



Potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarmesektoren

TEKNISK OG ØKONOMISK ANALYSE MOD 2040



September
2020

Udarbejdet af:

Ea Energianalyse
Gammeltorv 8, 6. tv.
1457 København K
T: 60 39 17 16
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Forsidebilleder:

*Th. Digital Twins varmepumpe projekt, Dansk Teknologisk Institut
Nederst tv. Varmelager i Høje Taastrup, PlanEnergi*

Indhold

1	Analysens hovedbudskaber	6
2	Opsamling og konklusioner	8
2.1	Analyse af potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarme i Danmark	8
2.2	Analysens scenarier, rammer og forudsætninger	9
2.3	Hovedresultater og konklusioner	10
3	Baggrund og formål	19
4	Nye teknologier	21
4.1	Varmepumper som alternativ teknologi	23
5	Scenarier og analysemetode	32
5.1	Analyserede scenarier og beregningsår	32
5.2	Anvendt modelværktøj og investeringer	33
5.3	Modellering af fjernvarmesystemerne i Danmark	35
6	Analyseforudsætninger.....	39
6.1	Udvikling af fjernvarmeforbruget mod 2040	39
6.2	Udvikling af elforbruget i Danmark	40
6.3	Kapacitet på eksisterende varmeproduktionsanlæg.....	41
6.4	Forudsætninger om affald.....	41
6.5	Data for mulige investeringer i ny produktion	44
6.6	Brændselspriser	47
6.7	CO ₂ -kvoteprisens udvikling.....	48
6.8	Elpris	49
6.9	Afgifter og tilskud	50
6.10	Elnettariffer	50
7	Analyseresultater	52

7.1	Konkurrence mellem teknologier	52
7.2	Udvikling af fjernvarmesystemet i scenarierne	54
7.3	Tre udfasningsscenarier	60
7.4	Udvikling af elsystemet	62
7.5	Biomasseforbrug	65
7.6	Økonomisk vurdering	66
7.7	Følsomhedsanalyser	71
8	Casestudier	75
8.1	Analyserede case-områder	75
8.2	Hovedresultater fra casestudierne	76
	Bilag 1: Varmepumper – potentialer og COP-værdier	80

1 Analysens hovedbudskaber

En stor del af den danske el- og fjernvarmeforsyning er over de seneste år blevet omstillet fra kul, olie og naturgas til vedvarende energi, herunder biomasse. Biomasse leverer i dag ca. halvdelen af fjernvarmeforsyningen. Formålet med denne analyse er at undersøge reelle alternativer til nuværende brændsler i den kollektive el- og varmeforsyning. Særligt vurderes konsekvenser for samfundet og fjernvarmeøkonomien, hvis biomassen udfases fuldt ud frem mod hhv. 2025, 2030 og 2040.

Analysen viser:

- Den vigtigste teknologi med potentiale til at dække fjernvarmeforbruget i fremtiden, hvis biomasse udfases, er eldrevne varmepumper. Potentialet fra de gunstigste varmekilder er dog begrænset, og luft- og havvandsvarmepumper ventes derfor at dominere. Andre teknologier kan få en større rolle end vist i denne analyse afhængig af lokale beslutninger, eller hvis rammerne ændrer sig. Det gælder fx solvarme, overskudsvarme fra industrien og geotermi.
- I referencescenariet, uden nye krav til biomasseudfasning, ventes en række ældre biomasseanlæg at reducere driften og endda at lukke helt, når der er behov for større reinvesteringer. Allerede i 2030 ventes biomasseforbruget til el- og fjernvarmeproduktion derfor at være faldet med 28 % sammenlignet med 2020, og i 2040 ventes det reduceret med 70 %. Vigtige drivkræfter hertil er aftalen om afskaffelse af elvarmeafgiften, samt yderligere nyttiggørelse af overskudsvarme.
- Der er stadig en række tekniske og økonomiske udfordringer ved indpasning af varmepumper, der ikke er løst. Derfor vurderes fuld udfasning af biomasse i 2030 at være særdeles usikkert at gennemføre, og fuld udfasning i 2025 at være urealistisk at gennemføre. Alligevel er de økonomiske konsekvenser i alle tre udfasningsscenarier søgt beregnet.
- For udfasningsscenarierne er meromkostningerne for samfundet beregnet til:
 - Ca. 14 mia. kr. ved fuld udfasning mod 2025
 - Ca. 9 mia. kr. ved fuld udfasning mod 2030
 - Ca. 1 mia. kr. ved fuld udfasning mod 2040.

Omkostningerne skyldes især konkrete anlæg, der er nyinvesteret i, og som udfases før tid. For varmekunderne vil der i visse fjernvarmeområder som følge heraf kunne være en varmeprisstigning på 800-1.500

kr./år pr. standardbolig, svarende til en årlig prisstigning på i størrelsesordenen 10 %.

- Skal biomasse fuldt ud erstattes i fjernvarmen vil det kræve en udbygning på i alt 5.500 MW store varmepumper. Det svarer til:
 - 1.100 MW årligt ved fuld udfasning mod 2025
 - 550 MW årligt ved fuld udfasning mod 2030
 - 275 MW årligt ved fuld udfasning mod 2040

Til sammenligning er den samlede kapacitet af større, eldrevne varmepumper i fjernvarmen i Danmark ca. 300 MW.

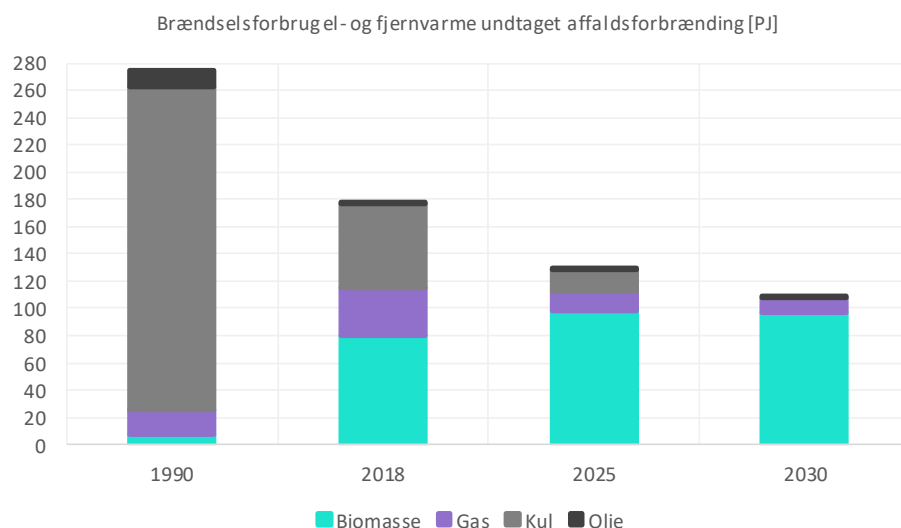
- Det er overvejende i de største fjernvarmeområder, som i dag baserer fjernvarmeforsyningen på biomasse, at der vurderes at være særligt store udfordringer og omkostninger forbundet med en hurtig og fuldstændig udfasning af biomasse. Det skyldes bl.a. pladsforhold og temperaturforhold i transmissionsnettene. I de mindre, decentrale områder vurderes udfordringerne og omkostningerne ved omstillingen at være mindre.
- Det forudsættes i analysen, at bl.a. overskudsvarme fra anlæg til PtX-brændsler bliver indfaset i fjernvarmeforsyningen i større byer. Dette er en usikker forudsætning. Bliver dette ikke tilfældet, kan omkostningerne i udfasningsscenarierne blive højere, og de tekniske udfordringer ved en hurtig udfasning i de større byer vil blive væsentligt større
- Udfasning af kraftvarmeverker og indfasning af varmepumper kræver markant udbygning af vind og sol, og reducerer samtidig regulerbar kapacitet på elsidens. Sker dette hurtigt, kan det medføre ekstraomkostninger til opretholdelse af elforsyningsikkerheden, hvilket ikke er analyseret og prissat i denne rapport.
- Såfremt varmepumper ikke bliver så billige og effektive som forudsat i teknologikataloget vil omkostningerne til udfasning af biomasse stige. Dette er belyst i en følsomhedsanalyse, som viser, at der fortsat vil blive udbygget primært med varmepumper, men her også i et vist omfang med biomasseteknologier. De samfundsøkonomiske meromkostninger ved udfasning af biomasse i hhv. 2025, 2030 og 2040 vil i denne følsomhed stige til hhv. 17, 11 og 2 mia. kr. over perioden.
- Meromkostningerne til udfasning af biomasse er også følsomme over for udviklingen af priserne på biomasse. En stigning af biomasseprisen med 10 kr./GJ betyder en reduktion af de samfundsøkonomiske omkostninger med ca. 40 %, mens en reduktion på 10 kr./GJ tilsvarende vil betyde, at meromkostningerne stiger med ca. 40 % sammenlignet med grundforudsætningerne.

2 Opsamling og konklusioner

2.1 Analyse af potentialet for nye teknologier i el- og fjernvarme i Danmark

Biomasse har muliggjort hurtig nedbringelse af kul- og naturgasforbruget

Den danske el- og fjernvarmeproduktion har historisk set været domineret af olie og senere kul og naturgas. På elsiden får vind og sol stigende betydning, og gennem de senere år er der i mange byer sket en omstilling fra kul og naturgas til biomasse. Det har betydet, at fossile brændsler er blevet hurtigt udfaset til fordel for VE. Forbruget af biomasse har derfor været stigende og forventes også på kort sigt at stige, når nye biomasseanlæg idriftsættes, mens forbruget af kul og naturgas reduceres yderligere. Efter 2025 forventes forbruget af biomasse ifølge Energistyrelsens Basisfremskrivning 2020 at stagnere.



Figur 1: Brændselsforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark. Kilde: Basisfremskrivning 2020.

Ambitiøse klimamål peger på elektrificering af varmesektoren

Danmark har sat som mål, at udledningen af drivhusgasser skal reduceres med 70 % i 2030 sammenlignet med 1990. Frem mod 2050 er målet, at Danmark bliver klimaneutral. I energisektoren forventes en kraftig udbygning med sol og vind i kombination med elektrificering af transport og opvarmning at være blandt de vigtigste virkemidler til at nå målene. Med Danmarks stigende produktion af elektricitet er det relevant at analysere de teknologiske muligheder og konsekvenser af en øget elektrificering af varmesektoren. Store elvarmepumper på forskellige varmekilder forventes at blive betydende teknologier i fremtidens bæredygtige energisystem. Geotermi har stort potentiale, men vurderes med gældende rammer ikke at være konkurrencedygtig.

Ea Energianalyse har gennemført en analyse for Dansk Energi og Dansk Fjernvarme med det formål at undersøge forskellige scenarier for indfasning af el-drevne teknologier til erstatning af de nuværende brændsler i den kollektive varmforsyning. Analysen ser på, hvor langt alternative el-drevne teknologier i stor skala er i forhold til de nuværende brændsler i fjernvarmen i forskellige fjernvarmeområder, samt hvilke konsekvenser investeringer i alternativer til de brændselsbaserede teknologier overordnet vil have for de selskabs- og samfundsøkonomiske omkostninger. Desuden er konsekvenser for forsynings-sikkerheden i el- og fjernvarmesektoren overordnet vurderet.

2.2 Analysens scenarier, rammer og forudsætninger

Analysen har været bygget op omkring tre hovedspor:

- En gennemgang og vurdering af mulige, nye teknologier til fjernvarmeproduktion i Danmark
- Modelanalyser af energimæssige og økonomiske konsekvenser i forskellige scenarier for udfasning af biomasse for hele Danmark
- Case-analyser af scenarier for udfasning af biomasse i fem udvalgte fjernvarmeområder: Egedal, Helsingør, hovedstadsområdet, Odense og Randers

Der er i analysen set på fire scenarier for udvikling af el- og fjernvarmesystemet i Danmark frem mod 2040: et referencescenarie samt tre scenarier for fuld udfasning af biomasse i hhv. 2025, 2030 og 2040. Fuld udfasning af biomasse til el- og varme er en valgt analyseforudsætning, hvilket ikke nødvendigvis afspejler et optimalt fremtidsscenario for energisektoren.

I scenarierne antages det, at selskaberne investerer på basis af selskabsøkonomiske rammer. Det antages, at eksisterende anlæg i udgangspunktet kan indgå til udløbet af den tekniske levetid, men at der ikke investeres i levetidsforlængelser, udover de levetidsforlængende investeringer, som allerede er foretaget. I referencescenariet er det muligt at investere i ny biomassebaseret el- eller fjernvarmekapacitet, hvis det er rentabelt (modelberegninger viser dog, at dette i grundberegningerne ikke er attraktivt pga. de nye rammevilkår for varmepumper). Da det i udfasningsscenarierne forudsættes at være kendt, at biomasseanvendelsen skal reduceres, er det antaget, at der her ikke kan investeres i nye biomasseteknologier. Scenarierne konsekvensvurderes både selskabsøkonomisk og samfundsøkonomisk.

El- og varmemarkedsmodellen Balmorel har været anvendt til analyserne. Modellen indeholder en detaljeret repræsentation af det danske el- og

fjernvarmesystem, hvor de 37 største områder er repræsenteret individuelt, mens de øvrige fjernvarmenet er grupperet i 13 områder efter deres hovedkarakteristika. Data i analysen er som hovedregel baseret på offentligt tilgængelige kilder, hvilket særligt gælder data for nye teknologier, som er baseret på Energistyrelsens og Energinets teknologikatalog.

Med modellen kan der analyseres investeringsbeslutninger i el- og fjernvarmesektoren baseret på det konkrete udgangspunkt i fjernvarmebyerne og på en række forudsætninger om teknologiudvikling, brændselspriser, skatter og afgifter samt konkrete politisk bestemte begrænsninger, fx vedr. anvendelse af biomasse. Det antages at alle fjernvarmeselskaber optimerer deres investeringer og drift med henblik på lavest mulige varmepriser.

Analysens ramme er indfrielse af de ambitiøse klimamål for Danmark og Europa

De væsentligste rammer for analysen er:

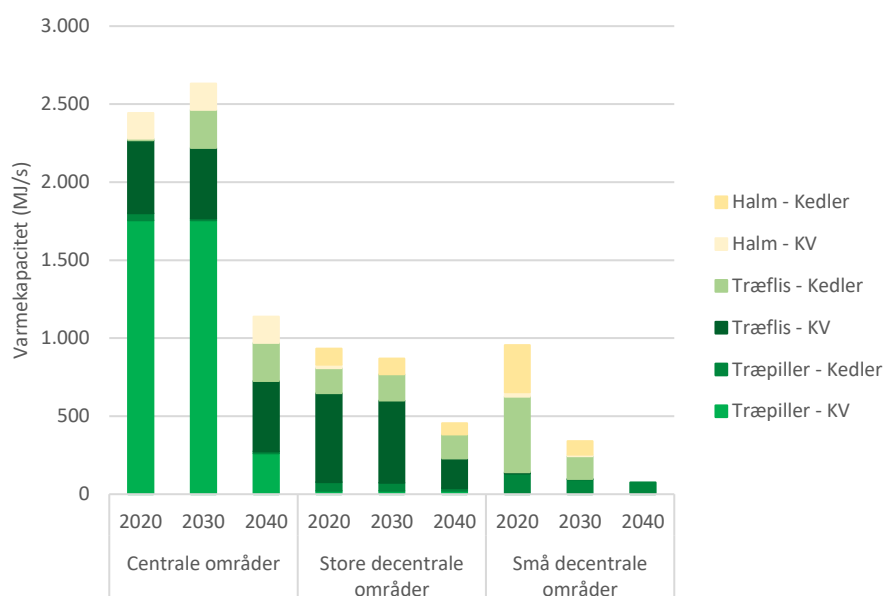
- Et åbent elmarked, der mod 2040 domineres af elproduktion fra vind og sol
- Opfyldelse af den danske 70% målsætning i 2030 og af målet om klimaneutralitet i 2050. Dette betyder, at der forudsættes en kraftig direkte og indirekte elektrificering af energisystemet, herunder af transport, industri og opvarmning. Elforbruget forventes herved at stige til ca. det dobbelte i 2030 og til yderligere godt 90 TWh i 2040. Det skyldes bl.a., at der for at nå 70% målet produceres ca. 30 PJ PtX-brændsler i 2030, stigende til ca. 50 PJ i 2040. Det indregnes, at en del af energitabet fra produktionen af PtX-brændsler kan nyttiggøres som fjernvarme i de største fjernvarmenet.
- De væsentligste nye beslutninger i Klimaaftalen for energi og industri og i Klimaaftalen for affald fra juni 2020 er indregnet i scenarierne. Dette gælder mere specifikt forudsætninger om ophævelse af kraftvarmekrav og brændselsbindinger, fjernelse af elvarmeafgiften og en betydelig reduktion af affaldsforbrænding mod 2030 og videre mod 2040.
- Der forudsættes en fortsat udbygning af fjernvarmen, der dog afbalanceres af fortsat fokus på varmebesparelser, så fjernvarmeforbruget er nogenlunde konstant gennem perioden.

2.3 Hovedresultater og konklusioner

Der er i Danmark investeret i betydelige mængder biomassefyret fjernvarmeanlæg

Der er i Danmark investeret i stort omfang i udbygning med ny biomassekraftvarme og -kedler og i ombygning af kul- og naturgasfyrede anlæg til biomasse. I de mindre fjernvarmeområder er det primært små kedler baseret på lokale brændsler som halm og skovflis. I de mellemstore fjernvarmeområder er det i

højere grad nye eller ombyggede kraftvarmeanlæg på træflis som eksempelvis i Herning, Helsingør, Hillerød, Kalundborg, Randers og Rønne, men også rene varmekedler baseret på halm og flis. I de større, centrale områder udgøres kapaciteten helt overvejende af kraftvarme, hvor den største andel er nye eller ombyggede træpilleanlæg i Aarhus og i hovedstadsområdet. Også helt nye anlæg på træflis som fx på Skærbækværket i TVIS-området og på Amagerværket i København fylder en del i det samlede billede. Figuren nedenfor giver et overblik over den eksisterende kapacitet og den forventede udvikling, hvis det forudsættes, at anlæggene tages ud af drift ved enden af deres tekniske levetid. Det fremgår, at en stor del af kapaciteten fortsat vil være tilgængelig i 2030, men at der herefter forventes et fald frem mod 2040.



Figur 2: Forudsætninger om eksisterende varmekapacitet på biomasse i Danmark med udfasning efter endt teknisk levetid.

De store investeringer i biomassekapacitet har medført, at biomasse har en vigtig rolle i fjernvarmeproduktionen i Danmark i dag. Biomassens andel af fjernvarmen forventes i 2020 at udgøre ca. 50%.

Varmepumper, sol og overskudsvarme er nye teknologier med potentiale for fjernvarmeproduktion i fremtiden

I projektet er der lavet en teknologigennemgang af mulige nye teknologier i fjernvarmen, og denne viser, at den vigtigste teknologi med potentiale til at dække en stor del af fjernvarmeforbruget i fremtiden, såfremt biomasse udfases, er store elvarmepumper. Varmekilder til varmepumperne er fx luft, havvand, spildevand, industriel overskudsvarme og geotermi. Der er dog usikkerhed om økonomi og tilgængelighed, da der endnu er ret begrænsede erfaringer med udbygning af varmepumper i større skala i Danmark. Dertil kommer

solvarme, som er en velkendt teknologi, men som kræver sæsonlagring, hvis den skal levere en større del af varmeefterspørgslen i vinterhalvåret.

Derudover er der potentiale for, at overskudsvarme fra anlæg til produktion af PtX-brændsler kan komme til at fylde en stigende del af varmforsyningen. Det er dog særlig usikkerhed på dette punkt, da dette er en decideret udviklingsteknologi, der er stærkt afhængig af gunstige politiske rammer for at opleve den ventede udbygning. PtX-varme er medtaget i analysen, da flere studier¹ påpeger nødvendigheden af nye VE-brændsler for at nå 70% målet. PtX medtages på tværs af scenarierne og indgår således både i referencescenariet og i scenarierne for udfasning af biomasse. Den forudsatte, store udbygning med produktion af PtX-brændsler betyder, at overskudsvarme fra denne nye kilde dækker 6% af det danske fjernvarmeforbrug i 2030 og ca. 10% i 2040. Hvis ikke teknologien får det forudsatte gennembrud, vil det være nødvendigt med en større udbygning med varmepumper, hvis biomasseanvendelsen skal reduceres.

Hvis biomasse skal udfases, vil varmepumper på luft og havvand skulle være den store trækhest

På trods af ambitiøse og måske optimistiske forudsætninger om udvikling af PtX-anlæg i Danmark og udnyttelse af overskudsvarme herfra, vil en meget stor del af fjernvarmen dog fortsat skulle forsynes fra andre kilder. Og her peger gennemgangen af nye teknologier på, at den vigtigste og dominerende teknologi bliver forskellige typer eldrevne varmepumper. En del af disse varmepumper trækker varme fra kilder med gunstige (høje) temperaturer, som fx industriel overskudsvarme samt spildevand og grundvand. Der er dog et forholdsvis begrænset potentiale for udnyttelse af disse kilder. Derfor peger analysen på, at den store varmepumpeudbygning skal ske med varmepumper på luft eller havvand. Potentialet for geotermi er også betragteligt, men med de teknologiforudsætninger, der er indhentet, kan geotermi ikke umiddelbart konkurrere på varmepris med varmepumper på luft eller havvand. Det skyldes særligt de høje investeringsomkostninger og de efterforskningsmæssige risici. Det vil derfor kræve en ændring af rammevilkårene eller billiggørelse af teknologien, hvis geotermi skal spille en større rolle i fjernvarmforsyningen.

Behov for meget stor udbygning med varmepumper

Figuren nedenfor viser analyseresultater for de samlede, nye investeringer i fjernvarmekapacitet i Danmark frem mod 2040. Der er her fokuseret på referencescenariet og scenariet med fuld udfasning af biomasse i 2030. Med de væsentligt forbedrede økonomiske rammevilkår for varmepumper i den nye klimaaf tale for energi og industri fra juni 2020 viser modelberegningerne, at

¹ Klimapartnerskabet for Energi og Forsyning, IDA's klimasvar, Roadmap for elektrificering i Danmark

fra 2025 og frem vil der ikke længere ske nye investeringer i biomasseanlæg. Den helt dominerende teknologi bliver varmepumper.

Med udfasning af elvarmeafgiften, finder modellen således ikke selskabsøkonomi ved nyinvesteringer i biomasseanlæg. I praksis må det dog ventes, at forskelle i teknologi-risici samt forskelle i vurderinger af prisfremskrivninger på biomasse, alligevel medfører investeringer i nye biomasseanlæg enkelte steder, så investeringsbilledet bliver i praksis sandsynligvis mere nuanceret.

I udfasningsscenariet for 2030 afløses biomasse primært af varmepumper. Herunder især luft-varmepumper. Samlet set investeres der i ca. 5.500 MW_{varme} varmepumper. Det samme gør sig gældende i de to øvrige udfasningsscenarier, hvor biomassen udfases i hhv. 2025 og 2040. Scenarierne adskiller sig således primært ved hastigheden af udbygningen med varmepumper.

Ved en tidlig udfasning af biomasse sker der en betydeligt større, tidlig lukning af biomassekapacitet med tilbageværende levetid end ved udfasning i 2040. Samlet set skal der ved fuld udfasning af biomasse investeres i ca. 5.500 MW varmepumper i fjernvarmeforsyningen. Ved indfasning fra i dag svarer det til en investering i varmepumper årligt på:

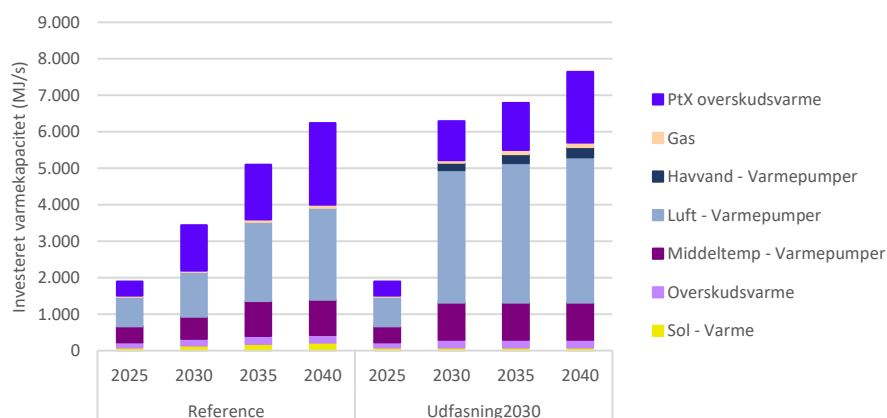
- Udfasning 2025 – ca. 1.100 MW² årligt
- Udfasning 2030 – ca. 550 MW årligt
- Udfasning 2040 – ca. 275 MW årligt

Scenarierne med fuld udfasning af biomasse i 2030 eller før vurderes som usikre og vanskelige at gennemføre i praksis

Dette er modelresultater baseret på et egentligt udfasningskrav. I praksis vil en udbygningstakt for varmepumper på 500-1.000 MW årligt med stor sandsynlighed være et vanskeligt og risikabelt mål. Til sammenligning er den samlede udbygning med større eldrevne varmepumper i fjernvarmen i Danmark ca. 300 MW³, og der er ikke stor udbredelse af varmepumper i fjernvarmen i noget land. Aktører peger også på, at der stadig er behov for et bredere erfaringsgrundlag på de forskellige varmekilder. Hertil kommer, at en markant efterspørgselsstigning i Danmark kan give flaskehalse og prisstigninger. Derfor vurderes scenarierne med fuld udfasning af biomasse i 2030 eller før at være usikre, og med stor sandsynlighed vanskelige at gennemføre i praksis.

² I denne rapport opgøres varmepumpers kapacitet som MW-termisk.

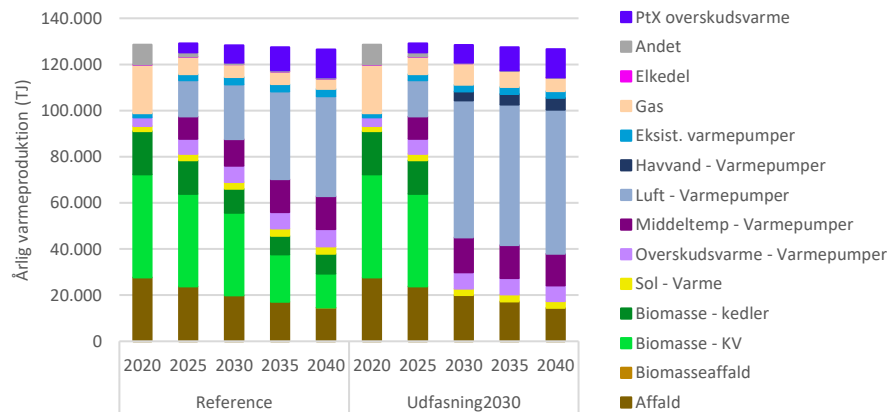
³ Ifølge en opgørelse fra Dansk Fjernvarmes Projektselskab (DFP) fra september 2020 forventes den samlede kapacitet af store eldrevne varmepumper i fjernvarmen at nå op på 379 MW i udgangen af 2020. Det er en stigning på ca. 300 MW fra efteråret 2019.



Figur 3: Nye investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet i hele Danmark i referencescenariet og i scenariet med fuld udfasning af biomasse i 2030.

