktion, forudsættes at være halveret i 2040. Konsekvenserne for elforsyningssikkerheden ses først fra 2030 frem, hvorefter manglende effekttilstrækkelighed fører til et stigende antal afbrudsminutter.
- Der forventes et markant skifte i varmforsyningen, hvor eldrevne varmepumper vil overtage store andele af fjernvarmeproduktionen. Ifølge Energistatistik 2019 producerede varmepumper ca. 0,3 pct. af fjernvarmebehovet i 2019, mens det i Grundberegningen forventes, at varmepumper dækker ca. 40 pct. af varmebehovet i 2030 og 46 pct. i 2040. Det vurderes, at udrulningen af varmepumper til fjernvarmeproduktion er forbundet med tekniske og økonomiske udfordringer.
- Træbiomassen udgør i 2021 ca. 41 pct. af den samlede varmeproduktion i Danmark. Forbruget af træbiomasse til fjernvarmeproduktion forventes at være faldet med ca. 44 pct. i 2035 i Grundberegningen.
- Forbruget af kul, olie og naturgas til fjernvarmeproduktion forventes at falde med 75 pct. frem mod 2030, men stagnerer her frem mod 2040. Det resterende forbrug af fossile brændsler vil stort set kun være baseret på naturgas. CO₂-udledningen fra el- og fjernvarmesektoren forventes at udgøre ca. 0,2-0,3 mio. ton CO₂ i 2030.
- I de decentrale fjernvarmeområder forventes der en stigning af de gennemsnitlige fjernvarmeproduktionsomkostninger, hvilket primært skyldes at der i Grundberegning vil være fossilbaserede kraftvarmeværker i drift frem mod 2040 bl.a. af hensyn til opretholdelsen af elforsyningssikkerhed.
- I de centrale fjernvarmeområder forventes et fald i de gennemsnitlige fjernvarmeproduktionsomkostninger i takt med, at centrale kraftvarmeblokke udfases og erstattes af rent varmeproducerende enheder.
- Forbruget af træbiomasse til individuel opvarmning udgør ca. 20 PJ i 2021. Forbruget forventes at falde med 30 pct. frem mod 2030 hvor der i 2040 forventes et fald på ca. 37 pct., hvilket bl.a. skyldes de brugerøkonomiske besparelser forbundet med etablering af varmepumper.

Scenarie 2: Stop for brug af fossil olie og ledningsgas til fjernvarmeproduktion (FossilStop):

Scenariet skal vise konsekvenserne ved et stop for brug af fossil olie og ledningsgas¹ til fjernvarmeproduktion fra 2030. Hovedkonklusionerne fra fremskrivningerne i scenariet er:

- Det forudsættes at i 2040 er den samlede termiske elproduktionskapacitet mere end halveret i forhold til Grundberegningen.

¹ Da naturgassen er sammenblandet med opgraderet biogas, vil et forbud mod naturgas også betyde at biogassen forbydes. Derfor er der i analysen taget udgangspunkt i at al ledningsgassen forbydes i dette scenarie.

- Et stop for brug af fossile brændsler 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, at grundlastproduktionen ikke forventes at blive nævneværdigt påvirket.
- CO₂-udledningen forventes at falde med ca. 0,25 mio. ton CO₂ i 2030. I kraft af et fortsat forbrug af fossile brændsler til rent elproducerende anlæg, vil der fortsat være en lille CO₂-udledning fra sektoren.
- Modelberegningerne viser at der kan være selskabsøkonomiske fordele ved lukning af fossilbaseret kraftvarmekapacitet, i centrale og større decentrale områder, da der i disse tilfælde ofte er relativt høje omkostninger til vedligehold, brændselsafgifter og CO₂-kvoteomkostninger.
- I de centrale områder opnås besparelser på faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger som følge af lukning af naturgas- og oliefyrede spidslastkedler
- I små decentrale fjernvarmeområder uden fossilbaseret kraftvarmekapacitet forventes derimod stigninger i fjernvarmeproduktionsomkostningerne på grund af udskiftning af fossile spidslastkedler med elkedler, hvor besparelserne ikke modsvarer investeringsomkostningerne.

Scenarie 3 og 4: Begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion (BioSoft og BioHard):

Der regnes på to scenarier, hvor der hhv. 1) stoppes for reinvesteringer således, at forbruget af træbiomasse udfases med anlæggenes levetid (BioSoft) og 2) stoppes for al forbrug af træbiomasse i 2035 uanset restlevetid i kedler og kraftvarmeverker (BioHard). Fremskrivningerne i de to scenarier viser, at:

- Ved udfasning af træbiomassen i begge scenarier forudsættes lukning af træbiomassebaseret kraftvarmeverker således at der ses et fald i elkapaciteten. I BioSoft og BioHard scenarierne er der et fald på hhv. 17 pct. og 26 pct. af den samlede termiske elkapacitet i 2035 i forhold til grundberegningen, hvilket vurderes at have store konsekvenser for elforsyningssikkerheden.
- 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 sammenlignet med 46 pct. i Grundberegningen.
- Elektrificeringen af fjernvarmen og den individuelle opvarmning giver anledning til en stigning i elforbruget med BioSoft på 1,8 TWh svarende til 2,5 pct. og i BioHard på 3,4 TWh svarende til 4,8 pct. i BioSoft og BioHard i 2040.
- Udfasningen af træbiomasse forventes at medføre en stigning af CO₂-udledningen på hhv. 0,1-0,2 mio. ton i BioSoft og 0,2-0,3 mio. ton i BioHard i Danmarks CO₂-regnskab for begge scenarier i kraft af et højere ledningsgasforbrug da der i disse scenarier ikke er indført begrænsninger på brugen af fossile brændsler.
- Det vurderes imidlertid, at træbiomassebegrænsningsscenarioer vil medføre et fald i den biogene CO₂-udledning¹ fra el- og fjernvarmesektoren ift. Grundberegningen. De biogene udledninger tæller ikke med i Danmarks CO₂-regnskab. Fra KF21 er faldet skønnet til at være i størrelsesordenen 0,5 mio. ton CO₂ 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 CO₂ for BioSoft scenarie og 4 mio. ton CO₂ for BioHard scenarie.
- BioSoft og BioHard viser, at det ud fra en økonomisk betragtning, under de givne forudsætninger, vil være rentabelt at udfase træbiomassen fra fjernvarmeproduktionen i decen-

trale 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 og priserne følger Grundberegningen. 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 primært drevet af en faldende elpris og udfasning af urentabel kraftvarmekapacitet.
- Forbruget af træbiomasse til individuel opvarmning forventes at falde i hhv. BioSoft og BioHard. I BioSoft falder forbruget af træbiomasse til individuelle kedler med over 50 pct. og i BioHard er forbruget af træbiomasse til individuelle kedler ophørt i 2035.
- Den samfundsøkonomiske nettogevinst fra den individuelle opvarmning vurderes at være 0,4 mia. kr. og den brugerøkonomiske nettogevinst på 0,3 mia. kr. i 2035 i BioSoft scenariet. I BioHard, forventes en samfundsøkonomisk nettogevinst på 0,7 mia. kr. og en brugerøkonomisk nettogevinst på 0,5 mia. kr. i 2035.

Scenarie 5: Stop for brug af fossil olie og naturgas sammen med begrænsning af træbiomasse som i BioHard (Kombi):

Scenariet kombinerer en fossilt udfasning fra 2030 med en hård begrænsning af træbiomasse fra 2035. Hovedkonklusionerne fra fremskrivningerne i scenariet er:

