GRØN ENERGI

ENERGIFORSYNING 2030

– BAGGRUNDSRAPPORT

Grøn Energis medlemmer:

Titel
Energiforsyning 2030

Dato
Oktober 2016

Udarbejdet af
Grøn Energi og Ea Energianalyse

Fjernvarmens Hus · Merkurvej 7 · 6000 Kolding · www.gronenergi.org

Forord

Da jeg startede min karriere indenfor energibranchen, var fjernvarme et spildprodukt af elproduktionen på de centrale kulfyrede værker, som kun kom varmeforbrugerne i de store byer til gode. I dag leverer mere end 400 selskaber varme til ca. 1,7 mio. husstande i Danmark svarende til 64 % af den samlede opvarmning i vores boliger. Ikke nok med det, fjernvarmen består i dag også af 58 % vedvarende energi fra kilder som biomasse, solvarme og elkedler. Fjernvarmen er tilmed et godt eksportområde. Eksporten af fjernvarme forventes at vokse fra mere end 6 mia. kr. i 2016 til 11 mia. kr. i 2025. Det kan vi som sektor godt være stolte af.

Der er et politisk ønske om at omstille landets energiforsyning til vedvarende energi i 2050. Den manøvre kræver langsigtede, stabile politiske rammer. Regeringen har nedsat en energikommission, som skal forberede et oplæg til energipolitiske mål og virkemidler for perioden 2020-2030 med det sigte at bidrage til, at Danmark indfrier sine internationale klimaforpligtelser på en omkostningseffektiv og markedsbaseret måde.

Fjernvarmesektoren vil gerne give sit bidrag til denne proces. Det gør vi med denne rapport - Energiforsyning 2030, som er udarbejdet af fjernvarmens tænketank Grøn Energi i samarbejde med Ea Energianalyse. Det er mit ønske at Energiforsyning 2030 kan fungere som et vigtigt afsæt i diskussionen om hvordan vi tilrettelægger et sammenhængende energisystem for Danmark for perioden 2020-2030, så vi sikrer at vi når målet i 2050.

I starten af projektet blev der afholdt en workshop i Fjernvarmens Hus med deltagelse af en række forskellige fjernvarme- og transmissionsselskaber. Fokus var på at klarlægge fjernvarmens udfordringer for årene 2020-2030. Det har været et vigtigt input i arbejdet med Energiforsyning 2030. Jeg håber derfor også de mange forskellige fjernvarmeselskaber, såvel deltagende som ikke deltagende på workshoppen, kan genkende sig selv i de udfordringer rapporten berører og ikke mindst de muligheder for fremtiden det giver anledning til. Jeg vil gerne sige stor tak til de selskaber og personer som har deltaget i Energiforsyning 2030, både i workshoppen og i diskussioner og sparring undervejs.

Jeg er sikker på fjernvarmen går en lys fremtid i møde, men véd det kræver stærkt samarbejde mellem fjernvarmeselskaber, virksomheder, myndigheder og politikere. Der er dog ingen tvivl om, at sektoren fortsat vil spille en vigtig rolle i den fremtidige energiforsyning.

Anders Eldrup
Bestyrelsesformand
Grøn Energi

Resumé af Energiforsyning 2030

Mange danske fjernvarmeselskaber står over for at skulle investere i ny varmeproduktionskapacitet. Dette skyldes dels, at flere anlæg nærmer sig enden af deres tekniske levetid, og dels at rammevilkårene for fjernvarmeproduktion er under væsentlig forandring. Der er både nationalt og lokalt ofte et ønske om at omstille fjernvarmen i en mere grøn retning samtidig med at priserne på fossile brændsler er lave i disse år. Regeringen har fremlagt planer om at udfase PSO-tariffen , og give frit brændselsvalg for værker udenfor kvotesektoren. Endvidere bortfalder grundbeløbet for de decentrale, naturgasfyrede anlæg i 2018, hvilket vil få stor betydning for varmeprisen i de pågældende områder.

Samtidig mangler der stadig væsentlige dele af afgifts- og tilskudsanalyserne, hvilket medvirker til at give usikkerhed om de fremtidige rammevilkår. Disse politiske usikkerheder gør, sammen med usikkerheder om prisudviklingen i brændsels-, CO_2-, og elpriser at det i disse år er vanskeligere og mere risikabelt at vurdere hvilke produktionsteknologier, der bedst lever op til kravene om billig, grøn og sikker fjernvarme.

Et hovedformål med dette projekt er at belyse konsekvensen for samfundsøkonomien, statens budget, den grønne omstilling og fjernvarmens konkurrencedygtighed af forskellige valg der kan tages dels politisk og dels lokalt.

I analysen tilrettelægges derfor forskellige sæt af rammebetingelser, som varmeselskaberne reagerer på ved at foretage de investeringer som de vurderer giver de laveste varmepriser i netop deres område. Efterfølgende trykprøves varmepriserne i en robusthedsanalyse med henblik på at undersøge konsekvenserne hvis rammerne alligevel udvikler sig anderledes end man troede på investeringstidspunktet.

Der er valgt tre sæt rammebetingelser i analysen:

1. Grundscenariet med fortsættelse af nuværende rammebetingelser (dog antages PSO udfaset),

2. Biomassescenariet hvor rammerne især favoriserer investeringer i biomasseteknologi, og

3. Elscenariet hvor reducerede elafgifter trækker i retning af især elbaserede varmepumper.

De tre forskellige sæt af rammer sender forskellige investeringssignaler, og giver dermed tre forskellige udviklingsforløb af den danske fjernvarmesektor.

Overordnede resultater og observationer

- I alle tre scenarier investeres omfattende i nye varmeproduktionsanlæg samtidig med eksisterende naturgasfyret kraftvarmekapacitet udfases i betydeligt omfang.
- Frem mod 2030 stiger VE-andelen i fjernvarmesektoren fra ca. 50 % i 2016 til mellem 70 % og 80 % i 2030.
- Investeringer i de centrale byer foregår kun i mindre omfang, og er stort set uafhængig af ændringer i rammerne. Det skyldes især at de eksisterende kul- og biomassefyrede kraftvarmeværker i alle tilfælde er forholdsvist konkurrencedygtige.
- Med fortsættelse af nuværende rammer er investeringer i gasmotordrevne varmepumper en attraktiv teknologi i de decentrale områder med adgang til naturgas. Selv med bortfald af PSO-tariffen vil de gasmotordrevne varmepumper være mere konkurrencedygtige end elvarmepumper. I slutningen af perioden, vil antagelsen om stigende gaspriser dog medføre at investeringer i elvarmepumper ligesom biomassekedler bliver mere fordelagtige.
- Med afskaffelse af PSO-tariffen og enten halvering af elafgift eller investeringstilskud, bliver eldrevne varmepumper dog særdeles attraktive især i de små fjernvarmeområder, og vil generelt kunne udkonkurrere gasmotorvarmepumperne og biomassekedlerne.
- Selskabsøkonomisk er investeringer i solvarme og i biomasse særdeles robuste for ændringer i vilkår. Kun hvis der indføres en betydelig biomasseafgift, ville det have været markant bedre at have investeret i anden teknologi.

Hvad investeres der i?

Fossile brændselspriser, CO_2-priser og elpriser er faldet betydeligt, og ligger nu på et lavt niveau. Og det er sandsynligt, at priserne fortsætter på et lavt niveau i en længere periode fremover. Dette har væsentlig betydning for valg af varmeproduktionsteknologi i store og små fjernvarmesystemer.

I alle scenarier er solvarme en attraktiv teknologi. Solvarmekapaciteten øges fra ca. 1 mio. m^2 i dag til op mod 9 mio. m^2 i 2030. Dette sker primært i mindre byer, men også nogle af de større byer kan med fordel investere i solvarme, hvis det er muligt. Dog er solvarmeudbygningen i de centrale områder følsom overfor konkurrence med affald og træflis som brændsel i kraftværker ligesom der også kan være geografiske udfordringer med hensyn til placering af et solvarmeanlæg.

Der er risiko for at kuldrift bliver den mest økonomiske varmeforsyning for værker, der kan køre med både kul og biomasse. Med nuværende rammevilkår er der ikke incitament til at ombygge fra kul til biomasse eller til at bygge anden ny produktion i betydeligt omfang i byer, som stadigvæk har kulforsyning (Odense, Aalborg, Esbjerg).

De lave gaspriser betyder at det er fordelagtigt, at investere i gasmotorvarmepumper. Det ser desuden ud til at den naturgasbaserede kraftvarme i stor stil udfases over en årrække.

Elvarmepumper i decentrale byer bliver kun interessante såfremt elafgifterne sænkes, ellers bliver gasmotorvarmepumper en attraktiv teknologi. Gasmotorvarmepumper er også med de nuværende vilkår (lave gas- og CO_2-priser) tæt på at kunne konkurrere med biomassekedler og -kraftvarme.

Denne analyse er udført med relativt lave brændselspriser hvilket giver tilsvarende relativt lave elpriser. Med denne forventning er der en overvejende risiko for, at en stor del af den gasfyrede kraftvarmekapacitet vil blive lukket, hvis de skal få dækket de faste omkostninger gennem energy-only-markedet alene.

Solvarme og lavtemperatur er robuste initiativer

Analysen peger på, at øget udbygning med solvarme generelt er økonomisk attraktiv. Således peger analysen på, at solvarmen i 2030 med fordel kan udgøre 3-7 % af varmen i de centrale områder, 10-15 % i store decentrale områder og 18-20 % i mindre fjernvarmeområder.

Udover solvarmen kan være med til at sænke fjernvarmepriserne på sigt, vil solvarmen være med til at højne effektiviteten i systemet og dermed konkurrenceevnen overfor individuel opvarmning ligesom den også vil øge robustheden overfor ændringer af rammevilkårene (det er svært at forestille sig afgift på solvarme).

Sænkning af temperaturer i fjernvarmenettene er af stor betydning for økonomien i elscenariet. Analysen viser, at en sænkning af fremløbstemperaturerne på 6 °C i år 2025 kan sænke de samlede selskabsøkonomiske omkostninger med 1 % eller ca. 113 mio. kr. alene ved at varmepumpernes effektivitet forbedres i en situation, hvor varmepumperne producerer ca. 10 % af fjernvarmen i Danmark.

Hvis der kun ses på de små decentrale områder, kan der tilsvarende spares 2,7 % af omkostningerne, eller omkring 73 mio. kr., hvis varmepumpeproduktionen udgør godt en fjerdedel. Dertil kan lægges gevinster i form af sparede nettab i størrelsesordenen 1,5 %, forbedrede solfangerydelser i størrelsesordenen 10 %, samt forbedrede virkningsgrader i kraftværker og kedler, hvor røggaskondensering sker med fjernvarme returvand.

Disse virkninger vil øges frem mod år 2030, hvor nettabene kan være yderligere sænket, og hvor såvel varmepumper som solvarme forventes at spille en voksende rolle.

Denne virkning er mere robust overfor ændringer i brændselspriser og afgifter, og et vedvarende fokus på temperatursænkninger kan derfor ses som en meget vigtig parameter for økonomien i et fremtidigt fjernvarmesystem med flere varmepumper.

Analysens resultater peger på, at gasmotorvarmepumper på kortere sigt kan være en selskabsøkonomisk konkurrencedygtig teknologi i de store og mindre fjernvarmeområder med de nuværende rammevilkår, men at såvel elvarmepumper som biomassekraftvarme- og kedler på mellemlangt sigt vil udfordre dette. Dette

kan såvel ske ved at kraftvarmekravet lempes, ved at vilkårene for elvarmepumper forbedres, eller ved at gas- og CO_2-priser stiger fra det nuværende lave niveau.

Konkurrenceevne over for individuelle teknologier

Med fokus på effektivitet, lavt varmetab og lave temperaturer vil fjernvarme på varmepumper, affald og biomasse være konkurrencedygtig overfor individuelle teknologier. Netop effektivitet og stordriftsfordele skal kunne opveje de ulemper som fjernvarmen har i forhold til individuel forsyning. I forlængelse heraf, er det nødvendigt for fjernvarmeselskaberne at fortsætte de allerede startede diskussioner af tariffer så de bliver så kostægte som muligt.

Fjernvarme er konkurrencedygtig overfor de fleste individuelle teknologier. I analysen, hvor PSO-tariffen er fjernet, er den kollektive forsyning udfordret af individuelle varmepumper, specielt luft/vand varmepumpen. Jo lavere elafgift, jo mere udfordret. Elsystemets markedsmodel værdisætter ikke de store varmepumpers fleksibilitet i tilstrækkelig grad i det nuværende system.

Indhold

1 Fjernvarmen i dag og i fremtiden **1**
- 1.1 Fjernvarmens udfordringer i perioden 2020-2030 . . . 3
- 1.2 Fjernvarmens rolle i fremtiden . . . 5
- 1.3 Formål med Energiforsyning 2030 . . . 6

2 Metode og scenarier **7**
- 2.1 Modelværktøj . . . 7
- 2.2 Anvendelse af Balmorel i denne analyse . . . 8
- 2.3 Beregning af konkurrencen med individuel varmeforsyning . . . 9
- 2.4 Analysens scenarier . . . 11
- 2.5 Analysens investeringsberegninger . . . 12
- 2.6 Analysens driftsberegninger . . . 12
- 2.7 Parametre til vurdering af resultater . . . 14

3 Udviklingen af brændsels- og CO_2-priser **17**
- 3.1 Brændselspriser . . . 17
- 3.2 CO_2-priser og VE-tilskud . . . 19

4 Forudsætninger for det danske fjernvarmesystem **23**
- 4.1 Opdeling af fjernvarme i Danmark i analysen . . . 23
- 4.2 Fjernvarmeforbrug . . . 25
- 4.3 Temperaturniveauer og nettab . . . 26
- 4.4 Affalds- og biomasseressourcer . . . 28
- 4.5 Afgifter og tilskud . . . 29
- 4.6 Teknologidata for eksisterende produktionsanlæg . . . 30
- 4.7 Teknologidata for nye anlæg . . . 31
- 4.8 Overskudsvarme og varmekilder til varmepumper . . . 36
- 4.9 Teknologidata for individuelle varmeanlæg . . . 39

5 Forudsætninger for elsystemets udvikling **43**
- 5.1 Elforbrug . . . 44
- 5.2 Eltransmission . . . 45
- 5.3 Produktionskapacitet . . . 47
- 5.4 Udvikling af elsystemet i Nordeuropa . . . 49
- 5.5 Elprisens udvikling i Danmarks nabolande . . . 50
- 5.6 Elprisens udvikling i Danmark . . . 50

6 Resultater for de tre scenarier **51**
- 6.1 Grundscenariets investeringer i varmekapacitet . . . 52

6.2 Biomassescenariets investeringer i varmekapacitet 54
6.3 Elscenariets investeringer i varmekapacitet 56
6.4 Sammenfatning vedrørende kapaciteten i scenarierne 58
6.5 Udviklingen af den termiske elproduktionskapacitet 59
6.6 Varmeproduktion i de forskellige områder 61
6.7 Andelen af vedvarende energi i varmeproduktionen 64
6.8 Fjernvarmens effektivitet frem mod 2030 65
6.9 Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger 66
6.10 Samfundssøkonomiske varmeproduktionsomkostninger 68
6.11 Statens provenu 70
6.12 Konkurrenceforhold til individuel forsyning 75

7 Robusthedsanalyse **79**
7.1 Varmeproduktion - robusthedsanalyse 80
7.2 Selskabsøkonomi og varmepris – robusthedsanalysen 89
7.3 Samfundsøkonomi 92
7.4 Fjernvarmeselskabernes risiko i de tre scenarier 96

8 Diskussion **103**
8.1 Det sammenhængende og fleksible energisystem 103
8.2 Fjernvarmens rolle både indenfor og udenfor kvotesystemet 105
8.3 Brændselsprisudvikling 107
8.4 Politik og rammevilkårs påvirkning på fjernvarmen 107
8.5 Samspillet mellem rammevilkår og de samfundsøkonomiske interesser 108
8.6 Samfundsøkonomi, statsprovenu og beregningsforudsætninger . . . 109
8.7 Kraftvarmekrav og frit brændselsvalg 110
8.8 Konkurrenceforhold til individuel forsyning 111
8.9 Vejen fra 2030 mod fossilfrihed i 2050 111

Litteratur **113**

Kapitel 1

Fjernvarmen i dag og i fremtiden

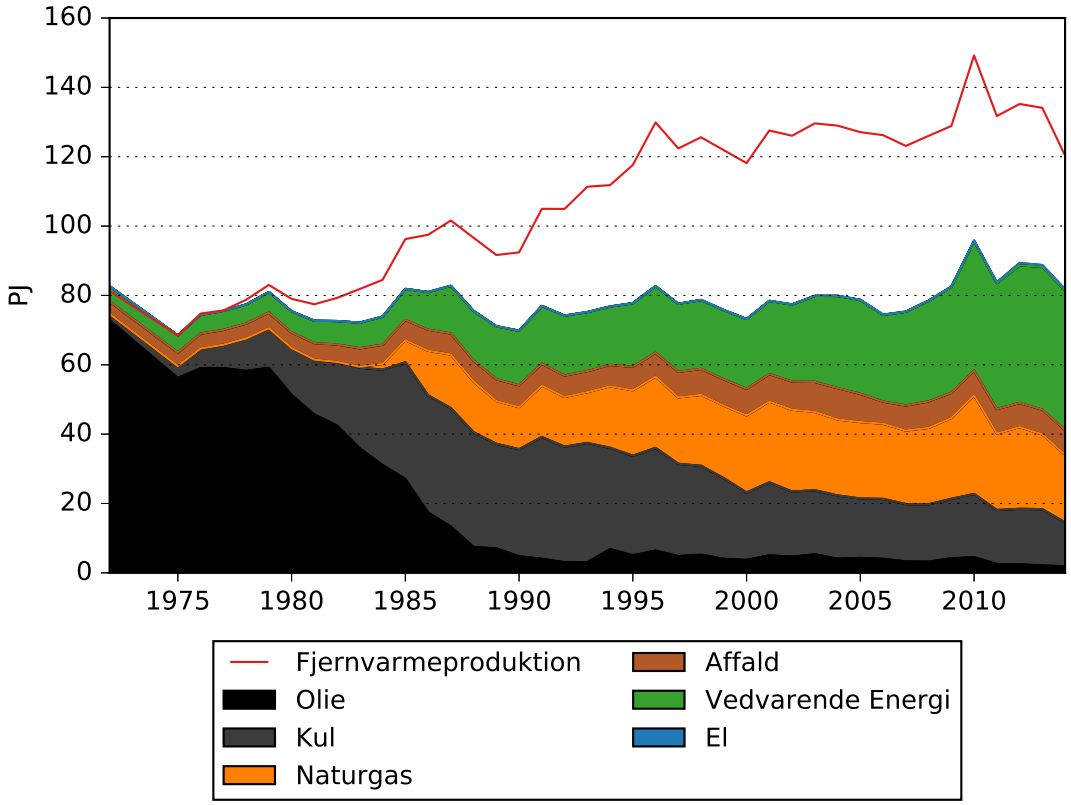
Den danske fjernvarmebranche har gennem årenes løb gennemgået store forandringer, og der har helt fra fjernvarmens unge år været en tæt integration mellem el- og varme. I 1980'erne blev den danske elproduktion primært produceret på få men store centrale kraftvarmeværker mens den øvrige varmeforsyning især var olie- og kulkedler. I dag produceres varmen af mere end 400 selskaber bestående af såvel store som små, centrale som decentrale værker. Nogle som kraftvarmeværker og andre som varmeværker. Fjernvarmen forsyner i dag ca. 1,7 mio. husstande med varme, svarende til 64 % af alle danske husstande. Når erhverv også tages med, er fjernvarmens dækningsgrad på 50 % af det samlede varmeforbrug.

En af årsagerne til fjernvarmen er blevet så udbredt, skyldes blandt andet, at branchen hele tiden har været i stand til at tilpasse sig en verden i konstant forandring. Det er derfor også i høj grad den danske fjernvarmesektors fortjeneste at udlandet nu er begyndt at få øjnene op for de mange fordele der er ved fjernvarme, og dens betydning i et sammenhængende energisystem med store mængder vedvarende energi. Senest i forbindelse med EU-Kommissionens varme- og kølestrategi, hvor fjernvarmen får en central rolle i et fremtidigt europæisk energisystem der gradvist skal omstille til grønne teknologier.

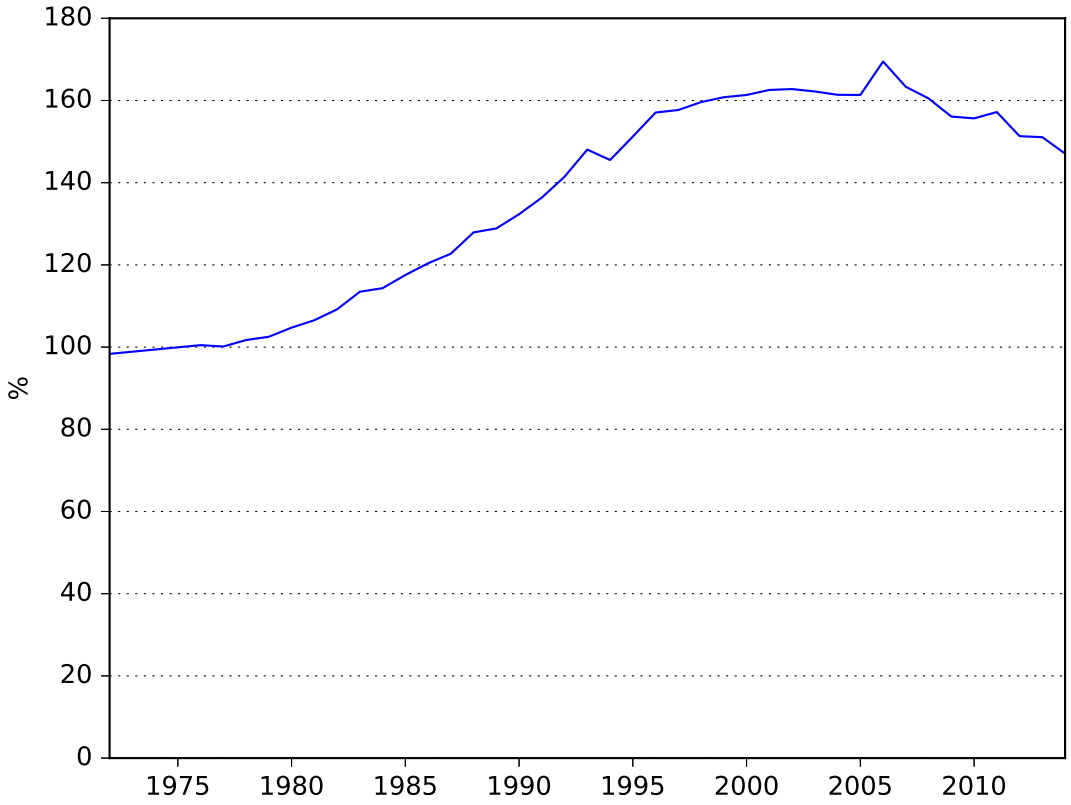
Over de seneste 40 år har fjernvarmen gået fra at være produceret fra primært fossile brændsler til i dag at bestå af 50 % vedvarende energi fra fortrinsvis biomasse (herunder bionedbrydeligt affald) samt solvarme og vindmøllestrøm. (Energistyrelsen, 2014a)

I takt med at fjernvarmeforsyningen er blevet grønnere, er den også blevet mere effektiv, og dermed i stand til at udnytte energien i de enkelte brændsler bedre. Som det fremgår af figur 1.1 har brændselsforbruget været relativt konstant mens fjernvarmeproduktionen er steget fra omkring 80 PJ i 1970'erne til omkring 120 PJ i 2014. Med andre ord betyder det, at fjernvarmen har været i stand til at producere 50 % mere varme uden at forbruge flere brændsler. Dette skyldes i høj grad den teknologiudvikling der har fundet sted, men i ligeså høj grad at driften af selskaberne har været effektiv, og hele tiden har jagtet effektiviseringer i de enkelte fjernvarmesystemer.

Omregnet til procent betyder det, at fjernvarmen har været i stand til at øge brændselseffektiviteten fra omkring 100 % i 1970'erne til omkring 160 % i 2000'erne, hvilket ses på figur 1.2.

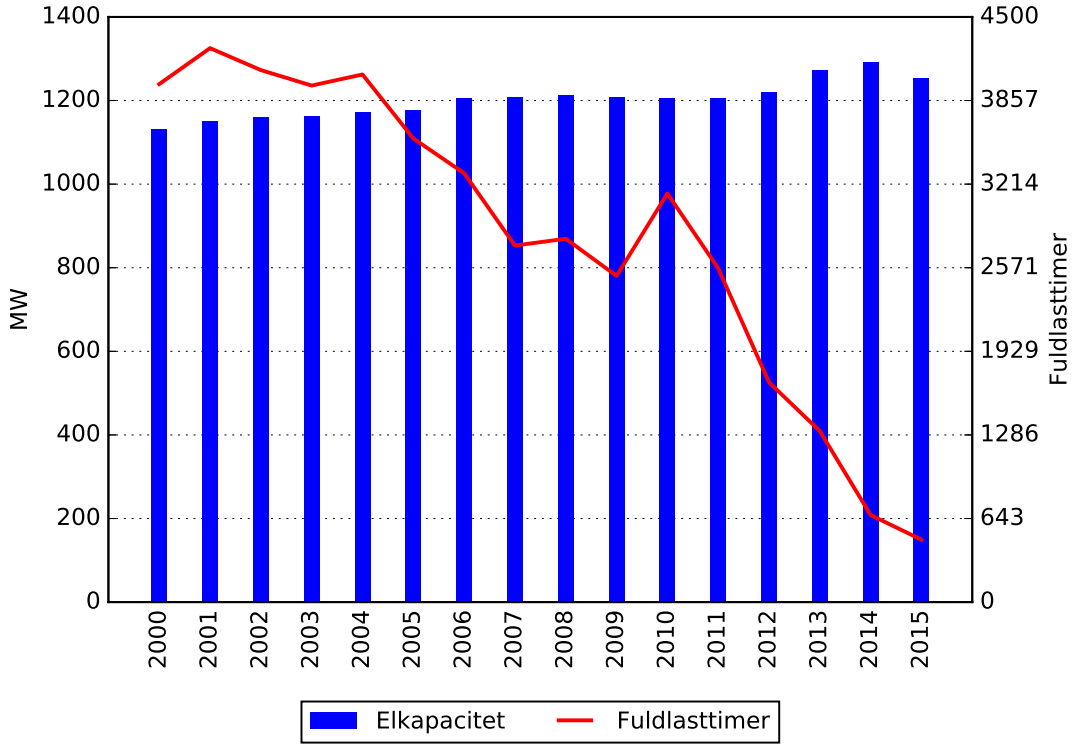


Figur 1.1: Brændselsforbrug til fjernvarme og samlet fjernvarmeproduktion
Kilde: Energistyrelsen (2014a)



Figur 1.2: Fjernvarmens samlede effektivitet historisk
Kilde: (Energistyrelsen, 2014a)

Årsagen til denne stigning skyldes et energipolitisk fokus på kraftvarme ved indførelse af blandt andet treledstariffen, som resulterede i udbygning fra kedeldrift til mere effektive kraftvarmeanlæg. De seneste år er effektiviteten dog faldet, hvilket er et resultat af historisk lave elpriser på det liberaliserede elmarked, der har reduceret antallet af gennemsnitlige årlige fuldlasttimer på decentrale naturgasfyrede kraftvarmeanlæg fra 4000 i år 2000 til ca. 500 timer i år 2015, se figur 1.3.



Figur 1.3: Fuldlasttimer på decentrale naturgasfyrede kraftvarmeværker
Fremstillet af Grøn Energi baseret på data fra: (Energistyrelsen, 2016c)

Det betyder at fjernvarmen i dag mange steder er gået tilbage til at producere varmen på kedler, da de lave elpriser har betydet det nu oftest bedre kan betale sig på mange kraftvarmeværker. Som en konsekvens heraf, er det blevet vanskeligere at konkurrere med individuelle opvarmningsformer.

1.1 Fjernvarmens udfordringer i perioden 2020-2030

På en workshop afholdt i Fjernvarmens Hus i april 2016 med deltagelse af 18 forskellige fjernvarmeselskaber, var fokus på fjernvarmens udfordringer i perioden 2020-2030. De deltagende selskaber var inddelt i grupperne:

- Centrale fjernvarmeselskaber
- Decentrale fjernvarmeselskaber
- Biomasseværker

- Transmissionsselskaber

I løbet af dagen diskuterede hver enkelt gruppe de udfordringer, som de hver især fandt som de mest presserende. Udfordringerne spænder bredt, men kan i vidt omfang placeres i følgende fem hovedudfordringer:

Politiske målsætninger svinger for meget

Der er behov for sammenhæng mellem nationale og kommunale målsætninger. Hyppigt skiftende politiske målsætninger på såvel nationalt som kommunalt niveau, gør det vanskeligt at vide hvilken retning det politiske system ønsker, og dermed hvilken retning fjernvarmeselskaber skal styre mod. Hyppigt skiftende målsætninger og ambitioner på det grønne område, vil i sidste ende forsinke den grønne omstilling.

Samfunds- og selskabsøkonomiske interesser harmonerer ikke

Der er behov for at samfundsøkonomiske og selskabsøkonomiske interesser harmoneres i overensstemmelse med de politiske målsætninger. Mangel herpå vil i nogen grad få fjernvarmeselskaber til at tilsidesætte samfundsøkonomiske interesser til fordel for selskabsøkonomiske interesser.

Projektbekendtgørelsen og beregningsforudsætninger er utidssvarende

Der er behov for at projektbekendtgørelsen gøres tidssvarende ved at beregningsmetoder- og forudsætninger tilpasses den virkelighed, som fjernvarmeselskaberne lever i. Alternativt fører det til misvisende beregninger og fejlinvesteringer.

Usikkerhed om fremtidige rammebetingelser

Der er behov for afklaring omkring fremtidige rammebetingelser, såsom afgifter og tilskud, samt regulering af fjernvarmesektoren. Med fortsat tre afgiftsanalyser, der lader vente på sig, og uvished om kraftvarmekravets fremtid, er det som fjernvarmeselskab yderst vanskeligt at foretage investeringer i ny kapacitet, da det kan ende med fejlinvesteringer til skade for både samfunds- og selskabsøkonomien.

Sværere konkurrenceforhold for fjernvarmen

Lave brændsels- og elpriser og dalende brændselseffektivitet i fjernvarmen, gør det generelt svært at konkurrere med individuelle opvarmningsformer. Det er samtidig en udfordring at markedsføre fjernvarmen, da sektoren i høj grad er bemandet med teknisk personale.

Selvom der er forskelle på udfordringerne i store centrale og de mindre decentrale fjernvarmeselskaber, er de nævnte udfordringer alle meget styrende for danske fjernvarmeselskabers handlinger. Desværre kan sektoren ikke selv løse alle udfordringerne. Det er med andre ord i høj grad op til politikere og myndigheder at

definere rammerne således at fjernvarmesektoren kan agere i tråd med de politiske målsætninger. Men hvad er de politiske målsætninger for fjernvarmesektoren?

1.2 Fjernvarmens rolle i fremtiden

De nævnte udfordringer i afsnit 1.1 vidner om en fjernvarmesektor der i høj grad er udfordret på uklare rammebetingelser og politiske målsætninger der skifter så ofte, at det er svært som fjernvarmeselskab at navigere og foretage fornuftige investeringsbeslutninger.

Med Energiforliget fra 2012 blev de danske energimålsætninger frem mod 2020 udstukket med sigte på at omstille hele Danmarks energiforsyning til vedvarende energi i år 2050.

En række analyser har gennem tiden vist, at fjernvarmen bør have en væsentlig rolle i denne omstilling, hvis den skal være samfundsøkonomisk effektiv. Varmeplan Danmark fra 2010, IDA's Klimaplan 2050 fra 2009 og Fjernvarmeanalysen fra 2014 pegede alle på, at en samfundsøkonomisk effektiv omstilling kan ske gennem en langsigtet udbygning af fjernvarmeforsyningen, samtidig med en omstilling til store varmepumper og vedvarende energikilder som biomasse og solvarme.

Senest peger IDA's Energivision fra 2015 på, at fjernvarmen skal udbygges til at dække 66 % af varmebehovet, og at der skal ske en betydelig integration af el i varmesystemerne gennem varmepumper, varmelagre og intelligente systemer. Endvidere peger IDA på, at der er behov for sikkerhed om de langsigtede investeringer, da muligheden for at nå de langsigtede mål er afhængig af de investeringer, der gøres i dag. (IDA, 2015)

I forhold til et fossilfrit Danmark i 2050, har Klimakommissionens beregninger vist at størstedelen af biomassen skal prioriteres til transportsektoren fremfor til el og fjernvarme. Dette betyder at fjernvarmen på sigt må reducere biomasseanvendelsen, og øge fjernvarmeproduktionen fra andre kilder såsom solvarme, varmepumper og geotermi samt overskudsvarme fra biobrændstoffabrikker. (Klimakommissionen, 2010)

Der er stadig bred opbakning til det langsigtede politiske mål om at Danmark skal være 100 % baseret på VE i år 2050. Men den sikkerhed om rammebetingelserne, der skal sikre fjernvarmesektorens udvikling og omstilling til stadigt flere grønne løsninger har der ikke været den samme klarhed omkring.

Indførelsen og siden aflysningen af forsyningssikkerhedsafgiften, den nuværende regerings ophævelse af 2035 målet om fossilfrihed i el- og varmeforsyningen, de endnu uafklarede dele af afgiftsanalysen, PSO-ordningens fremtid og uklarheden om grundbeløbet til kraftvarmen efter 2018 er eksempler på den usikre situation, som fjernvarmeselskaberne i dag lever med.

Den nyligt nedsatte Energikommission skal lave et udkast til det energiforlig, der skal danne rammen for dansk energipolitik i årene 2020-2030, og som er et vigtigt skridt i vejen mod 100 % VE i 2050. Mange af de investeringer der skal sikre 100 % VE i 2050 skal besluttes og implementeres i perioden 2020-2030. Derfor er det vigtigt at rammevilkårene tilrettelægges således, at disse investeringer foretages i overensstemmelse med de politiske målsætninger.

1.3 Formål med Energiforsyning 2030

"Energiforsyning 2030", som er lavet i samarbejde med Ea Energianalyse, har til formål at skildre hvordan den danske fjernvarmesektor kan tilrettelægges for perioden 2020-2030 således at retningen mod målet i 2050 udstikkes på en hensigtsmæssig og omkostningseffektiv måde.

Projektet leder derfor frem til en samlet vurdering af følgende:

- Hvilken realistisk udvikling af den danske fjernvarmesektor er ønskelig set fra samfundets side
- Hvordan kan forskellige rammevilkår understøtte eller modvirke en sådan udvikling
- Hvordan påvirker det faktiske valg af rammevilkår fjernvarmens konkurrenceforhold og effektivitet
- Hovedbudskaber til interessenter om handlinger og tiltag der vil understøtte de udviklingsveje der ønskes

I kapitel 2 er metode og scenarier beskrevet mens kapitlerne 3, 4 og 5 beskriver de forudsætninger der ligger til grund for beregningerne. I kapitel 6 kan resultaterne læses og i kapitel 7 vises resultaternes robusthed under forskellige forudsætninger. Endelig er der i kapitel 8 en diskussion af projektets resultater.

Kapitel 2

Metode og scenarier

Den overordnede analysetilgang tager udgangspunkt i tre mulige udviklingsveje for fjernvarmeselskabernes investeringer i perioden frem mod år 2030. For hver af de tre mulige udviklingsveje fastlægges scenarier ud fra modelberegninger af de selskabsøkonomisk optimale investeringer. Dernæst beregnes virkningerne af forskellige ændringer i rammevilkårene i år 2030, hvor selskaberne er bundet til de foretagne investeringer. Dette kan dels bruges til at vurdere risikoen ved forskellige investeringer for fjernvarmeselskaberne i scenarierne, og dels til at vurdere konsekvenserne for energisystemet og samfundet som helhed. Dermed kan robustheden for de givne usikkerheder sammenlignes på tværs af scenarierne.

2.1 Modelværktøj

Modelberegningerne af fjernvarmesystemerne er gennemført med Balmorel modellen. Balmorel er en markedsmodel, der anvendes til analyse af sammenhængende el- og fjernvarmemarkeder. Modellen optimerer driften af el- og fjernvarmesystemer under forudsætning af velfungerende markeder. Modellen indeholder endvidere et investeringsmodul, som kan beregne investeringsforløb på basis af teknologidata og investorernes krav til forrentning af investeringer. Investeringsmodulet er dermed i stand til at bestemme den optimalt sammensatte portefølje af investering for markedsaktørerne eller for samfundsøkonomien. Modellen kan ligeledes foretage driftsnære beregninger på timeniveau.

Modellen vil investere rationelt i produktionskapacitet ud fra de kriterier og forhold som er modelleret. Det skal bemærkes, at et sådant modelresultat vil kunne adskille sig fra den virkelige udvikling på flere måder. Aktørerne i den virkelige verden kan ikke investere ud fra et komplet oplyst grundlag som modellen gør. Da verden er dynamisk, vil beslutninger endvidere ske ud fra forventninger til udviklingen, ligesom de vil inddrage vurderinger om risiko og usikkerheder. Endvidere vil der i den virkelige verden være en vis træghed i beslutningsprocesser om store investeringer, som skal vinde politisk opbakning. I modellen vil en investering blive foretaget hvis den er bare marginalt bedre end en anden. Beregningerne tager ikke hensyn til, at der kan være værdi i at sprede investeringerne for at reducere risici.

En anden begrænsning ved brugen af modelværktøjet er, at det baserer sig på standardværdier for teknologidata og arbejder med en forudsat fremskrivning af disse. I praksis vil tekniske og økonomiske data for nye el- eller varmeproduktionsanlæg variere fra projekt til projekt. Resultaterne kan dermed ikke tages som retvisende for hvert enkelt fjernvarmeområde isoleret set.

2.2 Anvendelse af Balmorel i denne analyse

Da der i denne analyse er betydeligt fokus på danske forhold, og da der ønskes en detaljeret analyse af udviklingen i den danske fjernvarmesektor, er der valgt en modeltilgang, hvor Balmorel køres i flere skridt:

- Der anvendes en version af Balmorelmodellen, der dækker hele Nordeuropa, til at analysere udviklingen i elsystemet og den resulterende elpris. Elprisen beregnes på timeniveau for hvert elprisområde i de aktuelle år. I denne model er det danske fjernvarmesystem repræsenteret i aggregeret form.

- Den beregnede elpris for hvert af de tilstødende elprisområder i Nordeuropa lægges fast og anvendes til mere detaljerede beregninger af udviklingen i den danske el- og fjernvarmesektor. Udvekslingen med udlandet indgår via eksisterende og planlagte transmissionsforbindelser. I dette modelsetup antages det, at ændringer i elproduktionen i Danmark ikke påvirker elprisen i landene omkring os. Da der er tale om forholdsvis moderate ændringer i det danske elsystem vurderes dette at være en god tilnærmelse.

- I Danmark er fjernvarmesystemet opdelt i tre fjernvarmeforsyningsområder: Centrale, store decentrale og små decentrale områder.

- I fastlæggelsen af scenarierne beregner modellen de selskabsøkonomisk optimale investeringer i ny produktionskapacitet for årene 2020, 2025 og 2030. Samtidigt kan modellen nedlægge eksisterende kapacitet i år 2025 og 2030.

- De beregnede investeringer i de tre scenarier fastlåses. På den baggrund beregnes den selskabsøkonomisk optimale drift (lastfordeling) for året 2030 i en række tilfælde, hvor rammevilkår, brændselspriser m.v. varieres.

Optimeringskriterie

Modellens optimeringskriterie er valgt til at være selskabsøkonomi, og ikke samfundsøkonomi, ud fra en antagelse om at varmeprisen i praksis er det primære kriterie for selskabernes investeringer og drift. De samfundsøkonomiske virkninger vurderes efterfølgende som en del af resultaterne.

Det forudsættes at fjernvarmeselskaberne investerer rationelt ud fra de rammer og teknologier, som findes. Men da investeringsoptimeringerne kun betragter det pågældende år inddrages eventuelle forventede fremtidige ændringer og usikkerheder i priser eller vilkår ikke. Modellens beslutninger om nye investeringer sker

altså alene ud fra en betragtning af, om investeringen kan betale sig i det på gældende år, men så sker den til gengæld også med øjeblikkelig virkning.

Ændringer i kapacitet og produktion kan i modellens resultater altså generelt forventes at ske hurtigere end i den virkelige verden, hvor der indtræder forsinkelser på grund af risikoovervejelser, beslutningsprocesser, byggetider for anlæg m.v.

Investeringer afskrives over 25 år. Dette er en forholdsvis lang horisont. Havde der været valgt en kortere horisont ville det have lagt en dæmper på investeringerne.

2.3 Beregning af konkurrencen med individuel varmeforsyning

Dette afsnit beskriver metoden som er anvendt til at beregne konkurrenceforholdet mellem fjernvarme og individuel varmeforsyning.

For at analysere om opvarmning med fjernvarme kan konkurrere med individuel opvarmning, både i dag og i fremtiden, er der taget udgangspunkt i en situation hvor en boligejer, i 2015, skal vælge mellem enten at investere i at tilslutte sin bolig til fjernvarmenettet, eller investere i en teknologi til individuel opvarmning. Det antages at boligejeren sammenligner individuel varmeforsyning og forsyning med fjernvarme ud fra forsyningsarternes omkostninger til opvarmning af boligen. Med andre ord vil boligejeren investere i det alternativ som giver den højeste nutidsværdi af investeringen og dermed den laveste varmepris. Boligejerens præferencer overfor f.eks. miljøhensyn tages der altså ikke højde for her.

Følgende teknologier, til individuel opvarmning, er til rådighed i denne analyse:

- Oliefyr
- Træpillefyr [1]
- Naturgasfyr
- El-panel/radiator
- Luft/vand varmepumpe
- Jordvarmepumpe

Grundet eventuelle forskellige levetider af de tilgængelige teknologier til opvarmning, vil det ikke være tilstrækkeligt at vælge mellem investeringsalternativer udelukkende på baggrund af nutidsværdimetoden. Det skyldes at investeringerne kan ses som værende gensidigt udelukkende, samt det faktum, at en bolig skal opvarmes hvert år. Det vil, i dette tilfælde, derfor ikke give mening direkte at sammenligne nutidsværdien af en investering som har en levetid på 15 år med en investering som har en levetid på 20 år, da investeringen som har en levetid på 20 år kan benyttes til at levere varme fem år længere end den anden investering.

[1] Træpillefyret er af typen "Biomass, automatic"

For at undgå dette kan man, ved hjælp af reinvesteringer, konstruere en så lang betalingsrække at to alternativers levetid udløber på samme tid. En anden mulighed er at beregne den ækvivalente årlige annuitet, ved hjælp af annuitetsmetoden. Med annuitetsmetoden beregnes den gennemsnitlige nettobetaling pr. periode, i dette tilfælde vil det svare til den gennemsnitlige varmepris pr. år. Denne findes ved formel (2.1) (Christensen, 2005)

$$\text{Varmepris} = NV_j\left(k\right) \cdot \alpha_{T,k}^{-1} = \left[\sum_{t=0}^{T} NB_{j,t}\left(1+k\right)^{-t}\right] \cdot \alpha_{T,k}^{-1} \tag{2.1}$$

hvor $\alpha_{T,k}$, kaldes kapitalindvindingsfaktoren eller annuitetsfaktoren, defineret i formel (2.2)

$$\alpha_{T,k} = \frac{1-\left(1+k\right)^{-t}}{k} \tag{2.2}$$

$NB_{j,t}$ er nettobetalingen på tidspunkt t for alternativ j, T er levetiden af investeringen og k er diskonteringsrenten, her sat til 4 % (EFKM, 2016).

Nettobetalingen udregnes for hvert investeringsalternativ og afhænger af antagelser omkring investeringens størrelse og levetid, virkningsgraden for teknologien, brændselsprisen, afgifter/tariffer og drift/vedligehold for teknologien. Disse antagelser redegøres for i kapitel 4.

Metode til beregning af fjernvarmeproduktionsprisen

Til brug for analyse af konkurrenceforholdet mellem fjernvarme og individuel opvarmning er der foretaget en beregning af fjernvarmeproduktionsprisen i hvert område. Varmeprisen beregnes som en gennemsnitlig varmepris, så det antages, at alle forbrugere i et område har samme varmepris. Varmeproduktionsprisen er beregnet som en varmeproduktionsvægtet pris af prisen i de centrale, store decentrale og små decentrale områder. Varmeproduktionsprisen beregnes som en omkostningsægte pris, hvor der således ikke er indregnet et evt. profitelement, som der kan indgå på visse centrale produktionsanlæg.

Beregningen af varmeproduktionsomkostninger er foretaget ved hjælp af et regneark til sammenligning af fjernvarmepriser. Det er valgt at benytte denne tilgang og ikke at udtrække resultaterne direkte fra Balmorel, da der i Balmorel kun i begrænset omfang indgår kapitalomkostninger for eksisterende anlæg. For hvert varmeanlæg er der udregnet en varmeproduktionspris i kr./GJ, der medtager kapitalomkostninger, variabel og fast D&V, brændselsudgifter, afgifter og tilskud samt indtægt fra elsalg. Således medtages alle kapitalomkostninger, selvom flere eksisterende anlæg allerede i realiteten kan være betalt af. Der vil dog almindeligvis være behov for reinvesteringer, hvis anlægget skal være i drift udover den tekniske levetid, og derfor vurderes det at være retvisende at medtage kapitalomkostninger for alle anlæg.

Derefter er en vægtet fjernvarmepris udregnet for hvert område og scenarie i analysen, på basis af teknologisammensætningen i den givne områdetype. Der benyttes tre typer af aggregerede fjernvarmeområder i denne analyse; centrale, store og små decentrale områder. Teknologisammensætningen er udregnet i Balmorel

modellen for hvert år og hvert scenarie. Disse priser giver en fjernvarmeproduktionspris an net, dvs. uden nettab, i de forskellige fjernvarmeområder, givet en bestemt udvikling i priser og teknologisammensætning. For de selskabsøkonomiske beregninger er relevante tilskud og afgifter medtaget.

Til modellering af tekniske og økonomiske data for fjernvarmeproduktionsanlæg er de tekniske og økonomiske parametre fra Energistyrelsens Teknologikatalog (Energistyrelsen, 2015a) benyttet, med enkelte opdateringer. Dette svarer til de data, som anvendes i Balmorel. En levetid på 20 år for alle anlæg er antaget, og en rente på 4 % benyttet til udregning af kapitalomkostninger. Antaget antal fuldlasttimer for varmeanlæg kan ses i tabel 2.1 nedenfor. I praksis vil antallet af fuldlasttimer variere fra område til område og fra år til år, men de viste fuldlasttimer vurderes som gennemsnit at være repræsentative for teknologiernes driftstid.

