

LASTFORDELING EFTER KONTRAKTPRISER

Belysning af de økonomiske konsekvenser
ved lastfordeling efter kontraktpriser

August 2024

Energy Modelling Lab Aps

Refshalevej 163A, 1.

1432 København K

CVR: 40941622

Indhold

1	Ledelsesresumé	1
2	Hovedkonklusioner	4
3	Baggrund og formål	6
4	Metode	7
4.1	Modellen	7
4.2	Omkostnings- og prisbaseret lastfordeling	7
4.3	Modellering af kontrakter	9
4.4	Forudsætninger i modellen	11
5	Scenarier	12
5.1	Scenarier til følsomhedsanalyse	12
6	Resultater	14
6.1	Hovedscenarierne	14
6.2	Følsomhedsanalyse	17
7	Usikkerhed i beregningerne	24
8	Referencer	25
Bilag A	Forudsætninger og antagelser	26
Bilag B	Detaljerede resultater	39

1 Ledelsesresumé

Nærværende kvantificeringsanalyse er en del af projektet *Lastfordeling efter kontraktpriser*. Projektet skaber værdi ved at sikre forsyningssikkerhed og muliggøre CO₂ neutralitet og sektorkobling i det samlede energisystem. Visionen for projektet er at forbedre fjernvarmens konkurrenceevne i forhold til andre varmeløsninger ved at sikre de laveste varmepriser for varmeselskaberne og forbrugerne indenfor rammerne af de varmekontrakter, som varmeselskaberne har indgået.

Den nuværende metode for lastfordeling i fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet fokuserer på at minimere totale omkostninger for både el- og varmeproduktion (omkostningsbaseret lastfordeling). Omkostningsbaseret lastfordeling sikrer ikke nødvendigvis den laveste varmepris for varmeselskaberne. Det skyldes, at denne metode ikke har fokus på at minimere omkostningerne til varmekontrakterne.

Prisbaseret lastfordeling kan give større gennemsigtighed, hvad angår varmeprisen. Det kan hjælpe til at understøtte konkurrence, sektorkobling, give korrekt investeringsincitament og sikre adgang til varmesystemet for nye producenter (fx varmepumper).

Kvantificeringsanalysen er baseret på en optimeringsmodel opbygget i den internationalt anerkendte TIMES-modelramme¹. I modellen opstilles en prisbaseret lastfordeling med prioriteret affaldsproduktion² som alternativ til den eksisterende omkostningsbaserede lastfordeling. Analysen undersøger den totale variable varmebetaling for hele systemet under både prisbaseret og omkostningsbaseret lastfordeling for 2030. Formålet er at bidrage til forståelsen af, hvordan ændringer i lastfordelingen, udformning af fremtidige kontrakter, elprisantagelser og brændselsprisforudsætninger kan påvirke varmeprisen fremadrettet.

Grundlæggende gælder, at hvis kontrakterne er omkostningsægte (dvs. fuldt ud afspejler omkostning og el-indtægter forbundet med fjernvarmeproduktion), så vil prisbaseret og omkostningsbaseret lastfordeling give samme resultat. Varmekøbskontrakterne er i dag ikke 100% omkostningsægte, og det er en helt central pointe, at prisbaseret lastfordeling skaber mere transparent omkring lastfordeling, og dermed bidrager til at øge konkurrencen på varmemarkedet med billigere varmepriser til følge. Det sker, fordi producenter under prisbaseret lastfordeling vil kunne se, at en omkostningsægte kontrakt giver de bedste muligheder for at sikre optimal drift på anlægget og dermed sikre økonomien i anlægget.

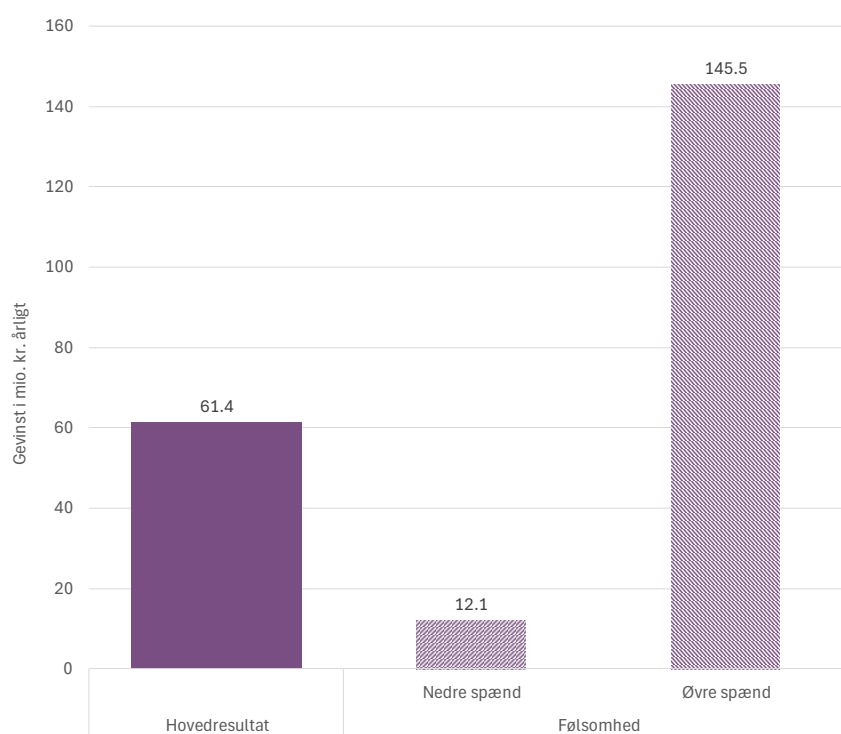
Analysens primære konklusion er, at prisbaseret lastfordeling vil reducere fjernvarmeomkostninger med 61,4 mio. kr./år om året, hvilket svarer til et fald i varmeprisen på 1,50 kr./GJ. Ved et prisbaseret lastfordelingssystem ses, at kraftvarmeproduktionen vil blive reduceret, mens varmepumper og elkedler vil få flere fuldlasttimer. Dette under forudsætning af at kontrakterne på varmepumper og elkedler er omkostningsægte. Varmeproduktionen på biomassebaserede spidslastkedler øges. Varmeproduktion fra olie- og gasbaserede spidslastkedler er ens i det prisbaserede og det omkostningsbaserede scenarie.

¹ TIMES-modelrammen udvikles og vedligeholdes af ETSAP, en arbejdsgruppe under det Internationale Energiagentur.

² Forudsætningen om prioriteret affaldsproduktion betyder, at affaldsanlæg prioriteres udenfor lastfordelingen. For at gøre sammenligning af omkostnings- og prisbaseret lastfordeling mulig er det forudsat, at el- og varmeproduktionen på affaldsanlæg er ens på timeniveau på tværs af alle scenarier.

Resultaterne er særligt følsomme overfor kontrakt-, brændsels- og elprisforudsætninger. Der er derfor gennemført følsomhedsanalyser for at afsøge robustheden af resultaterne. Hovedresultatet af følsomhedsanalysen er, at den prisbaserede lastfordeling altid vil give en billigere varmepris sammenlignet med omkostningsbaseret lastfordeling. Gevinsten ved prisbaseret lastfordeling er set fra dette perspektiv risikofri sammenlignet med omkostningsbaseret lastfordeling. Afhængig af scenariet varierer gevinsten ved prisbaseret lastfordeling mellem 12,1 til 145,5 mio. kr. om året, som illustreret i Figur 1.

Figur 1: Årlig gevinst ved prisbaseret lastfordeling sammenlignet med omkostningsbaseret lastfordeling på tværs af de 18 gennemførte scenarier.



Det nedre skøn for gevinsten på 12,1 mio. kr. ved at gå fra omkostningsbaseret til prisbaseret lastfordeling afspejler en følsomhed, hvor kontrakterne i højere grad er omkostningsægte. Det nedre skøn forudsætter, at det vil være muligt at forhandle de samme omkostningsægte kontrakter ved omkostningsbaseret og prisbaseret lastfordeling. Det skønnes dog, at prisbaseret lastfordeling i højere grad vil understøtte konkurrence på varmemarkedet og derigennem skabe incitamentet for omkostningsægte kontrakter.

De gennemførte elprisfølsomheder peger på, at både ved høje, ved lave og ved mere volatile elpriser giver det prisbaserede scenarie en lavere varmepris end det omkostningsbaserede scenarie. Det afspejler, at prisbaseret lastfordeling mere fleksibelt kan udnytte den eksisterende varmekapacitet baseret på varmekontrakter til gavn for varmekunderne. I den forstand kan prisbaseret lastfordeling også bidrage til en større grad af sektorkobling, fx ved at skabe mere plads til elkedler og varmepumper, så disse i højere grad kan indgå i balanceringen af varme- og elsyste- met (både ved høje og lave elpriser).

Det er således et centralt budskab, at prisbaseret lastfordeling er mere robust overfor ændring i elpriserne end omkostningsbaseret lastfordeling. Ved høje elpriser er gevinsten ved prisbaseret

lastfordeling 145,5 mio. kr. Dette afspejler, at ved høje elpriser vil der ved omkostningsbaseret lastfordeling være incitament til elproduktion (og deraf følgende varmeproduktion) på kraftvarmeanlæg. Men da varmesiden kun i begrænset omfang får del i el-indtægterne, giver det paradoksalt nok anledning til højere varmepriser sammenlignet med prisbaseret lastfordeling, hvor kraftvarmeværker kun indgår i lastfordelingen, når de kan levere varme til en konkurrencedygtig pris som bestemt af varmekontrakten.

Der er ingen direkte fossile CO₂-udledningen i 2030 knyttet til varmeproduktion, når der ses bort fra affaldsforbrændingsanlæg og givet en antagelse om 100 % grøn gas i gasnettet³. Det højere elforbrug på 0,35 TWh ved prisbaseret lastfordeling skønnes indirekte at give anledning til CO₂-udledninger på beskedne 400 tons ekstra CO₂ i 2030. Til gengæld kan det reducerede biomasseforbrug ved prisbaseret lastfordeling potentielt fortrænge op 180.000 tons fossil CO₂-udledning andre steder i det danske energisystem eller alternativt i andre landes energisystemer.

³ I følge Klimastatus- og fremskrivning 2023 [2] antages al gas at være grøn i 2030.

2 Hovedkonklusioner

Overgangen fra et omkostningsbaseret lastfordelingssystem til et prisbaseret system resulterer i en betydelig ændring i fjernvarmeproduktionen. Specifikt reduceres fjernvarmeproduktionen fra kraftvarmeanlæg med 6%, mens produktionen fra varmepumper øges med 5% og fra elkedler med 7%. Yderligere ses det, at biomassespidslastkedler kommer ind og fungerer som grundlastproducenter med ca. 4000 fuldlasttimer. Ændringerne skyldes, at den prisbaserede lastfordeling prioriterer billigere alternativer som varmepumper, elkedler og biomassespidslastkedler, da hele værdien af elproduktionen på kraftvarmeværkerne ikke tilfalder varmeselskaberne.

For hovedscenariet resulterer en prisbaseret lastfordeling i en samlet besparelse på 61,4 mio. kr./år i variable fjernvarmeomkostninger sammenlignet med den omkostningsbaserede lastfordeling, se Tabel 1. Den resulterende variable fjernvarmepris vil være 1,5 kr./GJ lavere i den prisbaserede lastfordeling.

Tabel 1: Hovedresultaterne fra analysen*

	Reduktion af fjernvarmepris, kr./GJ	Total årlig besparelse, mio. kr./år
Hovedscenariet	1,5	61,4
Kontraktpris (lav)	0,3	12,1
Kontraktpris (høj)	1,7	68,8
Elpris (lav)	0,9	35,7
Elpris (høj)	3,5	145,5
Elpris (øget elprisvariation)	3,0	125,6
Træflispris (høj)	1,7	68,5
Træpillepris (høj)	1,1	44,0
Træflis- og pillepris (høj)	1,1	45,9

* Resultaterne repræsenterer forskellen mellem den omkostningsbaserede og prisbaserede lastfordeling i det givne scenarie.

Følsomhedsanalysen for kontrakter giver et udfaldsrum for gevinsten ved prisbaseret lastfordeling på mellem 12,1 og 145,5 mio. kr. årligt. Følsomheden for kontraktpriserne – som reelt er det eneste varmeselskaberne har en indflydelse på – viser, at der er meget at vinde ved at optimere kontrakterne. Det er en central pointe, at prisbaseret lastfordeling skaber mere transparens, og dermed bidrager til at øge konkurrencen på varmemarkedet med billigere varmepriser til følge. Det sker, fordi varmeproducenter ved prisbaseret lastfordeling vil kunne se, at en omkostningsægte kontrakt er en forudsætning for at sikre anlægget fuldlasttimer og dermed sikre økonomien i anlægget. Samtidig skal det understreges, at der er et stort arbejde forbundet med at forhandle kontrakter, og en stor del af dette arbejde handler netop om at sikre omkostningsægte kontrakter.

Variation i elprisen giver en variation i gevinsten ved prisbaseret lastfordeling mellem 35,7 og 145,5 mio. kr. afhængig af scenariet. Overordnet viser følsomheden for elprisen, at ved høje eller mere varierende elpriser er de prisbaserede scenarier mere robuste end de omkostningsbaserede scenarier. Ved høje elpriser fås den største gevinst på 145,5 mio. kr. Dette resultat afspejler, at kraftvarmeanlæg vil blive prioriteret pga. høje elpriser ved en omkostningsbaseret lastfordeling. For en række kraftvarmeanlæg gør kontraktantagelserne, at varmesiden ikke får del i el-indtægten samtidig med, at varmesiden fortsat skal afholde en del af de variable omkostninger. I det prisbaserede scenarie betyder optimeringen baseret på kontraktantagelser, at modellen i højere grad fravælger kraftvarme, fordi der i modellen kan opnås en gevinst ved at producere mere varme fra elkedler og biomassebaseret spidslast.

Højere priser på biomasse reducerer fjernvarmeproduktion på kraftvarmeanlæg med op til 10 % ved prisbaseret lastfordeling. Fjernvarmeproduktionen erstattes af varmepumper og elkedler. Modelresultater peger på, at der med de forudsatte varmepumpekapaciteter er et begrænset potentiale for at øge fjernvarmeproduktionen fra varmepumper i vinterhalvåret, hvilket delvist forklarer den øgede fjernvarmeproduktion fra elkedler i denne følsomhed. En mere detaljeret investeringsanalyse kunne afklare økonomien i at øge varmepumpekapaciteten, og derved potentielt øge varmeproduktion fra varmepumper i vinterhalvåret.

Samlet set viser analysen, at en prisbaseret lastfordeling kan give betydelige økonomiske besparelser og større robusthed over for prisændringer, mens optimering af kontrakter kan forbedre fjernvarmesystemets effektivitet yderligere.

3 Baggrund og formål

Projektet *Lastfordeling efter kontraktpriser* arbejder på fjernvarmens konkurrenceevne overfor andre varmeløsninger ved at sikre de laveste varmepriser for varmeselskaberne og dermed forbrugerne. Dette sker for at sikre forsyningssikkerhed, CO2 neutralitet og øge sektorkobling med det samlede energisystem.