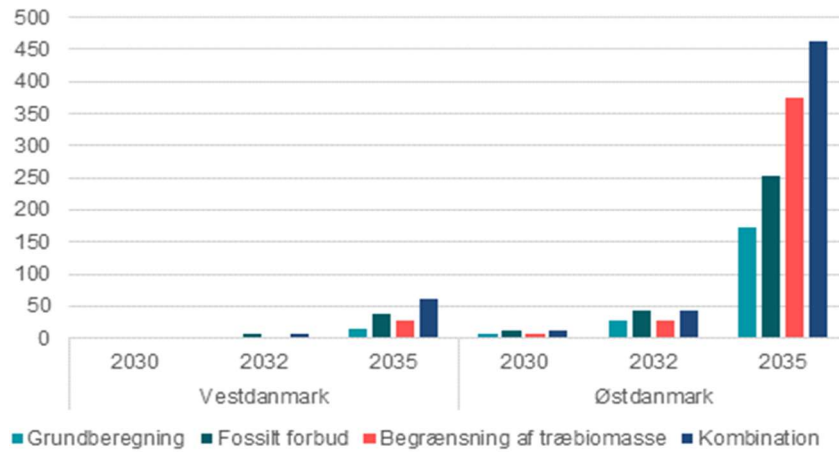
- Den termiske elkapacitet forudsættes reduceret med 75 pct. frem mod 2040 sammenlignet med resultatet fra Grundberegningen, dermed påvirkes elforsyningsikkerheden betragteligt.
- Grundlasten i fjernvarmeproduktionen vil være domineret af luft til vand varmepumper, som dækker 65 pct. af det samlede fjernvarmebehov, hvorimod elkedlerne vil dække knap 4 pct. af varmebehovet primært som spids- og reservelast.
- Fremskrivningen viser, at den store udbygning af hhv. elkedler og varmepumper 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 grundet lave elvarmeafgifter og reducerede drift- og vedligeholdelsesomkostninger.
- Reduktionen af fossile brændsler betyder, at CO₂-udledningen forventes at falde med ca. 0,25 mio. ton CO₂ i 2030. I kraft af et fortsat forbrug af fossile brændsler til rent elproducerende anlæg og tilsatser i kraftvarmeanlæg med blandet brændsel, vil der fortsat være en lille fossil CO₂-udledning fra sektoren.
- I de decentrale fjernvarmeområder ses der et fald i fjernvarmeproduktionsomkostningerne frem mod 2030. 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 de gennemsnitlige fjernvarmeproduktionsomkostninger 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.

Der er i *Analyse af elforsyningsikkerheden frem mod og efter 2030* lavet en analyse af Grundberegningen og de øvrige scenarier for så vidt angår elforsyningsikkerheden. Figur 2.1 viser hvorledes der

ikke forventes udfordringer med elforsyningsikkerheden frem mod 2030, men at der forventes en stigning i afbrudsminutter fra 2032 og hvordan scenarierne fra nærværende analyse forværrer denne udvikling betragteligt.

Figur 2.1: Antal forventede afbrudsminutter ved fossilt forbud, reduceret træbiomasse og kombinationen af fossilt forbud og reduceret træbiomasse i forhold til Grundberegningen

Afbrudsminutter



3 Forudsætninger

Konsekvenserne ved at forudsætte en række begrænsninger er belyst ved en scenariebaseret analyse. Scenarier forstås som beregningsmæssige forløb af forskellige sæt af forudsætninger, som anskueliggør forskelle i udviklingen i forhold til et referenceforløb (Grundberegningen). For hvert scenarie belyses mulighederne for og omkostningerne ved at benytte alternative teknologier og energiresourcer til opretholdelse af el- og varmeforsyningssikkerheden.

I fremskrivningen analyseres følgende scenarier:

1. Referencescenarie (Grundberegning),
2. Fuld udfasning af fossil olie og naturgas til fjernvarme i 2030 (FossilStop)
3. Stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (BioHard)
4. Øjeblikkeligt 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 (Kombi)

Scenarierne 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 beskrive sammensætningen af el- og fjernvarmeproduktionen samt systemeffekterne på bl.a. elpriser og fjernvarmepriser.

Investeringerne begrænses i modellen af de for hvert område vurderede tekniske- og geografiske potentialer. Dvs. der indlægges øvre grænser for, hvor meget modellen må investere i hvert fjernvarmeområde. I skrotningsbeslutninger er der taget højde for at sikre tilstrækkelig varmeforsyningssikkerhed i det givne fjernvarmeområde.

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 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 ske under hensyntagen til at elforsyningssikkerheden forværres i større eller mindre grad i alternativscenarierne ligesom de kan påføre fjernvarmeselskaberne øgede risici. Disse risici i alternativscenarierne kommer i flere af sammenligningerne til udtryk ved, at Grundberegningen er dyrere end alternativene og indebærer en større varmeproducerende kapacitet, da Grundberegningen ikke i alle tilfælde har samme friheder til at skrotte anlæg.

I de store byer kan der opstå udfordringer forbundet med at finde plads til de nødvendige nye varmeproducerende anlæg. Usikkerheden om arealkrav er betydelig og afhænger af, hvilke teknologier, der finder anvendelse. Havvandsvarmepumper, geotermi, overskudsvarme fra Power-To-X og CCS stiller ikke de samme arealkrav som luft til vand varmepumper. Der kan således være lokale udfordringer, som også er forbundet med, om det er muligt at benytte eksisterende arealer fra kraftværkspladser hvor det forudsættes at anlæg lukker. Den indeværende analyse har ikke undersøgt konsekvenserne af teknologiernes arealkrav nærmere.

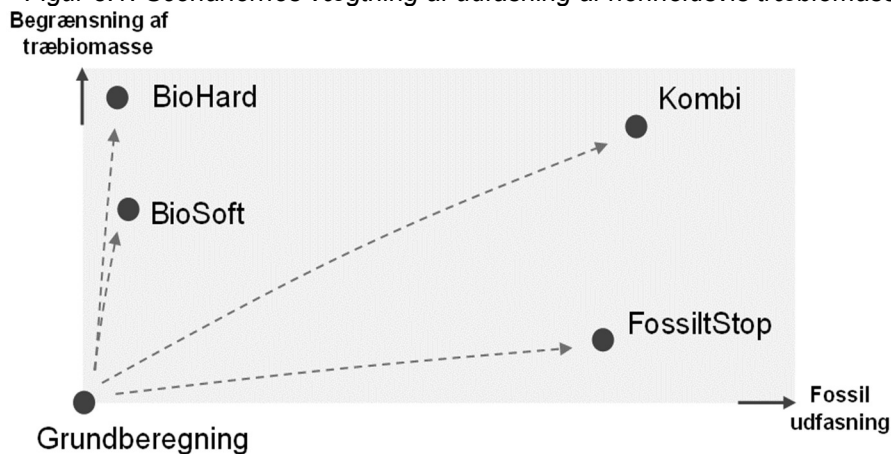
Generelt er kollektive varmepumper den billigst mulige nyinvestering – både selskabs-, bruger- og samfundsøkonomisk. Det afhænger dog af mange faktorer, herunder lokale forhold, hvor meget varmekapacitet der skal erstattes, og hvilke andre varmeproduktionsenheder området forsynes fra. Lukning af affaldsforbrændingsanlæg forventes derfor 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. I de følgende afsnit er de fem ovenstående scenarier beskrevet. Tidshorizonten for analysen er 2040, dog 2035 for det individuelle forbrug af træbiomasse.

3.1 Grundberegning

For at kunne vurdere hvordan forskellige scenarier 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" kontekst². Som en undtagelse forudsætter Grundberegningen tilføjelsen af energiover, hvor der endnu ikke er truffet endelig investeringsbeslutning. En detaljeret gennemgang af forskelle mellem KF21 og Grundberegningen kan findes i baggrundsrapporten³.

Grundberegningen anvendes herefter som udgangspunkt for at vurdere konsekvenserne ved at udfase hhv. olie og naturgas fra fjernvarmeforsyningen samt træbiomasse fra fjernvarmeforsyningen og den individuelle opvarmning jf. nedenstående Figur 3.1.

Figur 3.1: Scenariernes vægtning af udfasning af henholdsvis træbiomasse og fossile brændsler



I de nedenstående afsnit beskrives scenarierne. En mere fuldstændig beskrivelse kan findes i baggrundsrapporten.

² For yderligere information om "frozen policy" tilgangen, se KF21 uledningsrapporten og KF21 forudsætningsnotat 0.

³ Klimaaftalens analyser - Baggrundsrapport: Evt. forbud mod olie og naturgas i fjernvarmeproduktionen & Begrænsning af træbiomasse til el- og fjernvarmeproduktion

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

I scenariet udfases fossil olie- og naturgasbaseret fjernvarmeproduktion fra 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 vurderes ikke at være rentabelt med elproduktion uden samproduktion af varme. Det antages desuden, at fjernvarmeproducerende anlæg, der forbruger ledningsgas, ligeledes skal lukke ved udgangen af 2029 uanset andelen af opgraderet biogas i gasnettet. Investeringer i nye træbiomassefyrede anlæg og levetidsforlængelse af eksisterende træbiomassebaseret varmekapacitet er tilladt. Andre investeringsmuligheder er solvarmeanlæg, elkedler og varmepumper.

3.3 Stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (BioHard)

Alle træbiomassebaserede (flis og træpiller) varme- og kraftvarmeverker udfases i takt med, at de er udtjente, dog senest i 2035. 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 kraftvarmeverker. 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, at det ikke er alle anlæg, der forventes at være udtjent på det tidspunkt.