Varmeproduktionsanlæg	Fuldlasttimer
Kraftvarmeanlæg	5000
Affaldsforbrænding	8000
Varmepumpe, el- eller gasdrevet	5000
Halm- eller Fliskedel	5000
Træpillekedel	3000
Solvarme	4900
Gaskedel	2000

Tabel 2.1: Fuldlasttimer for teknologitype

2.4 Analysens scenarier

For at kvantificere konsekvenser og risikobilleder for de forskellige udviklingsveje er der i dette projekt opstillet tre investeringsscenarier for udvikling af det danske fjernvarmesystem frem mod 2030. Scenarierne er konstrueret ved at variere på de forudsætninger (rammevilkår), der er lagt til grund for modelberegningerne af de økonomisk optimale investeringer.

Grundscenariet: Investeringerne sker ud fra en fortsættelse af gældende og kendte ændringer af regulering af fjernvarmesektoren, dog er der ingen PSO-tarif på el da det forventes at denne forsvinder.

Biomassescenariet: Investeringer sker under forudsætning om at biomasse bliver billig. Det kan ske enten ved at prisen i forhold til anden brændsel falder eller at biomasse får et brændselstilskud. Samtidig antages at kraftvarmekravet gradvist udfases. Også i dette scenarie er PSO-tariffen fjernet.

Elscenariet: Investeringer sker under forudsætning om at elafgifter reduceres til det halve og at PSO-tariffen forsvinder. Desuden sker der en gradvis udfasning af kraftvarmekravet.

Tabel 2.2 illustrerer forskellene på de bagvedlæggende rammevilkår.

Kraftvarmekrav			
	Grundscenariet	Biomassescenariet	Elscenariet
2020	Bibeholdes	Centrale områder: Bibeholdes Store decentrale områder: Bibeholdes Små decentrale områder: Ophæves	
2025	Bibeholdes	Centrale områder: Bibeholdes Store decentrale områder: Ophæves Små decentrale områder: Ophæves	
2030	Bibeholdes	Centrale områder: Ophæves Store decentrale områder: Ophæves Små decentrale områder: Ophæves	
Afgifter, tilskud og PSO-tarif			
	Grundscenariet	Biomassescenariet	Elscenariet
2020	PSO-tarif fjernes. Gældende afgifter bibeholdes	PSO-tarif fjernes. Gældende afgifter bibeholdes. Yderligere tilskud til biomasse på 10 kr./GJ	PSO-tarif fjernes og elafgift halveres til varmepumper

Tabel 2.2: Variation af rammevilkår benyttet i beregningen af analysens investeringsscenarier.

Etablering af varmepumper og solvarme i centrale områder er i modstrid med den nuværende projektbekendtgørelse, men tillades alligevel i alle scenarierne. Variationen af rammevilkårene benyttes altså i første omgang udelukkende til at udspænde fordelingen af investeringer i de tre scenarier.

2.5 Analysens investeringsberegninger

I årene 2020, 2025 og 2030 kan modellen foretage investeringer i ny produktionskapacitet, hvor investeringerne foretaget i tidligere år fastholdes i de efterfølgende år (akummuleres). Allerede eksisterende kapacitet nedlægges, når den tekniske restlevetid er opbrugt, eller hvis det findes økonomisk rentabelt i et givet år. Nedlæggelse af produktionskapacitet kan dog tidligst finde sted i år 2025.

2.6 Analysens driftsberegninger

Ovenfor er der beskrevet tre udviklingsveje for produktionskapaciteten i fjernvarmeområderne i Danmark. Der er imidlertid usikkerhed omkring de fremtidige rammevilkår. Det kan have stor betydning for omkostninger til produktion af fjernvarme, hvis investeringerne foretages ud fra én forventning om fremtiden, mens udviklingen efterfølgende viser sig at blive anderledes.

Derfor udføres driftsoptimeringerne parallelt for de tre scenarier med forskellige alternative variationer af vilkårene, hvilket gør det muligt at sammenligne resultaterne på tværs af scenarier og variationer. Formålet med dette er, at belyse

konsekvenserne af at have investeret efter forudsætninger, som efterfølgende viser sig at blive realiseret.

Robusthedsanalyse

For at beskrive konsekvenserne af en given investeringsstrategi når rammerne ændres, gennemføres en robusthedsanalyse for de tre scenarier. Her fastholdes scenariernes produktionskapacitet (inkl. investeringer og nedlæggelser), mens rammevilkår og/eller priser ændres. Ved netop at fastholde produktionskapaciteten i systemet kan selskabsøkonomien i et givent scenarie sammenlignes på tværs af forskellige rammevilkår og scenarier. Ligeledes kan samfundsøkonomien for scenarierne sammenlignes på tværs af variationerne med det modelsetup som er lavet.

En sammenligning på tværs af scenarierne kan dermed fortælle noget om risikoen for fjernvarmeselskaberne og konsekvenserne for samfundet med hensyn til samfundsøkonomi, opfyldelse af VE-mål og CO_2-mål, m.v.

Nedenfor beskrives de rammevilkår hvorunder de tre scenarier er driftsoptimeret, i det følgende også kaldet beregninger.

Reference: I denne beregning er rammerne de samme som vist for grundscenariet i tabel 2.2.

Biomasse: I denne beregning er rammerne de samme som vist for biomassescenariet i tabel 2.2.

El: I denne beregning er rammerne de samme som vist for elscenariet i tabel 2.2.

Med PSO: I denne beregning fastholdes PSO-tariffen. Alle øvrige tariffer og afgifter fastholdes på nuværende niveau. Brændselspriser følger de priser som er fastsat i grundscenariet.

Bioafgift: En afgift på biomasse til el- og varmeproduktion har tidligere været på dagsordenen med forsyningssikkerhedsafgiften. Det antages, at der i fremtiden indføres en sådan afgift svarende til et niveau på 20 kr./GJ_{varme}. Dette antages ikke at påvirke elpriserne uden for Danmark.

Høj fossil: Priserne på kul, gas og olie er i høj grad globale og afhænger af en lang række faktorer. Historisk har priserne varieret betydeligt under indflydelse af en række geopolitiske forhold. Det antages her, at priserne på de fossile brændsler stiger som beskrevet i kapitel 3. Denne stigning antages her uafhængig af biomassepriser og CO_2-udledningspriser. Men de højere fossile priser vil påvirke elpriserne i Europa og Danmark, hvilket fastlægges med Balmorel kørsler for Nordeuropa.

Høj CO_2: Prisen på CO_2-udledningstilladelser har direkte indvirkning på såvel el- som varmeproduktionspriserne hos større producenter indenfor kvotesektoren. Priserne er i dag meget lave på grund af kvoteoverskud, men forudsættes i scenarierne, at stige fremover, til et niveau som beskrevet

i kapitel 3. Det antages her, at priserne for at udlede CO_2 stiger væsentlig mere end i grundantagelsen. Det kan for eksempel være som følge af EU regulering. De højere elpriser der er konsekvens af højere CO_2-priser indregnes også.

Temp. opt.: Det antages, at temperaturniveauerne i fjernvarmenettene kan sænkes betydeligt, som beskrevet i afsnit 4.3. Virkningerne af den øgede effektivitet af varmepumperne indregnes. Virkningerne af øgede virkningsgrader i termiske kraftværker, solvarme, reducerede nettab m.v. indregnes ikke. De nødvendige merinvesteringer i fjernvarmenet m.v. er heller ikke vurderet.

2.7 Parametre til vurdering af resultater

Resultaterne af modelberegningerne vurderes ud fra en række parametre. De vigtigste er listet her og efterfølgende beskrevet.

- Selskabsøkonomi
- Samfundsøkonomi
- Statens provenu
- Varmeproduktion
- VE-andel i varmeproduktionen
- CO_2-emissioner
- Elproduktionskapacitet og import/eksport af el
- Konkurrence med individuel opvarmning

Udviklingen beskrives både samlet og opdelt på de tre områdekategorier.

Selskabsøkonomi. I de selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger medtages såvel kapitalomkostninger, drifts- og vedligeholdelsesomkostninger, brændsler, indtægter fra elsalg, samt alle afgifter, tariffer og tilskud. Dog er en del af kapitalomkostningerne for eksisterende anlæg ikke medregnet idet disse regnes for mere eller mindre afskrevet. Omkostninger til administration og distribution af fjernvarme medtages ikke.

Samfundsøkonomi. De samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger svarer til de selskabsøkonomiske omkostninger, idet der fraregnes afgifter og tilskud, men ikke tariffer og CO_2-emissionsomkostninger. Der indregnes ikke skatteforvridningstab.

Statens provenu. Statens provenu svarer til forskellen i den samlede selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske omkostning, det vil sige summen af afgifter og tilskud.

Varmeproduktion. Varmeproduktionen opgøres fordelt på kilder og teknologier.

VE-andel i varmeproduktionen. VE andelen er den del af varmeproduktionen, der sker med vedvarende energikilder. Hertil medregnes solvarme, biomassebaseret varme, biogas, overskudsvarme, geotermi, og den andel af affaldet der svarer til den bionedbrydelige fraktion. For varmepumper medregnes den del af varmen, som stammer fra en varmekilde. For el til varmepumper og elpatroner estimeres en VE andel svarende til den forventede fremtidige VE andel i Danmarks elproduktion.

CO_2-emissioner. Emissionerne opgøres som den samlede udledning hidrørende fra fjernvarme og tilhørende elproduktion i Danmark fordelt på kilderne. Virkninger som følge af import/eksport af el tages i betragtning men kvantificeres ikke.

Elproduktion og import/eksport. Import og eksport af el til og fra Danmark opgøres for at kunne perspektivere de øvrige resultater.

Konkurrence med individuel opvarmning. For alle beregninger vurderes konkurrenceforholdet mellem fjernvarmeprisen og prisen for individuel opvarmning.

Kapitel 3

Udviklingen af brændsels- og CO_2-priser

I dette kapitel beskrives de brændsels- og CO_2-priser, som benyttes i analysen.

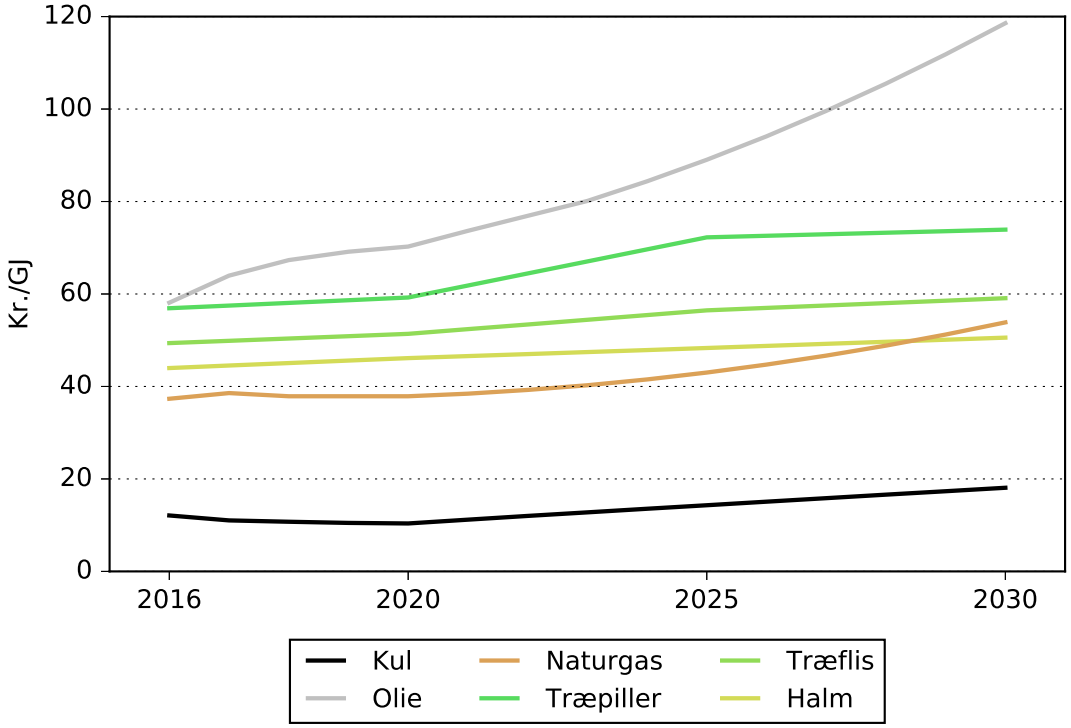
3.1 Brændselspriser

International Energy Agency (IEA) laver årligt scenarier for udviklingen af priser på olie, kul og naturgas. I deres seneste World Energy Outlook 2015 er der opstillet fire scenarier for udviklingen, Current Policies, der fortsætter nuværende politik, New Policies, der inkluderer udmeldte, nye politikker til reduktion af drivhusgasser og 450 ppm-scenariet, der forudsætter, at der gøres en yderligere aktiv indsats for at reducere drivhusgasemissioner, således at atmosfærens indhold af CO_2 ikke overstiger 450 ppm. Dertil kommer et særligt scenario med lave oliepriser.

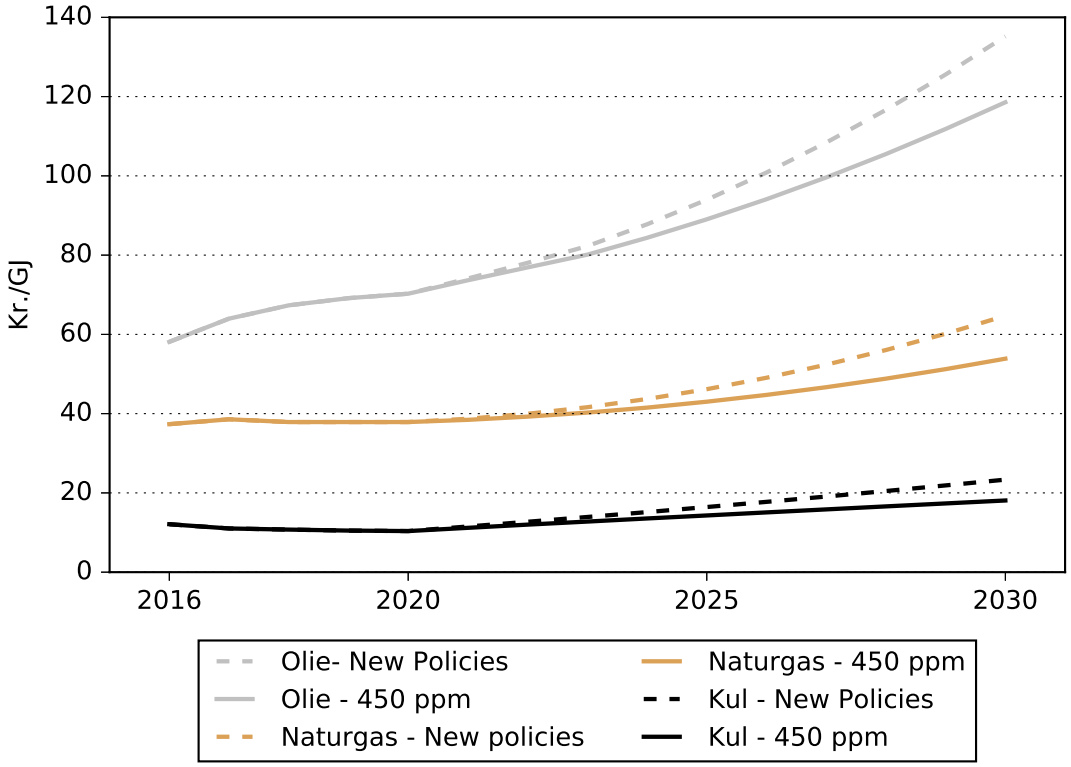
I december 2015 indgik en stor del af verdens lande en aftale om reduktion af drivhusgasser i Paris, og der er i de seneste år sket markante omkostningsreduktioner for vind og specielt for sol, ligesom at den økonomiske vækst i en række lande, herunder Kina, ikke forventes at udvise samme stigning som tidligere forudsat. Dette peger på, at der vil ske en markant VE-udbygning, samtidig med at forbruget af fossile brændsler ikke vil stige i samme takt som tidligere forventet. På den baggrund er det i denne analyse valgt at basere forudsætninger om brændselspriser på lang sigt på IEA's 450 ppm scenarie. På kortere sigt er der dog taget udgangspunkt i de aktuelle brændselspriser. Konkret er der antaget en gradvis indfasning fra det aktuelle prisniveau i 2016 og forward priser på kort sigt til IEA's langsigtede pris i 2030.

Biomassepriser publiceres ikke i IEA's World Energy Outlook, så her er det i stedet valgt at basere priserne på Energistyrelsens seneste prisfremskrivninger. Der er dog foretaget en justering af priserne for at afspejle olieprisniveauet i 450 ppm-scenariet, ligesom der er taget hensyn til de aktuelle priser for træpiller og træflis.

Figur 3.1 viser de brændselsprisforløb, der er lagt til grund for analysen.



Figur 3.1: Brændselspriser i modellen



Figur 3.2: Sammenligning af brændselspriserne fra 450 ppm-scenariet og New Policies scenariet

Høje fossile brændselspriser

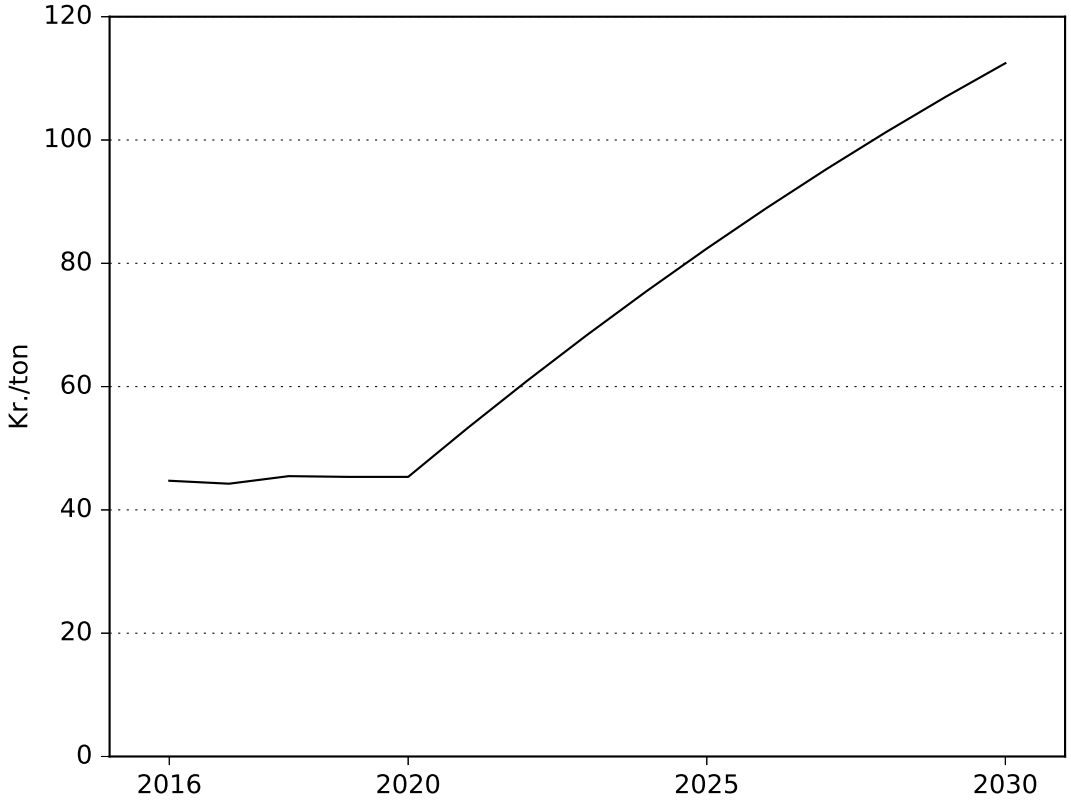
Som nævnt regnes der i analysen også på konsekvenserne af højere globale priser på fossile brændsler. Disse fremkommer ud fra IEA's New Policies scenarie i år 2030. Figur 3.2 viser forskellene på de to sæt af prisantagelser.

3.2 CO_2-priser og VE-tilskud

CO_2-kvoteprisen for hovedparten af de europæiske el- og fjernvarmeværker fastlægges i EU's kvotesystem, og det er derfor udviklingen i priser i EU's kvotemarked, der bestemmer CO_2-emissionsomkostningerne for produktionsanlæggene. EU har et mål om at reducere de samlede drivhusgasemissioner med 80-95 % i 2050. Elsektoren har gode muligheder for CO_2-reduktion, og det forventes derfor, at denne sektor skal være én af dem, der reducerer mest – formentlig helt op mod 100 % i 2050. For 2030 har EU sat som mål, at CO_2-emissionen skal reduceres med 40 % i forhold til 2005, og inden for den kvotebelagte sektor skal CO_2-reduktionen være højere, nemlig 43 %. Også inden for kvotesektoren må elsektoren forventes at skulle bære en større del af byrden, således at CO_2-reduktionen her kan forventes at skulle være over 50 % i 2030.

CO_2-kvoteprisens udvikling afhænger i høj grad af, hvilke andre virkemidler som tages i brug for at nå den ønskede CO_2-reduktion. I dag er der i mange lande en aktiv indsats for at øge energieffektiviteten og støtteordninger for at udbrede VE-teknologier. Det er i dette projekt vurderet, at dette ikke vil ændres markant frem mod 2030, og CO_2-reduktionen vil derfor skulle ske gennem en kombination af virkemidler. Dette giver lavere CO_2-priser, end hvis reduktionen alene skal ske gennem CO_2-kvotemarkedet.

I EU's Impact Assessment for EU's klima- og energipolitik fra 2020-2030 er der regnet på forskellige scenarier for udvikling af energisystemet frem mod 2030. I et scenarie, hvor klimamålene nås gennem en kombination af mål for CO_2, VE og energieffektivitet stiger CO_2-priser i 2030 til 11 €/ton i 2030. På den baggrund er der i denne analyse valgt at forudsætte en CO_2-pris for 2030 på 15 €/ton. På kort sigt anvendes det aktuelle prisniveau, og prisen antages at stige gradvist mod niveauet på lang sigt. Forudsætninger om CO_2-prisen er vist i figur 3.3.



Figur 3.3: Forudsætninger om CO_2-pris i analysen

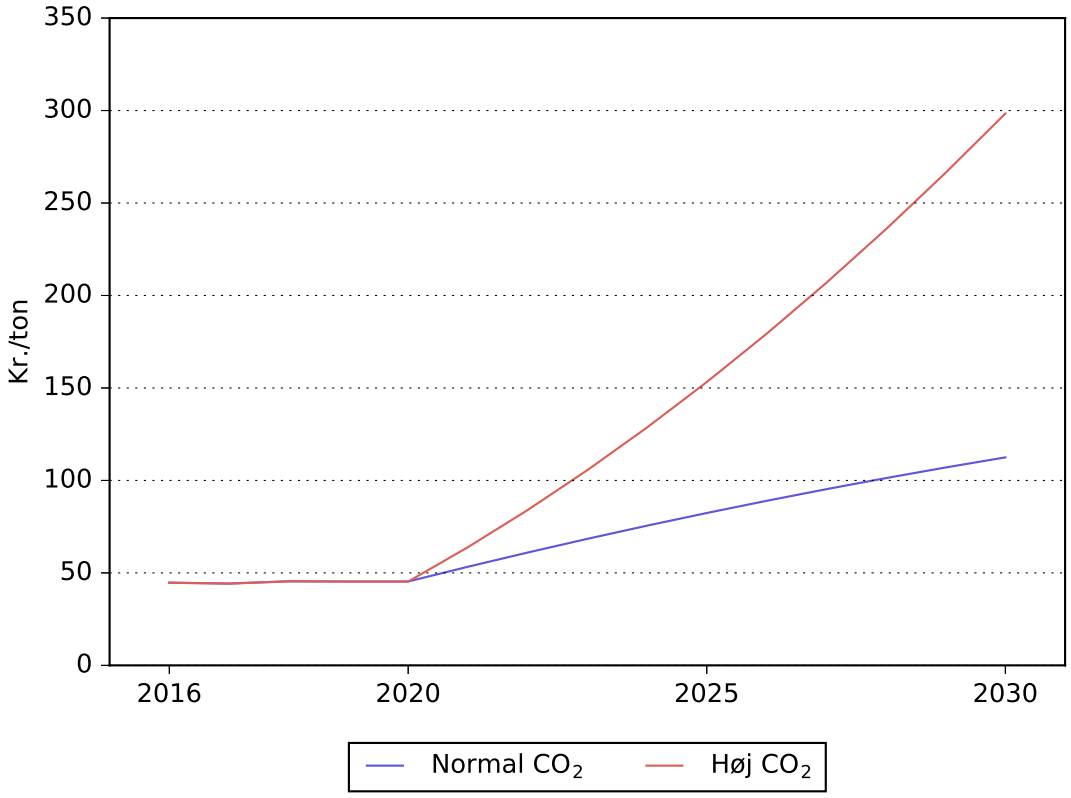
Som nævnt antages den nødvendige CO_2-reduktion, der lever op til EU's målsætninger at ske gennem en kombination af CO_2-prisen og støtte til VE. Ved fastlæggelse af de forudsatte støtteniveauer er der bl.a. set på historiske støtteniveauer, og på omkostningerne til de forskellige teknologier. Det har ikke været inden for rammerne af dette projekt at kortlægge støtteordninger i alle lande i detaljer, og der er i stedet valgt at anvende en generel forudsætning om støtteniveauet i alle lande. Forudsætninger om støtteniveauet fremgår af tabel 3.1.

Teknologi	VE-støtte 2025 – 2050 (€/MWh)
Landvind	15
Havvind	25
Solceller	30
Fast biomasse	15
Biogas	25

Tabel 3.1: Forudsat VE-støtte til forskellige elproduktionsteknologier i det nordeuropæiske elmarked. VE-støtteniveauet har særligt betydning, når modellen tillades at investere i ny VE-elproduktion. For de fleste lande er der på kort og mellemlang sigt indlagt en forventet udbygning med VE-elproduktion og først herefter tillades modelinvesteringer i VE.

Højere CO_2-udledningspriser

I analysen regnes der også på en variation, hvor der antages højere CO_2-udledningspriser indenfor EU. Her antages, at CO_2-prisen vil blive knap tre gange højere end i grundberegningen og vokse til ca. 300 kr./t i år 2030.



Figur 3.4: Sammenligning af grundantagelser og høje CO_2-priser

Kapitel 4

Forudsætninger for det danske fjernvarmesystem

I dette kapitel bliver de forskellige forudsætninger vedr. det danske fjernvarmesystem gennemgået. Dette inkluderer bl.a. fjernvarmeforbrug og fremskrivningen af denne, temperaturniveauer, ressourcer, teknologidata og varmekildepotentialer. Specielt forudsætningen omkring varmekildepotentialer er interessant og nyt i forhold til lignende analyser.

4.1 Opdeling af fjernvarme i Danmark i analysen

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

- 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 geotermianalysen, samt data om solvarmeanlæg hentet hos Dansk Fjernvarme.

De centrale områder og de store decentrale områder er alle repræsenteret individuelt. Centrale kraftvarmeområder er områder, hvor varmen til store byområder primært aftages fra de store centrale kraftvarmeværker, affaldsforbrændingsanlæg og enkelte steder fra industrivirksomheder. De store decentrale områder er områder med et varmebehov over 500 TJ/år, hvor varmen primært kommer fra store decentrale kraftvarmeværker eller fra affaldsforbrændingsanlæg. Dog er det valgt at medtage alle områder med affaldsanlæg i denne kategori, uanset størrelse. 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 11 centrale områder, 26 store decentrale områder 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 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 % af det samlede fjernvarmeforbrug.

Fordelingen tager også hensyn til, at der er tilladelse til udbygning med biomassekedler på op til 1 MW i 85 små decentrale fjernvarmeområder. Det er antaget, at 85 % af disse byer vil vælge at etablere en biomassekedel.

Tabel 4.1 giver et overblik over alle områder, der er repræsenteret individuelt i Balmorel.

Centrale områder			**Store decentrale områder**		
Navn	Bruttovarme-forbrug 2015 [PJ]	Grundlast-behov [MW]	Navn	Bruttovarme-forbrug 2015 [PJ]	Grundlast-behov [MW]
Esbjerg-Varde	4300	215	Brønderslev	497	25
Herning-Ikast	2893	145	DTU-Holte	600	30
Hovedstadsområdet	36.950	1847	Frederikshavn	797	40
Kalundborg	2400	120	Grenå	1067	53
Odense	10.300	515	Haderslev	597	30
Randers	2075	104	Hammel	304	15
Rønne	595	30	Hillerød-Farum	1488	74
TVIS	6603	330	Hjørring	1181	59
Aabenraa	1179	59	Hobro	214	11
Aalborg	6677	334	Holstebro-Struer	1838	92
Aarhus	11.715	586	Horsens	1078	54
			Maribo	605	30
			Nordøstsjælland	2176	109
			Nyborg	750	38
			Nykøbing Falster	753	38
			Næstved	812	41
			Nørre Alslev	87	4
			Silkeborg	1380	69
			Skagen	303	15
			Skive	659	33
			Slagelse	718	36
			Svendborg	716	36
			Sønderborg	1119	56
			Thisted	677	34
			Viborg	1169	58
			Aars	366	18
I alt	**85.686**	**4285**	**I alt**	**21.951**	**1098**

Tabel 4.1: 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 5000 fuldlasttimer. Hovedstadsområdet inkluderer CTR, VEKS, HOFOR og Vestforbrænding, Nordøstsjælland inkluderer Helsingør og Nordforbrænding, og Aabenraa inkluderer Rødekro-Hjordkær.

I tabel 4.2 ses et overblik over de modelområder, som repræsenterer alle de mindre fjernvarmeområder i Danmark. De fleste områder har flere varmeforsyningskilder, men er her grupperet efter den primære kilde.

Gruppering af små decentrale fjernvarmeområder	Antal områder	Bruttovarmeforbrug 2015 [TJ]	Gennemsnitligt bruttovarmeforbrug [TJ]	Gennemsnitligt grundlastbehov [MW]
Aggregerede områder i Østdanmark				
Biogas	4	301	75	3,8
Naturgaskraftvarme	109	1980	18	0,9
Naturgaskedler	21	1477	70	3,5
Halmkraftvarme	3	239	120	6,0
Halmkedler	20	1543	77	3,9
Træfliskedler	12	1444	120	6,0
Aggregerede områder i Vestdanmark				
Biogas	13	452	35	1,7
Biomasse (høj brændselspris)	24	1158	48	2,4
Naturgaskraftvarme	184	5618	31	1,5
Naturgaskedler	83	6695	81	4,0
Halmkedler	29	2329	80	4,0
Træfliskraftvarme	5	523	105	5,2
Træfliskedler	56	5306	95	4,7
I alt	**562**	**29.063**	**52**	**2,6**

Tabel 4.2: Gruppering af små fjernvarmeområder i modellen. Grundlastkapacitet er estimeret ud fra en forudsætning om, at grundlastkapacitet dækker 90 % af varmebehovet, og at grundlasten har 5000 fuldlasttimer.

Det skal bemærkes, at oversigten er baseret på fjernvarmesystemer, der er selvstændigt repræsenteret i Energiproducenttællingen. Energiproducenttællingen indeholder også varmesystemer i større boligforeninger eller institutioner. Antallet er derfor højere end antallet af fjernvarmeselskaber.

4.2 Fjernvarmeforbrug

Den forudsatte udvikling af fjernvarmeforbruget i modellen er vist i tabel 4.3. For Danmark er der regnet med, at der både sker en udbygning af fjernvarmenettene med nye kunder og en reduktion af enhedsforbruget i bygningerne gennem varmebesparelser. Besparelserne er sat til 0,75 % pr. år med 2013 som basisår.

I Statens Byggeforskningsinstituts analyse af potentialet for varmebesparelser (Statens Byggeforskningsinstitut, 2013) regnes der som "Business as usual" med ca. 30 % reduktion af varmeforbruget i den eksisterende bygningsmasse ved energirenoveringer frem til 2050. De her forudsatte 0,75 % pr. år resulterer i en samlet besparelse på 29 % i år 2050.

COWI har som en del af fjernvarmeanalysen for Energistyrelsen i 2013 opstillet et detaljeret varmeatlas for varmeforbruget i hele Danmark og gennemført beregninger af potentialet for udvidelse af eksisterende fjernvarmeområder i 2020 og 2035 set fra både et samfunds- og selskabsøkonomisk perspektiv, se tabel 4.3.

I modellen er udvidelsespotentialet ud fra et samfundsøkonomisk perspektiv i 2035 inkluderet.

PJ	2015	2020	2035
Centrale områder	66	66	60
Store decentrale områder	20	21	21
Små decentrale områder	24	25	26
I alt	**110**	**111**	**107**

Tabel 4.3: Fjernvarmeforbrug ab net i Danmark [PJ]

Kilde: Energistyrelsen (2014d)

Udvidelsespotentialerne kombineret med besparelserne peger her på et forholdsvist konstant varmebehov. Siden opgørelserne blev foretaget, er der dog sket en betydelig ændring af forudsætningerne, ikke mindst er brændselspriserne for olie og naturgas væsentligt lavere i dag. Dette kan betyde, at udvidelsespotentialet er mindre på kort sigt, da konkurrencen med individuel opvarmning forrykkes. I denne analyse vælges dog alligevel at holde fast i ovennævnte forbrugsudvikling ud fra en antagelse om at det langsigtede potentiale er forholdsvis upåvirket af de nuværende prisforhold.

Udover ovenstående varmeforbrug er der i Danmark inkluderet et procesvarmeforbrug for industrien, som svarer til den del af industrien, som indgår i Energistyrelsens energiproducenttælling. Dette er inkluderet for på retvisende måde at inkludere alle kraftvarmeproducerende enheder i dagens danske energisystem og dét forbrug, de producerer til. Dette forbrug er på 12 PJ i 2013, og antages fastholdt frem mod 2030, da produktion af procesvarme til fjernvarmeforbrug ikke har været fokus i denne analyse. Denne del af varmeforbruget har dog ikke i dette projekt været genstand for nærmere analyse og indgår ikke i resultaterne senere i rapporten.

4.3 Temperaturniveauer og nettab

De nuværende temperaturniveauer og nettab i fjernvarmesystemerne er vurderet ud fra data indberettet til Dansk Fjernvarmes benchmarkingstatistik (Dansk Fjernvarme, 2015b), kombineret med opdelingen på de tre områdetyper, se tabel 4.4. Dog er de rene transmissionsnet filtreret fra for ikke at dobbelttælle, og for at repræsentere de reelle forsyningstemperaturer på distributionsniveau. Det bemærkes, at ikke alle selskaber har indberettet, hvorfor tallene er behæftet med usikkerhed.

	Varme an net [PJ]	Sommer fremløb [°C]	Sommer retur [°C]	Vinter fremløb [°C]	Vinter retur [°C]	Nettab
Centrale områder	66,0	78	45	80	44	16,9 %
Store decentrale områder	15,2	72	46	78	43	19,3 %
Små decentrale områder	21,0	71	39	75	36	24,9 %
Alle (vægtet)	**102,2**	**76**	**44**	**79**	**42**	**18,9 %**

Tabel 4.4: Nettemperaturer og nettab på distributionsniveau, grupperet på Balmorel områdetyperne, 2014-15.

Kilde: Dansk Fjernvarme (2015b)

Som det ses svarer tabellens varmemængder an net ikke helt til de samlede varmevolumener i områderne. Det skyldes hovedsageligt, at ikke alle selskaber indberetter til statistikken. Samlet set vurderes statistikken dog at give et retvisende billede af nettabet i fjernvarmesystemet.

Temperaturoptimeret forløb

Analysens udgangspunkt er at fastholde de nuværende temperaturniveauer i fjernvarmesystemet. For at kunne analysere virkningerne af sænkede temperaturer i nettene er der derudover defineret et forløb, hvor der fokuseres på gradvist at sænke temperaturerne over årene frem mod år 2030. Arbejdet med at sænke nettemperaturerne pågår i mange områder, og en del demonstrationsprojekter har vist det muligt at sænke temperaturerne i eksisterende forsyningsnet betydeligt. Men sænkningerne kan give udfordringer i eksisterende forsyningsnet på grund af bl.a. kapaciteten i nettene samt temperaturbehov i de eksisterende brugerinstallationer. Det er derfor klart, at en generel sænkning kun kan ske over en længere årrække.

Som et realistisk, men optimistisk bud på, hvad der kan nås med en koncentreret indsats i alle fjernvarmeområder analyseres en situation, hvor gennemsnitstemperaturerne kan sænkes med følgende værdier, se tabel 4.5, målt i forhold til 2015 niveauet.

[°C]	2020	2025	2030
Sænkning fremløb	2	6	10
Sænkning retur	1	3	5

Tabel 4.5: Antagne sænkninger af nettemperaturer i et temperaturoptimeret forløb.

En tilsvarende forventet, gennemsnitlig reduktion af nettab i fjernvarmenettene som følge af temperatursænkningerne kan beregnes simpelt ud fra følgende antagelser: Temperaturtab i nettene regnes proportionale med de gennemsnitlige temperaturforskelle i forhold til jordtemperaturen (8 °C), hvor sommer og vintertemperaturer samt frem- og returløbstemperaturer vægtes lige (se tabel 4.6).

	2016	2020	2025	2030
Centrale områder	16,9 %	16,4 %	15,5 %	14,5 %
Store decentrale områder	19,3 %	18,7 %	17,6 %	16,5 %
Små decentrale områder	24,9 %	24,1 %	22,5 %	20,9 %
Alle (vægtet)	**18,9 %**	**18,3 %**	**17,2 %**	**16,2 %**

Tabel 4.6: Estimerede reduktioner af nettab som følge af reducerede temperaturer i et temperaturoptimeret scenarie.

Distributions- og administrationsomkostninger

Til brug for beregning af fjernvarmens konkurrenceforhold med individuel opvarmning skal udover varmeproduktionsomkostninger medregnes omkostninger til administration af fjernvarmeselskaberne samt distribution til ledningsnettet frem til forbrugeren. Disse omkostninger er vurderet ud fra data indberettet til Dansk Fjernvarmes benchmarking statistik (Dansk Fjernvarme, 2015b), kombineret med opdelingen på de tre områdetyper, se tabel 4.7.

	Distributions-omkostninger [kr./MWh]	Administrations-omkostninger [kr./MWh]
Centrale områder	124,2	26,9
Store decentrale områder	117,3	31,5
Små decentrale områder	117,6	42,1
Alle (vægtet)	**121,5**	**30,9**

Tabel 4.7: Estimerede omkostninger til distribution og administration for de tre områdetyper.

Kilde: Dansk Fjernvarme (2015b)

Det skal bemærkes, at ikke alle selskaberne har indberettet tallene, som derfor er behæftet med en vis usikkerhed.

4.4 Affalds- og biomasseressourcer

Det er i modelberegningerne forudsat, at affaldsmængder til forbrænding i Danmark antages at være på dagens niveau gennem hele analyseperioden. Der regnes med 3,3 mio. ton affald per år, og mængden deles op på Øst- og Vestdanmark. Ud over dette tillades import af op til 10 % af den danske mængde. De danske affaldsselskaber kan få penge for at modtage importeret affald, og prisen affaldsselskaberne får er i nærværende projekt fastsat til 280 kr./ton.

Halm og biogas betragtes som lokale brændsler, og regnes derfor at være til rådighed op til en fast mængde gennem hele perioden. Der er her også taget hensyn til, at en del af mængden anvendes til andre formål end el og fjernvarme.

Øvrig biomasse (træflis og træpiller) regnes at være til rådighed i ubegrænsede mængder til en fast pris, se afsnit 3.1, da disse brændsler forventes at kunne tilvejebringes gennem de internationale markeder.

4.5 Afgifter og tilskud

Der regnes med eksisterende afgifter og tilskud i Danmark, og der tages udgangspunkt i de eksisterende rammevilkår. Det gælder energi- og CO_2-afgift på brændselsforbrug, eltilskud til VE-produktion mv. Det er i tråd med gældende lovgivning antaget, at eltilskud deflateres over tid, mens afgifterne holdes konstante i faste priser.

- For varmeproduktionsteknologier, der anvender el, er der foruden elafgiften på 383 kr./MWh_{el} regnet med betaling af eltariffer: Systemtarif 29 kr./MWh_{el}, transmissionstarif 42 kr./MWh_{el} og distributionstarif 106 kr./MWh_{el}[1]. PSO-tariffen medregnes kun i en særlig følsomhedsanalyse og er her sat til 211 kr./MWh_{el}.

- For gasdrevne motorvarmepumper benyttes en afgift svarende til 75,8 kr./$GJ_{naturgas}$, hvilket er noget højere end den tilsvarende afgift for brændslet til en gaskedel. Dette skyldes at gasdrevne motorvarmepumper afgiftsmæssigt set betragtes som stationære motoranlæg, hvor afgiften er højere end for kedelanlæg. Dertil lægges CO_2-afgiften på 39 øre/$Nm^3{}_{naturgas}$ svarende til 9,8 kr./GJ.

- For varmepumper, der udnytter overskudsvarme benyttes en simplificeret metode, hvor en afgift på 33 % af vederlaget for varmen pålægges den del af den producerede varme, der produceres med en COP større end 3. Dette er forudsat ud fra, at fjernvarmeværket ejer varmepumpen og overskudsvarmen bliver leveret til fjernvarmeværket.

- Der antages et vederlag på 20 kr./GJ på overskudsvarme. Derudover betales de afgifter og tariffer, for den anvendte elektricitet, som er defineret i de forskellige scenarier.

- Tilskud til biomassebaseret kraftvarme indregnes som 15 øre/kWh_{el}.

- Grundbeløbet til decentral kraftvarmeproduktion er ikke medregnet i analysen, da det forventes at bortfalde i 2018, mens investeringer i analysen først foretages fra år 2020. For at illustrere den økonomiske konsekvens af grundbeløbet for varmeprisen er det dog medtaget i de selskabsøkonomiske opgørelser for 2016. Her er der regnet med, at grundbeløbet udgør 1 mio.kr./MW_{el} for de decentrale, naturgasfyrede områder på baggrund af de udbetalte beløb i 2014 og 2015.

[1] Niveauet for distributionstariffen er sat ud fra Dansk Energis statistik, 10 kV niveau, forbrug over 1000 MWh/år (Dansk Energi, 2015)

4.6 Teknologidata for eksisterende produktionsanlæg

For alle eksisterende produktionsanlæg er der taget udgangspunkt i data fra energiproducenttællingen samt data indsamlet til modellen i andre projekter.

Restlevetider for eksisterende, centrale produktionsanlæg er for Danmark fastlagt som i Energinet.dk's forudsætninger, baseret på en vurdering af den tekniske levetid. Restlevetider for øvrige anlæg er fastlagt ud fra en vurdering af den tekniske levetid. De udfases eksogent baseret på denne levetid og opførelsesåret:

- Affaldsanlæg: 30 år
- Decentrale kraftvarmeanlæg: 20 år
- Kedler: 20 år
- Vindmøller: 20 år
- For aggregerede små decentrale fjernvarmeområder i Danmark regnes med en udfasning på 5 % pr. år af kapacitetsværdien i 2011.

For de decentrale, naturgasfyrede kraftvarmeanlæg er der dog anvendt en lidt anden tilgang, da disse anlæg evt. kan have en længere levetid, hvis der løbende investeres i levetidsforlængelse, og deres driftstid i øvrigt reduceres betydeligt. Der er derfor forudsat, at anlæggene har lidt højere faste driftsomkostninger, men kun skrottes, når det ikke længere er økonomisk fornuftigt at have dem i drift.

Alle anlæg kan i øvrigt som tidligere beskrevet skrottes før udløb af den tekniske levetid, hvis værdien af anlægget er mindre end de faste driftsomkostninger.

Væsentligste forudsætninger vedr. lukninger og ombygninger

I projektet er der indsat forudsætninger for hvornår forskellige værker lukker eller ombygges. Disse er baseret på udmeldinger fra selskaberne og vurderinger fra projektgruppen baseret på restlevetider. Herunder kan de væsentligste ændringer ses:

- Herningværket lukker mellem 2025 og 2030.
- I Kalundborg lukkes Asnæs 2, og der etableres et nyt værk på træflis.
- I hovedstadsområdet: ARC lukker det gamle anlæg og opfører nyt, AMV3 lukker og erstattes af AMV4 på flis fra 2020, AVV1 ombygges til træpiller i 2017, HCV7 og HCV8 lukker lidt før 2025.
- I Odense tages Dalum ud af drift mellem 2020 og 2025.
- Randersværket lukker mellem 2016 og 2020.
- I Rønne ombygges kulkedlen til 100 % træflis.

- I TVIS ombygges Skærbækværket fra gas til et kombianlæg på gas og flis i 2017.
- I Aalborg lukkes en del af RenoNord mellem 2025 og 2030.
- I Aarhus ombygges Studstrupværket fra kul til træpiller, og der opføres et nyt halmkraftvarmeanlæg før 2020.
- I Hillerød og Farum opføres et nyt biomassekraftvarmeværk før 2020.
- I Grenaa lukkes det eksisterende kul/halm kraftvarmeværk, og der bygges en fliskedel i stedet før 2020.
- I Helsingør etableres et kraftvarmeanlæg på træflis før 2020.

4.7 Teknologidata for nye anlæg

For nye produktionsteknologier anvendes generelt tekniske og økonomiske data fra Energistyrelsens teknologikatalog. Dette gælder med undtagelse af data for affaldsbaserede kraftvarme- og kedelteknologier, varmepumper, biomassekedler og -kraftvarme samt biomassebaserede ORC-anlæg, samt geotermianlæg, som er beskrevet nedenfor.

Affaldsanlæg

Investeringsomkostninger for affaldskedler og kraftvarmeværker er afhængige af størrelsen. Data for disse anlæg er vist i tabel 4.8.

	Indfyret mængde			Investeringer [kr./ton/år]	
	[ton/h]	[MJ/s]	[ton/år]	Kraftvarme	Kedler
Små	10	29	80.000	7037	4664
Mellem	25	72,9	200.000	6083	4299
Store	70	204	560.000	5165	3923

Tabel 4.8: Forudsætninger for størrelser og investeringsomkostninger for affaldskedler og affaldskraftvarmeværker.

Eldrevne varmepumper

For store varmepumper til fjernvarmeproduktion skelnes mellem udnyttelse af tre forskellige typer af varmekilder og tilhørende potentialer, som beskrevet i afsnit 4.8.

Til vurdering af varmepumpernes effektivitet (COP faktorer) er metoden angivet i Energistyrelsens teknologikatalog benyttet (Energistyrelsen, 2016b), idet der er antaget en effektivitet på 50 % af de teoretiske (Lorentz) virkningsgrader.

COP faktorerne er beregnet ud fra dels de vurderede gennemsnitlige temperaturniveauer for de forskellige varmekilder, jf. afsnit 4.8 og dels de gennemsnitlige temperaturniveauer i fjernvarmenettene for de tre kategorier af fjernvarmeområder, jf. afsnit 4.1. For temperaturniveauerne regnes kun med vintertemperaturer, da det antages at varmepumperne er udlagt for disse, og har hovedparten af produktionen i vinterperioden.