Figuren nedenfor viser modelberegningernes resultater for den samlede fjernvarmeproduktion i Danmark frem mod 2040 referencescenariet og scenariet med fuld udfasning af biomasse i 2030. I referencescenariet reducerer biomassevarme sin andel af fjernvarmeforsyningen fra 50% i 2020 til 37% i 2030 og videre til 19% i 2040. En udfasning af biomasse i 2030 vil således kræve, at noget mere end en tredjedel af den samlede fjernvarmeforsyning erstattet af nye kilder over en periode på 10 år, og her er der endda regnet med, at der i referencescenariet også sker en væsentlig udbygning med varmepumper. Den markante udvikling af udbygning med produktionsanlæg til PtX-brændsler betyder, at overskudsvarme herfra får en stigende rolle i fjernvarmeforsyningen. Samlet set udgør den dog en mindre del af varmeforsyningen og fx en væsentligt mindre del end affald gør i dag. Lokale potentialer og tilgængelighed for overskudsvarme er usikkert, og afhængig af konkrete aftaler. Overskudsvarme er muligvis undervurderet i denne analyse.

Varme fra affaldsanlæg falder over perioden i takt med, at affaldsmængderne reduceres fra dagens niveau til halvdelen i 2040. Ved udfasning af biomasse i 2030 sker der også en øget anvendelse af gas (overvejende naturgas) i 2030 på eksisterende anlæg. Hvis biomasse skal udfases, og varmepumpeudbygningen ikke kan ske i den nødvendige udbygningstakt, er det sandsynligt, at fjernvarmeproduktion på fossile brændsler vil øges yderligere.



Figur 4: Udvikling i produktionen af fjernvarme i hele Danmark i referencescenariet og i scenariet med fuld udfasning af biomasse i 2030.

Hurtig indfasning af varmpumper vil stille betydelige krav til udbygning af elsystemet

I modelanalysen indgår hele det nordeuropæiske elsystem, og modellen sikrer at der er kommerciel balance mellem udbud og efterspørgsel i hvert eneste tidsafsnit. Det er indsat som modelkrav, at der i Danmark ikke må være nettoimport i et normalår. Herved sikres det, at modellen ikke blot opfylder klimamålene ved at importere strøm fra udlandet. Reduktion af elproduktion fra de biomasse- og affaldsfyrede kraftvarmeanlæg og det øgede elforbrug fra den kollektive varmeforsyning betyder, at der skal etableres yderligere VE-el svarende til ca. 500 MW havvind. Dette vurderes urealistisk mod 2025, og vanskeligt mod 2030.

Der er ikke foretaget en analyse af systemtilstrækkelighed eller systemsikkerhed, hverken på el- eller fjernvarmesiden. På elsiden viser modellen, at regulerbare kraft- og kraftvarmeværker i Danmark frem mod 2030 og 2040 i alle scenarier reduceres til knap 3.000 MW. En væsentlig del heraf leveres fra gasfyrede spidslast- og kraftvarmeværker. En mindre del leveres frem mod 2040 fra egentlige batterilagre. Kapaciteten er markant mindre end det maksimale elbehov, og "mankoen" stiger over tid.

Tilstrækkeligheden (adequacy) i elforsyningen bliver derfor i stigende grad baseret på vind- og sol, på transmissionsforbindelser til udlandet samt på den fleksibilitet i elforbruget, som varmelagre, elbiler og PtX anlæggene giver mulighed for.

Kombinationen af samfundets elektrificering og den faldende mængde regulerbar kapacitet i Danmark og nabolande må forventes at øge fokus på elforsyningssikkerheden. Selvom avancerede modelværktøjer kan påvise at

sandsynligheden for elmangel (Loss Of Load Probability) er lav i det samlede system, skal der muligvis opbygges et egentligt erfaringsgrundlag, før der er fuld tillid til, at fremtidens vind- og solbaserede elsystem også kan give den ønskede sikkerhed i alle lande og delområder. En hurtig udfasning af kraftvarmeværker kan derfor stille krav om investeringer i fx reserveanlæg, som der muligvis ikke er behov for på længere sigt, når der er flere erfaringer med internationale reservemarkeder, forbrugsfleksibilitet og nye ellagrings teknologier. Dette er ikke analyseret og prissat. Endvidere kan en hurtig udfasning måske fremrykke behovet for opgradering af el-distributionsnettene i nogle områder. I analyserne er omkostningerne til udbygning af elnettet ikke eksplicit indregnet, men forudsættes i udgangspunktet dækket gennem en uændret betaling af en transmissions- og nettarif på 17-18 øre/kWh for alt nyt elforbrug.

Økonomiske konsekvenser af en tidlig udfasning af biomasse

Når de samlede energiomkostninger i udfasningsscenerierne for perioden 2020-2040 fratrækkes de tilsvarende omkostninger i referencen, kan de samfundsøkonomiske omkostninger ved biomasseudfasning beregnes. Beregningen omfatter alle investeringer, faste og variable omkostninger for danske fjernvarmeanlæg, ligesom at der indregnes handel med el med udlandet og nødvendig udbygning med ny elproduktion for at dække stigninger i elforbruget.

De samfundsøkonomiske omkostninger er ca. 9 mia. kr. og ca. 15 mia. kr. ved fuld udfasning i hhv. år 2030 og 2025

For perioden 2020-2040 er nutidsværdien af de samfundsøkonomiske meromkostninger for Danmark ved biomasseudfasning beregnet til ca. 1 mia. kr. ved fuld udfasning i år 2040, ca. 9 mia. kr. ved fuld udfasning i år 2030 og ca. 14 mia. kr. ved udfasningsår 2025. Omkostningen er primært knyttet til, at eksisterende varmeproduktionsanlæg med restlevetid ikke kan udnyttes. Dette medfører øgede omkostninger til fjernvarmeproduktion i flere byer, men også omkostninger til en øget udbygning med vindkraft for at dække det øgede el-behov.

En tidlig udfasning af biomasse kan i nogle fjernvarmeområder give forøgelse af varmeprisen på op til 1.500 kr./år for en standardbolig

I de fem casebyer, der samlet dækker knap 40 % af fjernvarmeforsyningen i Danmark er der foretaget en overslagsberegning af, hvad meromkostningerne kan betyde for varmemeforbrugerne. For en standardforbruger ligger den årlige prisstigning på i størrelsesordenen 800-1.500 kr./år inkl. moms⁴. Dette svarer til en prisstigning på i størrelsesordenen 10 % afhængig af den aktuelle varmepris i det pågældende område. I alle disse fjernvarmeområder er der etableret eller besluttet biomasseanlæg med lang restlevetid og lave, variable

⁴ Der vil være en øget varmeomkostning i hele perioden fra det år, hvor biomasse udfases i scenarierne (hhv. 2025, 2030 og 2040) indtil det tidspunkt, hvor anlæggene alligevel ville skulle udfases pga. udløb af den tekniske levetid (svarende til referencescenariet).

omkostninger, og en tidlig udfasning af biomasse vil derfor medføre betydelige meromkostninger. Selskaberne i de største byer vurderer desuden, at det er en betydelig udfordring at finde plads og energikilder til den store udbygning med varmepumper samt at sikre, at varmepumperne kan levere de påkrævede temperaturer i fjernvarmenettene. Beregningerne baseres i alle tilfælde på selskabernes egne vurderinger af potentiale for udbygning af fjernvarmenettene.

Omkostninger ved varmepumper er forbundet med betydelig usikkerhed

Som tidligere nævnt er der stadig begrænsede erfaringer med de forskellige varmepumpe typer, og der er reel usikkerhed om lokale potentialer og også om sikkerheden i de omkostningsvurderinger, der rimeligt kan foretages og er foretaget her. Derfor vurderes en udbygningstakt på 1.000 MW om året for at nå udfasning i 2025 at være urealistisk, og på 500 MW om året for at nå udfasning i 2030 at være usikker og risikabel. Der er behov for en periode med en større grad af demonstration og erfaringsopsamling. Endelig skal det påpeges, at selvom der i projektet har været god kontakt til de fem case-byer, så har det ikke været muligt at afspejle lokale forskelle og barrierer og muligheder tilstrækkeligt i potentiale- og omkostningsberegningerne. Dette vil kræve udarbejdelse af konkrete projekter i de enkelte byer.

Følsomhedsanalyser af dyrere og mindre effektive varmepumper viser højere omkostninger ved biomasseudfasning

Varmepumpeteknologien er i fjernvarmesammenhæng stadigvæk relativt ny i Danmark, og der er forskellige barrierer for udbygningen og en vis usikkerhed om teknologiernes omkostninger og effektivitet ved udbredelse i større skala. I bl.a. Sverige er der betydelige erfaringer med varmepumper, men ikke med de klimavenlige kølemidler, der er tilladt i Danmark. Der er derfor gennemført en følsomhedsanalyse, hvor der ses på konsekvenserne, hvis varmepumpeteknologien er lidt dyrere og mindre effektiv end forudsat i Teknologikataloget. Der regnes med en reduktion af COP-værdien med 10 % for luft- og havvandsvarmepumper, og desuden er der tillagt en ekstra omkostning på 1,5 mio. kr./MW til investeringsomkostninger for varmepumper i de største byer. Dette repræsenterer en infrastrukturomkostning forbundet med tilslutning af varmepumper til fjernvarmenettet i områder, hvor det kan være vanskeligt at finde egnede grunde og varmekilder i nærhed til gode tilslutningspunkter i fjernvarmenettet.

Denne følsomhedsanalyse er gennemregnet i modellen, og resultaterne viser, at der i referencen fortsat vil blive udbygget primært med varmepumper, men også i et vist omfang med biomasseteknologier, da konkurrenceforholdet mellem teknologierne ændres.

Følsomhedsanalysen med øgede omkostninger og lavere effektivitet for varmepumper viser, at de samfundsøkonomiske meromkostninger ved udfasning af biomasse i hhv. 2025, 2030 og 2040 stiger til hhv. 17, 11 og 2 mia. kr. over perioden.

Ændrede biomassepriser har stor påvirkning på meromkostningerne ved biomasseudfasning

Da der kan være usikkerhed om de fremtidige omkostninger til biomasse, er der også indregnet følsomhedsanalyser med hhv. højere og lavere biomassepriser. De økonomiske konsekvenser beregnes med brændselspriser for halm, træflis og træpiller, som er hhv. øget og reduceret med en omkostning på 10 kr./GJ. Dette svarer til en prisstigning på ca. 15-20 % afhængig af typen af biomasse.

Følsomhedsanalysen af biomassepris viser, at ved biomassepriser, der er 10 kr./GJ højere end i grundberegningerne, falder de samfundsøkonomiske meromkostninger ved udfasning i 2025, 2030 og 2040 til hhv. 8, 5 og 1 mia. kr. over perioden. At meromkostningerne falder hænger sammen med, at omkostningerne til el- og fjernvarmeproduktion stiger i referencescenariet, og dermed bliver forskellen til udfasningsscenerierne mindre. I tilfælde af at biomasseprisen bliver lavere end forudsat vil en udfasning af biomasse få højere omkostninger end beregnet med grundforudsætningerne. I dette tilfælde stiger de samfundsøkonomiske omkostninger til hhv. 20, 12 og 1,5 mia. kr. over perioden.

3 Baggrund og formål

Klimamål og kontekst

Danmark har med Klimaloven sat som mål, at udledningen af drivhusgasser skal reduceres med 70 % i 2030 sammenlignet med 1990. Frem mod 2050 er målet, at Danmark bliver klimaneutral. I energisektoren forventes en kraftig udbygning med sol og vind i kombination med elektrificering af transport og opvarmning at være blandt de vigtigste virkemidler til at nå målene.

Med Danmarks stigende produktion af elektricitet er det relevant at analysere de teknologiske muligheder og konsekvenser af en øget elektrificering af varmesektoren. Store elvarmepumper baseret på forskellige varmekilder som fx luft, havvand, spildevand, industriel overskudsvarme og geotermi har potentielt til at blive teknologier i fremtidens bæredygtige energisystem. Denne teknologi kan udnytte fjernvarmesystemet til integration af sol og vindkraft og kan desuden supplere og/eller erstatte bæredygtig biomasse i den grønne omstilling af fjernvarmesystemet.

Biomassens rolle i den danske el- og varmforsyning

Biomasse udgør i dag (2017) ca. 22% af det danske energiforbrug, og udgør dermed ca. 2/3 af det danske forbrug af vedvarende energi (VE-andelen var 32,1% i 2017). Forbruget af biomasse har de senere år været stigende og forventes også de kommende år at stige, fordi flere store kraftvarmeverker er blevet omstillet fra at bruge kul og gas til at bruge bæredygtig biomasse. I Energistyrelsens Basisfremskrivning 2020 forventes forbruget af biomasse i el- og fjernvarmesektoren i 2025 at være steget til 98 PJ fra 80 PJ i 2018. Herefter forventer Energistyrelsen ikke yderligere stigninger i forbruget af biomasse til energiformål frem mod 2030.

Et præmaturligt stop for anvendelse af biomasse kan betyde høje omkostninger for varmforsyrerne, hvis anlæg lukkes, før de er afskrevet. Derudover kan det for energiselskaber, der inden for en årrække skal investere i ny kapacitet, give forhastede investeringsbeslutninger om at investere i en teknologi, der ikke er gennemtestet, og som ikke er driftssikker. Alternativt vil energiselskaberne være nødt til at fastholde eller øge varmeproduktion på eksisterende kul- eller naturgasanlæg, hvilket vil forlænge omstillingen til VE. Endelig kan det give udfordringer både på el- og varmforsyningssikkerheden, hvis systemerne ikke er udbygget til de nye teknologier.

Analysens formål og indhold

Formålet med analysen er at undersøge forskellige scenarier for indfasning af eldrevne teknologier til erstatning af de nuværende brændsler i den kollektive varmforsyning. Analysen har fokus på konsekvenser ved omlægning af

kollektiv forsyning af el og varme til andre vedvarende energikilder og indeholder således ikke en analyse af omstilling af den individuelle opvarmning eller af industriens opvarmnings- og procesforbrug.

Analysen giver et billede af, hvor langt alternative el-drevne teknologier i stor skala er i forhold til de nuværende brændsler i fjernvarmen i forskellige fjernvarmeområder, samt hvilke konsekvenser investeringer i alternativer til de brændselsbaserede teknologier overordnet vil have for selskabs- og samfundsøkonomien for fjernvarmeområderne og for Danmark som helhed. I analysen laves der desuden en kvalitativ vurdering af forsyningssikkerheden i el- og fjernvarmesektoren.

Analysen er gennemført ved opstilling af scenarier for indfasning af nye teknologier og modelbaserede konsekvensberegninger. Der er foretaget en samlet analyse af konsekvenserne for hele Danmark, og der er gennemført casestudier af fem udvalgte, danske fjernvarmeområder Egedal, Randers, Odense, Helsingør og hovedstadsområdet.

Organisering

Det har været et centralt formål med analysen at medvirke til at etablere en fælles forståelse af de forskellige scenarier på tværs af aktører. Der har derfor været nedsat et Advisory Board bestående af universiteter og grønne organisationer:

- Danmarks Naturfredningsforening
- Aalborg Universitet
- CONCITO

Projektets Advisory Board har givet input til projektet og har mødtes tre gange i løbet af projektperioden.

Endvidere har der i projektet været en styregruppe bestående af case-virksomheder, Dansk Energi og Dansk Fjernvarme. Styregruppen har drøftet analyserne og sikret den fornødne fremdrift af projektet.

4 Nye teknologier

Vind- og sol forventes at blive altdominerende elproduktionsteknologier i de kommende årtier, hvilket ligger til grund for beregningerne af elpriser i denne analyse. Dette beskrives yderligere under forudsætninger for elprisberegninger i kapitel 5 og ved gennemgang af udviklingen af elsystemet i afsnit 7.4.

I fjernvarmesektoren ventes eldrevne varmepumper med forskellige varmekilder at spille en væsentlig rolle fremadrettet. Desuden har solvarme i flere områder mulighed for at yde et betydeligt bidrag. Andre varmforsyningskilder med potentiale til at få en større rolle i den fremtidige forsyning er geotermisk varme og overskudsvarme fra anlæg til produktion af PtX-brændsler.

Målt på varmekapacitet spiller varmepumper fortsat en begrænset rolle i dagens fjernvarmeforsyning, men en lang række anlæg er på vej til at blive etableret. Økonomien i varmepumpeløsninger er blevet markant forbedret i løbet af de senere år, på grund af en række ændringer i regulering og rammebetingelser. Bl.a. kan nævnes reduktionen i elvarmeafgiften, udfasning af PSO-tariffen og etablering af tilskudsordninger.

Varmepumper installeres med forskellige varmekilder: Luft, havvand, søvand, grundvand, spildevand og industriel overskudsvarme, som har forskellige tekniske og økonomiske udfordringer. Ikke alle varmekilder er tilgængelige og/eller relevante i forskellige fjernvarmeområder, som gør det vanskeligt at skitsere en generel varmepumpeløsning for fjernvarmen som helhed. Geotermi anvender også varmepumper som en del af den samlede, tekniske løsning.

Som et indledende skridt i analysen er der opstillet en oversigt over mulige teknologier og deres karakteristika, som fremgår af tabellen nedenfor.

Varmepumper, havvand	Grund-/mellem-last	Begrænset erfaring endnu.	Begrænset til kystbyer	Dårlig effektivitet om vinteren
Varmepumper, grundvand	Grund-/mellem-last	Få danske erfaringer	Begrænset potentiale.	Strengt miljøkrav.
Varmepumper, luft til vand	Grund-/mellem-last	Flere, små danske varmepumper	Stort arealkrav	Dårlig effektivitet og lavere effekt om vinteren. Støjgener.
Varmepumper, spildevand	Grund-/mellem-last	Få, danske erfaringer	Begrænset til spildevandsanlæg og udstrømning herfra	Fortsat teknologiske udfordringer
Geotermi	Grundlast	Få danske erfaringer	Meget store, potentialer hvor undergrunden er den rigtige	Stor økonomisk risiko og flere dårlige erfaringer. Lang etableringstid.
Industriell overskudsvarme	Grundlast	Gode erfaringer	Hænger tæt sammen med industrien som producerer af hensyn deres produkter og ikke fjernvarmen. Potentialet er begrænset. Datacentre og biobrændstof-fabrikker kan udvide potentialet væsentligt.	De fleste uudnyttede kilder leverer varme ved temperaturer, der kræver etablering af en varmepumpe.
Overskudsvarme fra anlæg til produktion af PtX-brændsler	Grund-/mellem-last	Få erfaringer. Umoden teknologi.	For at nå 70%-målsætningen vil sandsynligvis være nødvendigt med stor produktion af PtX-brændsler. Hvis denne kapacitet etableres i Danmark, er potentialet for varmeproduktion relativt stort i de større byer. Der er dog betydelig usikkerhed om teknologiens udvikling.	For at sikre god økonomi skal PtX-anlæg køre efter elprisen. Passer ikke nødvendigvis med varmebehovets variationer. Skal dog afbalanceres med behovet for mange driftstimer for at kunne nyttiggøre de store anlægsinvesteringer mest muligt.
Solvarme med varmelager	-	Mange danske anlæg	Store arealkrav	Uden varmelager kan solvarme dække 25-30 % af varmebehovet. Højere dækning kræver varmelager, hvilket er relativt omkostningstungt.
Elkedler	Spidslast	Moden teknologi. Mange danske anlæg	Meget stort potentiale (afhænger dog af elinfrastrukturen lokalt)	Kræver stor ellerslutning. Fleksibel og spiller godt sammen med elsystemet. Lav effektivitet

Tabel 1: Væsentligste, alternative teknologier til grøn fjernvarmeproduktion og deres karakteristika.

Det vurderes, at varmepumper på forskellige varmekilder har det største potentiale til at erstatte den eksisterende varmeproduktion i fjernvarmesystemerne, og muligheder og barrierer for denne teknologi beskriver derfor nærmere i det følgende.

En varmekilde, som har et betragteligt potentiale, er overskudsvarme fra produktionsanlæg til PtX-brændsler. Teknologierne (elektrolyse og videre

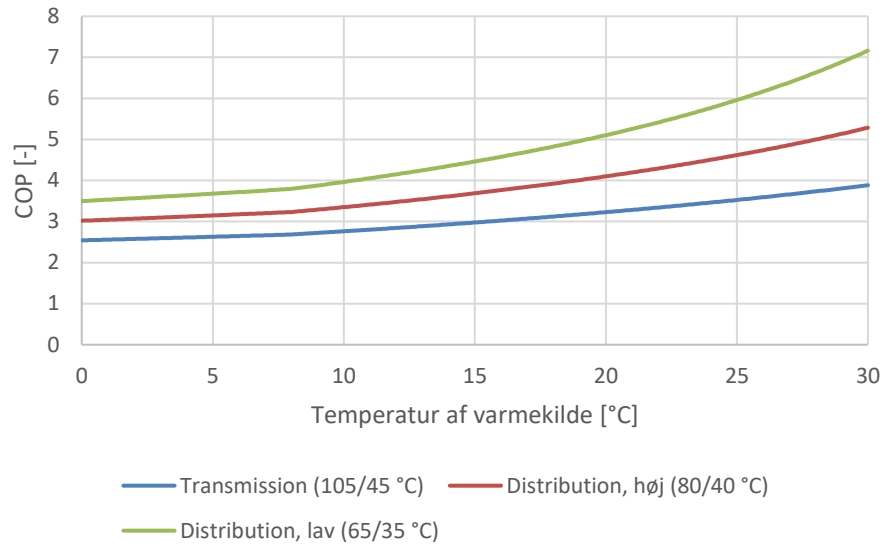
processering til forskellige brændsler) er dog fortsat på udviklingsstadiet, og der er derfor betydelig usikkerhed om, hvor stor udbygningen vil blive i Danmark. Forskellige aktører arbejder dog intenst med teknologierne, og der kan ske et gennembrud inden for en overskuelig horisont. I modelanalyserne i denne rapport er det forudsat, at der sker en teknologiudvikling af PtX-anlæg, og at der vil blive etableret anlæg i de større byer i Danmark. Det forudsættes dog her, at denne udvikling sker uafhængigt af, om der sker en udfasning af biomasse eller ej. For at udviklingen skal finde sted vil det være nødvendigt med både politisk opbakning og teknologiudvikling, og hvis den forudsatte udvikling ikke sker, så vil det kræve udbygning med anden varmforsyning, formentlig overvejende varmepumper, hvis fjernvarmeproduktion fra biomasse skal udfases.

4.1 Varmepumper som alternativ teknologi

Som illustreret ovenfor så vil varmepumperne skulle spille en meget væsentlig rolle, hvis der skal findes alternativer til anvendelse af fossile brændsler og biomasse i den kollektive varmforsyning.

Temperaturer af varmekilde og fjernvarmens retur og fremløb er afgørende for effektivitet

Ved eldrevne varmepumper drives processen af en elektrisk kompressor, hvor det meste af energiforbruget frigives som brugbar varme. Eldrevne varmepumper har typisk en COP-værdi mellem tre og fire. COP-værdien afhænger i høj grad af temperaturforskellen på varmekilden og fjernvarmen, hvor det gælder, at jo lavere temperaturforskel jo højere COP. Figur 1 illustrerer forholdet mellem COP og temperaturforskel, hvor temperaturen af varmekilden varieres og fjernvarmetemperaturen holdes konstant. Der antages en Lorentz-virkningsgrad på 55 % og fast temperatursænkning af varmekilden på 10 °C dog med en minimumudgangstemperatur på -2 °C.



Figur 5: Forhold mellem COP-værdi og temperatur af varmekilde i forhold til varierende fjernvarmetemperaturer⁵. [Kilde: Egne beregninger]

Varmepumper kan anvende mange forskellige varmekilder, som gør det til en teknologi med mange forskellige anvendelsesmuligheder. På trods af at varmpumper er en veludviklet teknologi, er der dog stadig begrænsede erfaringer med varmpumper til fjernvarmeproduktion i Danmark, bl.a. på grund af rammevilkårene som i en årrække har gjort det svært at få økonomien omkring varmpumper til at hænge sammen. Teknologien er siden omlægningen af PSO-afgiften og elvarmeafgiften blevet betydeligt mere attraktiv, og det har ledt til øget kapacitet i fjernvarmesektoren. Tabel 1 viser detaljer for et udpluk af danske varmpumper til fjernvarmeproduktion.

⁵ Det bemærkes, at beregning af COP-faktor vha. Lorenzformlen er upræcis ved små temperaturløft: Dvs. høje temperaturer af varmekilde og lave fremløbstemperaturer.

By	Varmekilde	Kapacitet [MW _{varme}]	Idriftsår	COP [-]	Investering [Mio. kr./MW]
Bjerringbro	Overskudsvarme	3,7	2007	4,6	8,5
Rødskærsbro	Spildevand	1,6	2017	4,6	6,9
Kalundborg	Spildevand	10	2017	4,5	6,3
Rye	Grundvand	2	2015	3,8	4,5
Broager	Grundvand	4	2016	4,2	7,0
Tønder	Luft/proceskøl	3,2-4,9	2017	2,1	6,1-9,2
Sig	Luft	0,8	2017	3,6	5,0
Gram	Sæsonvarmelager	0,9	2015	5,0	3,9
Tårnby	Spildevand	6,1	2020	3,1	-
Høje Taastrup	Grundvand	1,5	2019	3,9	-
København (HOFOR)	Spildevand-havvand	5,0	2019	3,0	-
Ejstrupholm	Udeluft og sol	2,2	2019	3,4	-

Tabel 2: Detaljer for et udpluk af danske varmepumper til fjernvarmeproduktion. Kilde: PlanEnergi, Grøn Energi og DFP, 2017, "Inspirationskatalog for store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet" samt Rambøll, Dansk Fjernvarme, Grøn Energi, "Store varmepumper i fjernvarmen – driftserfaringer".

I Danmark var der ifølge en opgørelse fra PlanEnergi pr. 11. oktober 2019 idriftsat 33 varmepumper med en samlet kapacitet på 74,95 MW⁶. Den største varmepumpe er idriftsat i Kalundborg med 10 MW. Dansk Fjernvarmes Projektselskab (DFP) har i september 2020 udarbejdet en opgørelse, der peger på, at der ved udgangen af 2020 vil være installeret 379 MW eldrevne varmepumpeanlæg⁷. DFP nævner, at de forventer, at den kraftige vækst i 2020 kan forklares ved energispareordningen, der udløser tilskud i forhold til den opnåede energibesparelse. De nævner desuden, at ordningen udløber i nuværende form ved udgangen af i år, og at det forklarer, at der indtil videre er væsentligt færre planlagte projekter for 2021.

Overordnet set er der flere udfordringer ved anvendelse af varmepumper til fjernvarmeproduktion:

- Begrænsede erfaringer
- Behovet for en tilstrækkelig varmekilde
- Placeringen af anlægget – tæt på varmekilden men væk fra bebyggelse

⁶ <http://planenergi.dk/arbejdsomraader/fjernvarme/varmepumper/>

⁷ Artikel i Energiwatch, 7. september 2020.

I de større, tætte byer som fx i Københavns Kommune er det vanskeligt og en væsentlig udfordring at få adgang ledige grunde til tekniske anlæg. For ikke at få unødigt høje omkostninger til etablering kræves det, at der er god adgang til såvel varmekilden, fjernvarmenettet som el-nettet, hvilket er krævende i den tætte by.