3.4 Stop for nye investeringer og reinvesteringer i træbiomassefyrede anlæg (BioSoft)

Alle træbiomassebaserede (flis og træpiller) varme- og kraftvarmeverker udfases i takt med, de er udtjente. Det forudsættes at der ikke etableres nye anlæg og at de eksisterende anlæg ikke levetidsforlænges. Til forskel fra BioHard scenariet må de træbiomassebaserede værker være i drift efter 2035, hvis de ikke er udtjente på det tidspunkt.

3.5 Fuld udfasning af olie og naturgasforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i 2030 samt stop for brug af træbiomasse til el- og varmeproduktion i 2035 (Kombi)

Scenariet indbefatter et stop for anvendelsen af fossile brændsler til fjernvarmeproduktion ved udgangen af 2029 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.

3.6 Begrænsning af træfyrede kedler til individuel opvarmning

For den individuelle opvarmning er der regnet på to tilsvarende scenarier:

- a) BioSoft: Et scenarie, hvor investeringer og reinvesteringer i træpille- og brændefyr stoppes fra og med 2021.
- b) 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, der hvert år er 5 pct. af 2021-bestanden af individuelle træpille- og brændefyr, der udskiftes med en eldrevne varmepumpe. I BioSoft vil alle fyr dermed være udskiftet med varmepumper i 2040.

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

4 Vurdering af konsekvenser

I det følgende præsenteres de væsentligste konsekvenser af de forudsatte scenarier. Først præsenteres Grundberegningen, herefter gennemgås de enkelte scenarier med henblik på hvordan effekten kan ses som en afvigelse fra Grundberegningen.

Den fremskrevne udvikling i el- og fjernvarmeproduktionen er baseret på en modelbaseret fremskrivning. Sådanne fremskrivninger er altid forbundet med betydelige usikkerheder.

En væsentlig usikkerhed er, at der i Grundberegningen tages udgangspunkt i en *frozen policy* tilgang, jf. afsnit 3.1, hvorfor selv sandsynlige fremtidige politiske tiltag ikke er medregnet i analyserne. Der vil med stor sandsynlighed tages politiske beslutninger i de kommende år, som vil påvirke el- og fjernvarmesektoren og dermed analysens resultater. Blandt andet forudsætter Grundberegningen ikke en større udbygning med Power-to-X, hvilket dels vil påvirke elforbruget i Danmark, dels potentielt påvirke varmesektoren i kraft af mere overskudsvarme i fjernvarmenettet.

Udbygningen med varmepumper i de større fjernvarmeområder er særlig usikker, eftersom modelberegningerne ikke til fulde tager højde for lokale forhold såsom pladsbegrænsninger og temperaturniveau i fjernvarmenettene.

Udviklingen i el- og fjernvarmepriserne afhænger bl.a. af:

- De valgte forudsætninger herunder lukningstidspunkter for de centrale kraftvarmeblokke og de fremtidige investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet
- Beregninger, som baserer sig på et normalt klima år og som derfor ikke fanger ekstreme vejrphenomener
- Antagelser omkring omkostninger forbundet med en elektrificering af fjernvarmesystemerne og fremløbstemperaturer i fjernvarmenettene.
- Forhindringer for etableringen af nye varmeproducerende enheder for eksempel mangel på fysisk plads og/eller kapacitetsudfordringer i elnettet.

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.

Vurderingen af effekten på de fossile drivhusgasudledninger er i scenarierne behæftet med stor usikkerhed, hvilket bl.a. afhænger af andelen af bionaturgas i ledningssystemet. Endvidere er der ikke indregnet ændringer af CO₂-e-udledninger fra metan og lattergas i forbindelse med de alternative scenarier.

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

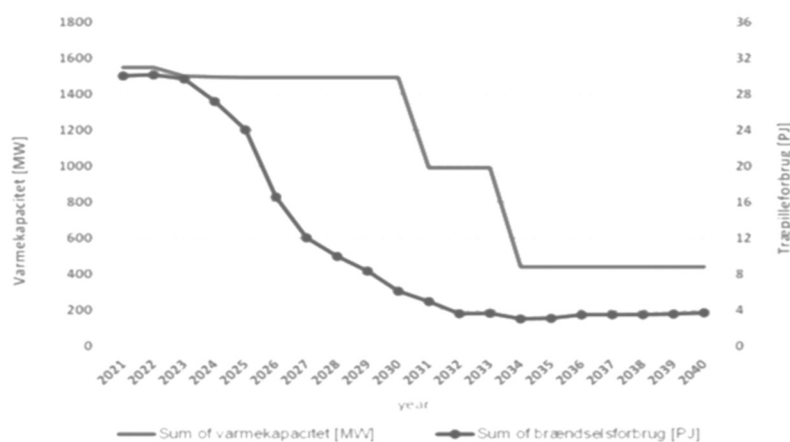
Den samlede varmeproduktion udgør i 2021 ca. 136,5 PJ, men forventes at stige til 142 PJ i 2030 og 146 PJ i 2040. Udviklingen i sammensætningen af fjernvarmeproduktion er kendetegnet af en næsten fuldstændig udfasning af fossilbaseret fjernvarmeproduktion og en væsentlig reduktion af træbiomassebaseret fjernvarmeproduktion, der primært erstattes af elbaserede varmeproduktionsteknologier.

Varmepumper forventes således at dække ca. 46 pct. af den samlede fjernvarmeproduktion i 2040, hvor fjernvarmeproduktion på basis af træbiomasse er ca. 24 pct. i 2040, hvilket svarer til en reduktion i træbiomasseforbruget på ca. 40 pct. i forhold til fremskrivningsudgangspunktet i 2021.

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 4.1 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 4.1: Udvikling i varmekapacitet og træpilleforbruget på kraftvarmeverker fra 2021 til 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.

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 energigørerne, gør, at elprisen i fremskrivningen forventes at falde med op til 20 pct. i Danmark frem mod 2040. Fremskrivningen af elprisen er behæftet med væsentlig usikkerhed.

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

I de centrale områder forventes fjernvarmeprisen således at falde med omtrentlig 5 pct. i fremskrivningsperioden efter 2030 i takt med, at centrale kraftvarmeblokke udfases, der erstattes af rent varmeproducerende enheder bestående hovedsageligt af varmepumper og i mindre omfang biomassekedler samt solvarmeanlæg.

Fjernvarmeprisen i de decentrale områder forventes imidlertid at stige ca. 4 pct. fra 2030. Dette kan bl.a. forklares af, at der i Grundberegning antages, at en række fossilbaserede kraftvarmeværker vil være i drift frem mod 2040 bl.a. af hensyn til opretholdelsen af elforsynings sikkerheden.

4.1 Konsekvenser ved stop for fossil olie og ledningsgas til fjernvarme- produktion

Et stop for fossile brændsler til fjernvarmeproduktion vil resultere i en stor udbygning med elkedler til erstatning af den fossilbaserede spidslastkapacitet. Varmeproduktionen fra spidslastanlæg udgør dog en meget lille del af den samlede fjernvarmeproduktion.

Effekten på fjernvarmeprisen vil afhænge af sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapaciteten i det pågældende fjernvarmeområde. Ved at tillade en forringelse af elforsynings sikkerheden i analyserne viser modelberegningerne en økonomisk fordel i at lukke fossilbaseret kraftvarmekapacitet. Der er i de samfundsøkonomiske beregninger ikke taget højde for de negative effekter af den lavere elforsynings sikkerhed. Det skyldes bl.a., at kraftvarmeværkerne har forholdsvis store vedligeholdelsesomkostninger men lav indtjening på elspotmarkedet i Grundberegningen. I områder uden fossilbaseret kraftvarme, men hvor spidslastbehovet dækkes med fossile kedler, vil et forbud mod fossile brændsler imidlertid resultere i en stigning i fjernvarmeprisen.

4.1.1 Omlægning af produktionskapaciteter

I alternativscenariet ses en reduktion på ca. 1,6 GW elkapacitet på naturgasfyrede og oliefyrede termiske værker, med mindre disse antages at anvende biogas fra ledningsgasnettet. Dette kan have stor betydning for elforsynings sikkerheden, 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 kraftvarmeværker (biomassefyrede kraftvarmeværker eller affaldsforbrændingsanlæg), der forbruger små mængder olie i opstarten og til stilstandsvarme.