Økonomiske nøgletal for varmepumperne tages fra (Energistyrelsen, 2016b), idet der for beregningsåret 2020 benyttes 2015 tal, for 2025 benyttes 2020 tal og for 2030 benyttes 2030 tal. Varmepumpernes elforbrug til proces antages inkluderet i COP faktorerne.

	Varme fra omgivelserne, ubegrænsede potentialer	Varme fra omgivelserne, begrænsede potentialer	Industriel overskudsvarme
COP, centrale områder	2,89	3,13	4,16
COP, store decentrale områder	2,95	3,20	4,28
COP, små områder	3,20	3,50	4,88
Investering [mio. kr./MW]	5,24	5,24	5,24
Drift og vedligehold			
-Variabel [kr./MWh]	15	15	15
-Fast [kr./MW/år]	15.000	15.000	15.000

Tabel 4.9: Forudsætninger for varmepumper, 2015 tal.

Som det fremgår, regnes der med ens størrelsesorden for investeringer uanset varmepumpens varmekilde. Dette er en simplificering, da projekterne i praksis vil have forskellige investeringsomkostninger afhængigt af hvilke anlægsarbejder, der kræves for at etablere varmekilden. I Energistyrelsens evaluering af initiativerne for store varmepumper (Energistyrelsen, 2016d) fremgår det, at varmekilden udgør i gennemsnit ca. 20 % af investeringen, men at dette kan svinge afhængigt af kilden, for eksempel er udnyttelse af grundvand dyrere end udnyttelse af overskudsvarme. Endvidere findes for pilotprojekterne en gennemsnitlig investering på 6,6 mio. kr./MW.

Det vælges dog her at fastholde teknologikatalogets niveau ud fra en betragtning om, at der vil være en læringskurve for projekter etableret fra år 2020, så de vil kunne realiseres noget billigere end de tilskudsberettigede pilotprojekter under Energistyrelsens pulje.

Temperaturoptimeret variation

I grundscenariet antages faste værdier for varmepumpernes COP, svarende til de nuværende temperaturniveauer. Derudover regnes på en temperaturoptimeret variation, hvor COP faktorerne gradvist forbedres i takt med at fjernvarmenettenes frem- og returløbstemperaturer sænkes som beskrevet i afsnit 4.3.

Dette dog således, at COP faktoren for en varmepumpe fastlægges på investeringstidspunktet og ikke forbedres yderligere i de efterfølgende driftsår.

Biomassekedler

For biomassekedler skelnes mellem brændslerne halm, træflis og træpiller. Derudover skelnes mellem anlæg på 1-5 MW indfyret effekt, som forudsættes opsat i de små decentrale områder og større anlæg på 5-15 MW som forudsættes opsat i de store decentrale områder og i de centrale områder. Teknologidata er vurderet ud fra teknologikataloget i kombination med data fra aktuelle projekter.

For de små anlæg antages de gennemsnitsværdier, angivet per MW indfyret brændsel, som er vist i tabel 4.10. Antagelser for større anlæg ses i tabel 4.11.

Brændsel	Samlet investering [kr./$MW_{brændsel}$]	Fast D&V [kr./MW/år]	Variabel D&V [kr./MWh]	Virkningsgrad
Halm	6.500.000	62.500	20,70	92,5 %
Flis	6.500.000	88.750	29,70	108 %
Træpiller	3.520.000	38.750	13,05	95 %

Tabel 4.10: Teknologidata for biomassekedelanlæg, små områder 1-5 MW

Brændsel	Samlet investering [kr./$MW_{brændsel}$]	Fast D&V [kr./MW/år]	Variabel D&V [kr./MWh]	Virkningsgrad
Halm	5.400.000	50.000	16,56	92,5 %
Flis	5.400.000	71.000	23,76	108 %
Træpiller	3.520.000	31.000	10,44	95 %

Tabel 4.11: Teknologidata for biomassekedelanlæg, store decentrale områder 5-15 MW

Forskellene i virkningsgrader afspejler en antagelse om, at det kun for træflis vil være en fordel at etablere røggaskondensering.

ORC anlæg - små biomassebaserede kraftvarmeanlæg

ORC anlæg (Organic Rankine Cycle) benytter organiske opløsningsmidler til en turbinekreds drevet af varme fra et kedelanlæg. Sådanne anlæg er velegnet til mindre, ubemandede elproducerende anlæg, men har forholdsvis lave elvirkningsgrader. Anlæggene er udbredte i flere europæiske lande, mens kun få anlæg er opstillet i Danmark.

Teknologidata for ORC anlæg er estimeret ud fra kendte projekter og oplysninger indhentet fra potentielle leverandører, da data ikke er tilgængelige i teknologikataloget. ORC anlæg opfattes her som en overbygning på biomassekedelanlæg baseret på halm eller træflis, idet der skelnes mellem to størrelsesområder, hhv. over og under 5 MW indfyret effekt. Det er således anslået, at merprisen for et ORC anlæg i forhold til et rent kedelanlæg udgør ca. 3,5 mio. kr./MW indfyret effekt for større anlæg og 4,2 mio. kr./MW for de små anlæg.

Disse størrelsesspring udgør et tilnærmet udtryk for skalafordelen ved større anlæg. Udgifter til fast drift og vedligehold antages at ligge ca. en tredjedel over

et rent fliskedelanlæg, mens variabel drift og vedligehold antages at stige med 0,6 kr./GJ indfyret brændsel.

I tabel 4.12 kan data benyttet i denne analyse ses.

	Indfyret effekt [MW]	Elvirk-ningsgrad (netto)	Varmevirk-ningsgrad	Investering [mio.kr./ $MW_{brændsel}$]	Fast D&V [kr./ $MW_{brændsel}$]	Variabel D&V [kr./ $MWh_{brændsel}$]
Små områder	1-5	15 %	85 %	10,7	120.000	31,9
Store decen-trale områder	5-15	16 %	92 %	8,9	93.000	25,9

Tabel 4.12: Forudsætninger vedrørende ORC kraftvarmeanlæg

Gasvarmepumper - motordrevne

Som alternativ til de eldrevne varmepumper regnes også på investeringer i gasdrevne motorvarmepumper.

Da teknologikatalogerne ikke indeholder data for den type anlæg, og da erfaringerne i øvrigt er sparsomme, modelleres de her som en kombination af gasmotorer og eldrevne varmepumper, således at gasmotoren leverer sin effekt direkte til elvarmepumpen (via en direkte akselkobling). Varmeproduktionen består så af summen af gasmotorens og elvarmepumpens varmeproduktion, og COP værdier beregnes ud fra en kombination af disse som forholdet mellem varmeproduktion og naturgasforbrug. Der er ikke taget højde for den potentielle effektivitetsforbedring, der kan ligge i at motorens overskudsvarme kan afleveres ved højere temperatur end varmepumpens. Tilsvarende beregnes investeringer og driftsomkostninger som den forholdsvise sum for motor og varmepumpe.

Nøgletal for både elvarmepumper og gasmotorer tages fra det opdaterede teknologikatalog (Energistyrelsen, 2016b). Dog fastholdes gasmotorernes virkningsgrader på 2020 niveau, så der i alle år benyttes en elvirkningsgrad på 45 % og varmevirkningsgrad på 55 %.

Gasmotorvarmepumperne analyseres kun med den driftsform, at al produktion fra motoren går til varmepumpen, og det antages således at alle elafgifter og tariffer kan undgås, idet det ikke er nødvendigt at udveksle el med nettet.

Gasvarmepumper - absorption

Som yderligere alternativ til de el- og gasmotordrevne kompressorvarmepumper medtages også gasdrevne absorptionsvarmepumper.

Denne varmepumpetype findes allerede i fjernvarmeskala, og benyttes i udlandet ofte i kølemaskiner, men er ikke udbredt i Danmark hvorfor der ikke findes gode tilgængelige teknologidata. Absorptionsvarmepumper til fjernvarme er blandt andet beskrevet i Drejebogen for store varmepumper (Energistyrelsen, 2014c) og i det opdaterede teknologikatalog (Energistyrelsen, 2016b).

Absorptionsvamepumper har typisk lavere COP værdier end kompressorvarmepumper, men COP'en er mindre følsom overfor temperaturerne, og såvel

investeringer som driftsudgifter er typisk lavere. Som følge af varmepumpernes virkemåde er der begrænsninger i det mulige temperaturspænd, og de anses derfor som mindre egnede til fjernvarmeproduktion med lavtemperaturvarmekilder.

Det vurderes her, at varmekilderne ved omgivelsestemperatur med begrænset potentiale samt industriel overskudsvarme kan benyttes, når fjernvarmetemperaturen (frem- og returløb) kan holdes tilpas lav. Derimod regnes omgivelsesvarme med ubegrænset potentiale (luft og havvand) ikke som mulige kilder. Absorptionsvarmepumper anvendes også typisk til røggaskondensering, hvor de drives af anlæggets egen varme. Dette modelleres ikke i analysen.

I dette studie modelleres gasdrevne absorptionsvarmepumper som en kombination af gaskedler og absorptionsvarmepumper, begge med data fra Energistyrelsens teknologikatalog. Dog fratrækkes halvdelen af omkostningerne til gaskedlen ud fra en antagelse om, at et sammenbygget anlæg kan billiggøres. Der antages en COP faktor for varmepumpen på 1,6, som fastholdes uanset varmekilde og fjernvarmetemperaturer.

Solvarme og varmelagre

Store solvarmeanlæg indregnes generelt med data som angivet i teknologikataloget. Modellen kan endvidere investere i korttidslagre eller udnytte allerede eksisterende akkumuleringstanke. Derudover kan der bygges sæsonvarmelagre, ligeledes ud fra data fra teknologikataloget.

Effektiviteten af solfangeranlæggene er blandt andet afhængig af middeltemperaturen i solfangerne, og stiger derfor med faldende temperaturer i de fjernvarmenet, hvortil varmen produceres. Baseret på Furbo (2014) kan anslås en 1,5 % ydelsesforbedring per grads sænkning som en tilnærmet værdi. Denne virkning medtages dog ikke i økonomiberegningerne.

Geotermianlæg

Udvælgelsen af fjernvarmeområder med potentiale for geotermi bygger på den landsdækkende screening fra Energistyrelsen (2015c), hvor kriteriet dels er fjernvarmeområder med større varmegrundlag end 400 TJ/år samt en frasortering af visse områder med et forventet meget ringe geologisk potentiale for geotermi (primært beliggende oven på den geologiske Ringkøbing-Fyn højderyg). I samme projekt er fastlagt repræsentative teknologidata for projekterne. Modellen har således mulighed for at investere i geotermianlæg i 28 fjernvarmeområder, svarende til en del af de centrale og store decentrale områder, men ikke i de små områder.

Dyb geotermi regnes med at kunne udnyttes med elektriske kompressorvarmepumper eller med absorptionsvarmepumper drevet af et eksisterende eller nyt biomassekedelanlæg.

I de scenarier og år, hvor kraftvarmekravet opretholdes, er det i de centrale områder og i de naturgasbaserede decentrale kraftvarmeområder ikke muligt at etablere geotermianlæg med biomassebaserede absorptionsvarmepumper, men alene anlæg med elvarmepumper. I scenarier hvor kraftvarmekravet ophæves er valget af varmepumpetype også frit.

Teknologidata for geotermianlæg er meget afhængige af lokaliteten, herunder geologien og varmegrundlaget. I denne analyse er det dog for simpelhedens skyld valgt at bruge generaliserede data på baggrund af de i screeningen undersøgte anlæg, ved at benytte gennemsnittet for de 22 mest gunstige anlæg (og se bort fra de 6 ringeste). I tabel 4.13 kan ses de data der bruges i modellen, idet data gælder for den samlede kombination af geotermianlæg og varmepumpe/drivvarmeanlæg.

Type	COP	Investering [mio. kr./MW]	Fast D&V [kr./MW/år]	Variabel D&V [kr./MWh]
Absorptionsvarmepumpe, træflis	2,29	14,9	180.500	41,8
Elvarmepumpe	5,92	17,6	249.800	57,9

Tabel 4.13: Forudsætninger vedrørende geotermianlæg. De økonomiske tal er vist pr. MW eller MWh varmeoutput.

COP værdiernes størrelse afspejler at en del af varmen kan udnyttes uden brug af varmepumpe.

4.8 Overskudsvarme og varmekilder til varmepumper

Varmepumper kan udnytte varme fra forskellige kilder ved forskellig temperaturer. Analysen skelner mellem tre forskellige kategorier af varmekilder, og opgør de til rådighed værende potentialer ud fra de tilgængelige kilder.

- Industriel overskudsvarme og proceskøl (høj temperatur og høj COP)
- Varmekilder ved omgivelsestemperatur, begrænset potentiale (middel temperatur og middel COP)
- Varmekilder med ubegrænset potentiale (lav temperatur og lav COP)

Udover dette regnes geotermi også som en mulig varmekilde i 28 udvalgte områder, som beskrevet i afsnit 4.7. Det bemærkes, at potentialeopgørelserne skal ses som en overslagsmæssig fastlæggelse af størrelsesordenerne, snarere end præcis kortlægning for hvert af områderne. Samtidig er der lavet en vurdering af, hvor stor en del af de kortlagte potentialer som realistisk kan udnyttes til fjernvarme i de enkelte beregningsår fordelt på fjernvarmeområderne i analysen.

Potentialerne regnes tilgængelige for udnyttelse med eldrevne varmepumper, gasdrevne motorvarmepumper eller med absorptionsvarmepumper, men med forskellig COP. Tabel 4.14 viser summen af de opgjorte potentialer samt hvilken andel, der kan udnyttes i analyseårene.

For år 2025 interpoleres mellem 2020 og 2030.

	Opgjort potentiale [MW]	Medregnet 2020	Medregnet 2030	Kildetemperatur / afkøling
Industriel overskudsvarme	182	100 %	100 %	35 °C / −10 °C
Fjernkøling - proces	271	30 %	50 %	35 °C / −10 °C
Omgivelsestemperatur - begrænset	1842	30 %	50 %	9 °C / −5 °C
Omgivelsestemperatur - ubegrænset	Ubegrænset	Ubegrænset	Ubegrænset	3 °C / −2 °C

Tabel 4.14: Oversigt over varmekildepotentialer for varmepumper i analysen. Der er vist effekten fra varmekilder, ikke varmeproduktionseffekten for varmepumperne, der vil være højere, afhængig af varmepumpens COP.

Industriel overskudsvarme og fjernkøling

Estimering af potentialer for industriel overskudsvarme og fjernkøling bygger hovedsageligt på et studie om udnyttelse af overskudsvarme fra industrien udført for Energistyrelsen i år 2013 af Viegand Maagøe (2013) samt på data fra Køleplan Danmark (Rambøll og Aalborg Universitet, 2016).

Førstnævnte rapport behandler det samlede danske potentiale for at udnytte industriel overskudsvarme. Endvidere har Viegand Maagøe for Energistyrelsen i 2015 estimeret fordelingen på centrale og decentrale områder samt på udnyttelsesformer. Ud fra dette anslås et yderligere potentiale for ny fjernvarmeproduktion med varmepumper baseret på industriel overskudsvarme på 2 PJ/år og 4 PJ/år for projekter med op til 4 års tilbagebetalingstid i de centrale henholdsvis decentrale områder (udover det, der udnyttes i dag). Dette kan omregnes[2] til en total varmeeffekt fra varmekilderne på 55 MW i de centrale områder og 127 MW i de resterende områder. Potentialet antages fordelt på analysens fjernvarmeområder proportionalt med varmeforbruget. Det fulde potentiale indregnes i alle beregningsårene. Til sammenligning anslår Lund og Persson (2016) et samlet potentiale for lavtemperatur industriel overskudsvarme (<100 °C) på godt 12 PJ, inklusive det i dag udnyttede. I dette indgår ikke økonomiske udvælgelseskriterier.

Køleplan Danmarks tal er oplyst af Rambøll fordelt på kommuneniveau med angivelse af årlig køleproduktion (MWh) og effekt (MW). Andelen af køleproduktion til komfortkøling og proceskøling angives af Rambøll at være ca. en til en, hver ca. 2300 GWh/år. Da behovet for komfortkøling typisk optræder i relativt få timer om året og typisk i den varmeste tid på året (svarende til ca. 1000 fuldlasttimer for varmepumperne) anses denne del af potentialet umiddelbart som mindre interessant for fjernvarme, og det vælges ikke at medtage denne i varmepumpepotentialet. Derudover er det meget svært at vurdere, hvor meget fjernkøling der kommer i Danmark og ikke mindst, hvornår det kommer.

Anvendelsen kan være interessant hvis der indføres sæsonvarme/kuldelagring, for eksempel via ATES anlæg i undergrunden, men dette indgår ikke i denne analyse. Proceskøling er derimod typisk fordelt mere jævnt over året, og regnes i denne analyse som en konstant varmekilde.

Andelen af proceskøling for hver kommune udledes af Rambølls tal, og disse fordeles på analysens fjernvarmeområder omregnet til varmekildeeffekt. Heraf fås i alt 146 MW i de centrale områder, 85 MW i de store decentrale, og 40 MW i de

[2] Ud fra 8.000 fuldlasttimer og den antagne COP for varmepumperne.

små områder.

Da potentialerne i Køleplan Danmark bygger på GIS baserede data, og da det ikke vides, hvor mange af disse, der umiddelbart kan realiseres, vælges det her at indregne 30 % af ovennævnte potentiale i år 2020, stigende til 50 % i år 2030. Dertil forudsættes specifikt for Viborg en varmekilde på 15 MW i år 2020, 40 MW i 2025 og 65 MW i 2030 svarende til Apples påtænkte datacenter.

Industriel overskudsvarme består af kilder ved varierende men forholdsvis høje temperaturer, typisk 20-60 °C. Overskudsvarme fra proceskøling skal typisk hentes ved lavere temperaturer, ved formentlig gennemsnitligt ca. 25-30 °C. Da kilderne i analysen regnes under et, anslås de som gennemsnit at være til rådighed ved 35 °C og at kunne køles 10 °C. Det bemærkes, at der kan være et vist overlap mellem de to opgørelser. Usikkerheden om dette tages der højde for via de ovennævnte reduktionsfaktorer for proceskølepotentialet.

På længere sigt forudsættes i flere af Energistyrelsens scenarier, at der etableres brændstoffabrikker til produktion af biobrændsler til transport, og at disse biobrændstoffabrikker leverer overskudsvarme til fjernvarmesektoren. I modellen er der dog ikke lagt biobrændstoffabrikker ind, da dette ikke skønnes at slå væsentligt igennem inden år 2030.

Varmekilder ved omgivelsestemperatur og begrænset potentiale

Estimering af varmekildepotentialet for varmepumper baseret på omgivelsesvarme med begrænsede resurser bygger især på et studie af Lund og Persson (2016), der benytter en GIS baseret kortlægning af tilgængelige varmekilder med en mindre afstand end 500 meter fra eksisterende fjernvarmenet.

Her skelnes mellem seks kategorier af varmekilder, som kan ses i tabel 4.15, idet det angives i hvor stor en del af fjernvarmeområderne kilderne vurderes at være til rådighed, samt det totale varmekildevolumen. Potentialet for de viste kilder udgør tilsammen 14,9 TWh/år, eller ca. 1842 MW som middeleffekt (beregnet ved 8000 timer per år).

Varmekilde	Rådighed (% af områder)	Potentiale [TWh]
Supermarkeder	61,5	0,4
Spildevand	34,5	2,9
Drikkevand	31,0	0,8
Grundvand	98,8	6,9
Vandløb	8,4	3,2
Søer	7,7	0,7

Tabel 4.15: Varmekildepotentialer og rådighed.

Kilde: Lund og Persson (2016)

Endvidere behandler artiklen kategorierne lavtemperatur industriel overskudsvarme samt havvand, som begge indgår i andre kategorier i dette studie. Det må dog antages, at det i perioden frem mod år 2030 kun er realistisk at udnytte en del

af potentialerne. Dette kan blandt andet skyldes, at der i en del især små områder vurderes et potentiale, der er betydeligt større end varmegrundlaget. Samtidig ses det, at navnlig grundvand og spildevand udgør en stor del af potentialet. Disse kilder er tilstede i langt de fleste områder, men det må forventes, at tekniske og miljømæssige begrænsninger vil reducere eller forsinke den mulige udnyttelse. Det antages her, at der i perioden 2020-2030 finder en læring sted, så en stigende del af potentialet bliver tilgængeligt.

Samlet set vurderes det i denne sammenhæng, at 30 % af ovennævnte potentialer er udnyttelige i år 2020, stigende til 50 % i år 2030. Til brug for modelberegningerne er potentialerne omregnet til effekt (MW), og fordelt på Balmorelområder ud fra geografiske oplysninger modtaget fra artiklens forfattere. Dette svarer til at de centrale områder tegner sig for ca. 40 %, de store decentrale områder for ca. 16 %, og de små decentrale områder for ca. 44 % af potentialet.

Kilderne antages at være til rådighed ved 9 °C, og at kunne nedkøles 5 °C, hvilket er repræsentativt for kategorierne grundvand, drikkevand og spildevand, der udgør størstedelen af potentialet.

Varmekilder med ubegrænset potentiale

Som varmekilder med ubegrænset potentiale regnes udeluft og havvand. Havvand kan udnyttes i fjernvarmeområder tæt ved havet mens luft kan udnyttes alle steder. Havvand som varmekilde vil have højere værdi i kolde perioder end luft, men kræver også større investeringer. I analysen simplificeres dette, så varmekilderne med ubegrænset potentiale regnes under et. Som et skøn for gennemsnitlige temperaturniveauer for disse varmekilder antages 3 °C, og en nedkøling på 2 °C. Dette antages at svare til den gennemsnitlige luft/havtemperatur vægtet i de måneder, hvor det største varmeforbrug optræder.

4.9 Teknologidata for individuelle varmeanlæg

Dette afsnit har til formål at beskrive de forudsætninger som ligger til grund for beregningen af konkurrenceforholdet mellem fjernvarme og individuel varmeforsyning. Gennemgående er omkostningerne opgivet inkl. moms, hvilket skiller sig ud fra de økonomiske resultater i kapitel 6.

Antagelserne omkring investeringsomkostninger, virkningsgrad, levetid, drift og vedligehold for de individuelle teknologier og fjernvarme er vist i tabel 4.16.

Opvarmningsform	Investering [kr.]	Virkningsgrad [%]	Levetid [år]	Drift og vedligehold [kr./år]
Fjernvarme	46.500	98	20	200
Oliefyr	55.900	100	20	2500
Træpillefyr	65.200	75	20	3500
Naturgasfyr	51.200	102	20	2100
Elpanel/radiator	27.900	100	20	0
Luft/vand varmepumpe	93.100	310	20	1000
Jordvarmepumpe	149.000	360	20	1000

Tabel 4.16: Forudsætningerne for de individuelle teknologier og fjernvarme

Omkostningerne til investering i individuelle varmeanlæg er hentet fra teknologikataloget (Energistyrelsen, 2016a). Det er generelt antaget at varmeforsyningen sker til at standardhus på 130 m^2, med et årligt varmeforbrug på 18,1 MWh. Standardhuset antages at være et eksisterende byggeri med radiatorer som vandbåret system. Det antages desuden at indkøbet foregår i 2015, med 2016 som første varmeproduktionsår. Fælles for alle de individuelle teknologier er antaget, medmindre andet er anført, at:

- En skorsten med aftræk allerede er etableret
- Intet tidligere anlæg skal fjernes
- En varmtvandsbeholder er opstillet

Foruden de fælles antagelser gælder følgende specifikt for de enkelte teknologier:

- Omkostninger til etablering af fjernvarme er inklusiv stikledning.
- Omkostninger til etablering af oliefyr er inklusiv varmtvandsbeholder. Det er antaget at en olietank er opstillet.
- Omkostninger til etablering af luft/vand varmepumpe er inklusiv varmtvandsbeholder og supplerende udstyr.
- Omkostninger til etablering af jordvarmepumpe er inklusiv varmtvandsbeholder og supplerende udstyr.

Virkningsgraderne for fjernvarme, oliefyr, træpillefyr, naturgasfyr, el-panel /radiator, luft/vand varmepumpe og jordvarmepumpe er hentet fra teknologikataloget (Energistyrelsen, 2016a). Virkningsgraderne er totalvirkningsgrader.

Levetiderne for de individuelle varmeanlæg er i denne analyse antaget at være på 20 år. Selvom teknologikataloget foreskriver andre levetider for visse af teknologierne er det her valgt at give alle teknologierne lige vilkår med hensyn til levetider, da der er stor usikkerhed omkring levetiden på specielt fjernvarmeinstallationer og naturgasfyr.

Omkostninger til drift og vedligehold er, ligesom levetider, en faktor med stor usikkerhed. Flere kilder opgiver forskellige data for dette, da størrelsen af beløbet afhænger af både direkte omkostninger som f.eks. serviceeftersyn og skorstensfejer, men også indirekte omkostninger i form af besvær og tid man selv bruger på vedligehold, som påfyldning af brændsel og rensning af anlæg. Til denne analyse er der anvendt værdier fra (Dansk Fjernvarme, 2015a), da disse vurderes at være mest retvisende med hensyn til både at have indregnet direkte og indirekte omkostninger.

Afgifter/tariffer

Afgifterne/tarifferne i tabel 4.17 er angivet inkl. dansk moms på 25 %. Det er antaget at afgifter/tariffer er konstante i analysen. Den anvendte brændværdi for gasolie er sat til 9,972 kr./L, afgifterne er fra SKAT (2016). Den anvendte brændværdi for naturgas er sat til 11 Nm^3/kWh, afgifterne og tarifferne er fra Energitilsynet (2016b). Afgifterne og tarifferne for elektricitet er fra Energitilsynet (2016a).

Afgift/Tarif	Gasolie [kr./L]	Elektricitet [kr./kWh]	Naturgas [kr./Nm^3]
Energiafgift	1,97	[3]47,88	2,72
CO_2	0,46	-	0,48
NO_x	0,01	-	0,05
Distribution	-	[4]28,40	[5]1,33
PSO	-	-	-

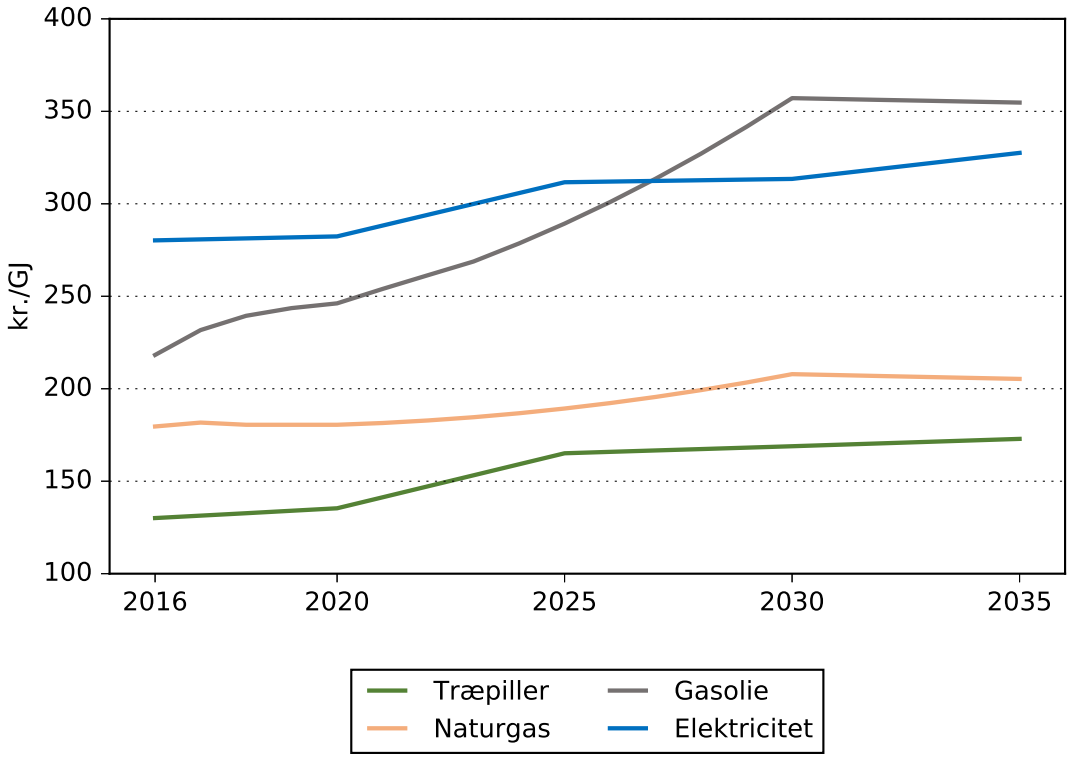
Tabel 4.17: Tabel indeholdende afgifter og tariffer for de individuelle teknologier

Brændselspriser

Brændselspriserne i 2016 for gasolie, træpiller og naturgas er hentet fra Energistyrelsens samfundsøkonomiske beregningsforudsætninger (Energistyrelsen, 2016e). Således er naturgasprisen i år 2016 ca. 180 kr./GJ, Gasolieprisen i år 2016 ca. 218 kr./GJ, mens træpilleprisen til konsum i år 2016 er på ca. 130 kr./GJ. Brændselspriserne for de følgende år er fundet ved at bruge fremskrivningen i brændselspriser for kollektive teknologier i Balmorel. Den rene elpris til varme er for årene 2016, 2020, 2025 og 2030 hentet fra Balmorel. Grunden til det kun er disse år er fordi elpriserne for udlandet kun er modelleret for de år resultaterne analyseres for. Elpriserne for de resterende år fra 2016-2035 er fundet ved interpolation. Således er elprisen til varme i år 2016 ca. 280 kr./GJ. Alle priser er an forbruger og er derfor inklusiv afgifter, tariffer og moms.

Brændselspriserne som bruges til de individuelle teknologier kan ses i figur 4.1.

[3] Antaget at elforbruget til opvarmning kun betaler den nedsatte elafgift
[4] Nettarif og transport
[5] Inkl. nødforsyningstarif



Figur 4.1: Brændselspriser til individuelle teknologier, inkl. afgifter, tariffer og moms.

Kapitel 5

Forudsætninger for elsystemets udvikling

Balmorel dækker i den nuværende version størstedelen af det nordeuropæiske elmarked fra Baltikum og Norden i nord, til Storbritannien i vest, Frankrig og Italien i syd og Polen og Tjekkiet i øst.

Forudsætninger for udviklingen i elsystemet baseres i vidt omfang på data fra sammenslutningen af europæiske systemansvarlige, ENTSO-E. ENTSO-E udarbejder hvert andet år deres Ten Year Net Development Plan (TYNDP), senest TYNDP2016. I denne rapport er der opstillet fire scenarier for elsystemets udvikling frem mod 2030, og på basis af scenarieanalysen opstilles anbefalinger om udvikling af eltransmissionsnettet i Europa.

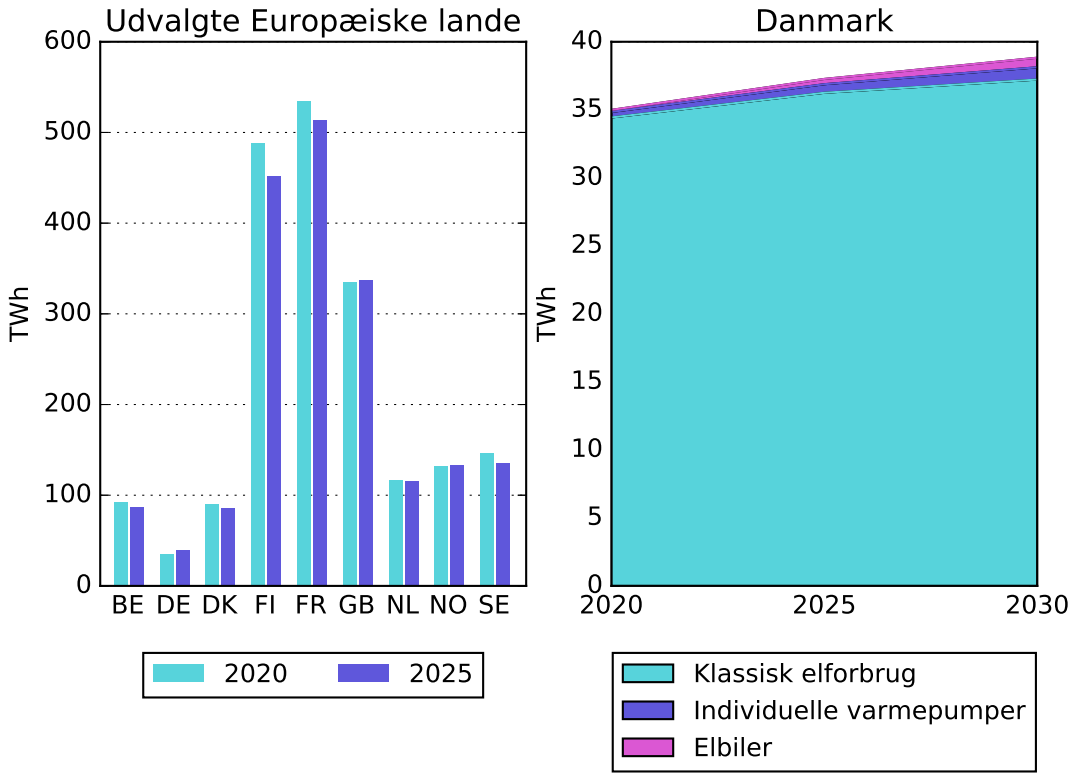
Metodisk anvendes forudsætninger og model til at beregne scenarier for elsystemets udvikling som illustreret i tabel 5.1.

	VE-kapacitet	Anden produktionskapacitet
Danmark	Eksogen udvikling til 2030	Investeringer efter 2016
Tyskland	Eksogen udvikling til 2030	Investeringer efter 2016. Atomkraft: Eksogen udvikling
Øvrige lande	Eksogen udvikling til 2025 (ENTSO-E). Investeringer herefter	Investeringer efter 2016. Atomkraft: Eksogen udvikling
Skrotning	Tilladt efter 2020	
Transmission	Eksogen udvikling til 2030 (TYNDP)	

Tabel 5.1: Metode til fremskrivning af transmissions- og produktionskapacitet i elsystemet

5.1 Elforbrug

Elforbruget er i Balmorel baseret på ENTSO-E's TYNDP 2016[1]. Der er data for elforbruget frem til 2030. For Danmark er det valgt at anvende forudsætninger fra Energinet.dk, som løber frem til 2035[2]. Elforbruget i udvalgte lande og i Danmark er vist i figurerne 5.1. For Danmark forventer Energinet.dk en vis forøgelse af elforbruget, mens det i øvrige lande forbliver på niveau med i dag eller endda falder lidt.

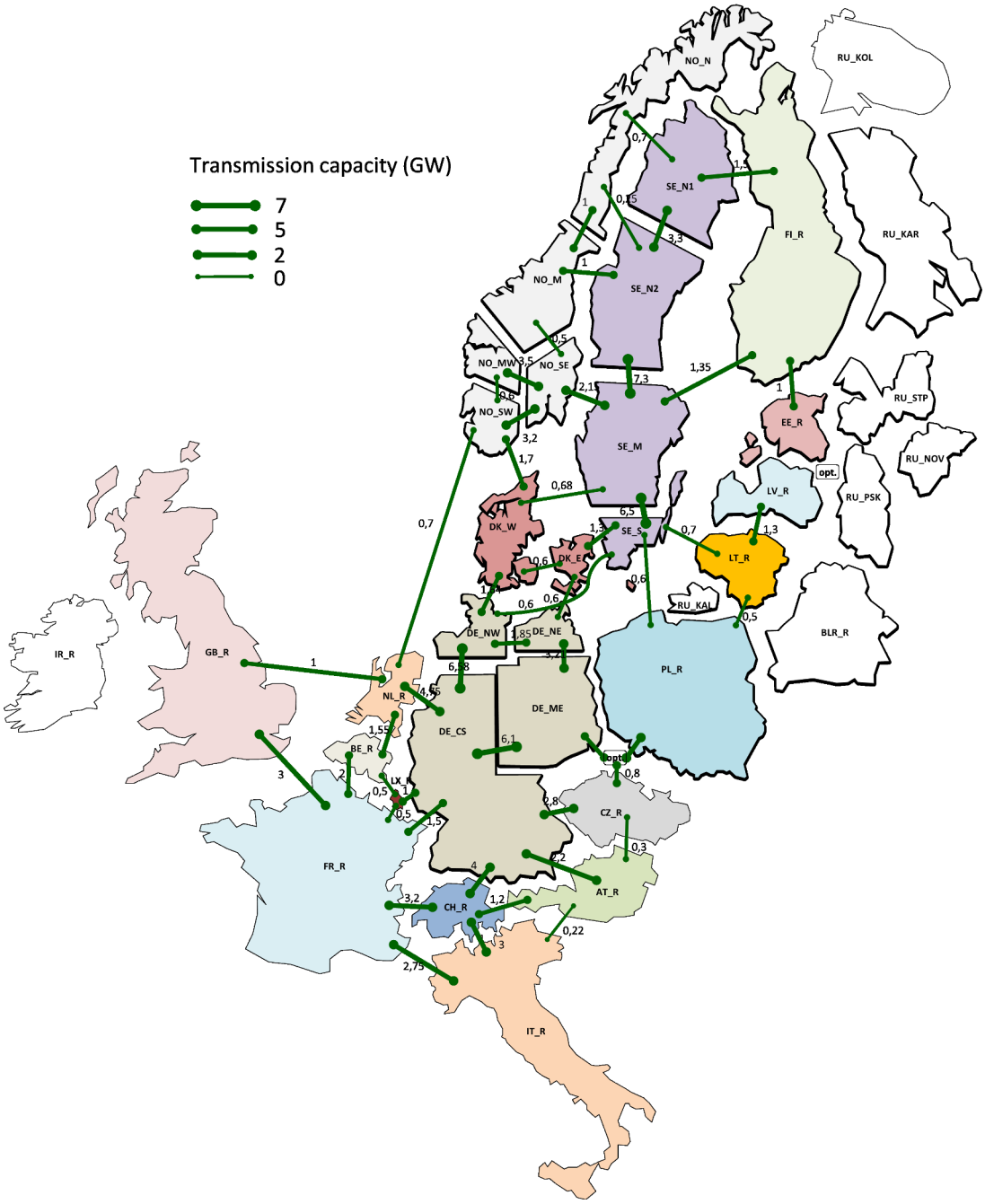


Figur 5.1: Elforbruget i Danmark og udvalgte lande

[1]Der er anvendt et gennemsnit af forudsætninger i Vision 2 og Vision 3.
[2]Forudsætninger fra 2015.

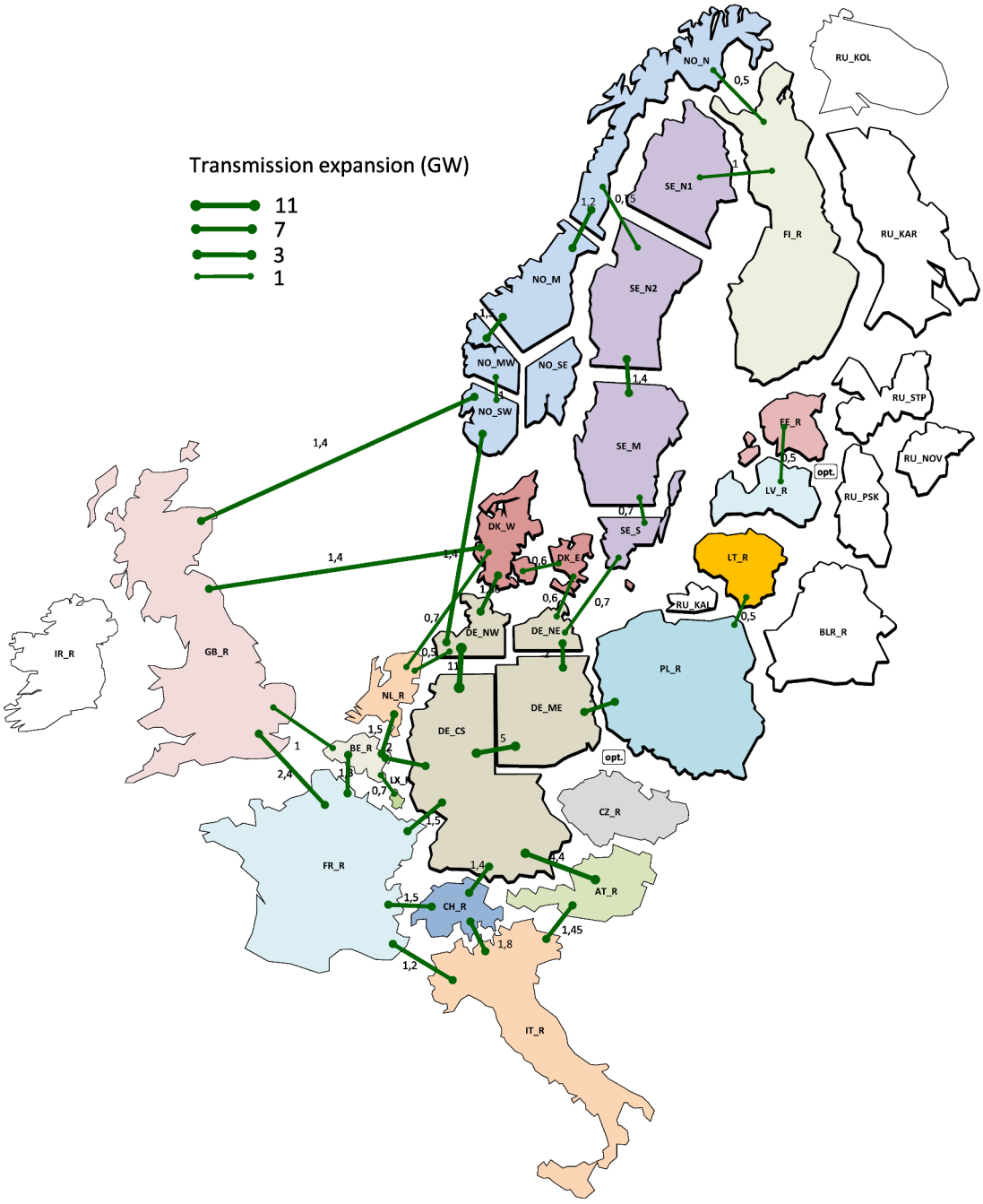
5.2 Eltransmission

Det geografiske dækningsområde for den version af modellen, som anvendes til fastlæggelse af elprisen, er vist i figur 5.2. Figuren viser også de eltransmissionsforbindelser, som er tilgængelige i dag (2016).



Figur 5.2: Geografisk dækningsområde for den regionale version af Balmorel. De angivne transmissionskapaciteter viser den tilgængelige kapacitet for markedet i 2016 (net transfer capacity)

På basis af ENTSO-E's TYNDP2016 er der opstillet forudsætninger for udbygning med transmission i perioden mellem 2016 og 2030. De nye forbindelser fremgår af figuren nedenfor.



Figur 5.3: Forudsætninger om udbygning af eltransmissionsnettet i perioden 2016-2030

Af væsentlige ændringer i transmissionsnettet med væsentlig betydning for Danmark kan nævnes:

- 600 MW mellem Østdanmark og Tyskland i forbindelse med Kriegers Flak.
- 1.400 MW mellem Norge og Tyskland (NordLink).
- 700 MW mellem Vestdanmark og Holland (COBRA).
- 1.400 MW mellem Vestdanmark og Storbritannien (VikingLink).
- Betydelige interne forstærkninger af det tyske elnet.
- 600 MW mellem Østdanmark og Vestdanmark (Storebælt II).

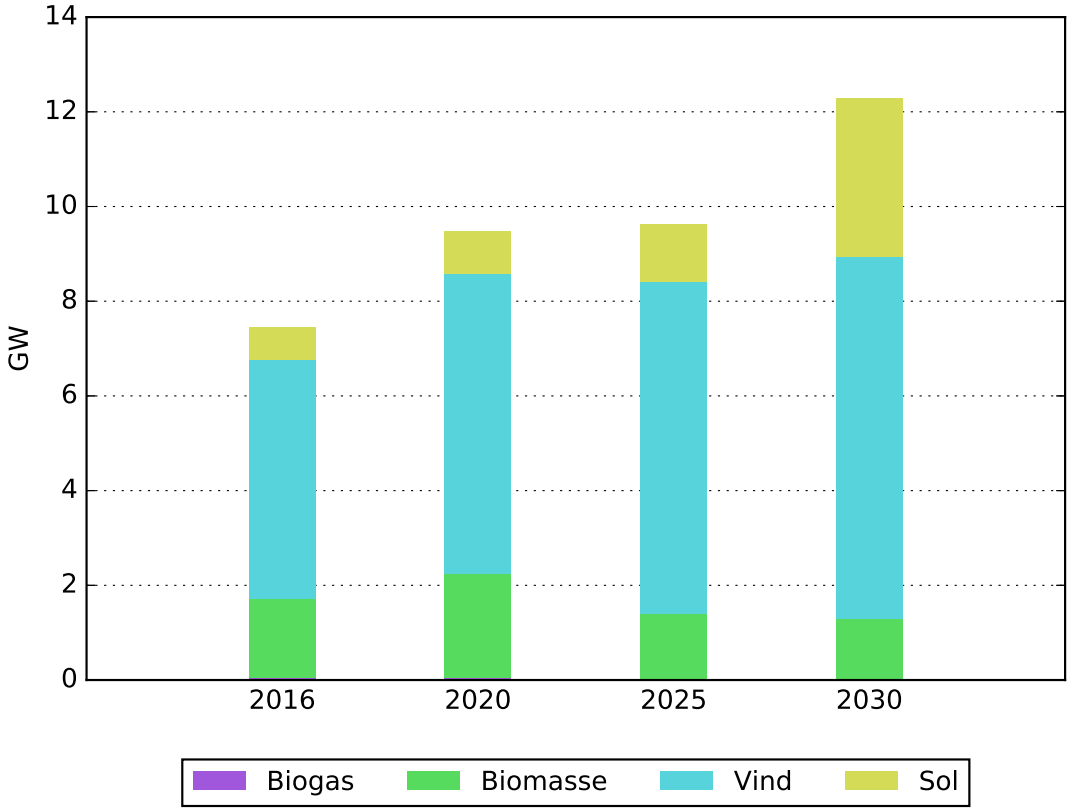
5.3 Produktionskapacitet

Som tidligere nævnt anvendes Balmorels investeringsmodul til at fastlægge investeringer i produktionskapacitet i elsystemet. For nogle teknologier er der dog indlagt et eksogent forløb i en vis årrække, og først derefter anvendes modellen til at optimere nye investeringer. Dette gælder vandkraft og atomkraft gennem hele perioden samt VE-teknologier frem til 2025, dog til 2030 for Tyskland og Danmark.