Temperaturerne i fjernvarmesystemet de større byer med transmissionsnet (Aarhus, hovedstadsområdet, TVIS-området) eller med høje temperaturer i distributionsnettet (fx Hillerød) er en udfordring for at kunne etablere effektive varmepumper. Det er en barriere, at der fx i hovedstadsområdet er begrænsede lavtemperaturområder. De fleste fjernvarmeselskaber arbejder aktivt med at sænke temperaturerne i nettene, men udviklingen tager tid, og da net og brugerinstallationer oftest i udgangspunktet er designet til højere temperaturer, er det en udfordring at sænke temperaturerne betragteligt. Men over tid kan temperatursænkninger i nettene forbedre mulighederne for indpasning af varmepumper.

For at få varmepumper etableret på transmissionsnettet er der behov for teknologisk udvikling: udvikling af storskalaanlæg over 20 MW, nye kølemidler til højere temperaturer. Varmepumpernes store udfordring i forhold til tilkobling til transmissionssystemet er, at markedsstandarden for fremløbstemperatur er 80-90°C. 80-85°C for de større enheder med skruekompressorer og op til 90°C for de mindre enheder med stempelkompressorer. Der er enkelte leverandører, fx Siemens & MAN, der har annonceret fremløbstemperaturer over 90 °C, men der findes endnu ikke referencer. Der er desuden behov for udvikling af markedet, da der er få standardanlæg, hvilket øger investeringsomkostningerne.

Ved en meget stor udbygning med varmepumper i de største byer kan det være en udfordring, at hele produktionsstrukturen skal ændres. I dag er fjernvarmeproduktion domineret af få store, producenter, der er placeret på centrale tilslutningspunkter i fjernvarmenettet, men ved en stor udbygning med varmepumper, er det sandsynligt, at produktionen skal være meget mere decentral, så lokale varmekilder og lavere temperaturer i distributionsnettene tættere på forbrugerne kan billiggøre udbygningen med varmepumper. Dermed kan det være nødvendigt at skulle drive fjernvarmenettene på en helt ny måde, hvilket er en ny og stadig uprøvet udfordring.

Specifikke karakteristika for forskellige typer af varmepumper gennemgås i det følgende.

Havvand

Havvand kan anvendes som varmekilde til eldrevne varmepumper, og er en interessant varmekilde i et dansk perspektiv, da mange større danske byer er placeret i umiddelbar nærhed af havet. Ved havvand er der i princippet ingen begrænsning på varmekilden og derfor heller ikke på den potentielle varme-
produktion. Dog er det nødvendigt, at vandgennemstrømningen er tilstrækkelig stor til, at vandet ikke køles så langt ned, at det fryser, og lokale forhold kan derfor godt sætte begrænsninger på den tilgængelige varme-
produktion.

Der findes på nuværende tidspunkter meget få danske erfaringer med havvand som varmekilde. Dog indviede man i Aarhus i 2019 en 1,5 MW_{varme} havvandsvarmepumpe. Anlægget i Aarhus er designet til at man på sigt kan øge kapaciteten til op imod 12 varmepumper. I København (ved Sjællandsbroen) deltager HOFOR i et udviklingsprojekt med en varmepumpe, der anvender havvand og spildevand som varmekilde.

Udfordringer ved anvendelse af havvand som varmekilde består primært i den relativt lave temperatur, især om vinteren, hvor temperaturen kommer tæt på frysepunktet, hvor varmebehovet samtidig er højt. Derudover kan der opstå problemer med korrosion ved kontakt med havvandet, hvorfor det er nødvendigt at anvende særligt modstandsdygtige materialer. I Esbjerg er det besluttet at etablere en havvandsvarmepumpe på 50 MW, men anlægget er endnu ikke indkøbt eller idriftsat.

Repræsentanter fra projektets case områder har undersøgt havvandsvarmepumper nærmere og har udtrykt forskellige muligheder, usikkerheder og barrierer for teknologien:

- Usikkerhed om skalerbarheden. Der findes kun få leverandører og endnu ikke erfaringer med havvandsvarmepumper i større skala.
- I Finland og Sverige er der erfaringer med havvandsvarmepumper, men disse er baseret på andre kølemidler end de naturlige kølemidler, som der stilles krav om at anvende i Danmark. Derfor kan erfaringer fra Finland og Sverige ikke direkte overføres.
- Ved anvendelse af havvandsvarmepumper sker der afkøling af havvandet, og dette kan påvirke nærmiljøet. Det er usikkert, hvordan myndigheder vil forholde sig til køling af havvand i forhold til de miljømæssige konsekvenser. Fx har en case by vurderet, at en 120 MW havvandsvarmepumper vil køle vandet i nærmiljøet med 2°C, og det er usikkert, om myndighederne vil acceptere dette.

- Eksisterende infrastruktur på kraftvarmeværker kan formentlig anvendes til havvandsvarmepumper, hvilket kan sænke etableringsomkostninger. I de største byer ligger de store kraftvarmeværker dog typisk i tilknytning til transmissionsnettet med relativt høje fremløbs- og returtemperaturer, hvilket forringer varmepumpernes effektivitet.

Grundvand

Grundvand egner sig som varmekilde til eldrevne varmepumper til produktion af fjernvarme, da det har en konstant temperatur på 8-10 °C og er tilgængeligt i de fleste byer. Den konstante, relativt høje temperatur sikrer en stabil og effektiv varmeproduktion året rundt. Der er fx etableret grundvandsvarmepumper i Broager og Gl. Rye, men derudover findes der relativt få danske erfaringer. Der er dog udfordringer med brug af grundvand som varmekilde, da brugen af grundvand som varmekilde kræver omfattende viden om undergrund og hydrogeologiske egenskaber. Myndighedsprocessen for at opnå godkendelse kan være lang og omkostningstung grundet strenge miljøkrav på området og risiko for konflikt med grundvandsformål som drikkevand.

Luft

Luft som varmekilde til eldrevne varmepumper er en velkendt teknologi, som anvendes i stort omfang i individuelle opvarmningsanlæg. Der er dog endnu få, danske længerevarende erfaringer med luft som varmekilde til produktion af fjernvarme. Nogle af de største nuværende anlæg er idriftsat i Tønder (3,2 MW) og Støvring (7,9 MW). I Farum er en luftvarmepumpe på 16,1 MW under etablering og forventes i driftsat ved årsskiftet 2020/2021. Der er endvidere en række mindre anlæg, som er blevet etableret eller under etablering i 2019 og 2020. Dette hænger bl.a. sammen med ophør af grundbeløbet til de mindre, naturgasfyrede kraftvarmeværker og ophør af muligheder for tilskud under energispareordningen ved udgangen af 2020. Luft som varmekilde har fordel af at være tilgængeligt overalt og uden begrænsning på varmekilden.

De tre primære begrænsninger for luft som varmekilde er reduceret kapacitet ved lave lufttemperaturer, pladskrav og støjgrænseværdier.

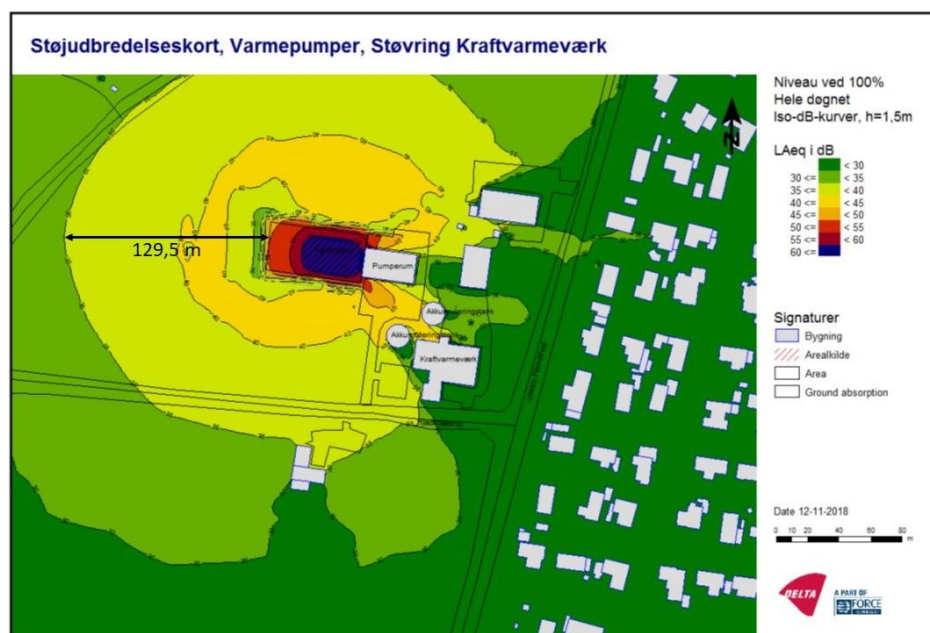
En luftvarmepumpes kapacitet er afhængig af varmekildens temperatur. Ved lave lufttemperaturer reduceres kapaciteten, med mindre der fra start af er investeret i ekstrakapacitet, og/eller anlægget er designet til lave udetemperaturer. Der kan endvidere være udfordringer med tilisning ved lave temperaturer.

Det kræver et stort areal at udvinde varme fra luften, da det er nødvendigt at installere store luftkølere. Luftkølere har desuden et vist støjniveau, som gør, at anlægget ikke egner sig til placering i tæt bebyggelse. Luft som varmekilde er yderligere udfordret af svingende effektivitet forårsaget af svingninger i udetemperaturen, som især om vinteren kan resultere i lave COP-værdier.

Ved anvendelse af luft som varmekilde skal der afsættes plads til både udeluftkølere, varmepumpe og nødvendig bebyggelse. Af *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme* fremgår det at pladskravet for varmepumper med luft som varmekilde er $600 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{varme}}$ for $1 \text{ MW}_{\text{varme}}$, $800 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{varme}}$ for $3 \text{ MW}_{\text{varme}}$ og $1.000 \text{ m}^2/\text{MW}_{\text{varme}}$ for $10 \text{ MW}_{\text{varme}}$.

Udover det fysiske pladsbehov kræver varmepumper med luft som varmekilde også en vis afstand til naboer grundet støj fra udeluftkølerne. Grænseværdierne for støj mod skel er 45 dB i dagtimerne og 35 dB i aften og nattetimerne. Støjgrænsen kan enten overholdes ved tilstrækkelig afstand til nabo-bebyggelse eller opsætning af støjdæmpende midler, som ved Broager Fjernvarme, hvor man har opsat en støjmur.

Figur 4 illustrerer et støjudbredelseskort fra Støvring Kraftvarmeværk, som har opstillet $7,3 \text{ MW}_{\text{varme}}$ varmepumper med luft som varmekilde.



Figur 6: Støjudbredelseskort for $7,3 \text{ MW}_{\text{varme}}$ varmepumper med luft som varmekilde opstillet ved Støvring Kraftvarmeværk. Kilde: Støj v/ Claus Backalarz, DELTA (2018), <https://www.dansk-fjernvarme.dk/viden/moedematerialer/2018-nov-12-temadag-om-luft-som-varmekilde>

En udfordring ved en stor og hurtig udbredelse af varmepumper kan være, at der endnu er relativt få leverandører, og at de største anlæg endnu er forholdsvis små i forholdet til behovet for udbygning i de største byer. I nogle af casebyerne er det vurderet, at der godt kan findes fysisk plads til luftkølere til meget stort anlæg, fx på de eksisterende kraftværksgrunde eller brændselspladser. Men der er endnu ikke erfaringer med meget store anlæg, og det er usikkert om der kan være ukendte udfordringer, fx miljøproblemer eller dårlig effektivitet pga. de store mængder afkølet luft fra anlægget.

Spildevand

Endelig egner spildevand sig som varmekilde til eldrevne varmepumper, grundet en relativ høj temperatur året rundt, som typisk ligger på omkring 20 °C om sommeren og 10 °C om vinteren. Erfaringerne med spildevand som varmekilde i Danmark er forholdsvis begrænsede og dækker primært over anlæg i Kalundborg og København, men nye anlæg er under etablering flere steder, bl.a. i Odense, Roskilde og Tårnby. Udfordringerne ved spildevand er, at det er en begrænset ressource, som sætter en grænse for kapaciteten af varmepumpen, samt at det er nødvendigt at etablere anlægget i umiddelbar nærhed af spildevandsanlægget. Desuden er der teknologiske udfordringer vedrørende korrosion ved kontakt med spildevand, som bl.a. har et højt klorindhold.

Overskudsvarme

Mange industrielle processer producerer overskudsvarme, som principielt er gratis varme. Hvis temperaturen af overskudsvarmen er høj nok, kan den udnyttes direkte via en varmeveksler, og i tilfælde af en lavere temperatur kan overskudsvarmen udnyttes ved brug af en varmepumpe. I Danmark findes der gode erfaringer med anvendelse overskudsvarme som fjernvarme, hvor det ofte indgår som grundlastanlæg.

Der ventes øget anvendelse af overskudsvarme, men anvendelsen er nogen steder udfordret af, at der ikke er samtidighed mellem overskudsvarmeproduktion og varmebehov i fjernvarmenettet. Derudover kan det være omkostningstungt at etablere det nødvendige udstyr til at udtrække varmen fra industrien. Erfaringer fra konkrete beregninger på fx datacentre viser, at afstanden mellem industrien og det lokale fjernvarmesystem i nogle tilfælde er for stor til, at overskudsvarme kan konkurrere med luft- eller havvandsvarmepumper.

Geotermi

Der har gennem de seneste år været stigende fokus på geotermisk varme som en kilde til fjernvarmeproduktion ved brug af varmepumper. Bl.a. har virksomhederne A.P. Møller Holding og Geoop arbejdet med udvikling af teknologien

af konkrete projekter i Aarhus og Aalborg. Fordele ved geotermi er, at der i flere dele af Danmark er en meget stor ressource, og at temperaturen af vandet fra undergrunden er så høj, at der kan opnås høj effektivitet på anlæggene. Ressourcen afhænger af de lokale geologiske forhold, og det er ikke alle steder i Danmark, at der er en egnet ressource. Fx er undergrunden i Odense, TVIS-området og Esbjerg ikke egnet til geotermi, mens der i de øvrige større fjernvarmeområder er store ressourcer.

Investerings- og driftsomkostningerne er imidlertid betydeligt højere end for de tidligere beskrevne varmepumpetyper. Dertil kommer, at der er en efterforskningsrisiko ved etablering af geotermiske anlæg, da borerer er omkostningstunge, men uden sikkerhed for at finde et egnet reservoir i undergrunden.

Der er i Danmark etableret tre geotermiske anlæg i København, Thisted og Sønderborg, men der er fortsat ret begrænsede erfaringer med teknologien under danske forhold. Energistyrelsen har i 2020 udgivet rapporten "Geotermianalyse", og analyserne heri viser, at varmeproduktion fra geotermi har vanskeligt ved at konkurrere, såvel selskabs- som samfundsøkonomisk, med biomassekedler og med havvandsvarmepumper. Denne analyse understøttes af, at både Aalborg og Aarhus har meldt ud, at der er behov for økonomisk støtte, hvis geotermi skal kunne konkurrere med andre varmeproduktionsteknologier. Der arbejdes dog fortsat med billiggørelse af teknologien, og hvis omkostningerne kan nedbringes, har geotermi potentiale til at udgøre en betydelig andel af fjernvarmeforsyningen i Danmark.

5 Scenarier og analysemetode

Analyserne gennemføres ved modelberegninger med el- og varmemarkedsmodellen Balmorel samt ved kvalitative vurderinger af teknologimodenhed og forsyningsikkerhed. I det følgende beskrives de generelle forudsætninger, som gælder i alle casestudierne og den samlede analyse af det danske fjernvarmesystem. Specifikke forudsætninger for de enkelte case-områder beskrives særskilt.

5.1 Analyserede scenarier og beregningsår

I projektet gennemføres analyse af fire scenarier: Et referencescenarie og tre scenarier med hurtigere indfasning af nye teknologier og samtidig udfasning af fast biomasse til el- og fjernvarmeproduktion.

Referencescenariet opstilles som et ambitiøst klimascenarie, der følger de danske målsætninger for reduktion af drivhusgasser. Referencescenarie er karakteriseret ved:

- Danmark klimaneutralt i 2050
- Opfyldelse af målsætning om 70 % reduktion i 2030
 - Rammerne for udvikling af fjernvarmesystemet i scenariet er elektrificering og energieffektivisering i hele energisystemet samt markant udbygning med sol og vind.
 - Drivhusgasemissioner fra el- og fjernvarmesektoren skal reduceres markant. Referencescenariet forventes at ligge på linje med Klimapartnerskabet for energi- og forsyningssektoren, der peger på, at emissionerne i 2030 kan reduceres med 95 % ift. 1990 svarende til en emission på ca. 1 mio. ton i 2030.
- Ambitiøse klimamålsætninger for det europæiske energisystem (EU-Kommissionens COMBO-scenarie fra "A clean planet for all")

Dertil kommer tre alternative scenarier, hvor de nuværende biomassebaserede varme- og kraftvarmeverker erstattes af eldrevne teknologier til el- og fjernvarmeproduktion i hhv. 2025, 2030 og 2040. Scenarierne sammenholdes med referencescenariet. For scenarierne gælder:

- Al fast biomasse (halm, træflis, træpiller) erstattes af anden produktion i hhv. 2025, 2030 og 2040.
- Der fastlægges et særskilt forløb for anvendelse af affald til el- og varmeproduktion, og dette er det samme på tværs af scenarierne. Affald erstattes således ikke af eldrevne teknologier.

- En midlertidig anvendelse af kul eller naturgas kan være en nødvendig del af scenarierne med hurtig udfasning af biomasse, hvis analyserne peger på, at hastigheden af indfasning af nye teknologier ikke kan ske i samme tempo som biomassen skal udfases. I nogle af scenarierne kan dette betyde, at der sker en langsommere reduktion af CO₂-emissionerne frem mod 2030, og at el- og fjernvarmesektoren derfor ikke i samme grad kan bidrage til at nå 70%-målsætningen.

Beregningsår

Fokus for projektet er at analysere udvikling af det danske el- og fjernvarmesystem frem mod 2040 i et referencescenarie og tre forskellige scenarier for indfasning af nye teknologier i fjernvarmen.

Modelteknisk er der tale om beregninger for følgende nedslagsår: 2020 (uden investeringer), 2025, 2030, 2035 og 2040. 2020 gennemregnes for at illustrere udgangspunktet, før der foretages nye investeringer i produktion. Det første år for investeringsbeslutningen i modellen er 2025.

5.2 Anvendt modelværktøj og investeringer

Ea Energianalyse anvender Balmorel-modellen til analyse af udviklingen af el- og fjernvarmesystemerne i Nordeuropa. Som input til modellen angives elbehov, fjernvarmebehov, eksisterende og planlagte produktionsanlæg, brændsels- og CO₂-priser, tekniske og økonomiske data for nye anlæg, potentialer for vedvarende energi og energi/klimapolitiske målsætninger mv. Ud fra dette foretager modellen investeringer i ny produktion-, transmission-, og lagerkapacitet i det omfang, det ud fra en samlet systembetragtning er økonomisk attraktivt. Ea Energianalyse har en detaljeret model af det europæiske elsystem. Modellen dækker det område, som er vist i figuren nedenfor.



Figur 7: Lande og områder i Ea Energianalyses Balmorel model for Europa.

Da elmarkedet er sammenhængende på tværs af Europa, inkluderes alle disse lande normalt i analyser af udviklingen af energisystemet. Det er også tilfældet i denne analyse. Men for at kunne øge detaljeringsgraden i analysen af det danske el- og fjernvarmesystem inkluderes landene her ikke ved en fuld repræsentation af elforbrug og -produktion, men i stedet med en elprisprofil hen over året. Dermed sker udveksling med nabolandene efter den forudsatte elprisprofil for hvert markedsområde og overførselskapaciteten hertil, men det antages, at ændringerne i Danmark ikke påvirker elprisen i landene omkring os. Investeringer og priser i Danmark kan dog ændre sig afhængig af scenarierne.

Med de begrænsninger, der fastlægges i hvert scenarie (udfasning af biomasse, brændsels- el- og CO₂-priser, tilgængelighed af teknologi m.v.), beregner modellen de selskabsøkonomisk optimale investeringer i ny varmeproduktionskapacitet og varmelagerkapacitet i modellens fjernvarmeområder. Samtidig har modellen mulighed for at nedlægge eksisterende, urentabel kapacitet.

Analyse af investeringer i de forskellige scenarier

På baggrund af de indsamlede data opsættes modellen for de udvalgte cases og for de øvrige fjernvarmeområder i Danmark. Herefter gennemregnes de givne scenarier frem mod 2040.

Realrente og levetid

I projektet analyseres det bl.a., hvilke "optimale" produktionsinvesteringer, som fjernvarmeselskaberne vil tage under forskellige scenarier. Det er derfor vigtigt, at modelberegningerne bedst muligt eftergør de beslutninger, som selskaberne træffer omkring nye investeringer. Her antages det, at investeringerne træffes ved at se på indtægter og omkostninger over investeringens levetid. Fremtidige betalingsstrømme tilbagediskonteres til i dag med en rente, som skal afspejle finansieringsomkostninger og risici ved investeringen.

I denne analyse anvendes en levetid for investeringerne på 20 år og en rente på 3% (real). Dette afspejler den aktuelt lave lånerente kombineret med en vurdering af lav risiko ved investeringen. Der er ikke i beregningerne skelnet mellem levetid og rente for forskellige teknologier, selvom de naturligvis kan have varierende risikoprofil. Forskelle i levetid og risiko håndteres i stedet gennem følsomhedsanalyser på teknologiernes investeringsomkostninger.

Håndtering af samfundsøkonomiske krav og kraftvarmekrav i beregningerne

De nuværende rammer (projektbekendtgørelsen) tilsiger, at konsekvenserne af scenarierne bør gennemføres ved en kombineret vurdering af det bedste selskabs- og samfundsøkonomiske investeringsbillede. Endvidere tillader de nuværende regler kun, at der investeres i kraftvarme i de centrale områder.

I denne analyse antages det, at der investeres på baggrund af selskabsøkonomi, samt at kraftvarmekravet er ophævet, så det er muligt at investere i alle grønne teknologier i alle områder. Analysens omdrejningspunkt er at se på potentialet for indfasning af nye teknologier som varmepumper, hvilket ikke er muligt, hvis kraftvarmekravet er gældende.

5.3 Modellering af fjernvarmesystemerne i Danmark

Ea Energianalyse har i forskellige tidligere projekter analyseret udviklingen i det samlede, danske fjernvarmesystem og har her opbygget en relativt detaljeret model af fjernvarmeområderne i Danmark. Data er så vidt muligt opdateret i projektet, bl.a. hvad angår data for eksisterende anlæg og varmeforbrug.

Fjernvarmesystemet i Danmark er i analysen og den tilsvarende Balmorel model opdelt på følgende fjernvarmeforsyningsområder:

- Store, centrale områder (repræsenteret individuelt)

- Store, decentrale områder (repræsenteret individuelt)
- Mindre, decentrale områder (grupperet efter brændsler)

Energistyrelsens Energiproducenttælling udgør det datamæssige udgangspunkt for analysen. Dertil er suppleret med opdateret viden om fjernvarmesystemerne, opnået gennem geotermianalysen⁸, projektet Energiforsyning 2030 for Grøn Energi, data om solvarmeanlæg hentet hos Dansk Fjernvarme samt forskellige projekter udført for danske fjernvarmeselskaber af Ea Energianalyse.

De store, centrale områder og de store decentrale områder er alle repræsenteret individuelt. De store, centrale kraftvarmeområder er områder, hvor varmen til store byområder primært aftages fra de store centrale kraftvarmeværker, affaldsforbrændingsanlæg (fjernvarme - eller kraftvarmeanlæg) og enkelte steder fra industrivirksomheder.

De store decentrale områder er områder med et varmebehov over 500 TJ/år, hvor varmen primært kommer fra større decentrale kraftvarmeværker eller fra affaldsforbrændingsanlæg. Dog er det valgt at medtage alle områder med affaldsanlæg i denne kategori, uanset størrelse. I enkelte tilfælde kommer varmeproduktionen i de store, decentrale områder fra centrale kraftværksanlæg (Randers, Rønne, Kalundborg, Herning). De mindre decentrale områder er mindre byer med egen fjernvarme- eller kraftvarmeforsyning. De er i modellen grupperet efter deres primære brændsel og type af varmeproduktion.

Modellen indeholder 6 centrale områder, 31 store decentrale områder, herunder affaldsområder, og 13 grupperede områder til at repræsentere de resterende, mindre områder. Nogle af de større områder er inddelt i delområder med varmetransmissionsbegrænsninger imellem for at repræsentere evt. flaskehalse i transport mellem delområderne. Det gælder f.eks. fjernvarmesystemerne i Odense, TVIS-området, hovedstadsområdet og Nordsjælland. I Danmark er der i alt over 400 fjernvarmeområder, så der er mange mindre områder grupperet i de sidste 13 områder. Energimæssigt fylder disse dog kun ca. 20 %.

Tabel 1 giver et overblik over alle områder, der er repræsenteret individuelt i Balmorel.

⁸ Landsdækkende screening af geotermi i 28 fjernvarmeområder, Energistyrelsen.

Navn	Bruttovarmeforbrug 2015 (TJ)	Indikativ grundlastkapacitet (MW)	Navn	Bruttovarmeforbrug 2015 (TJ)	Indikativ grundlastkapacitet (MW)
Esbjerg-Varde	4.300	215	Brønderslev	497	25
Hovedstadsområdet (CTR, VEKS, HOFOR, Vestforbrænding)	36.950	1.847	DTU-Holte	600	30
Odense	10.300	515	Frederikshavn	797	40
TVIS	6.603	330	Grenå	1.067	53
Aalborg	6.677	334	Haderslev	597	30
Aarhus	11.715	586	Hammel	304	15
			Herning-Ikast	2.893	145
			Hillerød-Farum	1.488	74
			Hjørring	1.181	59
			Hobro	214	11
			Holstebro-Struer	1.838	92
			Horsens	1.078	54
			Kalundborg	2.400	120
			Maribo	605	30
			Nordøstsjælland (Helsingør og Nordforbrænding)	2.176	109
			Nyborg	750	38
			Nykøbing Falster	753	38
			Næstved	812	41
			Nørre Alslev	87	4
			Randers	2.075	104
			Rønne	595	30
			Silkeborg	1.380	69
			Skagen	303	15
			Skive	659	33
			Slagelse	718	36
			Svendborg	716	36
			Sønderborg	1.119	56
			Thisted	677	34
			Viborg	1.169	58
			Aars	366	18
			Aabenraa-Rødekro-Hjordkær	1.179	59
I alt	76.545	3.827	I alt	31.093	1.556

Tabel 3. Fjernvarmeområder, der er repræsenteret individuelt i modellen. Grundlastkapacitet er estimeret ud fra en forudsætning om, at grundlastkapacitet dækker 90 % af varmebehovet, og at grundlasten har 5.000 fuldlasttimer. Grundlastkapaciteten anvendes ikke direkte i modelberegningerne, men er blot her angivet i tabellen for at give en indikation af områdets effektbehov.

I Tabel 2 ses et overblik over de modelområder, som repræsenterer alle de mindre fjernvarmeområder i Danmark. De fleste områder har flere varmekilder, men er her grupperet efter den primære kilde.