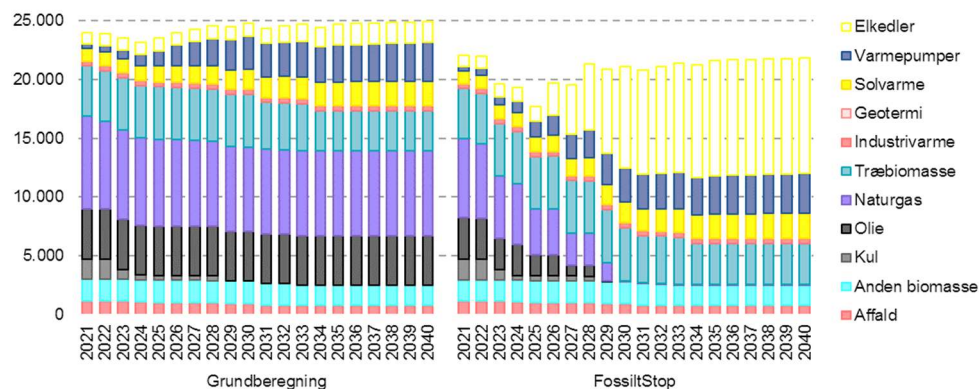
4.1.2 Effekter på varmeproduktion

Effekten af stop for fossile brændsler er meget synlig i fjernvarmesektoren. For at opretholde fjernvarmeforsynings sikkerheden erstattes den fossilbaserede fjernvarmeproduktionskapacitet af et miks af alternative varmekilder. Heraf er størstedelen elkedler, som erstatter den fossile spidslastkapacitet, efterfulgt af varmepumper, solvarmeanlæg og i begrænset omfang nye biomassekedler. Den samlede fjernvarmekapacitet reduceres i FossilStop scenariet, hvilket medfører en forringelse af fjernvarmeforsynings sikkerheden. Den installerede fjernvarmekapacitet på træbiomasse, solvarme og varmepumper er stort set uændret i de to scenarier, mens det i højere grad er elkedler, der erstatter den udfasede fossilbaserede varmekapacitet.

Figur 4.2 illustrerer udviklingen af den installerede varmekapacitet i hhv. Grundberegningen og alternativscenariet FossilStop.

Figur 4.2: Udvikling i fjernvarmeproduktionskapaciteter i Grundberegning og FossilStop scenarie 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 bionaturgas. Affald dækker over både den bionedbrydelige og den ikke-bionedbrydelige fraktion. Anden biomasse dækker bl.a. over biogas og halm.

4.1.3 Effekter på drivhusgasudledninger

FossilStop scenariet medfører en reduktion i drivhusgasudledning i forhold til Grundberegningen som følge af lukningen af al fossilbaseret fjernvarmeproduktionskapacitet. Det skønnes, at reduktionen i drivhusgasudledning vil være ca. 0,25 mio. ton CO₂ i 2030. Den tilbageværende fossile udledning fra el- og fjernvarmesektoren skyldes dels tilsatsfyring med fossile brændsler i affaldsforbrændingsanlæg og biomassefyrede kraftvarme- og fjernvarmeværker, dels elproduktion på fossilt reserveværker. Der tages ikke højde for afledte effekter i øvrige sektorer.

4.1.4 Effekter på el- og fjernvarmepriser

Udfasningen af fossilbaseret fjernvarmeproduktion forventes kun at påvirke Danmarks elpriser i meget begrænset omfang. 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.

FossilStop scenariet medfører et fald i den gennemsnitlige fjernvarmepris i de centrale fjernvarmeområder på ca. 4 pct. efter 2029, når størstedelen af fossilbaseret fjernvarmeproduktionskapacitet afvikles. Det skyldes bl.a. besparelser på faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger som følge af lukning af naturgas- og oliefyrede spidslastkedler samt lukning af fossilbaserede centrale kraftvarmeværker såsom Fynsværket Blok 7, gasdelen af Skærbækværket og gasdelen af Avedøreværket Blok 2. Disse anlæg er i Grundberegningen i drift i hele fremskrivningsperioden men med begrænset driftstid. Dertil kommer besparelser på omkostninger til afbrænding af fossile brændsler inkl. afgifter og CO₂-kvoteomkostninger.

Lukning af disse anlæg i FossilStop scenariet medfører en forringelse af elforsynings sikkerheden. For de decentrale områder ses der ikke en påvirkning af fjernvarmeprisen. Det er et udtryk for, at lukningen af fossilbaseret fjernvarmeproduktion generelt muliggør en selskabsøkonomisk besparelse, der opvejer de større investeringsomkostninger i elbaseret varmekapacitet.

4.2 Konsekvenser ved begrænsning af træforbrug til el- og fjernvarmeproduktion

Træbiomassefyrede fjernvarmeanlæg leverer primært grund- og mellemlast, hvorfor den udfasede fjernvarmekapacitet primært erstattes af store varmepumper. I BioSoft og Biohard scenarierne forventes varmepumper at dække hhv. 55 pct. og 65 pct. af fjernvarmebehovet. Den større fjernvarmeproduktion fra varmepumper resulterer i et større elforbrug i Danmark, hvilket hovedsageligt tilfredsstilles med en større elimport fra udlandet. Begrænsningen af træbiomasse forventes at medføre en lille stigning i elprisen.

Effekten af træbiomassebegrænsning på fjernvarmeprisen vil afhænge af sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapaciteter i det pågældende fjernvarmeområde. Modelberegningerne viser generelt en selskabsøkonomisk gevinst i udfasningen af biomassekedler til fordel for eldrevet fjernvarmeproduktion. En forceret udfasning af træbiomasse vil imidlertid gå ud over varmeproduktionsomkostningerne i fjernvarmeområder med nyetableret biomassekraftvarme, som f.eks. i Storkøbenhavn, som typisk har bedre driftsøkonomi takket være bl.a. afgiftsfordele fra omlægning fra kul og støtte til elproduktion baseret på biomasse.

4.2.1 Omlægning af produktionskapaciteter

BioSoft scenariet reducerer den termiske elkapacitet i 2040 med ca. 17 pct. ift. Grundberegningen, mens reduktionen i BioHard scenariet er ca. 26 pct. Elforsynings sikkerheden forventes derfor at blive væsentligt negativt påvirket af begrænsningen af træbiomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion. Varmeproduktionskapaciteten på træbiomasse i 2040 reduceres med ca. 40 pct. i BioSoft og med næsten 100 pct.⁴ i BioHard sammenlignet med Grundberegningen.

Træbiomassebegrænsningsscenarierne medfører generelt lukning af fjernvarmeanlæg til grund- og mellemlast, hvorfor den primære erstatning forventes at være store varmepumpesystemer. I 2040 er der således installeret ekstra varmepumpekapacitet på 550 MJ/s i BioSoft og 1.350 MJ/s i BioHard i forhold til Grundberegningen.

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

Det primære grundlag for valg af fremtidig varmeforsyning i analysen er selskabsøkonomi beregnet ud fra en række input vedr. teknologier, energiomkostninger m.v. Der tages i analysen ikke højde for arealkrav til nye installationer, temperaturkrav i ledningsnet eller øvrige lokale begrænsninger. Derfor er gennemførligheden af sådan en udbygning meget usikker.. Usikkerhed om arealplads 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.

⁴ Det resterende træbiomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion efter 2034 skyldes bl.a. tilsatsfyring med træpiller og træflis i nogle danske affaldsforbrændingsanlæg. Dette vurderes ikke at have betydning for analysens hovedresultater.

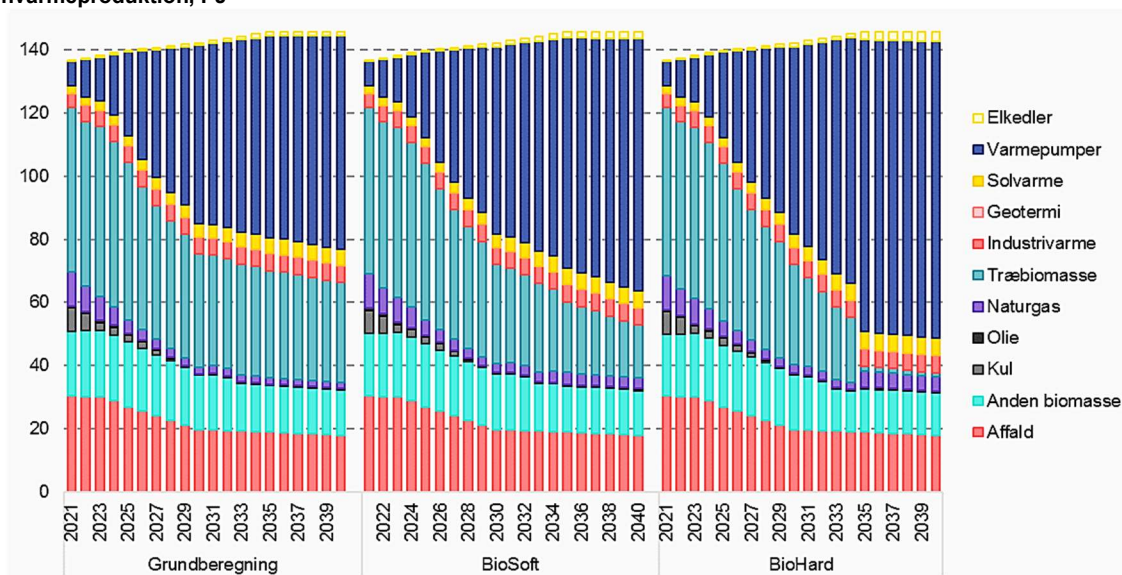
4.2.2 Effekter på varmeproduktion

I BioSoft scenariet ses en halvering af elproduktion på træbiomasse i 2040 ift. Grundberegningen, mens BioHard reelt forårsager et ophør af træbiomasseforbrug til elproduktion efter 2034. Reduktionen erstattes kun i mindre omfang af fossilbaseret termisk indenlandsk elproduktion, hvilket resulterer i en større elimport.

