



Effektiv fjernvarme i fremtidens energisystem



Oktober 2009

Udarbejdet af:
Risø DTU, RAM-løse edb og Ea Energianalyse

Ea Energianalyse
Frederiksholms Kanal 4, 3. th.
1220 København K
T: 88 70 70 83
F: 33 32 16 61
E-mail: info@eaea.dk
Web: www.eaea.dk

Indhold

1 Forord.....	4
2 Indledning.....	5
3 Sammenfatning og konklusion.....	12
4 El- og varmeproduktionsteknologier	18
5 Model og metode.....	36
6 Scenarier for den samlede danske fjernvarmeforsyning 2025	49
7 Perspektivscenarie for Danmarks varmeforsyning i 2050.....	76
8 Case 1: Scenarieanalyser for Ringkøbing Fjernvarme	86
9 Case 2: Fjernvarmesystemet i Hovedstadsområdet	93
10 Referencer	106
BILAG 1. Rammer og regelgrundlag for fjernvarmen.....	110

1 Forord

Projektet Effektiv Fjernvarme i Fremtidens Energisystem er udarbejdet af Ea Energianalyse a/s, Risø DTU og RAM-løse edb i samarbejde med en referencegruppe udsprunget af det såkaldte visionsudvalg i Dansk Fjernvarme.

Referencegruppen bestod af:

- Inga Thorup Madsen, CTR
- Carl Hellmers, Fredericia Fjernvarme
- Torkild Kjærsgaard, Skanderborg Fjernvarme
- Magnus Foged, Københavns Energi
- Jesper Skovhus Andersen, Ringkøbing Fjernvarme
- John Tang, Dansk Fjernvarme
- Mads Keller, Dansk Fjernvarme

Arbejdsformen i projektet har især været, at oplæg fra Ea, Risø og RAM-løse er blevet vurderet og kommenteret af referencegruppen.

Størstedelen af de kvantitative analyser er gennemført ved brug af den markedsbaserede model af el- og fjernvarmeforsyningen, Balmorel. Modellen er videreudviklet på flere punkter i projektet. Den største udfordring var ønsket om at beregne "optimale" investeringer i udbygning af fjernvarmenet baseret på et teknologikatalog og på scenarier med forskellige varmemeforbrugsudviklinger, brændselspriser, tilskud, afgifter m.m.

Videreudviklingen har været mulig gennem samkøring af modellen med et GIS og BBR baseret varmeetlas, der er udviklet på Aalborg Universitet.

Projektet har fået tilskud fra Energistyrelsens EFP-energiforskningsmidler og er gennemført i perioden 2007-2009.

2 Indledning

Fjernvarmens udvikling i Danmark er oprindeligt især båret af muligheden for at udnytte overskudsvarmen fra elproduktion i byerne samt ønsket om øget komfort og mindre besvær i hjemmene. Tidligere tiders centralvarme baseret på kul og koks krævede daglig pasning, mens fjernvarmen så at sige flyttede dette arbejde fra hjemmet og ud på varmecentralen.

Op igennem 1980'erne og 1990'erne blev fjernvarme baseret på VE og naturgas, og især kraftvarme, endvidere begunstiget gennem afgifts- og tilskuds politikken. Hertil kom den hurtigt stigende anvendelse af affald til forbrænding (fra 1970'erne), hvilket også bidrog til, at fjernvarme var og er et konkurrencedygtigt alternativ til individuelle løsninger og til forsyning med naturgas.

I EU og i Danmark er det målsætningen at formindske afhængigheden af fossile brændsler, reducere CO₂-udledningen og at anvende energien mere effektivt. Fjernvarme og kraftvarme kan spille en vigtig rolle i bestræbelserne for at nå denne målsætning, men det er uklart hvordan de forskellige målsætninger understøtter eller modarbejder hinanden.

Udfordringerne for fjernvarmen er fremadrettet grundlæggende de samme, som de har været siden starten af 1950'erne før udbredelsen af fjernvarmen for alvor tog fart. Spørgsmålet er, om de relativt store investeringer i fjernvarmerør fortsat kan opveje gevinsten ved at modtage overskudsvarme fra kraftværker og affaldsforbrændingsanlæg, samt gevinsten ved at kunne håndtere vedvarende energikilder som halm, flis og biogas på større og effektive enheder.

Som udgangspunkt synes fjernvarmen at være en oplagt del af løsningen på de udfordringer, der nationalt og internationalt tegner sig for energisektoren. Samproduktion af el og varme giver en god energiudnyttelse, systemet er fleksibelt i forhold til anvendelse af forskellige brændsler, og der er mulighed for indpasning af nye teknologier, som kan udvide fleksibiliteten og dermed øge samspillet med elsektoren og andre producenter.

Nye krav til bygningernes energiforbrug samt krav til besparelser i eksisterende ejendomme kan dog forringe det økonomiske grundlag for fjernvarme nogle steder. Det skyldes, at omkostningerne til selve fjernvarmenettet samt tabet i nettet især afhænger af nettets længde, mens varmebesparelserne betyder at disse omkostninger skal fordeles på færre og færre energienheder.

En anden udfordring er de øgede mængder vindkraft, som forventes i elsystemet. Der tales om 50% vind allerede i 2025, og på længere sigt kan vindkraftens andel af det danske elforbrug stige yderligere på grund af de gode danske muligheder for vindkraft både på land og især offshore. Herved bliver der måske mindre "brug" for elproduktion fra termiske anlæg, gevinsten i elmarkedet bliver reduceret, og kraftvarmen kan blive dyrere relativt set.

Samtidig kan ny teknologi og ændrede rammevilkår gøre individuelle løsninger som f.eks. elvarme, varmepumper og mikrokraftvarme mere attraktive end tidligere. En sådan udvikling kan blive yderligere forstærket i nogle områder, såfremt affaldsressourcen af den ene eller den anden grund i mindre udstrækning anvendes til varmeproduktion end i dag, f.eks. gennem øget genbrug eller anvendelse til andre formål gennem teknologisk udvikling.

Derfor er det ikke naturgivent, at det fortsat er samfundsøkonomiske fornuftigt at udbygge fjernvarmen. Tværtimod er det muligt at varmetabet og vedligeholdelsesomkostningerne i visse områder vil gøre, at fjernvarme over tid viger pladsen til fordel for varmebesparelser og individuelle løsninger. Spørgsmålet er derfor, i hvilket omfang fjernvarmen bliver en del af løsningen på fremtidens krav om energieffektivitet og anvendelse af vedvarende energi.

2.1 Hovedspørgsmål

De hovedspørgsmål, der kan afgøre hvilken retning fjernvarmens udviklingsmuligheder tegner sig på lang sigt, synes således især at være:

Det fremtidige behov for opvarmning i bygningsmassen. Eksisterende fjernvarmenet er årsag til energitab, som i visse områder er betydeligt. Investeringer i nye net og i renoveringer er betydelige. Samtidig stilles stigende krav lavt energiforbrug i nybyggeri og også til energirigtig renovering i den eksisterende bygningsmasse. Der er naturligvis, afhængigt af lokale forhold og varmeproduktionsomkostninger, et balancepunkt for hvornår det ikke længere kan betale sig at levere varme gennem en relativt omkostningstung infrastruktur, med et vist energitab.

Mere vindkraft i elsystemet. Prisdannelsen i det Nordiske engrosmarked for elektricitet, sker ved dannelse af et priskryds mellem udbud og efterspørgsel i hver af årets timer. Det kan vises, at producenter i et marked med god konkurrence som hovedregel vil udbyde deres produktion til de marginale omkostninger. Elprisen i den enkelte time svarer dermed til marginalomkostningerne på det dyreste værk der er i drift, eftersom det værk der var en smule dyrere netop ikke kom i drift, og fik dermed ikke indflydelse på elprisen.

Vindkraft, A-kraft og vandkraft uden lagermulighed har lave marginalomkostninger. For vandkraft og andre producenter med energilager, indeholder marginalomkostningen også den "mulige fortjeneste" ved at flytte produktionen til en time hvor elindtægten kunne være større.

Vindkraftanlæg vil påvirke elprisen i nedadgående retning i de timer, hvor det blæser. Det skyldes, at vindkraften i et vist omfang fortrænger dyre spidslastanlæg som ellers ville være i drift, og ville have bestemt elprisen. Vindkraft påvirker også elprisen indirekte når det ikke blæser, ved at især vandkraftanlæg, men også f.eks kraftvarmeanlæg flytter deres produktion til disse timer, og dermed også her reducerer behovet for dyr spidslast.

Såfremt en større del af elproduktionen fremadrettet leveres fra vindkraft (og A-kraft i nogle lande), vil termiske grundlastanlæg få mindre indtjening og driftstid. Herved kan varmen fra sådanne anlæg på lang sigt blive relativt dyrere end i dag.

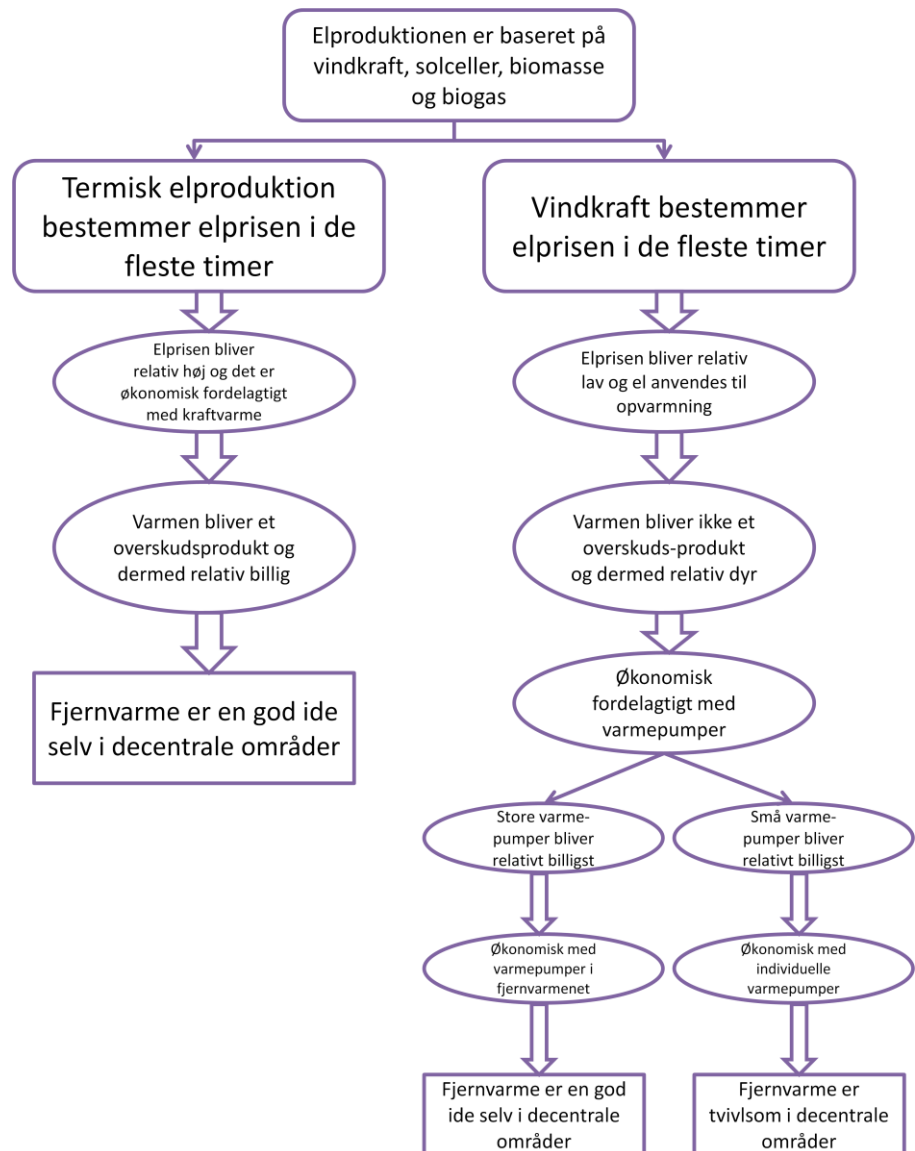
Udnyttelse af affaldsressourcen til kraftvarme. Alle prognoser peger på, at affaldsressourcen til forbrænding stiger år for år med mere end 1 % årligt. Såfremt dette viser sig anderledes, f.eks gennem øget genbrug eller alternative anvendelser af affaldets energiindhold kan fjernvarmen blive dyrere relativt set.

Udvikling af - og efterspørgsel efter - individuelle teknologier. I tidligere tider har "store" løsninger på energiområdet været langt billigere og mere effektive end små og individuelle løsninger. Det gælder især ved håndtering af faste brændsler og ved stigende miljøkrav. På grund af udvikling og billiggørelse af industrielle processer kan masseproducerede individuelle løsninger fremover blive mere konkurrencedygtige. Et eksempel på dette er individuelle luft-luft varmepumper, som i dag er billigere at købe og installere end større enheder. Samtidig kan der være en tendens til at individuelle løsninger efterspørges af boligejere, selvom de måske ikke er konkurrencedygtige set over hele levetiden. Denne tendens stiller yderligere krav til fjernvarmens konkurrenceevne fremadrettet.

Den fremtidige regulering. De vigtigste rammer for fjernvarmen består af brændselspriser, afgifter, tilskud og reglerne for varmeplanlægningen. Udviklingen og tilrettelæggelsen af disse rammer er helt afgørende, hvis en samfundsøkonomisk fordel ved fjernvarmen skal udmøntes i praksis. Det er afgørende, at samfundsøkonomiske fordele giver sig udtryk i selskabs- og privatøkonomiske økonomiske incitament.

2.2 Samspil el og varme

For analyserne i denne rapport er samspillet mellem el- og varmforsyningen og dermed også udviklingen på elmarkedet af særlig interesse. Figuren neden for illustrerer, hvordan dette samspil kan udvikle sig, når elsystemet i stigende grad bliver baseret på vedvarende energi, herunder vindkraft.



Figur 1: Samspil mellem el og fjernvarme i et elproduktionssystem baseret på vedvarende energi.

I en situation, hvor elproduktionen er baseret på vedvarende energi, må der skelnes mellem, hvilken teknologi der bestemmer elprisen i de fleste timer.

1. Hvis den termiske produktion bestemmer elprisen i de fleste timer, vil gennemsnitselprisen blive relativt høj, og varmen bliver et relativt bil-

ligt overskudsprodukt. Det medfører, at fjernvarme må forventes at være økonomisk fordelagtig både i centrale og i decentrale områder.

2. Hvis vinden bestemmer elprisen i de fleste timer, kan udviklingen gå to veje. Under alle omstændigheder vil gennemsnits-elprisen blive relativt lav, og det vil betyde, at el bliver attraktiv som kilde til opvarmning i mange timer. Kraftvarme bliver ikke et overskudsprodukt (fordi den termiske elproduktion fortrænges af vind) og bliver dermed relativt dyr. Det betyder at f.eks. varmepumper må forventes at blive mere økonomisk rentable.
 - Hvis store varmepumper bliver relativt billigst, vil det blive økonomisk fordelagtigt at anvende dem i fjernvarmeforsyningen. Det kan betyde, at eksisterende og evt. ny fjernvarme fortsat er en fordel også i de decentrale områder.
 - Hvis små varmepumper bliver relativt billigst, kan fjernvarmens udbredelse risikere at stoppe, og måske fortrænges også eksisterende fjernvarme i de decentrale områder.

I tillæg til ovenstående skal også fluktuationerne i elprisen tages i betragtning. Vindkraft kan øge elprisens fluktuationer, og dermed øge værdien af energilagring (varmelagring). Individuelle installationer har kun mulighed for korttidslagring af varme, mens kollektive installationer kan drage nytte af egentlige varmelagre af mange timers eller dages varighed.

2.3 Formål og indhold i projektet

Formålet med dette projekt er at belyse, hvordan fjernvarmen kan udvikle sin rolle i fremtidens energisystem ved for eksempel at reducere energitabene og ved dynamisk anvendelse af udbredte teknologier som kraftvarme og varmelagring samt mindre udbredte teknologier som varmepumper, geotermi, og fjernkøling. Endvidere er formålet at belyse, hvordan elmarkedet og fjernvarmen kan spille mere effektivt sammen, samt pege på hvordan rammebetingelserne har betydning for fjernvarmens fortsatte udvikling og effektivisering.

I projektet er der gennemført modelanalyser for den samlede udvikling af fjernvarmesystemet i Danmark frem mod 2025 og af perspektiverne frem mod 2050. Der er dels gennemført analyser af det samlede danske energisystem og dels mere detaljerede analyser for to caseområder.

Projektet er udarbejdet i fire hoveddele:

1. Vurdering af varme- og elproduktionsteknologier til fjernvarme og individuel varmereproduktion, herunder udviklingsmuligheder og omkostningsniveau. Endvidere kortlægning af gældende rammer for fjernvarmen.
2. Udvikling af modelværktøj der kan foretage en samlet økonomisk optimering af energisektoren på investeringssiden, herunder ved inddragelse af produktionsteknologier for el og varme, samt valg mellem individuel forsyning og fjernvarmeforsyning. Input er bl.a. et GIS baseret varmeatlas med en samlet kortlægning af fjernvarmen i Danmark.
3. Opstilling af landsscenarier for energisektoren i hele Danmark i 2025 og i 2050. Der er opstillet og analyseret 3 scenarier for udviklingen frem til 2025. Scenarierne er opstillet med henblik på at belyse spillet mellem elmarkedet og fjernvarmen samt se på betydning af de afgifts- og tilskudsmæssige rammer og på konsekvensen af ambitiøse varmebesparelser.
 - **Grundscenarie.** I Grundscenariet fastholder Danmark sin forpligtelse til at dække 30 % af det endelige energiforbrug med VE i 2020, og der gennemføres energibesparelser svarende til 20 % af det endelige energiforbrug i 2020.
 - **Besparelæsscenarie.** I Besparelæsscenariet forudsættes, at der gennemføres reduktion af varmebehovet på 45 % i 2025 i forhold til 2006.
 - **Reguleringsscenarie.** Reguleringsscenariet er en variant af Grundscenariet. Der regnes på samme forudsætninger som i Grundscenariet - men inklusiv afgifter og tilskud. Formålet er at analysere konsekvensen af afgifter og tilskud i investeringsvalg og i driftsmønstre.

Endelig er der opstillet et **Perspektivscenarie** for 2050. I perspektivscenariet underlægges hele det nordiske og tyske modelområde en målsætning om, at energisektorens CO₂-udledning i 2050 skal være reduceret til 10 % af 1990-niveauet. Formålet er at se, hvilke teknologier og brændsler, der bliver samfundsøkonomisk rentable i et scenarie, som bliver meget domineret af vedvarende energi – og herunder hvordan fjernvarmens position vil blive i en sådan fremtid.

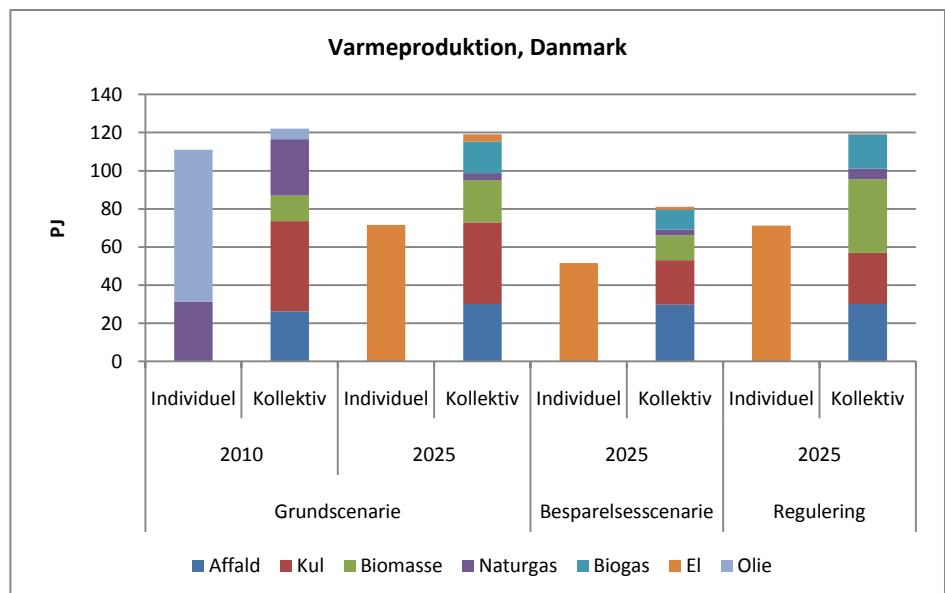
4. Opstilling af detaljerede **case-analyser** af henholdsvis et decentralt fjernvarmeområde (Ringkøbing), og et centralt fjernvarmeområde (Hovedstadsområdet). Der er i projektet lagt vægt på både de overordnede nationale analyser og på konkrete analyser af den virkelighed, der møder fjernvarmesektoren lokalt. I case analyserne er modelværktøjet udbygget med henblik på at få en mere detaljeret forståelse af mulighederne i de to områder. Analyserne er som udgangspunkt selskabsøkonomiske og i nogle tilfælde med en kortere tidshorisont end de nationale scenarier.