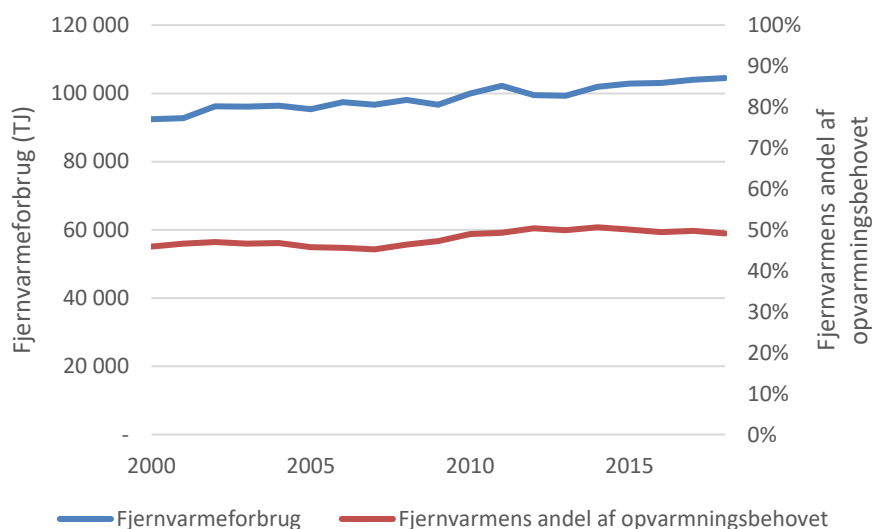
Mindre decentrale fjernvarmeområder Gruppering	Antal områder	Bruttovarme- forbrug 2015 (TJ)	Gennem- snitligt bruttovarme- forbrug (TJ)	Gennem- snitligt grundlast- kapacitet (MW)
Aggregerede områder i Øst- danmark				
Biogas	4	301	75	3,8
Naturgaskraftvarme	109	1.980	18	0,9
Naturgaskedler	21	1.477	70	3,5
Halkraftvarme	2	239	120	6,0
Halmkedler	20	1.543	77	3,9
Træfliskedler	12	1.444	120	6,0
Aggregerede områder i Vest- danmark				
Biogas	13	452	35	1,7
Biomasse (høj brændselspris)	24	1.158	48	2,4
Naturgaskraftvarme	184	5.618	31	1,5
Naturgaskedler	83	6.695	81	4,0
Halmkedler	29	2.329	80	4,0
Træfliskraftvarme	5	523	105	5,2
Træfliskedler	56	5.306	95	4,7
I alt	562	29.063	52	2,6

Tabel 4. Gruppering af små, fjernvarmeområder i modellen. Grundlastkapacitet er estimeret ud fra en forudsætning om, at grundlastkapacitet dækker 90 % af varmebehovet, og at grundlasten har 5.000 fuldlasttimer. Grundlastkapaciteten anvendes ikke direkte i modelberegningerne, men er blot her angivet i tabellen for at give en indikation af områdets effektbehov.

6 Analyseforudsætninger

6.1 Udvikling af fjernvarmeforbruget mod 2040

Nedenstående figur viser det klimakorrigerede fjernvarmeforbrugs udvikling i perioden 2000-2018 for Danmark. I samme figur er vist fjernvarmens andel af det samlede endelige energiforbrug til opvarmning. Andelen af fjernvarme har været let stigende fra 2000 til 2010 (fra ca. 46 % til ca. 50 %), men i perioden 2010-2018 har fjernvarmens andel af det samlede opvarmningsbehov ligget ret konstant på ca. 50 %. Samtidig er der fra 2010-2018 sket en mindre stigning i fjernvarmebehovet, hvilket må hænge sammen med en forøgelse af bygningsmassen samt muligvis en mindre stigning i varmeforbruget i de eksisterende bygninger.



Figur 8: Udvikling i det danske fjernvarmebehov (klimakorrigeret) og i fjernvarmens andel af det endelige energiforbrug til opvarmning i perioden 2000-2018. Kilde: Energistyrelsens Energistatistik 2018.

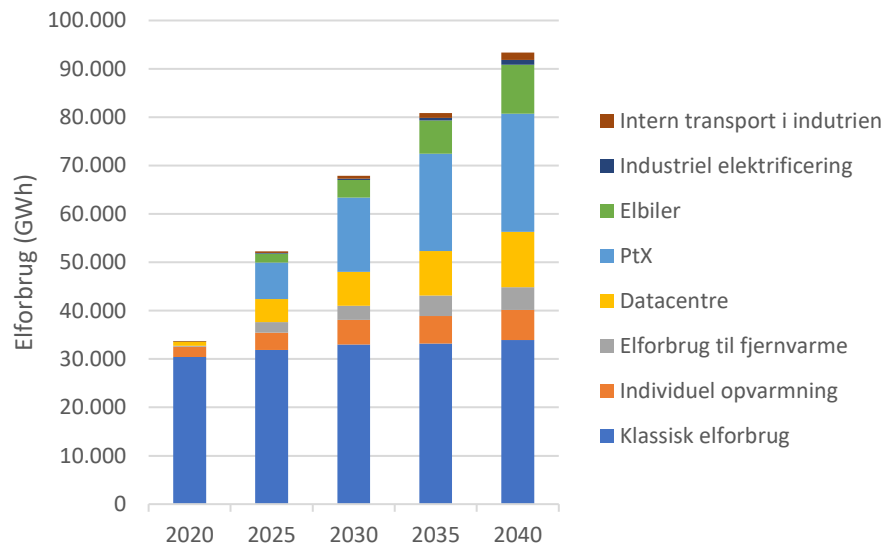
Med de nye, ambitiøse klimamålsætninger for Danmark må man på den ene side forvente, at indsatsen for energibesparelser i bygninger skal øges, hvilket vil trække i retning af et lavere fjernvarmeforbrug. På den anden side skal CO₂-emissionen fra opvarmningen reduceres, hvilket betyder, at forbruget af olie og naturgas til opvarmning skal reduceres markant, og en del af dette behov kan erstattes af fjernvarme. Hvis fx en tredjedel af naturgasopvarmningen erstattes af fjernvarme, vil det øge fjernvarmeforbruget med 10 %.

Der regnes i denne analyse med, at omfanget af energibesparelser nogenlunde modsvarer tilgangen af nye kunder til fjernvarmen, og at fjernvarmeforbruget derfor regnes at være konstant frem mod 2040.

I de 5 case-områder indhentes data fra selskaberne, og forudsætningerne kan her afvige fra ovenstående, generelle forudsætning.

6.2 Udvikling af elforbruget i Danmark

Figuren nedenfor viser udviklingen i elforbruget i Danmark frem mod 2040. Forudsætningerne er baseret på tidligere analyser af nødvendige tiltag for at nå Danmarks ambitiøse klimamålsætninger i 2030 og 2050, udført af Ea Energianalyse for bl.a. Klimapartnerskabet for energi og forsyning og for Energifonden. Analyserne viser, at der er behov for en kraftig direkte og indirekte elektrificering af energiforbruget, hvis målene skal nås. Det betyder, at elforbruget forventes at stige til ca. det dobbelte i 2030 og til yderligere godt 90 TWh i 2040. Her udgør elforbruget til PtX-brændsler en betydelig del.



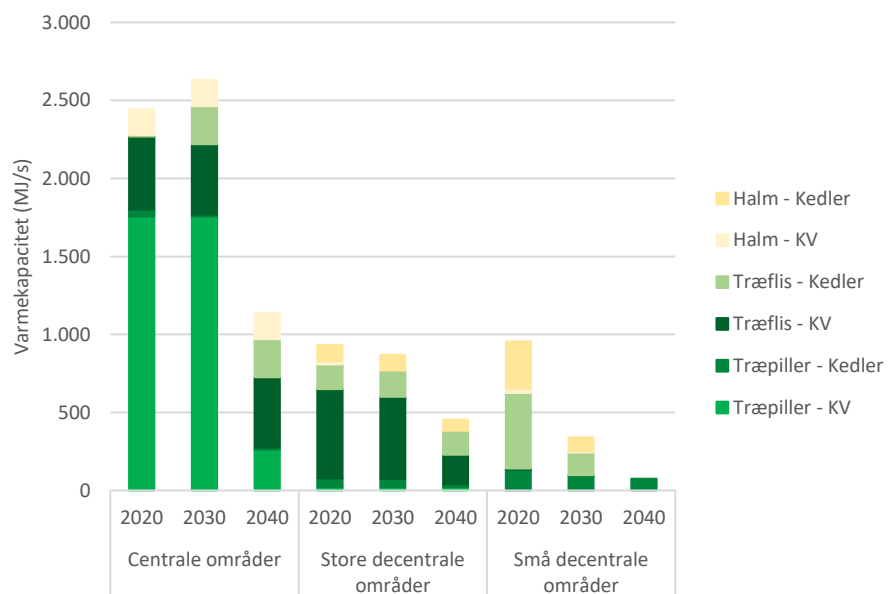
Figur 9: Fremskrivning af det samlede årlige elforbrug i Danmark fra 2020 til 2040.

Det er i modellen forudsat, at en del af produktionen af PtX-brændsler vil ske på anlæg i nærheden af de største, danske byer, og at en del af overskudsvarmen fra PtX-anlæggene kan nyttiggøres i fjernvarmesystemerne. Der er betydelig usikkerhed om, hvor disse anlæg vil blive etableret, men for at illustrere PtX's mulige rolle i fjernvarmesystemerne er der udvalgt fire konkrete områder, hvor der forudsættes etableret produktionsanlæg for PtX-brændsler med leverance af overskudsvarmen til fjernvarmen. Det er forudsat, at der kan leveres overskudsvarme fra PtX i Aarhus, Aalborg, Esbjerg og i hovedstadsområdet. Dimensionering og drift af anlæggene optimeres i modellen i forhold til efterspørgsel efter PtX-brændsler, elpriser og lagringsmuligheder for el og de producerede brændsler.

6.3 Kapacitet på eksisterende varmeproduktionsanlæg

Modellen indeholder forudsætninger om kapacitet og tekniske og økonomiske data for eksisterende produktionsanlæg. Anlæggene antages som hovedregel at blive udfaset ved endt teknisk levetid. For større anlæg er det sidste driftsår så vidt muligt fastlagt ud fra information om det konkrete anlæg, fx udløb af varmekontrakt, dialog med anlægsejeren. For mindre anlæg er der anvendt en standardiseret levetid.

Der er i Danmark foretaget betydelige investeringer i biomasseanlæg igennem de senere år. Det gælder dels ombygning af fossile anlæg og dels etablering af nye anlæg. Nedenstående figur giver et overblik over den forventede kapacitetsudvikling for eksisterende biomassekedler og -kraftvarmeanlæg til fjernvarmeproduktion. Det ses, at der frem mod 2030 fortsat vil være en betydelig, tilgængelig biomassekapacitet i de centrale og store decentrale områder. En stor del af denne kapacitet forventes udfaset mellem 2030 og 2040 pga. endt teknisk levetid. I de mindre, decentrale områder forventes det allerede, at der sker et markant fald i den eksisterende kapacitet mellem 2020 og 2030, hvis de eksisterende anlæg ikke fornyes.

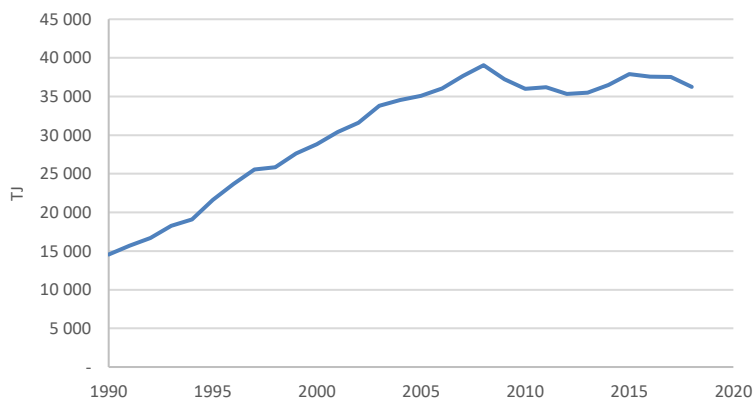


Figur 10: forudsætninger om eksisterende varmekapacitet på biomasse i Danmark med udfasning efter endt teknisk levetid.

6.4 Forudsætninger om affald

Varmeproduktion baseret på affald udgør en betydelig del (ca. 20 %) af den danske fjernvarmeproduktion, og det er derfor vigtigt, hvordan affaldsmængderne til forbrænding vil udvikle sig i fremtiden. Figuren nedenfor viser den

historiske anvendelse af affald til el- og fjernvarmeproduktion i 1990-2018. Det ses, at mængderne er steget markant frem til perioden omkring Finanskrisen, hvorefter de er stagneret. I de senere år har der også været en vis mængde importaffald indeholdt i de samlede affaldsmængder til forbrænding.



Figur 11: Affaldsmængder anvendt til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark i perioden 1990-2020. Kilde: Energistyrelsens Energistatistik 2018.

Den seneste officielle fremskrivning fra Miljøstyrelsen er fra 2017⁹, og denne fremskrivning peger på, at affaldsmængderne til forbrænding vil stige med 10 % frem mod 2030 i det såkaldte Ressourcestrategi-scenarie. Siden denne fremskrivning er der dog kommet en meget markant fokus på genanvendelse og cirkulær økonomi, og det forekommer betydeligt mere sandsynligt, at affaldsmængderne vil falde i de kommende år.

En stigende del af rammerne for affaldshåndtering samt import og eksport af affald i Europa fastlægges på mellemstatsniveau i EU. I januar 2018 vedtog EU rådet en pakke om cirkulær økonomi, der bl.a. indeholder følgende mål:

- 60% genanvendelse af kommunalt affald i 2030, og 65% i 2035
- 70% genanvendelse af emballageaffald i 2030
- Højst 10% deponi af kommunalt affald i 2035
- Krav om særskilt indsamling af bioaffald senest i 2023

Endvidere var der i januar 2018 enighed om en plaststrategi med krav om minimum 50% genanvendelse af plast i 2030, og krav til øget design af plastemballage til genbrug/genanvendelse.

⁹ Kilde: Miljø- og Fødevarerministeriet, 2019: "Dokumentation FRIDA 2017"

I Danmark arbejder kommuner og affaldsselskaber mange steder på at øge genanvendelsen og reducere mængderne af affald til forbrænding, og 70 %-målsætningen har sat yderligere fokus på, at den fossile del (plast) af affaldet skal reduceres for at reducere affaldets klimapåvirkning. I november 2019 kom Dansk Affaldsforening med udspillet "CO₂-neutral affaldsenergi i 2030", der bl.a. lægger op til at reducere andelen af plast, der energiudnyttes, med ca. 65% i 2030. Da plast udgør ca. 80 % af den fossile del af affaldet, svarer det til, at ca. 50% af det fossile affald skal udsorteres til genanvendelse. Da den fossile andel er ca. 40%, svarer det til, at energiindholdet i affaldet reduceres med ca. 25% i 2030. Dertil kommer, at der også sker en aktiv indsats for udsortering og genanvendelse af husholdningsaffaldet.

Samlet set betyder ovenstående, at vi foreslår, at de indenlandske affaldsmængder til forbrænding reduceres med 30 % i 2030 og med 50 % frem mod 2040 (målt på energi). Forudsætningerne er på linje med den politiske aftale "Klimaplan for en grøn affaldssektor og cirkulær økonomi", der blev indgået i juni 2020.

Som tiltag til at reducere CO₂-emissionerne fra affaldsforbrænding arbejder sektoren mod at etablere CO₂-fangst på nogle af de større anlæg, og der kan ske investeringer i dette frem mod 2030. Dette kan betyde en lidt større varmeproduktion og en lidt lavere elproduktion fra anlæggene. I denne analyse antages det dog, at dette har mindre betydning for analyserne, og affaldsanlæggene el- og varmeproduktionskapaciteter fastholdes på det nuværende niveau. Dermed tages der ikke konkret stilling til hvilke affaldsanlæg, der etablerer teknologi til CO₂-fangst.

På baggrund af reduktionen i affaldsmængden vil modellen over tid foretage en tilpasning af affaldsforbrændingskapaciteten, så den reduceres i takt med reduktionen af affaldsmængderne. I de senere år har Danmark årligt importeret i størrelsesordenen 200-300.000 tons affald til forbrænding. Bl.a. pga. de ambitiøse målsætninger om reduktion af drivhusgasser forudsættes det, at affaldsimporten reduceres gradvist ned til 0 frem mod 2030. I modellen er de samlede affaldsmængder fordelt på en mængde for Østdanmark og en mængde for Vestdanmark. Inden for hver landsdel kan modellen frit fordele affaldsmængderne på anlæggene afhængig af, hvor det er mest effektivt i forhold til anlæggenes økonomi og effektivitet og i forhold til værdien af varmeproduktionen i de pågældende fjernvarmenet.

6.5 Data for mulige investeringer i ny produktion

I de mindre, decentrale områder antages det, at det i referencescenariet er muligt at investere i følgende teknologier:

- Varmepumper (luft, havvand, industriel overskudsvarme samt forskellige typer af varmepumper med kilde med "mellemtemperatur" som fx grundvand, spildevand, drikkevand)
- Biomassekedler (træpiller, træflis, halm)
- Solvarme
- Elpatroner
- Naturgaskedler til spidslast
- Varmelagre

I de større, decentrale områder antages det også muligt at investere i biomassekraftvarme (træflis eller træpiller). Dette gælder også i de centrale områder, hvor det desuden er antaget, at der også kan investeres i geotermiske anlæg i de områder, hvor ressourcen er tilgængelig.

I de 3 alternative scenarier antages det ikke at være muligt at investere i nye biomassekedler eller ny biomassekraftvarme, da det udfasningsscenarierne antages at være kendt for aktørerne, at biomasse skal udfases.

I ingen af scenarierne er det muligt at investere i ny kraftvarmekapacitet baseret på kul eller naturgas. Det kan dog være nødvendigt at levetidsforlænge eksisterende fossil kapacitet.

Da modellen er en lineær model, er det vanskeligt at inddrage skalafordele i investeringerne, og modellen kan godt under visse omstændigheder investere i ret små anlæg, hvor forudsætningerne i udgangspunktet er baseret på, at der investeres i større anlæg. F.eks. gælder teknologidataene for biomasse-KV i mellemstore områder for anlæg på minimum 20 MW-varmekapacitet (medium anlæg). Det er derfor vigtigt at forholde sig kritisk, hvis modellen vælger at investere i små anlæg, og i visse tilfælde er det håndteret ved at fjerne investeringsmuligheden og genkøre modellen, så resultatet tager hensyn til, at der f.eks. ikke kan investeres i meget små kraftvarmeanlæg på biomasse med de forudsatte data.

Det er meget væsentligt for beregningerne, hvilke teknologier som det forudsættes muligt at investere i, og hvilke tekniske og økonomiske data, der anvendes for disse teknologier. Som udgangspunkt anvendes Energinet og Energistyrelsens Teknologikatalog. Energistyrelsen har i foråret 2020 med hjælp fra

PlanEnergi opdateret Teknologikataloget for elvarmepumper og geotermi og har den 30. april 2020 offentliggjort nye data, og det er disse data, der som udgangspunkt indgår i analysen¹⁰.

For varmepumper er det valgt at inddele efter fem forskellige kilder:

- Luft
- Havvand
- Varmepumper baseret på omgivelsesvarme med ”mellem” temperatur, dvs. grundvand, spildevand, drikkevand mv.
- Industriel overskudsvarme
- Geotermi

For hver af de fem typer af varmepumper inddeles endvidere efter fjernvarmetemperatur på distributionsnettet i hhv. mindre decentrale, store decentrale og centrale områder. COP-værdierne for de forskellige typer af varmepumper er beregnet ud fra forudsætninger om temperatur af varmekilde og temperaturer i fjernvarmenettet. Generelt antages der i udgangspunktet, at varmepumperne kan tilsluttes på distributionsniveau. Varmepumpernes effektivitet i forhold til det teoretisk maksimalt opnåelige, den såkaldte Lorentz-virkningsgrad er baseret på data fra Teknologikataloget. I de største fjernvarmeområder som fx hovedstadsområdet, TVIS og Aarhus vil det være vanskeligt at indpasse store mængder af varmepumper på distributionsniveau, og der indlægges derfor en øvre begrænsning for hvor stor en kapacitet, som kan tilsluttes på distributionsniveau, og det antages, at den resterende del tilsluttes på transmissionsniveau, hvilket vil kræve højtemperaturvarmepumper med lavere COP.

For hver type af varmepumper opstilles potentialer for udbygningen for hvert fjernvarmenet. I udgangspunktet baseres disse på en potentialeopgørelse lavet af Aalborg Universitet, som Ea Energianalyse anvendte i analysen Energiforsyning 2030 for Grøn Energi i 2016. For case-byerne tages udgangspunkt i konkrete vurderinger fra selskaberne.

Nedenstående tabel viser hovedforudsætningerne for investeringsteknologierne. For varmepumper er vist den gennemsnitlige COP-værdi over hele året. I praksis vil COP-værdien være lavere, da varmepumpernes drift primært finder sted i den koldere del af året, hvor COP-værdien er lavere.

¹⁰ For havvandsvarmepumper angiver Teknologikataloget investeringsomkostninger for anlæg tilsluttet direkte på eksisterende kraftværker, hvor den eksisterende infrastruktur kan udnyttes. For stand alone anlæg angives, at investeringen er godt dobbelt så stor. I denne analyse tages udgangspunkt i data for stand alone anlæg.

Teknologi	Investe- ring* (MDKK19/ MW)	Faste D&V* (DKK19/ MW/år)	Variable D&V** (DKK19/ MWh)	Varme- virk- nings- grad	Elvirk- nings- grad
Eldrevne teknologier					
Varmepumpe, havvand, mindre decentrale	7,0	31.000	14,6	395%	-
Varmepumpe, havvand, store decentrale	7,0	31.000	14,6	433%	-
Varmepumpe, havvand ¹¹ , store centrale	7,0	31.000	14,6	433%	-
Varmepumper, havvand, store centrale, transmission	9,0	31.000	14,6	318%	-
Varmepumpe, luft, mindre decentrale	7,4	15.505	22,3	385%	-
Varmepumpe, luft, store decentrale	6,6	15.505	18,5	422%	-
Varmepumpe, luft, store centrale	6,6	15.505	18,5	422%	-
Varmepumper, luft, store centrale, transmission	8,6	15.505	18,5	305%	-
Varmepumpe, "mellem" temp., mindre decentrale	6,6	15.505	22,3	367%	-
Varmepumpe, "mellem" temp., store decentrale	5,2	15.505	18,5	403%	-
Varmepumpe, "mellem" temp., store centrale	5,2	15.505	18,5	403%	-
Varmepumpe, overskudsvarme, mindre decentrale	6,6	15.505	22,3	416%	-
Varmepumpe, overskudsvarme, store decentrale	5,2	15.505	18,5	443%	-
Varmepumpe, overskudsvarme, store centrale	5,2	15.505	18,5	443%	-
Geotermi ¹² , eldrevet, store decentrale	19,0	150.400	42,7	460%	-
Geotermi, eldrevet, centrale	16,1	118.300	42,7	460%	-
Geotermi, eldrevet, centrale, transmission	18,1	118.300	42,7	350%	-
Elpatron	0,51	8.000	3,7	98%	-
Biomasseteknologier					
Træflis-KV – mellem*	28,6	986.000	7,7	82%	29%
Træflis-KV – central*	29,4	597.000	8,0	82%	27%
Fliskedel, mindre decentrale	5,1	239.000	8,9	116%	-
Fliskedel, store decentrale	3,6	309.000	8,9	117%	-
Fliskedel, centrale	3,2	309.000	8,9	117%	-
Træpillekedel (5 MW)	5,4	245.000	4,2	101%	-
Halmkedel (5 MW)	6,6	381.000	5,0	103%	-
Øvrige teknologier					
Solvarme uden lager**	0,00146	0,34	1,6	100%	-
Varmelager – akkumulatortank***	0,0248	-	0,0008	95%	-
Damvarmelager	0,0042	-	0,0008	87,5%	-
Gaskedel	0,43	14.769	8,2	103%	-

*Tabel 5: Data for investeringsteknologier i år 2020. Data er angivet i følgende enhed: Kedler, geotermi og varmepumper er i MW-varme, *kraftvarme er MW-el, **solvarme er m² og ***varmelagre er MWh volumen. Prisudvikling efter 2020 følger Energistyrelsens teknologikatalog. For varmepumper er angivet COP-værdier som gennemsnit over hele året. I praksis vil COP-værdierne være lavere, da varmepumpernes drift primært er i den koldere del af året, hvor COP-værdien er lavere.*

¹¹ For havvandsvarmepumper opgiver Teknologikataloget dels omkostninger for havvandsvarmepumper på større kraftvarmeværker, hvor en del af den eksisterende infrastruktur kan genanvendes, og dels for havvandsvarmepumper på helt nye placeringer, hvor omkostningerne er højere. I denne analyse er der anvendt sidstnævnte, da anlæggene i udgangspunktet tænkes placeret decentralt i distributionsnetten.

¹² Ifølge Teknologikataloget er der en skalafordel ved geotermiinvesteringer, der betyder, at omkostninger kan reduceres med 10-15 % hver gang anlæggets størrelse fordobles. Der er derfor her regnet med skalafordel på investeringsomkostninger og fast D&V for de store decentrale områder svarende til en fordobling af Teknologikatalogets standardkapacitet på 10 MW (20 MW anlæg) og for de store centrale områder svarende til en 8-dobling (80 MW anlæg).

For hver af varmepumpeteknologierne foretages en vurdering af variationen af kildetemperaturen og af fjernvarmens fremløbs- og returtemperaturer hen over året. På den baggrund beregnes variationer i varmepumpernes kapacitet og COP-faktor time for time som input til modelberegningerne. Metoden er nærmere beskrevet i rapportens bilag.

Der regnes med, at rådigheden af alle grundlastteknologier som gennemsnit over året er ca. 86 %. Rådigheden er højere om vinteren end om sommeren og dækker både tilfældige udfald og revisionsperiode. For spidslastanlæg antages tilsvarende en rådighed på 90 %.

Håndtering af usikkerhed ved teknologidata

Særligt for de nye teknologier som varmepumper og geotermi er der en vis usikkerhed om både omkostninger og effektivitet, og teknologidata vil også variere betydeligt fra projekt til projekt. Derfor gennemføres følsomhedsanalyser for at afspejle usikkerheder om teknologidata for varmepumper og geotermi med højere investeringsomkostninger og lavere COP-værdier.

6.6 Brændselspriser

De anvendte brændselspriser er baseret på den seneste World Energy Outlook 2019 fra IEA. Der benyttes samme metode som Energistyrelsen til fremskrivning af fossile priser, hvor der på kort sigt baseres på forwardpriser og derefter konvergeres mod WEO's langsigtede fremskrivning i 2030. Efter 2030 benyttes IEA's priser. Det skal nævnes, at de anvendte forwardpriser er fra før udbruddet af Corona-virus, som har medført et betydeligt fald i forwardpriserne på kort sigt. De nuværende forwards i markedet antages at være udtryk for en korterevarende nedgang i priserne og vurderes derfor ikke at være repræsentative for prisfremskrivninger på mellemlangt og længere sigt, som er denne analyses fokus.

Brændselspriserne er vist i tabellerne herunder for hhv. centrale og decentrale varmeproduktionsanlæg. De fossile brændselspriser er baseret på opdaterede forwards for priserne i 2020. Herefter er det forudsat, at priserne udvikler sig gradvist til niveauet i 2030 i scenariet "Sustainable Development" fra World Energy Outlook 2019. Efter 2030 følger priserne IEA's prisfremskrivning.