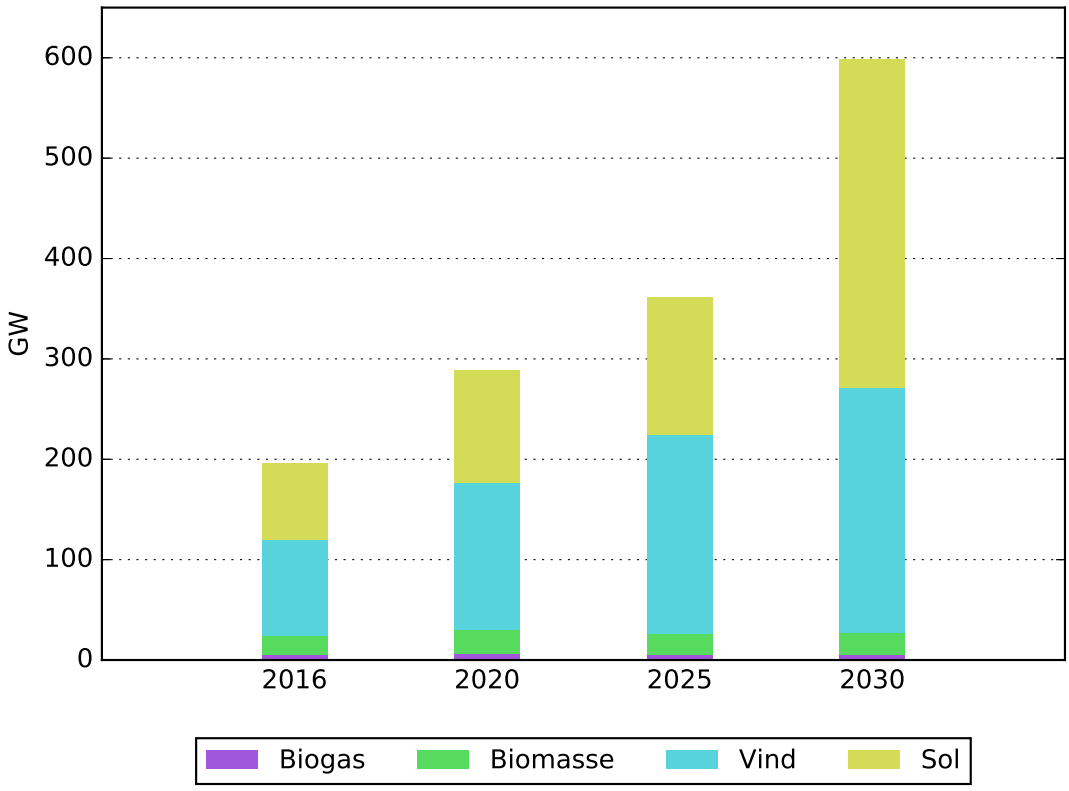
Modellen har ikke mulighed for at gennemføre reinvestering for at levetidsforlænge anlæggene, men har mulighed for at skrotte urentabel kapacitet, dog først efter 2020.

Der er overordnet set regnet med en VE-udbygning, der afspejler, at EU vil arbejde frem mod sit mål om at reducere CO_2-emissionerne markant frem mod 2050. Med hensyn til udbygningen er der for Danmark forudsat en udbygning med vind og sol svarende til de forudsætninger, der anvendes af Energinet.dk. For Tyskland er udviklingen i VE også baseret på nationale planer og scenarier frem mod 2035 (German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy, 2014), (TransnetBW, 2014), (Energinet.dk, 2014) og (Energistyrelsen, 2014b). For øvrige lande forudsættes som minimum, at VE-kravene følger landenes nationale handlingsplaner for VE i år 2020, og at udbygningen herefter fortsætter frem til 2025 som forudsat i ENTSO-E's forudsætninger i TYNDP2016. Udbygningens geografiske fordeling og evt. yderligere udbygning bestemmes af modellen på baggrund af potentiale for udbygningen og omkostninger ved teknologien. Efter 2025 bestemmer modellen udbygningen med VE ud fra de givne forudsætninger.

I figur 5.4 og figur 5.5 ses udbygningen med VE-kapacitet i Danmark og i hele modelområdet. I begge figurer ses en markant udbygning af kapaciteten.



Figur 5.4: VE-kapacitet - Danmark

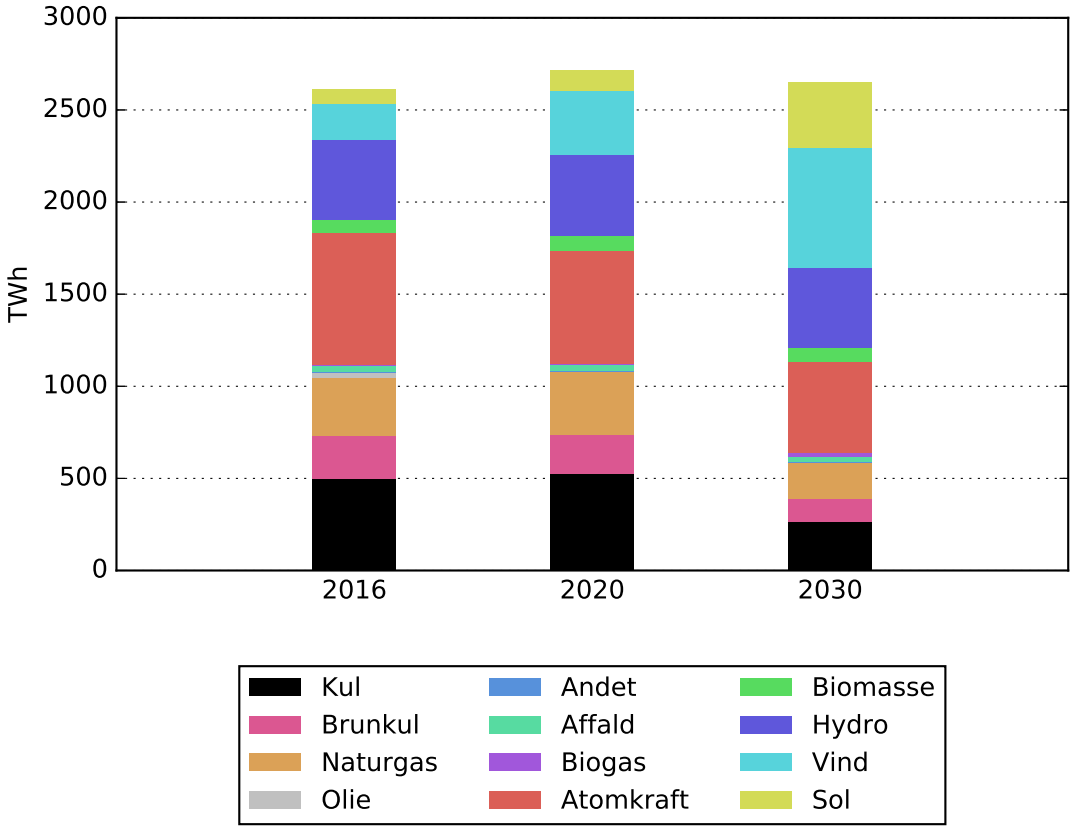


Figur 5.5: VE-kapacitet - hele energisystemet

5.4 Udvikling af elsystemet i Nordeuropa

Et vigtigt rammevilkår for udviklingen i fjernvarmesystemerne i Danmark er udviklingen i elsystemet i Danmarks nabolande. Dette er væsentligt, fordi elprisens udvikling i Danmark er meget afhængig af, hvordan det samlede nordeuropæiske elsystem udvikles.

Figur 5.6 viser elproduktionen i det modellerede område i Nordeuropa i perioden frem mod 2035. Det fremgår, at der sker en gradvis ændring af den overordnede produktionssammensætning, så den termiske elproduktion reduceres, mens vind og sol vinder mere indpas.



Figur 5.6: Elproduktionens udvikling i modelområdet

5.5 Elprisens udvikling i Danmarks nabolande

Tabel 5.2 viser de gennemsnitlige elpriser i de områder, som Danmark er eller vil blive forbundet til med eltransmissionsforbindelser. Det fremgår, at elprisen stiger gradvist frem mod 2030. På grund af de stigende mængder vind og sol sker der også en forøgelse af antallet af høje og lave elpriser, og dermed ændres elprisprofilen også over tid. De viste priser fastholdes som tidligere beskrevet i alle analysens scenarier.

kr./MWh	Tyskland NØ	Tyskland NV	England	Holland	Norge SV	Sverige Midt	Sverige Syd
2016	198	202	387	269	186	190	191
2020	186	181	366	270	207	208	208
2030	288	288	350	328	245	248	249

Tabel 5.2: Elprisens udvikling i Danmarks naboområder i grundscenariet

Til brug for analyse af udviklingen af fjernvarmen i alternative udviklinger for brændsels- og CO_2-priserne er der også gennemført sammenhængende beregninger af udviklingen af det nordeuropæiske elsystem med højere fossile brændselspriser og med højere CO_2-priser.

5.6 Elprisens udvikling i Danmark

Naboområdernes elpris er lagt fast i følge tabel 5.2. Derefter beregnes elprisen i Danmark i et modelsetup hvor fjernvarmesystemet er modelleret i detaljer. Den resulterende elpris i Danmark er lidt forskellige fra variation til variation, men der ses kun små forskelle, da ændringerne i Danmark er meget små i forhold til størrelsen af det sammenhængende elsystem i Nordeuropa. Tabel 5.3 viser derfor alene den resulterende elpris i analysens grundscenarie.

Ligeledes vises elprisen i Danmark for højere fossile priser og for høje CO_2-priser til brug i robusthedsanalysen. Dette er også for grundscenariet.

kr./MWh	Basis		Høj fossil		Høj CO_2	
	Øst	Vest	Øst	Vest	Øst	Vest
2016	195	193	195	193	195	193
2020	205	204	226	223	210	209
2030	288	288	390	386	430	430

Tabel 5.3: Elprisens udvikling i Danmarks naboområder i grundscenariet.

Det ses, at elmarkedsprisen i grundscenariet stiger fra ca. 200 kr./MWh til ca. 300 kr./MWh i 2030. I robusthedsanalysens variationer betyder hhv. de stigende fossile priser og stigende CO_2-priser, at priserne i grundscenariet stiger til hhv. ca. 390 kr./MWh og 430 kr./MWh i 2030.

Kapitel 6

Resultater for de tre scenarier

I dette kapitel gennemås resultaterne fra beregningerne. Først gennemgås udvikling i kapacitet i de tre scenarier, derefter beregnes varmeproduktionen under rammer af grundscenariet(referencen).

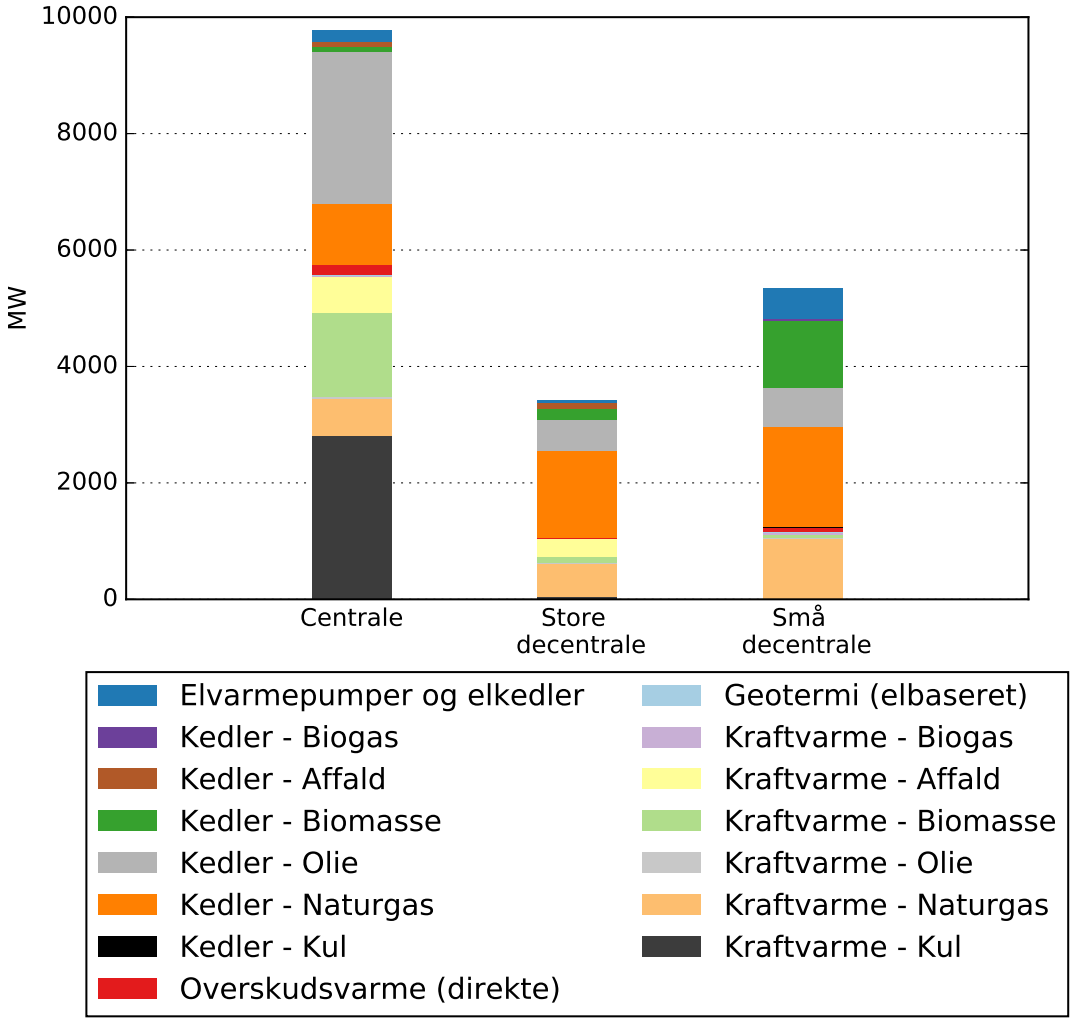
Udgangspunktet for analysen er fjernvarmesystemet som de ser ud i dag. I år 2016 findes derfor i modellen den samme fjernvarme- og elproduktionskapacitet i de tre scenarier. Fordelt på de tre kategorier af områder ser den ud som vist i figur 6.1. Kapaciteten omfatter både grundlastkapacitet, der leverer størstedelen af fjernvarmen, og kedler, der primært anvendes som spids- og reservelast. I de senere år har kedlerne dog i de naturgasfyrede, decentrale områder fået betydeligt mere drift pga. de aktuelt lave elpriser, og fungerer derfor i høj grad som grundlastkapacitet mange steder. Det ses, at de centrale områder domineres af kraftvarmekapacitet baseret på kul, naturgas, biomasse og affald, mens der også i de decentrale områder findes en betydelig kraftvarmekapacitet baseret på naturgas og affald. I øvrigt domineres de små områder af kedelkapacitet.

Med hensyn til solvarme er kapaciteten ikke vist i figur 6.1, men tabel 6.1 angiver, hvor stort et solfangerareal, som det er forudsat, at der er etableret i udgangspunktet. Heri er inkluderet etablerede og planlagte projekter, dvs. at projekter forventet i drift i 2016 og 2017 også er medtaget. Det fremgår, at det helt overvejende er i de små områder, at solvarme er etableret. Der er dog også en del solvarme i de store decentrale områder, men her fylder det kommende anlæg i Silkeborg på ca. 150.000 m^2 meget.

	Solvarmeareal [m^2]
Centrale områder	4000
Store decentrale områder	185.000
Små decentrale områder	1.045.000

Tabel 6.1: Forudsætning om etableret solvarmeareal i udgangspunktet 2016

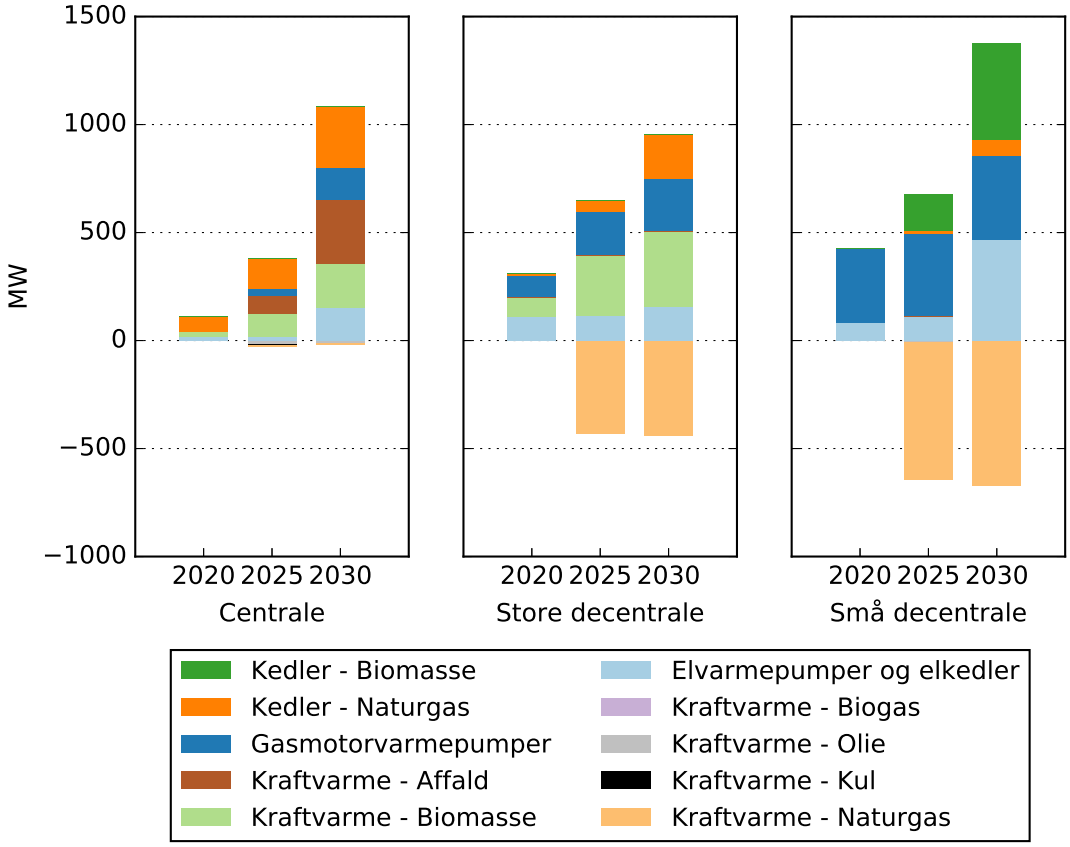
Modelberegningerne af de tre scenarier definerer derefter den kapacitet, der udbygges og nedlægges i år 2020, 2025 og 2030. Denne er beskrevet i de næste afsnit.



Figur 6.1: Fjernvarmeproduktionskapacitet år 2016 opdelt efter kedler/kraftvarme og deres brændselstype

6.1 Grundscenariets investeringer i varmekapacitet

Figur 6.2 nedenfor viser de modelberegnede investeringer af varmeproduktionskapacitet i grundscenariet i form af udvidelser og nedlukninger (negativt på figuren) fordelt på de tre områdetyper i de tre beregningsår 2020, 2025 og 2030. De allerede besluttede og udefra bestemte investeringer, udfasninger og konverteringer ikke er vist.



Figur 6.2: Grundscenariets akummulerede investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet fordelt på område.

Gasmotorvarmepumper og -kedler slår igennem. I alle områdetyperne sker der en udbygning med varmepumper drevet af gasmotorer, som i 2020 vil udgøre 440 MW og i 2030 780 MW. Endvidere udbygges med naturgaskedler i alle områdetyper, navnlig i år 2030, hvor kapaciteten er udvidet med ca. 560 MW. Derudover udbygges især med kraftvarme baseret på biomasse i de centrale og store decentrale områder, samt affaldskapacitet i de centrale områder fra 2025. I de små decentrale områder etableres ca. 450 MW biomassekedler, men fortrinsvis i år 2030. Dette er primært en udskiftning af eksisterende biomassekedler, som lukkes når den tekniske levetid oprinder.

Gaskraftvarme halveres. Fra år 2025, hvor modellen tillader nedlæggelse af anlæg, sker der en markant udfasning af naturgasbaseret kraftvarme, som næsten forsvinder helt i de store decentrale områder, mens godt to tredjedele forsvinder i de små områder. I de centrale områder sker kun en begrænset reduktion af kapaciteten for gaskraftvarme pga. nedlukning af ældre anlæg. Samlet set er der tale om en halvering af kapaciteten.

Elvarmepumper kommer hovedsageligt i de små decentrale områder. Elbaseret varme bygges svarende til i alt 780 MW i 2030, heraf kun 80 MW som elpatroner, flest i de små områder. Mellem 2025 og 2030 forøges kapacitet af elvarmepumper med 450 MW.

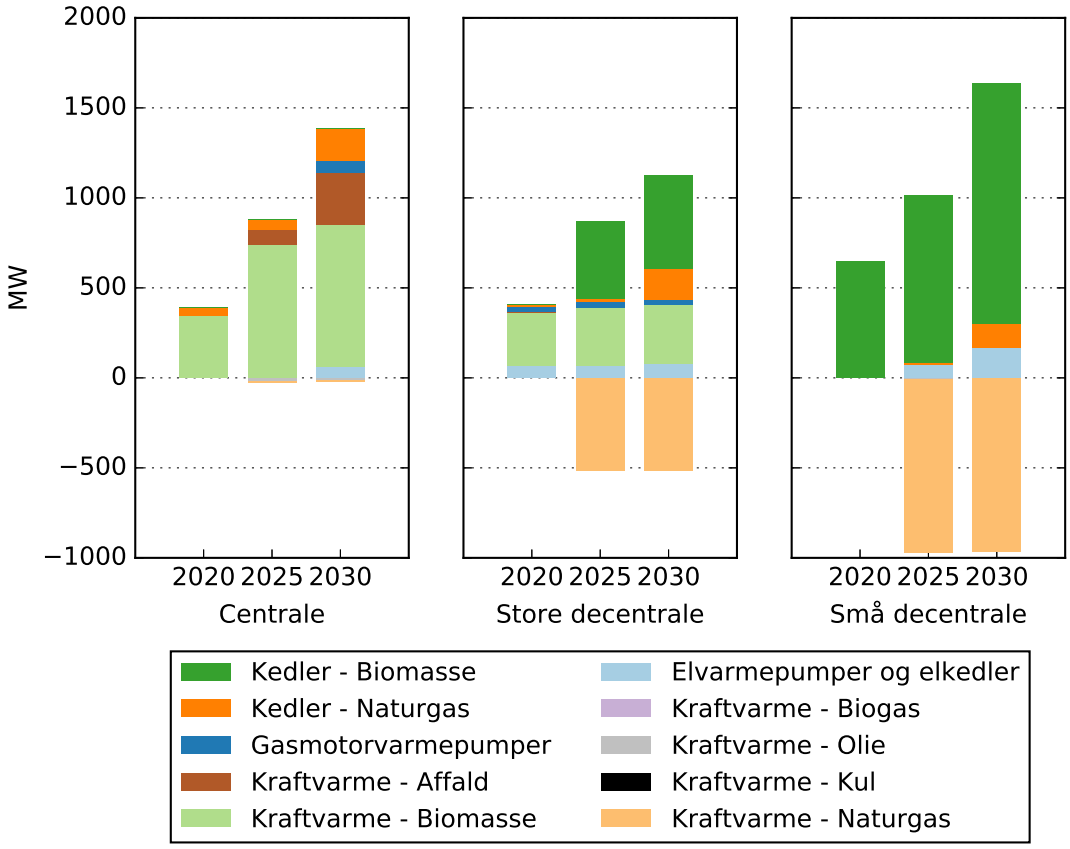
Solvarme udbygges. Der sker en markant udbygning med solvarme, særligt i de decentrale områder, se tabel 6.2. Dog sker der også en væsentlig udbygning i de centrale byer, hvor udviklingen er koncentreret i nogle byer.

Solvarmeareal [m^2]	2020	2025	2030
Centrale områder	1.836.000	1.838.000	3.639.000
Store decentrale områder	1.289.000	1.496.000	2.149.000
Små decentrale områder	2.161.000	2.613.000	3.730.000
I alt	5.286.000	5.947.000	9.519.000

Tabel 6.2: Udvikling i solvarmeareal i grundscenariet

6.2 Biomassescenariets investeringer i varmekapacitet

Figur 6.3 nedenfor viser den tilsvarende udvikling af modellens investeringer i varmeproduktionskapacitet i biomassescenariet.



Figur 6.3: Biomassescenariets akkumulerede modelbaserede investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet fordelt på område.

Biomassekedler er "vinder". Her ses en kraftig vækst i især biomassekedler, især i de mindre decentrale områder fra 2020, men fra 2025 også i de store decentrale områder, hvor kraftvarmekravet ophæves. I alt installeres 1850 MW biomassekedler i perioden frem til 2030. Desuden udbygges biomassebaseret kraftvarme gradvist, især i de centrale områder, hvilket delvist sker ved ombygning af kulkraftværkerne. I de store decentrale områder er udbygning med biomassekraftvarme også betydelig i 2020, hvor det endnu ikke er tilladt at bygge kedler. I alle områdetyper sker også en vis udbygning med naturgaskedler.

Naturgas kraftvarme forsvinder. I biomassescenariet nedlægges den naturgasbaserede kraftvarmekapacitet i endnu større grad end i grundscenariet, idet den næsten forsvinder helt i de decentrale områder.

Meget få varmepumper. Varmepumperne er nærmest helt fraværende i biomassescenariet sammenlignet med de to andre scenarier. Samlet set kommer der 300 MW elvarmepumper og 100 MW gasmotorvarmepumper.

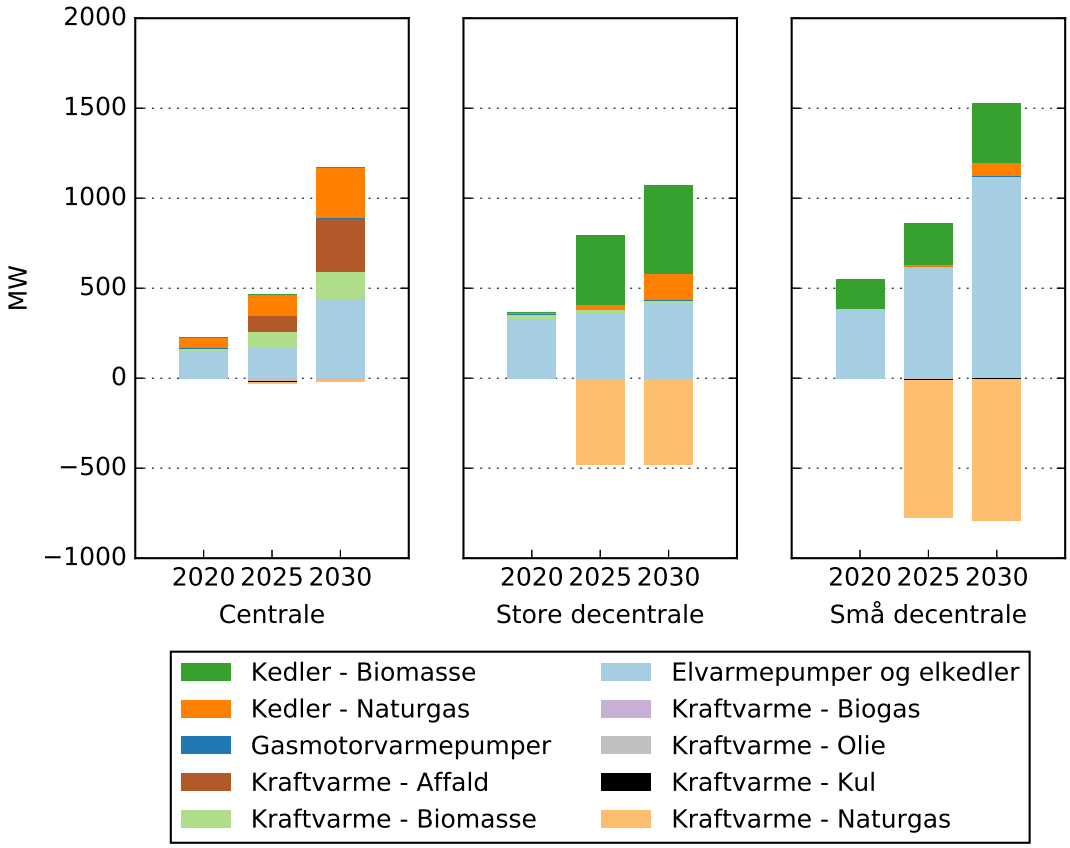
Solvarme udbygges – men mindre end i de øvrige scenarier. Der sker en markant udbygning med solvarme, særligt i de decentrale områder se tabel 6.3. Dog er udviklingen knap så markant som i de øvrige to scenarier.

Solvarmeareal [m^2]	2020	2025	2030
Centrale områder	3000	3000	1.097.000
Store decentrale områder	442.000	442.000	1.340.000
Små decentrale områder	1.196.000	1.684.000	3.068.000
I alt	1.641.000	2.129.000	5.505.000

Tabel 6.3: Udvikling i solvarmeareal i biomassescenariet

6.3 Elscenariets investeringer i varmekapacitet

Figur 6.4 nedenfor viser udbygning og nedlæggelse af varmeproduktionskapacitet i elscenariet fordelt på de tre områdetyper.



Figur 6.4: Elscenariets akkumulerede modelbaserede investeringer i fjernvarmeproduktionskapacitet fordelt på område.

Varmepumper i stort omfang. I elscenariet domineres udbygningen af elvarmepumper i alle tre områdetyper, hvor størst vækst ses i de små decentrale områder. I alt udbygges med ca. 2000 MW varmepumper i perioden frem til 2030 svarende til lidt over 11 % af den nuværende danske fjernvarmekapacitet. Gasmotorvarmepumper bygges derimod kun i meget begrænset omfang, 8 MW i alt.

Færre investeringer i biomasseanlæg. I de centrale områder etableres også en vis mængde ny kraftvarmekapacitet baseret på affald og i mindre grad biomasse, samt nye naturgaskedler. I de decentrale områder suppleres varmepumpeudbygningen af nye biomassekedler og, i mindre omfang, gaskedler.

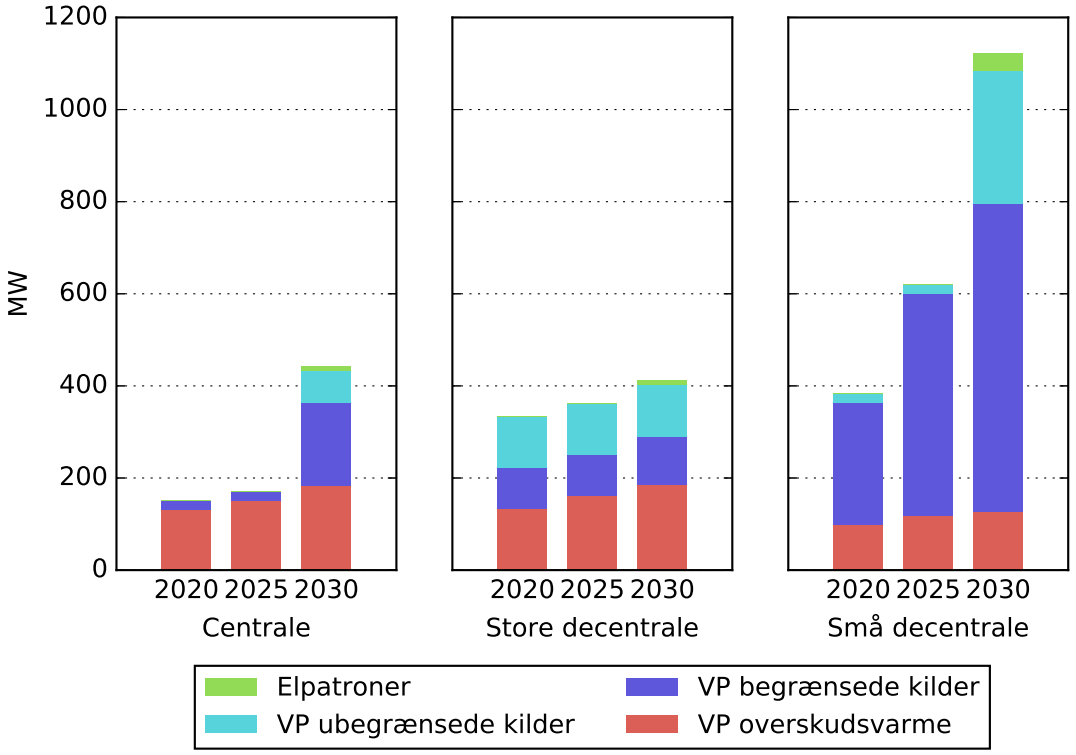
Gaskraftvarme reduceres markant. Også i dette tilfælde reduceres den decentrale naturgasbaserede kraftvarme markant, idet ca. 1250 MW forsvinder fra år 2025.

Solvarme udbygges markant. Også i dette scenarie sker en væsentlig udbygning med solvarme, så der sker en 8-9 dobling af nuværende kapacitet på ca. 1 mio. m^2 frem mod 2030, se tabel 6.4.

Solvarmeareal [m^2]	2020	2025	2030
Centrale områder	1.770.000	1.790.000	3.381.000
Store decentrale områder	1.184.000	1.387.000	1.969.000
Små decentrale områder	1.785.000	2.310.000	3.284.000
I alt	4.739.000	5.487.000	8.634.000

Tabel 6.4: Udvikling i solvarmeareal i elscenariet

Nedenfor vises, hvordan udbygningen med varmepumper fordeler sig på de forskellige kategorier af varmekilder i elscenariet.

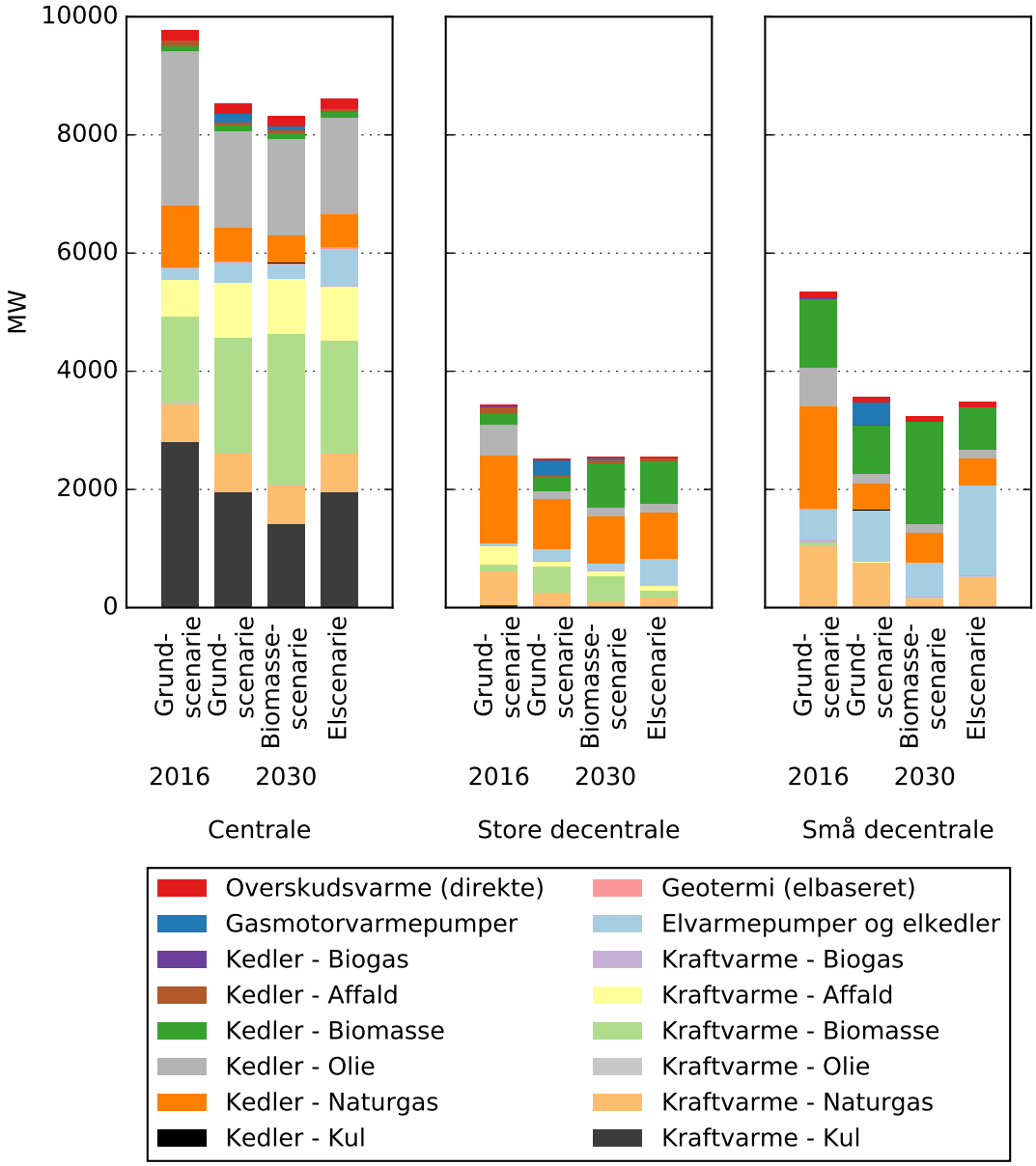


Figur 6.5: Akkumulerede modelbaserede investeringer i varmepumper fordelt på varmekilder og områdetyper i elscenariet.

Fordelingen på varmepumperne på typer af varmekilder vises i figur 6.5, at udnyttelse af højkvalitets varmekilder generelt prioriteres først, dvs. industriel overskudsvarme efterfulgt af de begrænsede kilder, hvor der er et med tiden voksende potentiale. Endelig bygges især i de små områder også en stor mængde varmepumper baseret på luft og havvand. Udbygningen med elpatroner er i alle områder meget lille.

6.4 Sammenfatning vedrørende kapaciteten i scenarierne

De tre scenarier udtrykker mulige udviklingsveje for fjernvarmekapacitet og tilhørende elproduktionskapacitet i perioden frem mod år 2030. I figur 6.6 ses udviklingen i varmeproduktionskapaciteten.

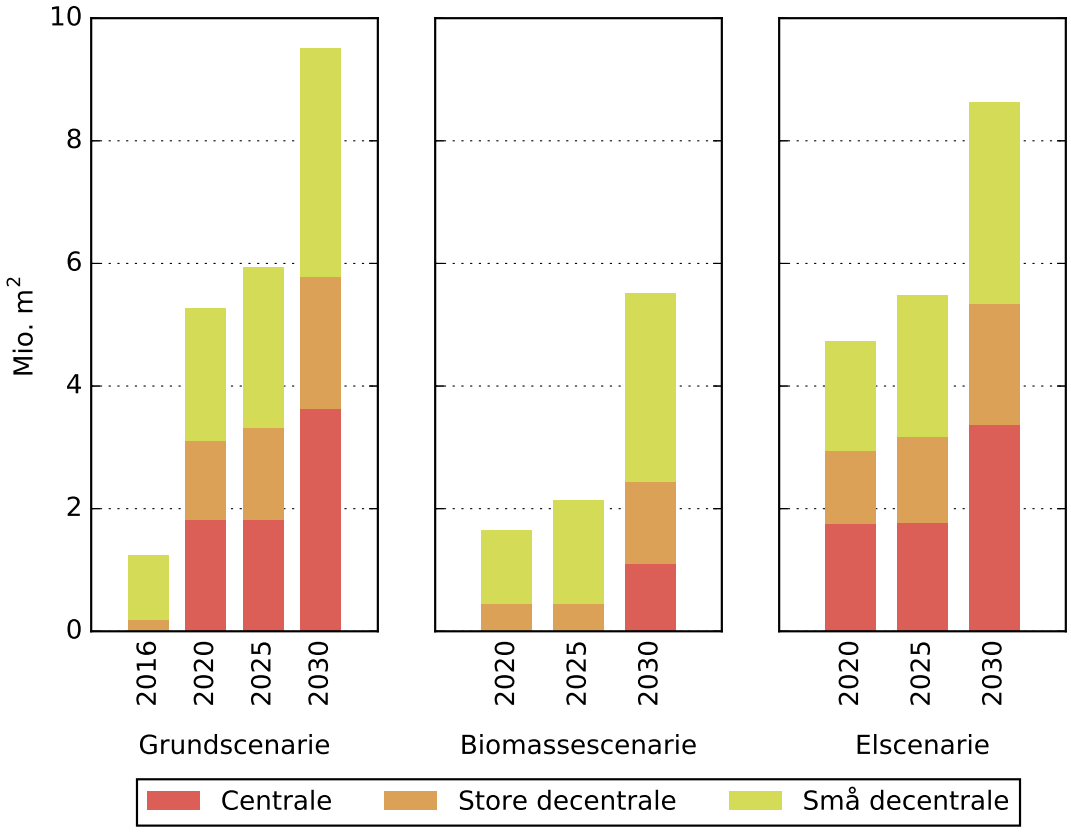


Figur 6.6: Forskellen i varmeproduktionskapacitet i de tre scenarier mellem år 2016 og 2030. Solvarme er ikke vist.

Fælles for scenarierne er, at den decentrale kraftvarmekapacitet, som i dag især er baseret på naturgas stort set vil blive udfaset frem mod 2030. Det er også et fælles træk, at affaldskraftvarmen flytter fra de decentrale til de centrale områder. De væsentligste forskelle på scenarierne ligger i hvor, og hvor meget, der udbygges med henholdsvis gasmotorvarmepumper, biomassekapacitet og

elbaserede varmepumper. For især de små områder og i nogen grad for de store decentrale er forskellene ret markante, mens de for de centrale områder er mindre omfattende.

Solvarme udbygges markant i alle scenarier, og denne teknologi ser derfor ud til at være økonomisk attraktiv på tværs af de tre scenarier. Dog er udbygningen mindre i biomassescenariet, se figur 6.7.

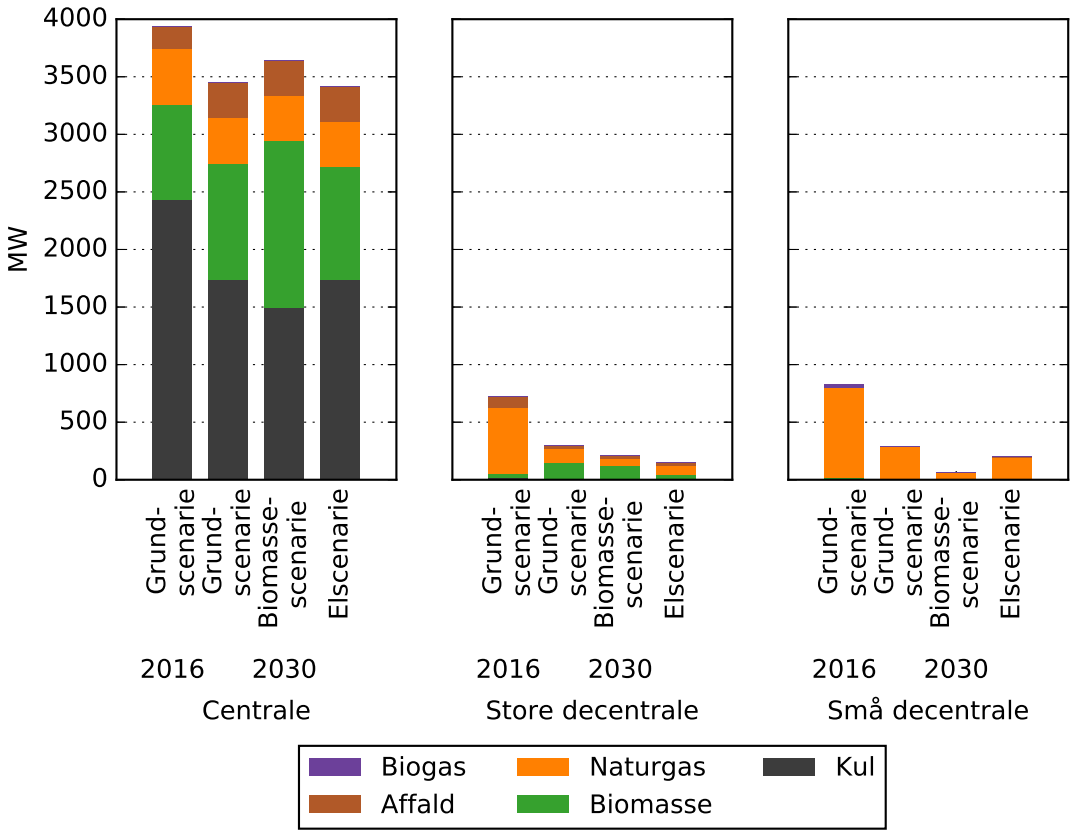


Figur 6.7: Solvarmekapacitet i m^2 i de tre scenarier fordelt på områder frem til år 2030

6.5 Udviklingen af den termiske elproduktionskapacitet

Varme- og elproduktion er bundet sammen gennem kraftvarmeanlæg, hvorfor elproduktionskapaciteten påvirkes af forskellene i de tre scenarier. Der ses her bort fra oliebaseret elkapacitet, som hovedsageligt står på kondenskraftværker uden varmeproduktion.

I de centrale områder, der har langt den største elproduktionskapacitet, sker i alle scenarier et betydeligt fald i kulkraft og en stigning i kapacitet baseret på biomasse og affald. Dette skyldes overvejende en ombygning af kul til biomasse på f.eks. Studstrupværket, Skærbækværket, Amagerværket og Avedøreværket. Samlet set sker der kun en ret begrænset reduktion af elkapaciteten. I biomassescenariet er elkapaciteten højest, hvilket hænger sammen med, at der i tillæg til de eksisterende anlæg etableres ny biomassekraftvarmekapacitet, se figur 6.8.



Figur 6.8: Den termiske elproduktionskapacitet (ekskl. olie) i de tre scenarier i år 2016 og år 2030

I de store decentrale områder ses en betydelig reduktion af elproduktionskapaciteten over tid, hovedsageligt som følge af bortfald af naturgasbaseret kraftvarme. Selvom der i de store decentrale områder udbygges med biomassekraftvarme i år 2020 er dette langt fra nok til at opveje nedlæggelserne. Dette skyldes blandt andet, at udbygningen i stor grad sker med ORC anlæg med lav elvirkningsgrad.

I de små decentrale områder er tendensen til at nedlægge gasmotorerne i øvrigt lidt mindre i elscenariet end i biomassescenariet. Samlet set vil den beregnede termiske elproduktionskapacitet falde fra 5700 MW i 2016 til ca. 4000 MW i 2030, som følge af især bortfaldet af den naturgasbaserede kraftvarme. Kapaciteten falder mest i elscenariet, hvor den falder til godt 3700 MW. Faldet i den termiske elproduktionskapacitet skal ses i lyset af de udvidelser af el fra vedvarende energi, særligt sol og vind, der er planlagt at ske i samme periode.

6.6 Varmeproduktion i de forskellige områder

I det følgende afsnit gennemgås varmeproduktionerne i de forskellige områder. Varmeproduktionerne er en konsekvens af driftsoptimering af scenarierne under reference rammevilkår. Dvs. de rammevilkår som også var grundlag for grundscenariet.