Begrænsningen af træbiomasseforbrug til fjernvarmeproduktion medfører en større forandring i sammensætningen af den danske fjernvarmeproduktion, som det kan ses i Figur 4.3. Det er hovedsageligt varmepumper, der erstatter den udfasede produktion fra træbiomasse i både BioSoft og BioHard scenarierne.

Figur 4.3: Udvikling i fjernvarmeproduktion i Grundberegning, BioSoft og BioHard fordelt på brændsler eller teknologier.

Fjernvarmeproduktion, PJ



Anm.: Naturgas dækker over al 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.

Som det fremgår af Figur 4.3 stiger fjernvarmeproduktion fra varmepumper således til knap 80 PJ i BioSoft scenarie og til 94 PJ i BioHard scenarie i 2040. Det svarer til, at varmepumper dækker hhv. 55 pct. og 65 pct. af den danske fjernvarmebehov. Det skal understreges, at modelberegningerne er foretaget med et normalt klimaår og derfor ikke tager højde for ekstreme vejrudsving, som har stor betydning for både el- og varmebehovet og dermed også el- og fjernvarmepriser. Desuden er der ikke taget højde for, at luft-til-vand varmepumpers ydeevne falder i takt med lavere udetemperaturer.

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.

Stigningen i elforbrug til fjernvarmeproduktion i træbiomassebegrænsningsscenarierne er sammenfattet i Tabel 4.1.

Tabel 4.1: 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 med 82 pct. i BioSoft og 144 pct. i BioHard i 2040. Dette skyldes at i perioder med høje elpriser bliver ledningsgas det billigste alternativ når træbiomassen ikke er tilgængelig.

4.2.3 Effekter på drivhusgasudledninger

Det vurderes, at en begrænsning af træbiomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion vil resultere i en begrænset stigning i drivhusgasudledning fra el- og fjernvarmesektoren i Danmarks drivhusgasregnskab pba. det større ledningsgasforbrug. Det skønnes, at stigningen fra fossil CO₂ vil være i størrelsesordenen 0,25 mio. ton i både BioSoft og i BioHard scenarierne ift. Grundberegningen i 2035 svarende til at ledningsgasforbruget fordobles da træbiomassen ikke kan levere varme i perioder med høj elpris.

Det vurderes imidlertid, at træbiomassebegrænsningsscenarierne vil medføre et fald i den biogene CO₂-udledning⁵ fra el- og fjernvarmesektoren ift. Grundberegningen. Reduktionen skønnes at være i størrelsesordenen 0,5 mio. ton CO₂ i 2030 for både BioSoft og BioHard scenarierne. I 2040 vil reduktionen i den biogene emission ift. Grundberegningen imidlertid være i størrelsesordenen 2 mio. ton CO₂ for BioSoft scenariet og 4 mio. ton CO₂ 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 scenarie efter 2034.

4.2.4 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 scenarie efter 2034. Modelberegninger viser dog, at stigningen i elpris er begrænset til under 5 pct. i 2040 i forhold til Grundberegning.

⁵ Ifølge FN's opgørelsesmetode betragtes biomasse som CO₂-neutral. I KF21 er der vurderet, hvor meget biogen CO₂ el- og fjernvarmesektoren forventes at udlede i 2030. Sektorens biogene udledning svarer til ca. 8 mio. ton CO₂e i 2030. Se Bilag i sektornotat 8A El- og fjernvarmesektor.

4.2.5 Effekter på fjernvarmeproduktionsomkostninger

En blød udfasning af træbiomasse i el- og fjernvarmesektor resulterer i en marginalt lavere fjernvarmepris end Grundberegningen frem mod 2040 i de centrale fjernvarmeområder. Omvendt vil fjernvarmeprisen være marginalt højere ved en hård udfasning af træbiomasse. Dette fremgår af *Figur 4.4*.

Modelberegningerne 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 forventes at fortsætte drift efter 2040. Besparelsen i faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger, og især brændselsomkostninger, opvejer investeringer i varmepumper og omkostninger til varmepumpernes elforbrug. Varmepumpernes konkurrencedygtighed er væsentligt bedre i dag end for blot få år siden, hvor både elvarmeafgift og PSO var med til at trække omkostningerne betydeligt op.

En forceret udfasning af træbiomassefyret kraftvarme kan dog føre til stigninger i fjernvarmeproduktionsomkostningerne for de fjernvarmeområder, hvor biomassekraftvarme har god driftsøkonomi.

Figur 4.4: Udvikling i fjernvarmeproduktionsomkostningerne i de centrale fjernvarmeområder
Centrale fjernvarmeområder (indeks, 100=Grundberegning 2021)



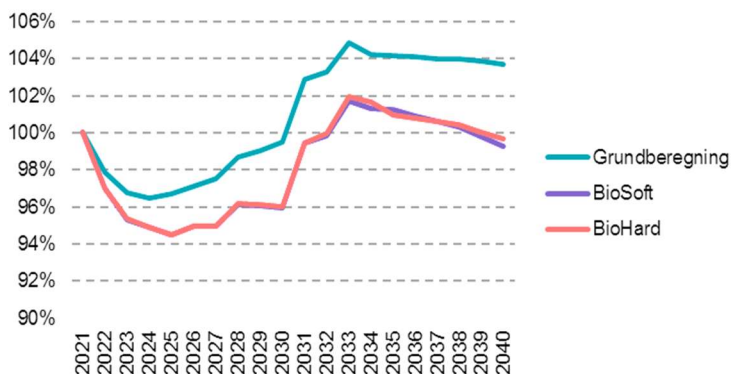
Anm.: Vægtet gennemsnit af alle danske centrale fjernvarmeområder.

Der er ikke taget hensyn til, at lokale forhold kan gøre investeringer i særligt varmepumper væsentligt dyrere end de investeringsomkostninger fra Energistyrelsens teknologikatalog, der er anvendt i denne analyse.

Størstedelen af de decentrale områder har en høj andel af biomassekedler i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapaciteter. BioSoft og BioHard scenarierne resulterer derfor i lavere gennemsnitlige fjernvarmepriser, som vist i *Figur 4.5*, idet der i disse områder er bedre økonomi i varmepumpebaseret fjernvarmeproduktion, og at der dermed er en økonomisk fordel ved at udfase biomassekedlerne.

Figur 4.5: Udvikling i fjernvarmepris i de decentrale fjernvarmeområder

Decentrale fjernvarmeområder (indeks 100=Grundberegning 2021)



Anm.: Vægtet gennemsnit af alle danske decentrale fjernvarmeområder.