Denne rapport bidrager til dette arbejde ved at estimere den totale varmepris for hovedstadsområdet under prisbaseret og omkostningsbaseret lastfordeling for 2030. Formålet er at forstå, hvordan forskelle mellem lastfordelingssystemer påvirker fjernvarmeprisen i et 2030 perspektiv. Specifikt estimerer rapporten gevinsten ved at gå fra et lastfordelingssystem baseret på en minimering af de variable nettoomkostninger til en optimering baseret på kontraktomkostningerne.

Rapporten er baseret på følgende antagelser:

- Fremtidige kontrakter ligner de kontrakter der findes i dag, på trods af skift af lastfordelingssystem
- Al planlagt produktion realiseres
- Havarier kan forudses
- Samme hydrauliske begrænsninger som i analysen *Fremtidens Fjernvarme i Hovedstadsområdet i 2050*⁴
- Faste omkostninger er ens under pris- og omkostningsbaseret lastfordeling

For de fleste varmeproducerende anlæg er der forskel på de variable nettoomkostninger og den afregnede variable varmepris. Denne forskel er årsagen til, at det ikke nødvendigvis er optimalt for varmeselskaberne at lastfordele efter omkostninger, som det sker i dag.

Rapporten forholder sig ikke til, at de forskellige varmeselskaber har forskellige kontrakter og ikke nødvendigvis deler indtægter eller udgifter lige. Lastfordelingsmetoden har ikke noget med denne fordeling at gøre i dag, og forventes heller ikke at have det i fremtiden. Rapporten forsøger derfor ikke at opdele den opnåede gevinst mellem varmeselskaberne.

⁴ Se også <https://varmeplanhovedstaden.dk/>

4 Metode

For at kvantificere forskellen mellem en omkostnings- og prisbaseret lastfordeling er det nødvendigt med en matematisk model, der kan finde den optimale løsning ved de to forskellige metoder til lastfordeling. I dette afsnit er modellen og metoden for implementering af de to lastfordelingsmetoder i modellen beskrevet.

4.1 Modellen

Modellering af lastfordeling sker i TIMES Varmelast (TIMES-VL). TIMES-VL er den model, som er udviklet af Energy Modelling Lab (EML) i regi af Kvantificeringsanalysen. TIMES-VL er baseret på TIMES-modelrammen, et internationalt anerkendt modelværktøj udviklet i regi af det International Energiagentur siden slutningen af 1970⁵. TIMES giver brugeren et modulært energisystemsanalyseværktøj, der kan opdateres med data direkte i Excel men med en brugergrænseflade (Veda), der giver brugeren mulighed for yderligere forståelse af energisystemet, der modelleres. TIMES-modellerne bliver omskrevet til et matematisk problem i GAMS, og EML bruger CPLEX som matematisk løsningsmetode til TIMES-VL.

TIMES-modellen er kendetegnet ved dens styrke ift. at svare på spørgsmål knyttet til CO2 neutralitet og sektorkobling i det samlede energisystem, hvor både produktions- og forbrugssiden er afspejlet. F.eks. anvendte Regeringen Energistyrelsens TIMES-model (IntERACT) til Klimaprogrammet 2021 og 2022.

TIMES kan bruges til at lave både investerings- og driftsoptimering grundet den fleksible opbygning. På trods af at TIMES er bygget til at inkludere hele energisystemet fra brændselsproduktion til energitjenester, er det op til brugeren at definere det system, der skal analyseres. Det betyder, at man kan analysere helt ned på anlægsniveau. Derudover gør selve modelleringsmetoden, der er brugt, at modellen nemt kan bruges til at repræsentere forskellige begrænsninger, støtte mekanismer, kontrakter m.m.

TIMES-VL inkluderer fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet, som det forventes at se ud i 2030. Det vil sige, at teknologier, der forventes at blive installeret ind til 2030, er inkluderet, ligesom fjernvarmenettet er modelleret, som det forventes at se ud i 2030. Grundet opsætningen af problemet ender TIMES-VL med at være et lineært programmeringsproblem.

4.2 Omkostnings- og prisbaseret lastfordeling

En klassisk TIMES-model er typisk sat op til at servicere en efterspørgsel baseret på en minimering af omkostningerne for hele systemet. Dette svarer til den omkostningsbaserede lastfordeling, der her ses som et business-as-usual system.

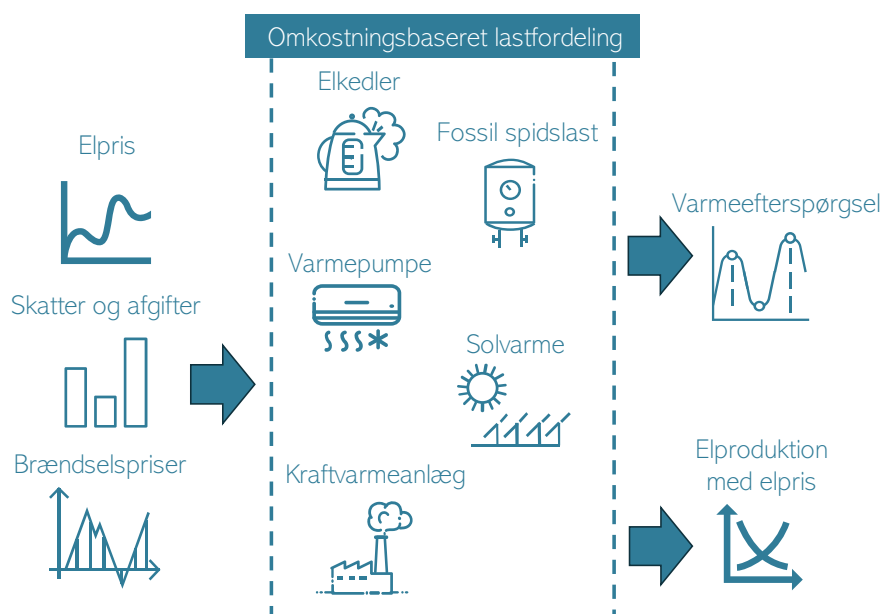
Den omkostningsbaserede lastfordeling illustreres i Figur 2. Her er selve systemet repræsenteret inden for den stiplede boks, hvor de producerende teknologier, lagre og fjernvarmenettet alle er

⁵ Se <https://iea-etsap.org/>

repræsenteret. De enkelte anlæg repræsenteres i systemet med forskellige omkostninger, og i en omkostningsbaseret lastfordeling er disse omkostninger brændselspriser (eller evt. elpris), skatter og afgifter samt drifts- og vedligeholdelsesomkostninger. På output-siden af anlæggene ligger varmeefterspørgslen samt en mulig eksport af el til en salgspris svarende til elprisen.

Ved optimering af det omkostningsbaserede system er alle omkostninger og indtægter indregnet i omkostningsminimeringen. Disse samlede nettoomkostninger svarer ikke til den betaling, som varmeselskaberne skal betale varmeproducenterne, hvorfor fjernvarmeprisen vil ende med at være højere end ved at lave en optimering baseret på den reelle kontraktpris. Efter optimeringen er kontraktprisen ganget på produktionen for at få en samlet varmepris, se endvidere afsnit 4.3.

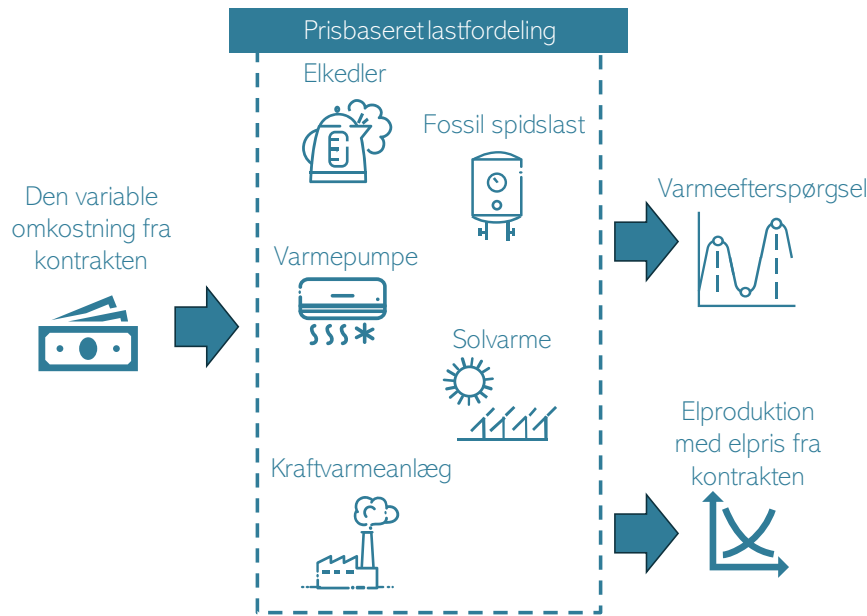
Figur 2: Modelleren af den omkostningsbaserede lastfordeling.



For at modellere den prisbaserede lastfordeling tages der udgangspunkt i modellen for den omkostningsbaserede lastfordeling. Her skal der dog ændres på omkostninger og priser for at få modellen til at repræsentere kontrakterne korrekt. Den prisbaserede lastfordeling er illustreret i Figur 3. Her ses det, at omkostningerne til teknologierne er erstattet af de variable omkostninger, der dækkes af kontrakten, ligesom elprisen, der modtages ved elsalg, svarer til elprisen, som varmeproducenterne skal betale til varmeselskaberne.

Når det prisbaserede system optimeres, sker det ved at lave en omkostningsminimering, hvor kun kontraktomkostningerne er medregnet. Derved sikres det, at systemet vil være billigst muligt for varmeselskaberne – og i sidste ende fjernvarmekunderne.

Figur 3: Modelleringen af den prisbaserede lastfordeling.



4.3 Modellering af kontrakter

Af hensyn til fortrolighed er varmekøbskontrakterne modelleret med kun to dele: variable omkostninger til både el- og varmeproduktion og indtægter for elproduktion. For kraftvarmeverkerne er begge dele relevante at inkludere i modellen, og disse er håndteret forskelligt for modtryks- og udtagsværker, se nedenfor. For resten af de varmeproducerende anlæg er det kun de variable omkostninger, der er relevante, eftersom der ikke er en deling af omkostninger til en eventuel elside. Kontrakterne lægges kun ind i modellen for den prisbaserede lastfordeling, som beskrevet ovenfor.

Modelteknisk anvendes "subsider" til at neutralisere de brændsels-, afgifts-, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, som ikke indgår i modelleringen af varmekontrakten, men som indgår i modelleringen af varmeomkostningen. Neutralisere vil her sige at sikre, at de ikke indgår i omkostningsminimeringen. Tilsvarende anvendes modeltekniske "afgifter" på den del af el-indtægten som ikke indgår i kontraktprisen.

Baseret på denne tilgang er det muligt for hver time og hvert anlæg at udregne kontraktbaserede omkostninger:

$$\begin{aligned}
 \text{Kontraktomk}(\text{anlæg}, \text{time}) = & +D\&V(\text{anlæg}, \text{time}) \\
 & +\text{Brændselsomkostning}(\text{anlæg}, \text{time}) \\
 & +\text{Afgifter}(\text{anlæg}, \text{time}) \\
 & -\text{Subsidier}(\text{anlæg}, \text{time}) \text{ (omkostinger ikke i kontrakten)} \\
 & -\text{Elsalg}(\text{anlæg}, \text{time}) \\
 & -\text{Elstøtte}(\text{anlæg}, \text{time}) \\
 & +\text{AfgifterEl}(\text{anlæg}, \text{time}) \text{ (elindkomst ikke i kontrakten)}
 \end{aligned}$$

Ved at dividere de kontraktbaserede omkostninger med produktionen af fjernvarme på timeniveau for hvert anlæg er det muligt at udlede en timebaseret kontraktpris. For at få de kontraktbaserede

omkostninger på årsniveau summeres omkostningerne for alle timer og anlæg og divideres med den samlede produktion af fjernvarme.

Bemærk, at produktionen af fjernvarme fra affaldsanlæg prioriteres og derfor ikke indgår i lastfordelingen. I stedet tildeles varmeproduktion fra affaldsforbrændingsanlæg et subsidie på 111 kr./GJ (svarende til prisloftet) for at holde disse anlæg ude af lastfordelingen. Derudover sættes produktionen af fjernvarme fra affaldsværker ens på timeniveau på tværs af de pris- og omkostningsbaserede scenarier.

4.3.1 Modtryksværker

Et modtryksværk er et kraftvarmeværk, der har en fast fordeling af el og varme. Elektriciteten bliver produceret ved at sende dampen gennem en turbine, der generer elektricitet. Modtryksværkerne i modellen kan også køre i bypass-mode, der betyder, at dampen i stedet for at sendes gennem turbinen sendes direkte til varmevekslerne.

Når værket kører i modtryk, er kontraktprisen givet ved en procentsats for de variable omkostninger og en reduktion heraf baseret på en andel af el-indtægterne.

Ved bypass-mode er kontraktprisen lavet, så varmesiden betaler for de variable omkostninger relateret til operationen i bypass-mode og en refusion af den manglende indtægt fra elproduktion afhængig af elprisen. Hvis elprisen er lavere end de variable omkostninger for produktionen, indeholder kontrakten kun de variable omkostninger for produktionen af den ekstra varme. Når elprisen er højere end de variable omkostninger, vil varmekontrakten også indeholde en merbetaling for de manglende el-indtægter.

4.3.2 Udtagsværker

Et udtagsværk er et kraftvarmeværk, der kan producere fleksibelt i forhold til mængden af el og varme, der kommer ud. Værkerne har en fast maksimumandel af varme, der kan komme ud. For udtagsværkerne i hovedstadsområdet er det ikke muligt at køre i bypass-mode.

Kontrakterne for udtagsværkerne afhænger af el- og varmeproduktionen på anlægget, hvorfor kontraktprisen er lagt på hhv. el- og varmesiden af anlægget.

Kontraktprisen på varmesiden er lagt, så varmesiden betaler en fast andel af de variable omkostninger ved varmeproduktion. Elsiden betaler den resterende andel. Ved lave elpriser, dvs. i timer hvor elprisen ikke kan dække elsidens andel af de variable omkostning, betaler varmekontrakten også disse udækkede variable omkostninger. Når elprisen er høj modelleres udtagsværker ligesom for modtryksværker.

4.3.3 Resterende varmeproducenter

De resterende varmeproducenter er alle modelleret ved en simpel kontrakt med dækning af en procentdel af de variable omkostninger for værket. De variable omkostninger vil for nogle af anlæggene være forskellige på timeniveau. Dette gælder for de elforbrugende teknologier som elkedler og varmepumper, da elprisen og eltarifferne varierer fra time til time. For varmepumperne er også COP'en (coefficient of performance) forskellig fra time til time, hvorfor der i nogle timer bruges mere el end i andre timer.