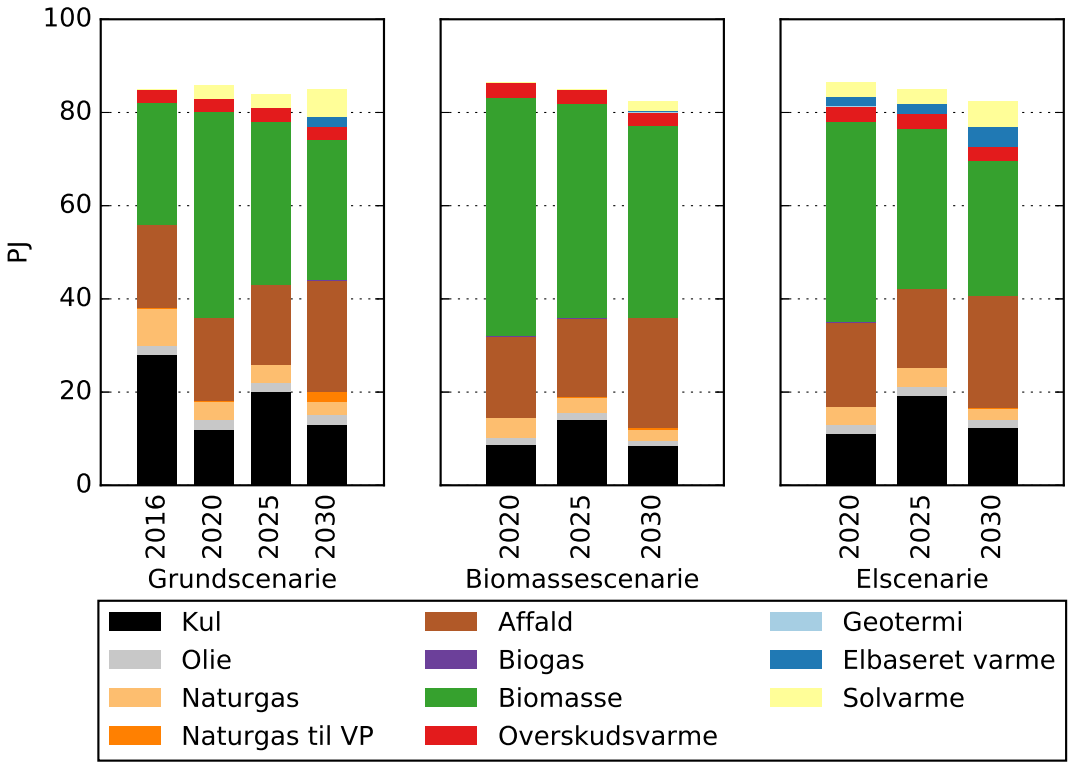
Varmeproduktion i centrale områder

I de centrale områder ses en generel forskydning mod mere biomasse på bekostning af kul og olie og naturgas, se figur 6.9. Dette skyldes overvejende ombygning af eksisterende anlæg til biomasse, der i dag allerede er besluttet, på Skærbækværket, Studstrupværket, Amagerværket og Avedøreværket. På sigt vil biomasseandelen igen være vigende, mens affald vil fylde mere.

I grundscenariet og elscenariet vil andelen af varmeproduktion fra biomasse i 2030 kun være ca. 10 % højere end den er i dag, mens den i biomassescenariet i 2030 ender med at være 58 % højere end i dag, men dog lavere end i år 2025. I både grundscenariet og i elscenariet sker der dog en forøgelse af varmeproduktionen fra biomasse på kort sigt, hvorefter den igen reduceres frem mod 2030.

Solvarme kommer til at producere knap 7 % af varmen i både grundscenariet og elscenariet, men kun knap 3 % i biomassescenariet. Andelen af solvarme varierer i øvrigt betydeligt på tværs af områderne mellem 1-2 % og 15-20 %.

Elbaseret varme kommer ikke til at spille en stor rolle, dog udgør den i 2030 ca. 5 % af varmeproduktionen i elscenariet.

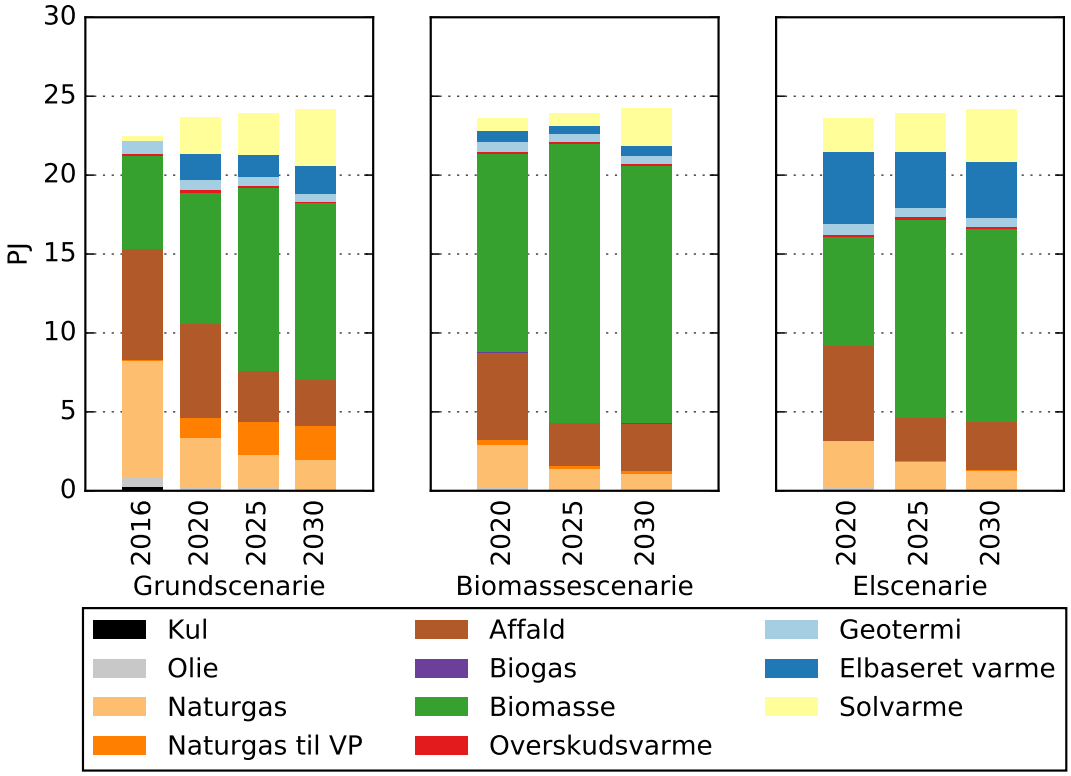


Figur 6.9: Varmeproduktionen i de centrale områder fordelt på brændsler i år 2016 og år 2030

Varmeproduktion i store decentrale områder

I de store decentrale områder stiger biomasseandelen over tid, men mest markant i biomassescenariet, hvor den i 2025 og 2030 ligger på ca. to tredjedele, og mindre i de to andre scenarier, hvor den ender omkring 50 %, se figur 6.10. Desuden spiller varmeproduktion fra kedler en væsentlig større rolle i biomassescenariet og elscenariet, hvor kraftvarmekravet ophæves fra 2025. I alle scenarierne får solvarme desuden en stor og voksende andel på 10-15 % i år 2030, mindst i biomassescenariet. Dette sker i alle scenarier, mens affaldsvarme og naturgasbaseret kraftvarme reduceres.

De vigtigste forskelle i scenarierne er derudover, at gasmotorvarmepumperne i grundscenariet leverer en betydelig og stigende del af varmen, som når op på 9 % i år 2030. I elscenariet udgør den elbaserede varme 19 % i år 2020 faldende til 14 % i år 2030 pga. den stigende solvarmeproduktion.

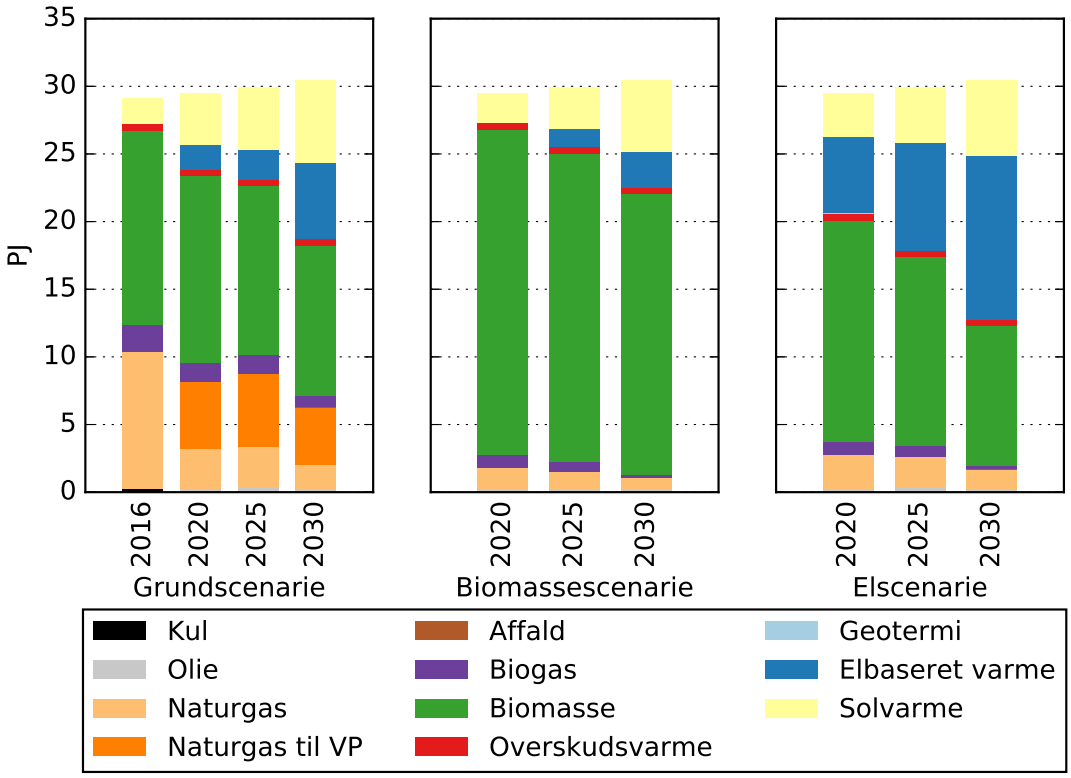


Figur 6.10: Varmeproduktionen i de store decentrale områder fordelt på brændsler frem til år 2030

Varmeproduktion i små decentrale områder

I de små decentrale områder ses også nogle markante forskelle på varmeproduktionen i de tre scenarier. I grundscenariet vil gasmotorvarmepumper få en ret markant andel af varmeproduktionen, der er størst i 2025 på 18 %, men falder til 14 % i år 2030. Der sker en reduktion af især naturgaskraftvarme, men også varmeandelen fra biomassekedler og biogas vil blive reduceret.

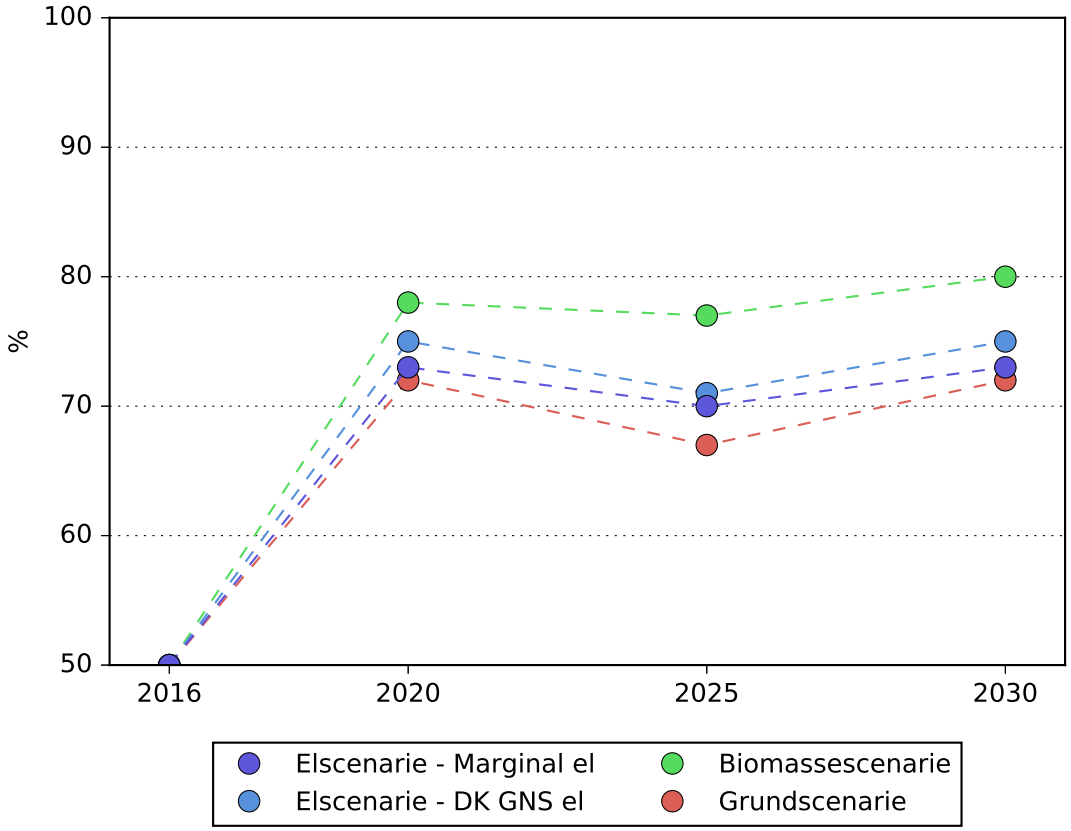
I biomassescenariet vil andelen af varme fra biomassekedler derimod blive voldsomt forøget til 70 %, mens den elbaserede varme i elscenariet vil udgøre ca. 40 % af varmen i år 2030. Fælles for områderne er en voksende andel af solvarme, der vil nå op på 17-20 % i år 2030 uanset scenarie.



Figur 6.11: Varmeproduktionen i de små decentrale områder fordelt på brændsler frem til år 2030

6.7 Andelen af vedvarende energi i varmeproduktionen

Den samlede fjernvarmeproduktion i de tre scenarier kan opgøres som en andel, der er VE-baseret og en andel, som er baseret på fossile brændsler. Figur 6.12 viser udviklingen over tid for de tre scenarier.



Figur 6.12: Udviklingen i fjernvarmeproduktionens VE andel i de tre scenarier frem til år 2030

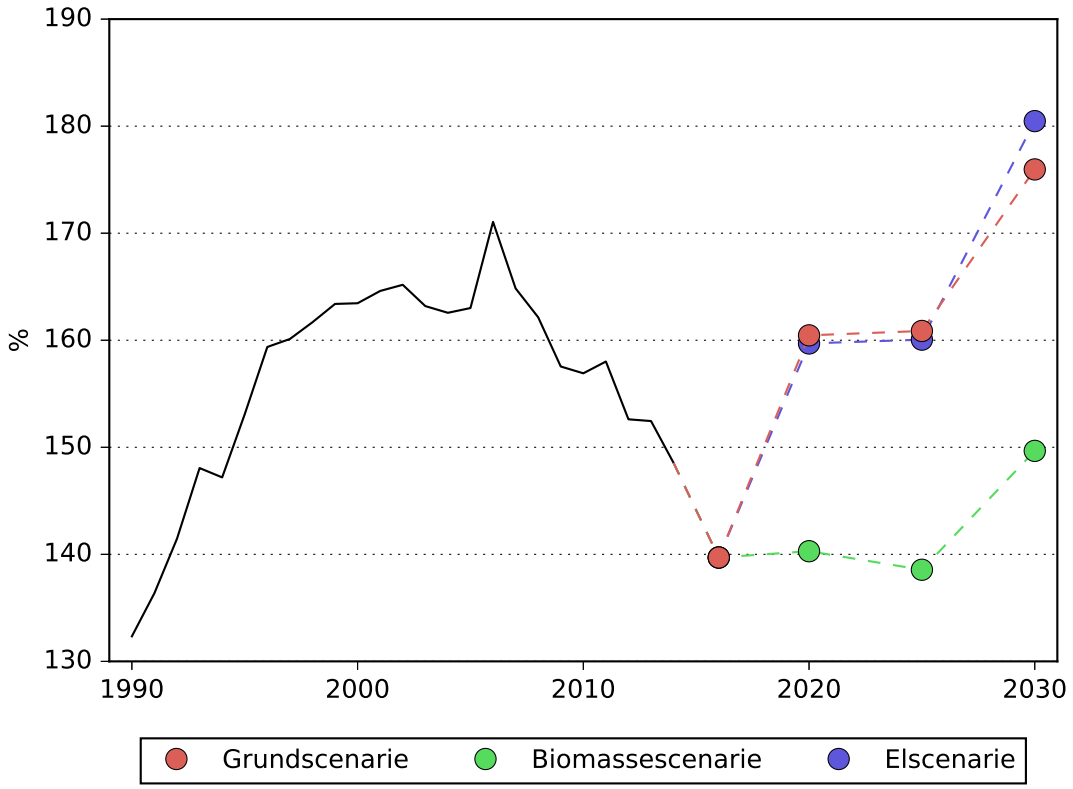
De to varianter af VE-andelen for elscenariet afspejler, om der for el til varme regnes med gennemsnitlig dansk elproduktion med ca. 80 % VE andel, eller om der regnes med marginal elproduktion, fra importeret el med 20 % VE andel.

Den nedadvendte knæk på kurven omkring år 2025 skyldes især, at andelen af kulkraft er højere i dette år i modelberegningerne pga. prisforholdet mellem træpiller og kul, der betyder, at kul er mere økonomisk attraktivt end træpiller på de værker, som kan skifte mellem kul og træpiller.

Niveauet for VE-andelen og udviklingen over tid svarer godt overens med Energistyrelsens basisfremskrivning (Energistyrelsen, 2015b).

6.8 Fjernvarmens effektivitet frem mod 2030

Fjernvarmens samlede forbrug af brændsler til produktion af varme ændrer sig fra år til år, og dermed også fjernvarmens samlede effektivitet. I 1990 var fjernvarmens effektivitet nede på 130 % mens den i 2008 var oppe på 170 %. I 2015 var den faldet igen til 150 %. Som det fremgår af figur 6.13 vil fjernvarmens effektivitet stige til ca. 180 % for grundscenariet og elscenariet frem mod år 2030. Effektiviteten i biomassescenariet vil kun stige til 150 %. Årsagen til grundscenariet og elscenariet har så høje effektiviteter, skyldes at der i begge scenarier investeres i varmepumper, som er effektive anlæg, hvorimod det er mindre effektive teknologier der investeres i, i biomassescenariet. Fra 2025 til 2030 sker der en markant forøgelse af effektiviteten for alle tre scenarier. Denne forøgelse er et resultat af de massive investeringer der foretages i solvarmeanlæg i 2030 i alle tre scenarier.



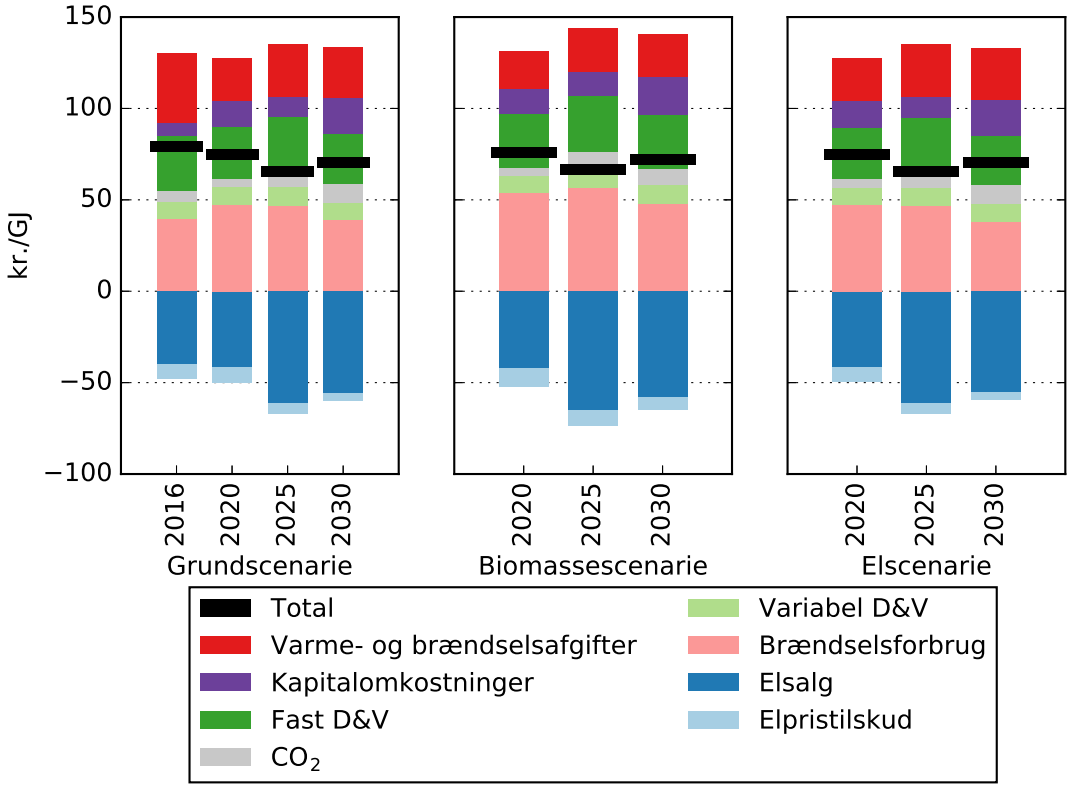
Figur 6.13: Fjernvarmens effektivitet ved produktion af varme frem til år 2030

Den samlede effektivitet for fjernvarmen kan ikke nødvendigvis bruges som en parameter til at vurdere konkurrenceforholdet til individuelle teknologier, da den ikke siger noget om prisen for at producere varmen kun hvor effektivt brændslet udnyttes.

6.9 Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger

I dette afsnit vises de selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger på tværs af scenarierne. Når disse sammenlignes på tværs af scenarierne fås et billede af, hvordan omkostningerne er påvirket af de investeringsvalg, som er foretaget.

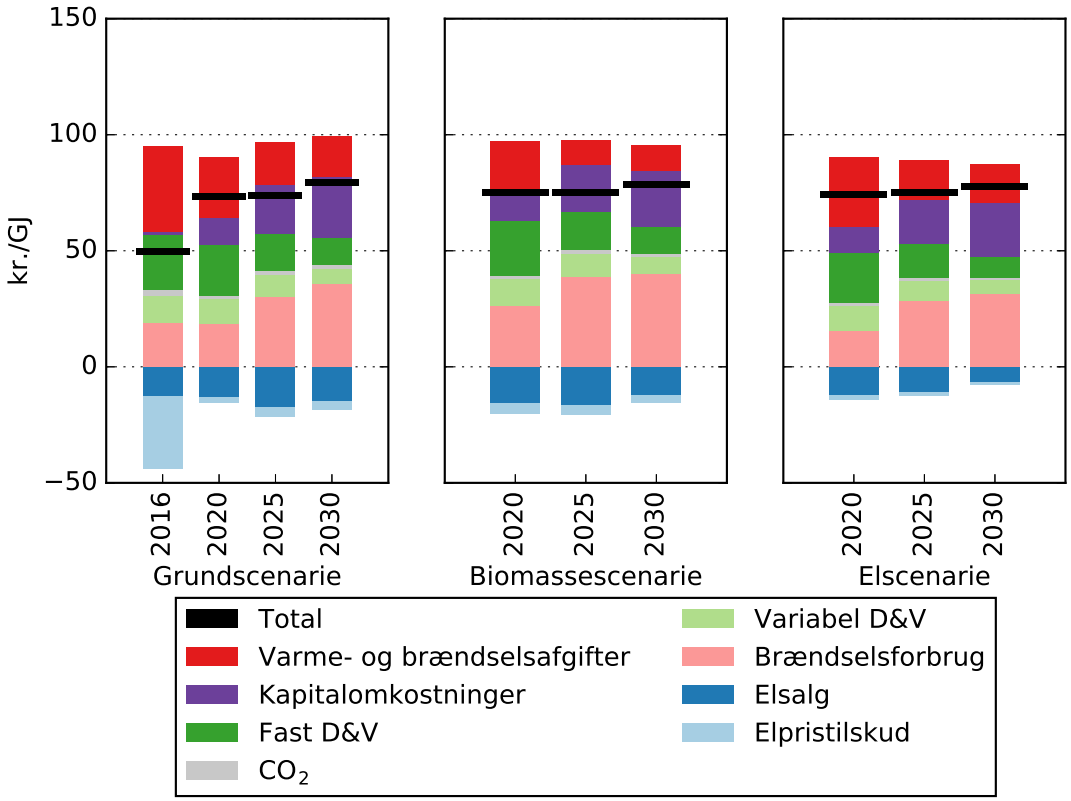
For overskuelighedens skyld vises selskabsøkonomien opdelt på de tre kategorier af områder. Den sorte streg viser nettoomkostningerne, når elsalg og tilskud er indregnet. I den selskabsøkonomiske opgørelse er eltariffer inkluderet under "Varme- og brændselsafgifter", mens de i den samfundsøkonomiske opgørelse er vist særskilt.



Figur 6.14: Selskabsøkonomi i de centrale områder frem til år 2030

I de centrale områder ses det, at varmeproduktionsomkostningerne ikke er særligt påvirkede af hvilket scenarie, der er investeret efter. Dette skyldes bl.a., at der i flere af de centrale områder er foretaget større investeringer i de seneste år, og varmeproduktionen er således ikke væsentligt forskellig i de tre scenarier. Det hænger også sammen med, at varmeproduktionsomkostningen for de teknologier, som der investeres i, ikke adskiller sig meget med de teknologi- og prisforudsætninger, som her er anvendt. Det skal bemærkes at kapitalomkostningerne er relativt lave. Det er fordi der kun er medtaget kapitalomkostninger for de af modellen bestemte investeringer og ikke de investeringer som allerede er besluttet, men ikke udførte.

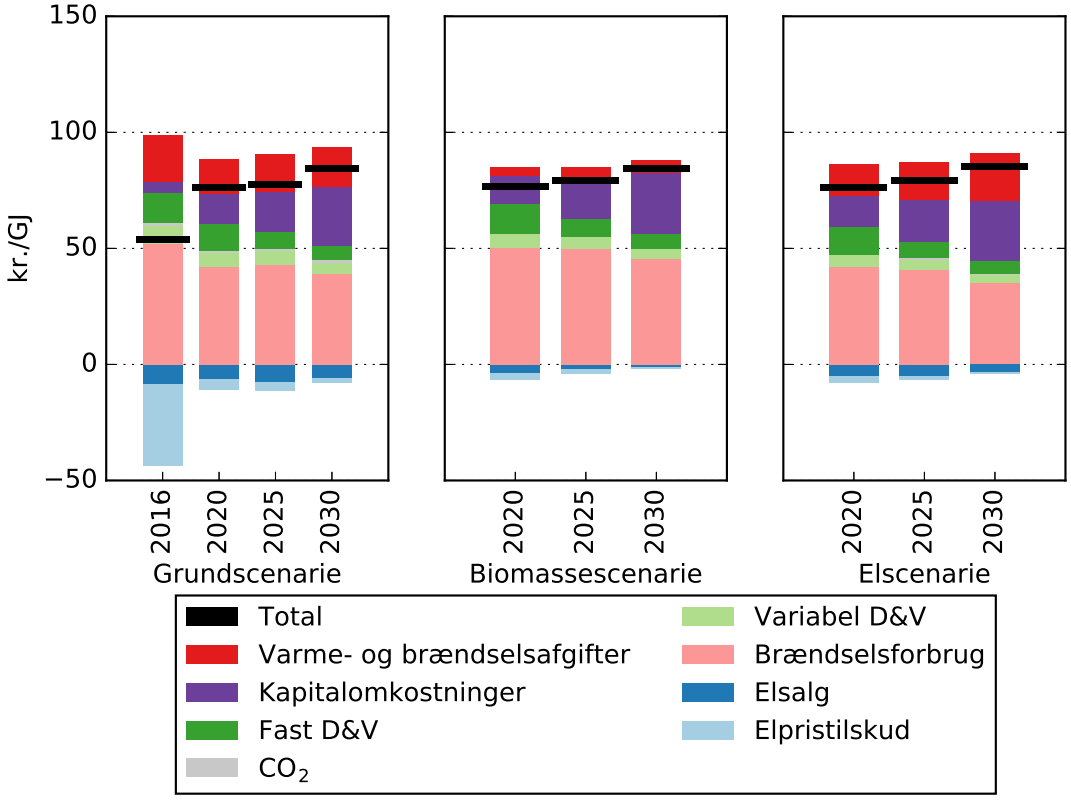
Varmepriserne synes generelt at være lidt faldende med tiden. Dette hænger sammen med, at de centrale områder i vidt omfang er baseret på biomassekraftvarme, og elprisen stiger mere end prisen på biomasse frem mod 2030.



Figur 6.15: Selskabsøkonomi i de store decentrale områder frem til år 2030

For de store decentrale værker ses også en tendens til, at varmeproduktionsomkostningerne falder lidt, og at de i år 2030 bliver en smule højere i grundscenariet end i de øvrige scenarier. Der er igen overraskende lille forskel mellem scenarierne.

I de små områder stiger varmeprisen lidt over tid, og ender med at være lidt lavere i biomassescenariet end i de øvrige scenarier. At prisen stiger over tid i de mindre områder hænger sammen med, at der sker en stigning af brændsels- og elpriser over perioden. Da de små decentrale områder går væk fra kraftvarme i scenarierne, har de ikke som i de større fjernvarmeområder gavn af stigende elpriser – tværtimod giver det lidt stigning i priserne for de områder, som investerer i elvarmepumper.



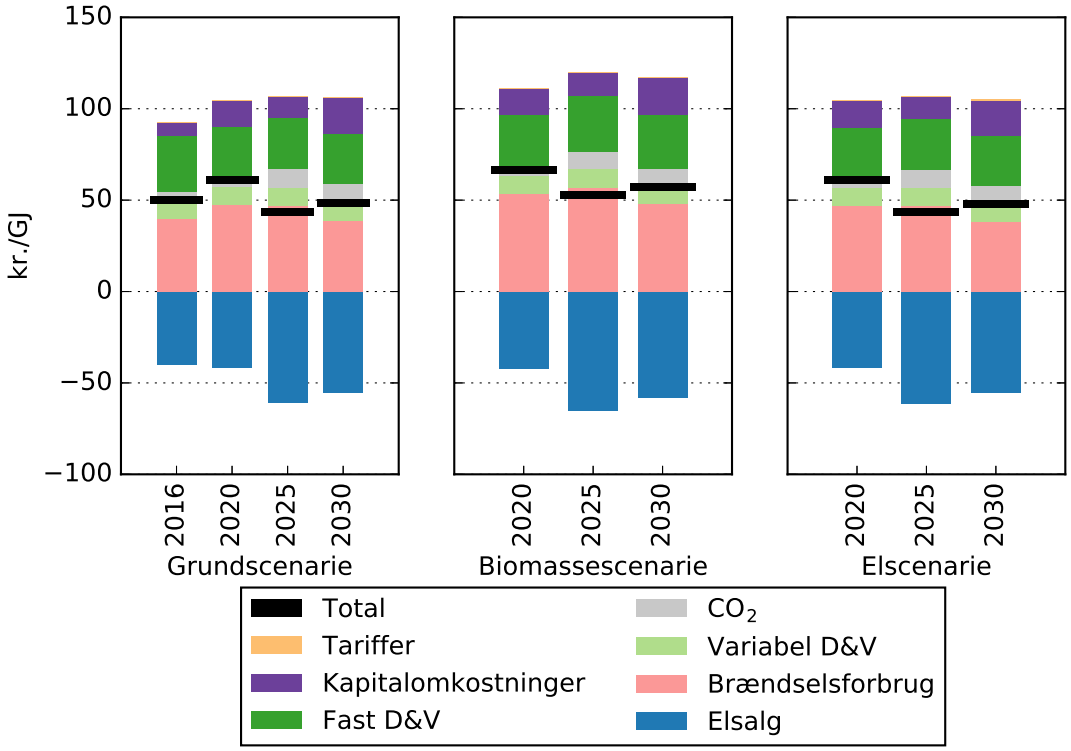
Figur 6.16: Selskabsøkonomi i de små decentrale områder frem til år 2030

6.10 Samfundssøkonomiske varmeproduktionsomkostninger

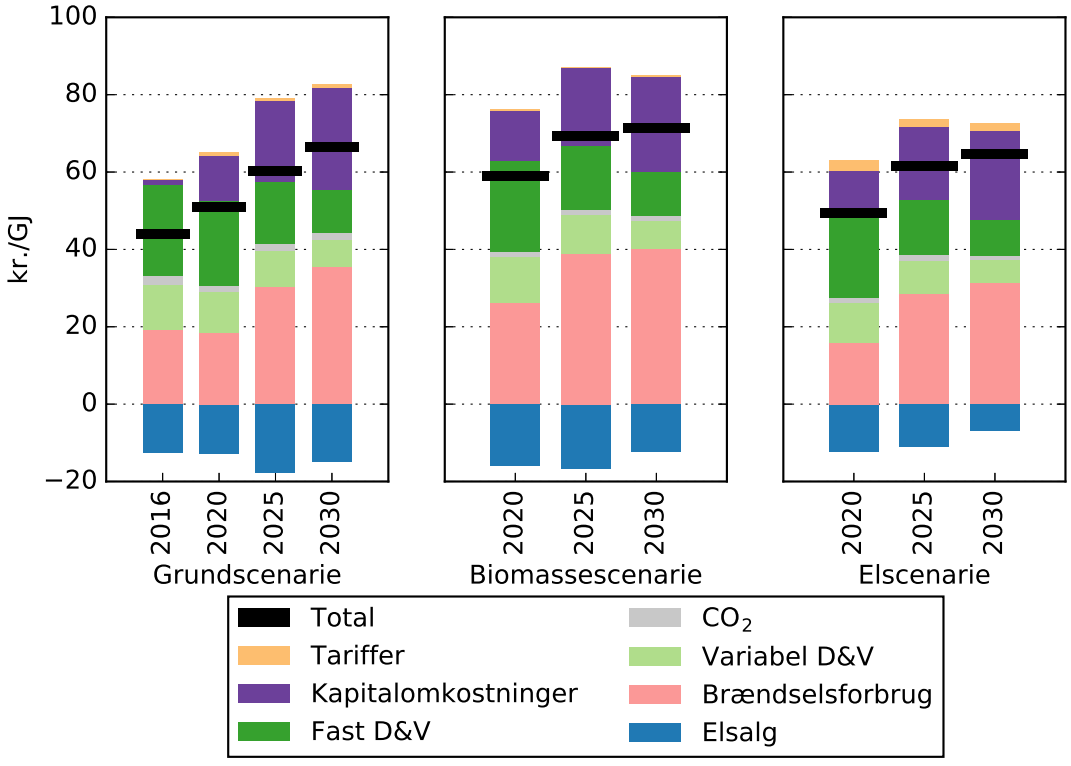
Figurerne nedenfor viser de samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger på tværs af scenarierne.

I de centrale områder er det tydeligt, at biomassescenariet er det samfundsøkonomisk dyreste i alle tre år. I samfundsøkonomien indregnes hverken afgifter, tilskud eller tariffer, hvilket betyder, at biomassens konkurrencekraft over for de øvrige teknologier forringes.

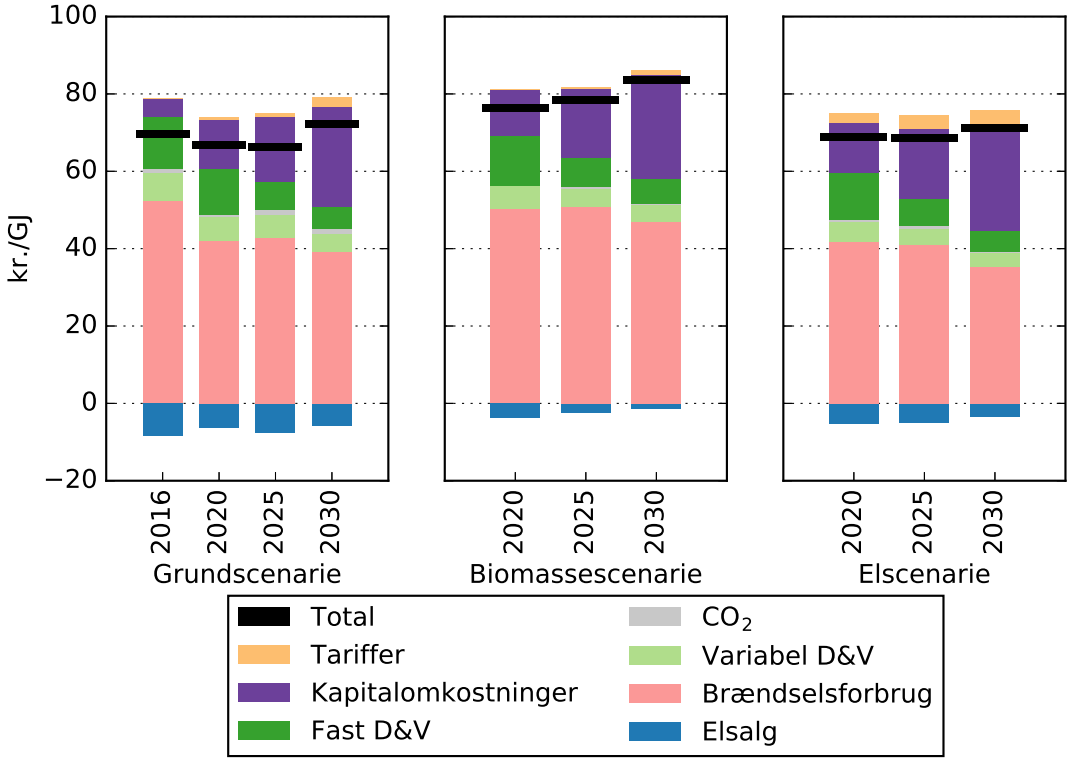
I de centrale områder ses desuden, at samfundsøkonomien for grundscenariet og elscenariet ligger på samme niveau i de første år, mens biomassescenariet har højere omkostninger. I 2025 falder omkostningerne i alle tre scenarier for så at stige lidt igen i 2030. I de store decentrale områder er der større variation i økonomien mellem scenarierne. Biomassescenariet har igen den største omkostning i alle år. Det ses her at elscenariet er lidt billigere end grundscenariet i både 2020 og 2030. I de små områder er de samfundsøkonomiske omkostninger højest i biomassescenariet i alle tre år. Grundscenariet er billigst i 2020 og 2025 mens det er dyrere end elscenariet i 2030. Dette skyldes, at naturgas- og CO_2-prisen forventes at stige, hvilket øger varmeproduktionsomkostningerne for de gasbaserede teknologier.



Figur 6.17: Samfundsøkonomi i de centrale områder frem til år 2030



Figur 6.18: Samfundsøkonomi i de store decentrale områder frem til år 2030



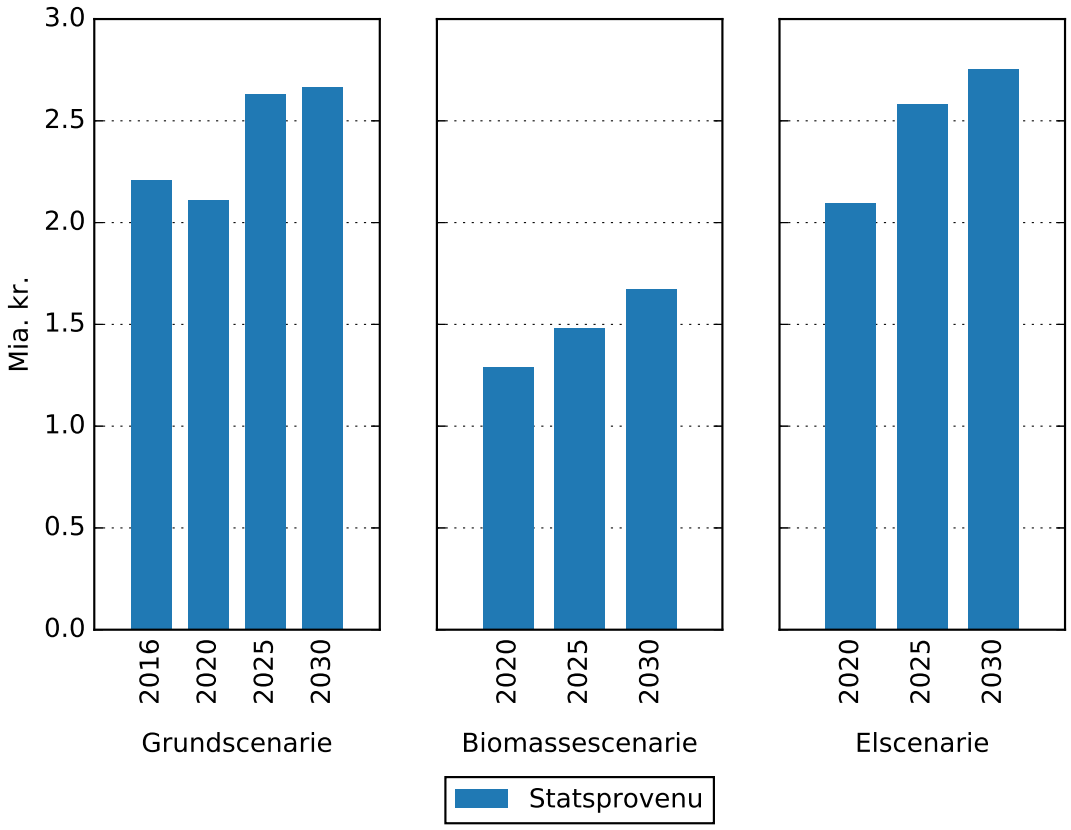
Figur 6.19: Samfundsøkonomi i de små decentrale områder frem til år 2030

6.11 Statens provenu

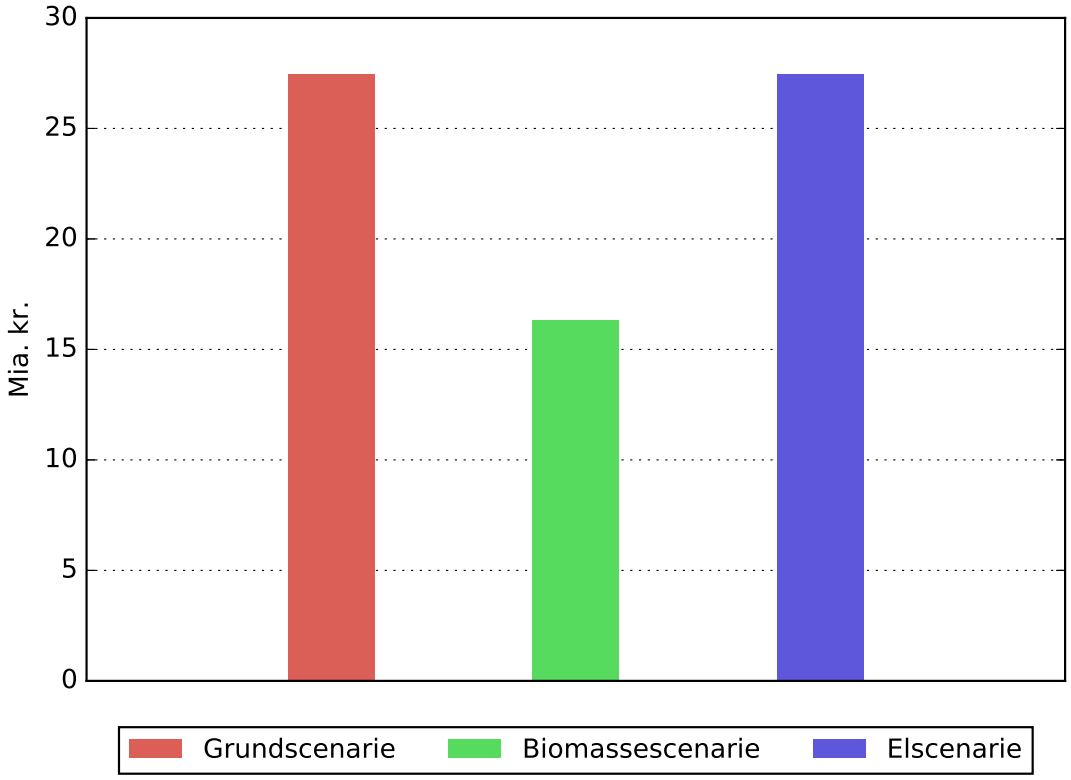
Statens provenu fra varmeproduktionen beregnes som summen af afgifter og tilskud. Der skelnes ikke i summen mellem provenu, der opkræves over elregningen (eltilskud og grundbeløb) og provenu som direkte påvirker statens finanser (afgifter).

I figur 6.20 er statens provenu vist. I 2016 betales ca. 4,65 mia. kr. i afgifter og der gives eltilskud og grundbeløb på tilsammen 2,43 mia. kr. dvs. statens provenu er i 2016 på ca. 2,21 mia. kr. Det ses at staten får betydelig mere provenu i grundscenariet og elscenariet. Faktisk vil staten i 2030 få større provenu end i 2016, hvilket i høj grad hænger sammen med at grundbeløbet ophæves i 2018. Det ses desuden, at der i alle scenarier sker en reduktion af afgifter fra 2016 til 2020, hvilket bl.a. skyldes, at der i alle scenarier er indregnet en planlagt omstilling fra fossile brændsler til biomasse. Dertil kommer en ret stor udbygning med solvarme. I biomassescenariet sker en større reduktion af afgifterne, således at det samlede provenu falder til godt halvdelen fra 2016 til 2020.

I figur 6.21 ses det samlede provenu i de tre scenarier over årene 2020-2030 når der antages at provenu udvikler sig lineært mellem årene. Her ses det at der i grund- og elscenariet betales ca. 27,5 mia. kr. i provenu mens der i biomassescenariet kun betales 16,3 mia. kr. i provenu.