Kr./GJ	Kul	Naturgas	Letolie	Træflis	Træpiller	Halm
2020	14,6	36,9	97,2	55,0	63,5	47,5
2025	19,0	47,6	92,9	56,1	71,9	48,6
2030	15,6	55,3	97,8	57,3	72,0	49,8
2035	15,9	55,3	96,1	57,9	72,0	50,4
2040	16,2	55,3	94,3	58,4	71,9	50,9

Tabel 6: Brændselspriser an kraftværk (centrale anlæg) givet i DKK19/GJ.

Kr./GJ	Naturgas	Letolie	Træflis	Træpiller	Halm
2020	40,3	119,8	51,2	68,2	44,0
2025	50,8	115,5	52,2	76,5	45,0
2030	58,6	120,4	53,4	76,7	46,3
2035	58,6	118,7	54,1	76,6	47,0
2040	58,6	116,9	54,8	76,6	47,6

Tabel 7: Brændselspriser an værk (decentrale anlæg) givet i DKK19/GJ.

Det fremgår, at der forventes relativt stabile priser for halm, træflis og træpiller frem mod 2040. Naturgaspriserne forventes at stige noget igennem perioden. I 2040 er naturgasprisen i centrale områder ca. 55 kr./GJ, mens den er ca. 59 kr./GJ i decentrale områder.

6.7 CO₂-kvoteprisens udvikling

CO₂-kvoteprisen for hovedparten af europæiske el- og fjernvarmeværker fastlægges i EU's kvotesystem, og det er derfor prisudviklingen i EU's kvotemarked, der bestemmer CO₂-emissionsomkostningerne for produktionsanlæggene. Markedsudviklingen i EU's kvotesystem er afspejlet i projektets forudsætninger om udvikling af CO₂-prisen, som fremgår af nedenstående tabel.

	CO ₂ -kvotepris DKK19/ton
2020	179
2025	217
2030	255
2035	346
2040	437

Tabel 8: CO₂ kvotepris angivet i DKK19/ton.

CO₂-prisens udvikling afspejler, at EU har fået en ny Kommission med stor fokus på klima og en plan om at stramme op på kvotesystemet. Lovforslag hertil forventes næste år. Denne internationale CO₂-pris bruges til at fastlægge modellens elpriser og anvendes til at fastlægge investeringer i nye fjernvarme-produktionsteknologier i de selskabsøkonomiske beregninger i modellen.

For at kunne vurdere de samfundsøkonomiske omkostninger i de fire scenarier, på et lige grundlag med tiltag uden for energisektoren, anvendes en anden CO₂-pris end i de selskabsøkonomiske beregninger. Pga. af forskellige markedsvilkår og regulering sektorerne imellem kan en ensartet emissionsbeskatning på tværs være vanskelig. Her foreslås der anvendt en samfundsøkonomisk CO₂-pris, der modsvarer de marginale reduktionsomkostninger ved at nå 70 %-målsætningen, samlet set for alle sektorer. Denne foreslås fastlagt til 1.500 kr./ton med et lineært stigende forløb fra i dag. Klimarådet har vurderet, at dette niveau svarer til reduktionsomkostningerne for nogle af de dyreste tiltag for at opfylde 70% målsætningen.

6.8 Elpris

Som input til modelberegningerne anvendes der forudsætninger om elprisens udvikling i Danmarks nabolande og om udviklingen i eltransmissionskapaciteten til disse lande. I den anvendte version af modellen anvendes elprisen som et input til beregning af drift og investeringer i fjernvarmesystemerne. Priserne er beregnet med Balmorel ud fra de givne forudsætninger om udvikling af brændselspriser og den internationale CO₂-pris i en version af modellen, hvor en relativt detaljeret repræsentation af elsystemet i landene i Nordeuropa indgår. I prisfremskrivningen regnes der med, at der sker en betydelig udvikling i retning af et grønnere elsystem i overensstemmelse med EU's langsigtede målsætninger. Tabellen nedenfor viser den resulterende, gennemsnitlige, årlige elpris for de to danske prisområder i referencescenariet.

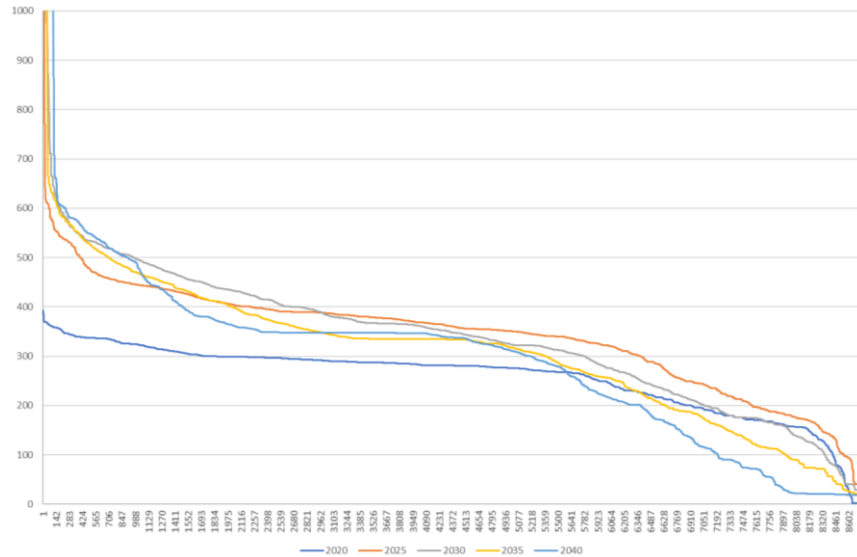
DKK19/MWh	DK1	DK2
2020	254	260
2025	359	354
2030	358	354
2035	378	365
2040	374	366

Tabel 9: Elpriser givet i DKK19/MWh for DK1 og DK2 i referencescenariet.

Det fremgår, at elprisen forventes at stige frem mod 2040 fra ca. 250 kr./MWh i dag til lidt under 370 kr./MWh i DK2 og knap 375 kr./MWh i DK1.

I ovenstående tabel er vist den gennemsnitlige elpris over året. Elprisen udregnes i Balmorel for hver time, og disse timepriser indgår som input til modelanalyserne. Således kan det enkelte produktionsanlæg opnå en højere eller lavere elpris afhængig af, hvordan produktionen tilrettelægges i forhold til

elprisen. Figuren nedenfor viser varighedskurver over elprisens variation i de 5 beregningsår i referencescenariet.



Figur 12: Varighedskurver for elprisens variation i referencescenariet. Elprisen er vist på y-aksen i kr./MWh, og årets timer er vist på x-aksen. Timerne er sorteret fra time med højeste pris til time med laveste pris (varighedskurve).

6.9 Afgifter og tilskud

For fossile brændsler antages de nuværende afgifter at være gældende gennem hele perioden. Dvs. de gældende energi- og CO₂-afgifter fastholdes i faste priser.

Elvarmeafgiften sænkes som aftalt i juni 2020 i ”Klimaaftale for energi og industri mv. 2020”, så den fra 2021 ligger på EU’s minimumssats på lige over 0 øre/kWh.

Der gives ikke elproduktionstilskud til nye kraftvarmeanlæg på fast biomasse. For eksisterende anlæg er der for hvert anlæg taget hensyn til, at den nuværende støtte på 150 kr./MWh udløber efter 20 år for nyetablerede anlæg og efter 15 år for ombyggede anlæg og erstattes af et væsentligt lavere støtteniveau.

6.10 Elnettariffer

PSO-tariffen udfases helt frem mod 2022. De øvrige tariffer (system, transmission og distribution) antages fortsat at afregnes efter samme princip som i dag, dvs. helt overvejende som en energibetaling. Den samlede eltarif antages for hele analyseperioden at ligge på ca. 17,5 øre/kWh. Denne tarif er

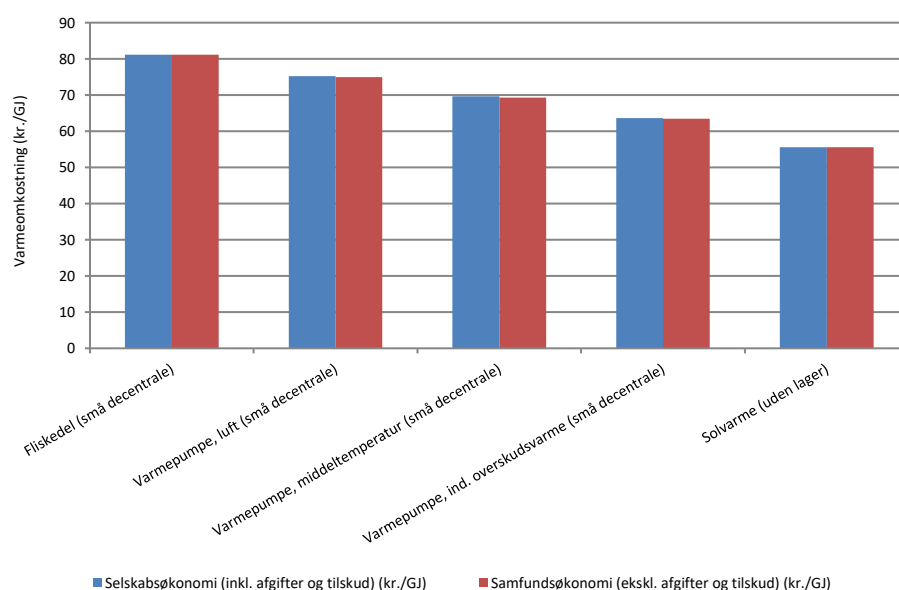
gældende ved tilslutning af større kunder som fx eldrevne varmepumper i fjernvarmen.

Det drøftes i øjeblikket, om tarifstrukturen skal omlægges, og der ses dels på muligheder for en tidsdifferentieret struktur og muligheder for at omlægge tarifferne, så de indeholder et højere fast og et lavere variabelt bidrag. Men da de konkrete resultater af disse drøftelser endnu ikke er kendt, er det har valgt at fastholde den eksisterende tarifstruktur, hvor størstedelen af tariffen er variabel.

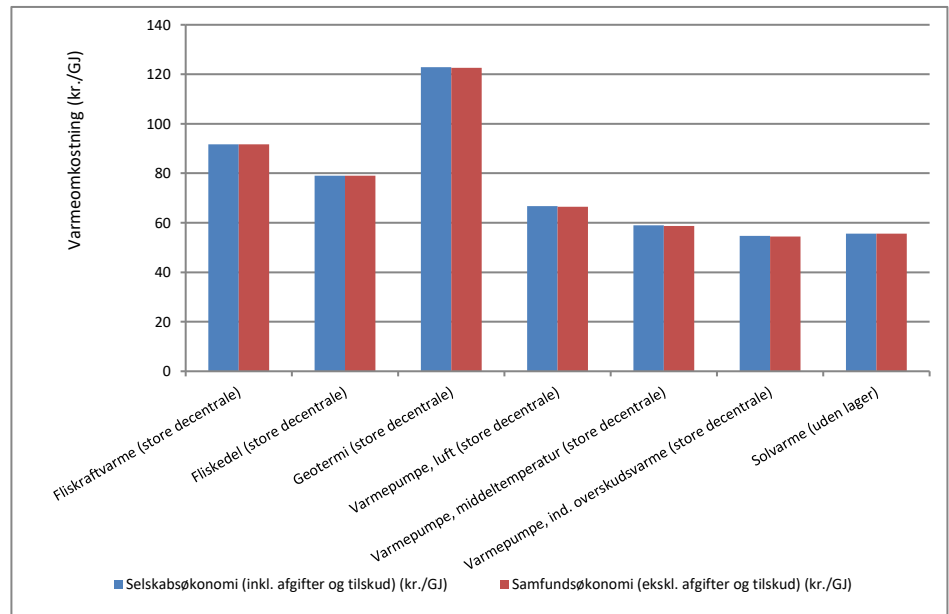
7 Analyseresultater

7.1 Konkurrence mellem teknologier

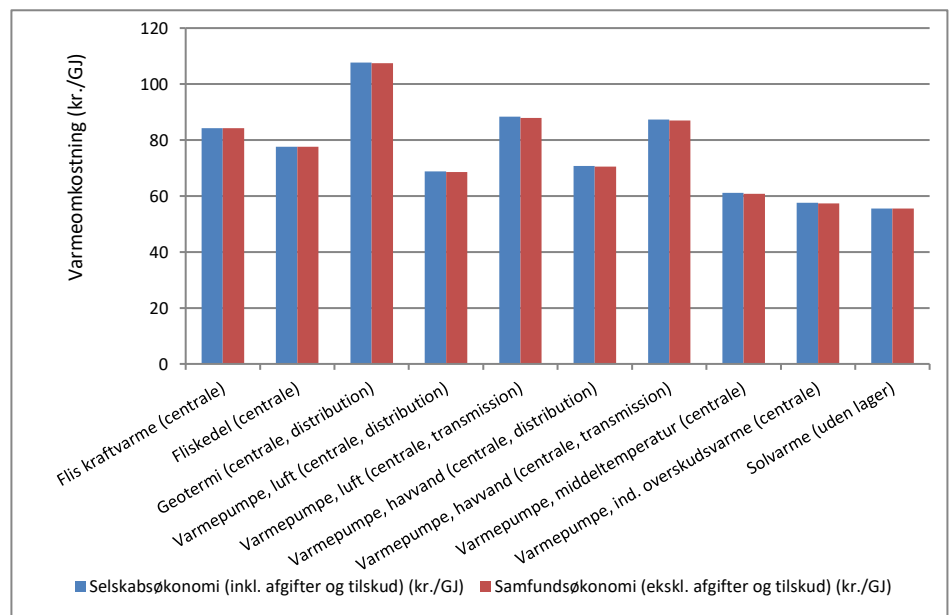
For at illustrere konkurrenceforholdet mellem de forskellige varmeproduktionsteknologier ved investeringer i nye anlæg er der indledningsvis opstillet samlede varmeproduktionsomkostninger for teknologierne i en regnearksmodel. Der er anvendt de tekniske og økonomiske data, som er beskrevet tidligere i rapporten, og der er regnet med prisforudsætninger for år 2025 og 5.000 fuldlasttimer. Figurene nedenfor viser konkurrenceforholdet mellem nyinvesteringer i teknologierne i hhv. de små, mellemstore og store områder.



Figur 13: Varmeproduktionsomkostninger for nye investeringer i mindre, decentrale områder. Beregnet med 5.000 fuldlasttimer og 2025 prisforudsætninger. COP-værdier for varmepumper er et gennemsnit af de forudsatte COP-værdier i de koldeste 6 måneder fra oktober-marts.



Figur 14: Varmeproduktionsomkostninger for nye investeringer i mellemstore områder. Beregnet med 5.000 fuldlasttimer og 2025 prisforudsætninger. COP-værdier for varmepumper er et gennemsnit af de forudsatte COP-værdier i de koldeste 6 måneder fra oktober-marts.



Figur 15: Varmeproduktionsomkostninger for nye investeringer i store områder. Beregnet med 5.000 fuldlasttimer og 2025 prisforudsætninger. COP-værdier for varmepumper er et gennemsnit af de forudsatte COP-værdier i de koldeste 6 måneder fra oktober-marts.

Figureerne viser, at med de nye forudsætninger om en sænkelse af elvarmeafgiften til næsten 0 kr./MWh ligger både de selskabs- og samfundsøkonomiske omkostninger for nye varmepumper lavere end for nye biomasseteknologier. De billigste varmepumper er dem, som har adgang til en god varmekilde som

fx industriel overskudsvarme, spildevand eller grundvand. Med de anvendte teknologidata er luftvarmepumper lidt billigere end havvandsvarmepumper i de centrale områder. Hvis varmepumperne i stedet for at levere på distributionsniveau skal levere til transmissionsnettet, så stiger varmeproduktionsomkostningen med 15-20 kr./GJ.

Geotermi er også vist i figurene, og med de anvendte forudsætninger er geotermi ikke økonomisk attraktivt som alternativ til andre varmepumper, da omkostningerne ligger højere. Der er forudsat en skalafordel på geotermi, og det ses derfor, at i de store, centrale områder er omkostningerne noget lavere end i de store, decentrale områder, men det vil kræve en omkostningsreduktion, hvis de skal kunne konkurrere med øvrige varmepumpeteknologier.

7.2 Udvikling af fjernvarmesystemet i scenarierne

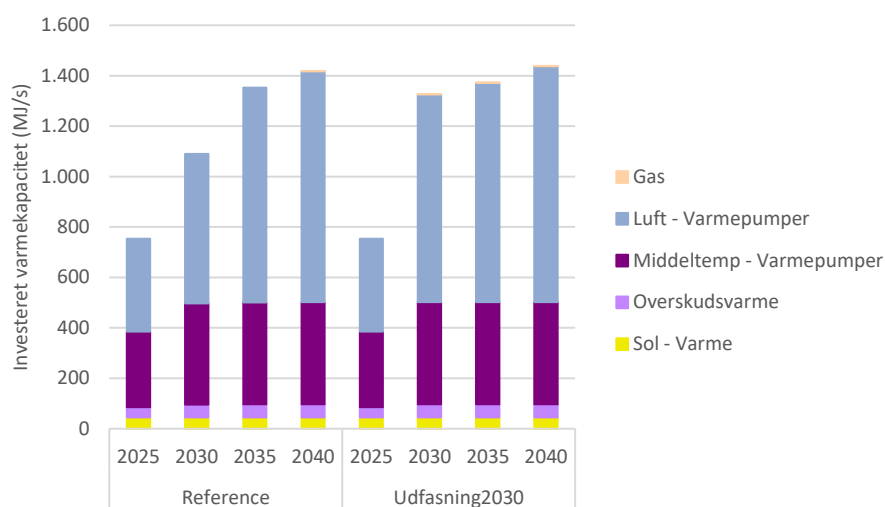
I det følgende gennemgås udviklingen i fjernvarmesystemet i scenarierne for hver af de tre typer af fjernvarmeområder. Udviklingen gennemgås med fokus dels på investeringer i produktionskapacitet og dels på den resulterende varmeproduktionsfordeling. Der er for at lette fremstillingen fokuseret på referencen og på scenariet med udfasning af biomasse i 2030.

Mindre, decentrale områder

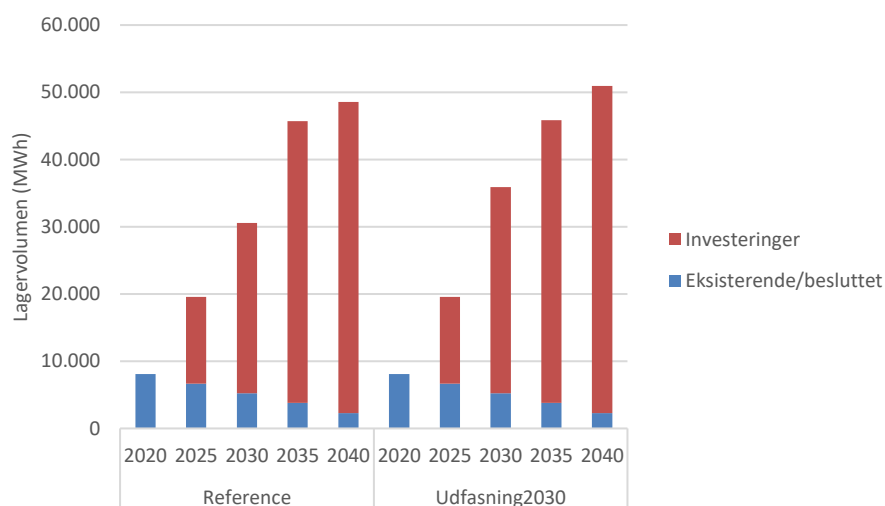
Figurene nedenfor viser investeringer i ny varmekapacitet og varmelagre i referencen og i scenariet med udfasning af biomasse i 2030.

Da ny varmeproduktion på varmepumper er den billigste nye teknologi til varmeproduktion, er udbygningen i referencescenariet og i scenariet med udfasning af biomasse i 2040 næsten det samme. Dog er det nødvendigt med en lidt hurtigere udbygning med varmepumper frem mod 2030, når det kræves, at biomassen skal udfases. Der investeres i betydeligt omfang i varmepumper (ca. 1.400 MW), men også i damvarmelagre og i mindre omfang i solvarme. Samlet investeres der i knap 50.000 MWh damvarmelagre svarende til godt 1 mio. m³ lagervolumen.

Det skal bemærkes, at der ved investering i nye varmeproduktionsteknologier ikke er markant forskel på de selskabsøkonomiske omkostninger for varmepumper og biomasseteknologier, og at der lokalt kan være forhold, der gør, at biomassekedler kan være billigere end varmepumper. Modellens resultater for typen af nye investeringer er derfor følsomt over for de anvendte forudsætninger. I praksis vil lokale forhold og præferencer også spille ind i investeringsbeslutningen.

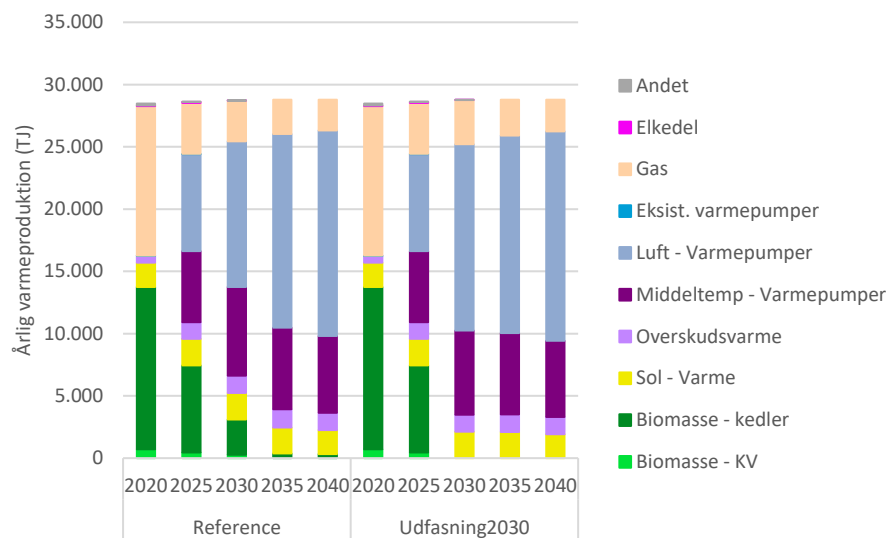


Figur 16: Investeringer i varmekapacitet – mindre, decentrale områder.



Figur 17: Eksisterende og ny lagerkapacitet – mindre, decentrale områder.

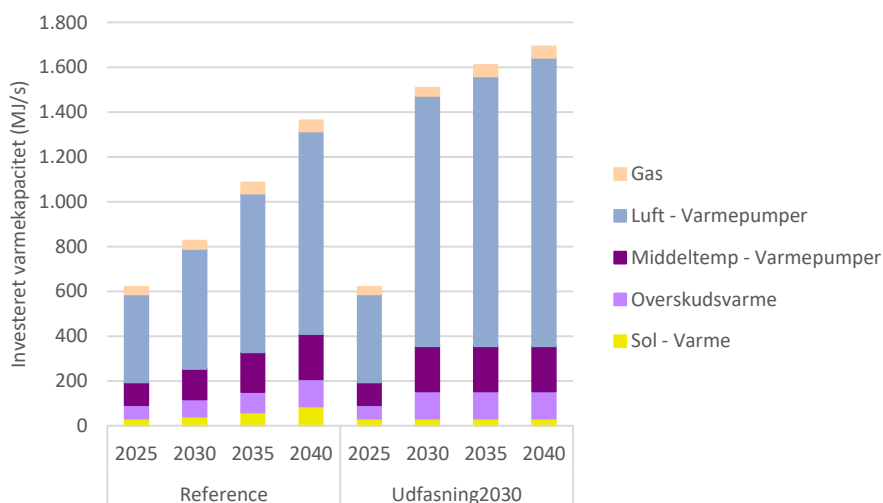
Figuren nedenfor viser varmeproduktionens udvikling i de mindre områder. I slutningen af perioden dækkes lidt under 10 % af varmeproduktionen af solvarme, mens over 80 % dækkes af varmepumper. Biomasse fylder i starten af perioden en betydelig andel af den samlede varmeproduktion. Der er her tale om produktion på mindre biomassekedler, som typisk er baseret på lokale ressourcer af halm eller skovflis. I takt med at disse anlæg når enden af deres tekniske levetid udskiftes de i modelberegningerne med varmepumper. Da en del af biomasseanlæggene er relativt gamle, sker der også i referencen en ret stor udfasning af biomasse frem mod 2030.



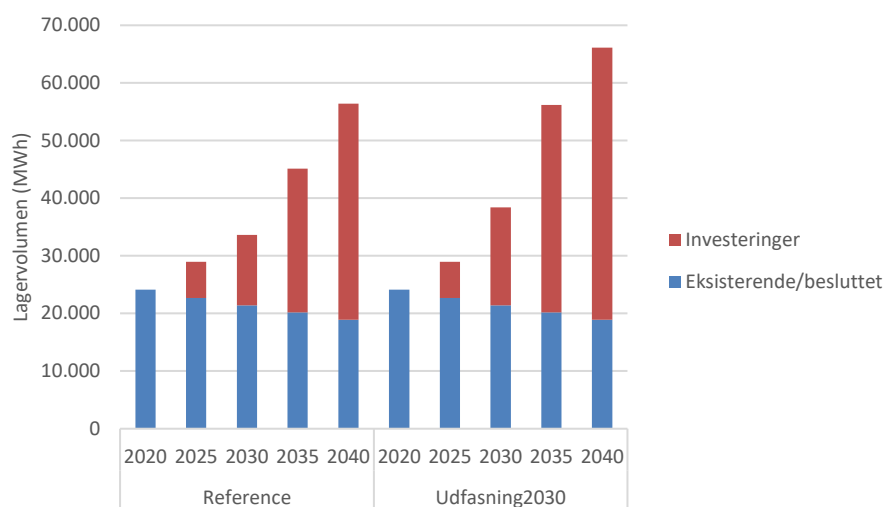
Figur 18: Årlig varmeproduktion – mindre, decentrale områder.

Mellemstore områder

De to nedenstående figurer viser investeringer i ny kapacitet i de mellemstore områder frem mod 2040. Det fremgår, at typen af investeringer i de to scenarier er den samme, men at en hurtig udfasning af biomasse betyder en hurtigere og større indfasning af varmepumper. Endvidere sker der en vis udbygning med sol i referencescenariet, mens der kun sker en begrænset udbygning med sol ved udfasning af biomasse. I referencescenariet udbygges med ca. 1.250 MW varmepumper, mens udbygningen med varmepumper ved udfasning af biomasse øges til ca. 1.650 MW.