4.4 Forudsætninger i modellen

TIMES-VL indeholder en stor del forudsætninger, der er beskrevet i detaljer i Bilag A. Som udgangspunkt er der taget udgangspunkt i forudsætningerne fra analysen *Fremtidens Fjernvarme i Hovedstadsområdet i 2050 (FFH50)* [1]. Da denne analyse er nogle år gammel, er en del af forudsætningerne opdateret til at følge de seneste fremskrivninger og baggrundsdata brugt i Klimastatus og -fremskrivning 2023 [2] og Analyseforudsætninger til Energinet [3].

5 Scenarier

Modellen køres for de to hovedscenarier, omkostningsbaseret og prisbaseret, baseret på forudsætningerne givet ovenfor. For det omkostningsbaserede scenarie udregnes den resulterende fjernvarmepris baseret på antagelserne om kontrakterne, mens det prisbaserede scenarier fjernvarmepris kommer direkte fra resultaterne fra modellen.

5.1 Scenarier til følsomhedsanalyse

Udover de to hovedscenarier er der kørt otte følsomhedsanalyser, som præsenteret i Tabel 2. Der er udvalgt tre fokusområder til denne følsomhedsanalyse: kontraktantagelser, elpriser og brændselspriser.

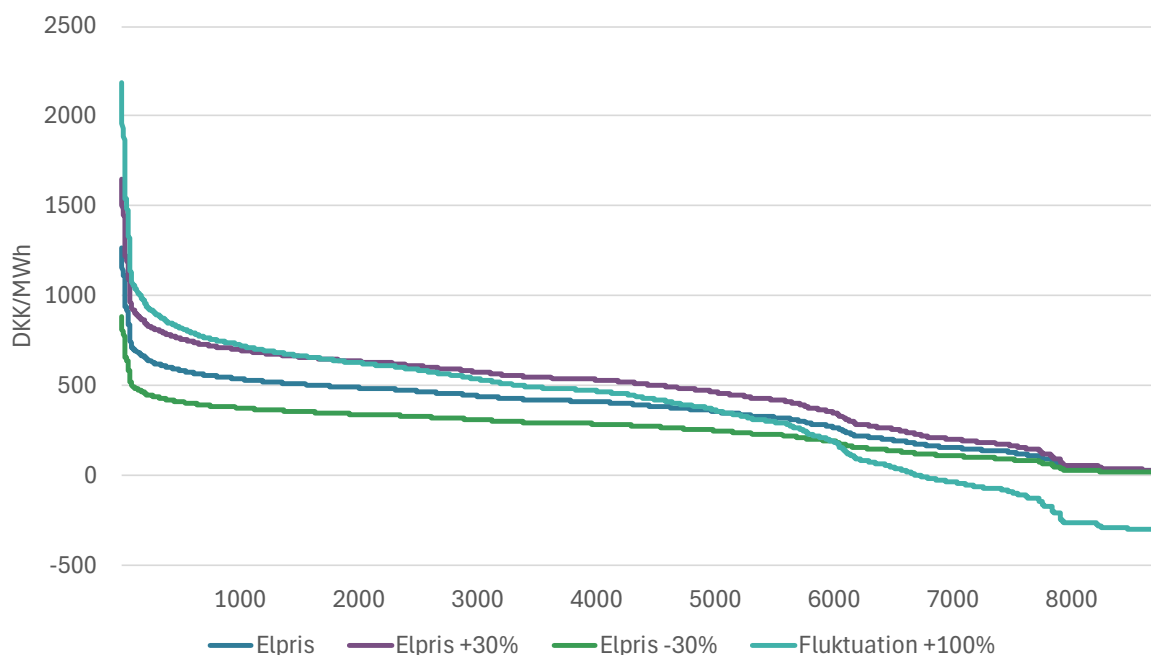
Tabel 2: Følsomhedsscenerierne i modellen

	Navn	Omkostningsbaseret	Prisbaseret
Kontrakter	Høj pris		X
	Lav pris		X
Elpriser	+30%	X	X
	-30%	X	X
	Fluktuation + 100%	X	X
Brændselspriser	+25% træflis	X	X
	+25% træpiller	X	X
	+25% træflis og træpiller	X	X

For kontraktantagelserne er der afprøvet to forskellige kontraktantagelser: en øgning af kontraktprisen til dækning af variable omkostninger og en lavere dækning af de variable omkostninger. Dette er afprøvet for specifikke kraftvarmeanlæg. Scenarierne skal afspejle usikkerhederne omkring kontrakterne i fremtiden og usikkerheden på den grove antagelse om kontraktens deling af udgifter. Disse scenarier køres kun for det prisbaserede scenarie, da kontraktprisen ikke vil have en indflydelse på produktionsmønstret i det omkostningsbaserede scenarie. Her er der i stedet udregnet en ny fjernvarmepris baseret på den opdaterede kontrakt.

I elprisfølsomhederne er der lavet scenarier med hhv. højere og lavere elpriser – begge med en ændring på 30%. Derudover er der lavet et scenarie, hvor fluktuationerne er voldsommere end i basisscenaeriet. Det er gjort ved for hver time at finde forskellen mellem timeprisen og den gennemsnitlige pris for året. Herefter er forskellen fordoblet og lagt til gennemsnitsprisen. Derved fås den samme gennemsnitspris men langt højere og langt lavere timepriser, som illustreret i Figur 4.

Figur 4: Varighedskurverne for elprisscenaerierne



I brændselsprisscenaerierne er der fokuseret på priserne på biomasse. Denne følsomhed er særlig relevant for resultaterne, da området har en stor del kraftvarmeproduktion fra biomasse. Følsomheden er lavet med tre scenarier: et med øgning af træflisprisen med 25%, et med øgning af træpilleprisen med 25% og sidst et med øgning af begge priser med 25%.

6 Resultater

Dette afsnit indeholder analysen af resultaterne for først de to hovedscenarier og derefter følsomhedsanalysen.

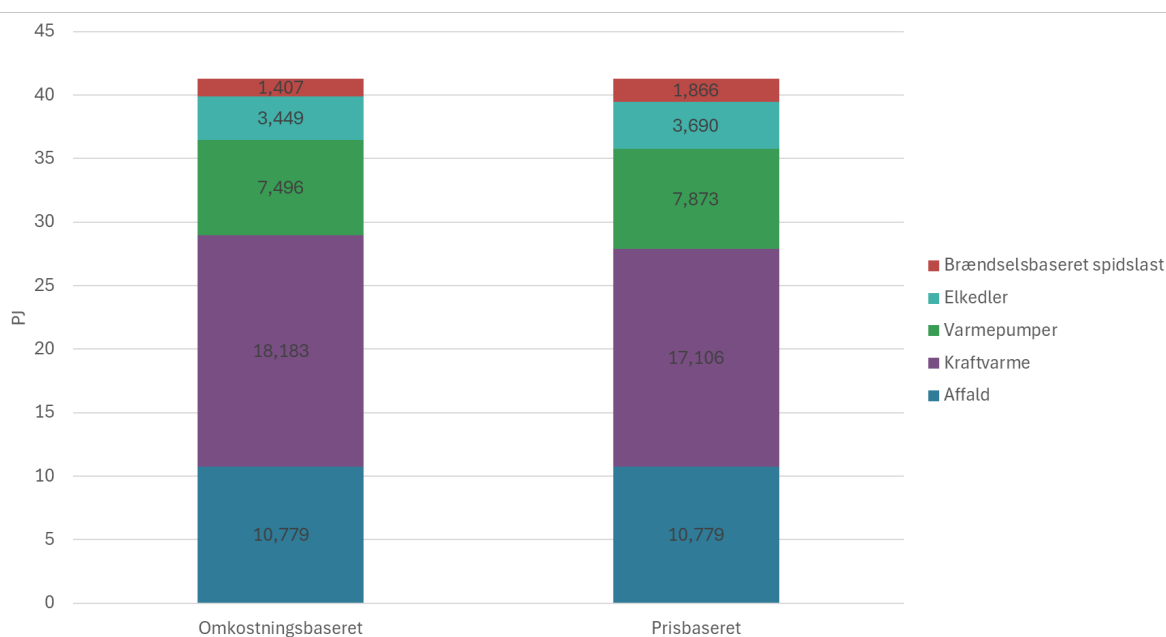
6.1 Hovedscenarierne

6.1.1 Produktionen af varme

Ved et prisbaseret lastfordelingssystem ses, jf. Figur 5, at kraftvarmeproduktionen reduceres med 1080 TJ (6 %), mens fjernvarmeproduktion fra varmepumper og elkedler øges med henholdsvis 380 TJ (5%) og 240 TJ (7%). Indenfor brændselsbaseret spidslastkedler (fossil og biomasse spidslast) ses en øget produktion på biomassebaserede spidslastkedler med ca. 460 TJ. Særligt resultatet knyttet til øget biomassebaserede spidslastkedler afspejler kontraktforudsætningerne i hovedscenarierne. Hvis kontrakterne i højere grad var omkostningsægte (dvs. tættere på de variable omkostninger i modellen) ville kraftvarmeanlæg i højere grad indgå i lastfordeling, og der ville kun i et begrænset omfang være en øget fjernvarmeproduktion fra biomassebaserede spidslastkedler, jf. afsnit 6.2.1.

Dette hovedresultat afspejler særligt, at hele værdien af elproduktionen i det omkostningsbaserede scenarie indgår i optimeringen. For den prisbaserede lastfordeling er det kun den del af el-indtægten, som bidrager til at reducere fjernvarmeprisen, som indgår i optimeringen. Ved prisbaseret lastfordeling er der derfor ikke det samme rationale i producere fjernvarme via kraftvarmeanlæg, når billigere alternativer er til rådighed, dvs. varmepumper, elkedler og biomasse spidslast er tilgængelige.

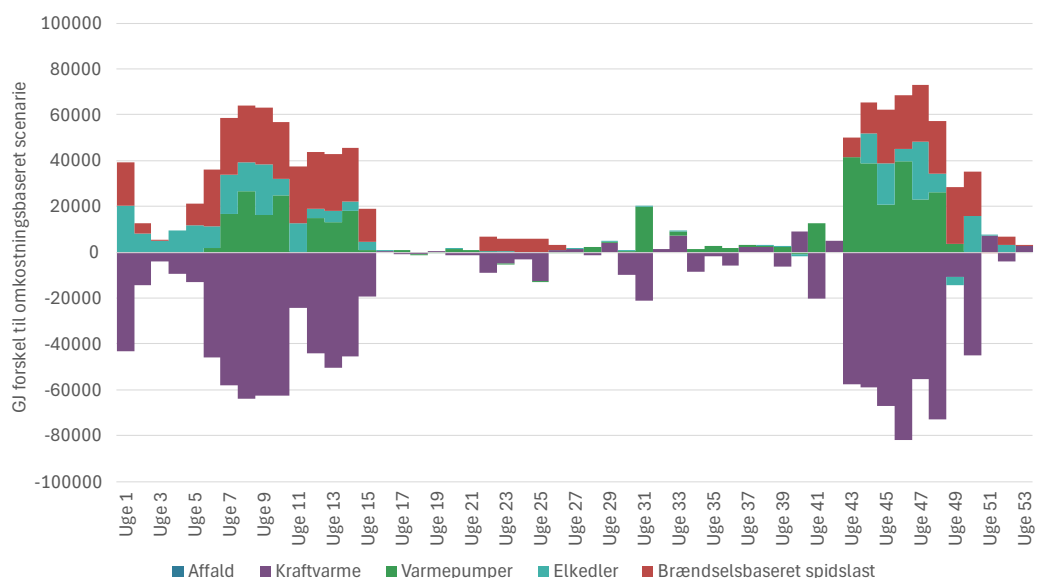
Figur 5: Fjernvarmeproduktion på årsniveau for grundscenarierne



Figur 6 illustrerer forskellen i fjernvarmeproduktionen på ugeniveau fra modellen – positive værdier repræsenterer en øget produktion i det prisbaserede scenarie. Her ses det, at

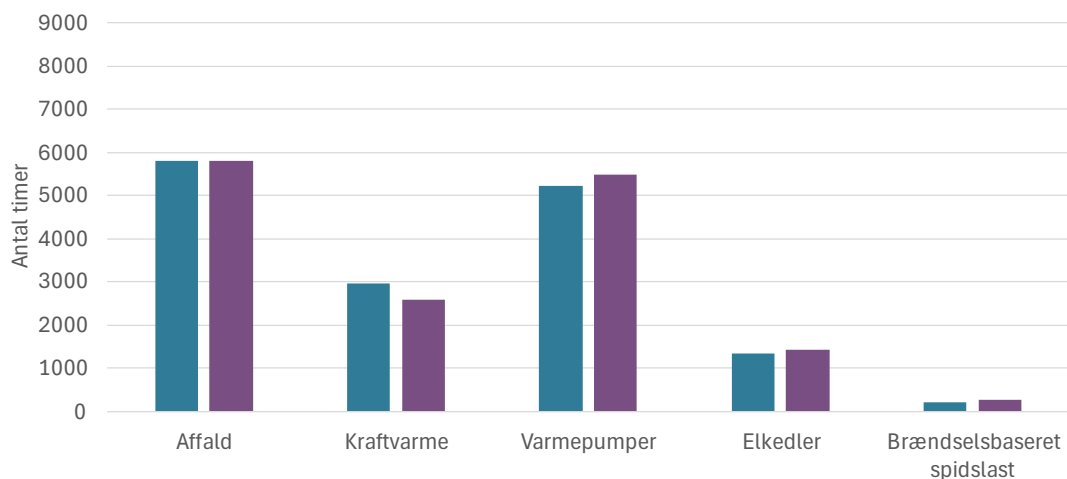
kraftvarmeproduktionen især reduceres i vintermånederne. Det ses også, at der ikke er en en-til-en erstatning med anden varmeproduktion, hvilket viser, at lagrene udnyttes på en anden måde end i det omkostningsbaserede scenarie. Det kan nævnes, at den øget produktion fra varmepumper og elkedler sker i timer med højere elpriser, hvilket medfører en højere gennemsnitlig kontraktpris for disse anlæg.

Figur 6: Forskellen i produktion på ugeniveau mellem det omkostningsbaserede og prisbaserede scenarie. Positive værdier betyder en øget produktion i det prisbaserede scenarie.



Figur 7 illustrerer gennemsnitlige antal fuldlasttimer for hver anlægstype i grundscenariene. Kraftvarme får i gennemsnit 370 færre fuldlasttimer, hvilket dog afspejler stor variation i effekten på de enkelte anlæg. En anden grund til variationerne er kontraktantagelserne. Varmepumper får i gennemsnit 265 flere fuldlasttimer, mens antallet af fuldlasttimer for elkedler i gennemsnit øges med 93 timer. Brændselsbaserede spidslast øges i gennemsnit med 63 timer, hvilket dog afspejler at det er for biomassekedler, hvor der ses en øget fjernvarmeproduktion.