3 Sammenfatning og konklusion

I projektet er der videreudviklet og anvendt en lineær optimeringsmodel til at analysere samspillet mellem fjernvarmeforsyning på den ene side, og energibesparelser, CO₂ målsætninger, vindkraft og det internationale elmarked på den anden side. Endvidere er der gennemført mere driftsnære case-analyser af fjernvarmesystemerne i henholdsvis Ringkøbing og Hovedstadsområdet, baseret på data fra fjernvarmeselskaberne. Endelig er der på de mange møder med referencegruppen drøftet og analyseret en lang række udfordringer for fjernvarmen på lang sigt, herunder behovet for udviklings- og demonstrationsprojekter.

3.1 Landsscenarier 2025

Et hovedelement i 2025 analysen har været at lade modellen gennemføre økonomisk set optimale investeringer i varmeproduktionsteknologier og i fjernvarmenet under forskellige rammer og forudsætninger om ressourcer, teknologier, udfasning af eksisterende anlæg samt målsætninger om VE. Det antages, at CO₂ reguleres internationalt gennem en CO₂kvotepris. Regeringens oplæg til den danske VE målsætning på 30 % VE i 2025, er tolket sådan, at knap 50% af el- og varmeforsyningen i Danmark skal være VE- baseret. Der er indlagt lignende målsætninger for de andre lande som indgår i modellen skaleret i forhold til målene i EU's klimapakke.



Figur 2: Varmeproduktionen i 2010, samt i 2025 i de tre scenarier. Grafen viser produktion og inkluderer dermed tabet i fjernvarmeforsyningen.

Figur 2 viser den samlede varmeproduktion i Danmark i 2010 og i tre scenarier i 2025. Grundscenariet og besparelsscenarioet er beregnet uden tilskud og afgifter. I reguleringsscenarioet er der indlagt tilskud og afgifter i henhold til gældende lovgivning, opdateret efter vedtagelsen af L207 i maj 2009.

I Grundscenariet antages det, at det samlede varmebehov er reduceret med 20 %, og i det meget markante Besparelsscenario, antages varmebehovet at være reduceret med 45 %.

I udgangspunktet (2010) forsynes knap 47 % af varmebehovet med fjernvarme. Dette stiger til ca. 57 % i 2025 i Grund- og Reguleringsscenarioerne, og til ca. 55 % i Besparelsscenarioet. I alle modellens fjernvarmeområder vælger modellen at udnytte en del af udvidelsespotentialer. En stigende del af varmebehovet forsynes med fjernvarme i alle tre scenarier. En del af årsagen hertil er, at affaldsmængderne til forbrænding stiger, samtidig med at varmebruget reduceres. Der skal altså flere forbrugere til at udnytte affaldsvarmen. Hertil kommer, at modellen vælger at udnytte en væsentlig del af det danske biogaspotential som grundlast i mange af de fjernvarmeområder, som i dag forsynes med naturgas.

På det individuelle område vælger modellen at udskifte alle varmeproduktionsteknologier med varmepumper. I Reguleringsscenarioet er individuelle pillefyr dog tæt ved at blive rentable på grund af elafgiften.

På det kollektive område er brændselssammensætningen til varmeproduktion i de tre scenarier er meget forskellig: I Grundscenariet udfases naturgas og olie stort set og erstattes af biogas samt mere biomasse og affald. Biogas slår igennem i alle tre scenarier. I Besparelsscenarioet og Reguleringsscenarioet reduceres kulanvendelsen, og kul anvendes kun på eksisterende kraftvarmeverker.

På elsiden vælger modellen at udnytte hele potentialer på 3000 MW landvind, drevet af CO₂ kvoteprisen og VE målsætningen. I reguleringsscenarioet udnyttes endvidere 2000 MW havvind. Danmark har en betydelig eksport i reguleringsscenarioet.

Sammenlignet med reguleringsscenarioet, er grundscenariet i princippet en samfundsøkonomisk optimal måde at nå målsætningerne om VE. Reguleringsscenarioets øgede anvendelse af vind og biomasse baseret på afgiftsfritagelse og tilskud i gældende lovgivning, medfører dermed i økonomisk snæver forstand en urentabel CO₂ reduktion, med de forudsætninger som er anvendt.

3.2 Perspektivscenarie 2050

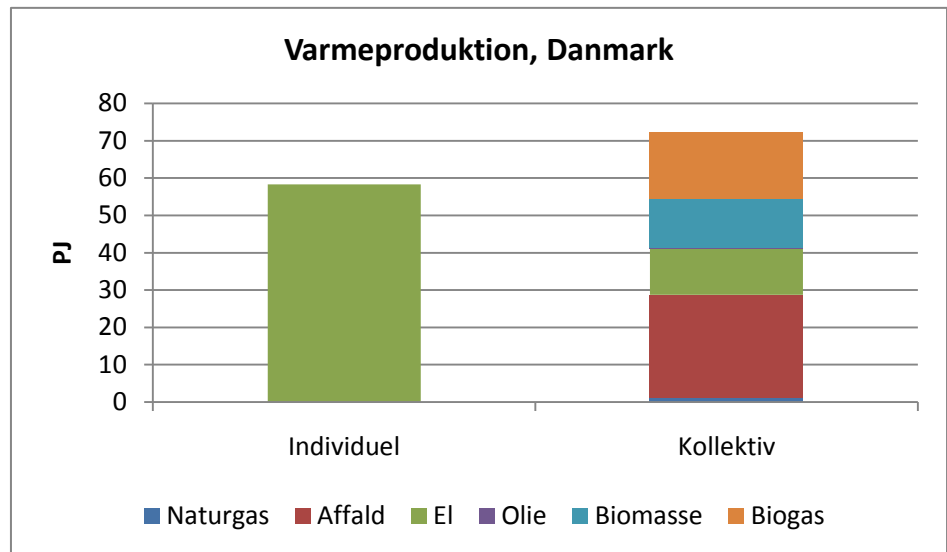
Perspektivscenariet er opstillet med samme forudsætninger som besparelsscenarioet i 2025, bortset fra at VE målsætningen nu er udskiftet med en fælles målsætning om markant CO2 reduktion i alle de lande der indgår i modellen. Endvidere er alle el- og varmeproduktionsteknologier skrottet, kun netinfrastruktur på el- og varmesiden er tilbage. Endelig er det antaget, at elforbindelserne mellem de forskellige områder er udbygget med 50%, samt at vandkraften effektmæssigt er udbygget tilsvarende. Sådant en udvikling anses som mulig over de kommende 40 år, for at øge muligheden for indpasning af vindkraft. Økonomien i denne infrastrukturudvidelse er ikke vurderet.

TWh/år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Biogas	4	2	18		2	26
Naturgas	0	0	126			127
Atomkraft		40				40
Biomasseog affald	10	18	300		34	462
Vand		19	16	173	97	305
Vind	43		161	19	21	244
Total	57	79	621	192	154	1,103

Tabel 1: Elproduktion i Perspektivscenariet, baseret på modellens investeringsvalg under angivne begrænsninger, samt krav om 90% reduktion af CO2 emissionen fra el- og varmesektoren.

Tabel 1 viser elproduktion i perspektivscenariet. Elforbruget i Danmark stiger til 45 TWh, bl.a. på grund af øget elforbrug til opvarmning, især ved individuelle og kollektive varmepumper. 12 TWh eksporteres i normalår til Tyskland og Sverige. Modellen har generelt ikke fået mulighed for at investere i A-kraft og CCS teknologi. Dog er A-kraft beregningsmæssigt tilladt i Finland. Landenes nationale biomasse og biogasressourcer udnyttes fuldt ud, og træpiller importeres i betydeligt omfang.

CO2 prisen stiger til ca. 900 kr/ton på grund af scenariets CO2-mål kombineret med udfasningen af svensk og tysk atomkraft. Dette medvirker til at der udbygges massivt med vindkraft. Rammer og ressourcer i udlandet er ikke opgjort i samme detalje som i Danmark. Det er f.eks sandsynligt, at det store naturgasforbrug i Tyskland ville kunne erstattes med forskellige typer af VE i 2050.



Figur 3. Varmeproduktion i Perspektivscenariet

I Perspektivscenariet 2050 dækkes mere end 50 % af opvarmningsbehovet fortsat af fjernvarme, på trods af at modellen i modsætning til 2025 scenariet nu har mulighed for at "nedlægge" fjernvarmeområder, hvis individuel forsyning er mere rentabel. Sammenlignet med Besparelsscenarioet i 2025, dækker fjernvarmen dog ca. 10 % mindre. Det er især kul der er reduceret medens forsyning med kollektive varmepumper (el) er øget.

Det er fortrinsvis biogas- og affaldsbaseret kraftvarme samt store varmepumper i allerede etablerede fjernvarmesystemer, der kan konkurrere med individuel opvarmning. Biogaspotentialet udnyttes fuldt ud, eftersom biogas beregningsmæssigt "opsuger" CO₂ på grund af det mindre metanudslip.

Varmepumper udkonkurrerer alle andre muligheder på det individuelle område. Den store mængde vindkraft påvirker elprisen i mange timer, og derfor bliver varmepumper rentable både individuelt og til fjernvarme. Også elpatroner indgår i mindre omfang.

Perspektivscenariet viser, at hovedkonklusionen fra 2025 scenariet om at fjernvarmeforsyning i Danmark er en samfundsøkonomisk effektiv varmeforsyning, også på lang sigt med betydelige varmebesparelser og store mængder vindkraft, er en robust konklusion.

3.3 Case analyser

Ringkøbing

For Ringkøbing Fjernvarme blev der udført analyser af konkrete investeringer i varmepumper og solvarmeanlæg. Analyserne blev udført på et andet data-

grundlag end landsscenarierne, idet der blev taget udgangspunkt i brændselspriser og elpriser svarende til ca. år 2015. Naturgasprisen blev sat til knap 2 kr/m³. Det var vigtigt at afspejle meget fluktuerende elpriser, og der blev konstrueret et fluktuationsmønster på basis af Vestdanske timedata fra Energinet.dk, men skaleret på basis af brændsels- og CO2 prisfremskrivningen.

Hovedkonklusionen fra analysen er, at med de afgifts- og tilskudsregler, som var gældende i 2008, er det ikke selskabsøkonomisk rentabelt at investere i hverken solvarme eller varmepumpeanlæg. Driftsoverskuddet kan ikke modsvares af de betydelige kapitalomkostninger ved investeringen. Det antages her, at der svares energiafgift af elforbruget til varmepumpen. Derimod viste beregningerne, at yderligere investering i naturgasfyret kraftvarmeproduktion er rentabel med de valgte brændselsprisforudsætninger. Disse konklusioner bliver yderligere forstærket, såfremt øget vindkraft forstærker elprisfluktuationerne i Vestdanmark.

Hovedstadsområdet

For Hovedstadsområdet blev modellen anvendt til at beregne marginalomkostning ved varmeproduktion i forskellige delområder i det sammenhængende fjernvarmesystem, og i forskellige tidspunkter på året. Rammer i form af afgifter, brændsels- og CO2 omkostninger svarer til landsscenarierne i år 2025. Datagrundlaget er i øvrigt i vidt omfang leveret af varmeselskaberne i forbindelse med deres projekt *Varmeplan Hovedstaden*.

De marginale varmeproduktionsomkostninger blev brugt til at vurdere nytteværdien af varmebesparelser, varmetransmissionsinvesteringer, varmelagerkapacitet og varmebaseret fjernkøling. Den marginale varmeproduktionsomkostning blev for 2025 beregnet til at være ca. 60 kr/GJ om sommeren, og mellem 90 og 100 kr./GJ om vinteren afhængig af delområdet.

Konklusionen på analysen er, at varmebesparelser som kan gennemføres for under ca. 90 kr/GJ er rentable.

Øget varmelagerkapacitet har en værdi på mellem 400 og 1500 kr/GJ afhængig af hvilket delområde lageret placeres i. Dette kan forrente en investering på over 4000 kr/GJ.

Værdien fjernvarmebaseret fjernkøling blev vurderet i forhold til et eldrevet kompressionskøleanlæg. Med marginale varmeproduktionsomkostninger på over 20-30 kr/GJ vurderes dette ikke at være rentabelt.

Da solvarmeanlægget primært producerer om sommeren, hvor den alternative varmeomkostning er ca. 60 kr/GJ, vurderes heller ikke solvarmeanlæg at være selskabsøkonomisk rentable.

3.4 Øvrige konklusioner

En række øvrige konklusioner er uddraget i forbindelse med drøftelserne på de møder og workshops, der er gennemført i løbet af projektet:

- Der vil være brug for en gentænkning af den nationale varmeplanlægning. Flere steder er der god samfundsøkonomi i at konvertere naturgas til fjernvarme frem mod 2025 og tidligere.
- Øget vindkraft er ikke en forhindring for fortsat udbygning med fjernvarme og kraftvarme. Det er dog vigtigt, at kraftvarmen kan produceres mere fleksibelt. Flexibiliteten kan øges gennem øget brug af varmelagre, elpatroner og varmepumper.
- Den samfundsøkonomiske værdi af varmebesparelser i bebyggelser i kraftvarmeområder vil fortsat være lavere end værdien af varmebesparelser uden for kraftvarmeområderne.
- Samfundsøkonomien i fjernvarmebaseret køling kan være positiv i områder med meget lave varmeproduktionsomkostninger om sommeren (overskud af affaldsvarme) samt god adgang til køling ved adsorptionspumper.

3.5 anbefalinger vedrørende demonstrationsprojekter

- Lavtemperaturfjernvarme i nye udstykninger – herunder ændret brugsvandsdimensionering vedr. effekt og temperatur. Der bør sikres et opfølgingsprogram vedr. legionella bakterier (sundhed).
- Der er behov for demonstration af varmepumper til udnyttelse af f.eks. fjordvand og i tilknytning til overskudsvarme med lav temperatur. Der er behov for demonstration af økonomi og levering af systemydelser til elnettet.
- Der er behov for demonstration af øget fleksibilitet i biogasproduktion, for at øge værdien af gassen også i sommermånederne.

4 El- og varmeproduktionsteknologier

I dette afsnit beskrives et udvalg af de forskellige teknologier for el- og fjernvarmeforsyning og for individuel varmeforsyning, som er til rådighed i det fremtidige energisystem. Disse teknologier er ”i spil”, når fremtiden for fjernvarmen skal kortlægges.

Det er generelt forbundet med usikkerhed, når omkostninger til fremtidige investeringer i anlæg til energiforsyning skal estimeres, dels fordi der kan være markante forskelle på forholdene lokalt, som kan have væsentlig indflydelse på investeringsomkostningerne, dels fordi den fremtidige teknologiudvikling og priser på nødvendige råvarer, som for eksempel stål, kan være svære at forudse.

Der er flere betydningsfulde kilder for priser på el- og varmeproduktionsteknologier, og blandt de vigtigste, som danner baggrund for de anvendte forudsætninger i dette projekt kan der nævnes:

- Energistyrelsen (2005) ”Perspektiver for den danske varmeforsyning frem mod 2025 - Teknisk baggrundsrapport til Energistrategi 2025, Energistyrelsen 2005”
- Energistyrelsen, Elkraft, Eltra (2005) ”Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants”
- Energistyrelsen (2008). Havmøllehandlingsplan 2008 - Opfølgning på kortlægningsrapporten ”Fremtidens havmølleplaceringer – 2025”,
- IEA (2008). Energy Technology Perspectives
- IEA, RECaBS (2007) (Renewable Energy Costs and Benefits for Society)
- Dansk Fjernvarme, Rambøll, Aalborg Universitet (2008). ”Varmeplan Danmark”,

De primære litteraturkilder er dog Energistyrelsens og systemansvarets teknologikatalog fra 2005 samt baggrundsmaterialet om individuelle opvarmnings-teknologier udarbejdet til brug for Energistrategi 2025, selvom begge kilder på nogen områder ikke afspejler ændrede forudsætninger siden deres publikation i 2005. På en række felter har det derfor været nødvendigt at opdatere disse data, bl.a. set i lyset af at omkostningerne for en række teknologier har vist sig at være dyrere end oprindeligt antaget. Væsentlige justeringer i forhold til de primære kilder er nævnt i de individuelle beskrivelser for teknologierne.

I det følgende gennemgås økonomiske og tekniske data for de teknologier, som indgår i scenarieanalyserne i rapporten, hvor samtlige priser er angivet i 2006-priser. Selve beregningerne i Balmorel-modellen og yderligere forudsætninger for disse er beskrevet i rapportens modelkapitel neden for. Der er taget udgangspunkt i de samme teknologi- og økonomidata for alle år, der betragtes i scenarieanalyserne. Samtidigt er det i modelberegningerne antaget, at der tidligst kan investeres i nye teknologier i 2011, hvilket i dette kapitel er indikeret ved, at der står 2010+ som det tidligste år, hvor nye investeringer i de respektive teknologier kan foregå. Dette betyder også, at der ikke er antaget eksplicitte teknologiudviklinger i perioden fra nu til 2025, og de viste data skal derfor ses i lyset af, at de skal være repræsentative for hele perioden frem til 2025.

4.1 Fjernvarmeproduktionsteknologier

Fjernvarmeteknologier er baseret på vandbårne systemer, der således kræver væsentlige investeringer udover selve produktionsanlæggene, såfremt nettet ikke allerede er etableret. Sammen med høje investeringsomkostninger i produktionsanlæggene kan dette betyde en høj investeringsomkostning i forhold til individuelle teknologier. Til gengæld er driftsomkostningerne relativt lave, hvis der tages hensyn til bl.a. reducerede brændselsomkostninger på grund af stordriftsfordele mht. investering og effektivitet.

For kraftvarmeteknologierne er der angivet en c_b og c_v -værdi, hvor c_b -værdien angiver den maksimale elproduktion i kraftvarmedrift divideret med den maksimale varmeproduktion. c_v -værdien angiver for udtagsværker forskellen imellem den maksimale elproduktion i kondens- og kraftvarmedrift divideret med den maksimale varmeproduktion.

Kulfyret kraftvarme (central)

Store kulfyrede kraftvarmeverker har en høj investeringsomkostning, men kan drage nytte af relativt billige brændselsomkostninger, hvilket tilsammen forudsætter en relativt høj driftstid for at opnå god rentabilitet. Tallene neden for gælder for anlæg omkring 400 MW.

Anlæg	År	Investering kr/MW _e	Fast D&V kr/MWh _e	Var. D&V kr/MWh _e	Elvirk- ningsgrad (kondens)	C _v	C _b
Kulfyret KV	2010+	9.630.000	128.400	13,5	49 %	0,15	0,95

Tabel 2: Teknologidata, centralt kulkraftvarme

Biomassefyret kraftvarme (central)

Ligesom kulfyrede kraftvarmeværker har biomassefyrede kraftvarmeværker med en elkapacitet på omkring 400 MW en høj investeringsomkostning. De forudsætter derfor en relativ høj driftstid for at opnå god rentabilitet. Teknikken ligner de kulfyrede værker, men der opstår ekstraomkostninger for især brændselshåndtering. En mulighed for at nedbringe investeringsomkostningerne er reinvestering i eksisterende kulfyrede kraftvarmeværker. Det viste anlæg anvender træflis som brændsel, men det er også muligt at anvende træpiller, hvilket dog fører til en lavere virkningsgrad.

Anlæg	År	Investering kr/MW _e	Fast D&V kr/MWh _e	Var. D&V kr/MWh _e	Elvirk- ningsgrad (kondens)	Cv	Cb
Biomasse KV	2010+	10.420.000	200.600	20,2	46,5 %	0,15	0,76

Tabel 3: Teknologidata, central biomassekraftvarme

Naturgaskraftvarme

Naturgasbaseret kraftvarmeproduktion udmærker sig ved en høj elvirkningsgrad og en veludviklet teknologi. Neden for ses tal for et kombianlæg (Naturgas CC) i størrelsesordenen 10-100 MW og et gasmotoranlæg (Naturgas KV) i størrelsesordenen 1-5 MW.

For begge anlægstyper falder den specifikke investering for større anlæg. For gasmotoranlægget vises der også en reinvestering i et eksisterende anlæg, der vurderes at udgøre mellem 40-50 % af nyinvesteringsprisen.