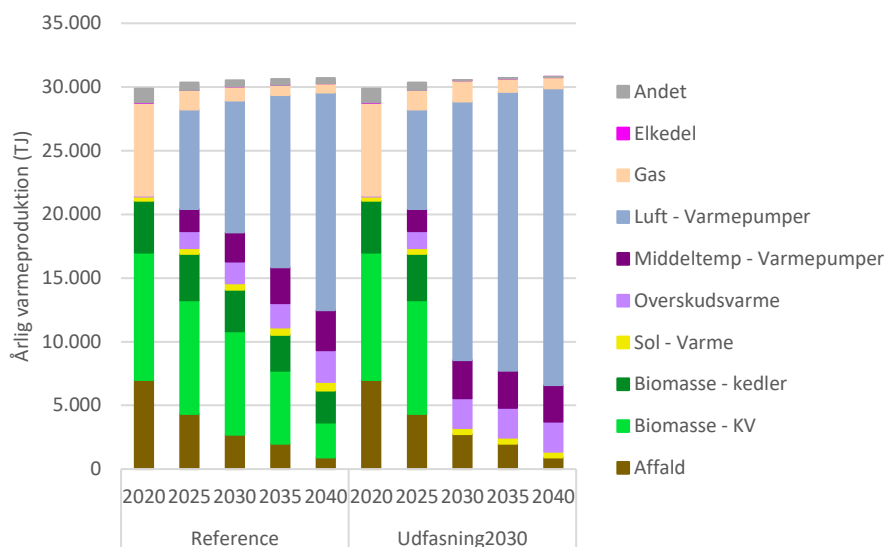
Figur 19: Investeringer i varmekapacitet – store decentrale områder.



Figur 20: Eksisterende og ny lagerkapacitet – store decentrale områder.

I figuren nedenfor fremgår udviklingen af varmeproduktionen i de mellemstore områder frem mod 2040. I referencescenariet dækker varmepumper ca. 70 % af varmeproduktionen i 2040, mens det stiger til ca. 90 % ved fuld udfasning af biomasse.

Det fremgår endvidere, at varmeproduktionen fra affaldsanlæg er kraftigt faldende. Det skyldes, at affaldsmængderne er faldende, og ifølge modelberegningerne søger det tilbageværende affald mod de større byer, mens affaldsbehandlingen falder i de mellemstore byer.



Figur 21: Årlig varmeproduktion – store decentrale områder.

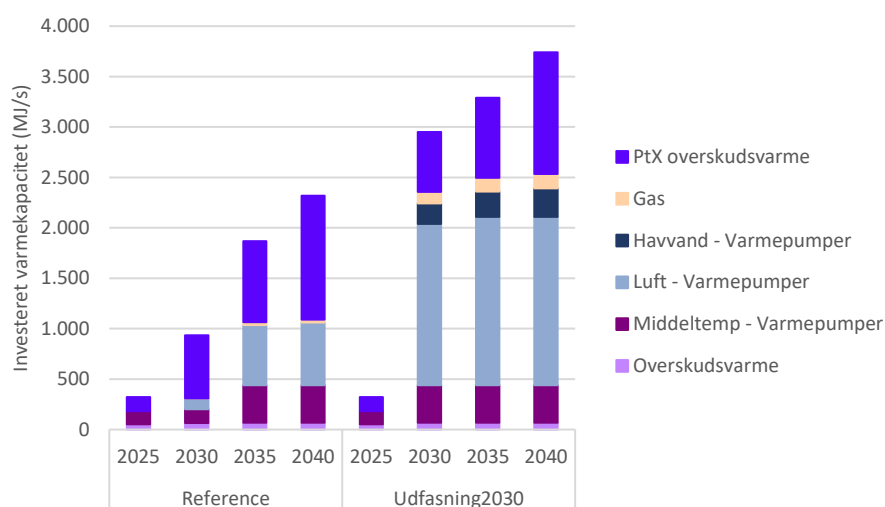
Store områder

De to følgende tre figurer udviklingen i investeringer i ny produktionskapacitet i de største fjernvarmeområder. Typen af nye investeringer er igen den samme i referencescenariet og i scenariet med udfasning af biomasse, men det er nødvendigt med en væsentligt større og hurtigere udbygning med varmepumper, hvis biomassen skal udfases allerede i 2030. I referencescenariet etableres ca. 1.000 MW varmepumper frem mod 2040, men den største udbygning sker i perioden efter 2030. Det er ikke rentabelt at investere i ny biomaseteknologi, da beslutningen og fjernelse af elvarmeafgiften har betydet en væsentlig billiggørelse af varmepumpeanlæg.

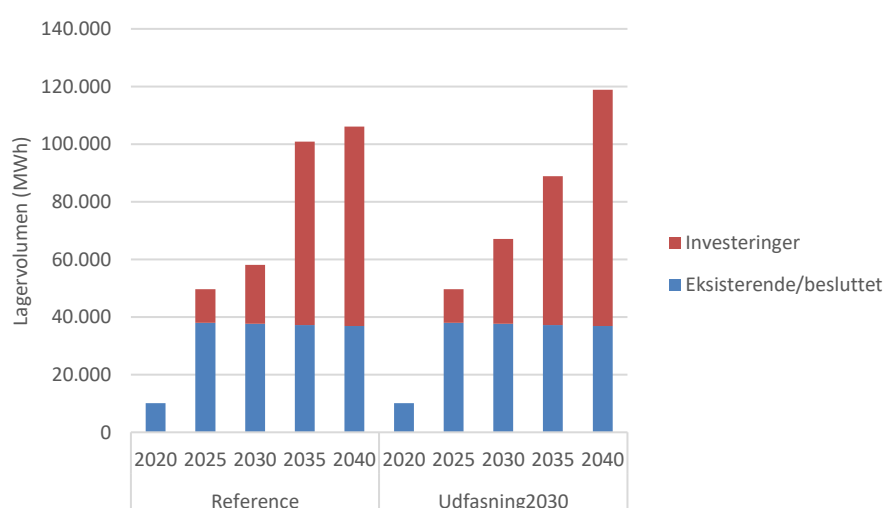
Ved en antagelse om udfasning af biomasse etableres der i alt ca. 2.400 MW varmepumper. Modelberegningerne peger på luftvarmepumper frem for havvandsvarmepumper som den primære teknologi. Dette er dog relativt følsomt over for de anvendte omkostninger og effektiviteter for luft- og havvandsvarmepumper, og i praksis kan der blive tale om en anden fordeling mellem luft- og havvandsvarmepumper, hvis lokale forhold gør, at omkostningerne er anderledes end opgivet i Teknologikataloget.

Endelig peger modellen også på, at der skal udbygges med store varmelagre. I udfasningsscenarioet sker investeringer på knap 100.000 MWh svarende til lagervolumen på ca. 2 mio. m³.

For at nå de ambitiøse klimamål er det nødvendigt med stigende produktion af PtX-brændsler, og en del af overskudsvarmen fra produktionsanlæggene nyttiggøres i de store, centrale fjernvarmeområder. Der sker derfor betydelige investeringer i overskudsvarmekapacitet i tilknytning til de produktionsanlæg, som antages etableret i nærhed til fjernvarmenettene. Det er endnu meget usikkert, om og hvor der vil blive etableret PtX-anlæg i Danmark, og om den nødvendige udbygning kan ske inden 2030. Men i denne analyse er det forudsat, at teknologi og rammevilkår udvikles, så det er muligt at etablere produktionsanlæg allerede i 2025 og 2030. Hvis ikke disse anlæg kan etableres, vil udfasning af biomasse kræve en yderligere udbygning med varmepumper.



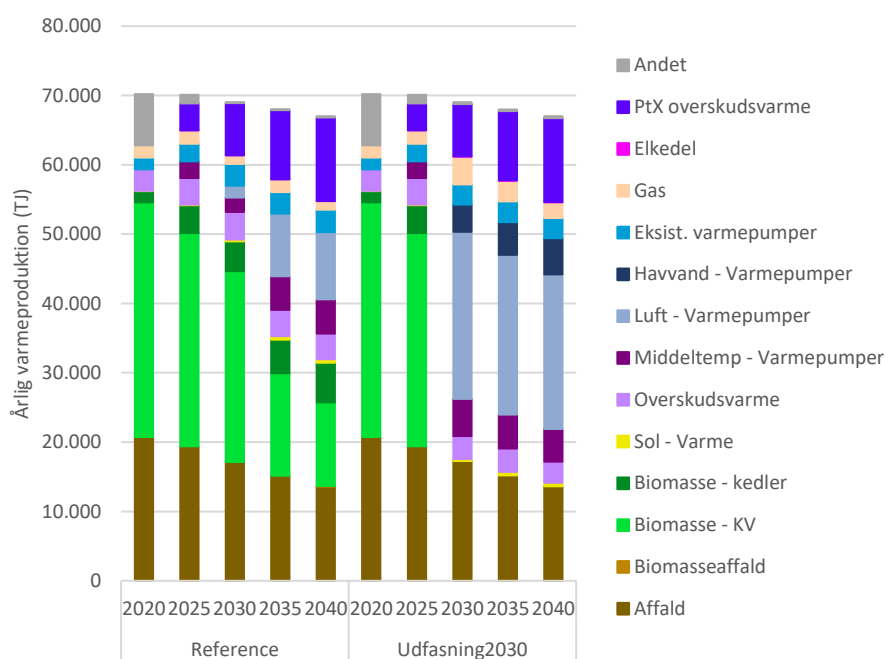
Figur 22: Investeringer i varmekapacitet – centrale områder.



Figur 23: Eksisterende og ny lagerkapacitet – centrale områder.

Nedenstående figur viser udviklingen i varmeproduktionen i de centrale områder. I referencescenariet dækker varmepumper i slutningen af perioden ca. 30 %, mens denne andel i udfasningsscenariet stiger til ca. 57 % af varmeproduktionen. Overskudsvarmen fra PtX-anlæg udgør særligt i slutningen af perioden er betragtelig del af varmeproduktion i de store, centrale områder og dækker i 2030 knap 10 % af varmeproduktionen stigende til lidt under 20 % i 2040.

Varmeproduktion fra affald falder, men væsentligt mindre end i de store, de centrale byer, da affaldsforbrænding gradvist centraliseres. Samlet set falder affaldsmængderne til det halve fra 2020 til 2040, men affaldsvarmen i de store byer reduceres kun med ca. en tredjedel.

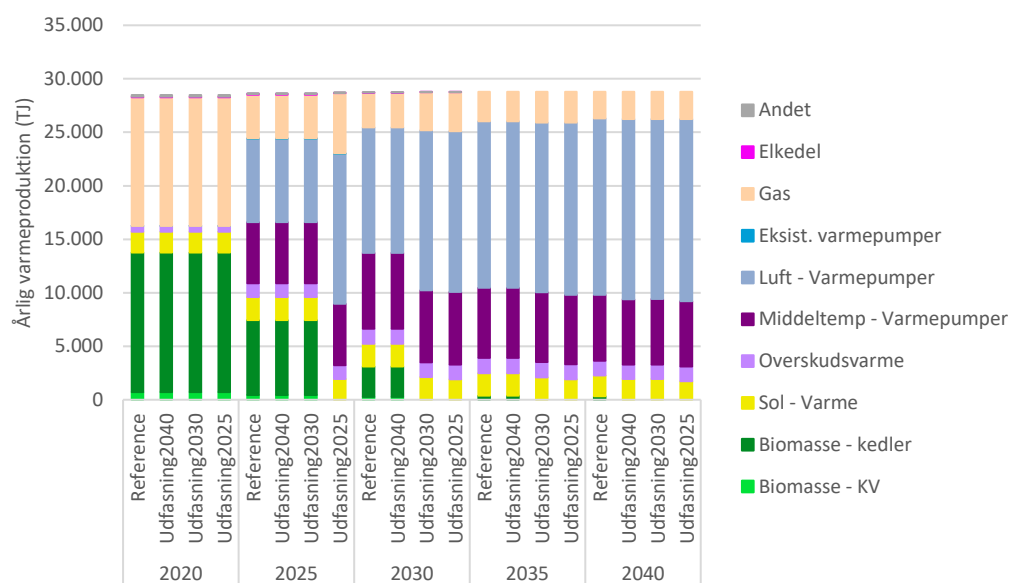


Figur 24: Årlig varmeproduktion – store, centrale områder.

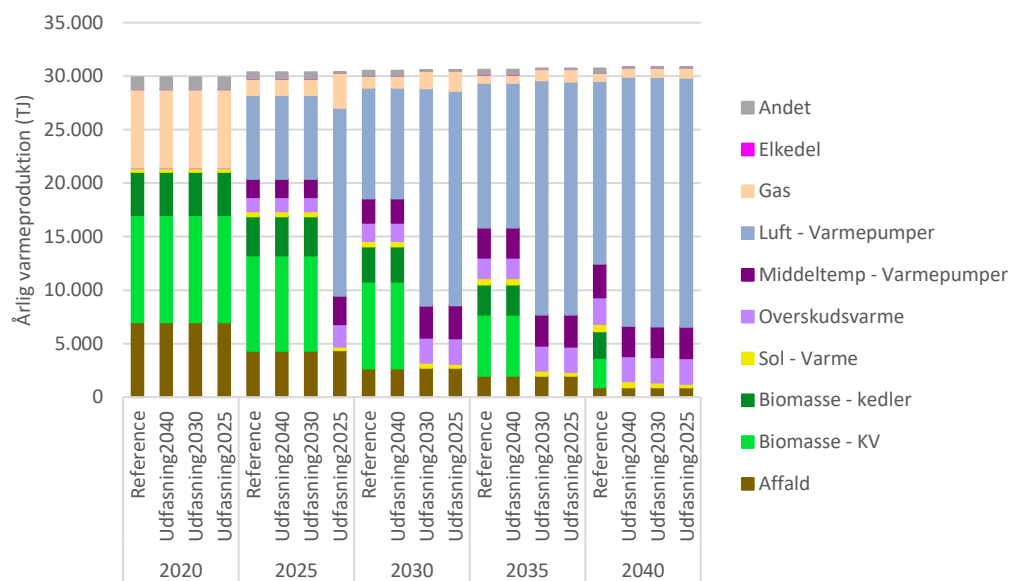
7.3 Tre udfasningsscenarier

Der er gennemregnet tre scenarier med en fuld udfasning af biomasse i hhv. 2025, 2030 og 2040. De nedenstående tre figurer viser udviklingen i varmeproduktion i hhv. de små, mellemstore og store områder i scenarierne.

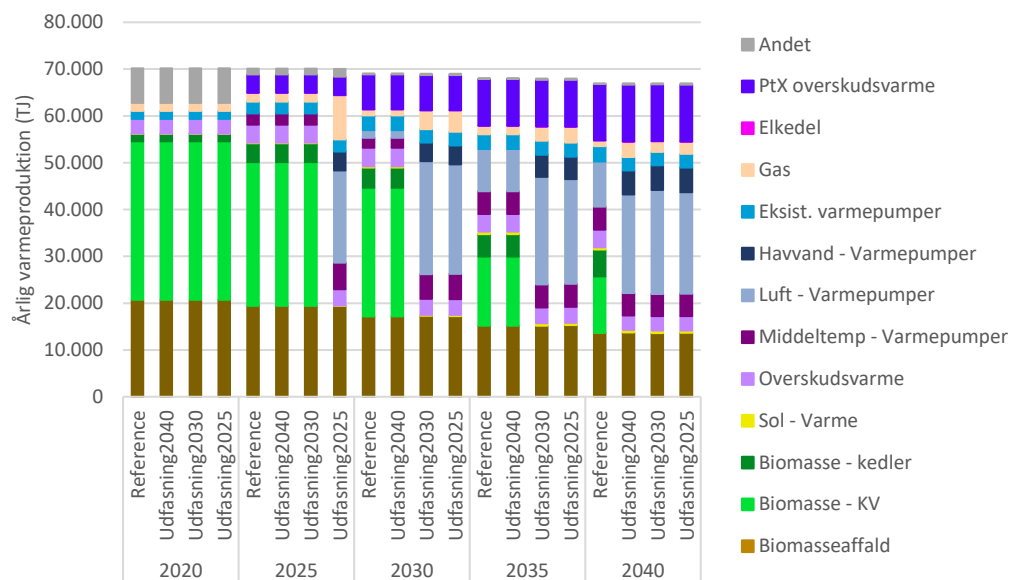
I alle udfasningsscenarier ender udviklingen med nogenlunde samme produktionssammensætning i 2040. Scenarierne viser således en forskel på, hvor hurtigt udviklingen sker, men slutpunktet er nogenlunde det samme.



Figur 25: Årlig varmeproduktion – mindre, decentrale områder.



Figur 26: Årlig varmeproduktion – store decentrale områder.



Figur 27: Årlig varmeproduktion – centrale områder.

Ved en tidlig udfasning af biomasse sker der en betydeligt større, tidlig lukning af biomassekapacitet med tilbageværende levetid end ved udfasning i 2040. Samlet set skal der ved fuld udfasning af biomasse investeres i ca. 5.500 MW varmepumper i fjernvarmeforsyningen. Ved indfasning fra i dag svarer det til en investering i varmepumper årligt på:

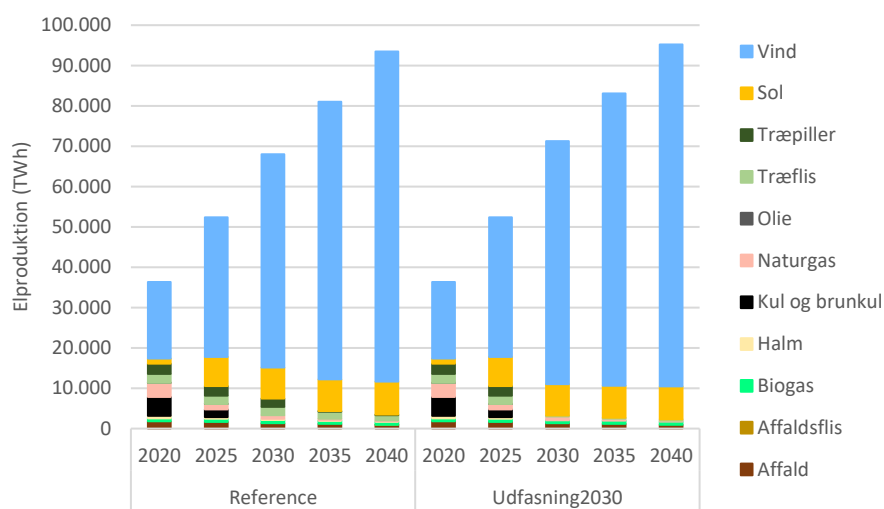
- Udfasning 2025 – ca. 1.100 MW årligt
- Udfasning 2030 – ca. 550 MW årligt
- Udfasning 2040 – ca. 275 MW årligt

En udbygningstakt på 500-1000 MW varmepumper årligt vurderes at være en enormt stor udfordring og meget vanskeligt at opnå. De sidste 5 år har den årlige udbygning af større eldrevne varmepumper i fjernvarmen været i størrelsesordenen 20-30 MW/år. Derfor vurderes scenarierne med fuld udfasning af biomasse i 2030 eller før at være meget vanskeligt at gennemføre i praksis.

7.4 Udvikling af elsystemet

Nedenstående figur viser udviklingen i elproduktion i referencescenariet og i scenariet med udfasning af biomasse i 2040. Det ses, at der i begge scenarier er en kraftigt stigende elproduktion som følge af øget elforbrug i Danmark. Sol og vind dækker i stigende grad elproduktionen. Det ses også, at der er behov for højere elproduktion i scenarier med udfasning af biomasse, hvilket hænger sammen med det stigende elforbrug til varmepumper i fjernvarmesektoren og en udfasning af elproduktionen fra de biomassefyrede kraftvarmeverker. Dette betyder, at der skal udbygges med mere VE-elproduktion. Det er i

modelanalysen sat som krav, at Danmark mindst skal dække sit eget elforbrug med egen elproduktion, så det sikres, at klimamålsætningerne ikke kan nås ved blot at reducere elproduktionen i Danmark og importere til det nye elforbrug. På langt sigt er den ekstra udbygning med vind og sol pga. udfasning af biomasse (ca. 2 TWh) dog relativt begrænset i forhold til den store udbygning med vind og sol, som i alle scenarier er nødvendig for at forsyne det store, nye elforbrug fra bl.a. elbiler, produktion af PtX-brændsler, individuelle varmepumper, udbygning med datacentre og elektrificering af industrien.



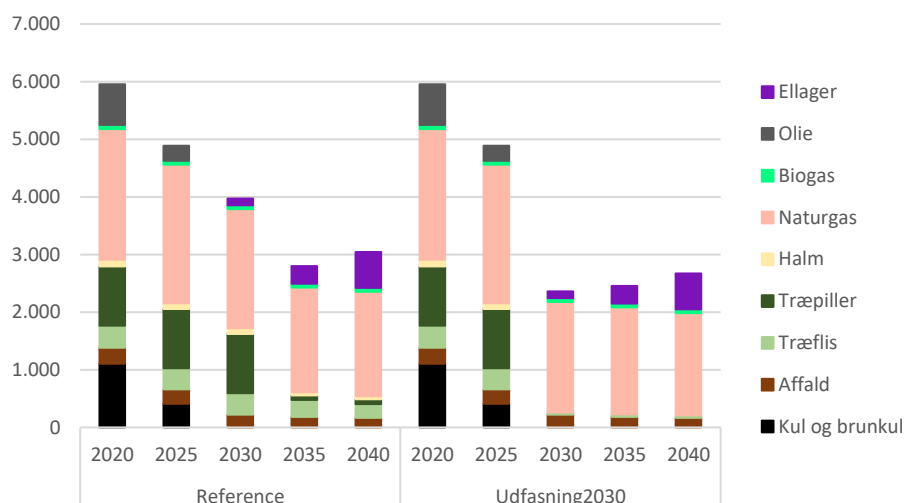
Figur 28: Elproduktion i Danmark.

Nedenstående tabel viser i yderligere detalje udbygningen med elproduktionskapacitet for sol og vind og elproduktionen herfra. Tabellen viser forøgelsen af kapacitet og produktion i forhold til referencescenariet. Det fremgår, at der særligt i scenarierne med tidlig udfasning af biomasse er brug for en markant øget udbygning med sol og vind i 2025 og 2030. Dette skyldes, at der særligt i starten af perioden er en stor elproduktion på kraftvarmeanlæg på biomasse, og at denne produktion skal erstattes af anden VE-elproduktion, når biomassen udfases.

	Udfasning2040		Udfasning2030		Udfasning2025	
	Sol	Vind	Sol	Vind	Sol	Vind
Øget VE kapacitet (MW)						
2025	-	-	-	-	400	1.380
2030	-	-	-	1.670	-	1.610
2035	-	-	-	840	-	810
2040	-	690	-	680	-	670
Øget elproduktion (TWh)						
2025	-	-	-	-	0,41	5,82
2030	-	-	-	7,42	-	7,02
2035	-	-	-	3,70	-	3,45
2040	-	2,99	-	2,97	-	2,76

Tabel 10: Øget kapacitetsudbygning og elproduktion for sol og vind i forhold til referencen.

Med den øgede udbygning med sol og vindkraft reduceres kapaciteten på andre typer af elproduktionsanlæg. Figuren nedenfor viser udviklingen af regulérbar elproduktion i Danmark i referencescenariet og i scenariet med udfasning af biomasse i 2030. Det ses, at der i modelberegningerne sker en markant reduktion af kapaciteten til mellem 2.000 og 3.000 MW afhængig af scenarie og år. En del af den regulérbare kapacitet er ellagre (batterier), der etableres fra 2030 og frem. Fra 2030 investeres også i 2-300 MW ny gasfyret spidslastkapacitet til elproduktion.



Figur 29: Regulérbar elproduktionskapacitet i Danmark.

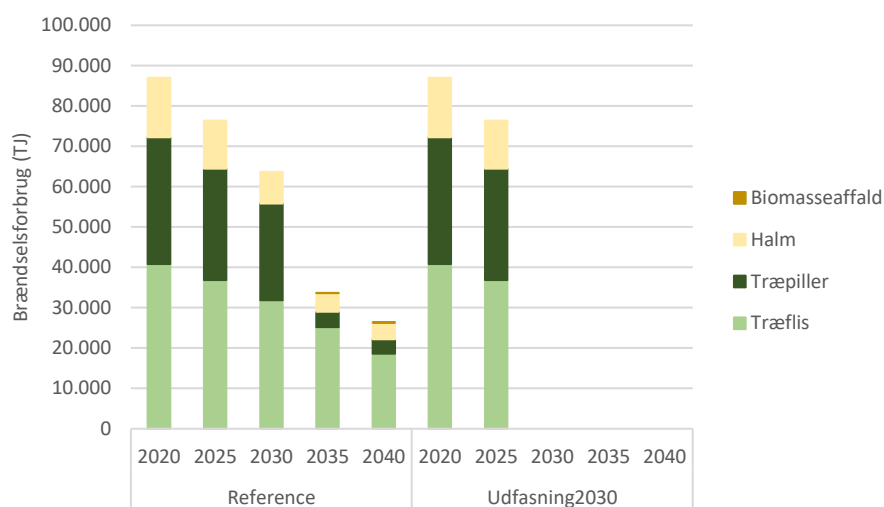
I modelanalyserne er det helt grundlæggende sådan, at der i alle tidsperioder skal sikres balance mellem forbrug og produktion. Dette gælder også, selvom den regulérbare kapacitet reduceres som vist ovenfor samtidig med, at der elektrificeres i den grad, som 70% målet kræver. Modellen viser, at

regulerbare kraft- og kraftvarmeværker i Danmark frem mod 2030 og 2040 kan dække en mindre og mindre del af det maksimale elbehov. Danmarks elforsyningssikkerhed bliver derfor i stigende grad baseret på forskellige produktionsressourcer i hele det sammenhængende elsystem samt på den fleksibilitet i elforbruget, som varmelagre, elbiler og PtX anlæggene giver mulighed for.

Denne udvikling vil utvivlsomt medføre ny fokus på elforsyningssikkerheden, der skal sikres med helt andre værktøjer end tidligere. Det bliver vigtigt løbende at monitorere udviklingen og vurdere mulige tiltag. I den forbindelse bør det nævnes, at i tilfælde af, at det fremadrettet vurderes, at systemtilstrækkeligheden er usikker, vil en mulighed være at etablere spidslastenheder som fx gasturbiner på gas. Disse enheder koster ifølge Teknologikataloget 3,5 – 4 mio. kr./MW og har faste omkostninger på ca. 50.000 kr./MW/år. Dermed er omkostningen ved etablering af fx 1.000 MW yderligere spidslastkapacitet ca. 250 mio. kr./år svarende til ca. 4 kr./MWh (0,4 øre/kWh) for de danske elforbrugere. Dette må forventes at sætte en øvre grænse for omkostningen, da en række andre og eventuelt billigere muligheder også kan komme i spil. Det er ikke her vurderet, om det er nødvendigt, at disse anlæg skal være CO₂-neutrale, men da anlæggene kun forventes at skulle have meget begrænset driftstid, vurderes det som sandsynligt, at de vil kunne anvende grøn gas uden betragtelige meromkostninger for reserveydelsen.

7.5 Biomasseforbrug

Figuren nedenfor viser udviklingen i biomasseforbruget til el- og fjernvarmeproduktion i referencescenariet og i scenariet med udfasning af biomasse i 2030. Det ses, at der i referencescenariet sker en gradvis reduktion af biomasseanvendelsen i takt med, at de eksisterende biomasseanlæg når enden af deres tekniske levetid og udfases. I scenariet, hvor biomasse skal udfases i 2030, sker en brat reduktion af biomasseanvendelsen fra ca. 75 PJ i 2025 til 0 PJ i 2030.



Figur 30: Udvikling af biomasseforbrug til el- og fjernvarmeproduktion i Danmark.