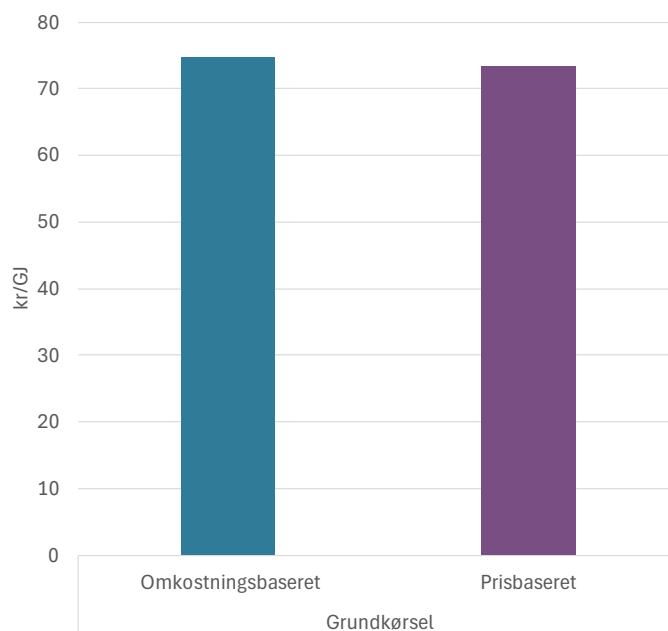
Figur 7: Fuldlasttimerne for hver type teknologi i grundscenariene. Den blå søjle repræsenterer det omkostningsbaserede scenarie, mens den lilla er det prisbaserede scenarie.



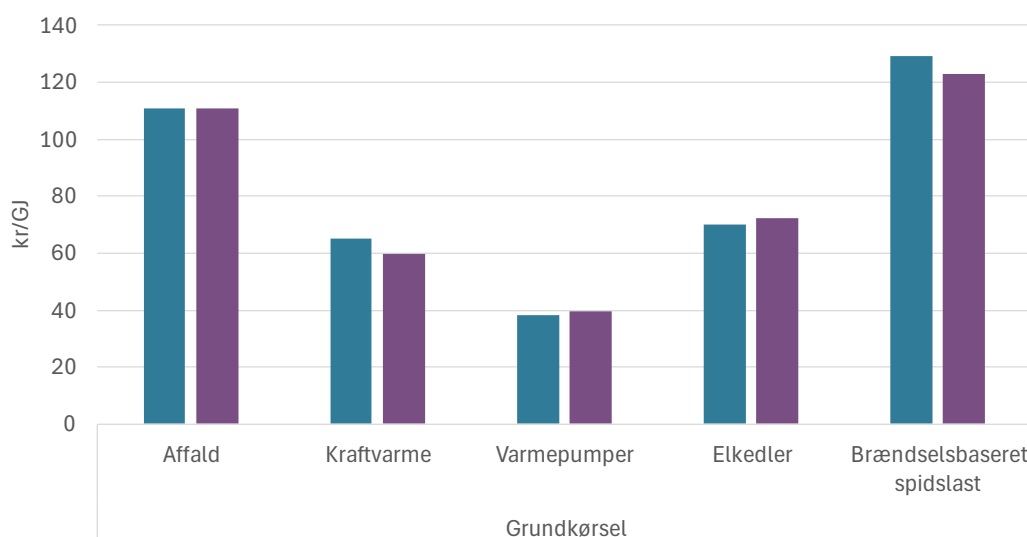
6.1.2 Betydning for fjernvarmeomkostningen

Den samlede forskel i fjernvarmeomkostningen i grundscenarierne er 61,4 mio. kr., hvis man sammenligner det omkostnings- og det prisbaserede scenarie baseret på de samme kontraktantagelser. Det svarer til et fald i kontraktprisen på varme på 1,50 kr./GJ (5,3 kr./MWh), se Figur 8.

Figur 8: Den resulterende fjernvarmepris i grundscenarierne



Figur 9: Fjernvarmeprisen i grundscenarierne fordelt på type teknologi. De blå søjler repræsenterer de omkostningsbaserede scenarier, og de lille søjler er de prisbaserede scenarier.



Figur 9 illustrerer, hvad der sker med den gennemsnitlige fjernvarmepris fra de fem forskellige anlægskategorier ved overgang fra det omkostningsbaserede til det prisbaserede scenarie. Den gennemsnitlige pris for kraftvarme er 5,3 kr./GJ lavere i det prisbaserede scenarie, hvilket afspejler mindre produktion af fjernvarme på relativt dyre kontrakter. Den gennemsnitlige pris på fjernvarme fra varmpumper øges med 1,6 kr./GJ. Dette afspejler, at den øgede fjernvarmeproduktion

fra varmepumper i modellen sker ved højere elpriser, hvilket sætter sig i den gennemsnitlige fjernvarmepris fra varmepumper. En højere gennemsnitlig elpris ved øget fjernvarmeproduktion fra elkedler er også forklaring på, at prisen på fjernvarme fra elkedler stiger med 2,1 kr./GJ i det prisbaserede scenarie. Endeligt, så afspejler den lavere fjernvarmepris fra brændselsbaseret spidslast i det prisbaserede scenarie en øget produktion fra biomassekedler. Biomassekedlerne er i modellen væsentlig billigere end andre gas og oliebaserede spidslastkedler, og som tidligere omtalt viser disse kedler sig billigere end kraftvarme.

6.2 Følsomhedsanalyse

I de følgende afsnit er de enkelte følsomheder analyseret. Nogle af resultatfigurerne er taget med her, mens flere resultater kan findes i Appendiks B.

6.2.1 Kontrakter

Udformningen af kontrakter har den største direkte effekt på gevinsten ved prisbaseret lastfordeling sammenlignet med omkostningsbaseret lastfordeling. Såfremt kontrakterne er omkostningsægte (dvs. fuldt ud afspejler variable nettoomkostninger forbundet med fjernvarmeproduktion) så vil prisbaseret og omkostningsbaseret lastfordeling give samme resultat i modellen.

Der er gennemført to typer følsomhed knyttet til kontrakter.

Den første kontraktfølsomhed afspejler en situation, hvor kontrakterne for kraftvarmeanlæg er mere omkostningsægte. I dette scenarie reduceres gevinsten ved prisbaseret lastfordeling fra 64,1 til 12,1 mio. kr. årlig. Ved omkostningsægte kontrakter ses en væsentlig mindre nedgang i varmeproduktionen på kraftvarmeanlæg ved prisbaseret varmelast på 300 TJ (versus 1080 TJ i hovedscenariet). Tilsvarende begrænses skiftet til varmepumper og elkedler i denne følsomhed til 300 TJ (versus 620 TJ i hovedscenariet). Endeligt er skiftet til biomassespidslastkedler meget begrænset i denne følsomhed.

Den anden kontraktfølsomhed afspejler, at kontraktforudsætningerne i analysen er en forsimpning. En forsimpning i den forstand, at varmekontrakter også kan bestå af et bundfradrag, som dækker over faste omkostninger, der også betales via varmekontrakten. I analysen er det forudsat at disse faste omkostninger er dækket og derfor ikke indgår i den marginale kontraktpris. Men i tilfælde, hvor et værk ikke opnår nok fuldlasttimer, kan denne forudsætning være forkert og i sådanne tilfælde bør den marginale kontraktpris være højere for at afspejle, at faste omkostninger også skal dækkes. På denne baggrund forudsættes en højere marginal kontraktpris for enkelte kraftvarmeanlæg. Denne følsomhed resulterer i en reduktion i varme produceret på kraftvarmeanlæg på 1700 TJ (versus 1080 TJ i hovedscenariet). Tilsvarende øges produktionen af fjernvarme på varmepumper og elkedler med 1240 TJ (versus 620 TJ i hovedscenariet). I modellen giver denne følsomhed også anledning til forskydninger af fjernvarmeproduktionen på tværs af kraftvarmeanlæg. Gevinsten ved prisbaseret lastfordeling øges i denne følsomhed til 68,6 mio. kr. årligt (versus 64,1 mio. kr. i hovedscenariet).

Det nedre skøn for gevinsten ved at gå fra omkostningsbaseret til prisbaseret lastfordeling på 12,1 mio. kr. afspejler en følsomhed, hvor kontrakterne i højere grad er omkostningsægte. Det nedre skøn forudsætter dermed, at det vil være muligt at forhandle de samme omkostningsægte kontrakter ved omkostningsbaseret og prisbaseret lastfordeling. Prisbaseret lastfordeling

vurderes dog at være et vigtigt redskab til at kunne sikre både øget konkurrence og omkostningsægte kontrakter på varmemarkedet.

Følsomhedsanalysen for kontrakter giver udfaldsrum for gevinsten ved prisbaseret lastfordeling på mellem 12,1 og 145,5 mio. kr. årligt. Det er her en vigtige pointe, at prisbaseret lastfordeling skaber mere transparens omkring lastfordeling og dermed bidrager til at øge konkurrencen på varmemarkedet med billigere varmepriser til følge. Det sker, fordi både producent og køber vil have interesse i omkostningsægthed under prisbaseret lastfordeling. Under omkostningsbaseret lastfordeling giver lastfordelingsmetoden i sig selv ikke noget incitament hos producenten til at have omkostningsægte kontrakter.

6.2.2 Elpriser

Denne følsomhed ser på, hvor robuste resultaterne er overfor ændringer i de forudsatte elpriser. Der er gennemført tre typer følsomheder for elpriser: i) 30 % lavere elpriser, ii) 30 % højere elpriser og iii) elpriser med 100% større varians men med samme gennemsnitlige elpris som i grundforløbet.⁶

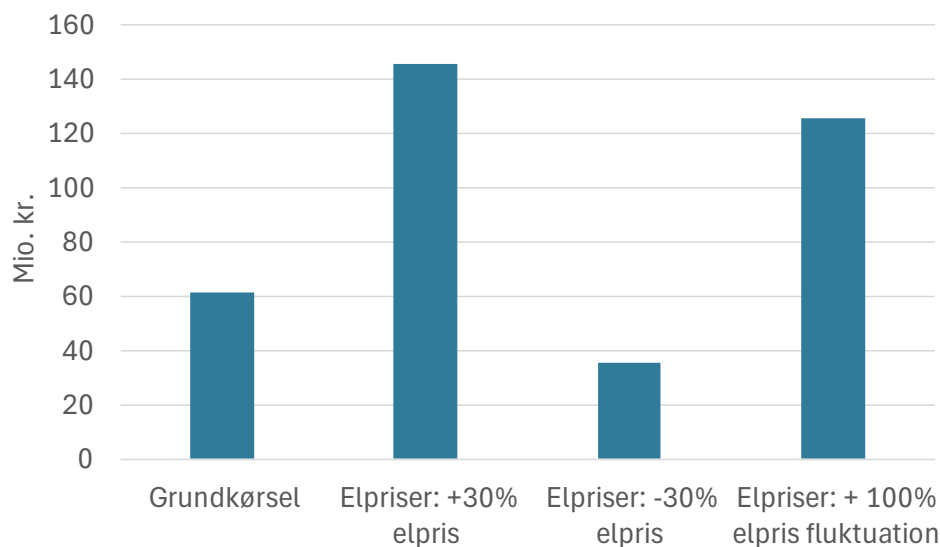
Hovedresultatet er, at de prisbaseret scenarier er mere robuste end de omkostningsbaserede scenarier. Det vil sige, at i alle scenarier giver det prisbaserede scenarie en lavere fjernvarmepris end det omkostningsbaserede scenarie, se Figur 10.

Elpriser: 30 % lavere elpris

Følsomheden med den 30 % lavere elpris giver den mindste gevinst ved overgang fra omkostningsbaseret til prisbaseret lastfordeling, 35,7 mio. kr. versus 61,4 mio. kr. i grundforløbet. Det afspejler, at de to scenarier ved lavere elpriser er mere sammenlignelige ift. hvor meget fjernvarme, der leveres af varmepumper. Der er stadig forskel på fjernvarmeproduktionen på kraftvarmewærker mellem den omkostningsbaserede og prisbaserede lastfordeling. Denne forskel afspejler produktionen af fjernvarme på biomassespidslastskedler i den prisbaserede lastfordeling.

⁶ Det noteres her, at elpriserne for 2030 har en lavere gennemsnitspris sammenlignet med 2023 og mindre ekstreme priser.

Figur 10: Forskel i fjernvarmeomkostningen mellem det prisbaserede og det omkostningsbaserede scenarie ved elprisvariationer



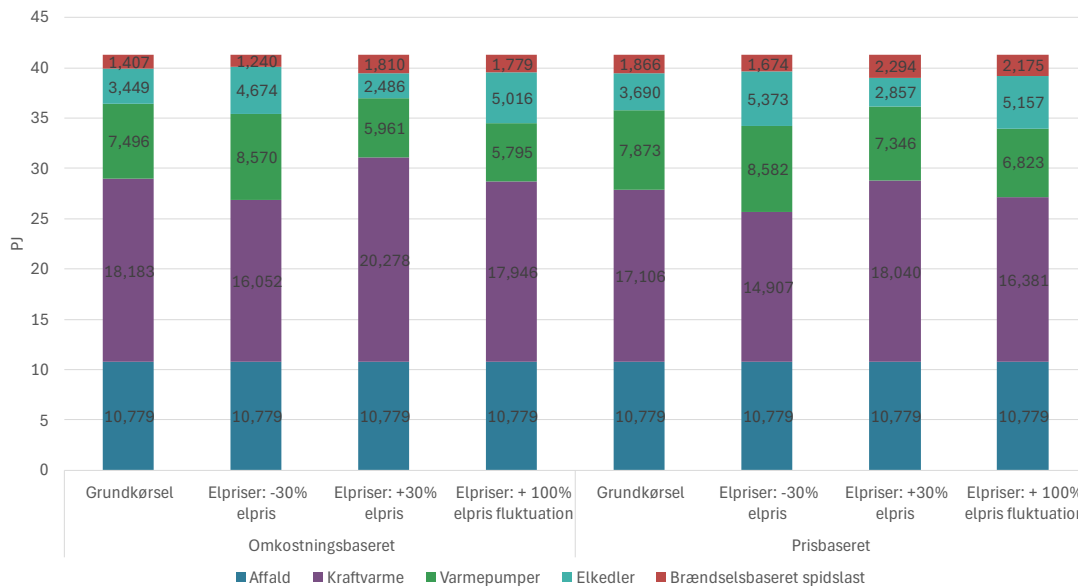
Elpriser: 30 % højere elpris

Følsomheden med den 30 % højere elpris giver umiddelbart den største forskel mellem den omkostningsbaserede og det prisbaserede lastfordeling på 145,5 mio. kr. Dette resultat afspejler, at drift af kraftvarmeanlæg ved omkostningsbaseret lastfordeling vil blive prioriteret pga. høje elpriser. For en række kraftvarmeanlæg gør kontraktantagelserne, at varmesiden ikke får del i el-indtægten samtidig med, at varmesiden forsat skal afholde samme del af de variable omkostninger. I det prisbaserede scenarie betyder optimeringen baseret på kontraktantagelser, at modellen i højere grad fravælger kraftvarme, mens der produceres mere varme fra elkedler og brændselsbaseret spidslast, se Figur 11.

Elpriser: 100 % højere elprisvolatilitet men med fastholdt gennemsnitlig elpris

Følsomheden med en højere elprisvolatilitet er lavet for at afspejle mulige ekstreme prisfluktuationer forbundet med fortsat udbygning og perioder med henholdsvis meget/lidt sol og vind, hvilket kan give anledning til længere perioder med enten meget høje eller lave elpriser.