Anlæg	År	Investering kr/MW _e	Fast D&V tkr/MW _e	Var. D&V kr/MWh _e	Elvirk- ningsgrad	Cb
Naturgas CC	2010+	5.620.000	80.200	22,1	49 %	1,10
Naturgas KV	2010+	8.020.000	361.100	60,2	45 %	1,00
Reinvestering Naturgas KV	2010+	3.609.000				

Tabel 4: Teknologidata, naturgaskraftvarme

Naturgaskedler

Naturgasfyrede varmekedler har en markant lavere investeringsomkostning end naturgasfyret kraftvarme. Teknologien er veludviklet, og der forventes ingen større teknologiforbedringer. Investeringsomkostningerne er stærkt

afhængige af den installerede effekt. De viste tal gælder for et anlæg på ca. 5 MW_{varme}.

Anlæg	År	Investering kr/MW _{varme}	Fast D&V kr/MW _{varme}	Var. D&V kr/MWh _{varme}	Totalvirk- ningsgrad
Naturgaskedel	2010+	600.000	4.200	5,2	95 %

Tabel 5: Teknologidata, naturgaskedler

Oliekedler

Oliefyrede varmekedler har ligesom naturgasfyrede varmekedler en lav investeringsomkostning og bliver ofte anvendt som spidslastkedler i fjernvarmeområder. Teknologien er ligeledes veludviklet, og der forventes ingen større teknologiforbedringer.

Anlæg	År	Investering kr/MW _{varme}	Fast D&V kr/MW _{varme}	Var. D&V kr/MWh _{varme}	Totalvirk- ningsgrad
Oliekedel	2010+	630.000	9.400	7,8	95 %

Tabel 6: Teknologidata, oliekedler

Biomassekedler

Biomassefyrede kedler kan være fyret med træflis eller halm, hvor sidstnævnte kræver større investerings- og driftsomkostninger. Tallene i tabellen gælder for et træflisfyret anlæg med en varmeeffekt på ca. 5 MW. Fremtidige teknologiforbedringer forventes først og fremmest at ske for røggasrensning og askehåndtering, og der er derfor ikke antaget lavere investeringsomkostninger eller højere virkningsgrader i fremtiden.

Anlæg	År	Investering kr/MW _{varme}	Fast D&V kr/MW _{varme}	Var. D&V kr/MWh _{varme}	Totalvirk- ningsgrad
Biomassekedel	2010+	3.410.000	160.500		85 %

Tabel 7: Teknologidata, biomassekedler

Biomassefyret kraftvarme (decentral)

Biomasse kan også anvendes til decentral kraftvarmeproduktion. Neden for er der taget udgangspunkt i et anlæg, der anvender halm som brændsel. Ifølge Energistyrelsen har udviklingen af halmfyrede anlæg været prioriteret af elproduktionselskaberne, og teknologien har derfor en højere elvirkningsgrad end tilsvarende træflisfyrede anlæg. De viste tal gælder for et anlæg i størrelsesordenen 8-10 MW el baseret på en dampturbine. Desuden er i tabellen tilføjet investeringsprisen for Fynsværkets halmfyrede blok 8, som har en elek-

trisk effekt på ca. 33 MW. Denne investeringsomkostning viser en meget betydelig skalafaktor til fordel for større anlæg.

Anlæg	År	Investering kr/MW _e	Fast D&V kr/MW _e	Var. D&V kr/MWh _e	Elvirk- ningsgrad	Cb
Halm KV	2010+	32.410.000	648.100	108,1	30 %	0,50
Fynsværket	2008	20.000.000			31 %	

Tabel 8: Teknologidata, biomasse kraftvarme

Biogaskraftvarme (decentral)

Biogas kan produceres i såkaldte biogasfællesanlæg efterfølgende anvendes på et lokalt kraftvarmeværk med direkte forbindelse til produktionsanlægget. Selve kraftvarmeanlægget er antaget at være baseret på et motoranlæg i størrelsesordenen op til 3 MW el og ligner naturgasfyrede kraftvarmeanlæg, dog med en lavere elvirkningsgrad. Værdierne gælder for et biogasanlæg med en kapacitet på ca. 550 ton biomasse per dag og tager hensyn til egetforbrug til produktion af biogas. Værdierne gælder således for den samlede investering i produktionsanlæggene til biogas og kraftvarmeanlægget. Der vil generelt være en betydelig skalafordel ved etablering af biogasanlæg.

Anlæg	År	Investering kr/MW _e	Fast D&V kr/MW _e	Var. D&V kr/MWh _e	Elvirk- ningsgrad	Cb
Biogas KV	2010+	24.900.000	200.600		38,9 %	0,76

Tabel 9: Teknologidata, biogaskraftvarme. Der er ikke taget hensyn til udgifter for transport.

Affaldsfyret kraftvarme

Affald anvendes som brændsel på dedikerede affaldskraftvarmeværker eller som tilsatsbrændsel på for eksempel kulkraftværker. Ved de her beskrevne anlæg fokuseres på de dedikerede affaldsanlæg. Tallene neden for gælder for et anlæg med et termisk input på ca. 50 MW og inkluderer omkostninger forbundet med affaldsbehandling og varmeproduktion. Det antages, at der vil foregå en teknologisk udvikling, som nedbringer investeringsomkostninger og muliggør en lidt højere elvirkningsgrad. Det bemærkes, at der for de viste data er taget udgangspunkt i RECaBS¹.

<http://recabs.iea-rettd.org/>

Anlæg	År	Investering kr/MW _e	Fast D&V kr/MW _e	Var. D&V kr/MWh _e	Elvirk- ningsgrad	Cb
Affalds-KV	2010+	43.560.000	1.740.100	165,1	25,7 %	0,37

Tabel 10: Teknologidata, affaldskraftvarme

Vindmøller

Vindmøller gennemgår stadig en markant teknologisk udvikling, men modsat tidligere antagelser i bl.a. Energistyrelsen teknologikatalog har det vist sig at prisen på havmøller ikke falder som antaget. For havmøllerne er der derfor her taget udgangspunkt i Energistyrelsens seneste havmøllehandlingsplan², hvor prisen for havmølleparker er vurderet bl.a. afhængigt af havmølleparkens placering. Tallene gælder for store vindmøller omkring ca. 3 MW, men kapaciteten pr. mølle forventes at være større i 2020.

Generelt har vindmøller høje investeringspriser, men lave driftsomkostninger. Havmøller har sammenlignet med landmøller en større investeringspris pga. større omkostninger til installation og nettilslutning samt større krav til komponenternes kvalitet. Investeringerne for havmøller neden for inkluderer således udgifter til fundament, opsamlingsnettet i havmølleparken, transformestationen og ilandføringskablet. Driftsomkostningerne er også væsentligt højere end for landmøller pga. tilgængeligheden.

Anlæg	År	Investering kr/MW _e	Fast D&V kr/MW _e	Var. D&V kr/MWh _e
Vindmøller-land	2010+	7.920.000	102.300	13,1
Vindmøller-hav	2010+20	20.006.000	285.200	24,4

Tabel 11: Teknologidata, vindmøller

Store varmepumper

Der findes forskellige varmepumpeteknologier, der kan blive relevante i fremtiden. I det følgende fokuseres der på eldrevne kompressorvarmepumper. Mulige alternativer er mekanisk drevne kompressorvarmepumper og absorptionspumper. En vigtig faktor er temperaturen på varmekilden og den ønskede fremløbstemperatur. Tallene neden for gælder for en jordvarmepumpe med en varmeeffekt på 0,2 - 1,5 MW, og en fremløbstemperatur på 75 °C. En var-

² Havmøllehandlingsplan 2008 - Opfølgning på kortlægningsrapporten "Fremtidens havmølleplaceringer – 2025", Energistyrelsen 2008

mere varmekilde eller en lavere fremløbstemperatur vil forøge COP'en³ for varmepumpen.

Investeringsprisen inkluderer rør, det elektriske system og installation, men ikke bygninger og tilhørende varmetanke. Investeringsprisen for varmepumpen alene vil være på ca. det halve af de viste priser. En større varmepumpe på 5 - 10 MW og en varmekilde på 40 °C vil have omtrent samme investeringspriser og COP, men lidt lavere driftsomkostninger pr MW installeret.

Til sammenligning vises også en totrinsvarmepumpe, som består af to varmepumpekredse, og som kan benyttes, hvis den samlede temperaturhævningen skal være større. Hvilken varmepumpe der anvendes, vil afhænge af de konkrete temperaturforhold på både inputsiden og outputsiden.

Anlæg	År	Investering kr/MW _t	Fast D&V kr/MW _t	Var. D&V kr/MWh _t	Totalvirkningsgrad (COP)
Varmepumpe	2010+	5.730.000	8.900	18,9	3,5
Totrinsvarmepumpe	2010+	7.162.500	9.790	20,8	2,6

Tabel 12: Teknologidata, store varmepumper

Elpatroner

Elpatroner kan bruges i forbindelse med fjernvarme til at opvarme fjernvarmevand i varmetanke ved direkte anvendelse af el. Tallene gælder for et nyt anlæg inklusive tilhørende varmelager. Der kan forventes en væsentlig skalfordel ved installation af større enheder, hvor den nævnte pris gælder for et anlæg med en effekt på ca. 1 MW. Hvis elpatronen kan integreres i et eksisterende varmelager kan investeringsomkostningen sænkes. Eltilslutningsafgiften kan være betydelig (1 – 2 mio kr/MW) og er ikke indeholdt i nedenstående tabel.

³ COP'en (Coefficient of performance) er et udtryk for varmepumpens varmeudbytte pr. elenhed på inputsiden. Jo højere COP, jo bedre effektivitet.

Anlæg	År	Investering kr/MW _{varme}	Fast D&V kr/MW _{varme}	Var. D&V kr/MWh _{varme}	Totalvirkningsgrad
Elpatron 0,4 kV	2010+	1.042.000		0,1	97 %

Tabel 13: Teknologidata, elpatron

Solvarme

Udover den mere traditionelle anvendelse af solvarmeanlæg til opvarmning af brugsvand til individuelle parcelhuse, kan solvarme også anvendes til fjernvarmeproduktion, hvorved der kan opnås stordriftsfordele. Drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne inkluderer egetforbrug af el. Årsudnyttelsen af solvarmeanlægget vil være begrænset, og der kræves alternative varmeproduktionsteknologier til at dække varmebehovet især om vinteren. Ved de anvendte data er der taget udgangspunkt i Energistyrelsen notat "Samfundsøkonomiske konsekvenser ved anvendelse af solvarme til opvarmningsformål", september 2007.

Anlæg	År	Investering kr/ m ²	Fast D&V kr/MW _{varme}	Var. D&V kr/MWh _{varme}	Varmeproduktion kWh/m ² /år
Solvarme	2010+	1600		14,4	640

Tabel 14: Teknologidata, solvarme

4.2 Fjernvarmenet og installationer

En vigtig investeringsomkostning for etablering af fjernvarmesystemer ligger udover omkostningerne til selve produktionsanlæggene i omkostningerne til ledningsnettet. Omkostningsniveauerne er baseret på oplysninger fra Rambøll, og er samme hovedkilde som er anvendt i Varmeplan Danmark projektet. Der indgår ikke varmetab i de data, der præsenteres nedenstående, men dette indgår særskilt i Balmorel implementeringen. Omkostningerne til ledningsnettet er delt op i tre kategorier:

- Gadenet
- Stikledning
- Brugerinstallation.

Dertil kommer transmissionsledninger, hvor der ikke er tale om fortætning af fjernvarmeområder men udvidelse af fjernvarmeområderne ved ændring af områdeafgrænsningen.

Der skelnes således mellem fjernvarmeudvidelser i eksisterende områder (fortætning) og udvidelse af fjernvarmenområderne. Førstnævnte kræver kun en stikledning og et brugeranlæg pr. ekstra tilsluttet forbruger, mens der også

skal etableres transmissionledning og gadenet ved ændring af fjernvarmeområdernes områdeafgrænsning.

For brugeranlægget er der forskel på investeringsomkostningerne, afhængigt af anlægstypen, som bl.a. adskiller sig mht. den anvendte varmevekslingsmetode. Der er her igen gået ud fra gennemsnitsværdier. Der differentieres mellem anlæg til åben bebyggelse (parcelhuse) og tæt bebyggelse (byområder), der adskiller sig i den dimensionerende varmeeffekt for anlægget, hvilket kan have (en mindre) indflydelse på investeringsomkostningerne til de forskellige komponenter. For nettovarmebehov over 20 MWh/år skelnes der ikke mellem åben og tæt bebyggelse.

I det følgende er der endvidere angivet to forskellige prisniveauer, der er anvendt afhængigt af det konkrete fjernvarmeområde. Niveauet er typisk højere i Østdanmark end i Vestdanmark.

Bruger-anlæg	Netto varmebehov MWh/år	Investering kr/anlæg	Investering kr/MWh
Åben/lav	<10	13.000	569.400
Tæt/lav	<10	13.000	569.400
Åben/lav	10- 20	13.500	394.200
Tæt/lav	10- 20	13.000	379.600
	21-50	20.000	246.761
	51-100	32.500	188.543
	101-200	57.500	167.342
	>200	109.000	477.420

Tabel 15: Økonomiske antagelser for brugeranlæg til fjernvarme. Kilde: Egne beregninger på baggrund af data fra Rambøll

Stikledning	Netto varmebehov MWh/år	Investering nybyggeri kr/m		Investering eksisterende byggeri kr/m	
		Lavt niveau	Højt niveau	Lavt niveau	Højt niveau
Åben/lav	<10	400	800		
Tæt/lav	<10	400	800		
Åben/lav	10- 20	890	1.780	1.135	2.270
Tæt/lav	10- 20	800	1.600	1.050	2.100
	21-50	910	1.820	1.170	2.340
	51-100	1.010	2.020	1.275	2.550
	101-200	1.038	2.075	1.345	2.690
	>200	1.065	2.130	1.415	2.830

Tabel 16: Økonomiske antagelser for stikledning til fjernvarmenet. Kilde: Egne beregninger på baggrund af data fra Rambøll

Gadenet	Netto varmebehov MWh/år	Investering Nybyggeri kr/m		Investering eksisterende byggeri kr/m	
		Lavt niveau	Højt niveau	Lavt niveau	Højt niveau
Åben/lav	<10	1.010	2.020		
Tæt/lav	<10	1.010	2.020		
Åben/lav	10- 20	1.038	2.075	1.345	2.690
Tæt/lav	10- 20	1.038	2.075	1.345	2.690
	21-50	1.065	2.130	1.415	2.830
	51-100	1.110	2.220	1.575	3.150
	101-200	1.360	2.720	2.015	4.030
	>200	1.660	3.320	2.375	4.750

Tabel 17: Økonomiske antagelser for gadenet for fjernvarmenet. Kilde: Egne beregninger på baggrund af data fra Rambøll

For ekspansion af fjernvarmen ud fra det eksisterende område (dvs. alt andet end fortætning) er der yderligere antaget et afstandsafhængigt transmissions-element, som det fremgår af **tabel 18**, hvor der samtidig skelnes mellem nybyggeri og eksisterende byggeri, idet dette vil have indflydelse på byggeomkostningerne.

Transmissionsledning	Netto varmebehov MWh/år	Investering nybyggeri kr/m		Investering eksisterende byggeri kr/m	
		Lavt niveau	Højt niveau	Lavt niveau	Højt niveau
Åben/lav	<10	1.065	2.130		
Tæt/lav	<10	1.110	2.220		
Åben/lav	10- 20	1.575	3.150	1.575	3.150
Tæt/lav	10- 20	1.735	3.470	1.735	3.470
	21-50	2.015	4.030	2.015	4.030
	51-100	2.375	4.750	2.375	4.750
	101-200	2.700	5.400	2.700	5.400
	>200	3.455	6.910	3.455	6.910

Tabel 18: Økonomiske antagelser for transmissionsledninger for fjernvarmenet. Kilde: Egne beregninger på baggrund af data fra Rambøll

4.3 Individuelle produktionsteknologier

De forskellige muligheder for individuel varmeproduktion i enfamiliehuse og mindre boligblokke har generelt lave investeringsomkostninger, hvis de ses i forhold til den installerede varmeeffekt, men har til gengæld højere driftsomkostninger. Det betyder, at deres konkurrenceevne stiger ved et faldende energiforbrug, mens den falder ved et stigende energiforbrug. Det er desuden af afgørende betydning, hvad forudsætningerne for investeringen i de forskellige teknologier er. Eksempelvis er det for oliefyr vigtigt om gamle olietanke kan genbruges til et nyt anlæg, eller om der skal investeres i nye olietanke og eventuelt tilhørende bygninger.

Med mindre andet er oplyst stammer tallene i det følgende fra *Perspektiver for den danske varmeforsyning frem mod 2025 - Teknisk baggrundsrapport til Energistrategi 2025*, Energistyrelsen, juni 2005⁴. Tallene gælder for et parcelhus med et årligt energiforbrug på 18,1 MWh, og investeringsomkostningerne er vist pr. anlæg og pr MW_{varme}. Samtlige anlæg kræver et vandbårent centralvarmesystem, som ikke er inkluderet i investeringsprisen.

For en nærmere forklaring af investeringsomkostningen pr. MW henvises til afsnittet neden for.

⁴ Hvor der i kilden er angivet et interval er der her taget et gennemsnit. Tallene er desuden regnet om til prisniveauet i 2006 via Dansk Statistiks nettoprisindex.

Individuelle teknologier i Balmorel-modellen

Investeringsomkostninger i anlæg til individuel varmeproduktion er typisk angivet i kr pr. anlæg, hvilket regnes om til kr pr MW for at kunne indgå i en sammenhæng med Balmorel-modellen. Omregningen er foretaget ved at antage en årlig varmeproduktion på 18,1 MWh, svarende til et gennemsnitligt parcelhus⁵. Dette giver anledning til en gennemsnitlig effekt P_{middel} over hele året. Da modellen vil investere i anlæg, der netop opfylder det maksimale effektbehov skal den specifikke anlægspris tilpasses med forholdet imellem det gennemsnitlige effektbehov og det maksimale effektbehov, $P_{\text{maks/middel}}$, som angiver forholdet imellem det maksimale og det gennemsnitlige effektbehov i modellens varmeprofil.

Derudover skal der tages hensyn til, at modellen investerer ud fra en aggregeret varmeprofil for de individuelle forbrugere. Denne aggregerede forbrugsprofil indeholder en samtidighedsfaktor, S , som er et udtryk for, hvor stort maksimummet for den aggregerede varmeprofil er i forhold til summen af maksimummet af alle individuelle forbrugere. Samtidighedsfaktoren er skønnet at ligge omkring 80 %. Omregningen fra investering pr. anlæg til investering pr. MW foretages dermed efter følgende formel:

$$INV_{MW} = \frac{INV_{\text{anlæg}}}{P_{\text{middel}} \cdot P_{\text{maks/middel}} \cdot \frac{1}{S}}$$

hvor $INV_{\text{anlæg}}$ er investeringsomkostningen pr anlæg, og INV_{MW} er investering pr. MW. Den herved fremkomne omregningsfaktor bliver 0,00626 svarende til ca. 6,3 kW. Da Balmorel-modellen ikke tager hensyn til evt. overdimensionering af individuelle anlæg, behøves der heller ikke at blive taget hensyn til det i omregningen. De to antagelser ophæver hinanden.

Oliefyr

Oliefyr er en traditionel opvarmningsform, og der forventes ingen signifikant reduktion af investeringsomkostningerne, mens virkningsgraden forbedres lidt. Der er her set bort fra investeringer i nye olietanke. Udover de nævnte driftsomkostninger vil der være et elforbrug på omkring 300 kWh/år, hvorved

⁵ Kilde: *Perspektiver for den danske varmeforsyning frem mod 2025 - Teknisk baggrundsrapport til Energi-strategi 2025*, Energistyrelsen, juni 2005

den reelle virkningsgrad vil være lidt mindre, og der må påregnes ekstra driftsomkostninger til el.

Anlæg	År	Investering kr/Anlæg	Investering kr/MW _t	Fast D&V kr/MW _t	Var. D&V kr/MWh _t	Totalvirk- ningsgrad
Oliefyr	2010+	22.500	3.590.000	159.700		92 %

Tabel 19: Teknologidata, oliefyr

Naturgasfyr

Ligesom oliefyr er teknologien for naturgasfyr veludviklet, og investeringsprisen vil derfor ikke ændre sig nævneværdigt. Prisen, der er vist her, er eksklusiv investering i stikledning til naturgasdistributionsnettet. Elforbruget ligger mellem 300 og 500 kWh/år og er ikke medregnet i tabellen. Hvis der er tale om en nyinstallation, hvor der ikke har været opsat naturgasfyr før, må der også påregnes en investeringsomkostning til stikledning.