Figur 6.20: Statens provenu i de forskellige scenarier og år



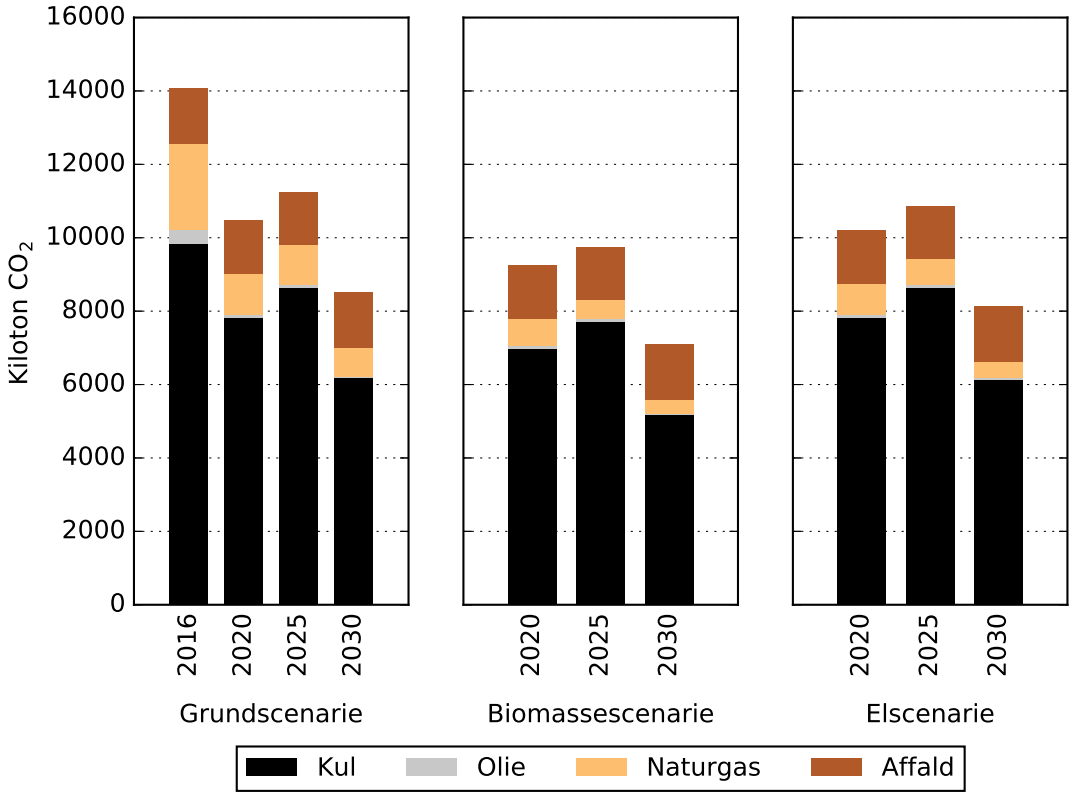
Figur 6.21: Statens akkumulerede provenu fra og med 2020 til og med 2030.

CO_2-emissioner i Danmark

Figur 6.22 viser udviklingen i CO_2-emission fra fjernvarme og elproduktion for Danmark. Der er alene vist den danske emission og ikke her taget hensyn til, at der kan være forskellig udveksling af el med udlandet i de tre scenarier.

Det ses i figur 6.22, at CO_2-emissionen er væsentligt faldende i perioden frem til 2030 i alle tre scenarier, men at den vokser i perioden 2020-25. Årsagen til stigningen fra 2020 til 2025 er primært, at kulforbruget stiger på de anlæg, som både kan anvende kul og træpiller. Da træpilleprisen er forudsat at stige mere end kul- og CO_2-prisen, bliver det billigere at producere varme på kul, og værkerne fyrer derfor med biomasse i stedet for kul. Udledningen er generelt lavest i biomassescenariet, hvor der fortrænges mest kul på de centrale kraftvarmeværker.

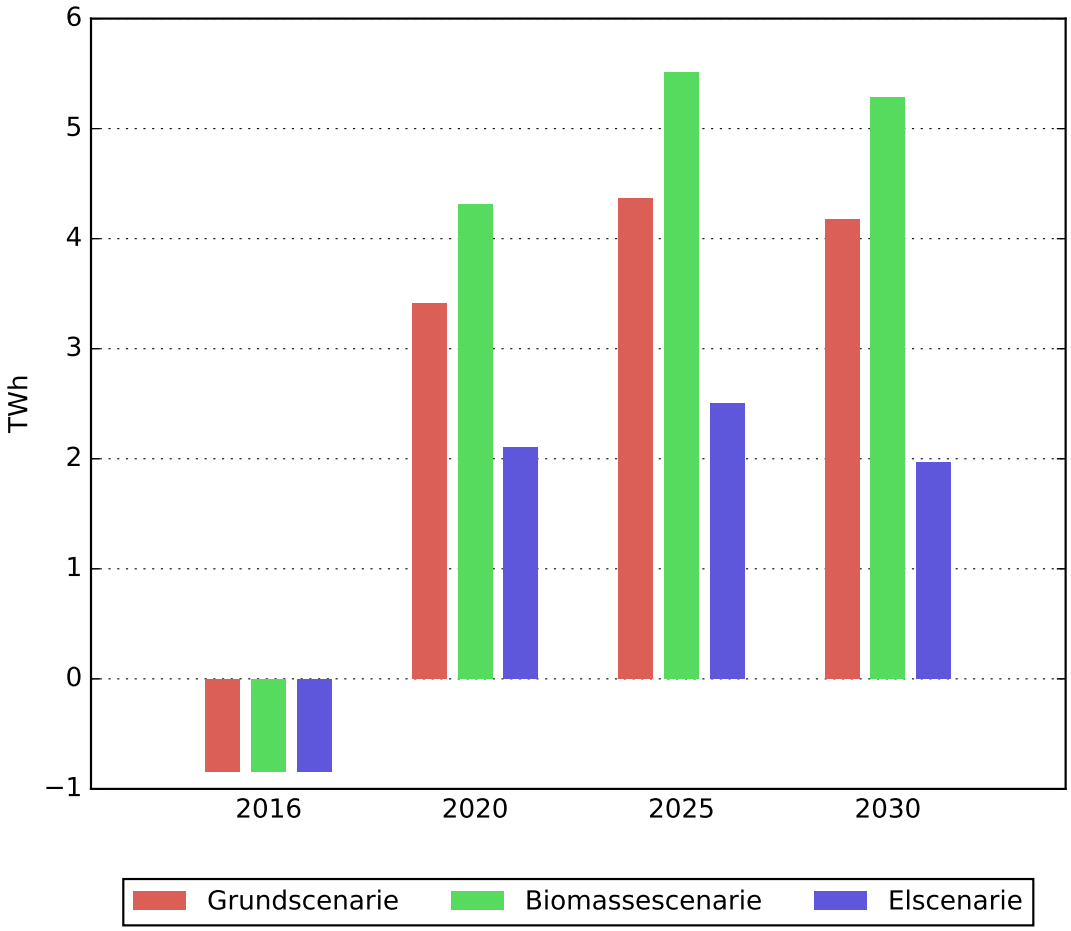
Endvidere ses det, at kul fra centrale kraftværker er langt den største kilde til CO_2 udledning fra fjernvarmeproduktionen i alle år og scenarier, mens udledningen fra naturgas falder.



Figur 6.22: CO_2-emission i Danmark frem til år 2030.

For at få det fulde billede af CO_2-emissionen i de tre scenarier bør der også tages hensyn til udvekslingen med el og den betydning, som den ændrede eludveksling har på CO_2-emissionerne i vores nabolande. Figur 6.23 viser eludvekslingen med udlandet i de tre scenarier.

Import og eksport af el



Figur 6.23: Nettoeksport fra Danmark i de tre scenarier

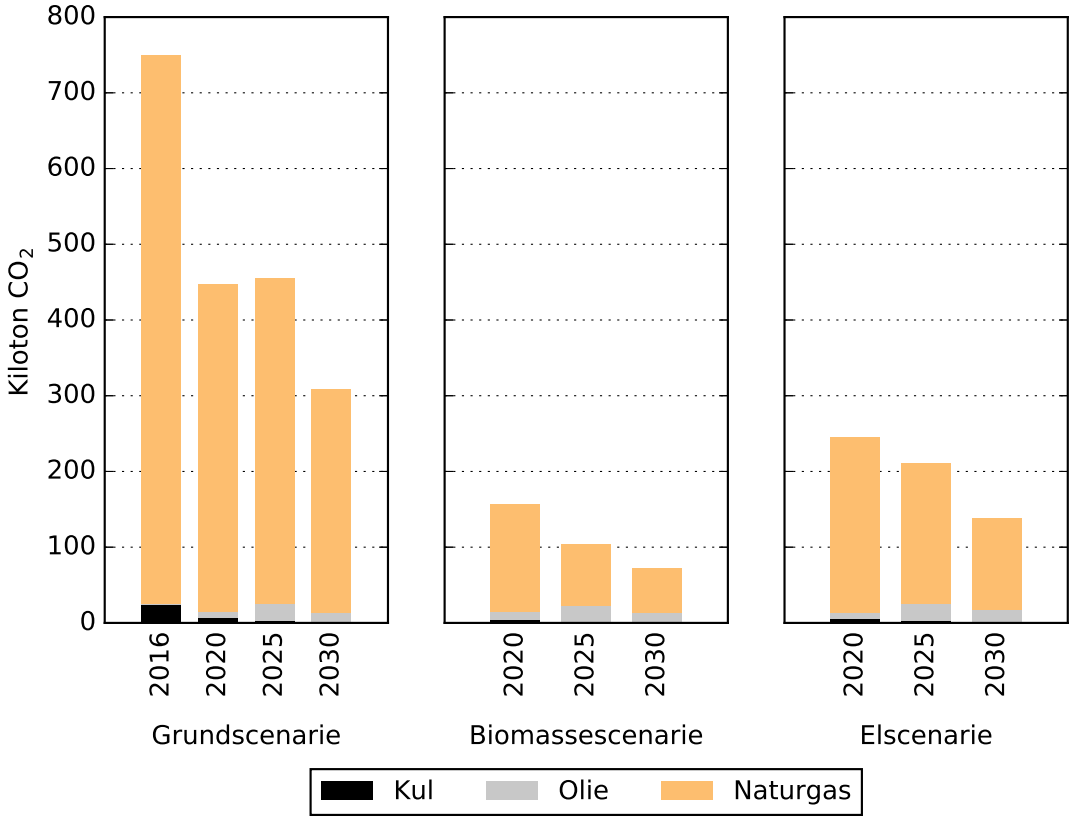
Figur 6.23 viser, at Danmark går fra at importere el i 2016 til at eksportere el i 2020, 2025 og 2030. Dette hænger hovedsagelig sammen med udbygningen med vindmøller og solceller. I grundscenariet og biomassescenariet er der en større andel af kraftvarme hvilket betyder, at eleksporten er højere i disse scenarier, end i elscenariet hvor det er omvendt, ligesom også forbruget af el i fjernvarme er mindre i scenarierne.

Hvis CO_2-emissionen justeres for eludvekslingen, vil biomassescenariet yderligere reducere emissionen i forhold til grundscenariet, mens elscenariet vil få en relativt højere emission sammenlignet med grundscenariet. Konsekvensen for CO_2-emissionen af forskellen i elproduktion vil afhænge af, hvilken elproduktion som fortrænges i udlandet. Umiddelbart kan det på kort sigt betyde godt 1 mio. ton højere emission for elscenariet og ca. 0,5 mio. ton mindre for biomassescenariet, når det ses i forhold til grundscenariet[1]. På længere sigt vil denne konsekvens dog reduceres efterhånden som det nordeuropæiske elsystem omstilles til VE. Konsekvensen for CO_2-emissionen i udlandet er dog ikke nærmere analyseret her.

[1]Forskellen i eleksport i forhold til grundscenariet for biomassescenariet er en forøgelse på ca. 1 TWh, mens den er ca. 2 TWh mindre i elscenariet. Hvis den marginale emissionsfaktor er f.eks. 800 kg CO_2/MWh, giver det i størrelsesordenen 0,5-1 mio. ton CO_2 i biomassescenariet og 1-1,5 mio. ton i det elscenariet.

CO_2-emissioner udenfor kvotesektoren

En særlig problemstilling er CO_2-emissionen uden for kvotesektoren, da denne er underlagt særlige målsætninger, som må forventes at blive betydeligt vanskeligere at nå, end målsætningerne inden for den kvotebelagte sektor. Energianlæg uden for den kvotebelagte sektor er alle anlæg med en indfyret kapacitet på under 20 MW. I Balmorel er der ikke lavet en meget stringent inddeling af anlæg indenfor og udenfor kvotesektoren, men kategorien "små decentrale områder" dækker med rimelig nøjagtighed de fjernvarmeselskaber, som er uden for kvotesektoren. Modellens resultater for CO_2-emissionen fra disse områder kan ses i figur 6.24.



Figur 6.24: CO_2 emission i små decentrale områder frem til år 2030

Af figur 6.24 fremgår det, at CO_2-emissionen reduceres betydeligt over perioden i takt med, at den naturgasfyrede produktion erstattes af biomasse, varmepumper og solvarme. I biomassescenariet sker den største CO_2-reduktion, men også i elscenariet er reduktionen stor. Grundscenariet ender med at have den højeste emission.

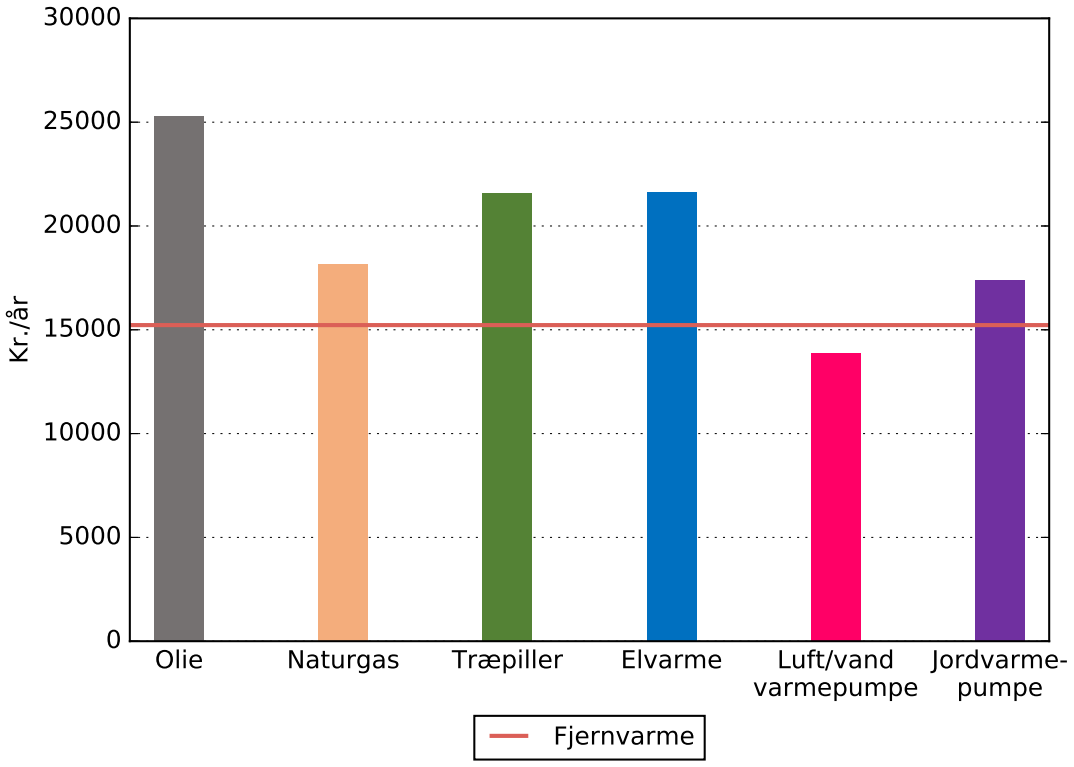
6.12 Konkurrenceforhold til individuel forsyning

Dette afsnit har til formål at fremlægge resultaterne for analysen af konkurrenceforholdet mellem individuel forsyning og fjernvarme. De årlige varmepriser for de individuelle forsyningsarter, samt for fjernvarme, er beregnet ved metoden beskrevet i Kapital 2 og med forudsætningerne beskrevet i kapitel 4.

Det fremgår af figur 6.25, 6.26 og 6.27 at fjernvarmen gennemsnitligt er meget konkurrencedygtig overfor individuelle alternativer. Det er kun luft/vand varmepumpen som i denne analyse kan producere varme til en lavere pris end den kollektive forsyning, hvilket til gengæld er tilfældet i alle tre scenarier.

Grundscenariet

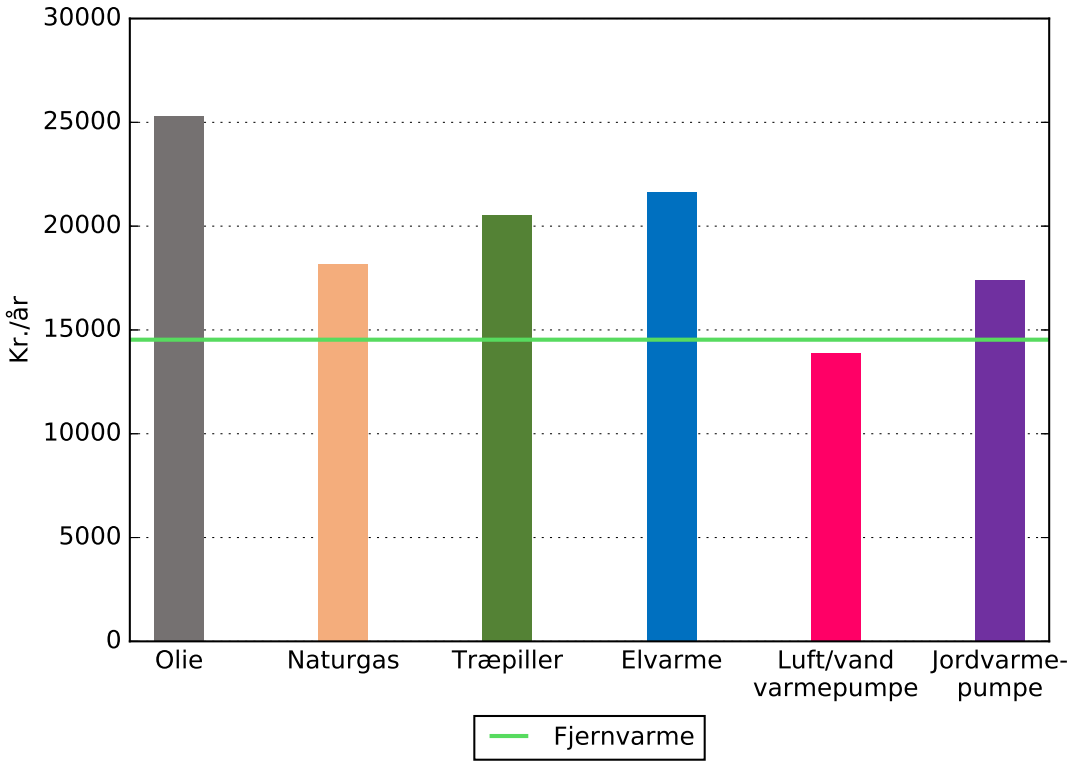
I figur 6.25 ses det at særligt oliefyr men også elvarme og træpillefyr er et godt stykke fra at være konkurrencedygtige med fjernvarme, mens jordvarmepumpen og naturgasfyret kun er lidt over 2000 kr. dyrere pr. år end fjernvarme i grundscenariet.



Figur 6.25: Varmepriser inkl. investering og vedligehold for individuel forsyning sammenlignet med fjernvarmepriser i grundscenariet

Biomassescenariet

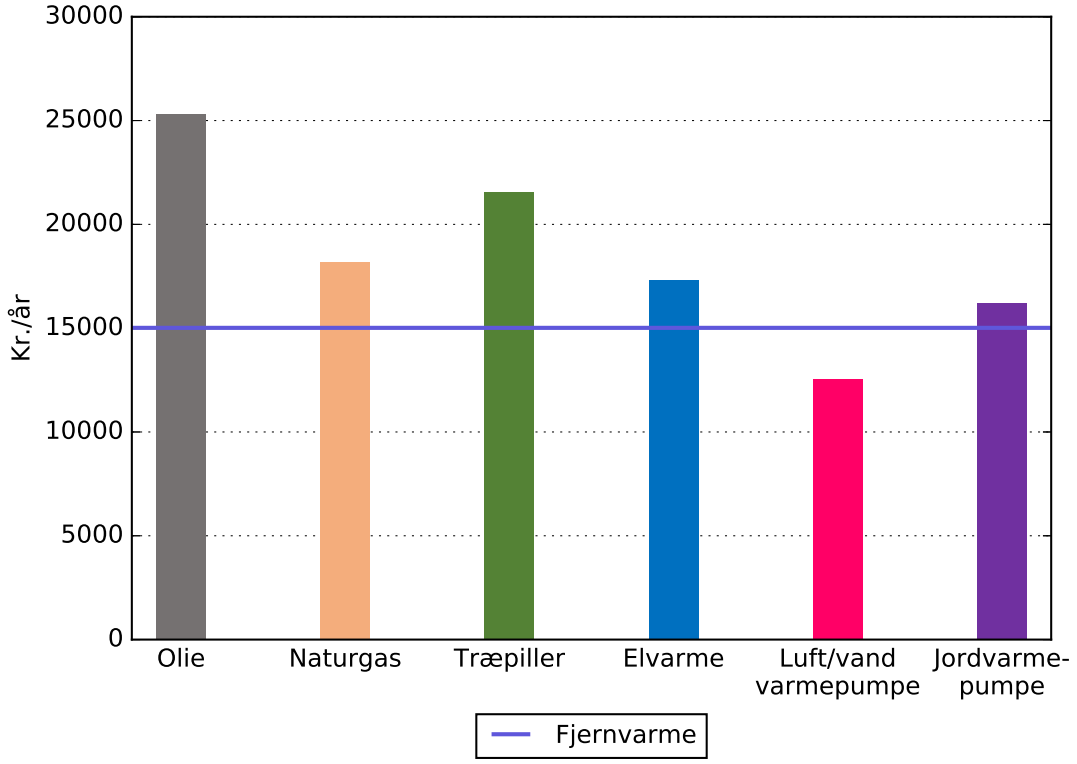
Figur 6.26 viser konkurrenceforholdet til individuel opvarmning i biomassescenariet. Figuren ligner figur 6.25 meget, hvormed konklusionen er den samme, luft/vand varmepumpen producerer også den billigste varme i dette scenarie. Fjernvarmeprisen er dog en anelse lavere end i grundscenariet, ligesom at den gennemsnitlige årlige pris for opvarmning med træpillefyr er faldet ca. 700 kr./år, grundet sænkelsen af biomasseprisen med 10 kr./GJ



Figur 6.26: Varmepriser inkl. investering og vedligehold for individuel forsyning sammenlignet med fjernvarmepriser i biomassescenariet

Elscenariet

Figur 6.27 viser konkurrenceforholdet til individuel opvarmning i elscenariet. Halvering af elafgiften i dette scenarie giver en stor effekt på varmeprisen for de elbaserede individuelle løsninger. Således er luft/vand varmepumpen i dette scenarie ca. 2500 kr./år billigere end fjernvarme. Elvarme er her billigere end naturgasfyr og er ligesom jordvarmepumpen tæt på at kunne konkurrere med fjernvarme. Jordvarmepumpen er dog tættest på fjernvarmeprisen.



Figur 6.27: Varmepriser inkl. investering og vedligehold for individuel forsyning sammenlignet med fjernvarmepriser i elscenariet

Kapitel 7

Robusthedsanalyse

I dette kapitel gennemføres driftsberegninger for de tre investeringsscenarier under ændrede rammevilkår i år 2030. Varmeproduktionskapaciteten i de tre scenarier fastholdes altså, men forskellige variationer af rammevilkårene vil ændre den måde varmen produceres mest optimalt. Det vil sige produktionen mellem de enkelte anlæg kan variere på tværs af variationerne. Dette vil være med til at belyse "hvor galt det kan gå" hvis man har investeret ud fra nogle forudsætninger og det så viser sig at rammerne ændres.

De variationer som beregnes er:

- Reference: rammevilkår som grundscenariet
- Biomasse: rammevilkår som biomassescenariet
- El: rammevilkår som elscenariet
- Med PSO: rammevilkår som grundscenariet med PSO
- Bio afgift: rammevilkår som grundscenariet med biomasseafgift
- Høj fossil: rammevilkår som grundscenariet med højere priser på fossile brændsler
- Høj CO2: rammevilkår som grundscenariet med højere CO_2-kvotepris
- Temp. Opt: rammevilkår som grundscenariet i kombination med et temperaturoptimeret scenarie, hvor sænkninger af fjernvarmetemperaturerne øger varmepumpernes COP.

Variationerne er yderligere beskrevet i rapportens kapitel 2 og 4.

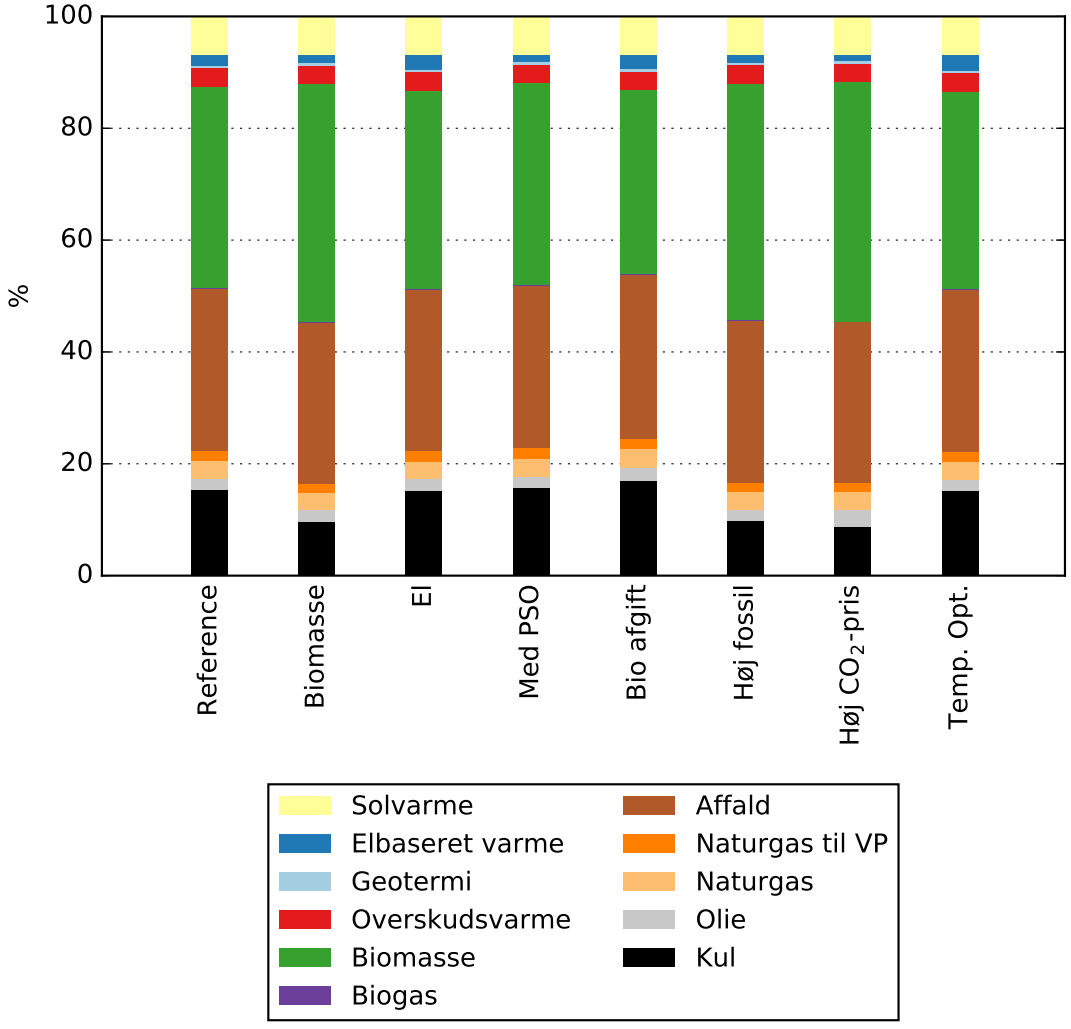
7.1 Varmeproduktion - robusthedsanalyse

De følgende figurer viser for år 2030, hvordan fordelingen af varmeproduktionen varierer for de tre scenarier, når rammevilkårene ændres i de tre scenarier.

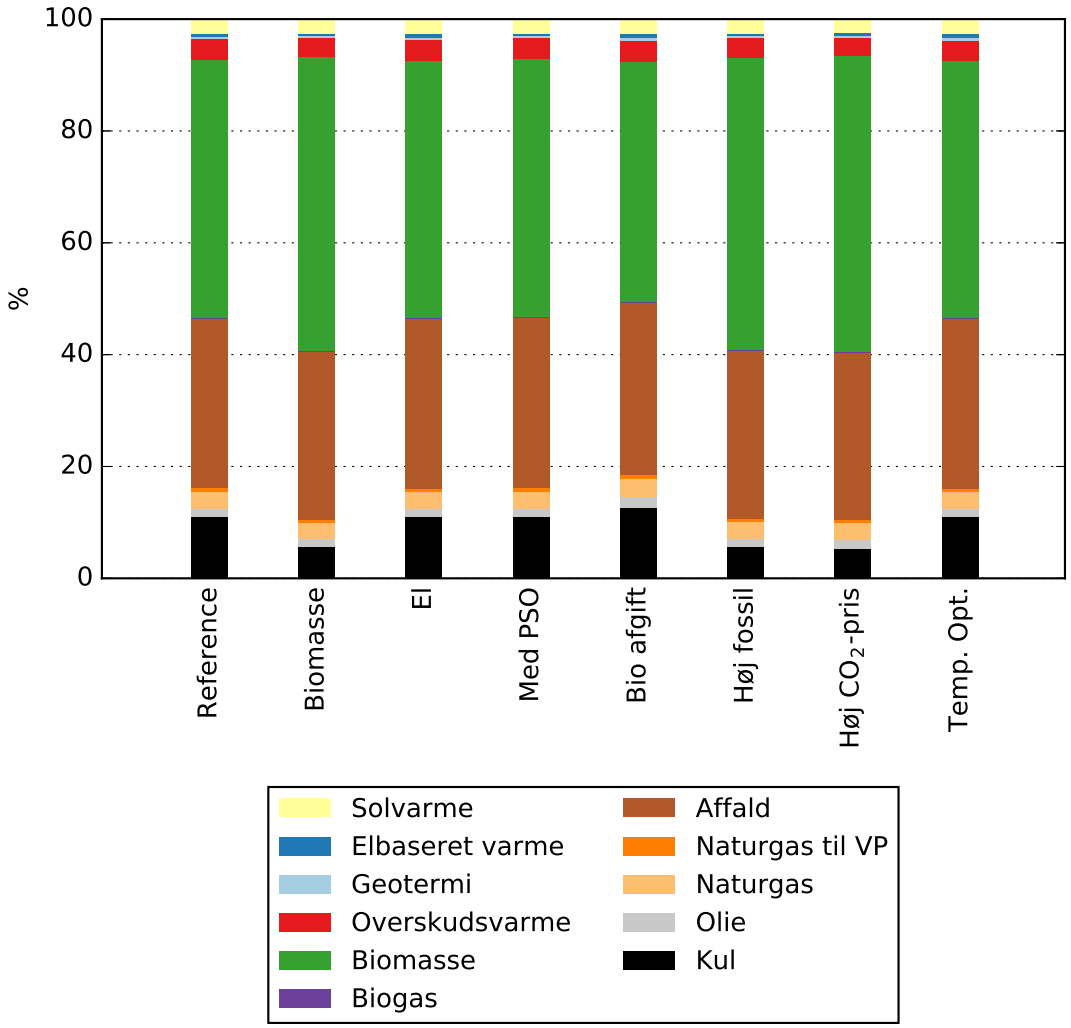
Centrale områder

I de centrale områder ses ikke store variationer i den måde varmen produceres indenfor hvert scenarie. De største ændringer er forskydninger mellem anvendelse af kul og biomasse. Dette kan blandt andet ske på kraftværker, der har mulighed for at fyre både med kul og biomasse.

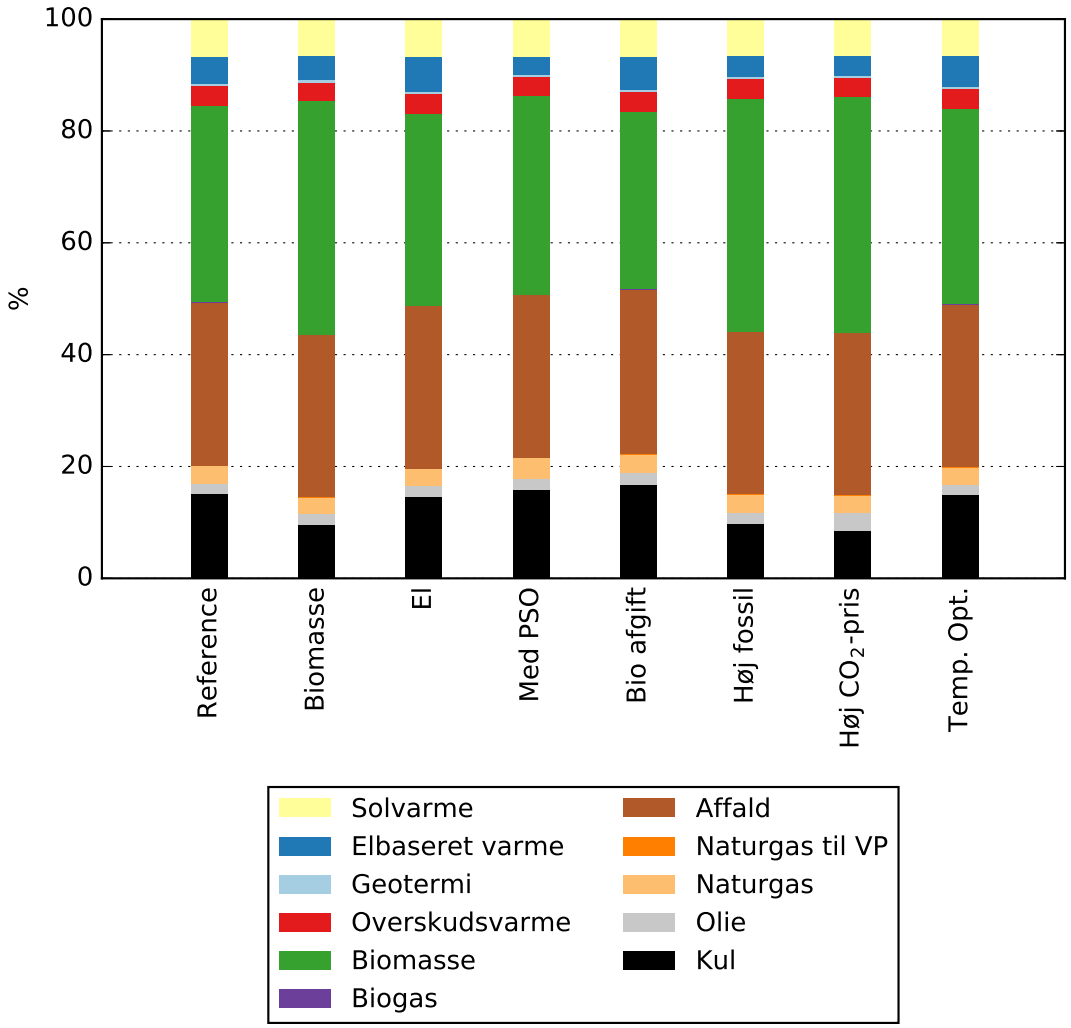
Desuden kan det ses på figur 7.1, 7.2 og 7.3 at variationerne påvirker varmepumpernes driftsmønster en del, men da varmepumpekapaciteten selv i elscenariet (figur 7.3), ikke fylder meget, er den samlede virkning ikke stor.



Figur 7.1: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, centrale områder, 2030, grundscenariet



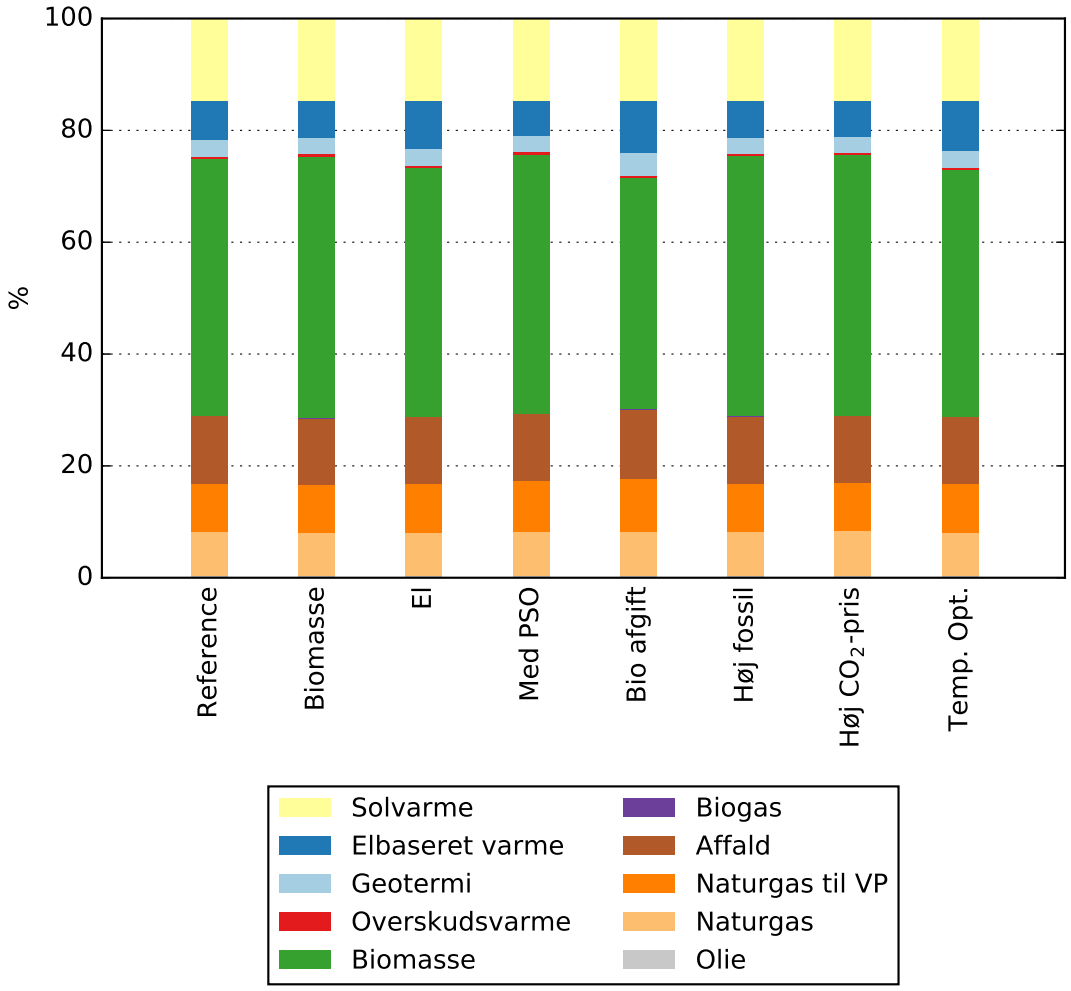
Figur 7.2: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, centrale områder, 2030, biomassescenariet



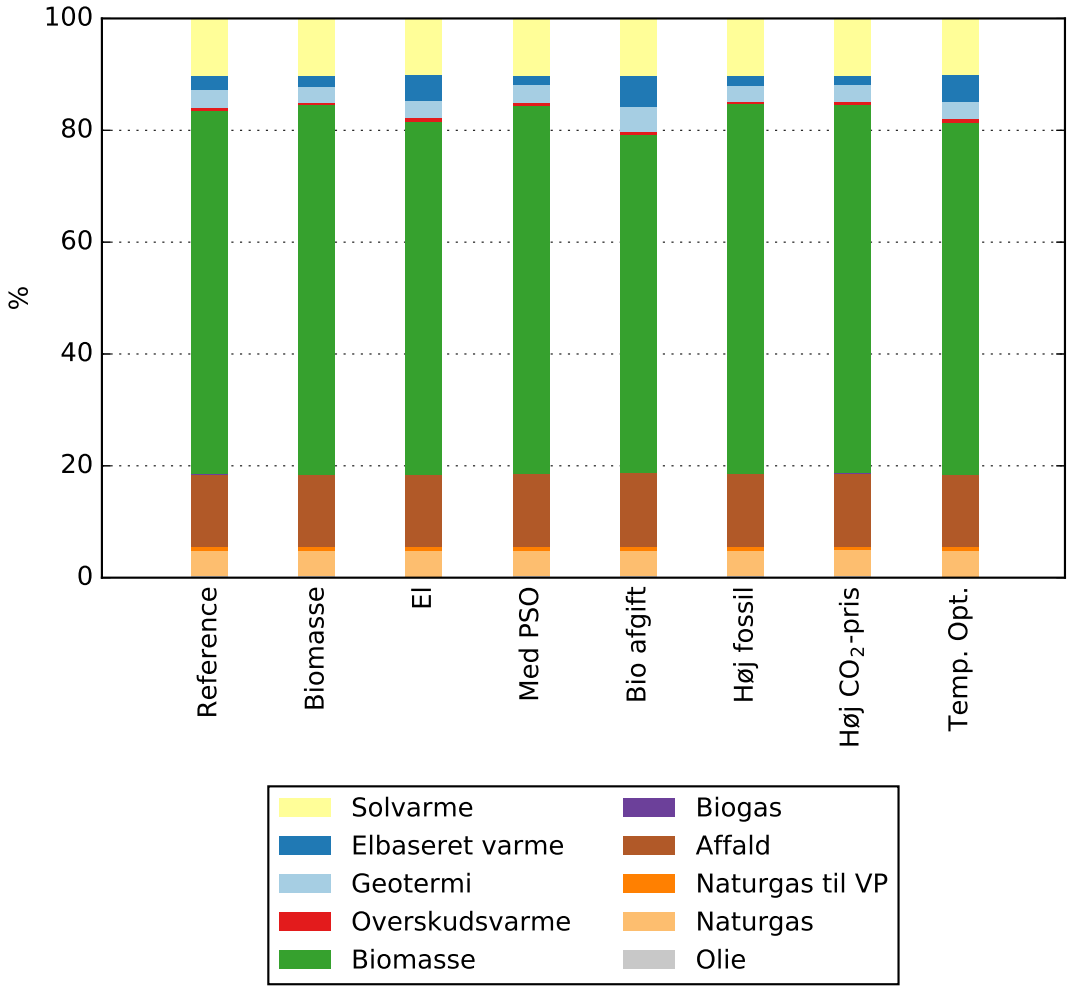
Figur 7.3: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, centrale områder, 2030, elscenariet

Store decentrale områder

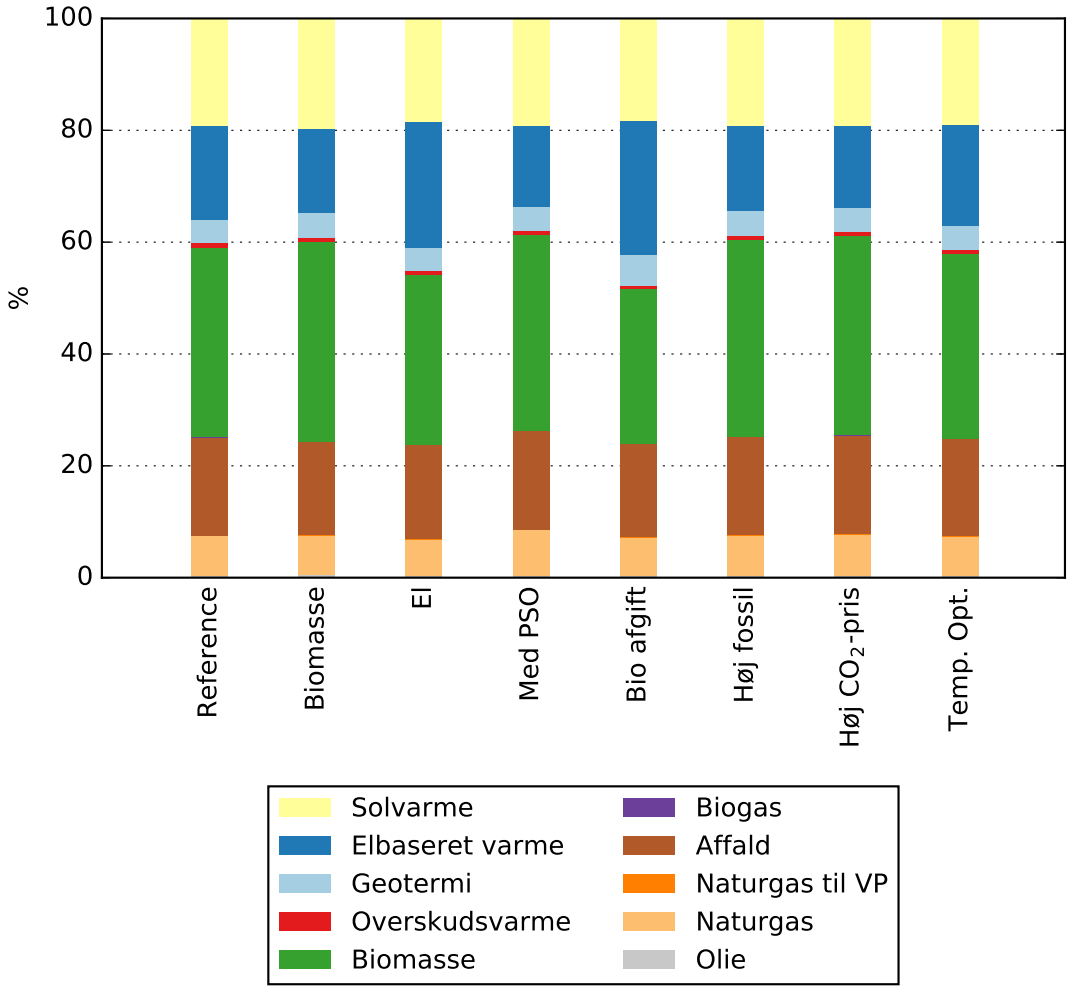
I de store decentrale områder ses endnu mere beskedne ændringer af varmeproduktionsfordelingen i henholdsvis grund- og biomassescenariet, se figurerne 7.4, 7.5 og 7.6. Når ændringerne er mindre end i de centrale områder kan det blandt andet skyldes, at mange af de store decentrale områder kun har få muligheder for at variere grundlastproduktionen, da de typisk kun har et større grundlastanlæg. I elscenariet er der dog større variationer som følge af ændrede udnyttelser af varmepumperne. Her kan varmepumper og biomasseanlæg i højere grad supplere hinanden for at optimere varmeprisen.