Figur 11: Fjernvarmeproduktionen på årsniveau for elprisfølsomhederne



De anvendte forudsætninger giver negative elpriser i ca. 2000 timer. Dette tilgodeser i særlig grad produktion af fjernvarme fra elkedler, som i dette scenarie ligger mellem 40-45 % over niveauet i grundkørslerne (svarende til en produktion på 5020-5160 TJ). Hvilket svarer til en stigning i antallet af fuldlasttimer for elkedler fra ca. 1400 til 1950.

For varmepumper giver flere timer med høje elpriser anledning til færre fuldlasttimer og mindre fjernvarmeproduktion både ved omkostningsbaseret og prisbaseret lastfordeling. Ved den omkostningsbaserede lastfordeling reduceres antallet af fuldlasttimer fra 5230 til 4040, mens fuldlasttimerne ved prisbaseret lastfordeling reduceres fra 5489 til 4760.

Samlet set øges forskellen mellem den prisbaseret og omkostningsbaserede lastfordeling ved højere elprisvolatilitet fra 61,4 til 125,6 mio. kr. Dette afspejler, at i det omkostningsbaserede lastfordeling er der økonomi i at producere el fra kraftvarmeanlæg i timer med høje elpriser. Det er dog kun en begrænset del af værdien af denne elproduktion, som tilfalder varmesiden via kontrakterne, men varmesiden skal dog stadig betale samme andel af de variable omkostninger. Dette står i modsætning til den prisbaserede lastfordeling, hvor varmesiden kun køber fjernvarme fra kraftvarmeverker når den er konkurrencedygtigt ift. alternativer som elkedler, varmepumper og spidslast. Dette forklarer også, hvorfor produktionen af fjernvarme fra kraftvarmeanlæg reduceres med 4 % ved prisbaseret lastfordeling mod 1 % ved omkostningsbaseret lastfordeling.

Endeligt skal nævnes, at ved højere elprisvolatilitet øges den værdi som varmelagre skaber med mindst 28 mio. kr. sammenlignet med hovedscenariet. Denne værdi er målt ved at tage systemværdien af fjernvarme i modellen i de timer, hvor varmelagre aflades og trække systemværdien af fjernvarme fra for de perioder, hvor varmelagrene oplades. Gevinsten findes både ved omkostnings- og prisbaserede lastfordelingsmetoder.

6.2.3 Brændselspriser

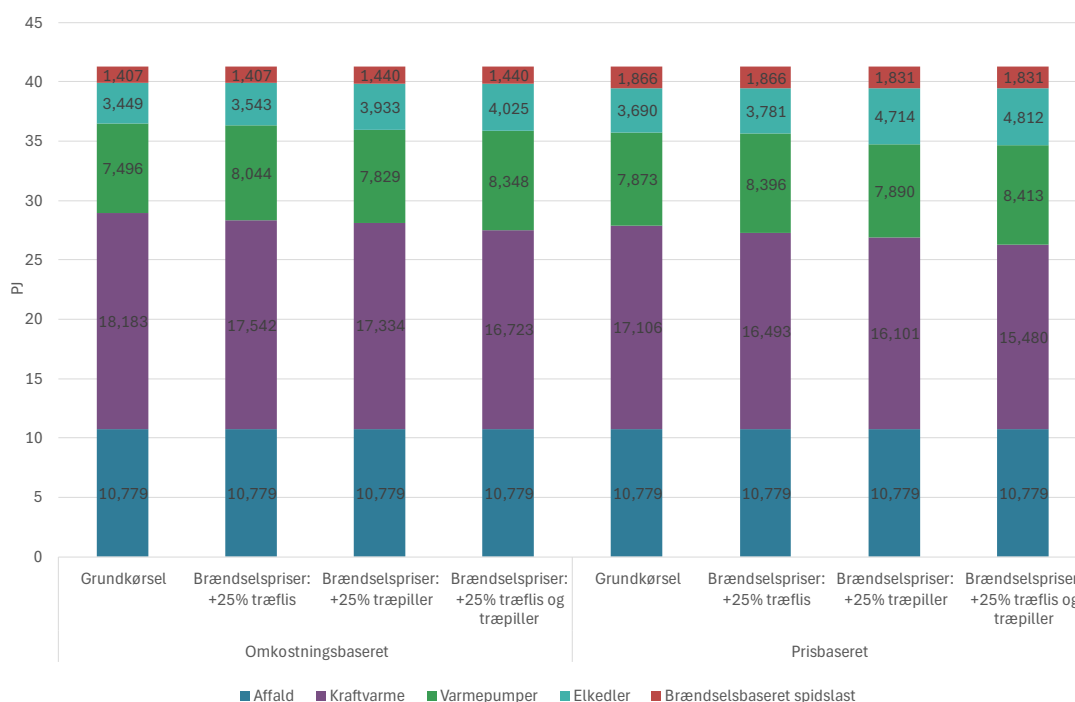
Denne følsomhed ser på, hvor robuste resultaterne er ved højere priser på biomasse isoleret set. Følsomheden er relevant givet, hvor stor betydning træflis og træpiller har for produktionen af fjernvarme fra kraftvarmeanlæg. Følsomheden er delt op i tre typer prisstigninger, i) prisstigning

for træflis, ii) prisstigning på træpiller og iii) prisstigning på både træflis og træpiller. Samspillet eller kombinationen er relevant, fordi det gør det muligt at isolere, hvad ændringer i det relative prisforhold mellem træflis og træpiller betyder for konkurrencen mellem kraftvarmeverker og kedler baseret på henholdsvis træflis og træpiller. Prisstigningen på både træflis og træpiller gør det muligt at forstå, hvad højere priser på biomasse generelt betyder for konkurrencen mellem kraftværker, varmepumper og elkedler. Bemærk, at der i følsomheden ses bort fra en eventuel sammenhæng mellem prisen på biomasse og elprisen.

Brændselspriser: 25% højere pris på træflis

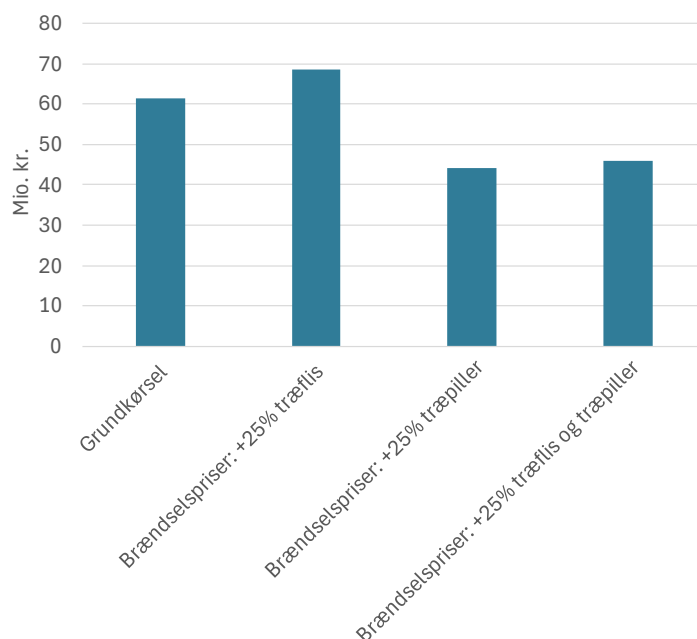
I denne følsomhed øges omkostningerne til fjernvarmeproduktion baseret på træflis. Samlet set medfører dette en reduktion i fjernvarmeproduktion fra kraftvarmeverker på 4 % sammenlignet med grundscenariet i både det omkostningsbaserede og prisbaserede scenarie. Den samlede effekt består af to modsatrettede effekter: en reduktion på træflisfyrede anlæg (på 771 TJ ved prisbaseret lastfordeling) og en øget varmeproduktion fra halm og træpilleanlæg (på 130 TJ ved prisbaseret lastfordeling). I Figur 12 ses det, at det i denne følsomhed er varmepumper og elkedler, som erstatter kraftvarme.

Figur 12: Fjernvarmeproduktionen på årsniveau for brændselsprisfølsomhederne



Gevinsten ved overgang fra omkostningsbaseret lastfordeling til prisbaseret lastfordeling øges fra 61,4 til 68,5 mio. kr. når prisen på træflis er 25 % højere, se Figur 13. Dette resultat afspejler, at omkostningerne til fjernvarmeproduktion stiger mere ved omkostningsbaseret lastfordeling sammenlignet med prisbaseret lastfordeling. Det skyldes dels, at der produceres mere fjernvarme på træflisfyrede anlæg i det omkostningsbaserede scenarie. Men det skyldes også, at højere priser på træflis særligt reducerer fjernvarmeproduktionen fra flisfyrede kraftvarmeanlæg i forårs- og efterårsmånederne (marts, april, maj, september, oktober og november), som er måneder, hvor der i modellen er ledig og relativ billig varmepumpekapacitet. Det er dermed muligt i modellen at substituere fjernvarme baseret på flisfyret kraftvarme med relativt billig fjernvarme fra varmepumper

Figur 13: Forskellen i fjernvarmeomkostningen mellem det prisbaserede og det omkostningsbaserede scenarie ved brændselsprisfølsomhederne



Brændselspriser: 25% højere pris på træpiller

En 25% højere pris på træpiller reducerer fjernvarmeproduktion fra kraftvarme med 5% ved omkostningsbaseret lastfordeling og 6% ved prisbaseret lastfordeling. Effekten er lidt større end ved en prisstigning på træflis. Det afspejler, at mere kraftvarmekapacitet er baseret på træpiller sammenlignet med træflis. Også her gør to modsatrettede effekter sig gældende: et fald i fjernvarmeproduktionen fra træpillefyrede anlæg (1120 TJ ved prisbaserede lastfordeling) og øget produktion fra træflis og halmfyrede anlæg (130 TJ ved prisbaserede lastfordeling). I denne følsomhed er det især elkedler, der overtager varmeproduktionen.

Gevinsten ved en prisbaseret lastfordeling reduceres i denne følsomhed fra 61,4 mio. kr. til 44 mio. kr., som illustreret i Figur 13. Dette resultat afspejler, at fjernvarme baseret på træpiller i højere grad produceres i vinterhalvåret (november, december, januar, februar og marts). Dvs. på et tidspunkt, hvor der i modellen kun i begrænset omfang er ledig varmepumpekapacitet. Det er derfor kun et begrænset potentiale i modellen ift. at erstatte fjernvarme produceret på træpillefyrede kraftvarmeanlæg med fjernvarme fra varmepumper. I stedet ses et skift til fjernvarme produceret på elkedler, hvilket bidrager til at reducere gevinsten ved overgang fra omkostningsbaseret til prisbaseret lastfordeling.

En mulig konklusion er således, at varmepumpekapaciteten kan udgøre en flaskehals ift. At sikre lave fjernvarmepriser i denne følsomhed. En endelig konklusion kræver dog en mere detaljeret analyse, der også bør tage behovet for investeringsomkostninger i betragtning.

Brændselspriser: 25% højere pris på træflis og træpiller

Kombinationen af en højere pris på træflis og træpiller giver den største reduktion i fjernvarmeproduktionen på kraftvarmeanlæg relativt til grundkørslen, 8% (1460 TJ) ved omkostningsbaserede lastfordeling og 10% (1630 TJ) ved prisbaseret lastfordeling, jf. Figur 12.

Fjernvarmeproduktionen erstattes af varmepumper og elkedler. Både ved omkostningsbaseret og prisbaseret lastfordeling nås cirka samme niveau af fjernvarmeproduktion fra varmepumper (8350 TJ ved omkostningsbaseret varmelast og 8410 TJ ved prisbaseret varmelast). Mens der produceres væsentlig mere fjernvarme på elkedler ved prisbaseret varmelast (4810 TJ) end ved omkostningsbaseret varmelast (4020 TJ). Det vurderes, at hvis der i modellen fandtes mere varmepumpekapacitet, så ville modellen vælge at gøre brug fremfor elkedler ved prisbaseret lastfordeling.

Gevinsten ved det prisbaserede scenarie reduceres i denne følsomhed fra 61,4 mio. kr. til 46 mio. kr.

7 Usikkerhed i beregningerne

I enhver større model gælder der, at resultaterne er meget følsomme overfor de antagelser, som lægges til grund for beregningerne. I denne analyse har vi forholdt os til usikkerhederne omkring nogle af kontrakterne, elpriser og brændselspriser, men der er også flere detaljer, der giver resultaterne en vis usikkerhed.

I særdeleshed for denne analyse er det altafgørende, hvordan kontrakterne er repræsenteret i modellen. For at give et mere klart bud på effekten af et prisbaseret scenarie, ville det have været ideelt at have testet modellen med en præcis gengivelse af kontrakterne, hvilket dog ikke har været muligt grundet fortrolighed. Det er dog værd at understrege, at når man ser på prisen for varmeselskaberne, så vil det prisbaserede give en mindst lige så god løsning som det omkostningsbaserede scenarie, så længe kontrakterne ikke svarer til nettoomkostningerne. Det er pt. ikke tilfældet i Hovedstadsområdet, hvorfor der vil være penge at spare ved at lave en prisbaseret lastfordeling.

Fastsættelsen af kontraktantagelser baseret på 25% intervaller i analysen bidrager til usikkerheden omkring resultaterne. Det skyldes, at en kontraktantagelse på henholdsvis 50% eller 75% gør en meget stor forskel for modellens resultater. Denne usikkerhed er søgt belyst i følsomhedsanalyse om kontrakter, jf. afsnit 6.2.1.

TIMES-modellen er i denne analyse sat op, så den har perfekt forudseenhed. Det vil sige, at modellen ved, hvornår der vil være en øget efterspørgsel og vil kunne planlægge længe før, dette sker. Derudover er havarierne lagt ind med en flad profil, hvorfor systemet ikke vil have så mange timer med problemer med forsyningen, da havarier af de større anlæg aldrig vil forekomme på én gang. Dette vil selvfølgelig gøre, at systemet ikke er repræsenteret præcist som virkeligheden, men da formålet med analysen er en sammenligning mellem den omkostningsbaserede og prisbaserede lastfordeling, vurderes dette at have en mindre effekt på analysens resultat.

Der kan derudover være en del usikkerheder relateret til fremtiden for produktion fra affald og betydning af CCS-teknologien for lastfordelingen og fremtidige kontrakter. Dette er ikke analyseret i denne rapport.