7.6 Økonomisk vurdering

For at opgøre de økonomiske konsekvenser for Danmark ved en hurtig udfasning af biomasse er der opstillet en samlet beregning af den økonomiske forskel mellem referencescenariet og hvert af udfasningsscenarierne over perioden 2020-2040. Den økonomiske forskel mellem scenarierne opgøres herefter som en nutidsværdi over hele perioden. Det er beregningsteknisk regnet med, at anlæg har en levetid på 20 år, og der er derfor ikke regnet med, at anlæg etableret i 2020 eller før har en restværdi efter 2040. I praksis kan enkelte anlæg dog have længere teknisk levetid, og dette vil betyde, at der også vil være en omkostningsforskel mellem scenarierne efter 2040. Dette er ikke indregnet i de økonomiske opgørelser beskrevet nedenfor.

Scenarierne sammenlignes ud fra samfundsøkonomi for hele det danske energisystem og ud fra en økonomisk vurdering af omkostningerne i fjernvarmesystemerne. Den samfundsøkonomiske opgørelse indeholder alle investeringer, faste og variable omkostninger for danske fjernvarmeanlæg, ligesom at der indregnes handel med el med udlandet og nødvendig udbygning med ny elproduktion for at dække stigninger i elforbruget. Samfundsøkonomi er her regnet forenklet, idet der ikke indregnes en nettoafgiftsfaktor og skatteforvridningstab.

Foruden samfundsøkonomi for hele Danmark er der beregnet de direkte meromkostninger til produktion af fjernvarme i de analyserede områder, dvs. den samlede økonomi for varmeproducenter og varmeforbrugere i områderne. Der er ikke her tages stilling til, hvordan økonomien fordeles mellem producenter og forbrugere, da dette afhænger af aftaler indgået mellem

producenter og varmekonsumenter og vil variere fra område til område. I mange områder er produktionsanlæg ejet af samme selskab, som ejer fjernvarmenettet og forsyner forbrugerne, og her er økonomi for forbruger og producent sammenfaldende. I opgørelsen anvendes et privatøkonomisk perspektiv, dvs. at afgifter og tilskud er indregnet.

Følgende elementer indgår i økonomien:

- CAPEX: Her indgår investeringsomkostninger for alle nye investeringer i perioden 2020-2040. Dertil kommer scrapværdi af investeringer i 2040 ud fra 20 års levetid (dvs. at alle investeringer foretaget i 2020 eller før har en scrapværdi på 0 i 2040).
- Faste drifts- og vedligeholdelsesomkostninger
- Variable drifts- og vedligeholdelsesomkostninger
- Brændselsomkostninger: Alle omkostninger til indkøb af fossile brændsler og biomasse
- Elnettatariffer: Transporttariffer for el. Disse omkostninger antages at dække omkostninger til vedligeholdelse og udbygning af elnettet for eksisterende og nyt elforbrug.
- Elkøb og -salg
 - Ved opgørelse af økonomien for hele Danmark anvendes en beregning af værdien/omkostningen ved udveksling af el med udlandet
 - Ved opgørelse af økonomien for de enkelte fjernvarmeområder anvendes summen af salg og køb af el for elproducenter og elforbrugende varmeproduktionsenheder i fjernvarmeområdet
- Samlede CO₂-omkostninger. Opgøres efter forskellig CO₂-pris i selskabs- og samfundsøkonomi som beskrevet tidligere
- Sum af alle afgifter og elproduktionstilskud (indgår kun i den selskabsøkonomiske opgørelse for fjernvarmeområderne)

Det skal bemærkes, at allerede foretagne investeringer er indregnet som sunk costs, der skal afholdes i alle scenarier. Derfor opgøres de ikke særskilt. I praksis vil det dog have væsentlig betydning for varmeproducenter og –forbrugere, hvordan restgæld/-afskrivninger fordeles mellem aktørerne.

Samfundsøkonomiske omkostninger og økonomi for fjernvarmeområder

Af nedenstående tabel fremgår de økonomiske konsekvenser af en hurtig ud-fasning af biomasse i el- og fjernvarmeforsyningen for hele Danmark.

Mia. kr.	Udfasning 2040	Udfasning 2030	Udfasning 2025
Samfundsøkonomi			
Hele Danmark	1,0	8,4	14,2
Selskabsøkonomi for fjernvarmeområder			
Alle fjernvarmeområder	1,0	6,0	11,2
Store centrale områder	0,9	5,6	9,7
Store decentrale områder	0,1	0,6	1,5
Mindre decentrale områder - Primært biomassefyret	0	0,04	0,28
Mindre decentrale områder - Primært naturgasfyret	0	-0,22	-0,26

Tabel 11: Meromkostninger for hele Danmark. Nutidsværdi 2020-2040 i mia. kr.

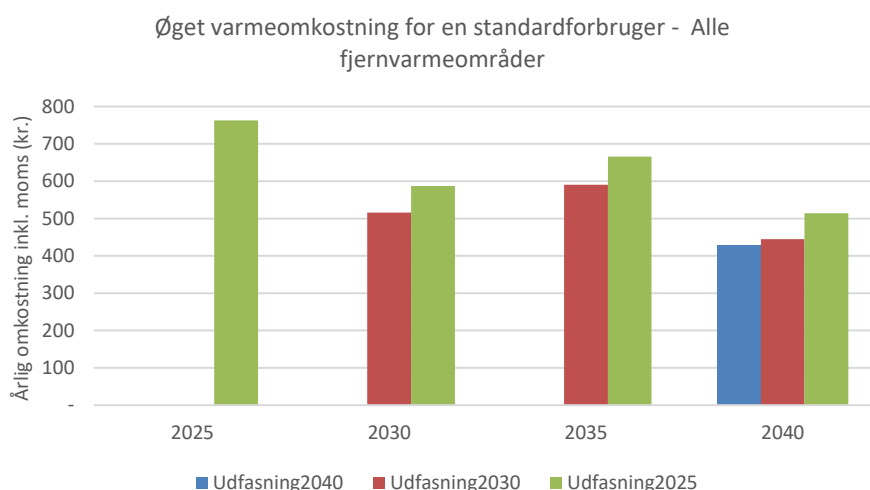
For perioden 2020-2040 er nutidsværdien af de samfundsøkonomiske meromkostninger for Danmark ved biomasseudfasning beregnet til ca. 1 mia. kr. ved fuld udfasning i år 2040, ca. 9 mia. kr. ved fuld udfasning i år 2030 og ca. 14 mia. kr. ved udfasningsår 2025. Meromkostningen omfatter øgede varmeproduktionsomkostninger i fjernvarmeområder samt omkostninger til etablering af øget grøn elproduktion i Danmark til at dække det stigende elforbrug fra varmepumper (det forudsættes at Danmark mindst skal dække eget elforbrug med grøn strøm for at kunne nå 70 %-målsætningen). Omkostningen er primært knyttet til, at eksisterende varmeproduktionsanlæg med restlevetid ikke kan udnyttes, hvilket særligt gælder i flere af de mellemstore og store fjernvarmeområder.

Når der ses på økonomien for fjernvarmeområderne, fremgår det, at for perioden 2020-2040 er nutidsværdien af meromkostninger for alle områder ved biomasseudfasning beregnet til ca. 1 mia. kr. ved fuld udfasning i år 2040, ca. 6 mia. kr. ved fuld udfasning i år 2030 og ca. 11 mia. kr. ved fuld udfasning i 2025. Det fremgår også, at den største del af omkostningen ligger i de 6 største fjernvarmeområder, som dækker ca. 53 % af det samlede fjernvarmeforbrug, mens ca. 10 % af omkostningen ligger i de større, decentrale områder, der udgør ca. 24 % af fjernvarmeforbruget. For de mindre, decentrale områder er der ifølge modelberegningerne samlet set stort set ingen meromkostninger ved en hurtig udfasning af biomasse. Dog vil der være omkostninger forbundet med udfasning af biomasse i de områder, som i dag overvejende anvender biomasse i varmeforsyningen. Restlevetiden af biomasseanlæg i de mindre områder er dog kortere end i flere af de større områder, hvilket reducerer meromkostningerne ved et hurtigt skift til anden forsyning. Der er dog

ikke i beregningerne taget hensyn til, at der kan være lokale forhold, der gør, at fjernvarme fra biomasseanlæg fortsat kan være en billigere løsning. I de områder, som i dag primært har naturgasbaseret forsyning, viser beregningerne, at en udfasning af biomasse kan betyde let, reducerede omkostninger. Det hænger sammen med, at der ved fuld udfasning af biomasse og etablering af eldrevne varmepumper i hele Danmark vil være nogle timer, hvor elprisen stiger ift. i referencescenariet. Dermed forbedres økonomien lidt i de områder, hvor fjernvarmeproduktionen omstilles til varmepumper, men hvor gas-kraftvarmeanlægget bevares og anvendes til spidslast i elsystemet.

Foruden den samlede økonomiske opgørelse af meromkostninger over 20 år er der også foretaget en vurdering af konsekvenserne for varmeregningen for en standardforbruger med et forbrug på 65 GJ/år i de forskellige typer af områder under forudsætning af, at hele meromkostningen til fjernvarmeproduktion dækkes af varmeforbrugerne. De tre følgende figurer viser de årlige meromkostninger for forbrugerne for hhv. alle fjernvarmeområder i Danmark, for de store, centrale områder og for de store, decentrale områder.

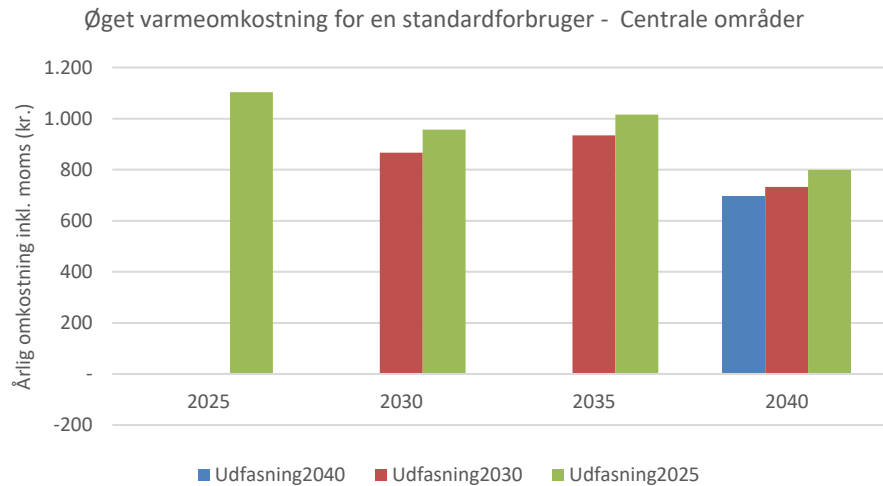
For hele Danmark ligger den øgede omkostning som gennemsnit på 5-700 kr./år for en standardforbruger. Der vil dog være betydelig forskel fra område til område.



Figur 31: Årlig, gennemsnitlig stigning i varmeomkostninger for en standardforbruger i Danmark i kr. inkl. moms.

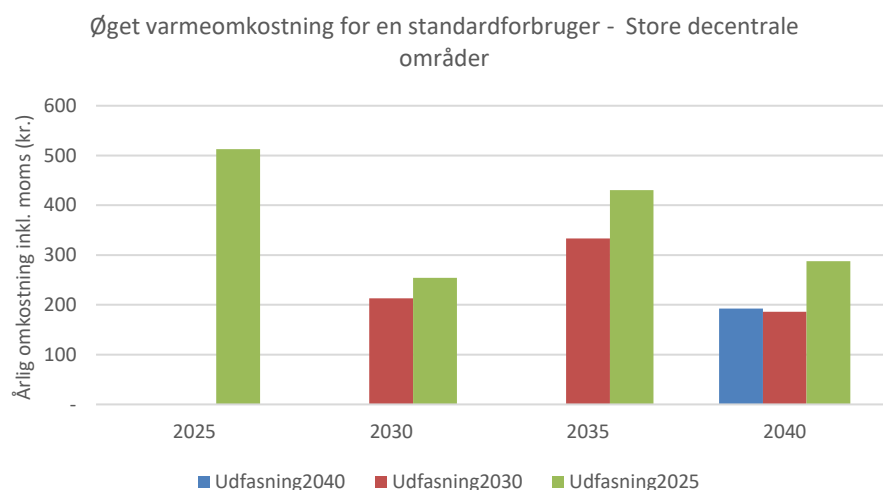
I de større, centrale områder, hvor en stor del af fjernvarmeforsyningen i dag er baseret på biomasseanlæg med relativt lang restlevetid er meromkostningen for en standardforbruger højere og ligger på 800-1.100 kr./år. Dette

svarer til en forøgelse af varmeregningen på i størrelsesordenen 10 % i hele den berørte periode. Omkostningen falder frem mod 2040 i takt med, at de eksisterende biomasseanlæg udfases.



Figur 32: Årlig, gennemsnitlig stigning i varmeomkostninger for en standardforbruger i de store, centrale områder i kr. inkl. moms.

De store, decentrale områder er mere forskelligartede i forsyningen. Flere har etableret biomasseanlæg, mens andre fortsat er baseret på fx naturgaskraftvarme. Derfor vil varmeprisstigningen i nogle områder være stor, mens den i andre områder er begrænset. Som gennemsnit stiger omkostningen med i størrelsesordenen 4-500 kr./år.



Figur 33: Årlig gennemsnitlig, stigning i varmeomkostninger for en standardforbruger i de store decentrale områder i kr. inkl. moms.

7.7 Følsomhedsanalyser

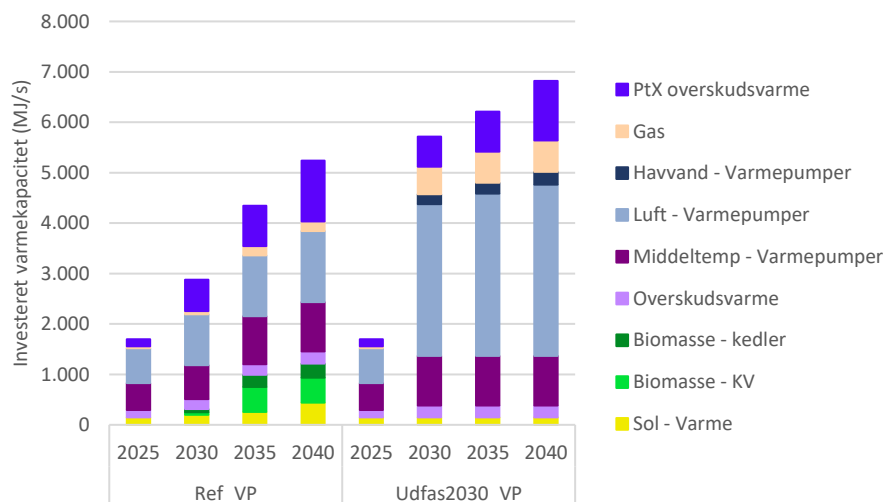
For at illustrere konsekvenser ved ændring af nogle af analysens nøgleforudsætninger er der gennemført følsomhedsanalyser af dels forudsætninger for pris og effektivitet af varmepumper og dels af prisen på biomasse.

Dyrere og mindre effektive varmepumper

Som beskrevet tidligere er varmepumpeteknologien i fjernvarmesammenhæng stadigvæk relativt ny i Danmark, og der er forskellige barrierer for udbygningen og en vis usikkerhed om teknologiernes omkostninger og effektivitet ved udbredelse i større skala. Der er derfor gennemført en følsomhedsanalyse, hvor der ses på konsekvenserne, hvis varmepumpeteknologien er lidt dyrere og mindre effektiv end forudsat i Teknologikataloget. Konkret er der i følsomhedsanalysen lavet følgende ændringer:

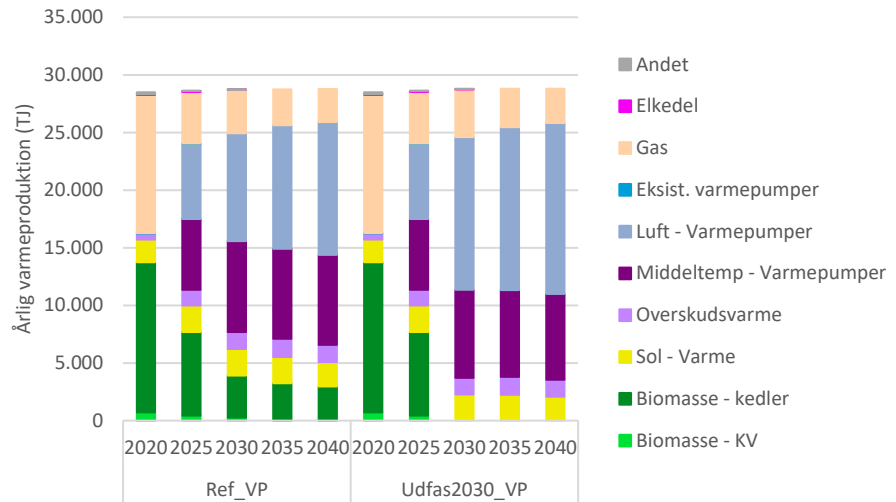
- Reduktion af COP-værdien med 10 % for luft- og havvandsvarmepumper. Dette svarer til, at Lorentz-virkningsgraden reduceres fra ca. 60 % til ca. 55 %.
- Der tillægges 1,5 mio. kr./MW til investeringsomkostninger for varmepumper i de største byer. Dette skal modsvare en infrastrukturomkostning forbundet med tilslutning af varmepumper i områder, hvor det kan være vanskeligt at finde egnede grunde og varmekilder i nærhed til gode tilslutningspunkter i fjernvarmenettet.

Figuren nedenfor viser de samlede investeringer i ny varmeproduktionskapacitet for hele Danmark. I referencescenariet investeres nu også i en mindre mængde biomassefyrede anlæg. Dette sker i både de små, mellemstore og store fjernvarmeområder. Desuden investeres i mere solvarmekapacitet.

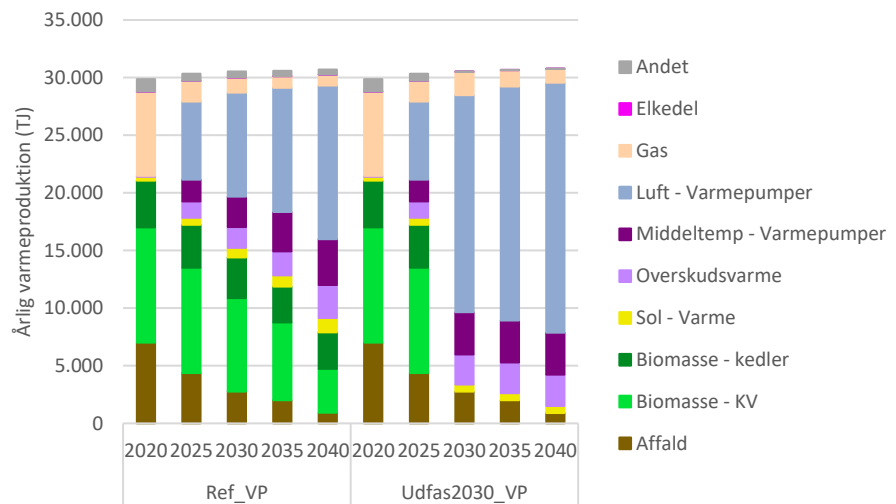


Figur 34: Investeringer i ny varmeproduktionskapacitet – hele Danmark.

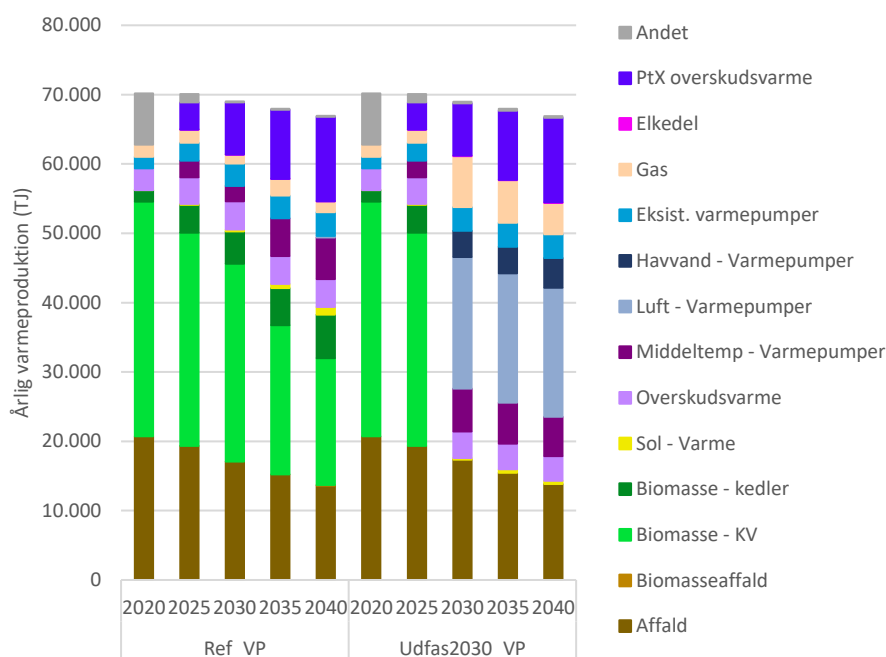
De tre følgende figurer viser varmeproduktionen i de tre typer af områder. Det ses, at varmeproduktion fra biomasse i følsomhedsanalysen fylder mere i fjernvarmeforsyningen frem mod 2040 end i grundberegningerne.



Figur 35: Årlig varmeproduktion – mindre decentrale områder.



Figur 36: Årlig varmeproduktion – store decentrale områder.



Figur 37: Årlig varmeproduktion – centrale områder.

Følsomhedsanalyse med lavere og højere biomassepris

Da der også kan være usikkerhed om de fremtidige omkostninger til biomasse, er der også indregnet følsomhedsanalyser med hhv. lavere og højere biomassepriser. Brændselspriser for halm, træflis og træpiller varieres her med 10 kr./GJ i såvel nedadgående som opadgående retning. Dette svarer til en prisstigning på ca. 15-20 % afhængig af typen af biomasse. Der er ikke her gennemført en ny beregning af investeringer og drift i fjernvarmesystemet, men foretaget en evaluering af de økonomiske konsekvenser, hvis investeringer og drift er som i grundscenarierne.

Lavere biomassepriser end i grundantagelserne kan fx være en konsekvens af øget kommerialisering og effektivitet i hele forsyningskæden samt generelt højere udbud. Højere biomassepriser kan være en konsekvens af øget efterspørgsel uden at udbudssiden følger med. Hertil kommer, at højere biomassepriser kan være en konsekvens af, at miljø- og klimaeksternaliteter internaliseres i markedsprisen.

Økonomiske konsekvenser i følsomhedsanalyser

De økonomiske konsekvenser af følsomhedsanalyserne er vist i tabellen nedenfor.

Mia. kr.	Udfasning 2040	Udfasning 2030	Udfasning 2025
Grundberegninger			
Samfundsøkonomi	1,0	8,4	14,2
Selskabsøkonomi, alle fjernvarmeområder	1,0	5,8	11,2
Dyrere og mindre effektive varmepumper			
Samfundsøkonomi	1,8	10,7	17,3
Selskabsøkonomi, alle fjernvarmeområder	1,4	8,4	15,0
Biomassepris +10 kr./GJ			
Samfundsøkonomi	0,7	5,2	8,2
Selskabsøkonomi, alle fjernvarmeområder	0,5	2,7	4,5
Biomassepris -10 kr./GJ			
Samfundsøkonomi	1,4	11,7	20,2
Selskabsøkonomi, alle fjernvarmeområder	1,4	10,1	18,2

Tabel 12: Meromkostninger for hele Danmark og for fjernvarmeområder i Danmark. Nutidsværdi 2020-2040 i mia. kr.

Følsomhedsanalysen med øgede omkostninger og lavere effektivitet for varmepumper viser, at de samfundsøkonomiske meromkostninger ved udfasning af biomasse i hhv. 2025, 2030 og 2040 stiger til hhv. 17, 11 og 2 mia. kr. over perioden.

Følsomhedsanalysen af biomassepris viser, at ved biomassepriser, der er 10 kr./GJ højere end i referencen, falder de samfundsøkonomiske meromkostninger ved udfasning i 2025, 2030 og 2040 til hhv. 8, 5 og 1 mia. kr. over perioden. At meromkostningerne falder, hænger sammen med, at omkostningerne til el- og fjernvarmeproduktion stiger i referencescenariet, og dermed bliver forskellen til udfasningsscenerierne mindre. I tilfælde af at biomasseprisen bliver lavere end forudsat vil en udfasning af biomasse få højere omkostninger end beregnet med grundforudsætningerne. I dette tilfælde stiger de samfundsøkonomiske omkostninger til hhv. 20, 12 og 1,5 mia. kr. over perioden.

8 Casestudier

Casestudierne har haft en væsentlig rolle i projektet, fordi energiselskabernes konkrete overvejelser har bidraget til at danne et overblik over de samlede udfordringer ved at sikre en fremtidig grøn el- og varmeproduktion. Et formål med casestudierne har været at få beskrevet både tekniske, tidsmæssige og økonomiske udfordringer, som fjernvarmeområderne står over for ved at skulle gå til brændselsfrie teknologier i forskellige tidsscenarier. Fjernvarmeselskaber i de udvalgte områder har været aktivt inddraget ved opstilling af forudsætninger for analyserne for at kunne opnå et bedre estimat af potentialer fra forskellige varmekilder til brug i varmepumper, om der er mulig overskudsvarme, der kan udnyttes, udfordringer med temperaturer i nettet mm.

8.1 Analyserede case-områder

Case-områder er udvalgt, så de til sammen kan repræsentere de forskellige typer af fjernvarmeområder. Samtidig er der lagt vægt på primært at få belyst fjernvarmeområder, der udgør en vis volumen af varmemarkedet, og som burde have et vist grundlag for investering i ny grundlastkapacitet. Der inddrages dog i analysen også et mindre fjernvarmeområde, fordi flere mindre områder i de senere år har investeret i små biomassekedler som erstatning af bl.a. gasmotorer og gaskedler. Følgende fjernvarmeområder har været inddraget i analysen:

- Helsingør (Forsyning Helsingør)
- Randers (Verdo)
- Storkøbenhavns fjernvarmeforsyning (Ørsted og HOFOR)
- Odense (Fjernvarme Fyn)
- Egedal Fjernvarme

De udvalgte områder har forskellige udfordringer, som er opsummeret i tabellen nedenfor.

Område	Eksisterende anlæg	Motivation og karakteristika
Helsingør	70 MW-indfyret flis-KV idriftsat 2019	Stort decentralt område med et helt nyt, flisfyret kraftvarmeværk. Risiko for betydelige omkostninger ved at lukke helt nyt kraftvarmeværk.
Randers	190 MW indfyret flis-KV idriftsat 1982 (ombygget fra kul til flis)	Mellemstort område, som har gennemført reinvesteringer i deres biomassefyrede kraftvarmeværk.
Hovedstadsområdet	Flere anlæg – 1.500 MW varme fra biomasse	Største fjernvarmeområde i Danmark med fire store kraftvarmeblokke (total 1500 MW varme effekt fra biomasse) af forskellig karakter og alder. Hertil kommer affaldskraftvarme. Begrænsede muligheder for overskudsvarme og varmekilder til varmepumper. Begrænset plads til store energianlæg (lagre, solvarme, luft til varmepumper). Risiko for store omkostninger til omlægning af fjernvarmenettet ved at ændre forsyningspunkterne væk fra kraftvarmeværkerne.
Odense	Kul: 869 MW indfyret idriftsat 1991, 130 MW indfyret halm-KV fra 2010	Varme i dag baseret på kul, affald og biomasse. Planer om kuludfasning ved etablering af varmepumper og biomasse.
Egedal Fjernvarme	6,5 MW træflisdel idriftsat 2018	Tidligere NESA og E.ON værk baseret på naturgas, som har etableret solvarme og ny træflisdel og har oplevet stor kundetilgang gennem de seneste år.