Figur 7.4: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, store decentrale områder, 2030, grundscenariet



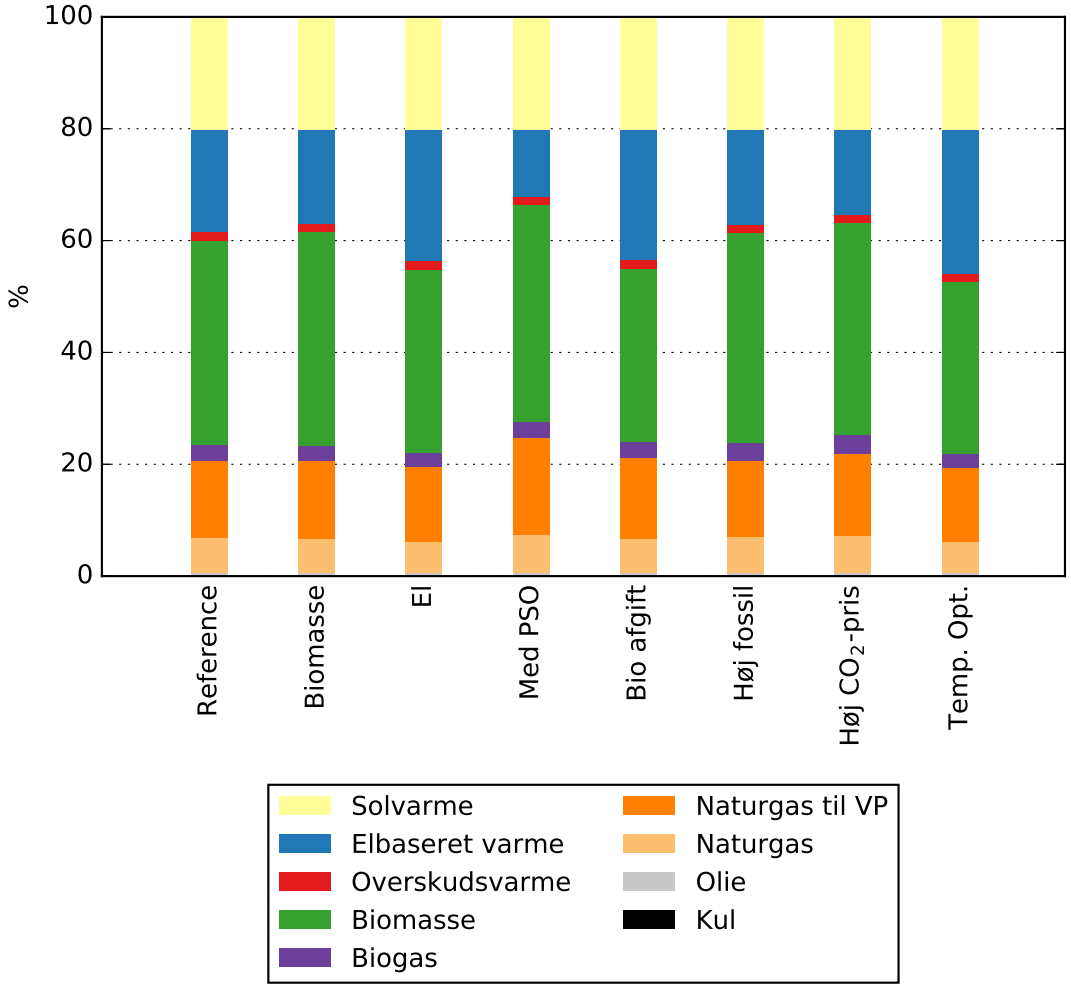
Figur 7.5: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, store decentrale områder, 2030, biomassescenariet



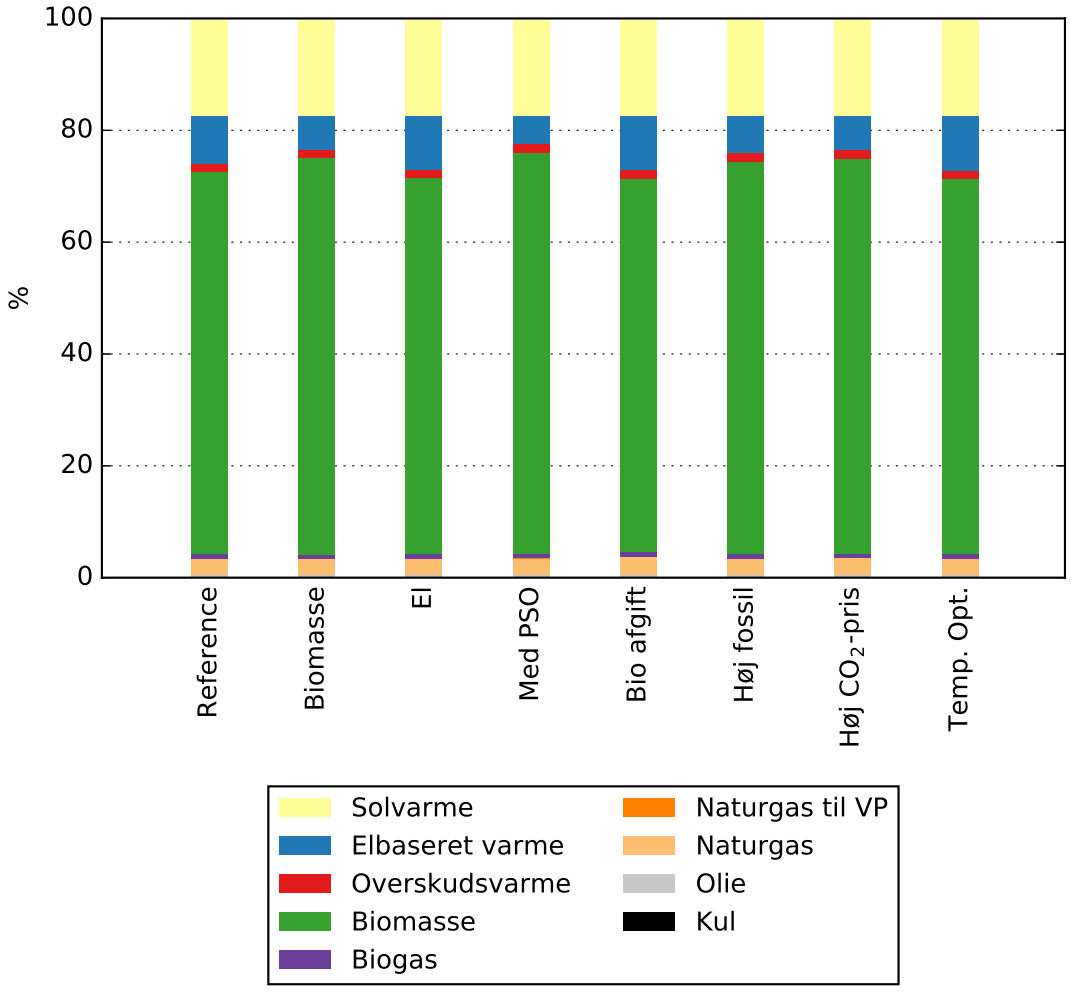
Figur 7.6: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, store decentrale områder, 2030, elscenariet

Små decentrale områder

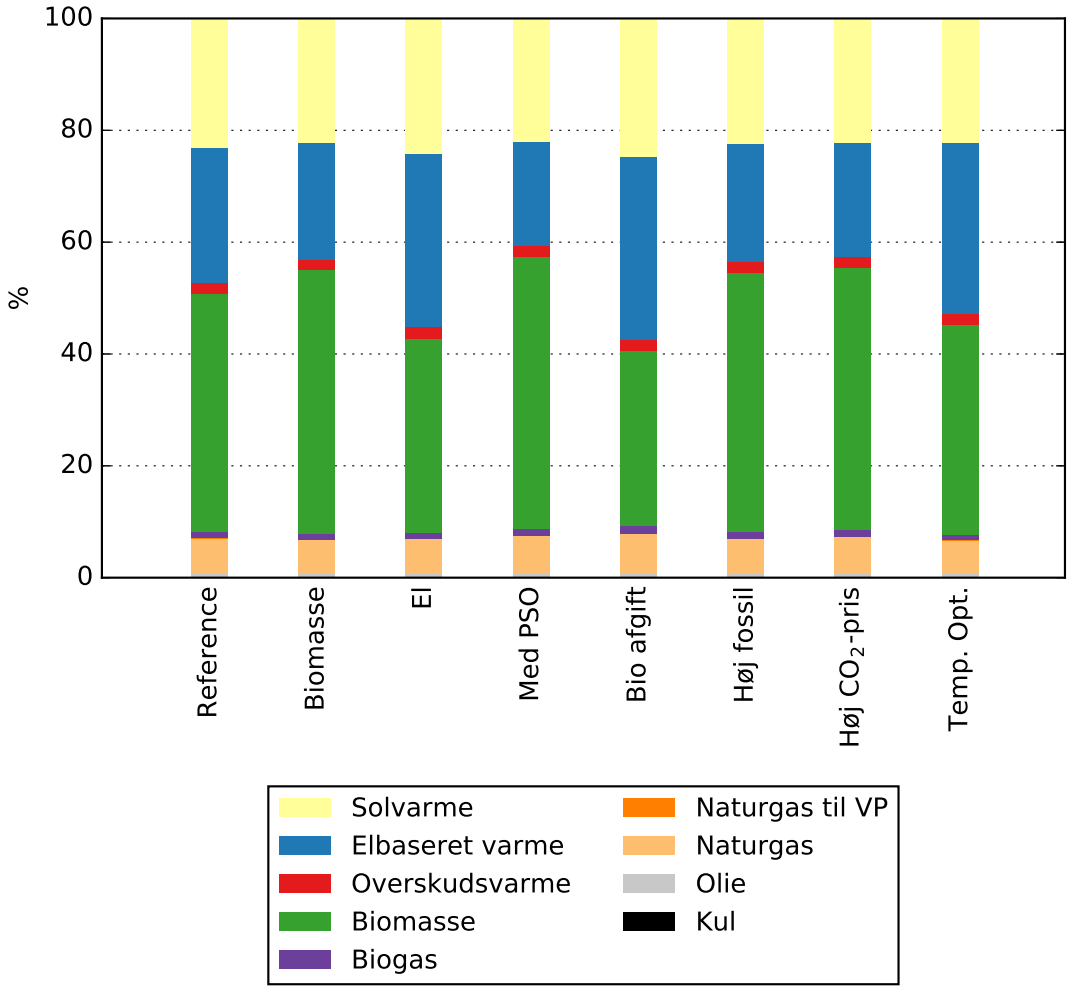
I de små decentrale områder ses det samme mønster for grund- og biomassescenariet, som i de store decentrale områder. Også her har varmepumpescenariet dog forholdsvis de største variationer. Navnlig i de tilfælde, hvor det gøres billigere at anvende el eller dyrere at anvende biomasse, stiger produktionen fra varmepumperne, se figur 7.7, 7.8 og 7.9.



Figur 7.7: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, små decentrale områder, 2030, grundscenariet



Figur 7.8: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, små decentrale områder, 2030, biomassescenariet



Figur 7.9: Variationer i varmeproduktionen med ændrede vilkår, små decentrale områder, 2030, elscenariet

Samlet set er variationerne i varmeproduktion på tværs af robusthedsanalysen begrænset. I de centrale områder kan varmepumper og biomassekedler varierer indbyrdes og supplere hinanden.

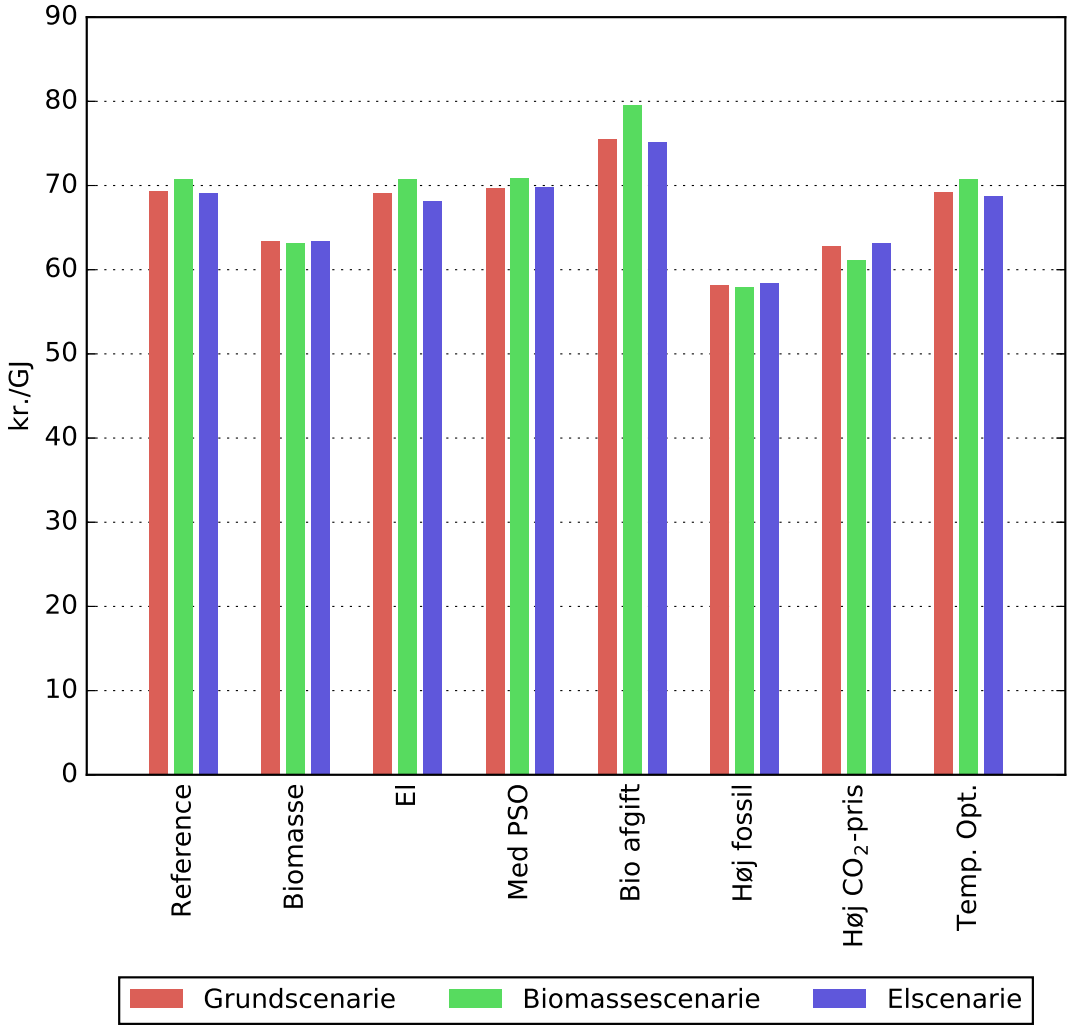
7.2 Selskabsøkonomi og varmepris – robusthedsanalysen

I kapitel 6 er der ikke stor forskel på de selskabsøkonomiske omkostninger – og dermed på varmeprisen – på tværs af de tre scenarier. Dog ses en tendens til at forskellene på scenarierne generelt vokser desto mindre områder. Ligeledes ses at biomassescenariet med de gældende vilkår bliver billigst i de små områder. Det skal bemærkes, at de generelle tendenser gælder summen af alle fjernvarmeselskaber i kategorierne. Da hvert selskab er forskelligt kan der godt være større forskelle for selskaberne indbyrdes.

Robusthedsanalysen sammenligner nedenfor varmeproduktionsomkostningerne i scenarierne i tilfælde af, at priser og rammevilkår udvikler sig anderledes end forventet. Formålet er at undersøge hvilke scenarier der er med robuste overfor variationer i rammevilkår.

Centrale områder

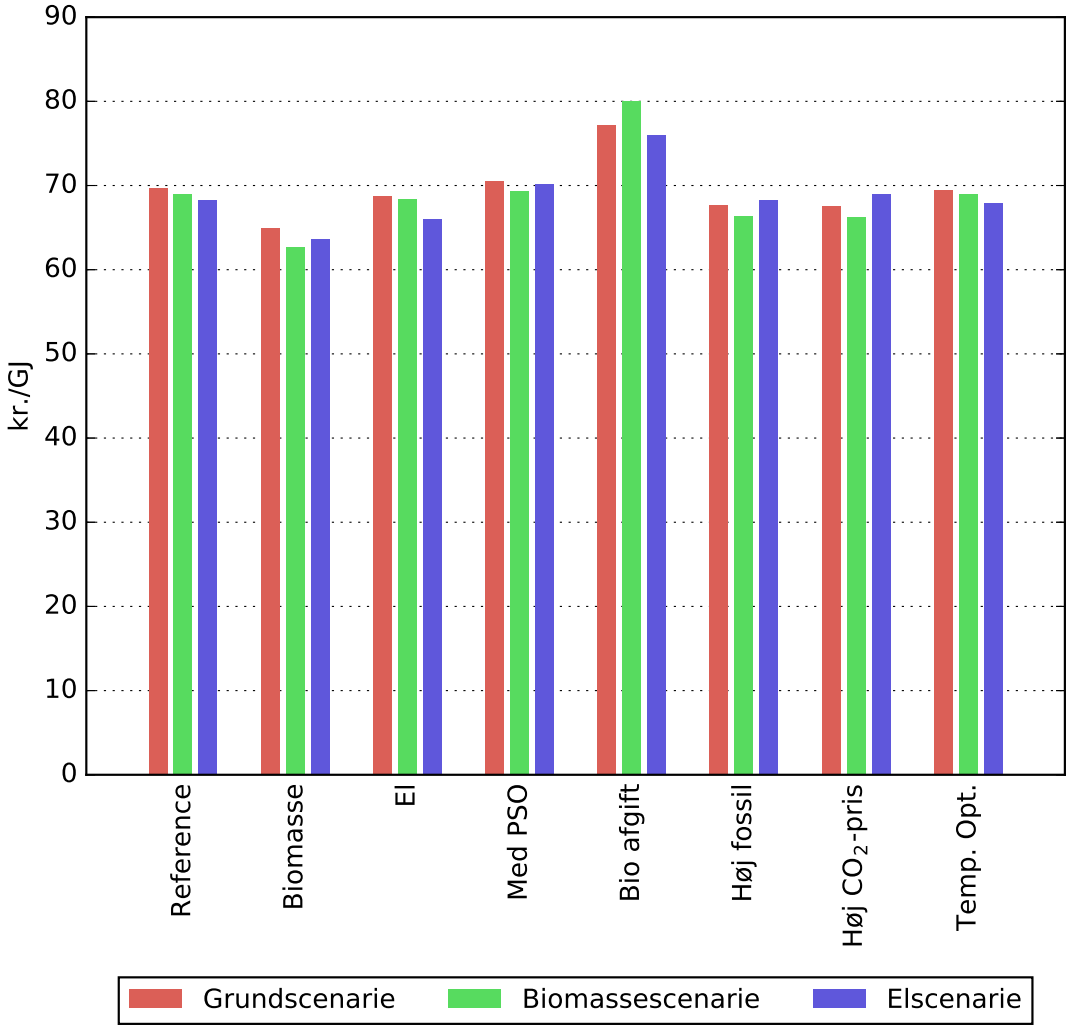
I de centrale områder er der ikke så stor forskel på scenarierne mht. varmeproduktion, da en stor del af produktionsinvesteringerne allerede er foretaget eller vil blive foretaget i de kommende år. Dette betyder, at scenarierne i vidt omfang påvirkes på samme måde af ændringer i priser og rammevilkår, se figur 7.10. De største ændringer i de centrale områder sker, hvis biomassepriserne stiger eller der kommer en afgift hvilket vil øge produktionsprisen for alle tre investeringsscenarier. Dog kan en del af de store kraftværker skifte mellem biomasse og kul og på den måde reducere udsving i omkostningerne. Øgede fossile priser eller CO_2-priser betyder lidt overraskende, at omkostningerne falder. Det skyldes, at elprisen også stiger, og at en stor del af varmeproduktionen i de centrale byer er baseret på biomassekraftvarme med høj elvirkningsgrad og dermed en større indtægt fra salg af el. Den store elproduktion er altså med til at gøre de centrale områder robuste overfor ændringer af rammevilkårene.



Figur 7.10: Selskabsøkonomi i de centrale områder i år 2030 i de forskellige variationer

Store decentrale områder

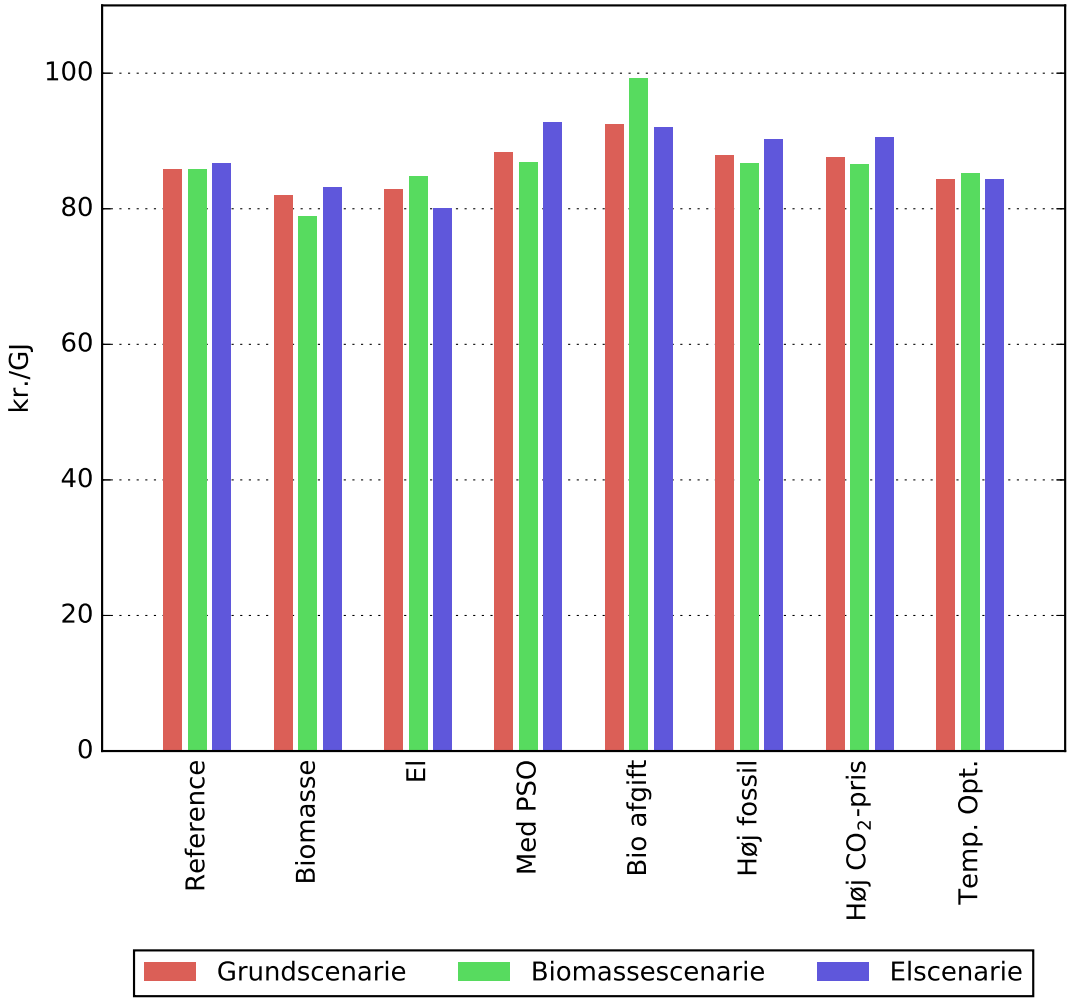
I de store decentrale områder ses en generel tendens til, at såvel biomassescenariet som elscenariet har lavere selskabsøkonomiske omkostninger end grundscenariet, se figur 7.11. Elscenariet er specielt fordelagtigt hvis der samtidig satses på lavtemperaturfjernvarme. En afgift på biomasse vil ramme alle tre scenarier forholdsvis hårdt.



Figur 7.11: Selskabsøkonomi i de store decentrale områder i år 2030 i de forskellige variationer

Små decentrale områder

I de små decentrale områder ligner varmeproduktionsprisen prisen for de store decentrale områder, men dog ses en tendens til, at biomassescenariet er generelt lidt mere fordelagtigt, se figur 7.12. Kun i det temperaturoptimerede tilfælde med fjernet PSO-tarif og reduceret afgift vil elscenariet give de laveste omkostninger. Endvidere ser biomassescenariet ud til at give de mest stabile varmepriser.

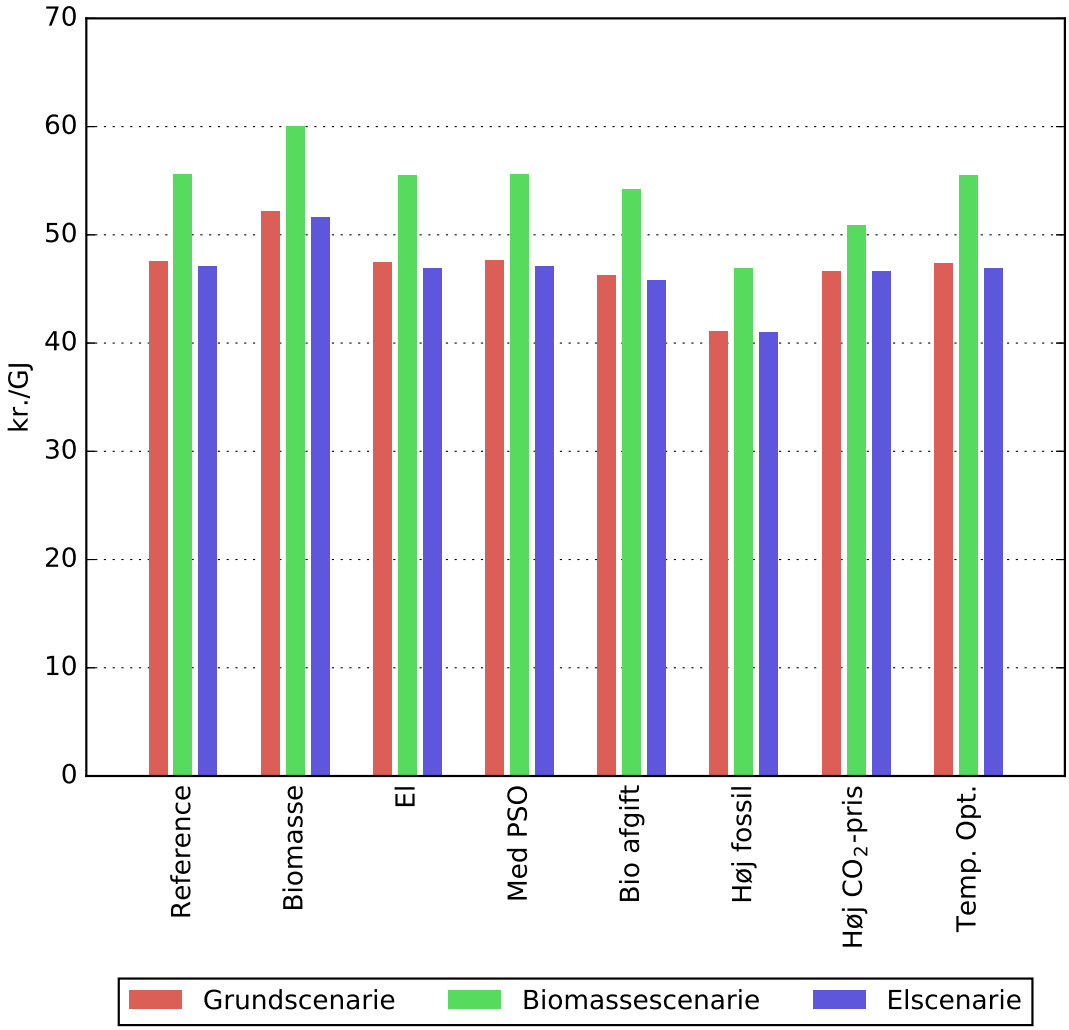


Figur 7.12: Selskabsøkonomi i de små decentrale områder i år 2030 i de forskellige variationer

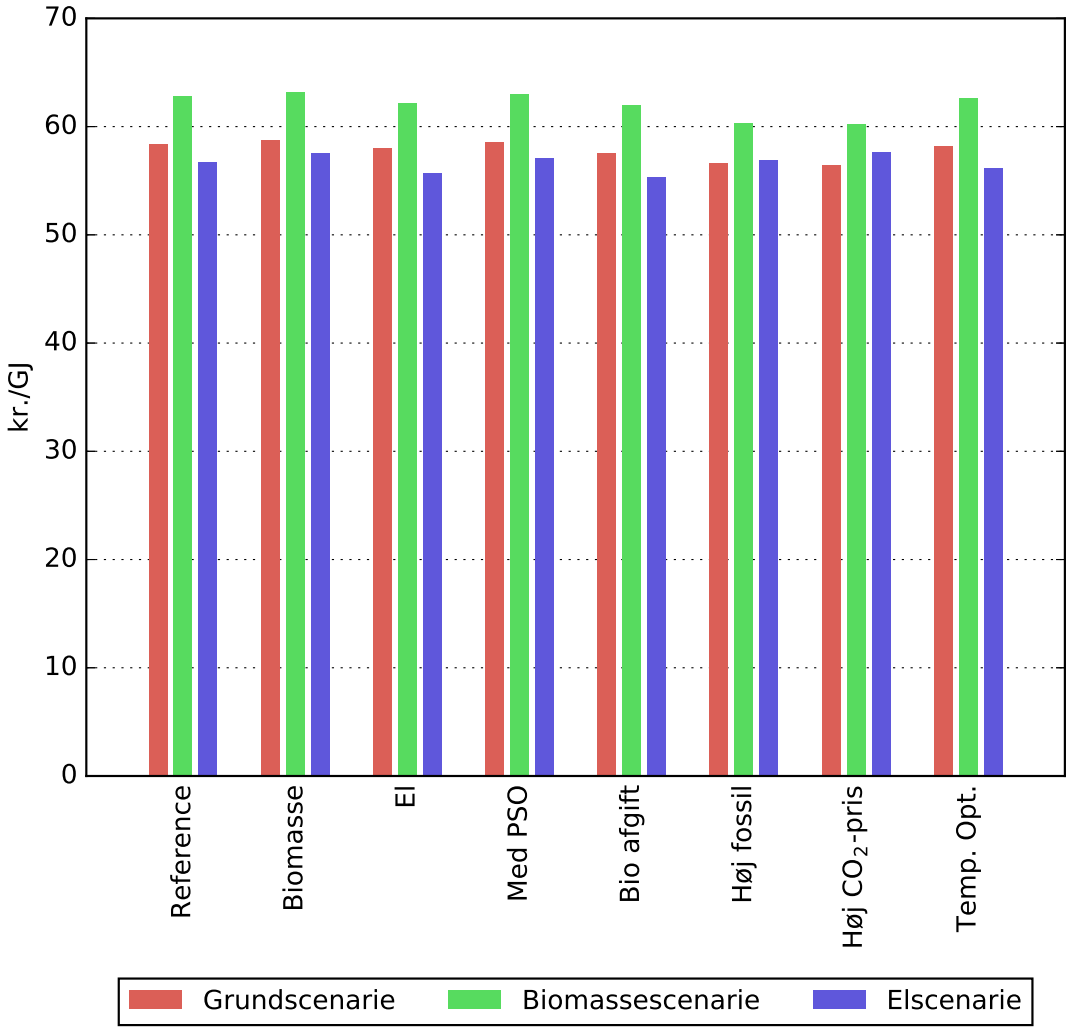
7.3 Samfundsøkonomi

Ændrede priser og rammevilkår har også markant betydning for samfundsøkonomien i scenarierne – og dermed for hvilket af scenarierne det er økonomisk mest fornuftigt at styre i retning af for Danmark.

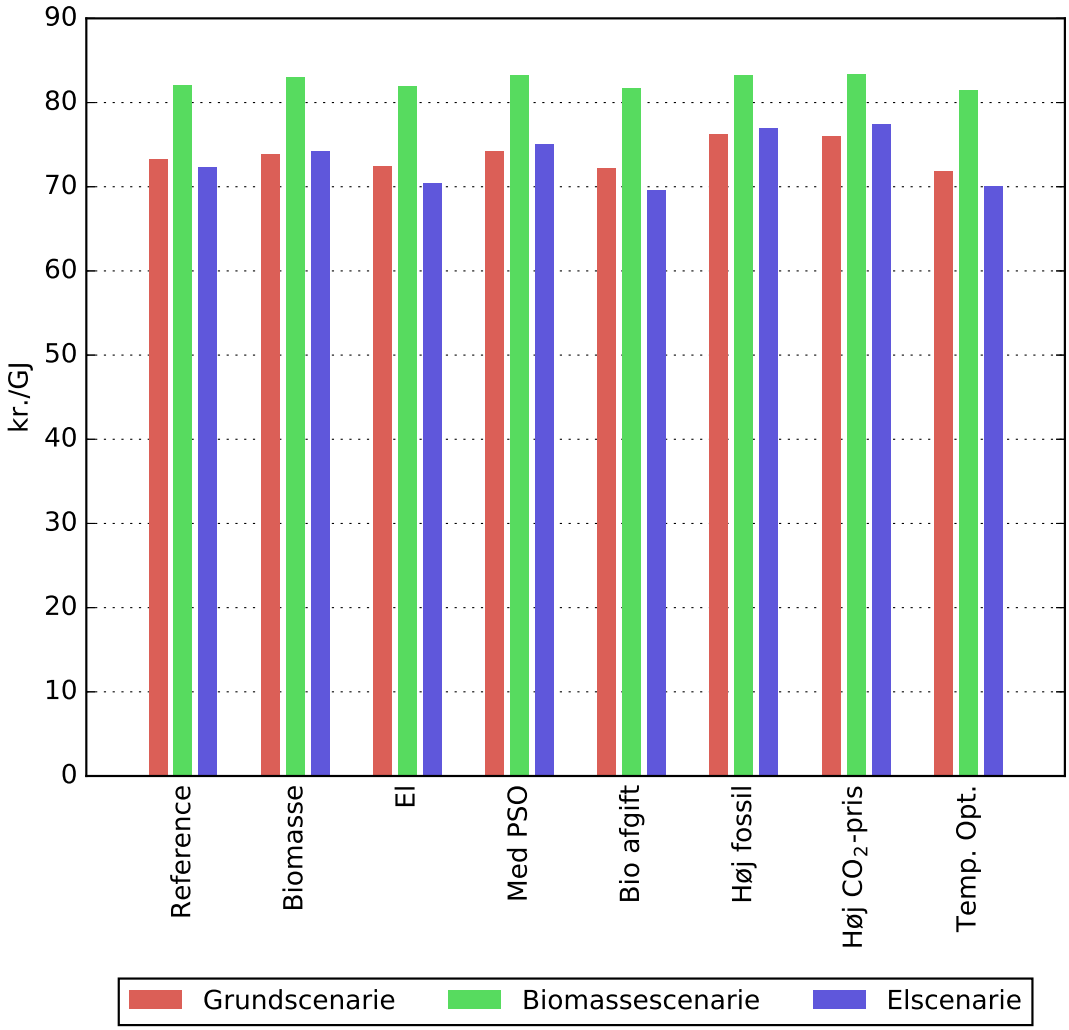
Beregningen viser, at grundscenariet og elscenariet i langt de fleste tilfælde har væsentlig lavere samfundsøkonomiske omkostninger end biomassescenariet uanset variationerne i rammevilkårene. Dette gælder for alle de tre kategorier af områder, se figurerne 7.13, 7.14 og 7.15.



Figur 7.13: Samfundsøkonomi i de centrale områder i år 2030 i de forskellige variationer



Figur 7.14: Samfundsøkonomi i de store decentrale områder i år 2030 i de forskellige variationer

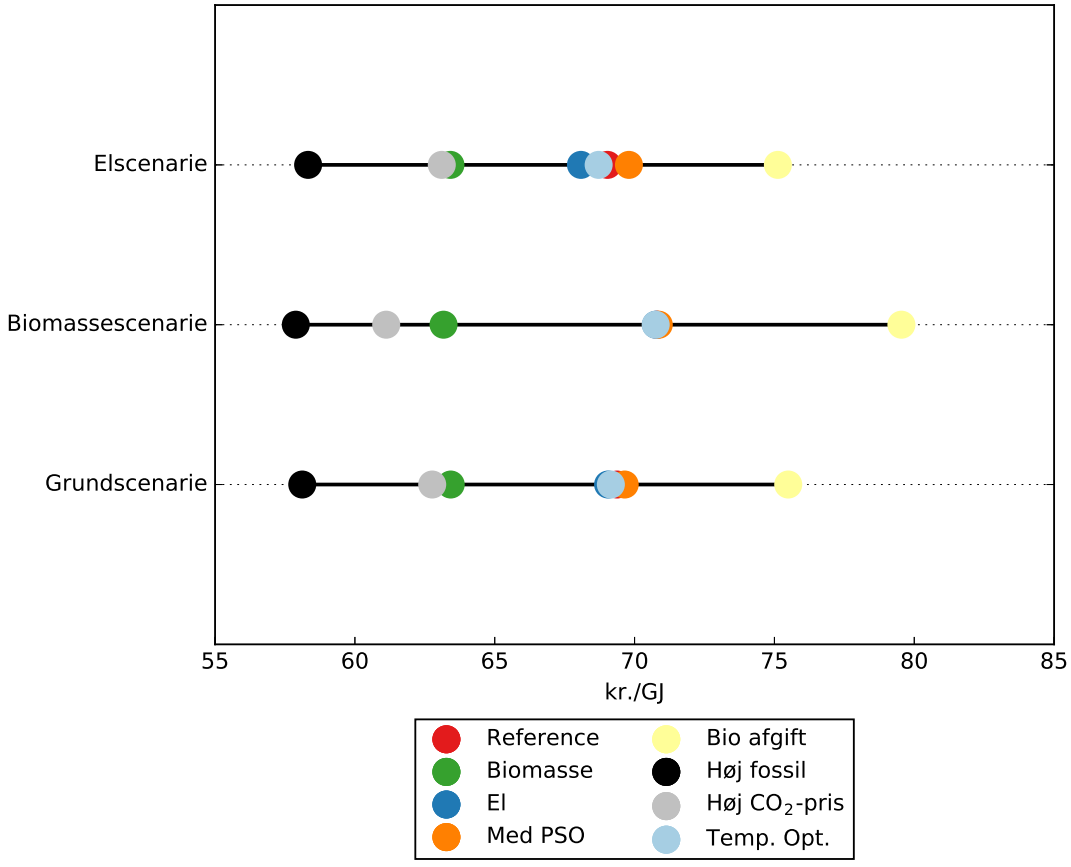


Figur 7.15: Samfundsøkonomi i de små decentrale områder i år 2030 i de forskellige variationer

7.4 Fjernvarmeselskabernes risiko i de tre scenarier

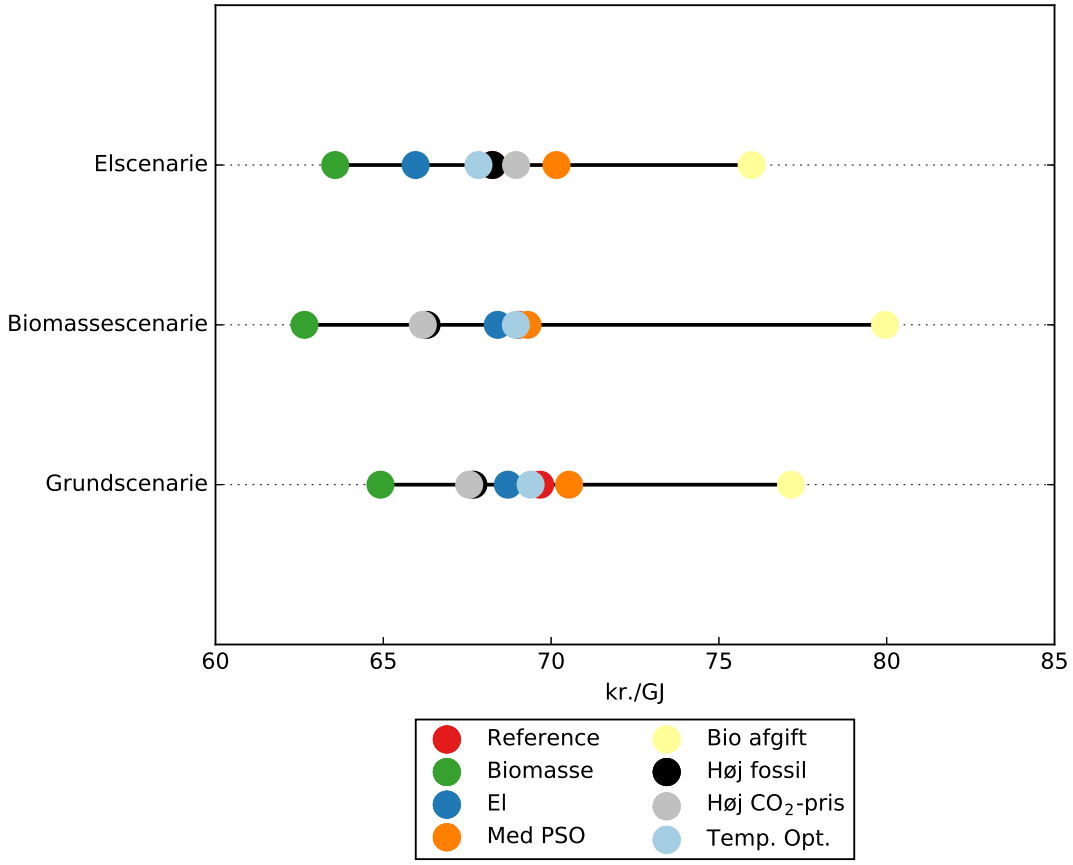
Dette afsnit belyser risikobilledet for fjernvarmeselskaberne i de tre investeringsscenarier i år 2030 yderligere. Risiko kan måles som variationerne i varmeproduktionsomkostningerne når rammevilkårene ændres, kombineret med en vurdering af hvor sandsynligt det er, at ændringen sker. Der er altså tale om konsekvenserne af en ændring kombineret med sandsynligheden for at den optræder. Dog er det ikke muligt at angive sandsynligheder for at variationerne indtræffer.

Hvis resultaterne vises med udgangspunkt i investeringsscenarierne ses spredning af henholdsvis samfundsøkonomi og selskabsøkonomi for fastholdte investeringer mere tydeligt. Figurerne 7.16, 7.17 og 7.18 nedenfor viser et interval for modellens selskabsøkonomiske eller samfundsøkonomiske varmeproduktionspris for alle investeringsscenarier. Hvor stort dette interval er vil være et udtryk for den risiko som er forbundet med investeringen. Det skal dog bemærkes at variationen med dyrt biomasse i form af en biomasseafgift ofte vil være det dyreste og dermed er denne analyse meget følsom overfor det valgte niveau af en sådan afgift.



Figur 7.16: Spredning af selskabsøkonomi i de forskellige variationer i de centrale områder i år 2030

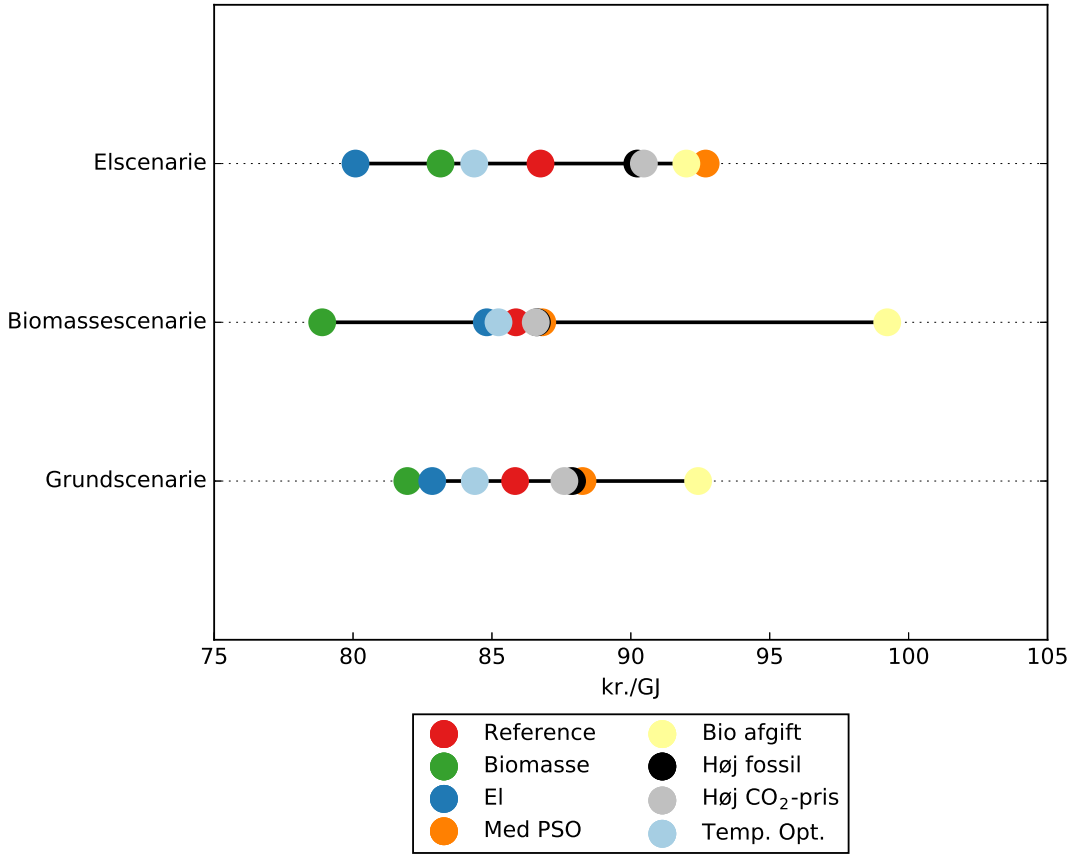
Det ses i figur 7.16 at for de centrale værker giver det lavere selskabsøkonomiske produktionsomkostninger hvis de fossile brændselspriser eller CO_2-prisen er høj end hvis biomasseprisen er billig. Det ses også at der ikke er den store forskel på risikoen i de tre investeringsscenarier målt som størrelsen af intervallet.



Figur 7.17: Spredning af selskabsøkonomi i de forskellige variationer i de store decentrale områder i år 2030

I figur 7.17 ses at der er endnu mindre variation for scenarierne idet alle, undtaget de to biomassevariationer, ligger meget tæt på midten. Hvis biomasse er billig, er prisen lav, og omvendt hvis biomassen er dyr, er prisen høj. Størst udslag er i biomassescenariet hvor der er investeret ekstra meget i biomassekraftvarme.