Anlæg	År	Investering kr/Anlæg	Investering kr/MW _t	Fast D&V kr/MW _t	Var. D&V kr/MWh _t	Totalvirk- ningsgrad
Naturgas- fyr	2010+	26.000	4.160.000			97 %

Tabel 20: Teknologidata, naturgasfyr

Træpillefyr

I modsætning til olie- og naturgasfyr kræver et træpillefyr mere plads, både til selve anlægget og til brændselsopbevaring, og det stiller større krav til brand-sikkerhed. Disse ekstra investeringer er ikke medtaget i nedenstående tal. Desuden kan der medfølge større krav til brugeren i den daglige drift, som ikke er værdisat. Elforbruget ligger mellem 200 og 700 kWh/år og kan antages at falde for nye træpillefyr.

Anlæg	År	Investering kr/Anlæg	Investering kr/MW _t	Fast D&V kr/MW _t	Var. D&V kr/MWh _t	Totalvirk- ningsgrad
Træpillefyr	2000	36.000	5.750.000	159.700		90 %

Tabel 21: Teknologidata, træpillefyr

Individuelle varmepumper

Der er vist to forskellige typer varmepumper, der begge tilkobles et centralvarmesystem. En luft/vand varmepumpe, eller en såkaldt ventilationsvarmepumpe, der tilkobles udsugningsluften i ventilationssystemet, og en jord/vand

varmepumpe, der er baseret på jordvarme. Sidstnævnte har en højere investeringspris, men kan til gengæld dække op til 100 % af varmebehovet og har derfor en højere COP⁶. Ventilationsvarmepumpen kan ikke dække hele varmebehovet, hvorfor en yderligere elpatron er nødvendigt, hvilket er medregnet i COP'en.

Investeringsomkostningen i individuelle varmepumper er ligesom for store varmepumper noget usikker, og den afholdte workshop om varmepumper i dette projekt gav ikke ny viden om priser. De her viste data er baseret på *Perspektiver for den danske varmeforsyning frem mod 2025 - Teknisk baggrundsrapport til Energistrategi 2025*, Energistyrelsen, juni 2005. I for eksempel Varmeplan Danmark, hvor et anlæg har en omkostning på ca. 100.000 kr. pr. anlæg, antages investeringerne i varmepumper at være noget højere.

Anlæg	År	Investering kr/Anlæg	Investering kr/MW _t	Fast D&V kr/MW _t	Var. D&V kr/MWh _t	Totalvirkningsgrad (COP)
Varmepumpe luft/vand	2010+	50.000	7.990.000	95.900		2,36
Varmepumpe jord/vand	2010+	67.500	10.780.000	63.900		3,29

Tabel 22: Teknologidata, varmepumper

4.4 Varmeproduktionsomkostninger

De oven for beskrevne økonomiske og tekniske forudsætninger for kollektive og individuelle varmeproduktionsteknologier er en vigtig forudsætning for beregning af de resulterende varmeproduktionsomkostninger. Derudover vil udviklingen af el- og brændselspriser samt omkostninger til eventuel udvidelse af fjernvarmenettet i det konkrete område have en væsentlig indflydelse på varmeproduktionsprisen på de forskellige teknologier. Sammenspillet imellem brændsels- og elpriser og de regionale forskelle på fjernvarmenettets udvidelsesomkostninger er der taget højde for i modelberegningerne i Balmorelmodellen. For at give et indledende og illustrativt indblik i konkurrenceforholdene imellem teknologierne er der dog her foretaget beregninger på varmeproduktionspriserne på baggrund af faste antagelser.

El- og brændselspriserne, som ligger til grund for beregningerne i dette afsnit er vist neden for.

⁶ COP er her angivet som årsnyttevirkning, dvs. den gennemsnitlige virkningsgrad i forhold til elforbruget.

kr/GJ	Marked- spris	Centralt værk	Decen- tralt værk	Individuel forbruger	Energi- og CO ₂ afgift	Afgiftsloft for fjern- varme	CO ₂ - kvoteom- kostning
Naturgas	70,4	72,5	78,5	93	64,8	56,7	13
Kul	26,4	27,2	27,2		70,6	56,7	22
Træflis	49,5	51	51		0	56,7	
Træpiller	73	75,2	75,2	122,7	0	56,7	
El	153			163	169	56,7	

Tabel 23. Brændselspriser for 2020 og afgifter for 2009. Elprisen er vist i kr/GJ og svarer til 550 kr/MWh. For elforbrug er der antaget et nettab på 6%, og CO₂-kvoteprisen er sat til 230 kr/ton.

Tabel 24 viser forudsætningerne og beregningerne for de forskellige varme-produktionspriser. Anlægsforudsætningerne svarer til de forudsætninger, der er introduceret i de forskellige afsnit oven for. For kraftvarmeanlæggene er det dog el- og varmeeffektiviteten i modtrykpunktet, der er angivet. Bio-massekraftvarmeværket antages at benytte træpiller som brændsel. Den viste investering i fjernvarmenet på 600 kr/GJ svarer til 2,2 mio. kr/GWh og kan relateres til de marginale udvidelsesomkostningskurver for fjernvarmenettet, som er vist på figur 9 og figur 10.

I energiomkostningerne indgår både udgifter til brændslet samt eventuelle indtægter fra elproduktionen.

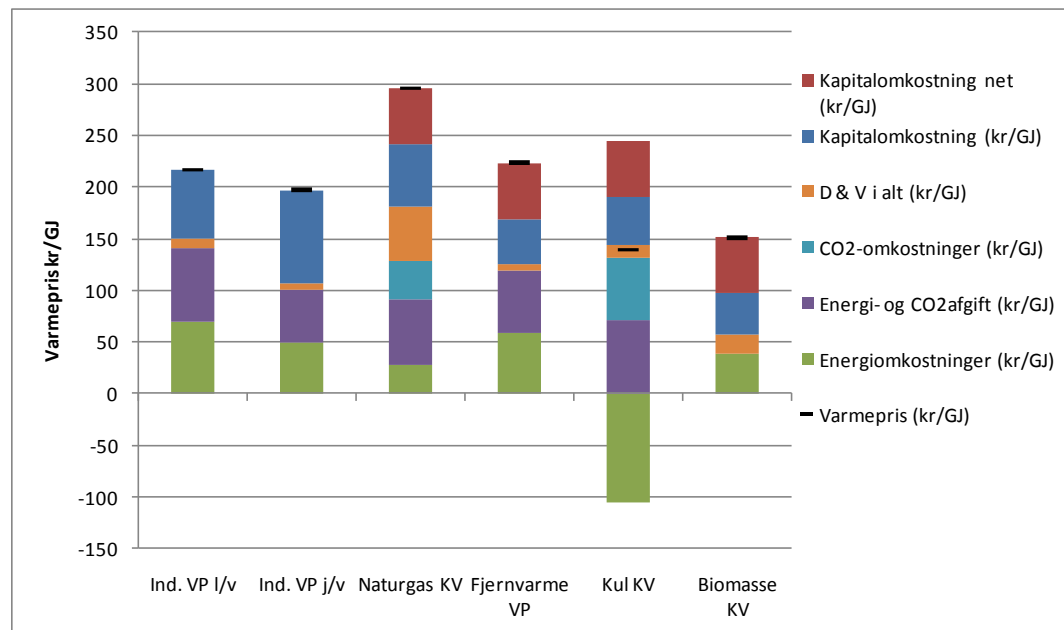
Det bemærkes endvidere, at der her forsimpelt antages den samme levetid for alle anlæg. I praksis kan især levetiden på de individuelle og decentrale anlæg være kortere, mens den typisk vil være lidt længere for centrale anlæg.

Teknologi	Individuel		Decentral		Central	
	Ind. VP l/v	Ind. VP j/v	Naturgas KV	Fjernvarme VP	Kul KV	Biomasse KV
Investering (kr)	50.000	67.500	8.020.000	5.730.000	9.630.000	10.420.000
Levetid (år)	20	20	20	20	20	20
Investering net (kr/GJ)	-	-	600	600	600	600
Levetid net (år)	30	30	30	30	30	30
Nettab fjernvarme (%)	0	0	0,2	0,2	0,2	0,2
Elvirkningsgrad	0,00	0,00	0,45	0,00	0,42	0,39
Varmevirkningsgrad	2,36	3,29	0,45	3,50	0,45	0,51
Fulldlastimer (timer/år)			4.000	4.000	6.000	6.000
Årlig varmeproduktion (GJ/år)	65	65	14.400	14.400	22.774	28.418
Fast D & V (kr/år)	600	400	361.100	8.900	128.400	200.600
Kapitalomkostning (kr/GJ)	67	90	61	43	46	40
Kapitalomkostning net (kr/GJ)	0	0	54	54	54	54
Energiomkostninger (kr/GJ)	69	49	27	58	-105	39
Energi- og CO2afgift (kr/GJ)	72	51	65	60	71	0
CO2-omkostninger (kr/GJ)			36		61	
D & V i alt (kr/GJ)	9	6	52	7	12	18
Varmepris (kr/GJ)	217	197	296	224	140	151
Varmepris uden afgifter (kr/GJ)	145	146	231	163	69	151

Tabel 24: Forudsætninger og beregninger for varmeproduktionsprisen. Bemærk at investeringen for individuelle anlæg er givet i kr./anlæg, mens den er givet i kr./MW_{el} for kraftvarmeanlæg, og i kr./MW_{varme} for rent varmeproducerende fjernvarmeanlæg.

Varmeproduktionsomkostninger fra et udvalg af de teknologier, der indgår i analyserne, er vist i nedenstående figur. Som det ses, er både den individuelle luft/vand-varmepumpe og den individuelle jord/vand-varmepumpe konkurrencedygtige i et decentralt område, hvor alternativerne er naturgasbaseret kraftvarme eller kollektive varmepumper. I et centralt område hvor alternativerne er kul- eller biomassebaseret kraftvarme står de individuelle varmepumper dog dårligere. Ændringer i for eksempel udvidelsesomkostningerne for fjernvarmenettet eller el- og brændselspriser kan dog have væsentlig indflydelse på konkurrenceforholdene.

Dette kan bruges til forståelse af modellens resultater i det følgende.



Figur 4. Varmeproduktionspris på forskellige teknologier

4.5 Forudsætninger i andre kilder

Indledende beregninger af varmemproduktionsprisen på forskellige teknologier i forrige afsnit illustrerer betydningen af de økonomiske forudsætninger. Det er derfor vigtigt, at se resultater af scenarieanalyser i lyset af de valgte forudsætninger og usikkerheden der er forbundet hermed. Dette gælder også ved sammenligning med resultater fra andre projekter, der analyserer Danmarks energiforsyning i fremtiden, og specielt Varmeplan Danmark, der ligesom dette projekt har fokus på fjernvarmens rolle i det fremtidige energisystem.

Det vurderes at forudsætninger for individuelle varmeanlæg er sat lavere i dette projekt end i Varmeplan Danmark. Dette gælder specielt jord/vand varmepumper, hvor investeringsomkostningerne ligger ca. 20 % under omkostningerne, der er antaget i varmeplan Danmark. Forskellen er endnu større for individuelle oliefyr. For varmepumper i fjernvarmenettet er forudsætningerne stort set de samme.

Generelt er der i dette projekt ikke antaget store teknologispring eller udviklinger indenfor investeringsomkostningerne. Dette er valgt for at undgå at modelberegninger bliver påvirket af meget usikre forudsætninger indenfor enkelte teknologier, som vil forvride de reelle konkurrenceforhold. Det er dog forsøgt at afspejle de væsentligste og nogenlunde sikre teknologiudviklinger.

5 Model og metode

Der er i projektet beregnet langsigtede scenarier for hele Danmark, med fokus på konkurrencen mellem fjernvarme og individuel opvarmning, samt på konkurrencen mellem teknologier og brændsler. Endvidere er der udarbejdet case-analyser hvor henholdsvis Ringkøbing Fjernvarme og Hovedstadens kraftvarmesystem er modelleret i større detalje. En vigtig ramme er antagelsen om et velfungerende internationalt marked for elektricitet, hvor Danmark er placeret imellem det store vandbaserede system i Norden, og det store termisk, A-kraft og efterhånden også vindbaserede system i Tyskland.

Fokus i Case-analyserne er tilrettelagt i samarbejde med referencegruppen. For Ringkøbing var det vigtigt at analysere forskellige investeringsmuligheder, herunder især i solvarme og varmepumper.

I Hovedstadsområdet er fokus lagt på at vurdere økonomien i brændselsskift på de centrale værker, værdien af varmen efter evt. brændselsskift (værdien af varmebesparelser), flaskehalse i transmissionsnettet samt værdien af at bruge fjernvarme til fjernkøling.

Hovedtilgangen i lands-scenarierne er at finde en langsigtet samfundsøkonomisk "optimal" udvikling med udgangspunkt i et teknologikatalog samt data om de eksisterende fjernvarmenet og potentialet for udvidelse. Hertil kommer antagelser om varmebesparelser, nettab, brændselspriser, CO₂ priser forrentning af kapital mv. Modellens valg af investeringer og driftsmønstre baseres på en samlet omkostningsminimering. Dette svarer teoretisk set til central planlægning med perfekt viden om fremtiden, eller til decentrale beslutninger under perfekte markedsrammer.

5.1 Modeludgangspunktet

Modelberegningerne er gennemført med Balmorel modellen, som er en markedsmodel, der anvendes til analyse af sammenhængende el- og kraftvarmemarkeder. 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. I hovedberegningerne anvendes modulet til at bestemme udviklingen i el- og varmemarkeder ud fra, hvad der er samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssigt. Det vil sige at aktørerne i disse ikke fortager

beslutninger på basis af brugerøkonomi, men på basis af samfundsøkonomi (excl. afgifter).

Der er desuden i ét af 2025-scenarierne (Reguleringsscenarioet) lavet kørsler ud fra en selskabsøkonomisk optimering, hvor aktørerne antages at tage højde for eksisterende afgiftsstrukturer i deres beslutninger vedrørende både investering og drift.

Den geografiske afgrænsning i modelkørslerne på elsiden er Norden (Danmark, Norge, Sverige og Finland) samt Tyskland. Landene er opdelt i regioner, som er adskilt med transmissionsbegrænsninger.

Tidshorisont og detaljeringsgrad

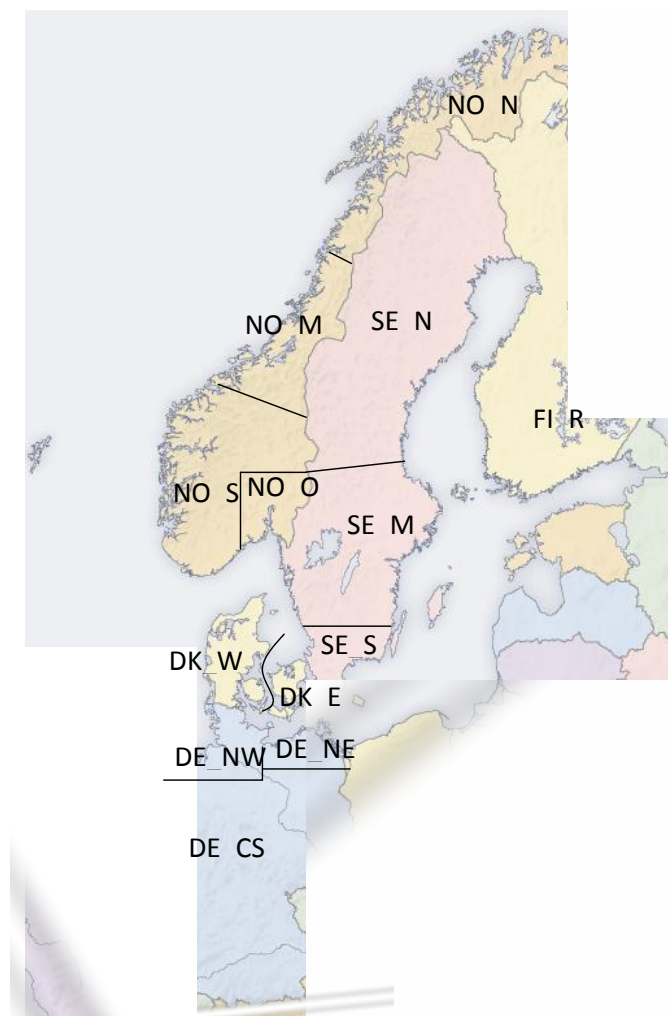
Scenarieberegningerne er udført for årene 2010, 2015, 2020 og 2025, hvoraf endogene investeringer er tilladt i beregningsårene 2015, 2020 og 2025. Investeringer frembragt ved disse scenarieberegninger fortolkes som gradvist udmøntet i den mellemliggende periode. Dvs. investeringer i 2015 bliver gradvist indfaset i 2011-2015 og så fremdeles. Hvert år inddeles i 26 14-dagesintervaller, som hver underinddeles i fem tidssegmenter, der repræsenterer udviklingen i løbet af hver uge.

Afgrænsning af energisystemet

Energisystemet opstilles under hensyntagen til:

- Efterspørgsel på el og varme,
- Tekniske egenskaber af den eksisterende (tilbageværende) el- og varmeproduktionskapacitet,
- Eksisterende fjernvarmesystemer (decentrale systemer dog i aggregert form),
- Eltransmissionsforbindelser mellem landene, samt visse interne flaskehalse.

I modellen er der fokus på beregninger for det danske energisystem. Modellen indeholder dog også en repræsentation af det øvrige nordiske og det tyske elsystem – se figuren nedenfor.



Figur 5. Opdelingen af energisystemet i Norden og Tyskland. Danmark, Sverige og Norge er opdelt i forhold til de væsentligste flaskehalse i elsystemet. Finland er modelleret uden interne flaskehalse. I Tyskland er kun de væsentligste flaskehalse medtaget - set med udgangspunkt i det nordiske system.

Ovenstående figur viser opdelingen af det nordiske og det tyske elsystem i modellen. Danmark består af to "elregioner" (DK_E og DK_W). Disse er underopdelt i 7 centrale områder, 11 decentrale områder, 2 rene fjernvarmeområder og 23 individuelle områder. De øvrige lande er ikke ligeså fint opdelt på varmesiden, og deres fulde marked for opvarmning er heller ikke repræsenteret.

5.2 Varmeatlas

For at få præcist overblik over potentialet for at skifte forsyningsform imellem individuel varmforsyning og fjernvarme og valg af brændsel og teknologi for ethvert givet område i landet, er der udviklet et *varmeatlas*.

I dette afsnit beskrives kort udviklingen af dette varmeetlas, som indgår som beregningsgrundlag for Balmorel-modellens områdefgrænsning af fjernvarmeforsyningen i Danmark.

Varmeetlasset bruges til at lave overslag af omkostningerne for at tilslutte bygninger til eksisterende fjernvarme eller etablere nye fjernvarmenet, afhængigt af den eksisterende forsyningsform, varmeforbruget i nærområdet, og afstanden til eksisterende fjernvarmesystemer. Varmeetlasset er desuden egnet til at gennemføre geografiske analyser af potentialet for at skifte forsyningsform (naturgas til fjernvarme), forsyningsteknologi (fjernvarme til kraftvarme) eller brændsel (naturgas til biomasse) for ethvert givet område i landet.

I varmeetlasset specificeres nettoopvarmningsbehovet (rumopvarmning og varmt vand) efter bygningernes opvarmningsform og topografisk beliggenhed i forhold til den kollektive forsyningsform og det Balmorel-område, bygningerne ligger i. Potentialet for etableringen af nye fjernvarmeområder opgøres som det kumulative varmeforbrug og de marginale omkostninger i form af forsyningskurver (udbudskurver).

Systemet er oprindeligt blevet skitseret i EFP-projektet "Informationssystemer i energiplanlægningen" (EFP 1997), og siden blevet videreudviklet ved Aalborg Universitet. Der foreliggende Varmeetlas er blevet udviklet i forbindelse med analyser på landsplan i projektet Varmeplan Danmark for DFF's F&U-konto.

BBR-udtræk, varmeforbrugsmodel, varmeplandata

Varmeetlasset er baseret på et landsdækkende udtræk af Bygnings- og Boligregisteret (BBR) fra marts 2006, som beskriver hele den danske bygningsmasse efter fysiske egenskaber, administrative forhold og ejerskab.

Varmeforbrugsmodellen er baseret på en model, som er blevet udviklet ved SBI. Modellen nyttiggør oplysninger fra energiattester for den eksisterende bygningsmasse, hvilke supplerer BBR med en række oplysninger, som ikke findes i registeret. SBI-modellen, som kun omfatter boligsektoren, er suppleret med en model udarbejdet på DTU for beregningen af varmeforbruget i handel, service, industri og landbrug. Nettovarmeforbruget fra Energistatistikken 2006 er brugt til validering af energiatlassets beregnede varmeforbrug i bygningerne.

På Energistyrelsens hjemmeside findes et offentligt tilgængeligt Internet-GIS med geografiske data, herunder kort over 5.203 energidistrikter, som hver især har forsyningsform, en tilknyttet forsyningsteknologi og en række andre oplysninger angivet. Balmorel-områderne er blevet geokodet ved hjælp af en

tabel med fjernvarmenumrene i hvert Balmorel-område, som blev relateret til Energistyrelsens kort over landets fjernvarmesystemer.