8 Referencer

- [1] Varmeplan Hovedstaden, »Anvendte FFH50 forudsætninger, potentialer og prognoser,« [Online]. Available: <https://varmeplanhovedstaden.dk/publikationer/anvendte-ffh50-forudsætninger-potentialer-og-prognoser/>.
- [2] Energistyrelsen, »Klimastatus og -fremskrivning,« 2023. [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/kf23_national_energibalance_003.xlsx.
- [3] Energistyrelsen, »Analyseforudsætninger til Energinet,« 2023. [Online]. Available: <https://ens.dk/service/fremskrivninger-analyser-modeller/analyseforudsætninger-til-energinet>.
- [4] Energinet, »Energinets Eltariffer,« [Online]. Available: <https://energinet.dk/el/elmarkedet/tariffer/aktuelle-tariffer/>.
- [5] Radius, »Tariffer og netabonnement,« [Online]. Available: <https://radiuselnet.dk/elnetkunder/tariffer-og-netabonnement/>.
- [6] Energistyrelsen, »Teknologikatalog for kulstoffangst, -transport og -lagring,« [Online]. Available: <https://ens.dk/service/teknologikataloger/teknologikatalog-kulstoffangst-transport-og-lagring>.
- [7] Miljø- og Fødevareministeriet, »Have-/parkaffald til energiudnyttelse ved forbrænding,« 2019. [Online]. Available: <https://www2.mst.dk/Udgiv/publikationer/2019/06/978-87-7038-084-3.pdf>.

Bilag A Forudsætninger og antagelser

I de følgende afsnit følger forudsætninger og antagelser brugt i analysen. Modellen er som udgangspunkt bygget på forudsætningerne fra FFH50 [1] men er blevet opdateret med de seneste fremskrivninger hvor relevant.

A.1 Økonomiske forudsætninger

Inflationskorrektionen er holdt til de samme værdier som i FFH50, der bygger på BVT-deflatoren fra Energistyrelsens Samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger 2019. Baseret på BVT-deflatoren er priseniveauet i 2030 1,182 gange højere sammenlignet med priseniveauet i 2020.

Som i FFH50 anvendes en Eurokurs på 7.45 kr./EUR. Alle økonomiske forudsætninger er angivet i faste kr2023-priser.

A.2 Brændselspriser

Brændselspriserne er opdateret i forhold til FFH50 til den nyeste version af Energistyrelsens Analyseforudsætninger til Energinet (AF23) [3], se Tabel 3. Da fjernvarmeområdet ikke har alle brændsler repræsenteret, og modellen ikke inkluderer investeringsoptimering, vises her kun de relevante brændsler for systemet i 2030.

De centrale værker er samtlige kraftvarmeværker, mens de decentrale værker repræsenteres af spidslastkedlerne. Som i FFH50 er ledningsgasprisen sat til naturgasprisen, da det antages, at støtten til opgraderet biogas svarer til forskellen i produktionsprisen. I AF23 er det antaget, at al ledningsgas i 2030 vil være grøn gas.

I nedenstående tabel er affaldsprisen sat til 0 kr./GJ for lokalt affald, mens prisen på importeret affald er sat til 39 kr./GJ svarende til 480 kr./ton som i KF23 [2]. Dette svarer ikke til antagelsen i FFH50. Ændringen skyldes modelleringen af affald i modellen, hvor prioritering af fjernvarme fra affaldsanlæg sker via en afregningspris på fjernvarme fra affaldsanlæg fremfor via negative affaldspriser som i FFH50, se også afsnit A.8.

Tabel 3: Brændselspriser i modellen i 2030, kr2023/GJ

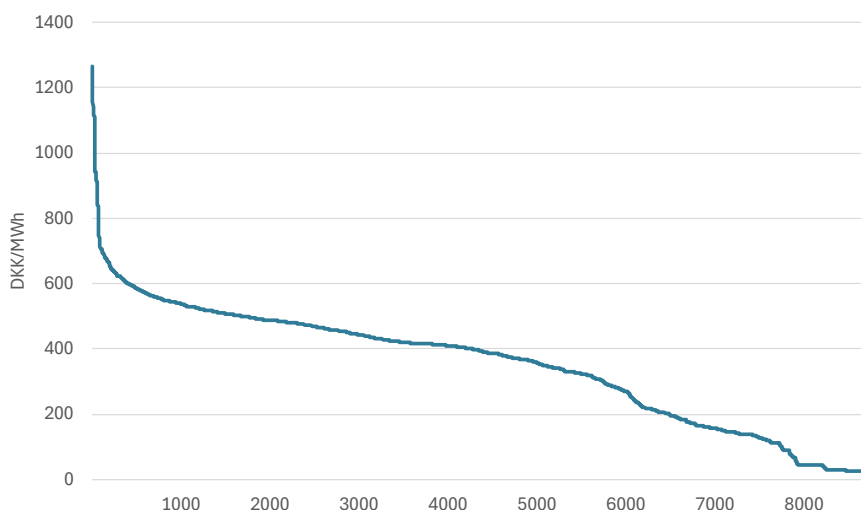
Brændsel	Pris
Træpiller – centralt værk	84
Træpiller – decentralt værk	89
Træflis – centralt værk	63
Halm – centralt værk	54

Ledningsgas – decentralt værk	86
Letolie – decentralt værk	114
Affald	0
Importeret affald	39

A.3 Elpriser

Den gennemsnitlige elpris kommer fra AF23 [3] og er for DK2 350 kr./MWh. For at lave de time-mæssige elpriser er elprisprofilen fra FFH50 benyttet men skaleret med den nye elprisfremskrivning. Varighedskurven er plottet i Figur 14.

Figur 14: Varighedskurven for elprisen i 2030



A.4 CO₂-kvotepriser

CO₂-kvoteprisen kommer fra AF23 [3] og er ifølge prognosen 818 kr./ton CO₂ 2030. For affaldsanlæggene antages kvoteprisen kun at være relevant på den fossile del af deres affald.

A.5 Afgifter, tilskud og tariffer

Afgifter

Der er en omlægning af CO₂-afgiften på vej, som vil medføre ændringer, så CO₂-afgiften fremadrettet fastsættes pba. af kvoteprisen. Kvoteprisen er svingende og kan variere. I denne analyse er CO₂-afgiften fastsat baseret på en kvotepris på 818 kr./ton CO₂ [3].

For affaldsanlæg er det forudsat, at de betaler en CO₂-afgift på 409 kr./ton CO₂ svarende til halvdelen af kvoteprisen, fordi affaldsanlæg er kvoteomfattede. Det er videre forudsat, at

energiavgiften på affald nedjusteres til 30,9 kr./GJ for at afspejle forventningerne om en generel lempelse af energiavgiften på brændsel til rumvarme knyttet til omlægning af CO₂-avgiften. I modellen består afgiften på affald af en afgift på leveret varme på 7,4 kr./GJ og en tillægsafgift på affald anvendt til varmeproduktion på 28,2 kr./GJ.

Der tages det forbehold, at tabellen nedenfor er udtryk for Energy Modelling Lab's fortolkning af de kommende ændringer til CO₂- og energiavgifter knyttet til affald.

Tabel 4: Energi- og CO₂-avgifter

Brændsel	Energiavgift kr./GJ	CO ₂ -avgift kr./ton (kvoteomfattede)	CO ₂ -avgift kr./ton (Ikke-kvoteomfattede)
Ledningsgas	30,9		818
Letolie	30,9		818
Affald (kun ikke bio-nedbrydeligt)	30,9	409	
Affaldsvarmeavgift på varme leveret	7,4		
Affald – tillægsafgift på energi anvendt til varmeproduktion	28,2		

Tilskud

Amagerværket blok 4 og Avedøre blok 1 modtager begge tilskud til elproduktion i 2030. Tilskudet, der er i løbende priser, er omregnet til 2023-priser ved at tage 150 kr₂₀₃₀/MWh og omregne til en 2023-pris ved brug af deflatoren. Der er derfor lagt et tilskud på elproduktion på 133 kr₂₀₂₃/MWh ind i modellen for de to blokke i 2030.

Eltariffer

Som udgangspunkt er transmissionstarifferne for 2023 [4] blevet brugt som forudsætninger i modellen, men da der er metodeanmeldt nye nettariffer, er de fremtidige tariffer rettet til, så en del af tariffen skal betales som en kapacitetstarif.

Distributionstarifferne er baseret på Radius' tariffer i 2023 [5]. Ligesom for transmissionstariffen er det forventet, at en del af den variable betaling omlægges til en fast kapacitetsbetaling. Distributionstariffen er forskellig afhængig af timen over året, hvilket er repræsenteret med tre forskellige niveauer af betaling for hhv. lavlast, højlast og spidslast.

Arbejdsgruppen har været med til at estimere de fremtidige tariffer for både transmission og distribution. Kapacitetstarifferne er ikke medtaget i modellen, da der ikke er inkluderet investeringsoptimering. Tarifferne er lagt ind for de fire mulige tilslutningsniveauer A-0, A-høj, A-lav, og B-høj, og kan ses i Tabel 5.

Tabel 5: Forudsætninger for eltariffer

Tarif		Transmissionstarif		Distributionstarif		
		A-0	A-høj/A-lav/B-høj	A-høj	A-lav	B-høj
Systemtarif		40,5	40,5			
Nettarif	Lavlast			12,23	18,75	31,8
	Højlast	18	18	24,23	56,33	95,33
	Spidslast			48,75	112,65	190,73
Kapacitetstarif (1000 kr./MW/år)		125	125	2,68	11,81	60,87
- ved begrænset netadgang		41,7				

A.6 Affaldsforbrænding

Den lokale affaldsmængde og biomasseaffaldet til rådighed er holdt på samme niveau som i FFH50 [1] og er vist for 2030 i Tabel 6.

Tabel 6: Lokale affaldsmængder til rådighed i 2030, kton/år

Forbrændingsanlæg	Lokal affald	Biomasseaffald
ARC	294	5
ARGO	208	12,5
VF	430	27,5

For at kunne lægge CO₂-afgifterne korrekt på affaldsforbrændingsanlæggene, er det nødvendigt at have mængden af ikke-bionedbrydeligt affald opgivet. Denne er udregnet på baggrund af forholdet mellem bionedbrydeligt og ikke bionedbrydeligt i konverteringssektoren fra Klimafremskrivningen 2023 (KF2023) [2], se Tabel 7.

Tabel 7: Antagelse om fordelingen mellem fossilt og biogent affald baseret på KF23

Type	Mængde, TJ	Procentdel
Ikke-bionedbrydeligt affald	10319	37%
Bionedbrydeligt affald	17661	63%

A.7 Værksdata for varmeproduktionsanlæg

Modellen indeholder både eksisterende og forventede nye kapaciteter i 2030 – de eksisterende kapaciteter tager udgangspunkt i FFH50 forudsætningerne [1] men er blevet opdateret til denne analyse. I de følgende afsnit er hovedantagelserne for hvert værk præsenteret. Det er værd at bemærke, at der med de forventede nye kapaciteter er en overkapacitet i systemet i 2030 ift. fjernvarmeefterspørgselen. Denne overkapacitet tillader en grad af fleksibilitet, når det gælder fjernvarmeproduktion. Den nye kapacitet kommer fra varmepumper og elkedler.

Kraftvarmeanlæg

I Tabel 8 ses hovedantagelserne for kraftvarmeanlæggene i modellen. For AVV2 halm er forskellen for produktionen i dag, at kedlen i 2030 vil benytte sin egen turbine, og der vil endvidere være CCS på anlægget. Det er antaget, at der vil være ca. 0,833 MWh varme/t CO₂ fanget på anlægget baseret på Energistyrelsens teknologikatalog for kulstoffangst, -transport og -lagring [6]. Denne varme vil kunne omdannes til fjernvarme via en varmepumpe, hvis antagelser kan ses nederst i Tabel 11. Mens der for affaldsanlæg er brugt den historiske produktion for 2023 som begrænsning på produktionen på månedsniveau, så er der lagt en flad havariprocent ind for kraftvarmeanlæggene på 10%. Derudover er der lagt revisionsprofil ind for hvert anlæg, der angiver, hvornår anlæggene ikke er til rådighed.

Tabel 8: Hovedantagelserne for kraftvarmeanlæggene i modellen

Navn	Indfyret effekt MJ/s	Varmekapacitet MJ/s	Elmodtryk MW	Elkon-dens MW	Brændsel	Var. D&V
AMV1	338	250	68		Træpiller	1,12
AMV4	487	400	150		Træflis	3,35
AVV1	652	370	217	260	Træpiller	1,12
AVV2 hoved-kedel	804	450	274	345	Træpiller	1,12
AVV2 halmkedel med CCS	107	59	30		Halm	3,35

KKV8	57	51	8.5		Træflis	3,01
ARGO5	73	63.5	15		Affald og Affalds- biomasse	13,24
ARGO6	92	73	19		Affald og Affalds- biomasse	13,24
VF5	97	82	15		Affald og Affalds- biomasse	13,24
VF6	129	110	19		Affald og Affalds- biomasse	13,24
ARC 1. linje i drift	98	80	18		Affald og Affalds- biomasse	13,24
ARC 2. linje i drift	139	110	29		Affald og Affalds- biomasse	13,24

Brændselsbaseret spidslast

I hovedstadsområdet er der en del brændselsbaserede spidslastkedler. Nogle er begrænset af en samlet effekt med en spidslastkedel med en anden type input, f.eks. olie og naturgas. I Tabel 9 ses antagelserne for disse kedler. For områder med mere end en type input og hvor den variable drift- og vedligeholdelsesomkostning er forskellig for hvert input angiver tallet i parentes i Var. D&V kolonnen de variable drift- og vedligeholdelsesomkostning for den sidst angivne kapacitet (dvs. for Ishøj angiver de 5,0 omkostningerne til træpillekedlen).