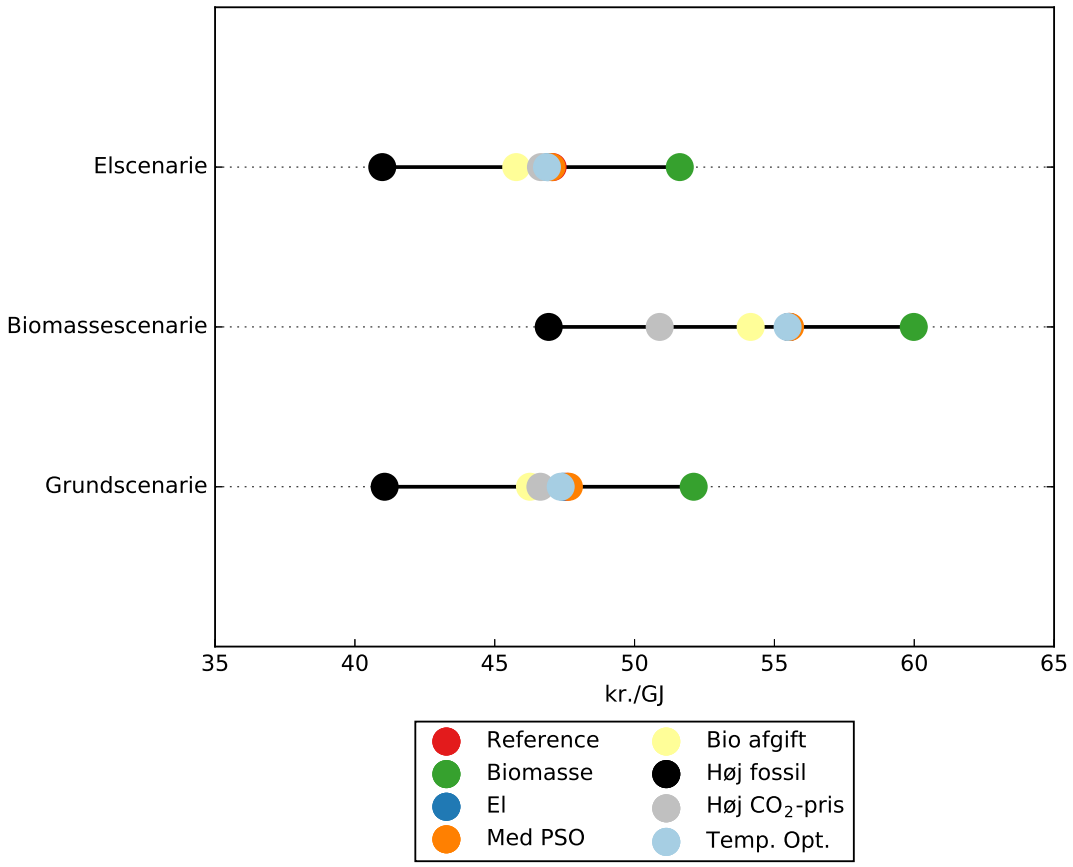
I figur 7.18 ses at hvis der er investeret massivt i biomasse så er det biomasseprisen der betyder noget. Varmeproduktionsprisen for biomassescenariet ligger for alle andre variationer næsten oveni hinanden omkring 85 kr/GJ. For grund- og elscenariet er der lidt større spredning på varmeproduktionsprisen. Faktisk viser det sig her at varmeproduktionsprisen i elscenariet i variationen 'Med PSO' har den højeste varmeproduktionspris for elscenariet. Altså repræsenterer dette den største risiko hvis der er investeret massivt i elvarmepumper.



Figur 7.18: Spredning af selskabsøkonomi i de forskellige variationer i de små decentrale områder i år 2030

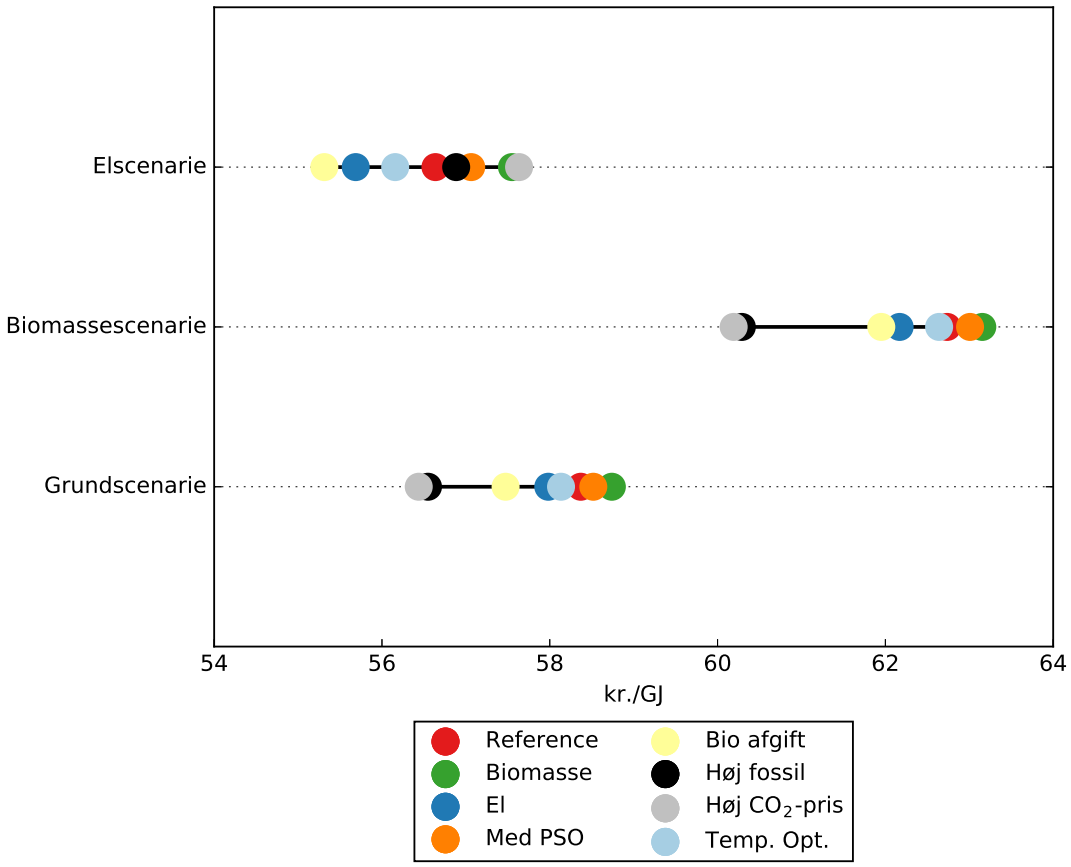
Udfra de selskabsøkonomiske resultater er de tre investeringsscenarier robuste for de centrale værker i forhold til de forskellige variationer. For de store decentrale områder er det elbaserede investeringsstrategi en smule mindre risikofyldt idet intervallet er det mindste, men den laveste produktionspris findes for biomassescenariet. For de små decentrale er billedet lidt broget. Det største interval findes for biomassescenariet, men yderpunkterne er netop de to variationer med billig og dyr biomasse. For elscenariet findes den laveste varmeproduktionspris, men også det interval med jævnt fordelte varmeproduktionspriser i intervallet. For grundscenariet er varmeproduktionspriserne lidt mere koncentreret i den nederste del af intervallet og kan kan derfor siges at have den laveste risiko.

Herefter følger tilsvarende figurer som repræsenterer den samfundsøkonomiske spredning af varmeproduktionsprisen for de forskellige kategorier af værker.



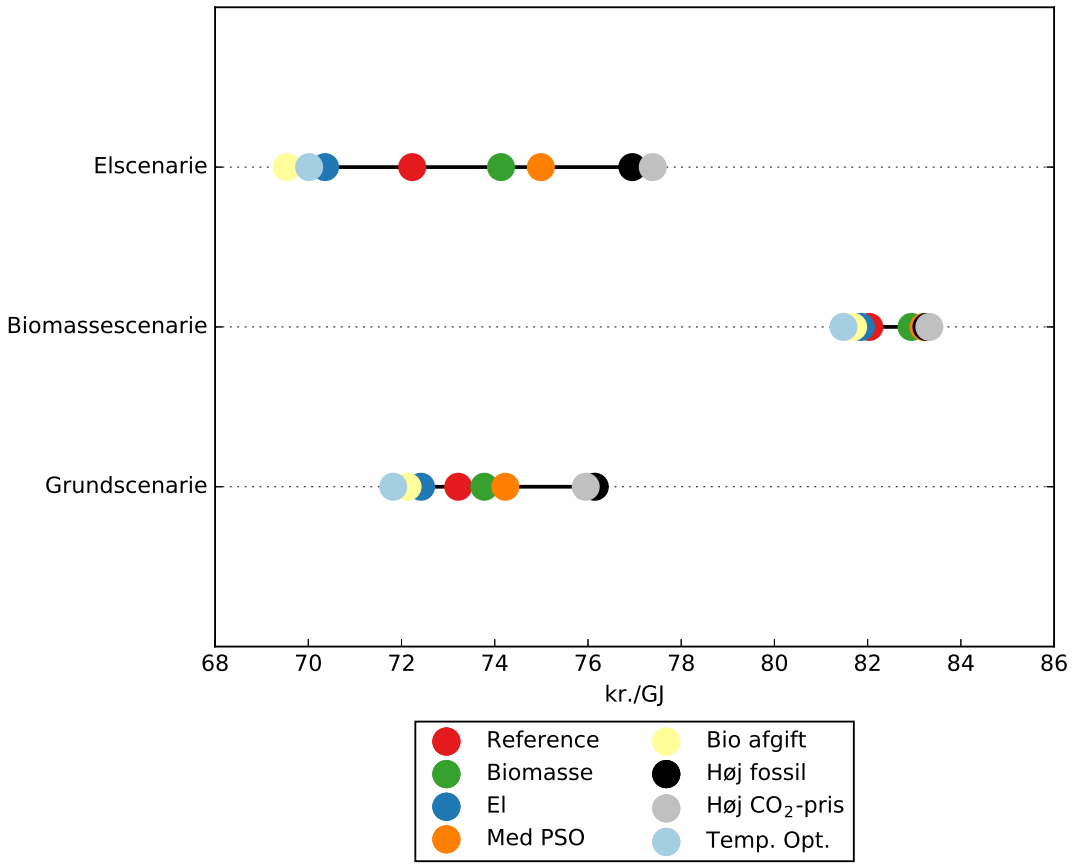
Figur 7.19: Spredning af samfundsøkonomi i de forskellige variationer i de centrale områder i år 2030

I figur 7.19 ses at der er stort set lige stor risiko ved de tre investeringsstrategier målt som størrelsen af intervallet. Det ses også at varmeproduktionsprisen bliver den samme og er lige risikofyldt ved grundscenariet og elscenariet.



Figur 7.20: Spredning af samfundsøkonomi i de forskellige variationer i de store decentrale områder i år 2030

I figur 7.20 ses at der er større forskel i samfundsøkonomi for de tre investeringsscenarier. Biomasse er klart dyrest. Det kan også konstateres at elscenariet er marginalt billigere end grundscenariet.



Figur 7.21: Spredning af samfundsøkonomi i de forskellige variationer i de små decentrale områder i år 2030

I figur 7.21 er billedet det samme, omend mere tydeligt, som for de store decentrale områder. Her er biomassescenariet i alle variationer meget dyrt for samfundet. Elscenariet er det billigste men også det med størst risiko målt som spredningen på varmeproduktionspriserne. Hvor høje fossile priser og høj CO_2-pris gav lave samfundsøkonomiske varmeproduktionspriser i de centrale områder så er det omvendt for de små decentrale områder. Her er det med til at definere de øvre punkter i intervallerne for hhv. grundscenariet og elscenariet.

Kapitel 8

Diskussion

Resultaterne lægger op til diskussion af mange forskellige emner. I dette kapitel diskuteres udvalgte emner. Emnerne er mange og med forskellige fokus. Derfor er det forsøgt at strukturere emnerne i nedenstående rækkefølge.

- Internationale perspektiver
- Nationale perspektiver
- Diskussioner på selskabsniveau
- Diskussioner omkring fjernvarmeforbrugerne

Der vil selvfølgelig være overlappende emner, men emnet diskuteres alligevel kun et sted.

8.1 Det sammenhængende og fleksible energisystem

Danmark har i mange år været førende i en fleksibel og effektiv integration af el-, gas og varmesystemet. Fjernvarmen har bidraget til at samproduktion af el og varme kan ske effektivt og denne produktion har i stor stil været baseret på naturgas. I de senere år har varmen haft en stigende værdi for værkerne i takt med at elpriserne har været faldende, samtidig med at værdien af elproduktionen har været dalende. I takt med at en større og større andel af elforbruget leveres af vindkraft ændres behovene for termisk elproduktion, og ikke mindst de egenskaber denne produktion bør have, sig også.

Fjernvarmen har i dette system leveret en unik fleksibilitet til at kunne lagre den varme som har været forbundet med elproduktionen når der har været behov for el, selvom der ikke har været behov for varme samtidig.

Det fremtidige samspil mellem el og varme vil med varmepumpers introduktion i fjernvarmen ændres til i højere grad at gøre fjernvarmeselskaber til fleksible forbrugere af el. Dette betyder at selskaberne via eldrevne varmepumper kan forbruge og lagre el når der er rigeligt af den, og kan stoppe efterspørgslen når den er dyr og der er mindre el til rådighed. Dette er en ligeså vigtig rolle i et

fremtidigt elsystem med mere og mere fluktuerende elproduktion fra vedvarende kilder som sol og vind.

I hvor høj grad fjernvarmen skal understøtte elproduktionen ved at levere fleksibel produktionskapacitet og i hvor høj grad fjernvarmen skal kunne være fleksibel forbruger af el, er bestemt af afgiftssystemet. I de senere år har de decentrale kraftvarmeenheder haft færre og færre driftstimer (se figur 1.3). Ud fra den historiske tendens er der overvejende sandsynlighed for at kapaciteten udfases, hvilket også analysens resultater understøtter. Behovet for kraftvarmekapacitet kan i fremtiden ændre sig, hvis eltransmissionsnettet i Europa udvikles, hvilket der er store planer om. Her vil de meget effektive danske kraftvarmeanlæg stå stærkt i konkurrencen mod elproduktion fra kondenskraftværker i vores nabolande, hovedsageligt pga. samproduktionen af el og varme.

Hvis de nuværende rammevilkår fastholdes, vil der ifølge analysen komme en hel del gasmotordrevne varmepumper ind i energisystemet. Fordelen ved gasmotordrevne varmepumper er, at de via en varmekilde, udnytter gassen mere effektivt end traditionelle gaskedler, og stiller dermed fjernvarmen bedre i konkurrencen over for individuelle opvarmningsformer. Værkerne vil også med en gasmotordrevet varmepumpe opnå erfaring med varmekilder og derved gøre det lettere at skifte fra gasmotorvarmepumpe til elvarmepumpe, hvis dette skulle være mere attraktivt i fremtiden. Desværre er gasmotorvarmepumper ikke så attraktive i det fleksible energisystem, da de ikke anvender den elektricitet, som produceres bl.a. fra vindmøller og sol. På figur 6.24, ses at der bliver eksporteret markant mere elektricitet i grundscenariet sammenlignet med elscenariet, som er det scenarie, hvor der investeres massivt i elvarmepumper.

Set fra et systemperspektiv er gasmotordrevne varmepumper altså mindre fleksible end en elvarmepumpe. En avanceret gasmotorvarmepumpe har dog muligheden for at blive lavet således den kan forbruge el fra nettet og producere el til enten eget forbrug eller til nettet og dermed bliver teknologien mere fleksibel.

I en gasmotordrevet varmepumpe er de to enheder (gasmotoren og varmepumpen) koblet sammen via en aksel. Hvis man vælger at satse på at udvikle det fleksible system med selvstændige enheder vil kombinationen være fleksibel for at kunne aftage el i timer med for meget el, producere el i timer med for lidt el, eller bare producere varme hvis der er behov for det. For at denne løsning skal være attraktiv, bør den el som anvendes direkte fra motoren til varmepumpen, og som aldrig forlader matriklen kunne nettoafregnes. Nettoafregning vil sige, at den strøm der i en given time produceres fra motoren og bruges i varmepumpen ikke skal betale eltariffer og elafgift. Der arbejdes på udvikling af dette koncept i forhold til gældende lovgivning, og ikke mindst afgiftsregler, således at det mest fleksible og mest effektive samlede energisystem opnås.

En fordel ved gasmotordrevne varmepumper er, at de vil medvirke til at reducere naturgasforbruget (og dermed CO_2) samtidig med at værkerne arbejder med at sænke temperaturen. Danmark har gennem internationale aftaler forpligtet sig til at nå målsætninger omkring CO_2-reduktioner, hvilket gør det relevant at energieffektivisere fjernvarmesektoren mest muligt.

8.2 Fjernvarmens rolle både indenfor og udenfor kvotesystemet

EU's kvotehandelssystem for CO_2 (Emission Trading System - ETS) har fungeret siden 2005. ETS omfatter de mest energiintensive virksomheder i EU, som står for ca. 45 % af alle udledninger. Øvrige kilder til udslip ligger udenfor kvotesektoren (non-ETS) og omfatter transport, landbrug, individuel bygningsopvarmning, affaldsforbrænding og andre små kilder.

ETS er nu i sin tredje periode, der løber fra 2013-2020. Ordningen har løbende været under udvikling og for nærværende forhandles indretningen af fjerde periode fra 2021-2030. Overordnet set vil den samlede mængde kvoter blive reduceret over den kommende periode og tildelingen af gratiskvoter vil blive både reduceret og i højere grad målrettet virksomheder, der rent faktisk måtte rammes af "carbon-leakage" (konkurrencepres fra import af varer fra ikke-EU-lande uden CO_2-regulering/-pris).

Fjernvarmesektorens tildeling af gratiskvoter er under pres i ovennævnte forhandlinger, idet den ikke lider under klassisk "carbon-leakage", men under "internal-carbon leakage", i EU-lande uden CO_2- omkostninger i non-ETS sektorer. Den konkurrencemæssige skævvridning fra "internal-carbon leakage" møder ikke samme politiske velvilje til en løsning som klassisk "carbon-leakage".

Den danske CO_2-afgift løser for så vidt dette problem, men kombinationen af det nuværende danske CO_2-afgiftssystem, der omfatter al fossil brændselsanvendelse, og ETS indebærer derimod dobbeltregulering for større fjernvarmeværker med en effekt på over 20 MW. De påvirkes af både en CO_2-afgift og en CO_2-kvotepris. De får dog i dag delvist dækket kvotebetalingen ved gratiskvoter og samtidig er kvoteprisen meget lav. Gratiskvoter er, som nævnt, under afvikling, så hvis ikke CO_2-afgiften afskaffes for kvoteomfattet varmeproduktion, vil fjernvarmeværkerne blive ramt af dobbeltbeskatning. Modsatrettet vil en afskaffelse af dobbeltbeskatningen dog svække omstillingen fra fossile brændsler til ikke-fossile brændsler.

EU-kommissionen har fremsat forslag til byrdefordeling af CO_2-reduktioner indenfor non-ETS. Samlet set foreslås 30 % reduktion indtil 2030 - 39 % reduktion i Danmark. Implementeringen vil skabe en mere "level-playing-field" i lande uden CO_2-afgift mellem fjernvarme (typisk omfattet af kvotesystemet) og individuel opvarmning (indtil nu, typisk ureguleret), men vil pga. CO_2-afgiften - alt andet lige - ikke påvirke dansk fjernvarme direkte. Indirekte kan presset på non-ETS energiforbrug i Danmark, med deraf højere produktionsomkostninger, dog skabe udviklingsmuligheder for især fjernvarme med lavere CO_2-omkostninger og måske især for VE-fjernvarme uden CO_2-omkostninger.

ETS har i de første tre perioder, ikke vist overbevisende evne til, gennem en pris på CO_2-udslip, at påvirke adfærden i energisektoren. Om ETS i fjerde periode, med aftagende kvotemængde og reduceret (og fokuseret) tildeling af gratiskvoter, reelt vil udgøre et effektivt reguleringsinstrument med et CO_2-omkostningsniveau, der faktisk påvirker adfærden i energianvendelsen, udestår at se.

Hvis ETS bliver et effektivt instrument, bør dobbeltreguleringen afskaffes. Enten ved at afskaffe CO_2-afgiften for anvendelse af fossil energi indenfor ETS

eller at udbrede kvotesystemet til at omfatte al energianvendelse. Opretholdes selvstændig CO_2-afgift, bør den løbende følge kvoteprisen indenfor ETS. Ophører tildelingen af gratiskvoter til fjernvarme indenfor ETS, bør CO_2-afgiften for det samme område umiddelbart afskaffes.

Bliver ETS et effektivt instrument, så bør fjernvarmen med dens 50 % (og voksende) andel af VE stå stærk i forhold til individuel opvarmning (især med fossil energi) og den bør have mulighed for, gennem sin vækst og udvikling, at tilbyde effektive reduktioner af Danmarks klimapåvirkninger.

En del af fjernvarmeværkernes anlæg er kvoteomfattede, hvilket vil sige at de er omfattet af EU's CO_2–kvotesystem for anlæg der er større end 20 MW indfyret effekt på matrikelniveau. De kvoteomfattede anlægs CO_2-emission reguleres af EU's kvotesystem, som har lagt et loft over, hvor meget CO_2 der må emitteres fra EU. I antal anlæg udgør de kvoteomfattede anlæg ca. 33 % af alle fjernvarmeanlæg, men pga. størrelsen producerer disse anlæg ca. 60 % af den danske fjernvarmeproduktion. For kraftvarmeværkernes elproduktion udgør den kvoteomfattede andel 86 %, dvs. hovedparten af elproduktionen hos kraftvarmeanlæggende er kvoteomfattet.

De anlæg, som ikke er omfattet af EU's kvotesystem, bliver ikke direkte reguleret af EU. Det påhviler den danske stat at regulere udledningen fra disse anlæg, hvorfor der skal nationale indsatser til for at reducere udledningen af CO_2 for ikke kvoteomfattet udledning. Staten skal dermed sørge for at reducere udledningen af CO_2 fra samtlige ikke kvoteomfattede erhverv såsom landbruget, transportsektoren og mindre erhvervsvirksomheder. Dette kan være særdeles vanskeligt og dyrt for staten at opnå disse reduktioner, og derfor kan der være alternativer som er mere attraktive. En mulighed er hvis der sker konvertering af kul-, olie- og naturgasforbrug udenfor kvoteomfattet aktivitet til f.eks. et elforbrug der er kvoteomfattet. Derfor er det attraktivt for staten at understøtte konvertering af kul-, olie- og naturgasforbrug til fjernvarmeproduktion i områder, som ikke er kvoteomfattet til elbaseret fjernvarme. På samme vis kan det understøttes at individuelle oliefyr og naturgaskedler konverteres til fjernvarme i de store byer som er kvoteomfattet, hvorved statens opgave løses ved flytning til kvoteomfattet produktion.

Fjernvarmesektoren kan løse en meget stor del af statens opgave dels ved at etablere elbaseret fjernvarmeproduktion, solvarme og biomassebaseret fjernvarme i de mindre byer og konvertere individuelle forbrugere og mindre virksomheder til fjernvarme i de byer der er kvoteomfattede eller byer hvor fjernvarmen er baseret på ikke fossile brændsler.

Ud over CO_2-afgiften, som er behandlet i ovenstående afsnit har staten en række andre rammevilkår, der kan ændres. Disse rammevilkår kan ændres således at samfundsøkonomiske fornuftige løsninger også kan blive selskabsøkonomiske fornuftige. Dermed kan rammevilkår ændres således de giver incitament til at investere i de samfundsøkonomiske mest korrekte løsninger.

8.3 Brændselsprisudvikling

De anvendte brændselspriser kan ses i figur 3.1. Derudover er der lavet en variation med højere brændselspriser og en variation med højere CO_2-pris for at tjekke robustheden af resultaterne. Disse variationer viste at den selskabsøkonomiske varmeproduktionspris for de centrale områder faldt i alle tre scenarier mens de store decentrale og specielt de små decentrale områder er mere påvirket af de højere fossile brændselspriser og højere CO_2-pris (se figur 7.16-7.18). Samme mønster er gældende for samfundsøkonomien (se figur 7.17-7.19).

Brændselspriserne vil i fremtiden gå op og ned ligesom den historisk har gjort i perioder. Lige nu synes kulprisen at stige hvilket nogle begrunder med at der er lukket flere kulminer end der er skruet ned for forbruget, men forventningen er at prisen vil falde igen. Ligeledes er der en forventning om at gasprisen svagt vil stige en smule, men hvis der sker større ting i verden, specielt omkring Rusland og deres produktion af gas, vil det formodentlig få prisen til at stige kraftigt.

Brændselspriser er en af de faktorer som påvirker fremtidige investeringer mest. Hvem havde f.eks. forudset de ekstremt lave naturgaspriser som ses i markedet i 2016. Analysens resultater er følsomme overfor ændringer i brændselspriser, men beslutningstagere i ledelse og bestyrelser i fjernvarmesektoren er nødt til at tage beslutninger på baggrund af den situation de står i. Det er derfor vigtigt at fjernvarmeselskaberne spreder deres risiko når de foretager investeringer. Dette bliver væsentligt sværere i det fremtidige energisystem hvor det ikke alene påvirkes af de fremtidige brændselspriser men også af det resterende energisystems sammensætning og de fremtidige rammevilkår.

8.4 Politik og rammevilkårs påvirkning på fjernvarmen

Med Energiforliget fra marts 2012 blev et bredt flertal af Folketinget enige om at hele Danmarks energiforsyning (el, varme, industri og transport) skal omstilles til vedvarende energi i 2050. Det fordrer at de enkelte sektorer hver især men også sammen ser på hvordan denne omstilling skal finde sted, og dermed hvilken rolle de hver især skal påtage sig.

Som et led i at opfylde den langsigtede målsætning, er der derfor behov for at opstille nogle milepæle, så de enkelte sektorer har noget at styre efter. Det gælder naturligvis også for fjernvarmesektoren. Fjernvarmesektoren er en meget alsidig sektor med mange kvaliteter, og kan dermed opfylde mange behov på såvel kort som lang sigt. Der var tidligere en mellemlang målsætning om at el- og varmesektoren skulle være fossilfrie i 2035, men denne målsætning blev ophævet af den nuværende regering. Problemet er nu at der ikke er opsat nogle målsætninger for fjernvarmesektoren at styre efter. Samtidig bidrager denne mangel på målsætninger og visioner til at skabe en usikkerhed i branchen som er med til at gøre det svært for fjernvarmeværkerne at foretage de rigtige investeringer.

Overordnet set er der derfor behov for to ting:

1. Der skal opstilles nogle målsætninger og visioner for fjernvarmesektoren

på kort, mellemlang og lang sigt. Disse målsætninger skal udarbejdes i samarbejde med branchen selv.

2. Der skal opstilles nogle rammevilkår, som understøtter de målsætninger og visioner der er opsat for fjernvarmesektoren, således branchen har et fornuftigt og stabilt beslutningsgrundlag at foretage investeringer ud fra.

8.5 Samspillet mellem rammevilkår og de samfundsøkonomiske interesser

Det danske afgiftssystem har til formål at give incitamenter til mindre energiforbrug, sikre større effektivitet samt sikre anvendelse af miljøvenlige brændsler og energikilder. Derudover betyder det fiskale element i energiafgiftssystemet meget for staten. Der kan dog være tilfælde hvor konkurrenceforhold medfører, at afgifter ikke er egnet som redskab til at skabe de fornødne incitamenter. Her kan man i stedet bruge tilskud som incitamentsskabende redskab, idet tilskud ud over den økonomiske håndsrækning til modtageren tillige kan forbedre produktets konkurrenceevne.

Når staten udarbejder samfundsøkonomiske analyser på energiområdet gøres dette normalt ved at rense projekternes rentabilitetsberegning for afgifter og tilskud. Dette vil ofte medføre, at løsninger og produkter, som i en projektkalkule har høje afgifter, samfundsøkonomisk vil være mere attraktive sammenlignet med projekter uden afgifter. Tilsvarende vil projekter med høje tilskud samfundsøkonomisk blive mindre attraktive end projekter som ikke modtager tilskud.

Da afgifter og tilskud i teorien burde kompensere for, at produkter med god samfundsøkonomi ikke driftsøkonomisk hænger sammen, er der et afgiftsmæssigt og tilskudsmæssigt problem, såfremt driftsøkonomi og samfundsøkonomi ikke trækker i samme retning. I et ideelt system bør afgifter og tilskud justeres løbende, således at der er overensstemmelse mellem driftsøkonomi og samfundsøkonomi. Dette sker ofte ikke, pga. det store provenu som staten får fra afgiftssystemet.

Et andet problem som kendetegner afgifter/tilskud i forhold til samfundsøkonomi er, at de samfundsøkonomisk bedste løsninger ikke nødvendigvis spiller optimalt sammen med klima- og miljømålsætninger. Miljømålsætninger og provenuhensyn kan derfor være hinandens modsætning og være styret af, hvilket hensyn der vejer tungest i enhver tid siddende regering.

Partierne bag Energiforliget fra 2012 igangsatte et analysearbejdet, som skulle afdække, om energiafgifterne og tilskuddene til vedvarende energi giver de rigtige incitamenter til at sikre en grøn omstilling af det danske energisystem. De første dele af analysen er kommet i foråret 2016, men de sidste dele mangler stadig.

8.6 Samfundsøkonomi, statsprovenu og beregningsforudsætninger

I dag er stort set alle fjernvarmeinvesteringer underlagt projektbekendtgørelsen, der regulerer hvad fjernvarmeselskaberne må investere i. I projektbekendtgørelsen står bl.a., hvilke teknologier forskellige typer af selskaber må investere i. Her er der f.eks. en begrænsning i forhold til biomassekedler, mere om det i afsnit 8.7. Dernæst skal alle investeringer, der er underlagt godkendelsesprincipperne i kommunerne, indeholde beregninger for bruger-, selskabs- og samfundsøkonomi, hvor kommunen kun kan godkende projekter der udviser positiv samfundsøkonomi. De samfundsøkonomiske beregninger er underlagt bestemte beregningsmetoder, der fastsættes af Energistyrelsen og Finansministeriet.

Problemet med opbygningen af projektbekendtgørelsen og beregningerne for samfundsøkonomi er, at de er udarbejdet i en tid, hvor naturgassen skulle udbredes i et individuelt naturgasnet og i fjernvarmen. I øjeblikket er det andre forhold der gør sig gældende. Her er fokus både på et CO_2-neutralt fjernvarmesystem og et fjernvarmesystem, der i højere grad skal spille sammen med det resterende energisystem. Men projektbekendtgørelsen og de samfundsøkonomiske beregninger er stadig i høj grad tilpasset tankegangene omkring udnyttelse af naturgassen med kraftvarmekrav og forbud mod biomasse til produktion af fjernvarme. Dette ses også tydeligt i den måde, hvormed afgiftssystemet er sammensat. Her er der typisk ikke sammenhæng mellem samfundsøkonomien og selskabsøkonomien. Dette betyder bl.a. højt afgiftsbelagte naturgaskedler er samfundsøkonomisk attraktive ifølge den beregningsmetode, som er fastsat af Energistyrelsen.

Elpatroner og -varmepumper er underlagt et tarifsystem og afgifter, der gør det svært at få tilstrækkelig god selskabsøkonomi i dem. Dette til trods for at det netop er disse teknologier, som skal spille sammen med elsystemet. Derfor oplever fjernvarmeselskaberne ofte en manglende sammenhæng mellem hvad der er samfundsøkonomisk attraktivt og hvad der er selskabsøkonomisk fornuftigt, til at sikre forbrugerne en lav varmepris. Der er derfor i høj grad brug for at incitamentsstrukturen skaber sammenhæng mellem samfundsøkonomi og selskabsøkonomien. Her bliver de vigtigste instrumenter tarifsystemet i elnettet og afgifterne. Det er netop også disse to faktorer som er med til at afgøre om der bliver investeret i gasmotorvarmepumper eller elvarmepumper. I analysen vises at hvis elafgiften halveres, samtidig med at PSO-tariffen afskaffes, vil der overvejende komme elvarmepumper, men det kunne lige så godt være eltariffen som reduceres når varmepumpen er afbrydelig. Derfor kan der kun opfordres til at eltarifferne i højere grad afspejler de omkostninger som er forbundet med tilslutning af en varmepumpe på elnettet.

8.7 Kraftvarmekrav og frit brændselsvalg

Igennem mere end 30 år har dansk energipolitik indeholdt en styret udfasning af olie til opvarmning, et ønske om effektivisering samt et behov for at få naturgasprojekter til at hænge sammen således naturgasforbruget steg. Disse tre hensyn har for fjernvarmesektoren medført, at kraftvarmekrav og bindinger på hvilke brændsler der må anvendes i fjernvarmesektoren har været en gennemgående rød tråd i dansk energipolitik helt tilbage til den første varmeforsyningslov i 1979. Her prioriteredes kraftvarme på de centrale værker med kul som brændsel og fra 1990, hvor KVR-regeringen aftalte øget udbygning af decentral kraftvarme på naturgas.

I de centrale områder betyder de stærkt varierende elpriser - som ikke altid følger kul- og brændselspriser - at de store kraftvarmeanlæg i nogle perioder er yderst konkurrencedygtige mens de i andre perioder overhovedet ikke kan konkurrere på varmeprisen i forhold til alternativ varmeproduktion. Det er et stigende problem i de centrale områder, og kan på sigt betyde en udhulning af grundlaget for at opretholde kraftvarmen i de centrale områder. Disse anlæg bidrager idag med systemydelser til elsystemet. Hvis indtjeningen fra de allerede markedsgjorte systemydelser samt salg af el ikke kan dække meromkostningen ved kraftvarmeproduktion, i forhold til ren varmeproduktion, bør de systemydelser, som i dag efterspørges og leveres, men ikke betales for, markedsgøres. Med andre ord bør kraftvarmeværker modtage betaling for de systemydelser de leverer.

De naturgasbaserede decentrale kraftvarmeanlægs rolle er over de sidste 3-6 år ændret fra at være spidslastanlæg i forhold til produktion til i dag at fungere som sekundære varmeproduktionsanlæg, se figur 1.3.

Fjernvarmeværker skal producere billig varme til varmeforbrugerne. Det har de indtil nu gjort ved at producere varme på billige varmegrundlastanlæg. Da værkerne via varmeforsyningsloven og projektbekendtgørelsen er bundet til kul og naturgasbaseret kraftvarme, er deres muligheder for at etablere nye grundlastanlæg svækket. Eneste muligheder er solvarme og overskudsvarme samt eventuelt elbaserede løsninger i de decentrale områder.

Kraftvarmekravet kan ikke opretholdes. Nye regler bør indføres gradvist under hensyn til allerede foretagne investeringer, og bør starte med de mindste værker som i øjeblikket pga. grundbeløbets ophør har det største akutte behov for ændrede regler. Sådanne ændrede regler kunne være en ophævelse af kraftvarmekravet og brændselsbindingerne, dvs. udelukkende godkendelse af de varmeproducerende enheder ud fra samfundsøkonomi.

Kraftvarmekravet og brændselsbindingerne kunne alternativt erstattes af et effektivitetskrav, dvs. det kun tillades at bygge anlæg som udnytter vedvarende energikilder og som samlet producerer mere end f.eks. 1,5 enheder varme for hver enhed brændsel der anvendes.

8.8 Konkurrenceforhold til individuel forsyning

En af fjernvarmens store udfordringer i dag er konkurrencen til individuel forsyning.

I Energiforsyning 2030 viser resultaterne på figur 6.25, 6.26 og 6.27 at fjernvarmen er godt stillet over for de individuelle teknologier med undtagelse af luft/vand varmepumper. Det skal dog bemærkes at fjernvarmeprisen i Energiforsyning 2030 er en gennemsnitspris for de tre grupper af fjernvarmeselskaber, hvorfor der kan være lokale forhold, som giver et andet billede. Dette vil blandt andet give sig udtryk ved at udbygningstakten vil være forskellig i de forskellige områder.

De primære årsager til at fjernvarmen nogle steder har udfordringer i forhold til konkurrencen til individuel forsyning er bla.:

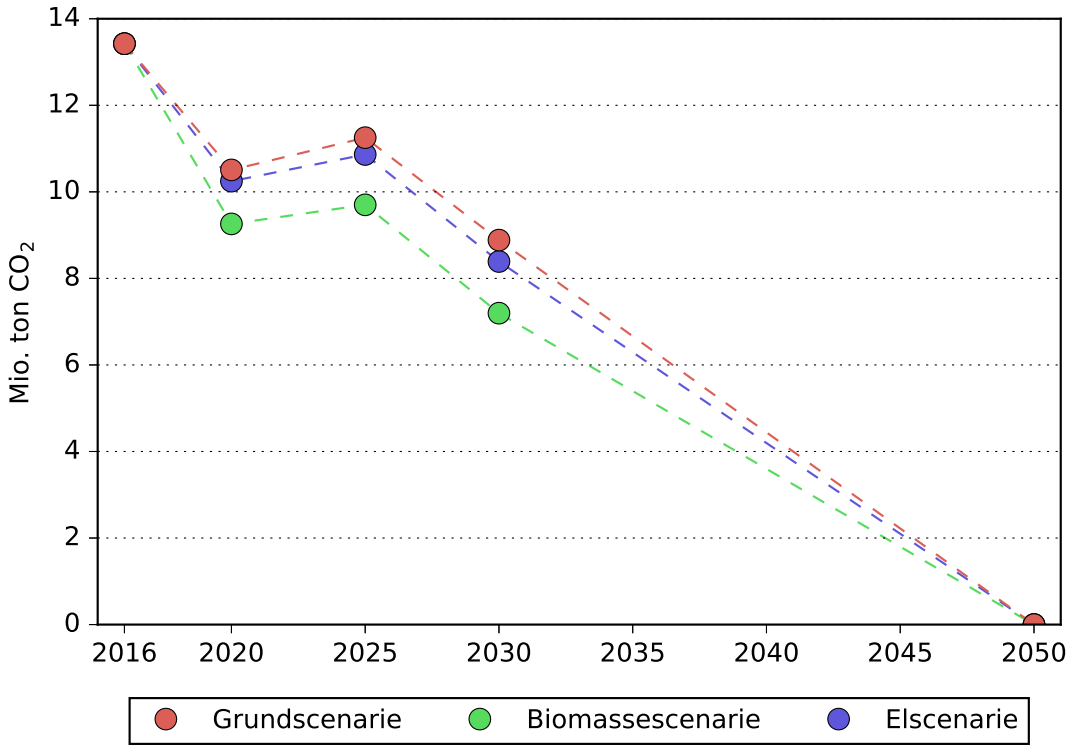
- Højt ledningstab
- Strengere krav til energiforbrug i ny bebyggelse hvis denne opvarmes med fjernvarme i forhold til individuel forsyning (Bygningsreglementet for 2020)
- Lave priser på naturgas gør konverteringsprojekter vanskelige

Der er flere punkter hvor fjernvarmen kan gøre sig mere attraktiv over for individuelle kunder. Det gælder for fjernvarmeværkerne blandt andet om at synliggøre over for eventuelle nye kunder de mange fordele der er ved fjernvarme. Blandt andet at det er en stabil varmeforsyning, som giver et godt indeklima, kræver minimal indsats fra forbrugeren m.m. Altså i større grad sælge komfort. I forhold til nyudstykninger er der behov for nytænkning hos både kommuner, fjernvarmeværker og entrepenører i forhold til at sælge nøglefærdige fjernvarmeløsninger i en samlet entreprise sammen med grund/hus salg.

Sidst men ikke mindst er en vigtig parameter for at bevare konkurrenceevnen, at fortsætte det arbejde som mange steder allerede er startet omkring sænkning af temperaturerne i nettene. Dette arbejde er særdeles vigtigt, ikke mindst i kombination med evt. introduktion af en varmepumpe. Varmepumpens effektivitet forbedres væsentligt hvis temperaturerne sænkes ligesom man kan nøjes med en mindre varmepumpe.

8.9 Vejen fra 2030 mod fossilfrihed i 2050

Vejen fra i dag til 2030 og videre til 2050 er i høj grad bestemt af de politiske målsætninger for Danmark, og dermed de til enhver tid gældende rammevilkår. Det betyder at der med de nuværende rammevilkår vil blive investeret i relativt store mængder fossilbaserede produktionsformer i form af gaskedler og gasmotordrevne varmepumper. Ønskes der en grønnere omstilling til biomassebaserede eller elbaserede teknologier, er det vigtigt at rammevilkårene understøtter en sådan udvikling.



Figur 8.1: CO_2-udvikling frem mod 2050

Resultaterne fra Energiforsyning 2030 viser, at biomassescenariet er det bedste scenarie til at sikre CO_2-reduktioner frem mod 2030, og dermed det bedste udgangspunkt for yderligere reduktioner frem mod 2050, som det fremgår af figur 8.1. Frem mod 2030 er det muligt at sænke CO_2-udledningen til 8,9 mio. ton ton om året ved at følge grundscenariet. For biomassescenariet udledes 7,2 mio. ton, mens elscenariet ender på 8,4 mio. ton årligt i 2030 med den nuværende sammensætning af elproduktionen. Hvis politikerne kun vælger at fjerne PSO-tariffen og ikke ændrer andre rammevilkår betyder det at fjernvarmeselskaberne vil investere i teknologier som i grundscenariet som betyder den højeste CO_2 udledning i 2030. Det betyder samtidig at der ikke sker den elektrificering af samfundet og ikke mindst varmesektoren.

Der skal derfor tages stilling til om Danmark ønsker den vej, der giver det bedste udgangspunkt fra 2030 mod 2050, det samfundsøkonomisk billigste eller en hel tredje. Uanset valg af scenarie, vil et fremtidigt energisystem med fjernvarmesektoren i højsæde som integrator af overskydende vindmøllestrøm og producent af strøm i timer med øget efterspørgsel, være at foretrække for energisystemet.

Samtidig ville det sikre den danske fjernvarmesektors placering i toppen blandt de bedste fjernvarmesystemer i verden. Med øget fokus internationalt på fjernvarmeløsninger, vil det uden tvivl betyde at udlandet vil kigge mod Danmark, hvilket vil være godt for den danske eksport af fjernvarmeteknologi.

Litteratur

Peter Ove Christensen. *Investeringsteori*. Syddansk Universitetsforlag, 2 edition, 2005.

Dansk Energi. Elforsyningens tariffer & elpriser, 2015. URL http://www.danskenergi.dk/~/media/Energi_i_tal/Elforsyningens_tariffer_og_elpriser_pr_1_januar_2015.ashx.

Dansk Fjernvarme. Fjernvarmeprisen 2015, okt 2015a. URL http://www.danskfjernvarme.dk/~/media/danskfjernvarme/videnom/varmeprisundersogelse/fjernvarmeprisen%202015_final.pdf.

Dansk Fjernvarme. Statistik benchmarking 2014/2015, 2015b. URL http://www.danskfjernvarme.dk/~/media/danskfjernvarme/videnom/aarstatistik/06112015%20benchmarking%202015%20nogletal%20til%20web.xlsx.

EFKM. Endeligt svar om diskonteringsrenter, Juni 2016. URL http://www.ft.dk/samling/20151/almdel/EFK/spm/217/svar/1332545/1646013/index.htm.

Energinet.dk. Energinet.dk's analyseforudsætninger 2014, sep 2014. URL http://www.energinet.dk/DA/El/Udvikling-af-elsystemet/Analyseforudsaetninger/Sider/default.aspx.

Energistyrelsen. Årlig energistatistik, 2014a. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/grunddata2014.xlsx. Center for Klima og Energiøkonomi.

Energistyrelsen. Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050, okt 2014b. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Basisfremskrivning/energiscenarier_-_analyse_2014_web.pdf.

Energistyrelsen. Drejebog til store varmepumpeprojekter i fjernvarmesystemet. Energistyrelsen, November 2014c. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/varme/drejebog_1.pdf. Grøn Energi and PlanEnergi and Rambøll and Teknologisk Institut.

Energistyrelsen. Fjernvarmens rolle i den fremtidige energiforsyning. Energistyrelsen, 2014d. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Vindenergi/fjernvarme_-_analyse_2014_web.pdf. COWI og Ea Energianalyse.

Energistyrelsen. Technology data for energy plants, 2015a. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/teknologikatalog_august_2016_08082016.pdf.

Energistyrelsen. Danmarks energi- og klimafremskrivning 2015, 2015b. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/energistyrelsen/Nyheder/2015/danmarks_energi-_og_klimafremskrivning_2015.pdf.

Energistyrelsen. Landsdækkende screening af geotermi i 28 fjernvarmeområder. Energistyrelsen, 2015c. URL http://www.ea-energianalyse.dk/reports/1348_landsdaekkende_screening_af_geotermi.pdf. COWI, EA Energianalyse, Dansk Fjernvarmes Geotermiselskab.

Energistyrelsen. Technology data for individual heating plants and energy transport, aug 2016a. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/update_-_technology_data_catalogue_for_individual_heating_plants_and_energy_transport_-_aug_2016.pdf.

Energistyrelsen. Technology data for energy plants, updated chapters, August 2016b. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/update_-_technology_data_catalogue_for_energy_plants_-_aug_2016.pdf.

Energistyrelsen. Energiproducenttælling 2015, 2016c.

Energistyrelsen. Store varmepumper i fjernvarmeforsyningen, Maj 2016d. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Varme/store_varmepumper_i_fjernvarmeforsyningen_final.pdf.

Center for Klima og Energiøkonomi Energistyrelsen. Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet, apr 2016e. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Analyser/samfundsoekonomiske_beregningsforudsaetninger_2016_v3.pdf.

Energitilsynet. Priser gældende fra 1. januar 2016 (nrgi), jan 2016a. URL http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/EL/Off._tilgaengeligt_register/Registersager/NRGI_Net/2016_-_1._kvt/2016-01_-_Tariffer.pdf.

Energitilsynet. Naturgasstatistik 2. kvartal 2016, oct 2016b. URL http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/0_-_Nyt_site/GAS/Prisstatistik/2016/Naturgasstatistik_2._kvt._2016.pdf.

Simon Furbo. Effektiviter og ydelser for plane solfangere og solfangerfelter, September 2014. URL http://www.danskfjernvarme.dk/~/media/danskfjernvarme/kurser%20moder/modematerialer/erfamoeder/2014%209%20%20september%20solgruppen/5%20simun%20furbo%20-%20effekter%20og%20ydelser.pdf.

German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy. Gesetz für den ausbau erneuerbarer energien, aug 2014.

IDA. Idas energy vision 2050, 2015. URL http://vbn.aau.dk/files/222230514/Main_Report_IDAs_Energy_Vision_2050.pdf.

Klimakommissionen. Grøn energi - vejen mod et dansk energisystem uden fossile brændsler, September 2010. URL http://www.energiprincip.eu/download/almen_info/klimakommissionensrapport_sept_2010.pdf.

Lund og Persson. Mapping of potential heat sources for district heating i denmark, September 2016. URL http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544215017727.

Rambøll og Aalborg Universitet. Køleplan danmark 2016. Dansk Fjernvarme, April 2016. URL http://download.ramboll-environ.com/ramboll/Koleplan-Danmark-2016-Rapport.pdf.

SKAT. Skat, September 2016. URL http://skat.dk/SKAT.aspx?oId=2186446.

Statens Byggeforskningsinstitut. Varmebesparelse ved løbende bygningsrenovering frem til 2050, 2013. URL http://www.sbi.dk/miljo-og-energi/energibesparelser/varmebesparelser-ved-lobende-bygningsrenovering-frem-til-2050.-netvaerk-for-energirenovering/sbi-2013-08/at_download/file.

50Hertz Amprion TenneT TransnetBW. Szenariorahmen für die netzentwicklungspläne strom 2015 entwurf der übertragungsnetzbetreiber, april 2014, draft not approved by the german regulator, August 2014.

Viegand Maagøe. Analyse af mulighederne for bedre udnyttelse af overkudsvarme fra industrien. Energistyrelsen, August 2013. URL https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Energibesparelser/analyse_af_mulighederne_for_bedre_udnyttelse_af_overskudsvarme_fra_industrien.pdf.