Resulterende omkostningskurver

Anlægsomkostningerne beregnes for hver bygning ud fra geografiske variable som bygningens varmebehov, bebyggelsesformen samt afstanden til nærmeste eksisterende fjernvarmenet. Det ønskede resultat er forsyningskurver for ny fjernvarme, hvor det kumulative fjernvarmepotentiale sættes i forhold til de kumulative eller de marginale omkostninger for udbygningen af fjernvarmenet.

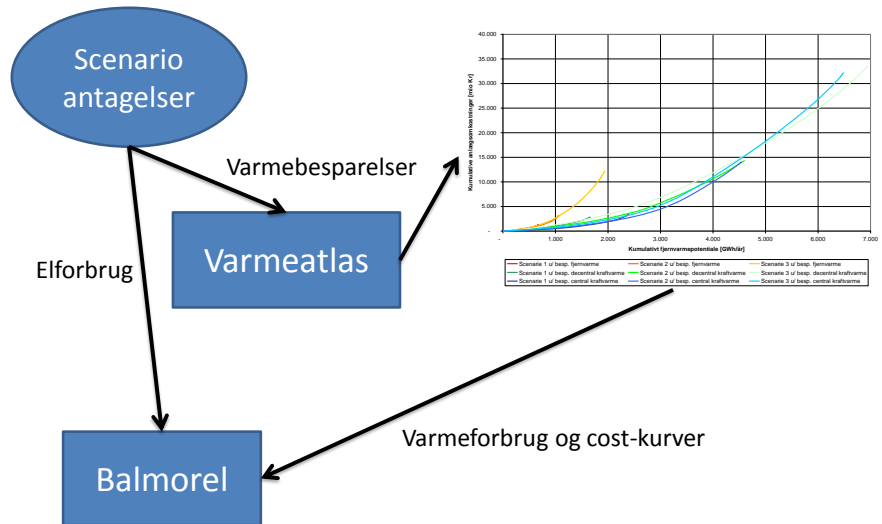
5.3 Modeludvikling: Udvidelser af fjernvarmenet

Varmeatlasset anvendes således til at lave overslag af omkostningerne ved at tilslutte bygninger til eksisterende fjernvarme eller etablere nye fjernvarmenet - afhængigt af den eksisterende forsyningsform, varmekonsumet i nærområdet, og afstanden til eksisterende fjernvarmesystemer.

Potentialet for etableringen af nye fjernvarmeområder opgøres som nævnt som det kumulative varmekonsum og de marginale omkostninger i form af forsyningskurver (udbudskurver). Forsyningskurverne tolkes således, at de specifikke omkostninger stiger med det udnyttede potentiale, hvilket kan bruges til at etablere en sammenhæng mellem investeringer i fjernvarme og fjernvarmepotentialet.

Netudvidelser modelleres i samspil med varmeetlasset. Samspillet imellem varmeetlasset og Balmorel er vist på nedenstående figur.

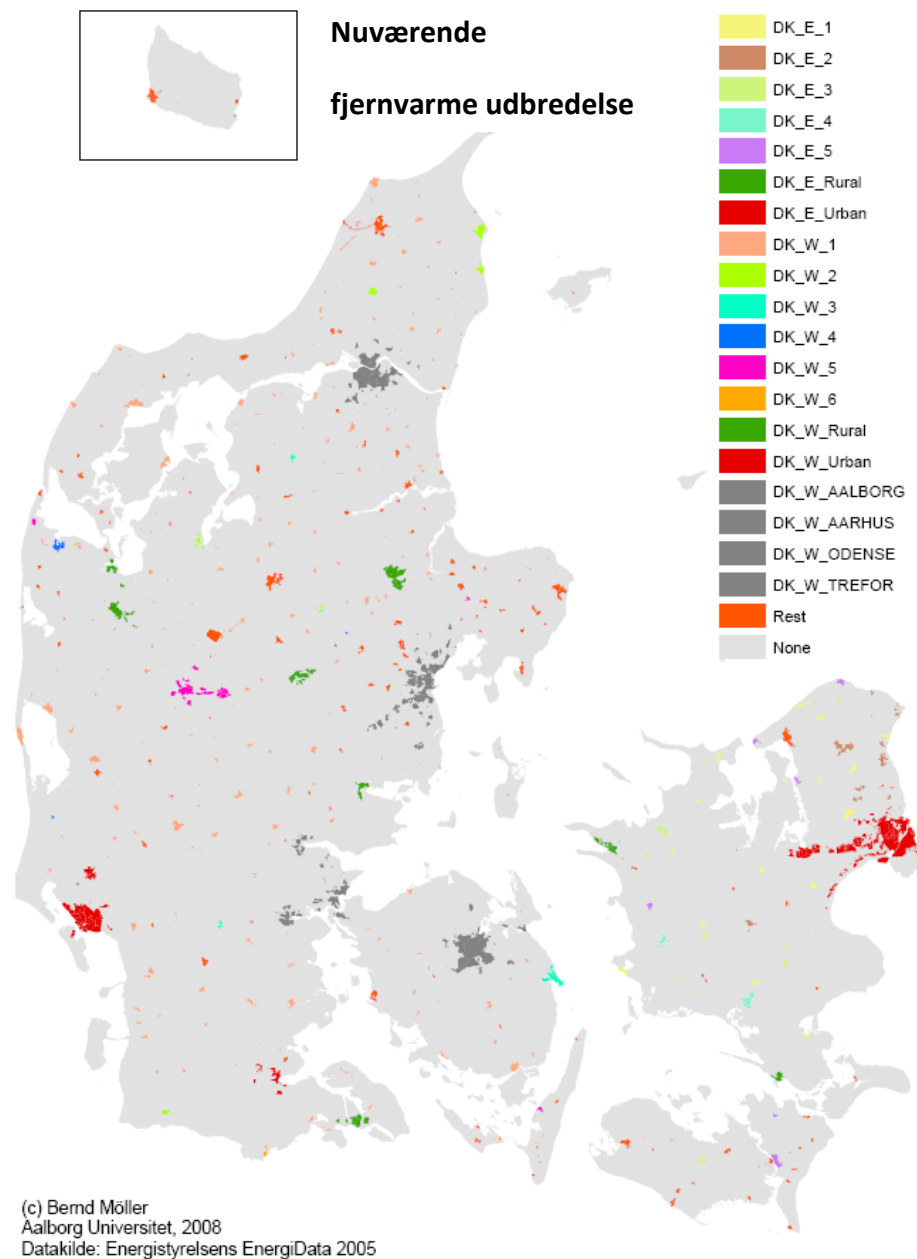
Data til beregningsmodellen



Figur 6. Datastrømme i beregningsmodellen.

I scenarierne antages forskellige niveauer for varmebesparelser, som giver input til varmeetlasset, hvor disse data omsættes til varmeforbrug og omkostningskurver for udbygning af fjernvarmen (jo længere ud fjernvarmen udvides, jo dyrere bliver det). Dette giver igen input til Balmorel.

Den følgende illustration viser fjernvarmens udbredelse i dag, samt indikerer aggregeringen af fjernvarmenet i Balmorel datasættet. Fjernvarmenettene er ved aggregeringen samlet i grupper af fjernvarmesystemer af samme type m.h.t. størrelse, teknologi og brændsel.



Figur 7: Udbredelse af fjernvarme i dag.

Aggregeringen af fjernvarmenet i Balmorel datasættet beror hovedsageligt på følgende kriterier:

Østdanmark:

- **DK_E_1:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra mindre naturgasfyrede kraftvarmeanlæg.

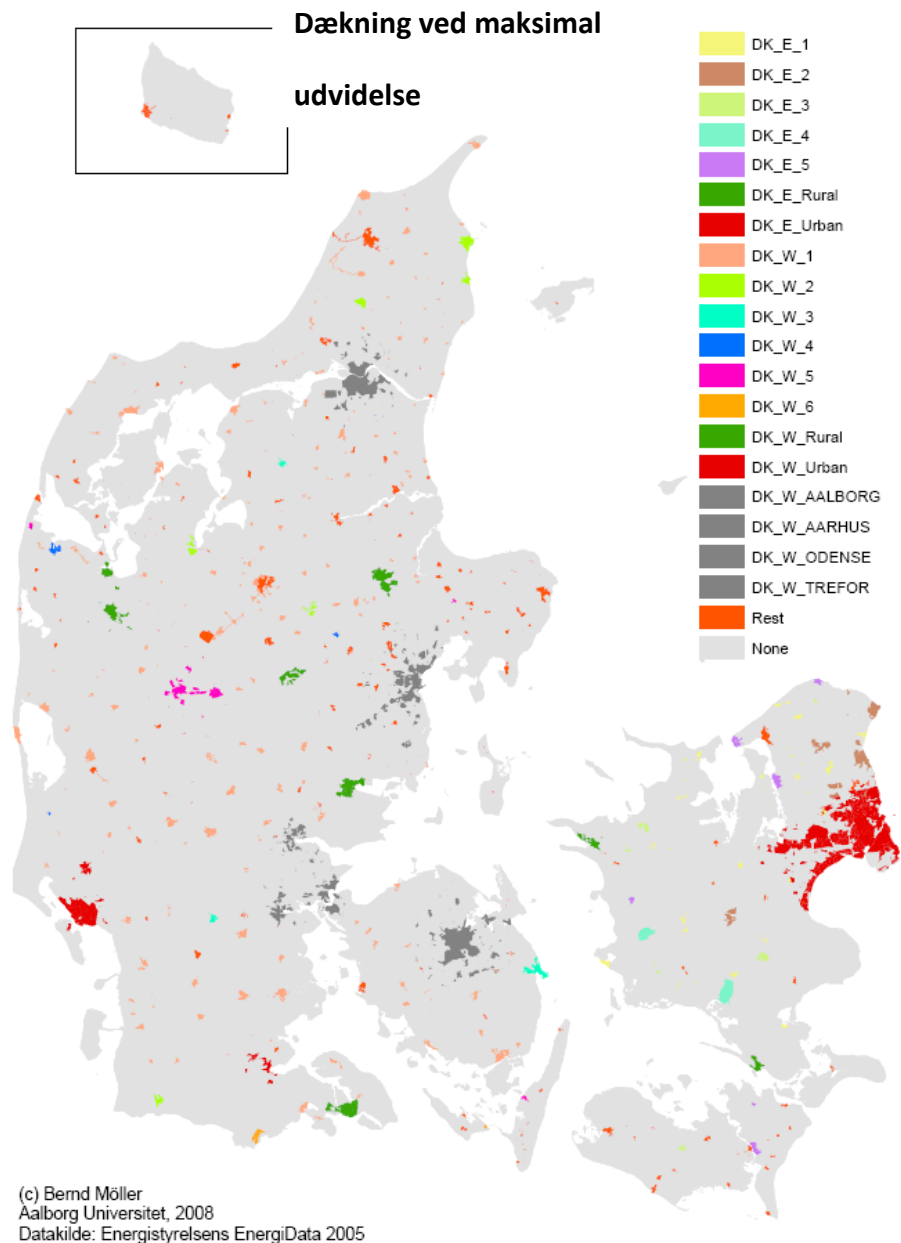
- **DK_E_2:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra større naturgasfyrede kraftvarmeanlæg.
- **K_E_3:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra biomassefyret kraftvarmeanlæg.
- **DK_E_4:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra affaldsfyret kraftvarmeanlæg.
- **DK_E_5:** Decentrale eller industrielle varmesystemer med anden kraftvarmeforsyning.
- **DK_E_Urban:** Hovedstadsområdet.
- **DK_E_Rural:** Øvrige områder med centrale kraftvarmeforsyning.
- **Rest:** Decentrale fjernvarmesystemer uden kraftvarmeforsyning

Vestdanmark:

- **DK_W_1:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra mindre naturgasfyrede kraftvarmeanlæg.
- **DK_W_2:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra større naturgasfyrede kraftvarmeanlæg.
- **DK_W_3:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra affaldsfyret kraftvarmeanlæg.
- **DK_W_4:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra biomassefyret kraftvarmeanlæg.
- **DK_W_5:** Decentrale fjernvarmesystemer der i dag har hovedforsyning fra biomassefyret kraftvarmeanlæg.
- **DK_W_6:** Decentrale eller industrielle varmesystemer med anden kraftvarmeforsyning.
- **DK_W_Aalborg:** Kraftvarmesystemet omkring Aalborg.
- **DK_W_Aarhus:** Kraftvarmesystemet omkring Århus.
- **DK_W_Odense:** Kraftvarmesystemet omkring Odense.
- **DK_W_Trefor:** TVIS.

- **DK_W_Urban:** Andre centrale kraftvarmeforsyningsområder.
DK_W_Rural: Større decentrale kraftvarmeforsyningsområder med bl.a. affaldsforbrænding.

Dette datasæt er udvidet til at dække varmeforbruget som vist på nedenstående figur, hvor forskellen imellem de to er muligheden for udvidelser af fjernvarmenettene, samt fortætning af eksisterende net.



Figur 8: Dækning med fjernvarme ved maksimal udvidelse.

Balmorel er videreudviklet, så investeringsmodulet også kan anvendes i forbindelse med beslutninger inden for fjernvarmen. Modellen kan således foretage investeringer i nye fjernvarmeteknologier samt udvide fjernvarmeområder baseret på kurverne for marginale udvidelsesomkostninger. Datagrundlaget er hermed også udvidet, således at hele det danske varmemarked indgår i modellens varmeområder. Den anvendte metodik adskiller sig fra flere tidligere studier ved, at der ikke foretages et forudbestemt niveau af fjernvarmetudvidelser. Derimod vurderer modellen, hvor langt det kan betale sig at gå i udvidelse og fortætning af fjernvarmenet i en samlet betragtning, hvor der indgår:

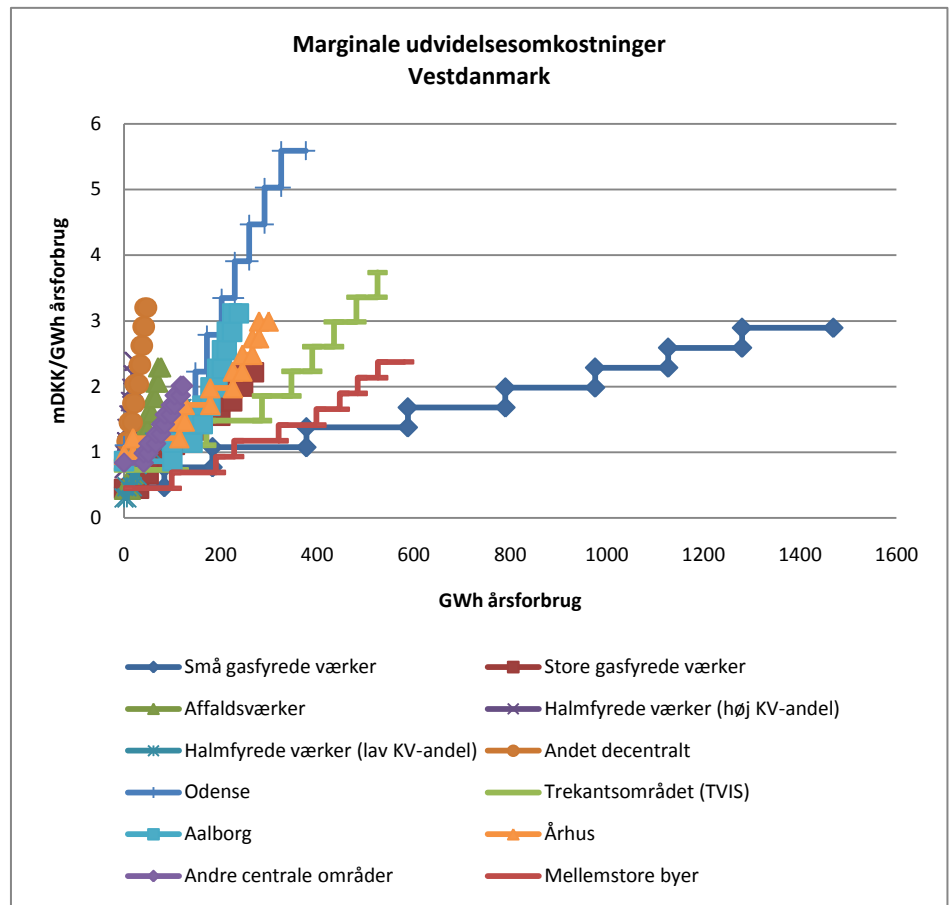
- muligheden for at optimere anvendelsen af eksisterende teknologier, herunder både individuelle teknologier og fjernvarmeteknologier;
- muligheden for at investere i ny teknologi i både den individuelle forsyning og i fjernvarmeforsyningen; samt
- muligheden for at flytte grænsen imellem hvad der forsynes individuelt, og hvad der forsynes med fjernvarme.

Det varmeforbrug, der i udgangspunktet er forsynet individuelt, er defineret ud fra en nærhed til et fjernvarmenet. Forbruget er således modelmæssigt placeret i en række områder med den særlige status, at der ikke kan etableres fjernvarmeforsyningskapacitet i selve området, men den kan trækkes fra det tilstødende område. Disse områder er en kombination af mulig fortætning inden for, hvad der i dag planmæssigt set er et fjernvarmeområde, områder der grænser op til fjernvarmeområdet, og sidst, områder der ligger inden for en maksimal afstand på 1 km fra fjernvarmområdet.

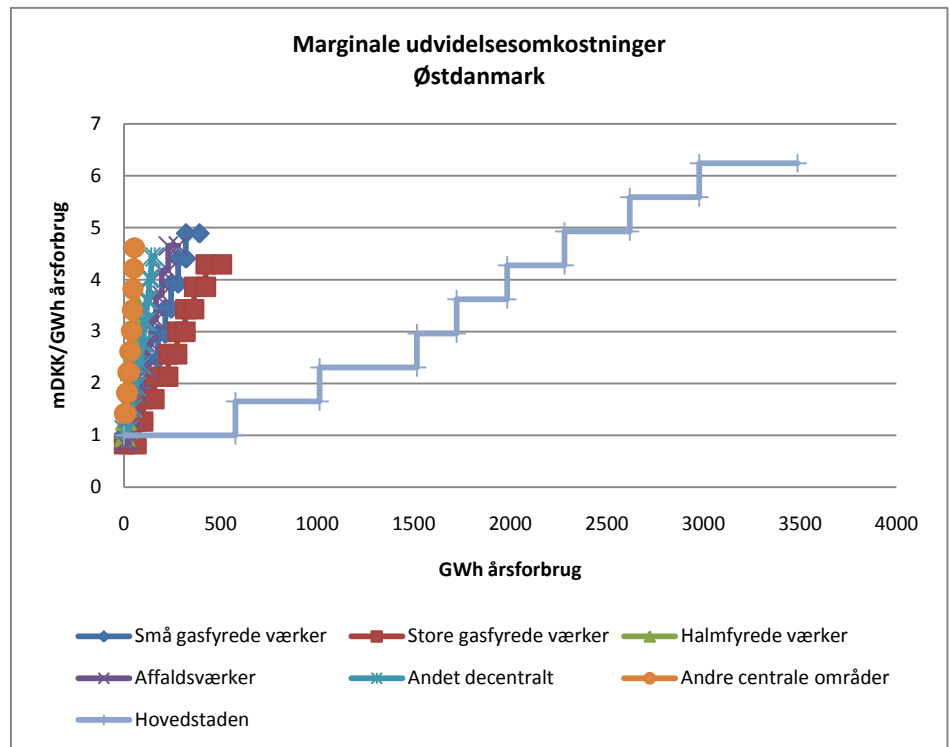
Marginale udvidelsesomkostninger for fjernvarmenettet

For at de beskrevne omkostninger kan indgå i modelberegningerne, er de omregnet til marginale udvidelsesomkostninger vha. varmeetlasset, som for de konkrete områder tager hensyn til afstand og omkostningsniveau.

De herved fremkomne marginalomkostningskurver er delt op på de forskellige produktionsformer i de respektive områder. Der fremkommer således én kurve for alle områder, der er forsynet af små gasfyrede værker, én kurve for alle områder der er forsynet af affaldsværker osv. Marginalomkostningskurverne er bagefter diskretiseret i konstante intervaller for at kunne indgå i en sammenhæng med Balmorel modellen. Igennem denne proces er følgende trappekurver fremkommet.



Figur 9. Marginale udvidelsesomkostninger til fjernvarmenettene i Vestdanmark. Fjernvarmeområderne er grupperet efter fjernvarmeproduktionsformen, men dette er en ren geografisk opdeling.



Figur 10. Marginale udvidelsesomkostninger til fjernvarmenettene i Østdanmark. Fjernvarmeområderne er grupperet efter fjernvarmeproduktionsformen, men dette er en ren geografisk opdeling.