Tabel 9: Antagelserne for fossil spidslast

Navn	Olie Effekt MW	N-gas Effekt MW	Bio Effekt MW	Samlet Effekt MW	Place-ring	Effektivitet	Var. D&V kr./GJ
Køge Sygehus	4	16		16	VKOG	0,9	2,8
Ellemarken		5,4		5,4	VKOG	0,9	2,8
Solrød	24		8	24	VISO	0,9	2,8 (5,0)
Greve Strandby	16,8	16,8		16,8	VISO	0,9	2,8
Ishøj		2,5	33	35,5	VISO	0,9	2,8 (5,0)
Hundige	33,7			33,7	VISO	0,9	2,8
Mølleholmen	15,5			15,5	VHTA	0,9	2,8
Albertslund	113,9	65,2		132,5	VALB	0,9	2,8
Svogerslev	13,1	22,4		22,4	VROV	0,9	2,8
Hovedcentralen	75,8	40,6		92,9	VROV	0,9	2,8
Lillevang (CKA)	40			40	VROO	0,9	2,8
Ibsgården	8,5			8,5	VROV	0,9	2,8
Risø		12		12	VROV	0,9	2,8
RUC	9,6			9,6	VROV	0,9	2,8
Hørskæppen (Helgeshøj)		15		15	VHTA	0,9	2,8
Malervej	30	30		30	VHTA	0,9	2,8
Brøndby Strand	46,6	32,6		32,6	VTRA	0,9	2,8
Brøndbyvester	31,6			31,6	VTRA	0,9	2,8
Avedøre Stationsby	21	21		21	VAVE	0,9	2,8
Brøndbyøster	29	29		29	VBRO	0,9	2,8

Brokær	14			14	VBRO	0,9	2,8
NYC1	11,5	11,5		11	NYC	0,9	2,8
NYC2	11,5			11	NYC	0,9	2,8
PHC1	13,6	13,6		13,6	PHC	0,9	2,8
PHC2	13,6	13,6		13,6	PHC	0,9	2,8
FVC2-3	45			45	FVC	0,9	2,8
FVC2-4	45			45	FVC	0,9	2,8
HGC1	18			18	HGC	0,9	2,8
HGC2	18			18	HGC	0,9	2,8
HGC3	18			18	HGC	0,9	2,8
GLC	18	20		20	GLC	0,98	2,6
UVC1	18			18	UVC	0,9	2,8
UVC2	18			18	UVC	0,9	2,8
KLC2-1	20			20	KLC2	0,9	2,8
KLC2-2	20			20	KLC2	0,9	2,8
KLC2-3	20			20	KLC2	0,9	2,8
GRC-1		17		17	GRC	0,98	2,6
GRC-2		17		17	GRC	0,98	2,6
OVC	70			70	OVC	0,9	2,8
SVC	78			97,5	SVC	0,9	2,8
SVC		19,5		97,5	SVC	0,9	2,8
LVC		99		99	LVC	0,98	2,6
SMV		270		270	SMV	0,9	2,8
Spidslastkedel-1		20		20	VF	0,9	2,8
Spidslastkedel-2		20		20	VF	0,9	2,8
Spidslastkedel-3		20		20	VF	0,9	2,8
Værløse Varmeværk		15		15	VFVA	0,9	2,8
Søndersøskolen		5,6		5,6	VFVA	0,9	2,8
Værebros		2,5		2,5	VFVA	0,9	2,8
NOVO Spidslast Bagsværd		15		15	VFBA	0,9	2,8
Lyngby kv CCGT (DCG)		33		33	VFLY	0,9	2,8
DTU gaskedler		33		33	VFLY	0,9	2,8
Hedegården kedel-1		20		20	VFBL	0,9	2,8
Hedegården kedel-2		20		20	VFBL	0,9	2,8
Måløv spidslast		28		28	VFBL	0,9	2,8

Elkedler

Udover den brændselsbaserede spidslast er der i modellen også inkluderet elkedler. I Tabel 10 ses antagelserne for elkedlerne inkl. tilslutningsniveauet, der er relevant for eltarifferne.

Tabel 10: Antagelser for elkedlerne

Navn	Kapacitet MW	Placering	Effektivitet	Tilslutningsniveau	Var. D&V kr./GJ
------	--------------	-----------	--------------	--------------------	-----------------

Hvidovre Hospital	50	VHVI	0,99	A-høj	1,15
NYCEL	40	CVAN	0,99	A-høj	1,15
FVCEL	100	FVC	0,99	A-0	1,15
GCEL	80	NYC	0,99	A-0	1,15
Tårnby EL	30	CTAR	0,99	A-høj	1,15
HCV	200	HCV	0,99	A-0	1,15
Lyngby elkedel	40	VFLY	0,99	A-høj	1,15
Roskilde elkedel	50	VROV	0,99	A-høj	1,15
LVC elkedel	50	LVC	0,99	A-høj	1,15
SMV elkedel	80	SMV	0,99	A-0	1,15

Varmpumper og andet

I 2030 er der forventning om en øget kapacitet af varmpumper, som også ses i Tabel 11. Her er endvidere opgivet kedlen på Lynetten og varmen fra Solrød biogasanlæg. For disse anlæg kan COP'en forstås som en effektivitet på anlægget. Af nedenstående antagelser får vi en total kapacitet for varmpumper på i alt 439,45 MW.

Tabel 11: Antagelser for varmpumper m.m.

Navn	Kapacitet MW	Distributjonsnet	COP	Tilslutningsniveau	Var. D&V kr./GJ
Lynetten (Biofos - kedel)	5	CAML	0,9	-	1,14
Renseanlæg Lynetten	70	CAML	3,15	A-høj	3,86
Novozymes Overskudsvarmepumpe	4	CNVE	4	B-høj	5,00
Krematoriet Overskudsvarmepumpe	2	CNVE	1,05	B-høj	5,00
Tietgensgade (køle/varmepumpe)	4	HKOS	3,3	B-høj	5,00
Kranparken, Nordhavn (havvandsvarmepumpe)	20	HNOR	3,6	A-lav	3,86
SVAF VP	5	CAML	3,2	B-høj	5,00
CP Kelco	6	VKOG	20	B-høj	5,00
Solrød biogas	3,7	VISO	0,5	-	5,00
Kopenhagen Fur (lukker måske)	1	VALB	4,5	B-høj	6,14
Copenhagen Market Fjernkøling Syd	3,2	VHTA	3,1	B-høj	5,00
City 2 Fjernkøling Syd	1,3	VHTA	3,5	B-høj	6,14
Energicentralen Fjernkøling Syd	1,3	VHTA	6,24	B-høj	6,14
Rockwool	0,5	VHTA	3,5	B-høj	6,14
Nordea	1,5	VHTA	3,65	B-høj	6,14
Bjergmarken	8	VROV	3,15	B-høj	3,86
Frederiksberg (drikkevandsvarmepumpe)	6,25	CFRE	3,57	B-høj	5,00
Mølleholmen	1,5	VHTA	3,75	B-høj	6,14
Tårnby Spildevandsvarmepumpe	5	CTAR	3,2	B-høj	5,00
Kløvermarken (spildevandsvarmepumpe)	28	CAML	3,40	A-lav	3,86

HCV varmepumpe	30	HCV	3,30	A-0	3,86
Bådehavngade (havvandsvarmepumpe)	9	CVAL	3,30	B-høj	3,86
Tinghøj (drikkevandsvarmepumpe)	15	CGLA	2,90	A-lav	3,86
Ermelund Drikkevandsvarmepumpe	3	CGEN	2,90	B-høj	5,00
Tårnby/Dragør Luft-til-vand Varmepumper	30	CTAR	2,70	A-lav	3,86
Skovshoved Havvandsvarmepumpe	25	CHEL	3,30	A-høj	3,86
Stort datacenter Høje Taastrup	50	VHTA	3,60	A-høj	3,86
Datacenter Køge	40	VKOG	3,60	A-høj	3,86
Spildevandsvarmepumpe Roskilde	8	VROV	3,20	B-høj	3,86
Bispebjerg Hospital ATES	4,5	HKON	3,5	B-høj	5,00
Copenhagen Tower ATES	2,2	HORS	3,5	B-høj	5,00
Gentofte Hospital ATES	0,5	CHEL	3,2	B-høj	6,14
Jernbanebyen (ATES)	4	CVAL	3,75	B-høj	5,00
CCS-varmepumpe på AVV2 halm	46	AVV	5,10	A-0	3,86

Varmelagre

Der er inkluderet seks varmelagre i modellen. For alle varmelagrene er det antaget, at effektivitet er 100%, dvs. at der ikke er noget tab ved hverken lagring eller påfyldning/affylldning. I Tabel 12 ses de øvrige antagelser for varmelagrene.

Tabel 12: Antagelser for varmelagrene

Navn	Kapacitet MWh	Kapacitet op/ned MW	Placering
AMV VAK	750	330	AMV_VAK
AVV VAK	1980	330	AVV_VAK
HT-lager	3600	30	HT_LAGER
TAR VAK	344	17	CTAR
GLC2 VAK	407	80	GLC
NYC VAK	286	40	NYC

A.8 Kontrakter

Kontrakter har den største effekt på de samlede varmeomkostninger – større end valget af lastfordelingsmetode. Der er således meget at vinde ved at designe og forhandle bedre kontrakter. En stor del af arbejdet forbundet med at forhandle kontrakter handler om at sikre, at kontrakterne er omkostningsægte. Prisbaseret lastfordeling kan understøtte, at kontrakterne bliver omkostningsægte, men der vil altid være risici, når man åbner en eksisterende kontrakt til genforhandling. Korrekt håndtering af kontraktforhold er afgørende for at maksimere besparelserne og sikre økonomisk bæredygtighed i fjernvarmesektoren.

Varmeselskaberne har betydelig viden om de varmeproducerende anlægs omkostningsstruktur, hvorfor disse kan estimeres ret nøjagtigt. Varmeselskaberne har ikke fuld indsigt i hinandens

kontrakter med de varmeproducerende anlæg og ønsker heller ikke at dele denne viden i projektet. Analysen er derfor baseret på antagelser om mange kontraktelementer for at kunne beregne en kontraktvarmepris.

På denne baggrund er analysen baseret på en metode til at fastsætte niveauer for kontrakterne i 25% intervaller, dvs. kontraktsatsen for de variable omkostninger og el-indtægterne kan være 0%, 25%, 50% osv. Hvert varmeselskab har vurderet, hvilket 25%-interval der afspejler kontrakter for hhv. de variable omkostninger og el-indtægten. Intervallernes grove opløsning gør selvsagt, at man skal være forsigtig, når man fortolker de kvantitative effekter fra analysen. For at understrege, hvor følsomt resultaterne er for valget af intervaller, er der gennemført to følsomheder, som ser på betydningen af variation i kontraktantagelser.

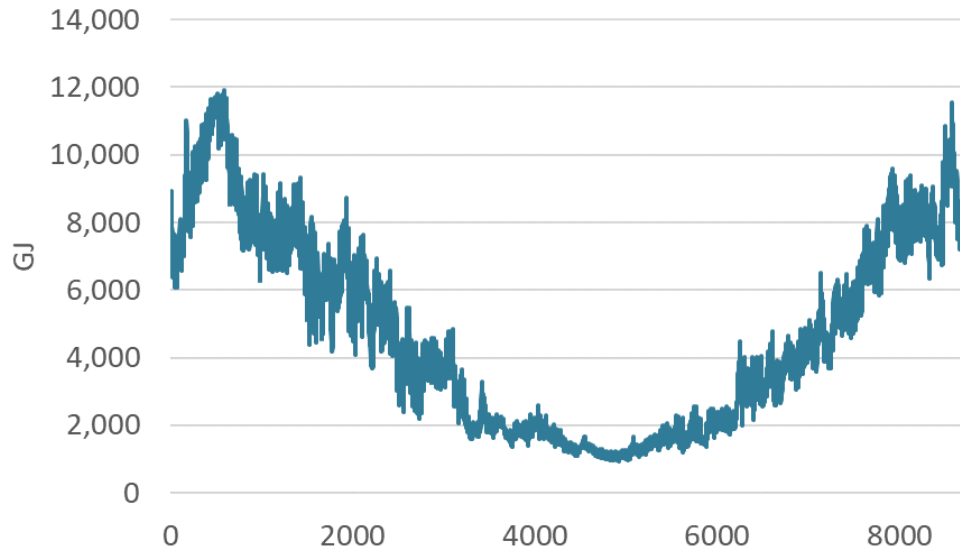
Udover intervaller skal det også bemærkes, at kontrakterne som modelleret i analysen er en for-simpling bl.a. i den forstand, at der ved betaling for fjernvarme på årsniveau for enkelte kraftvarmeanlæg sikres, at visse faste omkostninger dækkes af kontrakten. Dette kan være en udfordring, hvis et kraftvarmeanlæg ikke får nok fuldlasttimer, da de dermed ikke vil få en høj nok indtægt til at betale de faste omkostninger.

Nogle af varmepumperne i systemet bliver i dag ikke lastfordelt. I analysen er det antaget, at samtlige varmeproducerende anlæg indgår i lastfordelingen.

A.9 Fjernvarmenettet

Fjernvarmenettet anvendt i modellen tager udgangspunkt i nettegningen for FFH50 i 2030, men inkluderer i denne analyse også områderne Tårnby Vest (CTAV) og Dragør (CDRA), der er forbundet med hhv. Tårnby (CTAR) og Amager (CAML). Begge er forbundet uden kapacitetsbegrænsning. Fjernvarmenettet er skitseret i Figur 15.

Figur 16: Varmeforbrugsprofilen for hele området i 2030



A.11 Brændværdi og CO₂-indhold af brændsler

TIMES-modellen indeholder ikke information om brændværdi, hvorfor forudsætninger om brændværdier ikke er inkluderet i modellen. Dette gælder dog ikke brændværdien for lokalt affald og biomasseaffald, der bruges til at regne mængden af affald til rådighed i GJ/år. Brændværdierne for disse to er opgivet i Tabel 13. Brændværdien for lokalt affald svarer til værdierne fra FFH50 for 2030, mens brændværdien for biomasseaffald ikke var opgivet i FFH50. Heri refereres i stedet til Miljø- og Fødevarerministeriet [7], hvori en brændværdi for HPA2 til affaldsenergianlæg er opgivet.

Tabel 13: Brændværdi for lokalt affald og biomasseaffald

Brændsel	Brændværdi, GJ/ton
Lokalt affald	12,3
Bio-masse-affald	8,8

Forudsætningerne for CO₂-indholdet af brændslerne er opdateret til KF23's faktorer i 2030 og opgivet i Tabel 14.

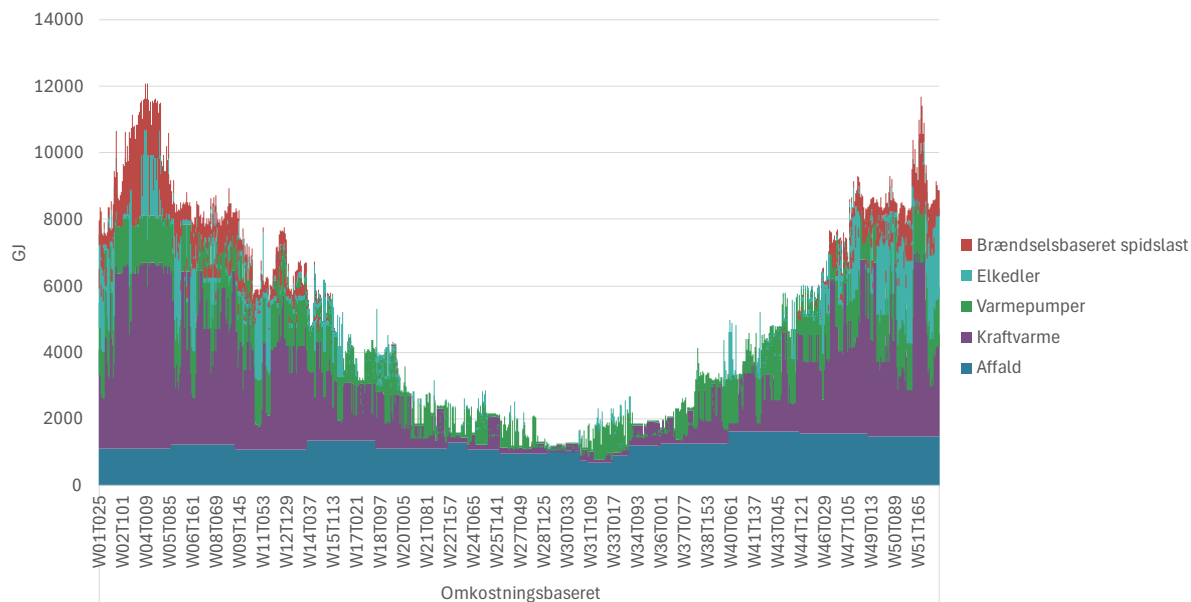
Tabel 14: CO₂-emissionsfaktorer for brændslerne i modellen (CO₂ ton/TJ)