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

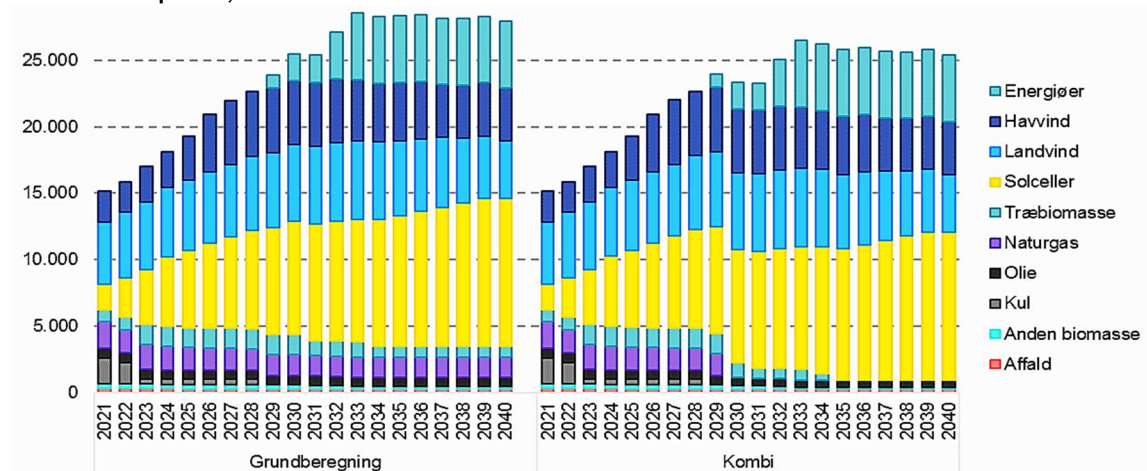
Dette scenarie – Kombi – er en kombination af scenarierne BioHard og FossilStop. I dette scenarie undergår det danske fjernvarmesystem en markant forandring. Fossilbaseret fjernvarmekapacitet erstattes hovedsageligt af elkedler, som primært agerer som spids- og reservelast i systemet. Træbio-massefyrede fjernvarmekedler og kraftvarmeværker erstattes i stedet af varmepumper og i mindre grad nye solvarmeanlæg. Fjernvarmeproduktionen forventes i scenariet at være domineret af elbase-rede fjernvarmeteknologier såsom varmepumper og elkedler. Dette resulterer i et større elforbrug i Danmark, hvilket hovedsageligt tilfredsstilles med en større elimport fra udlandet.

4.3.1 Omlægning af produktionskapaciteter

Kombiscenariet forventes at medføre en reduktion på knap 2,5 GW elkapacitet i 2040 ift. Grundberegningen. Dette svarer til en reduktion på ca. 75 pct. af den samlede termiske elkapacitet i 2040, hvorfor Kombiscenariet forventes at påvirke den danske elforsyningsikkerhed betragteligt. Dette fremgår af Figur 4.6.

Figur 4.6: Udvikling i elproduktionskapaciteter i Grundberegning og Kombi scenarier fordelt på energiformer.

Installeret elkapacitet, MW



Anm.: Elkapaciteter opgøres pr. ultimo år. Naturgas dækker al 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.

Kombiscenariet medfører også en stor udbygning med elkedler (ca. 11,5 GJ/s i 2040), som primært skal fungere som spidslast- og reservekapacitet i fjernvarmesystemer. Den samlede varmeproduktionskapacitet 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 Kombiscenariet (+55 pct. ift. Grundberegningen).

Realiserbarheden af denne omfattende omstilling af fjernvarmesektoren er særdeles usikker pga. faktorer, der ikke tages højde for i modelberegningerne, men som har særlig indvirkning i de store byer. Arealbehovet tager stort set ikke højde for de potentialer, der kan være ved at anvende overskudsvarme fra Power-to-X-anlæg. I et langsigtet perspektiv kan produktionen af Power-to-X-produkter bidrage med overskudsvarme til fjernvarmen. Dette afhænger dog af om temperaturen er høj nok, hvor ofte den er til rådighed, og om der ved placeringen af Power-to-X anlæg tages højde for udnyttelsen af overskudsvarme til fjernvarmeproduktion. Værdien af overskudsvarmen afhænger derfor af lokale forhold. Den samfundsøkonomiske værdi ved placering af PtX-anlæg ift. fjernvarmenettet vil normalt være lavere, end værdien af en hensigtsmæssig geografisk placering i forhold til elnettet.

I Kombi scenariet forventes den samlede indenlandske elproduktion at falde med ca. 1,7 TWh i 2040 ift. Grundberegningen. Reduktionen erstattes udelukkende med en større elimport til Danmark fra udlandet.

4.3.2 Effekter på varmeproduktion

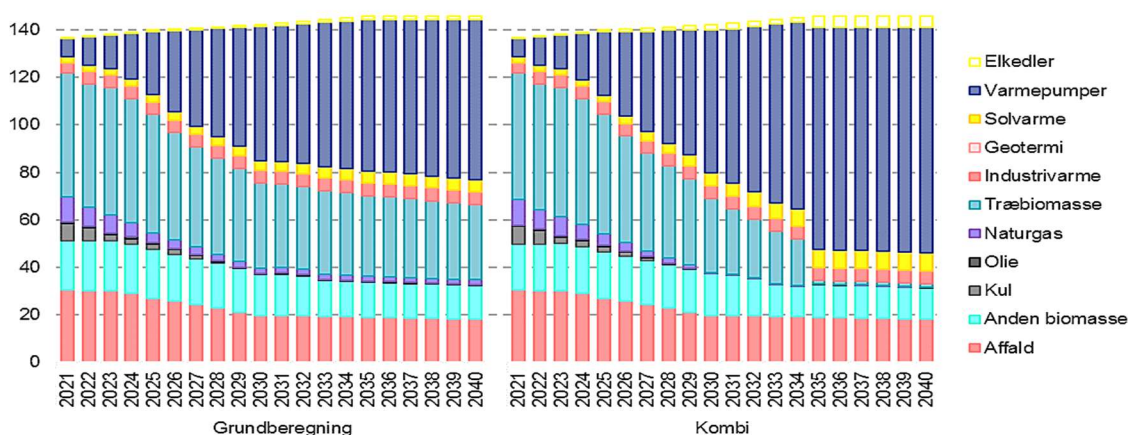
Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen ændrer sig også markant frem mod 2040 ift. Grundberegningen. Ændringerne i fjernvarmeproduktionen er vist på , hvor varmepumper og elkedler dækker hhv. 65 pct. og 4 pct. af fjernvarmeproduktionen. Dette resulterer i et væsentligt større elforbrug til fjernvarmeproduktion, som det fremgår af Tabel 4.2.

Tabel 4.2: 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

Figur 4.7: Udvikling i fjernvarmeproduktion i Grundberegning og Kombi scenarier fordelt på energiformer.

Fjernvarmeproduktion, PJ



Anm.: Naturgas dækker over al 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 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.

4.3.3 Effekter på drivhusgasudledninger

Effekten af Kombiscenariet på drivhusgasudledning fra el- og fjernvarmesektoren i 2030 skønnes at være på niveau af effekten af FossilStop scenarie, dvs. en reduktion på ca. 0,2-0,3 mio. ton CO₂.

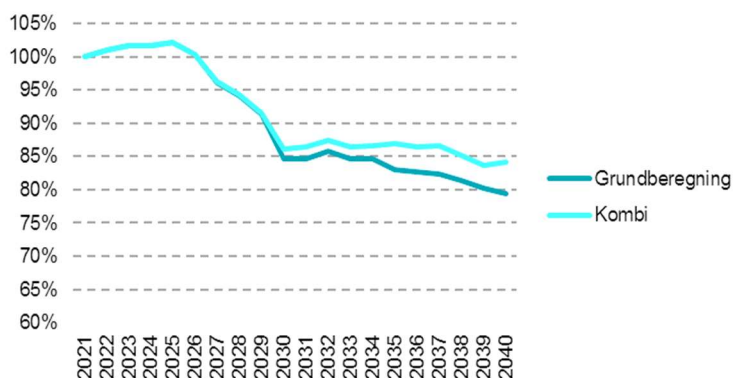
Det vurderes desuden, at Kombiscenariet vil medføre et fald i den biogene CO₂-udledning⁶ fra el- og fjernvarmesektoren ift. Grundberegningen. Reduktionen skønnes til at være i størrelsesordenen 0,5 mio. ton CO₂ i 2030. I 2040 vil reduktionen ift. Grundberegningen være i størrelsesordenen 4 mio. ton CO₂.

4.3.4 Effekter på elpriser

Kombiscenariet har en synlig effekt på Danmarks elpris, som det kan ses i Figur 4.8. Stigningen i elpris i 2040 forventes at være ca. 5 pct. i forhold til Grundberegningen. Stigningen skyldes en kombination af det højere elforbrug til fjernvarmeproduktion, og den store reduktion i indenlandsk elproduktion.

Figur 4.8: Udvikling i Danmarks elpris

Danmarks elpris (indeks, 100=Grundberegning 2021)



Den største stigning i elpris ses i Østdanmark, hvor elpris er ca. 11 pct. højere i 2040 end Grundberegningen. Stigningen i Vestdanmark er derimod begrænset.