I kapitel 4 er gennemgået de forudsætninger, der er gjort m.h.t investeringsomkostninger i stikledninger, gadenet og brugeranlæg.

For ekspansion af fjernvarmen ud fra det eksisterende område (dvs. alt andet end fortætning) er yderligere tilføjet et afstandsafhængigt transmissionselement. Der indgår som nævnt ikke varmetab i ledningerne, men dette indgår særskilt i Balmorel implementeringen.

Med denne udvikling af modellen er der for de områder, der repræsenterer byggeri, der i dag er opvarmet fra individuelle kilder, følgende muligheder for opvarmning fremover, som vist i omstående oversigt.

Mulig varmforsyning til byggeri, der i dag er individuelt forsynet

Eksisterende forsyning:	Der er indlagt eksogen forsyningskapacitet fordelt på individuelle naturgasfyr og oliefyr. Den eksogene kapacitet nedskrives lineært på 15 år, som antages at være levetiden af et naturgas-, eller oliefyr.
Nye individuelle forsyningskilder:	Det er muligt at installere enten nyt olie- eller naturgasfyr. Naturgas dog kun op til den nuværende installerede kapacitet, da det er fravalgt at regne på fortætning af naturgasnet eller udlægning af naturgasnet til nybyggeri. Alternativt kan der installeres individuelle varmepumper, enten luft til vand eller jord til vand systemer.
Fjernvarme	Der kan investeres i forbindelse til det nærliggende fjernvarmesystem. På det nærliggende værk kan der så installeres nye kraftvarmeanheder, varmekedler, varmepumper og varmelagre.

Figur 11: Mulig varmforsyning i byggeri, der i dag er individuelt forsynet.

Datagrundlaget på de individuelle områder har ikke været tilstrækkeligt detaljeret til, at det har været muligt at adskille byggeri med individuelle træpileovne eller elvarme fra individuelle oliefyr.

Der ses ikke på scenarier i 2025, hvor fjernvarmforsyningen afvikles i de områder, hvor den allerede er etableret.

6 Scenarier for den samlede danske fjernvarmeforsyning 2025

6.1 3 scenarier for Danmark 2025

Der er i det følgende opstillet 3 scenarier for udviklingen frem til 2025. I modelanalyserne indgår hele det nordiske (bortset fra det islandske) og tyske el- og kraftvarmesystem. I Danmark indgår desuden fjernvarmesystemer uden kraftvarme samt individuel opvarmning.

Grundscenarie

I dette scenarie fastholdes målsætningen om, at Danmark skal have en VE-andel på 30 % af det endelige energiforbrug inden år 2020. Desuden skal Danmark implementere energibesparelser svarende til 20 % reduktion i det endelige energiforbrug senest i år 2020.

Besparelsesscenarie

I Besparelsesscenariet forudsættes, at der gennemføres reduktion af varmebehovet på 45 % i 2025.

Reguleringsscenarie

Reguleringsscenarie er en variant af Grundscenariet. Der regnes på samme forudsætninger som i Grundscenariet - men inklusiv afgifter og tilskud. Formålet er, at vurdere betydningen af den gældende afgifts- og tilskudslovgivning på udbredelse af fjernvarmenettene samt på valg af varmeproduktionsteknologier både kollektivt og individuelt.

Perspektivscenarie 2050

Sidst i rapporten ses der på et Perspektivscenarie for 2050, hvor el- og fjernvarmesystemet er underlagt en målsætning om, at CO₂-udledningen skal reduceres til en tiendedel af niveauet i 1990. I scenariet er hele det nuværende el- og varmeproduktionssystem udskiftet. Det nuværende fjernvarmenet er som udgangspunkt bevaret, og modellen afgør, om fjernvarmen skal udvides eller om den individuelle forsyning overtager fjernvarmeområderne.

6.2 Forudsætninger i 2025-scenarierne

Brændselspriser og resurser

Der anvendes Energistyrelsens seneste brændselsprisforudsætninger fra maj 2009. Disse tager udgangspunkt i det Internationale Energiagenturs (IEA) publikation World Energy Outlook 2008 for så vidt angår forudsætninger for olie-, gas- og kulpriser. For biomasse har Energistyrelsen fået udarbejdet en konsulentanalyse til at fastlægge priserne, da IEA ikke fremskriver priser på biomasse.

Der antages de samme brændselspriser i alle lande, med undtagelse af naturgas. For naturgas antages, at prisen er 10 % lavere i Norge end i Danmark, og at prisen i Sverige er 10 % højere end i Danmark.

I modellen er der anvendt differentierede transporttillæg for visse brændsler afhængigt af, om disse leveres til et centralt kraftvarmeværk, et decentralt kraftvarme- /fjernvarmeværk eller på husstands niveau. Disse transporttillæg er antaget at være omkostningsægte.

Kr./GJ	Leverandør	Centralt værk	Decentralt værk	Individuelle forbrugere
Kul	25,2	25,7		
Naturgas	71,2	74,4	80,5	94,7
Fuelolie	145,2	83	95,6	
Gasolie/fyringsolie	81,3	146,9	158,6	166,9
Halm	35,1	47,5	51,7*	
Træflis	41,2	51,7	51,7	
Halmpiller	80,1	85,7		
Træpiller	75,8	75,8	84,2	121,5

Tabel 25: Brændselspriser i modellen, 2025. NB: Brændselspriserne er angivet i 2007-priser. *I beregningerne i Balmorel-modellen er der fejlagtigt antaget en for høj halmpris på decentrale værker, som derfor ser højere end på centrale værker. Den rigtige pris ifølge kilden ligger under prisen på de centrale værker på 43,4 kr/GJ.

Modellen har som nævnt mulighed for at investere i ny el- og varmeproduktionskapacitet. For visse brændsler og teknologier, fx vindkraft og indenlandsk biomasse, er der indlagt resurse-mæssige begrænsninger. Nedenstående tabel viser potentialerne for anvendelse af indenlandske affalds- og biomasseres-

sourcer. Modellen indeholder på tilsvarende vis potentialer for de øvrige lande i modellen.

Antagelse om øvre grænse på visse indenlandske energiresurser	PJ
Halm	36
Biogas	35
Flis	18
Affald	43

Tabel 26: Anvendte brændselspotentialer – indenlandske resurser.

Der er anvendt et potentiale for anvendelse af biogas, men ikke en brændselspris, idet biogassen vurderes at være et affaldsprodukt. Investeringer, drift og vedligehold af biogasanlæg og kraftvarmekapacitet er håndteret som integrerede produktionssystemer. Dermed er omkostningerne forbundet med produktionen af biogas afspejlet i teknologien. Resursebegrænsningen tilfører et eventuelt knaphedselement til biogasprisen.

Den totale indenlandske biogasresurse på ca. 35 PJ antages at være tilgængeligt for modellen. Det kan diskuteres, om det i praksis vil være muligt at installere biogasproduktionskapacitet til at håndtere dette potentiale frem til 2025. Det er dog antaget her.

Maksimal vindkapacitet	MW
Danmark	7.638
Onshore Østdanmark	722
Onshore Vestdanmark	2.778
Offshore Østdanmark	1.766
Offshore Vestdanmark	3.360
Finland	12.100
Norge	14.000
Sverige	18.000
Tyskland	64.500

Tabel 27: Grænser for vindkraft, der kan installeres, 2025.

De anvendte potentialer for vindkraftudbygning er ikke nødvendigvis udtryk for den maksimale resurse, men det er anvendt som en øvre grænse for, hvad det vurderes realistisk at kunne installere inden 2025.

Afgifter og tilskud

I dette afsnit beskrives de afgifter, der er anvendt i modellen. Afgifterne omfatter energi- og CO₂-afgifter (kun for varmeproduktion), CO₂-kvotepris (for hele brændselsforbruget), SO₂- og NO_x-afgifter samt elproduktionstilskud.

Kun i Reguleringsscenarioet regnes med energi- og CO₂-afgifter. Det er her taget udgangspunkt i lovforslag om ændring af afgifter (L207), som blev vedtaget 29. Maj 2009. Dette indebærer bl.a., at energiafgifterne stiger, og at alle centrale kraftvarmeanlæg skal anvende en afgiftsmæssig varmekoefficiensgrad på 125 %. I følgende tabel er opgjort de anvendte afgiftssatser (energi og CO₂) henholdsvis den fulde afgift på inputsiden, afgiften på varmesiden der betales ved kraftvarme, og afgift på kedler i forbindelse med kraftvarme.

	Energi og CO ₂ afgift for ren varmeproduktion (kr./GJ input)	Afgift på varmeprodukti- on fra KV-anlæg (kr./GJ varme)	Grænse for tilbagebeta- ling til energi og CO ₂ afgift på kedler, hvor ejeren besidder KV-anlæg (kr./GJ varme)
Gas	64,8	51,9	56,7
Kul	70,6	56,5	56,7
Fuelolie	68,4	54,7	56,7
Gasolie	67,3	53,9	56,7
El	169,0		56,7

Tabel 28: Energi og CO₂ afgifter anvendt i Reguleringsscenarioet. Afgifterne er angivet i 2009-priser

Der regnes med, at elpatronloven fortsættes, således at afgiften på kedler i kraftvarmeområder og el anvendt til varmeproduktion i kraftvarmeområder nedsættes til et maksimum på 56,7 kr./GJ. I individuelt forsynede områder gælder elpatronloven ikke, og den høje afgift anvendes (første kolonne i tabellen ovenfor).

I alle tre scenarier anvendes en CO₂-pris på 230 kr./ton.

Der regnes med afgifter på SO₂ og NO_x for alle brændsler og anlæg i Danmark og udlandet. Afgifterne er henholdsvis 10 kr./kg SO₂ og 5 kr./kg NO_x svarende til de nuværende danske afgifter.

Emissionerne af SO₂ og NO_x er i høj grad teknologiafhængige. For de større kraftværker anvendes anlægsspecifikke data, mens der for mindre værker og individuel opvarmning anvendes generelle faktorer.

Der anvendes de samme afgiftssatser i de øvrige lande i modellen. Dette gøres for at lette resultatfortolkningen, da det er valgt ikke at sætte fokus på SO₂- og NO_x-emissioner og dere skadevirkninger i denne analyse. Partikelforurening er ikke værdisat i modellen.

For Danmark indregnes i Regulerings-scenariet elproduktionstilskud til vedvarende energi. Der anvendes et elproduktionstilskud på 15 øre/kWh til el produceret på biomasse samt et tilskud til elproduktion fra vindmøller (25 øre/kWh i et begrænset antal fuldlasttimer). For biogas regnes med et produktionstilskud på 40 øre/kWh, der dog er begrænset i timer med høje elpriser, således at den samlede afregning ikke overstiger 80 øre/MWh. Elproduktionstilskuddene reguleres i beregningerne med inflationen, dvs. de er konstante i faste priser.

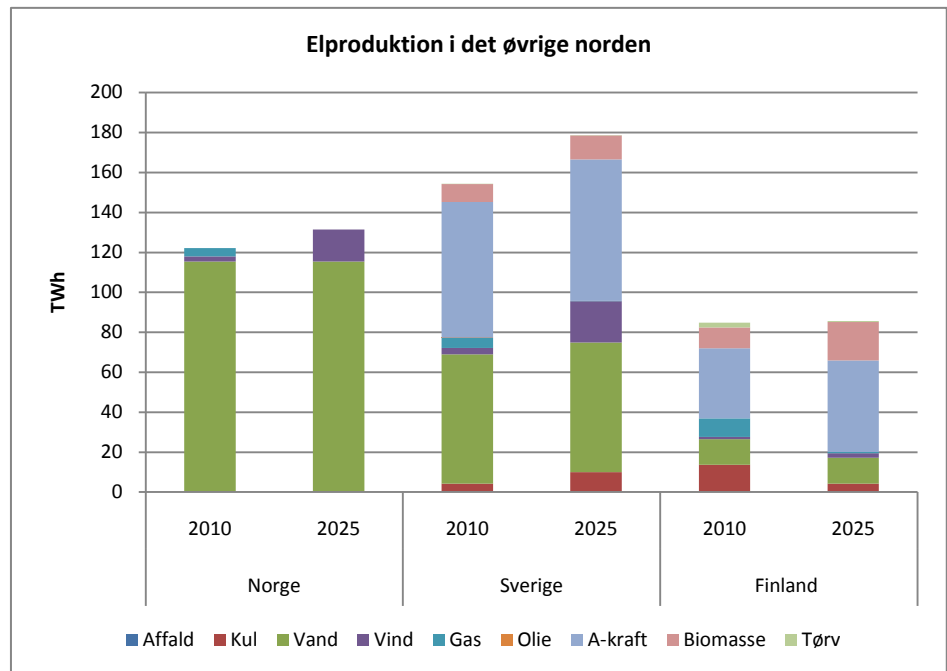
Der er ikke i beregningerne taget særligt hensyn til treledstariffen for anlæg under 5 MW_{el}. Disse anlæg antages således modelmæssigt at agere på markedsvilkår.

CO₂ kvoteprisen på 230 kr./ton gælder i alle lande i alle 2025-scenarier. Endvidere regnes som nævnt med, at skadesomkostningerne på NO_x og SO₂ er internaliseret i Danmarks nabolande for at lette fortolkning af de indenlandske resultater. Der anvendes samme skadesomkostningsestimater som i Danmark, selvom de eksterne skadesomkostninger for NO_x og SO₂ i realiteten er stedspecifikke.

6.3 Resultater: Udviklingen i det omgivende elsystem

For at forstå udviklingen på især elsiden, er det nødvendigt at se hvilke bevægelser, der sker i de omkringliggende systemer. Der er i den sammenhæng kun små forskellige imellem Grundscenariet og de andre scenarier. Derfor vises kun Grundscenariet her.

Elproduktionen i det øvrige Norden er angivet på figuren herunder.



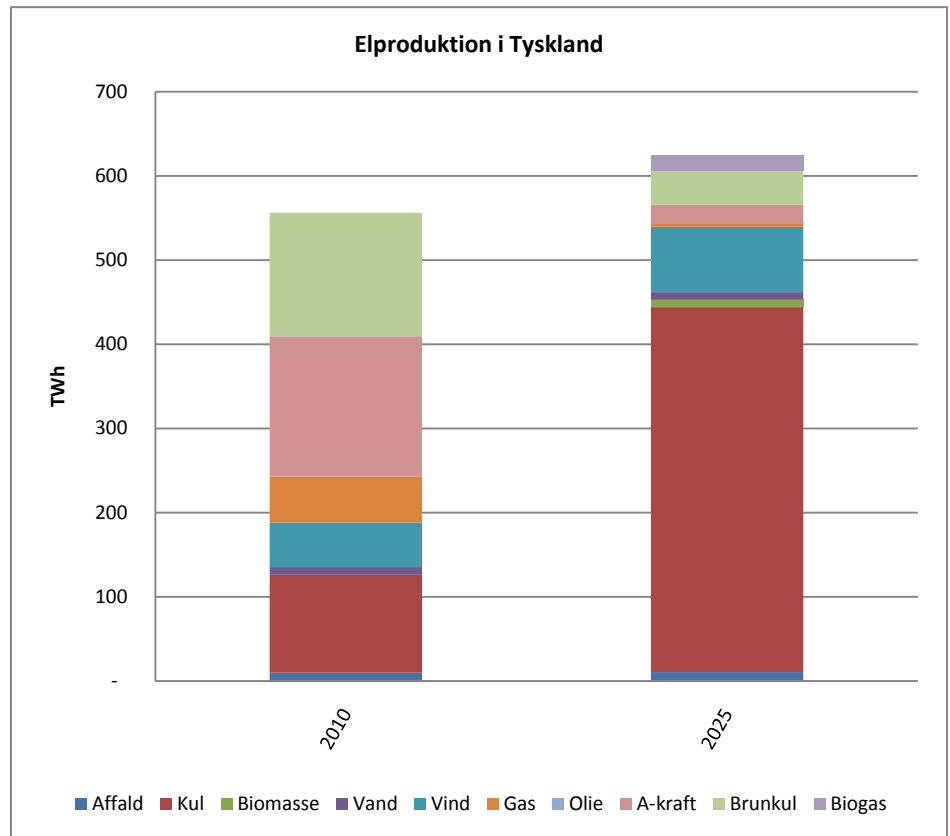
Figur 12: Udviklingen i elproduktion i norden.

For Danmarks nabolande anvendes generaliserede antagelser for skrotningforløbet. I de nordiske lande forudsættes en årlig nedskrivning af den termiske produktionskapacitet på 3 % - og i Tyskland en forventet levetid af de termiske produktionsanlæg på 40 år. Der foretages ikke en nedskrivning af vandkraftproduktionskapaciteten i vore nabolande. Atomkraftværkerne i Tyskland antages at blive udfaset gradvist, mens Sverige fastholder sin atomkraft. Det er kun muligt at investere i ny atomkraft i Finland, og den øvre grænse for nye investeringer er sat til 1.600 MW (ét nyt værk udover det, der bygges i øjeblikket).

MW el	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Biogaskraftvarme	229	2,243		465	2,937
Kul		52,366		1,525	53,891
Kondensværker		45,050			45,050
Udtagskraftvarme		7,316		1,525	8,841
Kollektive varmepumper (MW varme)	2,217		402		2,619
Naturgasvarmekedler			58		58
A-kraft	1,600				1,600
Halm	1,275	3,139		1,117	5,530
Halmkedel	30				30
Decentral kraftvarme				201	201
Udtagskraftvarme	1,244	3,139		916	5,299
Vind		11,234	4,511	6,751	22,496
Træflis	819	1,242			2,060
Kondensværker	819				819
Udtagskraftvarme		1,242			1,242
Træpiller	86				86
Udtagskraftvarme	86				86
Varmelagre (MWh varme)	5,292	12,281	4,457	77,749	99,779

Tabel 29: Investeringer i el og varmeproduktionskapacitet i Grundscenariet

På nedenstående figur ses udviklingen i elproduktionen i Tyskland.



Figur 13: Elproduktion i Tyskland i Grundscenariet.

I Tyskland er det antaget, at a-kraft udfases efter 40 års levetid. Dette er en længere tidshorisont, end den nuværende politiske aftale tilsiger, men er her subjektivt valgt som et praktisk kompromis baseret på det forhandlingsoplæg som tysk energiindustri har fremlagt.

6.4 Resultater af de 3 scenarier: Udviklingen i Danmark

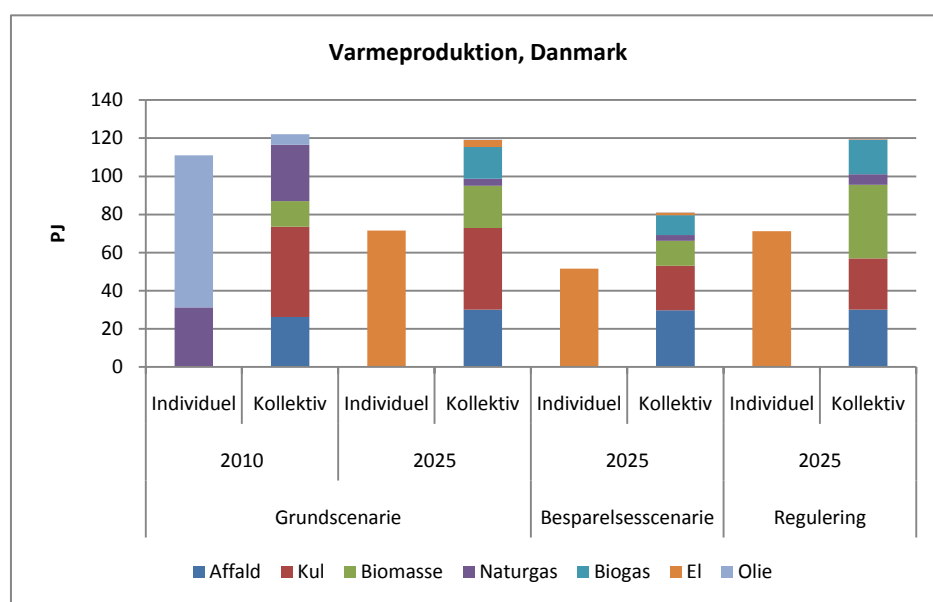
I det følgende beskrives resultaterne af analyserne af de 3 scenarier.

Grundscenariet baserer sig i hovedtræk på en udvikling karakteriseret ved en videreførelse af det eksisterende energisystem ud fra en optimering af nye investeringer med samfundsøkonomiske brændselspriser. I Besparelsscenariet realiseres som nævnt en 45 % reduktion i varmekonsumet frem til 2025. Regulerings-scenariet, som er en scenarievariation på Grundscenariet, inkluderer, at den nuværende regulering i form af afgifter og tilskud videreføres til 2025.