Brændsel	CO ₂ -emissionsfaktor (fossil)	CO ₂ -emissionsfaktor (biogen)
Træpiller	0	97,4
Træflis	0	103,4
Halm	0	100,0
Ledningsgas	0	54,9
Letolie	74,1	
Affald	94,4	107,6

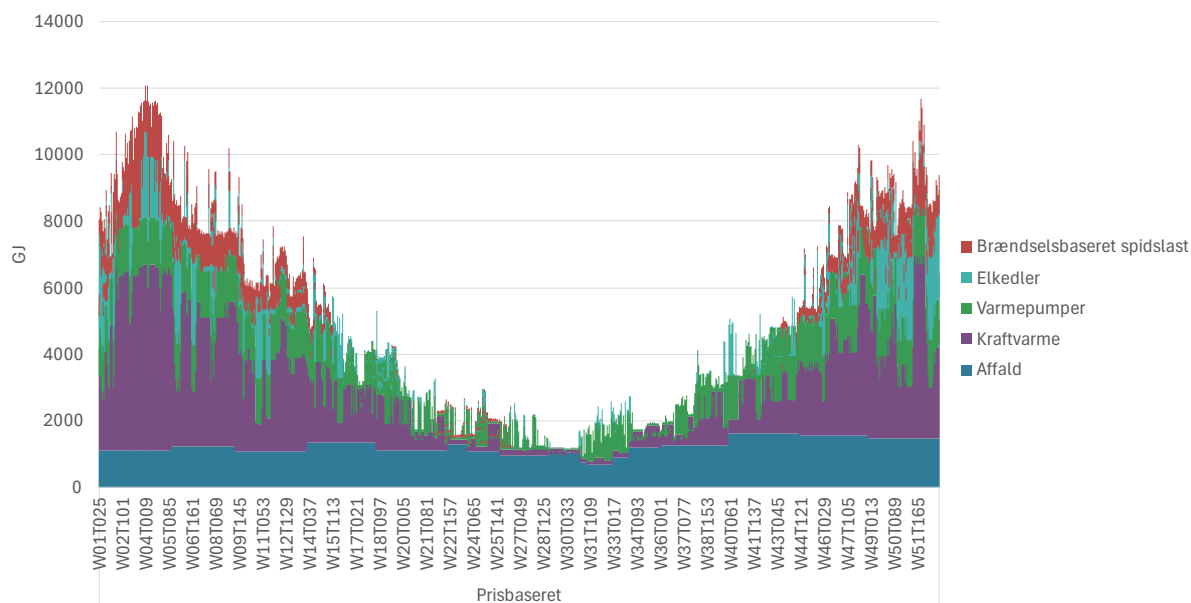
Bilag B Detaljerede resultater

B.1 Hovedscenarierne

Figur 17: Fjernvarmeproduktion på timeniveau for det omkostningsbaserede scenarie

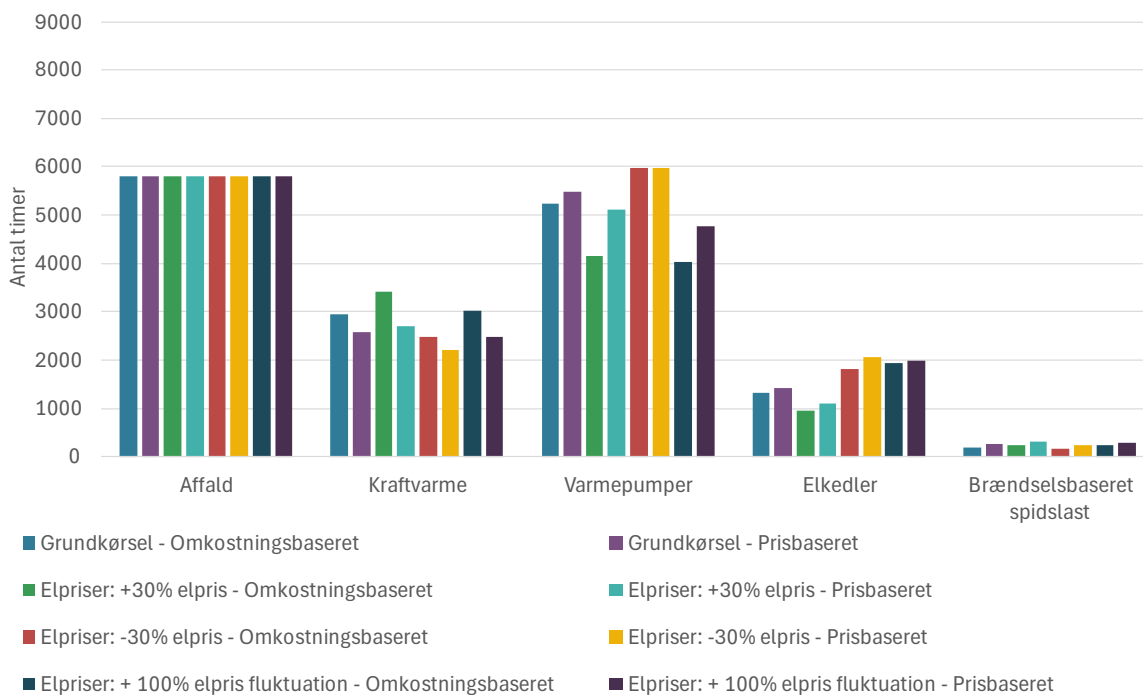


Figur 18: Fjernvarmeproduktionen på timeniveau for det prisbaserede scenarie

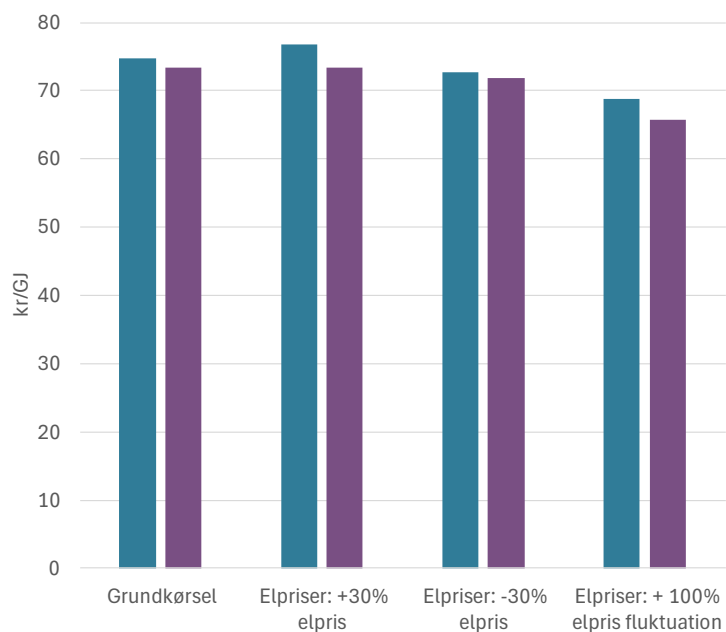


B.2 Elprisfølsomheder

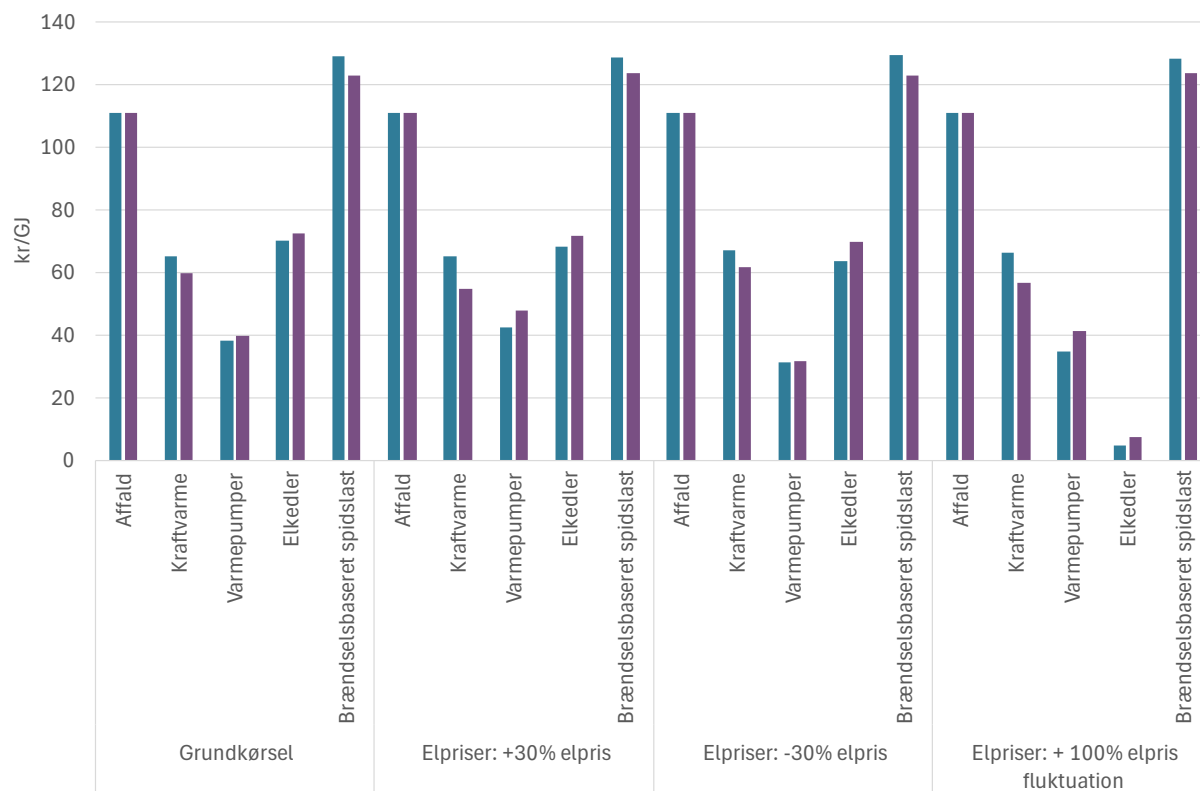
Figur 19: Fuldlasttimer ved elprisfølsomhederne



Figur 20: Fjernvarmeprisen ved elprisfølsomhederne. De blå søjler repræsenterer de omkostningsbaserede scenarier, og de lille søjler er de prisbaserede scenarier.

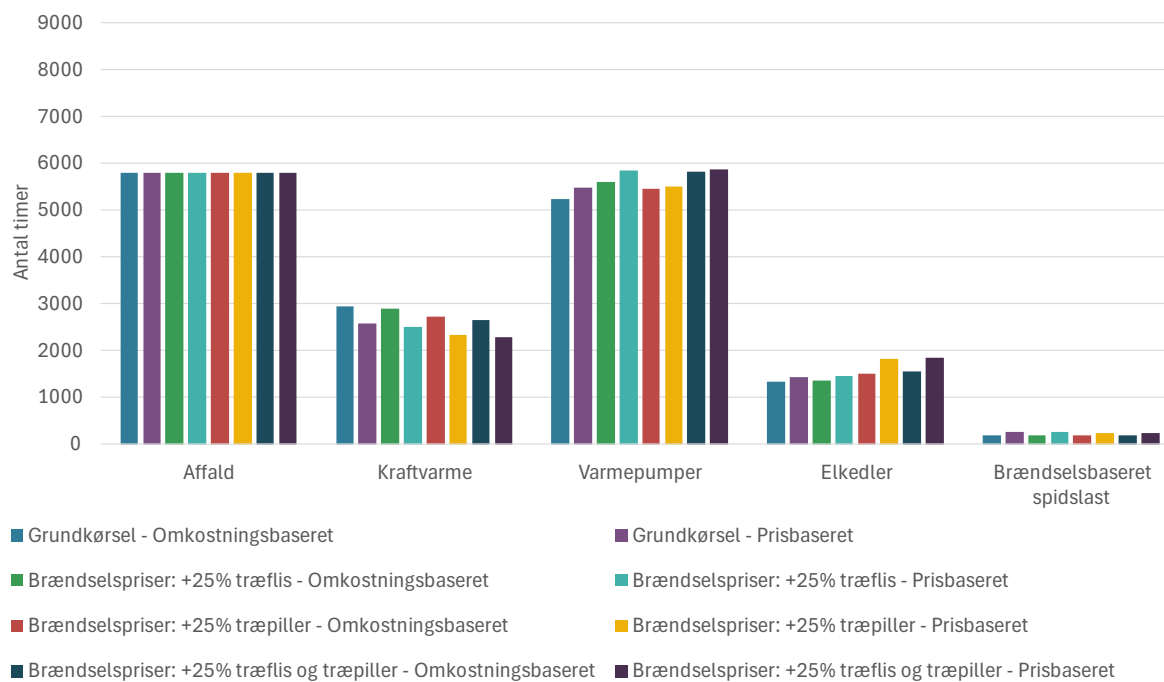


Figur 21: Fjernvarmeprisen på anlægstype for elprisfølsomhederne. De blå søjler repræsenterer de omkostningsbaserede scenarier, og de lille søjler er de prisbaserede scenarier.

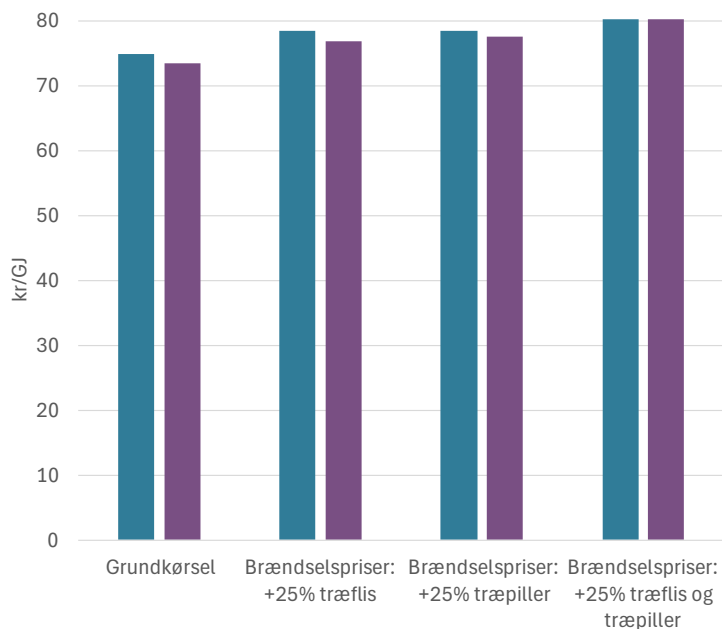


B.3 Brændselsprisfølsomheder

Figur 22: Fuldlasttimer ved brændselsprisfølsomhederne



Figur 23: Fjernvarmeprisen i brændselsprisfølsomhederne. De blå søjler repræsenterer de omkostningsbaserede scenarier, og de lille søjler er de prisbaserede scenarier.



Figur 24: Fjernvarmepris på anlægstype for brændselsprisfølsomhederne. De blå søjler repræsenterer de omkostningsbaserede scenarier, og de lille søjler er de prisbaserede scenarier.