4.3.5 Effekter på fjernvarmepriser

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 kraftvarmewærker medfører generelt en besparelse i fjernvarmeproduktionsomkostninger, eftersom disse værker har begrænset driftstid pga. lave elpriser og forholdsvis store faste drift- og vedligeholdelsesomkostninger.

⁶ Ifølge FN opgørelsesmetoden betragtes biomasse som CO₂-neutral. I KF21 er der vurderet, hvor meget biogent CO₂ el- og fjernvarmesektoren forventes at udlede i 2030. Sektorens biogene udledning svarer til ca. 8 mio. ton CO₂e i 2030. Se Bilag i sektornotat 8A El- og fjernvarmesektor.

Overordnet set medfører Kombiscenariet 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. Der er her tale om en netto reduktion af den installerede fjernvarmeproduktionskapacitet
- Fjernvarmeproduktion baseret på varmepumper medfører bedre driftsøkonomi sammenlignet med træbiomassekedler

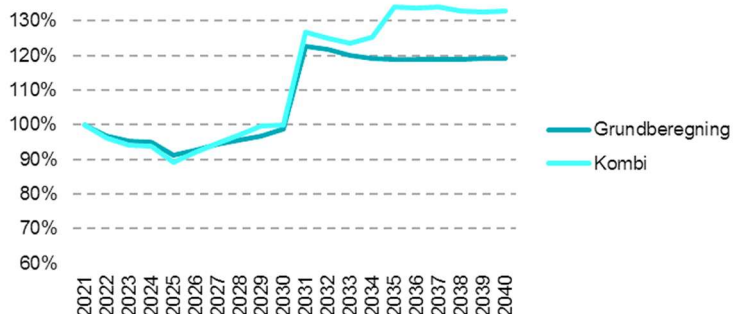
Der vil dog være enkelte områder, hvor begrænsninger i Kombiscenariet vil gå ud over fjernvarmepriisen. Det gælder især områder uden fossilbaseret kraftvarme, hvor spidslastbehovet dækkes med fossile kedler (Figur 4.9), og områder med nyetableret biomassefyret kraftvarme (Figur 4.10). Fjernvarmeproduktionsomkostningerne i disse områder kan stige med mere end 10 pct. ift. Grundberegningen.

Figur 4.9: Udvikling i fjernvarmepriis i områder uden fossilt baseret kraftvarme
Fjernvarmepriis (indeks 100=Grundberegning 2021)



Anm.: Beregninger er baseret på udvalgte decentrale fjernvarmeområder uden fossilbaseret kraftvarme i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapacitet, vægtet gennemsnit.

Figur 4.10: Udvikling i fjernvarmepris for områder med nyetableret træbiomassefyret kraftvarme
Fjernvarmepris (indeks, 100=2021 Grundberegning)



Anm.: Beregninger baseret på udvalgte fjernvarmeområder som i har nyetableret træbiomassefyret kraftvarme med tilstrækkeligt god driftsøkonomi i sammensætningen af fjernvarmeproduktionskapacitet, vægтет gennemsnit.

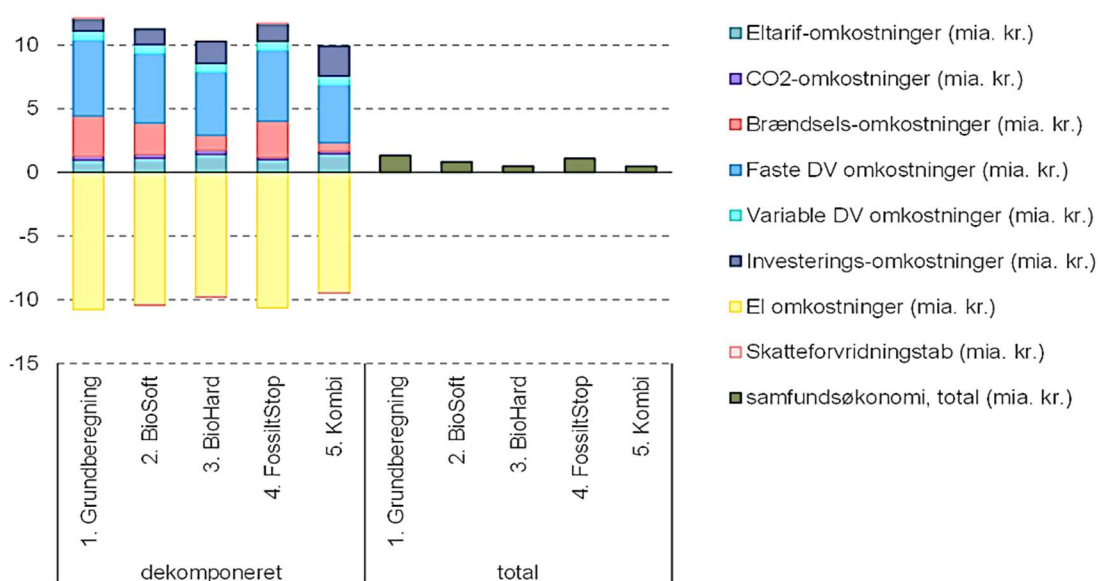
4.4 Samfundsøkonomi

De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med fjernvarmeforsyning er illustreret for såvel Grundberegningen som de alternative scenarier i Figur 4.11.

De samfundsøkonomiske omkostninger forbundet med at opretholde den nuværende elforsyningsikkerhed er dog ikke værdisat i denne analyse. 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 scenarierne have store omkostninger til el til varmepumper.

Figur 4.11: Samfundsøkonomiske omkostninger i 2035 for fjernvarmeforsyning fordelt på scenarier.

Samfundsøkonomi: dekomponeret, total, mia. kr.



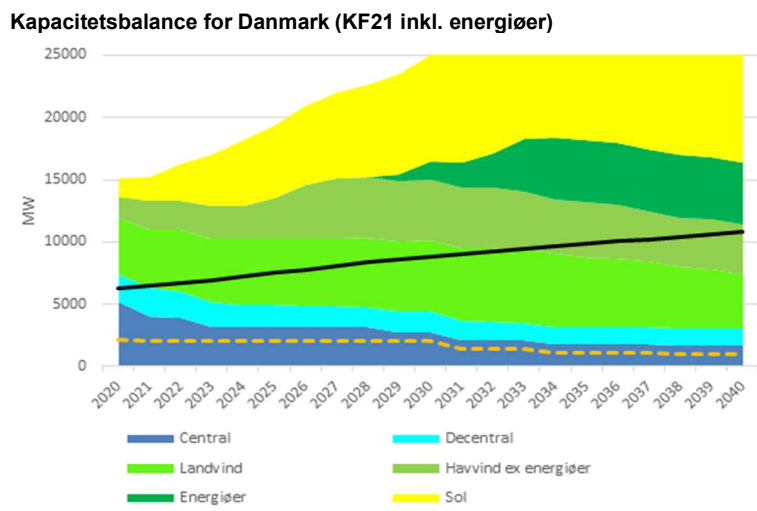
Scenarierne viser et samfundsøkonomisk besparelspotentiale ved at udfase træbiomasse og fossile brændsler fra fjernvarmeforsyningen, da alternative varmeproduktionsformer er konkurrencedygtige. Forskellen i de samfundsøkonomiske beregninger vurderes dog at være for små til at pege på en entydig konklusion. Erstatningen af kraftvarmeproduktion og rent varmeproducerende enheder baseret på træbiomasse med varmepumper vurderes dog isoleret set at være samfundsøkonomisk rentabelt, men må dog forventes at kunne få væsentlig indvirkning på elforsynings sikkerheden. Omkostningerne til at opretholde elforsynings sikkerheden, såfremt træbiomassen udfases, bør derfor analyseres nærmere.

4.5 Effektilstrækkelighed

Elforsynings sikkerhed kan inddeles i følgende tre underopdelinger: Effektilstrækkelighed, nettilstrækkelighed og systemsikkerhed. Dette er beskrevet nærmere i *Analyse af elforsynings sikkerheden frem mod og efter 2030*. Denne analyse ser kun på hovedkonklusionerne fsva. påvirkningen af effektilstrækkelighed⁷ fra tiltag ved hhv. et eventuelt forbud mod fossile brændsler (FossilStop) og begrænsning af træbiomasse (BioHard) samt kombinationsscenarioet (Kombi).

Figur 4.12 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. Som beskrevet i tidligere afsnit reduceres elkapaciteten betydeligt i alle af alternativ scenarierne i forhold til Grundberegningen.