Tabel 13: Case-områder, motivation og karakteristika.

8.2 Hovedresultater fra casestudierne

Der er gennemført analyser af udviklingen i case-områder, og disse analyser er afrapporteret i særskilte case-rapporter. Der kan dog her fremtrækkes nogle hovedbudskaber.

- Potentialet for varmepumper på industriel overskudsvarme eller mellemtemperaturvarmekilder er begrænset. Derfor kræves der i alle byer en markant udbygning med luft- eller havvandsvarmepumper, hvis biomasse skal udfases.
- Der er få erfaringer med varmepumper i større skala, og selskaberne vurderer, at det er en udfordring med fuld indfasning af nye teknologier i både 2025 og 2030.
- I alle byer er der etableret eller besluttet biomasseanlæg med lang restlevetid og lave, variable omkostninger. En tidlig udfasning af biomasse vil medføre betydelige meromkostninger. For en

standardforbruger ligger den årlige prisstigning på i størrelsesordenen 800-1.500 kr./år inkl. moms¹³.

Helsingør

Forsyning Helsingør er en del af det sammenhængende fjernvarmesystem i Nordøstsjælland med transmissionsledning til Nordfors' område mod syd. Helsingør har tidligere primært været forsynet fra det naturgasfyrede CC-anlæg samt fra affaldsanlægget hos Norfors i Hørsholm. Forsyning Helsingør har for nylig idriftsat et nyt flisfyret kraftvarmeanlæg, der forventes at have levetid i mindst 20 år. Foruden forsyning af Helsingørs egne varmekunder leverer anlægget også varme til Norfors i dele af året. En hurtig udfasning af biomasse vil betyde, at dette nye anlæg skal skrottes, og at der i stedet skal etableres omkring 100 MW varmepumper, hvoraf en del skal placeres i Helsingør og en del i Norfors' område. Dette vil være forbundet med betydelige omkostninger for varmekunderne, da et nyt og velfungerende biomasseanlæg med lave, variable omkostninger skal erstattes af andre, nye varmeproduktionsteknologier.

Randers

I Randers produceres varmen overvejende på det flisfyrede kraftvarmeanlæg. Anlægget var oprindeligt et kulfyret anlæg, som gradvist er blevet ombygget, så det i dag kan fyres 100 % med træflis. Anlægget er oprindeligt fra 1982, men der er foretaget reinvesteringer i anlægget, og det forventes at kunne fortsætte drift til 2036. Der er bl.a. investeret i et røggaskondenseringsanlæg, der sikrer høj effektivitet og lave, variable omkostninger på anlægget.

Randers har begrænsede muligheder for udbygning med varmepumper på varmekilder med højere temperaturer. Dog har Verdo identificeret muligheder for etablering af ca. 30 MW industriel overskudsvarme og et mindre potentiale for mellemtemperaturvarmepumper. Den eksisterende kapacitet på det flisfyrede kraftvarmeanlæg er imidlertid 145 MW (i kraftvarmedrift), hvilket betyder, at der skal etableres en stor kapacitet af varmepumper på luft eller havvand (fjord), hvis biomassen skal udfases. Da den forventede levetid af det eksisterende anlæg er ca. 15 år endnu, vil det endvidere betyde, at denne kapacitet ikke vil blive udnyttet.

Hovedstadsområdet

Hovedstadsområdet er Danmarks største fjernvarmesystem med størstedelen af produktionen fra Amagerværket og Avedøreværket, der i dag er omstillet fra kul og naturgas til stort set 100 % til biomasse, samt fra affaldsanlæggene hos ARC, ARGO og Vestforbrænding og flere mindre produktionsanlæg. Dertil

¹³ Der vil være en øget varmeomkostning i hele perioden fra det år, hvor biomasse udfases i scenarierne (hhv. 2025, 2030 og 2040) indtil det tidspunkt, hvor anlæggene alligevel ville skulle udfases pga. udløb af den tekniske levetid (svarende til referencescenariet).

kommer forsyning baseret på naturgas fra Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket, der dog primært fungerer som spidslastanlæg.

Avedøreværkets blok 1 og 2 er træpillefyrede og kan teknisk køre videre til omkring 2033 uden større levetidsforlængende investeringer. På Amagerværket er blok 1 etableret i 2010 og har en levetid til formentlig omkring 2040, mens den nye træflisfyrede blok, AMV4, netop er blevet idriftsat og derfor forventes at kunne være i drift i hvert fald til 2040 og formentlig også længere tid herefter. Den nye blok på Amagerværket er et højeffektivt værk, der forventes at dække mellem en fjerdedel og en tredjedel af den samlede fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet. Det er i analyserne forudsat, at der etableres PtX-anlæg, som leverer overskudsvarme til fjernvarmenettet. I 2040 er denne kapacitet udbygget, så 17-18 % af varmen leveres fra disse anlæg.

Beregningerne viser, at en fuld udfasning af biomasse vil kræve etablering af 1.200-1.300 MW varmepumper i det sammenhængende fjernvarmesystem, og størstedelen vil skulle baseres på luft eller havvand. Heraf vil en del af varmepumperne formentlig skulle levere til transmissionsnettet, hvilket dog forudsætter en betydelig udvikling inden for højtemperaturvarmepumper. Hvis udviklingen af PtX ikke sker i den forudsatte takt, vil det kræve udbygning med mere varmepumpekapacitet for at dække fjernvarmeforsyningen, og det vil alt andet lige være sværere og forbundet med højere omkostninger at omstille væk fra biomasse.

Analyserne har været drøftet med HOFOR og Ørsted, og de vurderer begge, at det vil være urealistisk med en så stor udbygning med varmepumper inden 2030, og at der vil være betydelige udfordringer med at finde tilgængelige grunde og indpasse varmepumperne i fjernvarmesystemet. Særligt har HOFOR påpeget usikkerheden i forhold til luftvarmepumper i hovedstadsområdet, hvor HOFOR selv vurderer et noget lavere potentiale end som forudsat i denne analyse samt usikkerheden i forhold til varmepumper på transmissionsniveau med de teknologiske og effektivitetsmæssige udfordringer, det medfører.

Odense

Fjernvarme Fyn skal inden for få år erstatte den nuværende kulfyrede kapacitet på Fynsværkets blok 7 med grøn varmeforsyning. Fjernvarme Fyn har i foråret 2020 vedtaget en plan for udfasning af kul, som indeholder optimering af eksisterende anlæg samt etablering af varmepumper og etablering af ny biomassekapacitet. En særlig udfordring er, at en stor del af varmeforsyningen går til gartnerier, som i dag får billig varme, da varme baseret på kul er

afgiftsfritaget. Det er en meget stor andel af den samlede varmekapacitet, som skal udfases, og det er en betydelig udfordring hurtigt at finde erstatningskapacitet. Fjernvarme Fyn har dog gennem de senere år arbejdet med analyser af alternativerne, potentialer og omkostninger for nye teknologier mv.

Som en del af Fjernvarme Fyns udfasningsplan skal der etableres flere store varmepumpeanlæg i tilknytning til de eksisterende produktionsanlæg og på spildevandsrensningsanlægget ved Ejby Mølle, og Fjernvarme Fyn har også erfaringer med varmepumper med overskudsvarme fra Facebooks datacenter i Tietgenbyen.

Egedal

Egedal er et lille fjernvarmeområde på Sjælland, som har været ejet af NESA og siden EON og har oplevet høje varmepriser. I dag er det et aktieselskab, som er ejet af kommunen. Egedal Fjernvarme har omlagt forsyningen til solvarme og flis med etablering af et 6,5 MW kedelanlæg i 2018 og har samtidig oplevet en betydelig forøgelse af kundegrundlaget. Dermed har værket opfyldt et ønske om at få grøn forsyning, samtidig med at priserne for forbrugere er holdt på et rimeligt niveau.

En central del af Egedal Fjernvarmes forsyning er en effektiv, flisfyret kedel med røggaskondensering med lave, variable produktionsomkostninger. Egedal har vurderet mulighederne for etablering af varmepumper i tilknytning til et lokalt spildevandsrensningsanlæg og varmepumper på luft og kan formentlig teknisk etablere den nødvendige kapacitet på varmepumper, hvis biomasse skal udfases. Men omkostningerne for varmeforbrugere vil stige ved en hurtig udfasning, da det eksisterende anlæg dermed ikke vil kunne udnyttes. Egedal har desuden den udfordring, hvis biomasse skal udfases, at spidslastenhederne i systemet er baseret på træpiller, så udfasning af biomasse vil også kræve nye tiltag til at sikre forsyningssikkerheden i varmesystemet.

Bilag 1: Varmepumper – potentialer og COP-værdier

Varmekildeeffekt

Der er udarbejdet en potentiale vurdering for varmpumper fordelt på varmekildetype. Varmekilderne er fordelt på fire kategorier:

- Industriel overskudsvarme og proceskøl
- Middeltemperaturvarmekilder (grundvand, spildevand, drikkevand mv.)
- Luft
- Havvand.

Data for varmekildeeffekten for industriel overskudsvarme og proceskøl stammer fra Energiforsyning 2030¹⁴. Middeltemperaturvarmekilder dækker over overskudsvarme fra supermarkeder samt spildevand, drikkevand, grund-, å- og søvand. Data for varmekildeeffekten for middeltemperatursvarmekilder er baseret på *Mapping of potential heat sources for heat pumps for district heating in Denmark*¹⁵. Det vurderes muligt at udnytte 10 % af varmevolumen i 2015 stigende til 50 % frem mod 2030. Tabel 14 viser en oversigt over udnyttet varmekildeeffekt i 2015 og 2030 fordelt på varmekildetype.

Varmekildeeffekten for luft er defineret som ubegrænset for alle områder i modellen, selvom der i praksis er visse begrænsende faktorer, som pladskrav og støjgrænseværdier. Varmekildeeffekten for havvand er defineret som ubegrænset for kystbyer.

¹⁴ Grøn Energi, Energiforsyning 2030 (2016), <https://www.danskfjernvarme.dk/groen-energi/analyser/161910-2k30>

¹⁵ Lund R, Persson U, Mapping of potential heat sources for heat pumps for district heating in Denmark, Energy (2016), <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.12.127>

	2015 (10 % udnyttelse)	2030 (50 % udnyttelse)
Industriel overskudsvarme og proceskøl [MW]	45,2	226,2
Middeltemperatursvarmekilder [MW]	184,4	922,1
Luft*	Ubegrænset	Ubegrænset
Havvand**	Ubegrænset	Ubegrænset

Tabel 14: Udnyttet varmekildeeffekt fordelt på varmekildetype. Varmekildeeffekten er vist som effekten af varmekilden, ikke varmeproduktionseffekten fra varmepumper, som vil være højere, afhængig af varmepumpens COP. *Defineret som ubegrænset i modellen, men i praksis er der visse fysiske begrænsninger. **Kun gældende for kystbyer. Kilde: Energiforsyning 2030 og Mapping of potential heat sources for heat pumps for district heating in Denmark

COP-værdier

Varmepumpers effektivitet er defineret som COP-værdier. COP-værdier afhænger af temperaturforskellen mellem varmekilden og varmeleverancen samt af hvor effektiv varmepumpen er, typisk defineret ved den såkaldte Lorentz-virkningsgrad. Der skelnes mellem følgende typer af områder ved fastlæggelse af temperaturer for fjernvarme:

- Distributionstemperaturer for centrale områder
- Transmissionstemperaturer for centrale områder
- Distributionstemperaturer for store decentrale områder
- Distributionstemperaturer for mindre decentrale områder

For hver type fastlægges frem- og returløbstemperaturer for sommer og vinter. Transmissionstemperaturer er antaget, mens distributionstemperaturer er udregnet som et vægtet gennemsnit baseret på *Dansk Fjernvarmes Årsstatistik 2019* og fremgår af Tabel 15.

Det vurderes, at tilslutning af varmepumper på transmissionsniveau kan være nødvendigt i de tre fjernvarmesystemer i Danmark, som et egentligt særskilt transmissionssystem. Det er hovedstadsområdet, Aarhus og TVIS. Det er i første omgang antaget, at der er begrænsede muligheder for tilslutning af havvandsvarmepumper og geotermi på distributionsniveau. Den maksimale kapacitet på distributionsniveau for havvand er sat til 200 MW, 150 MW og 100 MW for hhv. hovedstadsområdet, Aarhus og TVIS og for geotermi til 900 MW og 300 MW for hhv. hovedstadsområdet og Aarhus.

	Fremløb an net sommer	Returløb an net sommer	Fremløb an net vinter	Returløb an net vinter
Centrale områder (transmission) [°C]	100,0	50,0	115,0	48,0
Centrale områder (distribution) [°C]	71,2	44,3	76,9	41,7
Store decentrale områder [°C]	69,4	39,9	74,8	37,0
Mindre decentrale områder [°C]	69,7	38,4	75,5	35,1

Tabel 15: Fjernvarmetemperaturer for centrale-, store decentrale- og mindre decentrale områder ved frem- og returløbstemperaturer for sommer og vinter. Kilde: Dansk Fjernvarmes Årsstatistik 2019

Fjernvarmetemperaturene er estimeret på timebasis for ét år følgende en sinuskurve, hvor den definerede vintertemperatur fremgår den 1. februar og sommertemperaturen den 2. august. Fremløbstemperaturen er højest om vinteren og lavest om sommeren, mens returløbstemperaturen er omvendt, altså er højest om sommeren og lavest om vinteren.

Temperaturerne for varmekilderne er ligeledes angivet på timebasis. Lufttemperaturer er hentet fra DMI's Vejrarkiv¹⁶ for 2014, hvor data fra København repræsenterer Østdanmark, og data fra Aarhus repræsenterer Vestdanmark. Data er hentet fra 2014, da dette er det modellerede år, hvorfor temperaturer og varmebehov stemmer overens. Det antages at varmepumpen afkøler luften med 3 °C. I teknologikataloget angives 5 °C for små varmepumper og 4 °C for større varmepumper, men her er forudsat 3 °C, hvilket kun har mindre indflydelse på beregning af COP-værdierne.

Temperaturer for havvand er estimerede på samme måde som fjernvarmetemperaturene med sommer- og vintertemperaturer på henholdsvis 17 og 2 °C. Det antages, at varmepumpen afkøler havvandet med 2 °C.

Temperaturen for middeltemperatursvarmekilder er estimeret som et vægtet gennemsnit af sommer- og vintertemperaturerne af de forskellige varmekilder. Gennemsnittet er vægtet i forhold til den potentielle varmevolumen. Temperaturerne er estimeret på timebasis på samme måde som for fjernvarme- og havvandstemperaturene. Det antages, at varmepumpen afkøler middeltemperatursvarmekilderne med 5 °C. Varmevolumen, sommer- og vintertemperatur samt vægtet gennemsnit af de middeltemperatursvarmekilderne fremgår af Tabel 16.

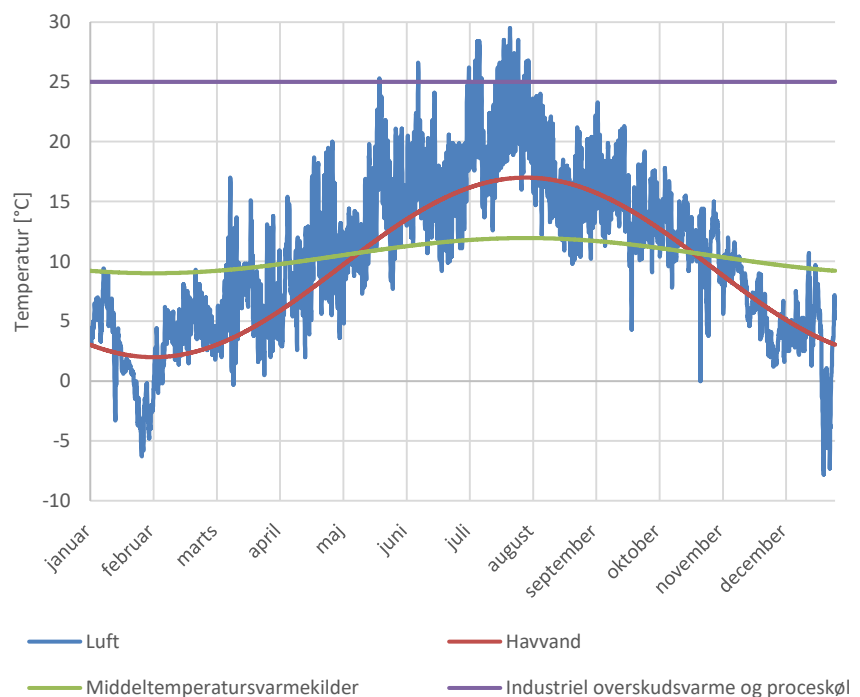
¹⁶ <https://www.dmi.dk/vejrarkiv/>

	Varmevolumen [TWh]	Sommertempe- ratur [°C]	Vintertempera- tur [°C]
Supermarkeder	0,4	40	40
Spildevand	2,9	20	10
Drikkevand	0,8	8	8
Grundvand	6,9	8	8
Åvand	3,2	10	8
Søvand	0,7	15	3
Vægtet gennemsnit		12,0	9,0

Tabel 16: Varmevolumen, sommer- og vintertemperatur samt vægtet gennemsnit af middeltemperatursvarmekilderne. Kilde: Mapping of potential heat sources for heat pumps for district heating in Denmark.

Temperaturen af industriel overskudsvarme og proceskøl er antaget som værende konstant 25 °C og afkøles med 10 °C af varmepumpen.

Temperaturer af varmekilder fremgår på timebasis for ét år af Figur 38.



Figur 38: Temperaturer af varmekilder på timebasis for ét år.

Udover fjernvarme- og varmekildetemperaturer er det nødvendigt at antage en Lorentz-virkningsgrad. Antagende Lorentz-virkningsgrader er baseret på *Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme*¹⁷ og fremgår af Tabel 17.

¹⁷ Energistyrelsen & Energinet, Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme (2016), <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/teknologikataloger>

Lorentz-virkningsgrader for overskudsvarme, luft og havvand er angivet direkte af teknologikataloget, hvorfor disse er antaget for deres respektive varmekilder. Lorentz-virkningsgrader for middeltemperatursvarmekilder er antaget som værende tilsvarende luft. For industriel overskudsvarme og proceskøl, middeltemperatursvarmekilder samt luft er Lorentz-virkningsgrader for centrale områder og store decentrale områder antaget at være svarende til en varmepumpekapacitet på 10 MW, mens den for mindre decentrale områder er antaget at være svarende til 3 MW. For havvand er Lorentz-virkningsgrader for centrale områder og store decentrale områder antaget at være svarende til en varmepumpekapacitet på 20 MW, mens Lorentz-virkningsgraden for mindre decentrale områder er estimeret ud fra forholdet mellem 3 MW og 10 MW for luft.

	Centrale områder	Store decentrale områder	Mindre decentrale områder
Industriel overskudsvarme og proceskøl	50 %	50 %	45 %
Middeltemperatursvarmekilder	60 %	60 %	53 %
Luft	60 %	60 %	53 %
Havvand	63 %	63 %	56 %

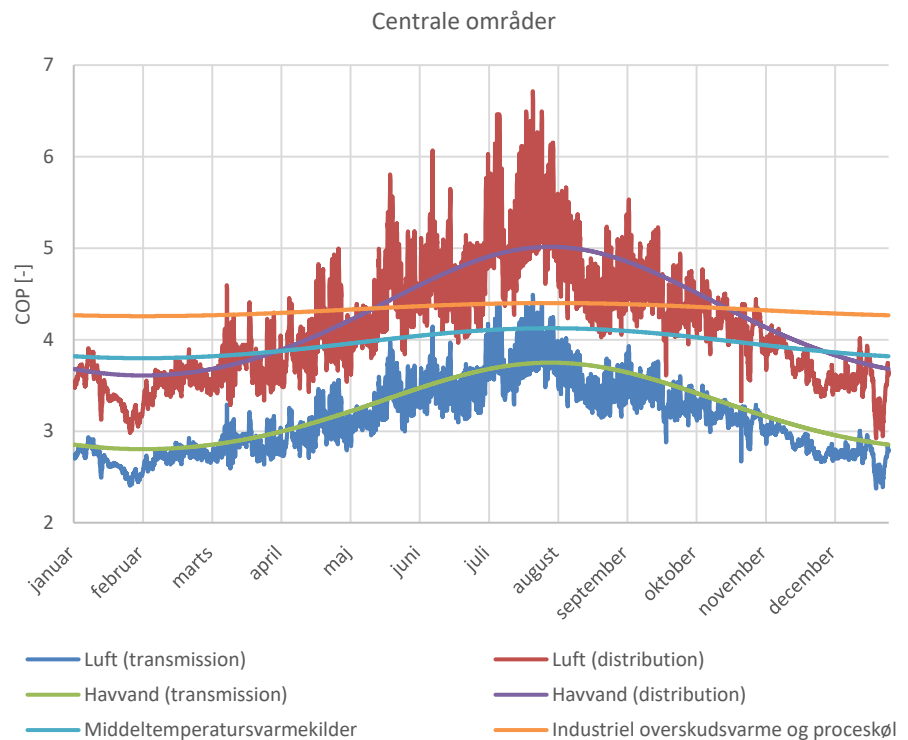
Tabel 17: Antagne Lorentz-virkningsgrader i forhold til varmekilde og område. Kilde: Teknologikatalog for produktion af el og fjernvarme.

På baggrund af fjernvarme- og varmekildetemperaturer samt Lorentz-virkningsgrader kan COP-værdien estimeres på timebasis i forhold til varmekilde og område. Gennemsnitsværdien af estimerede COP-værdier for et helt år fremgår af Tabel 18. Bemærk at værdier for centrale områder ved tilslutning til transmissionsnettet kun er angivet for luft og havvand som varmekilde, da det begrænsede varmevolumen for industriel overskudsvarme og proceskøl og middeltemperatursvarmekilder gør, at varmekilden kun vurderes interessant ved tilslutning til distributionsnettet.

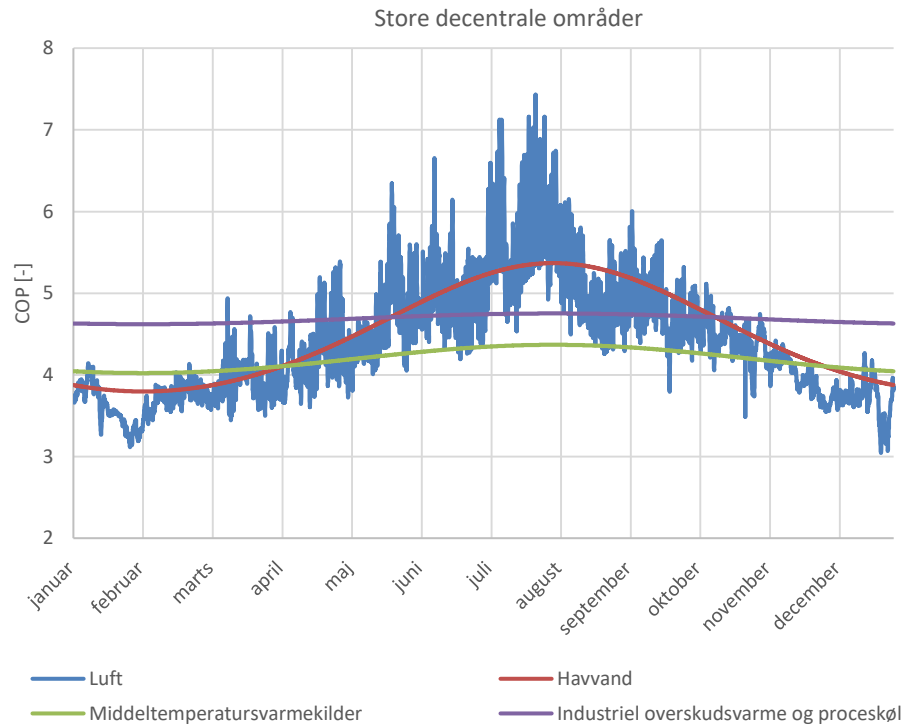
	Centrale områder (transmission)	Centrale områder (distribution)	Store decentrale områder	Mindre decentrale områder
Industriel overskudsvarme og proceskøl	-	4,3	4,7	4,3
Middeltemperatursvarmekilder	-	4,0	4,2	3,7
Luft	3,1	4,1	4,4	3,9
Havvand	3,2	4,3	4,5	4,0

Tabel 18: Gennemsnitlige COP-værdier i forhold til varmekilde og område. Bemærk at værdier for centrale områder ved tilslutning til transmissionsnettet kun er angivet for luft og havvand som varmekilde.

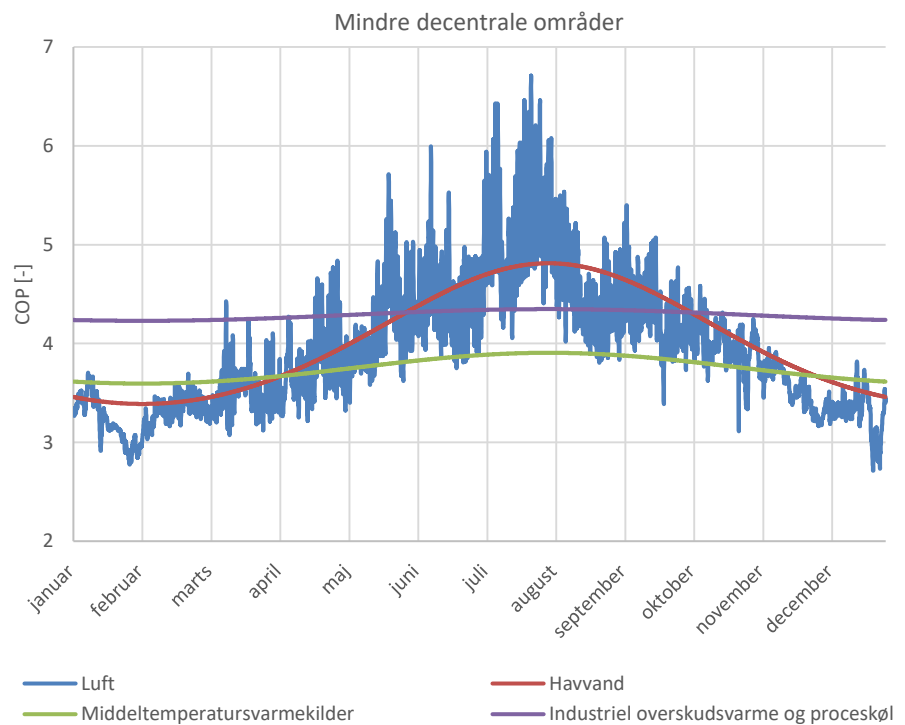
COP-værdier fordelt på varmekilder for centrale områder fremgår på timebasis for ét år af Figur 39, for store decentrale områder af Figur 40, og for mindre decentrale områder af Figur 41.



Figur 39: COP-værdier fordelt på varmekilder for centrale områder.



Figur 40: COP-værdier fordelt på varmekilder for store decentrale områder.



Figur 41: COP-værdier fordelt på varmekilder for mindre decentrale områder.