Der er lagt vægt på at beskrive de overordnede tendenser dvs. udvikling på årsbasis inden for hovedkategorier af produktionsformer og brændsler. Derudover er der sat fokus på områdeafgrænsningen imellem individuel forsyning og fjernvarmeforsyning.

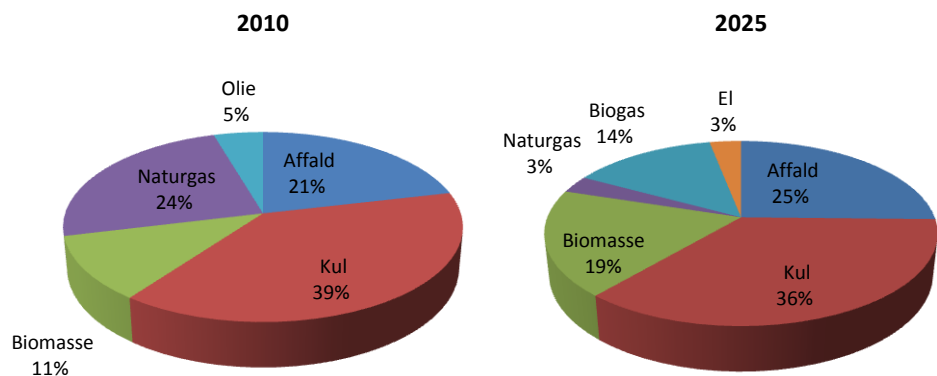
Varmeproduktionen i Danmark

Der tages afsæt i Grundscenariets simulering i 2010, som kan ses som dagens situation, dog uden at driften af den kollektive el- og varmeforsyning reguleres af skatter og afgifter. På denne baggrund udvikler systemet sig i 3 retninger imod 2025 i de 3 scenarier. På Figur 14 ses varmeproduktionen i udgangspunktet i 2010 og i de tre scenarier i 2025.



Figur 14: Varmeproduktionen i 2010, samt i 2025 i de tre scenarier. Grafen viser produktion og inkluderer dermed tabet i fjernvarmeforsyningen.

I udgangspunktet i 2010 forsynes 46,5 % af slutforbruget af varme fra fjernvarmeproduktion. Fjernvarmen er i udgangspunktet produceret 39 % på kul, 24 % på naturgas, 11 % på biomasse og 5 % på olie. Den individuelt producerede varme er i udgangspunktet produceret 28 % på naturgas og 72 % på olie. Ved anvendelse af 200 % reglen for fordeling af brændselsforbrug på el og varme ved kraftvarmeproduktion fås, at varmen leveret ved fjernvarme har et CO₂-indhold på 47 kg/GJ, imens den individuelt forsynede varme har et CO₂-indhold på 74 kg/GJ.



Figur 15: Fordelingen af fjernvarmeproduktion på brændselsinput i Grundscenariet.

Fjernvarmeforsyningen er i 2025 i Grundscenariet i højere grad baseret på biomasse og biogas. Der er en forøgelse på 4 pct-point i affaldets andel, og der er tilføjet el som input igennem varmepumper og elpatroner. Naturgasens markedsandel er kraftigt reduceret, og olien er fuldstændigt fortrængt.

Af tabellen neden for ses, at der i scenarierne i 2025 er 55-57 % fjernvarmeforsyning. Der er altså sket en udvidelse af varmegrundlaget på 9-11 pct-point. Dette skal dog ses i lyset af gennemsnitligt 21 % varmebesparelser på landsplan.

2025	Grundscenarie	Besparelsscenario	Regulering
Individuel	43%	45%	43%
Fjernvarme	57%	55%	57%

Tabel 30: Fordeling af slutforbrug, der forsynes med fjernvarme eller individuelt.

Den individuelle varmeproduktion er i Grundscenariets 2025 baseret på varmepumper. For at beregne CO₂-indholdet af denne varmeproduktion, må man først beregne CO₂ indholdet i elproduktionen i det fremkomne system. I hele det samlede modellerede system er et CO₂-indhold på 329 g i en kWh i Grundscenariet 2025. Hvis der ses bort fra flaskehalse i det modellerede system, betyder det, at CO₂-indholdet i varmen produceret på individuelle varmepumper bliver 37 kg/GJ (heri er der taget højde for tabet i eldistributionen). Til sammenligning er der i fjernvarmesystemets varme kun gennemsnitligt 28 kg CO₂/GJ.

g/kWh	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Samlet
2010	527	226	509	11	39	346
2025	293	45	521	-	37	329

Tabel 31: CO2-indholdet i en produceret kilowatttime el.

Som det fremgår af tabellen, bliver CO2-indholdet i elproduktionen i Finland og i Danmark reduceret. I Finland investeres i a-kraft og biomasse, i Danmark i høj grad i vind.

Oversigt over det danske elmarked i scenarierne

Udviklingen på elmarkedet danner en vigtig ramme for den kraftvarmebase-rede fjernvarme. Det væsentligste input her er udviklingen i elprisen, som især skaber incitament til samproduktion af el og varme, eller elbaseret varmeproduktion. Elprisen bestemmes i høj grad af udviklingen i Danmarks nabolande.

Følgende tabel angiver for de tre scenarier, hvorledes el produceres i Danmark.

	Grundscenarie		Besparelsesscenarie	Regulering
	2010	2025	2025	2025
Kraftvarmeel	20,269	19,676	12,507	20,091
Kondensel	17,007	7,952	11,615	7,500
Vindkraft	7,760	13,677	13,677	21,867
Total elproduktion	45,036	41,305	37,799	49,459
Nettoeksport	8,697	-4,531	-5,751	5,423
Forbrug (an net)	36,339	45,836	43,550	44,035

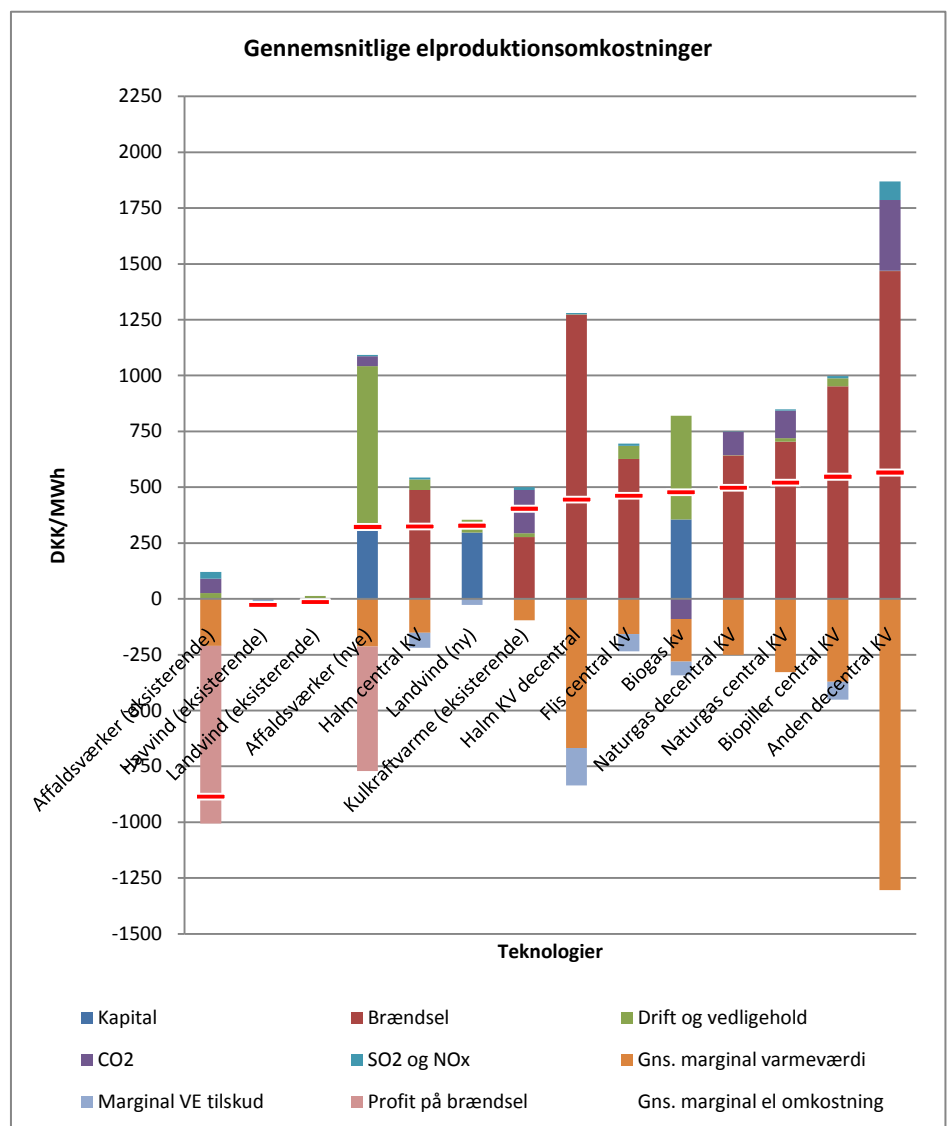
Tabel 32: Elproduktion og -forbrug i Danmark i de tre scenarier. GWh

I Grundscenariet sker i 2025 en markant reduktion af dansk kondenselproduktion. Vindkraften stiger med 75 % over 15 år. Samlet set reduceres den danske elproduktion, imens det indenlandske elforbrug stiger. Stigningen i elforbruget skyldes blandt andet øget anvendelse af el til produktion af varme.

I udgangspunktet i 2010 er der i simuleringen en markant eleksport fra Danmark. Denne er noget højere end i et nuværende gennemsnitsår. Nettoeksporten vender dog til en import i 2025. Dette sker i alle scenarierne, med undtagelse af Reguleringssceneriet hvor de nuværende afgifter og tilskud giver større incitament til elproduktion i Danmark, og hvor det på grund af afgiftssystemet ikke er rentabelt at lave el til varme. Den primære kilde til øget net-

toeksport og videre reduceret kondenselproduktion er dog, at tilskud til vindkraftproduktion gør det rentabelt at etablere havmøller.

I Besparelsscenarioet sker der også et fald i kondenselproduktionen samtidigt med, at der sker et fald i kraftvarmeproduktionen. Dette skyldes primært det reducerede varmegrundlag. Der sker samlet set et større fald i nettoeksporten end i Grundscenariet. Den samlede elproduktion er noget lavere end i Grundscenariet, men elforbruget stiger heller ikke lige så meget.



Figur 16: Gennemsnitlige elproduktionsomkostninger.

Figur 16 illustrerer sammenhængen imellem prisdannelsen på elmarkedet i Danmark og de forskellige elproduktionsomkostningselementer.

Figuren er et udtræk fra modellens grundscenarie i 2025 og viser for den enkelte teknologi de samlede omkostninger fratrukket værdien af eventuel varmeproduktion og evt. skyggeværdien af VE. Skyggeværdien svarer til den marginale omkostning for at nå VE-målet i scenariet, og kan betragtes som en indtægt for de teknologier som leverer bidrag til VE-målet. Skyggeværdien svarer i øvrigt til prisen på en eventuel VE-kvotepå i scenariet, som kan sælges for at nye VE anlæg bliver rentable.

Ved den eksisterende produktionskapacitet er der ikke medregnet kapitalomkostninger og faste omkostninger. Derfor kan de gennemsnitlige marginale omkostninger ved f.eks. eksisterende havvindmøller blive negative.

I tabellen ses størrelsen af de investeringer, der foretages i det danske el- og varmeproduktionssystem.

MW	Grundscenarie	Besparelsesscenarie	Regulering
Biogas kraftvarme	607	376	687
Kul	463	278	45
Udtagskraftvarme	463	278	45
Varmepumper (MW varme)	4,929	3,453	4,649
Individuelle varmepumper (luft-vand)	4,628	3,334	
Individuelle varmepumper (jord-vand)			4,609
Kollektive varmepumper	302	118	40
Oliekedler (MW varme)	2	2	2
Affaldskraftvarme	105	159	106
Naturgas varmekedler	30	9	24
Halm	197	30	389
Halmkedel	5		
Udtagskraftvarme	192	30	389
Vind	3,000	3,000	4,976
Landvind	3,000	3,000	3,000
Havvind			1,976
Træflis		9	245
Udtagskraftvarme			245
Fliskedel		9	
Træpiller			70
Udtagskraftvarme			70
Varmelagre (MWh)	2,501	3,216	2,435

Tabel 33: Investeringer i el- og varmeproduktionskapacitet i Danmark i de tre scenarier. De elproducerende enheder er angivet i MW-el

Som det fremgår af figuren er det forskelligt, hvilke typer individuelle varmepumper, der investeres i scenarierne. I Grundscenariet og i Besparelsesscenariet investeres i luft-vand varmepumper, mens der i Reguleringsscenarioet investeres i jord-vand varmepumper. Det må skyldes, at jord-vand varmepumpen bruger mindre el pr produceret varmenhed og derfor bliver relativt mere rentabel i Reguleringsscenarioet, hvor der er afgift på el.

Der investeres mere i de biomassebaserede elproduktionsteknologier i Reguleringsscenarioet end i de øvrige scenarier på grund af tilskuddet til elproduktion.

Der er større økonomisk grundlag for etablering af varmelagring i Besparelsscenarioet.

Som det fremgik af **Tabel 27** er potentialet for landvind i Danmark i 2025 3500 MW. Heraf er de 500 MW eksisterende kapacitet, som forsat til stede. Potentialet for nyinvesteringer i landvind frem til 2025 er således 3000 MW, hvilket modellen udnytter til fulde i alle 3 scenarier. En del af potentialet for havmøller udnyttes, men kun i Reguleringsscenarioet, hvor de modtager tilskud efter open door princippet på 25 øre/kWh i 22.000 fuldlasttimer.

Netudvidelser

Tabellen neden for viser, hvor stor en andel af det samlede udvidelsespotentiale, som modellen har fået stillet til rådighed til at lave netudvidelser, som anvendes i Grundscenarioet.

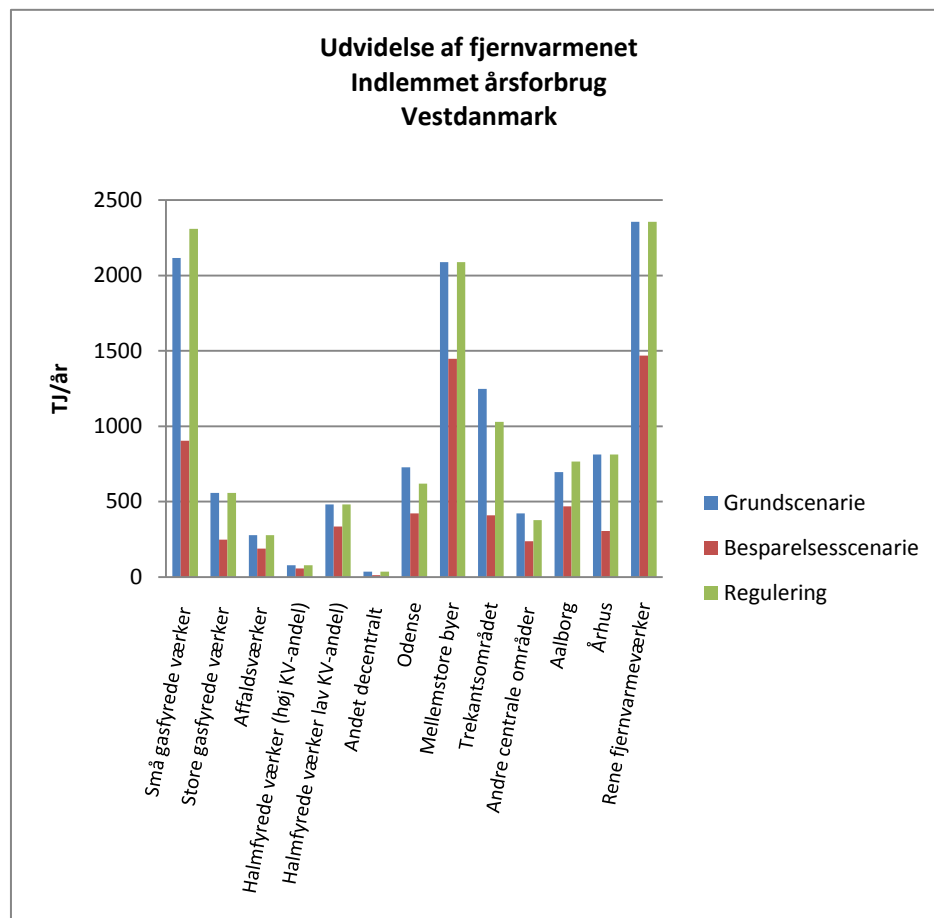
Af det samlede potentiale, som er stillet til rådighed for modellen til netudvidelser, har det således vist sig attraktivt at indlemme 54 % af det samlede potentiale. Dette giver som nævnt fjernvarmeforsyning af 57 % af det samlede varmemarked i Danmark. I Østdanmark udnyttes 40 % af potentialet og i Vestdanmark 68 %.

	Udvidet (TJ/year)	Potentiale (TJ/year)	Udnyttelse af potentiale(%)
Grundscenarie	19,425	36,182	54%
Østdanmark	7,529	18,647	40%
Store gasfyrede værker	358	1,827	20%
Halmfyrede værker	203	260	78%
Affaldsværker	277	1,007	28%
Andet decentralt	162	575	28%
Hovedstaden	5,408	12,553	43%
Små gasfyrede værker	171	1,406	12%
Andre centrale områder	131	202	65%
Rene fjernvarmeværker	818	818	100%
Vestdanmark	11,896	17,535	68%
Små gasfyrede værker	2,116	5,289	40%
Store gasfyrede værker	557	968	58%
Affaldsværker	277	277	100%
Halmfyrede værker	79	79	100%
Halmfyrede værker	482	482	100%
Andet decentralt	37	171	21%
Odense	728	1,356	54%
Mellemstore byer	2,087	2,087	100%
Trekantsområdet (TVIS)	1,248	2,085	60%
Andre centrale områder	423	441	96%
Aalborg	696	857	81%
Århus	812	1,078	75%
Rene fjernvarmeværker	2,355	2,364	100%

Tabel 34: Udnyttelse af udvidelsespotentiale i Grundscenariet

Figurerne nedenfor viser, hvordan nyt varmegrundlag tilføres til eksisterende fjernvarmeområder i de 3 scenarier i Vest- og Østdanmark.

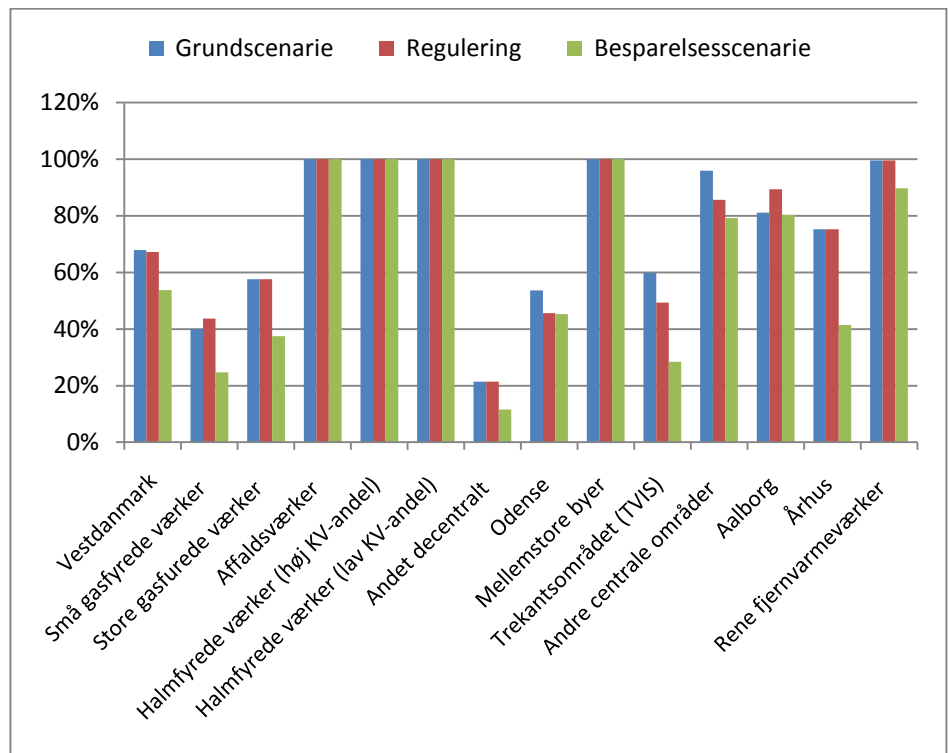
Vestdanmark



Figur 17. Udvidelse af fjernvarmenet. Vestdanmark.