Figur 4.12: Kapacitetsbalancen i Danmark i som antaget i Grundberegningen (KF21 inkl. energigøer)



⁷ *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 2.1 viser, hvordan niveauet af afbrudsminutter⁸ fra effekttilstrækkelighed forventes at stige fra nul i 2030 til 2035 i Grundberegningen, FossilStop, BioHard og Kombi.

Et forbud mod fossile brændsler i fjernvarmen forventes at have en betydelig negativ påvirkning på effekttilstrækkeligheden i Danmark efter 2030 idet forbuddet forstærker den stigende udvikling i afbrudsminutter, der ses i Grundberegningen. Dette forstærkes af, at der i scenariet ikke tillades fortsat drift af gasbaseret kraftvarme, som forventes at kunne overgå til VE-gas.

Særligt i elprisområdet Østdanmark forventes der problemer med effektmangel i 2035, hvilket medfører både en stor relativ og absolut stigning i afbrudsminutter.

Figur 2.1 viser samtidigt, hvordan niveauet af afbrudsminutter i både Øst- og Vestdanmark forventes at blive en del højere i 2035 ift. Grundberegningen, hvis man indfører begrænsning på træbiomasse (BioHard scenarierne). Særligt i elprisområdet Østdanmark vil effekt manglen i 2035 blive forstærket kraftigt i de træbiomassebegrænsende scenarier, hvilket i høj grad kan tilskrives, at reduktionen vil medføre lukning af centrale træbiomassekraftværker på Sjælland.

Figur 2.1 viser desuden, at Kombi scenariet i 2035 forventes at medføre endnu flere afbrudsminutter end de øvrige alternativ scenarier.

Årsagen til, at et stop for brugen af fossile brændsler (FossilStop), en eventuel begrænsning af træbiomasse (BioHard), samt kombinationen af de to (Kombi), forventes at have så afgørende betydning for effekttilstrækkeligheden, er, at kraftvarmeværkerne, der benytter fossile brændsler og træbiomasse, bidrager med regulerbar elproduktion. Regulerbarhed 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. Derfor viser beregningerne, at effekttilstrækkelighedsproblemerne, der allerede ses i Grundberegningen, bliver mere udtalte med disse tiltag.

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 effekttilstrækkelighed har en tendens til hurtigt at blive drastisk forværret, når først man er nået et punkt, hvor afbruddene begynder at ses. 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.

4.6 Konsekvenser ved begrænsning af træfyrede kedler til individuel opvarmning

For den individuelle opvarmning er der regnet på to tilsvarende scenarier:

- a) BioSoft: Et scenarie, hvor investeringer og reinvesteringer i træpille- og brændefyr stoppes fra og med 2021.
- b) 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, der hvert år er 5 pct. af 2021-bestanden af individuelle træpille- og brændefyr, der udskiftes med en eldrevne varmepumpe. I BioSoft vil alle fyr dermed være udskiftet med varmepumper i 2040.

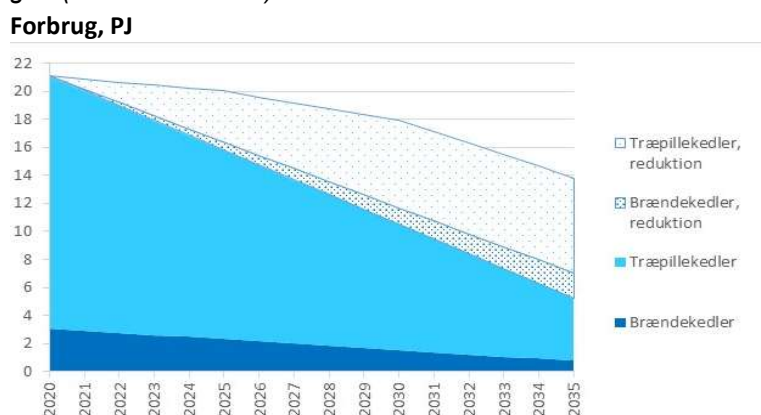
⁸ Antal minutter pr. år en forbruger eller en gruppe af forbrugere i gennemsnit ikke har adgang til eller forventes ikke at have adgang til elektricitet.

Træforbruget i individuelle brændeovne er ikke omfattet af scenarierne. Dette forbrug forudsættes således i alle tilfælde at udvikle sig som i Grundberegningen. Dette skyldes især særligt stor usikkerhed ved at regne bruger- og samfundsøkonomi for brændeovne, da det dels er svært at fastlægge prisen på brænde (især brugerøkonomisk) og dels er svært at fastlægge alternativet til brændeovne. Hvis fx brændeovnen er til reel opvarmning, så vil der være behov for at etablere anden opvarmning, hvis brændeovnen nedlægges. Hvis brændeovnen derimod bare er supplerende varmekilde (hyggevarme), så kan alternativet være, at man bare undlader at bruge brændeovnen, uden at det giver udgifter og energiforbrug til erstatning for brændeovnen.

4.6.1 BioSoft – investeringsstop fra 2021

Med et stop for investering og reinvestering i individuelle træpille- og brændefyr fra og med 2021 falder træforbruget betydeligt hurtigere end i Grundberegningen. Figur 4.13 viser udviklingen i træpille- og brændeforbruget samt reduktionen i forbruget i forhold til Grundberegningen.

Figur 4.13: Træpille- og brændeforbrug i BioSoft (farvede felter) samt reduktion ift. 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 PJ⁹.

De samfundsøkonomiske omkostninger til varmeforsyning i BioSoft forventes at blive reduceret med 0,4 mia. kr. i 2035 som følge af konvertering fra individuelle træpillekedler og brændeovne til individuelle varmepumper. Dette skyldes primært besparelser på omkostninger til træpilleforbrug som er væsentlig højere end omkostningerne til elforbrug til varmepumper.

Tilsvarende vurderes der at være en brugerøkonomisk gevinst på samlet 0,3 mia. kr. i 2035 som følge af udskiftning af varmeproduktionsenhed. At der ses en besparelse ved at indføre et stop for individuel opvarmning med træbiomasse, kan bl.a. skyldes at husstande der allerede har installeret en træpillekedel, ikke får denne udskiftet allerede nu, upåagtet af at der kan være billigere at gøre dette. Der

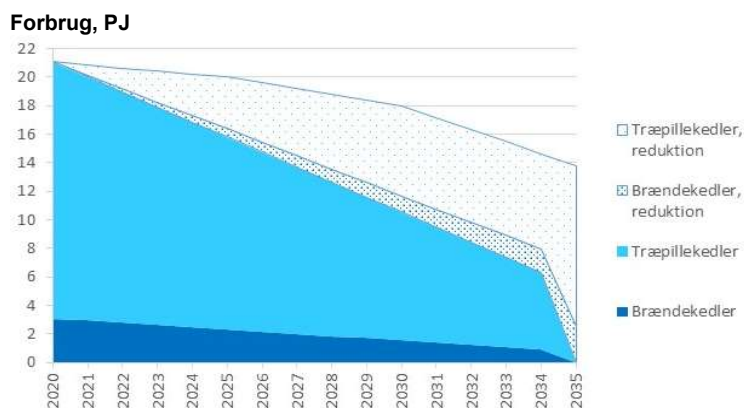
⁹ Der er her anvendt en COP for varmepumper på 3,15, baseret på 2020-oplysninger i Teknologikataloget.

kan desuden være en vis tilbageholdenhed, som er medvirkende til at rationelle økonomiske beslutninger ikke bliver realiseret.

4.6.2 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 4.14 viser udviklingen i træpille- og brændeforbruget samt reduktionen af forbrug ift. Grundberegningen.

Figur 4.14: Træpille- og brændeforbrug i BioHard (farvede felter) samt reduktion ift. Grundberegningen (mønstrede felter).



I BioHard vil både træpille- 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 PJ¹⁰.

De samfundsøkonomiske omkostninger til varmeforsyning i BioHard reduceres ved konvertering fra individuelle træpille- og brændefyr til individuelle varmepumper med 0,7 mia. kr. i 2035. De lavere samfundsøkonomiske omkostninger skyldes den forcerede konvertering af anlæg i 2035 hvor alle resterende trækedler erstattes med varmepumper der har lavere omkostninger.

De brugerøkonomiske omkostninger 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.

Med den gode brugerøkonomi for varmepumpen kan det virke ulogisk, at der i Grundberegningen regnes med en fortsat stor andel af træpillefyr 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 træpillefyr med et nyt eller andre billigere teknologier. Imidlertid viser

¹⁰ Der er her anvendt en COP for varmepumper på 3,15, baseret på 2020-oplysninger i Teknologikataloget.

erfaringen, at også andre forhold end de rent økonomiske spiller ind ved forbrugernes valg af opvarmningsform. 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.