Vestdanmark har omfattende decentral kraftvarme, hvoraf mange små værker i modellen er grupperet som ”små gasfyrede værker”. I Grundscenariet bliver der indlemmet godt 2,1 PJ årsvarmeforbrug igennem netudvidelser fra disse frem til 2025 bl.a. på grund af øget biogasanvendelse.

I de store byer som Odense, Århus, Aalborg samt i Trekantsområdet øges fjernvarmetilslutningen på 700-1.200 TJ årsforbrug. Også de mellemstore byer får betydelige netudvidelser - svarende til ca. 2000 TJ årsforbrug. Denne gruppe af byer har i modellen en relativt høj andel affaldsvarme.

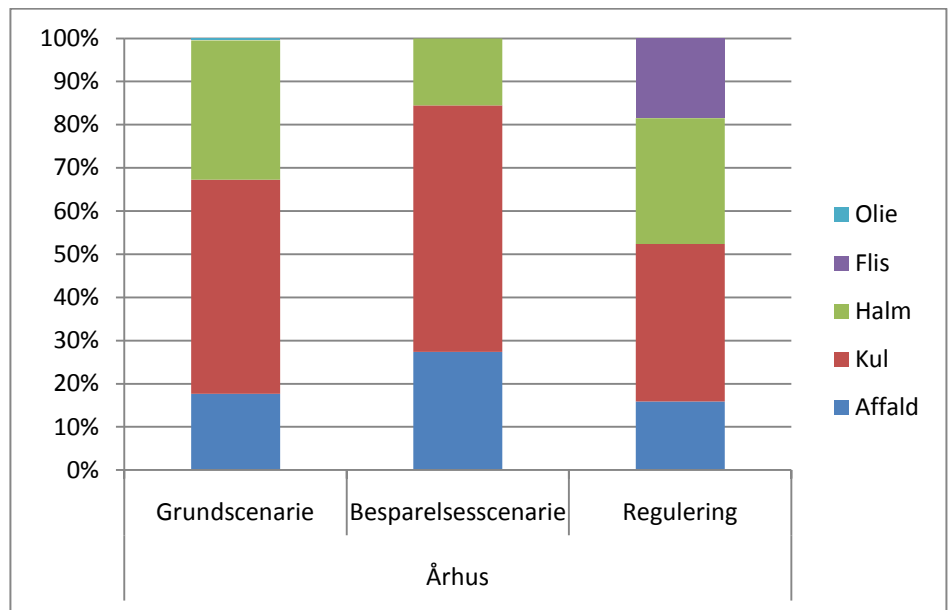


Figur 18: Anvendelse af potentialet for netudvidelser i Vestjylland. Bemærk, at farverne for Besparelss- og Reguleringsscenarierne og deres rækkefølge er en anden end i figuren oven for.

I Vestjylland som helhed og i stort set alle byområder er investeringerne i tilslutningen til fjernvarme næsten de samme i Grundscenariet og Reguleringsscenariet. I nogle byer er tilslutningen i Reguleringsscenariet lidt højere og i andre lidt lavere end i Grundscenariet. Dette skyldes især variationer m.h.t placering af affalds- og biogasressourcer.

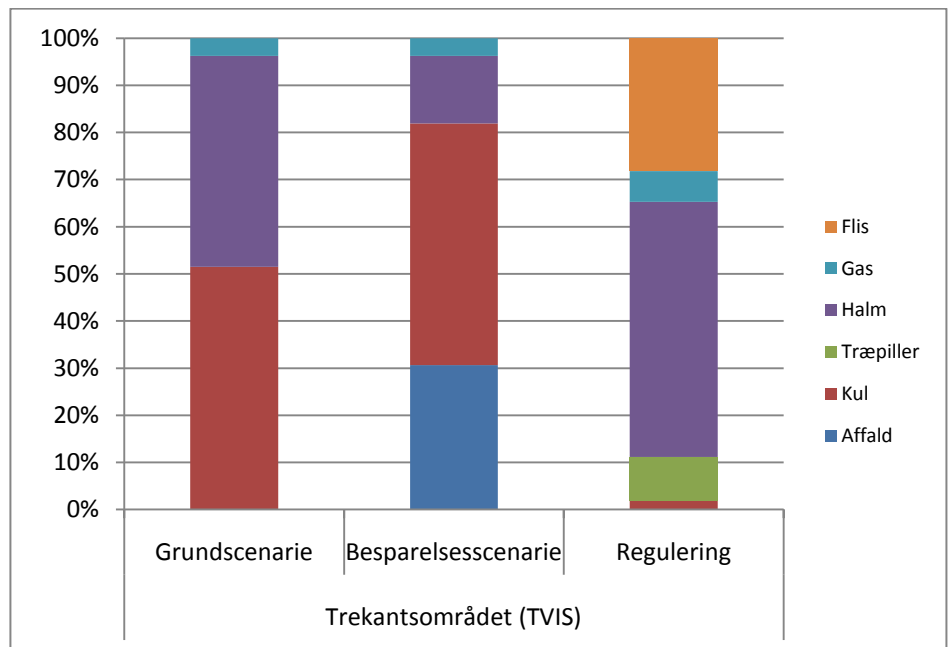
I Besparelsscenariet forsvinder økonomien fra en stor del af disse netudvidelser, og der ekspanderes kun med godt 0,9 PJ årsforbrug. Dette reduceres til 300-500 TJ årsforbrug i Besparelsscenariet.

I det følgende vises mere detaljeret modellens investeringer i Århus og i Trekantsområdet.



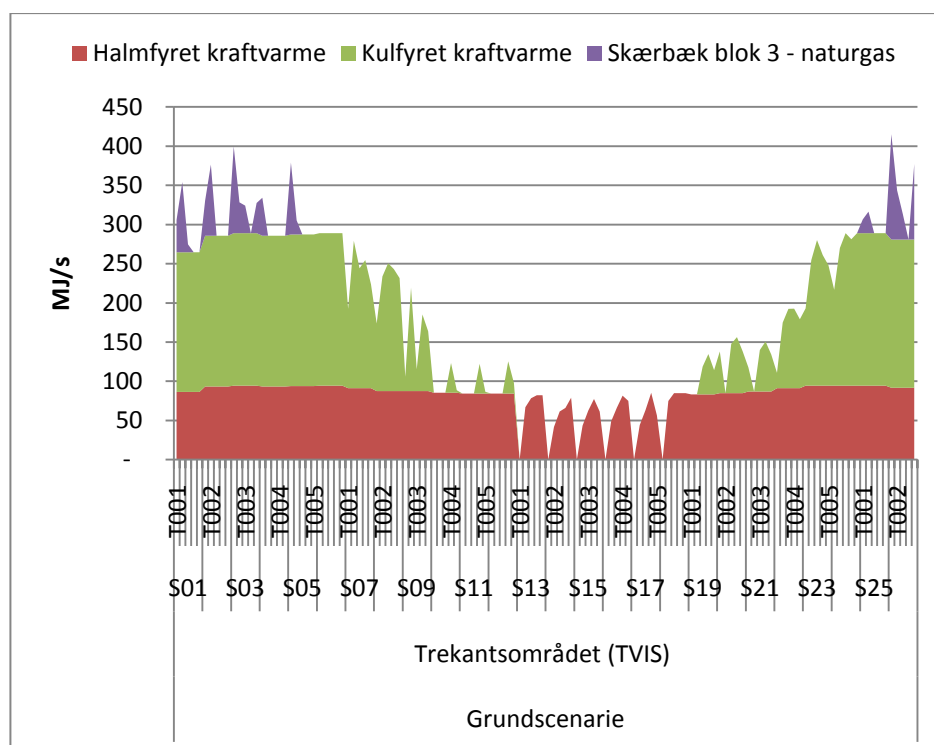
Figur 19: Opdeling af varmeproduktion i Århus i de tre scenarier 2025

Modellen skal tilfredsstille varmebehovet med den del af en eksisterende produktionskapacitet, der stadig antages at være i drift i 2025 samt med de økonomisk optimale nyinvesteringer. I Århus er en af blokkene på Studstrupværket samt noget affaldsfyret kraftvarmekapacitet fortsat i drift i 2025.



Figur 20: Opdeling af varmeproduktion i Trekantsområdet i de tre scenarier 2025

Trekantsområdet er et af de områder, hvor potentialet for netudvidelser udnyttes betydeligt mindre i Besparelsscenarioet end i de to øvrige scenarier. Den i dag eksisterende affaldsforbrændingskapacitet er ikke i drift i 2025. Derfor udnyttes en mindre del af netudvidelsespotentialet i Besparelsscenarioet i og med, at der ikke er billig overskudsvarme fra affaldsforbrænding. Den affaldsfyrede varme, der findes i Besparelsscenarioet er etableret af modellens investeringsmodul og har dermed relativt høje varmeproduktionsomkostninger. I Grundscenariet og Reguleringsscenarioet har modellen valgt at placere den nødvendige affaldskapacitet i Jylland uden for Trekantsområdet efter en økonomisk optimering. Det bemærkes, at transportomkostninger for affald ikke indgår i modellen optimeringsrutine.



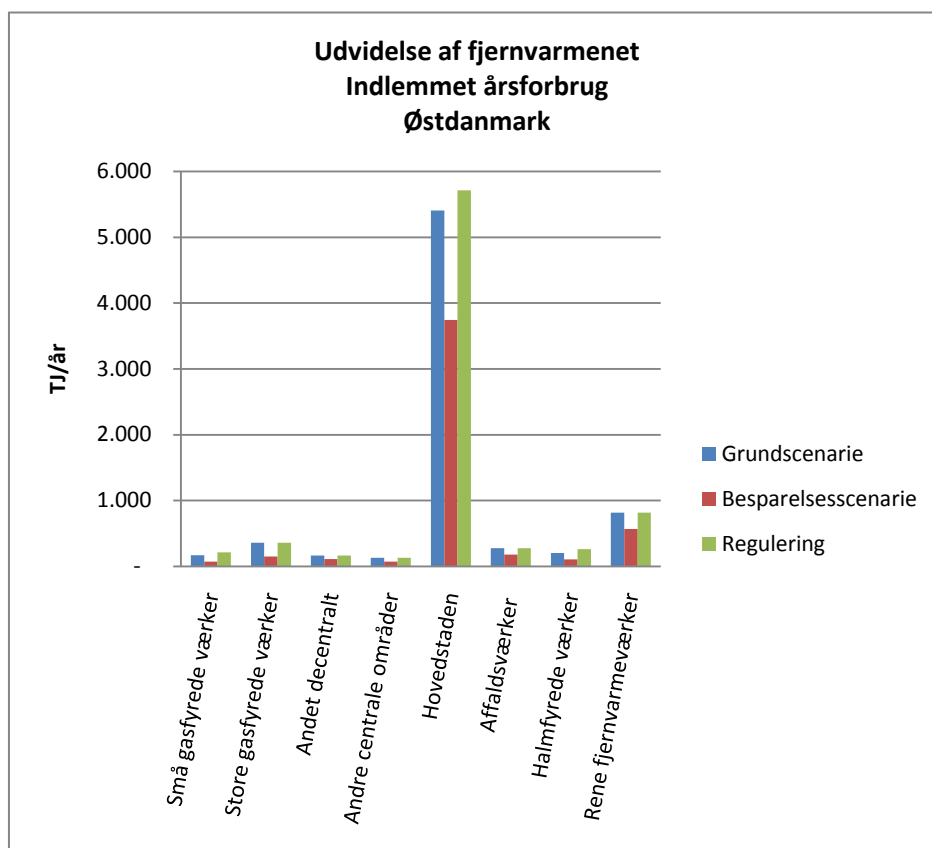
Figur 21: Varmeproduktion per tidssegment i Trekantsområdet.

Figuren viser varmeproduktionen fordelt over året i Trekantsområdet i Grundscenariet. Det ses, at Skærbækværket stort set ingen varmeproduktion har i 2025. Hele varmeproduktionen leveres fra nye kul- og halmfyrede kraftværker.

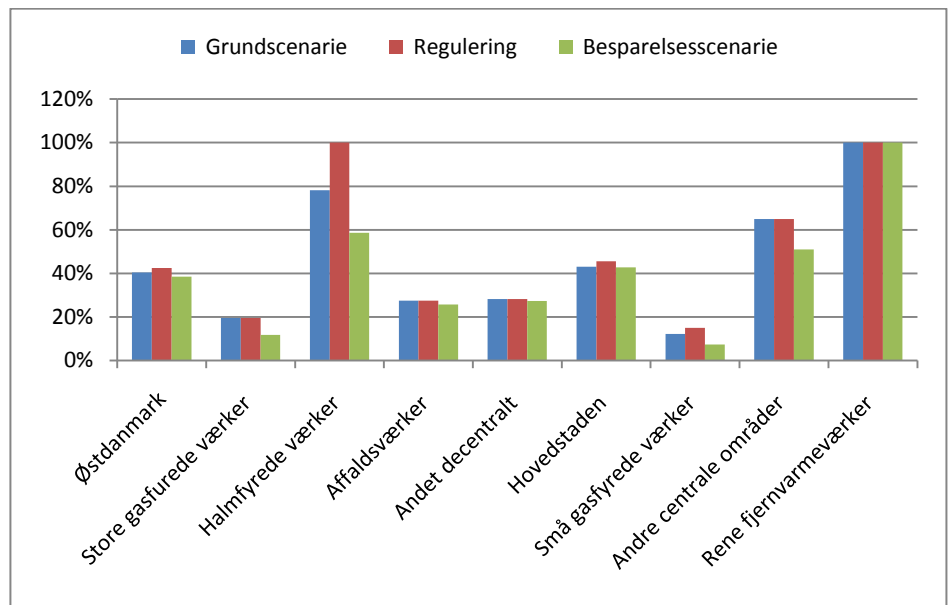
Østdanmark

Mens det samlede netudvidelsespotentiale i Vestdanmark bliver udnyttet med 68 %, udnyttes kun 40 % af potentialet i Østdanmark. Det skyldes bl.a., at udvidelsesomkostningerne pr. GJ varme generelt er højere i Østdanmark end i

Vestdanmark. Endvidere ligger næsten 70 % af det østdanske udvidelsespotentiale i Hovedstadsområdet.

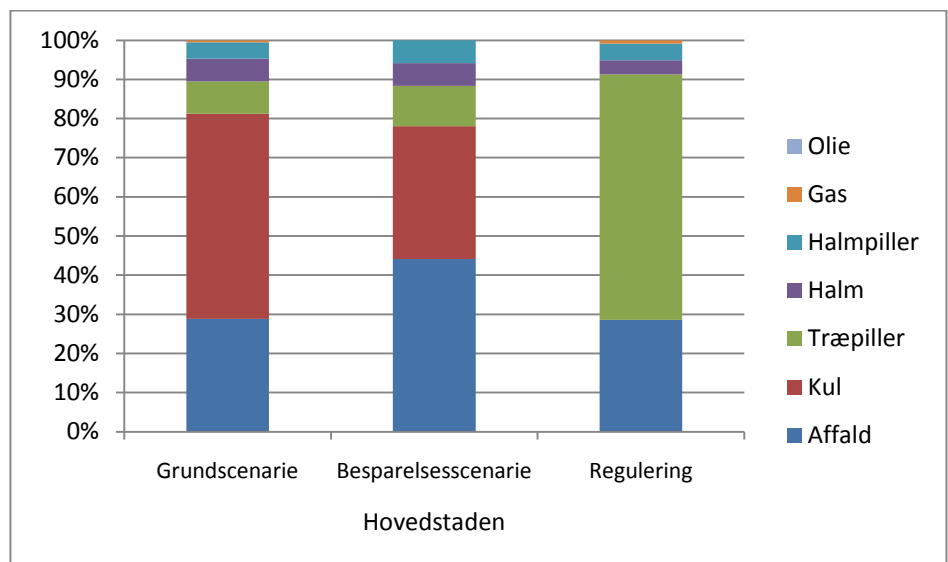


Figur 22: Udvidelse af fjernvarmenet. Østdanmark



Figur 23: Anvendelse af potentialet for netudvidelser i Østdanmark.

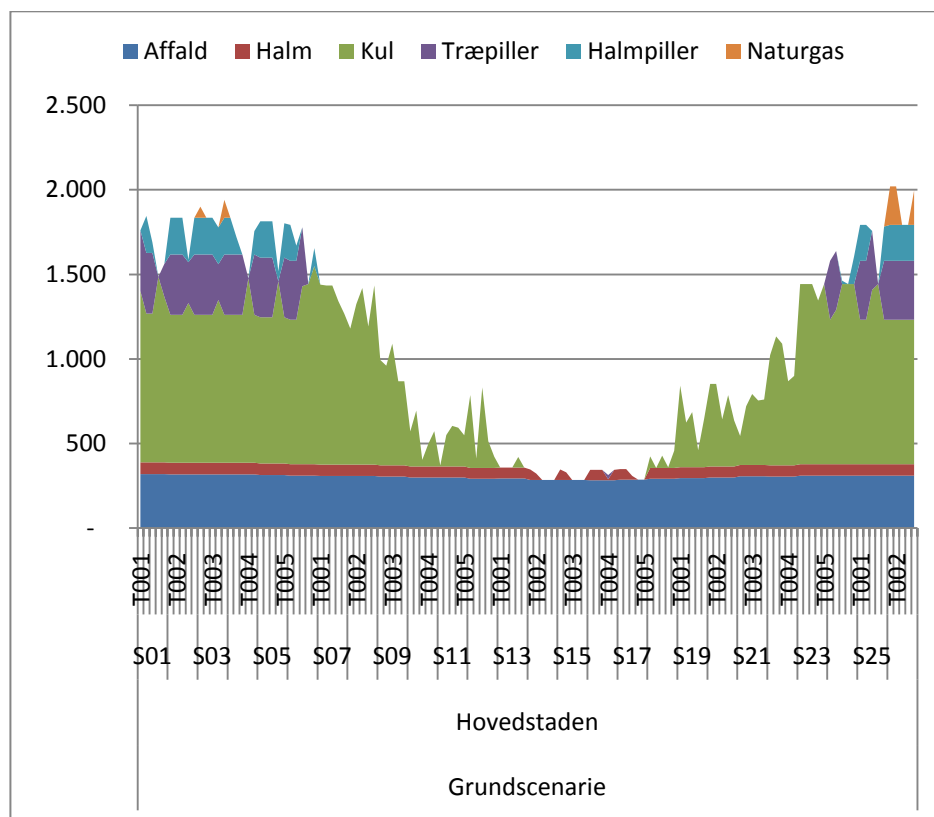
I Hovedstaden er en del af den eksisterende affaldsforbrændingskapacitet samt blok 1 og 3 på Amagerværket og Avedøreværkets blok 1 og 2 fortsat i drift i 2025. Det er antaget, at disse værker kan afbrænde både kul og pilleformede biobrændsler.



Figur 24: Opdeling af varmeproduktion i de tre scenarier i Hovedstadsområdet

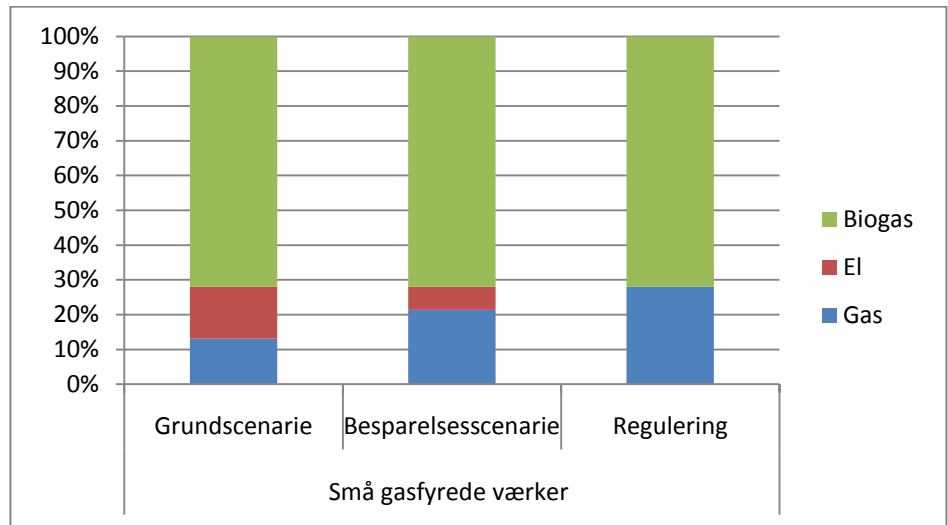
Figuren viser, at affaldsvarmen i Hovedstadsområdet udgør et større andel af varmeproduktionen i Besparelsscenariet end de øvrige scenarier. Det skyldes ikke større affaldsmængder, men at fjernvarmegrundlaget i dette scenarie er mindre. I Grundscenariet og i Besparelsscenariet udnyttes kapaciteten

især til afbrænding af kul, mens tilskud og afgifter i Regulerings-scenariet gør træpiller mere rentable på trods af, at træpilleprisen er relativt høj.

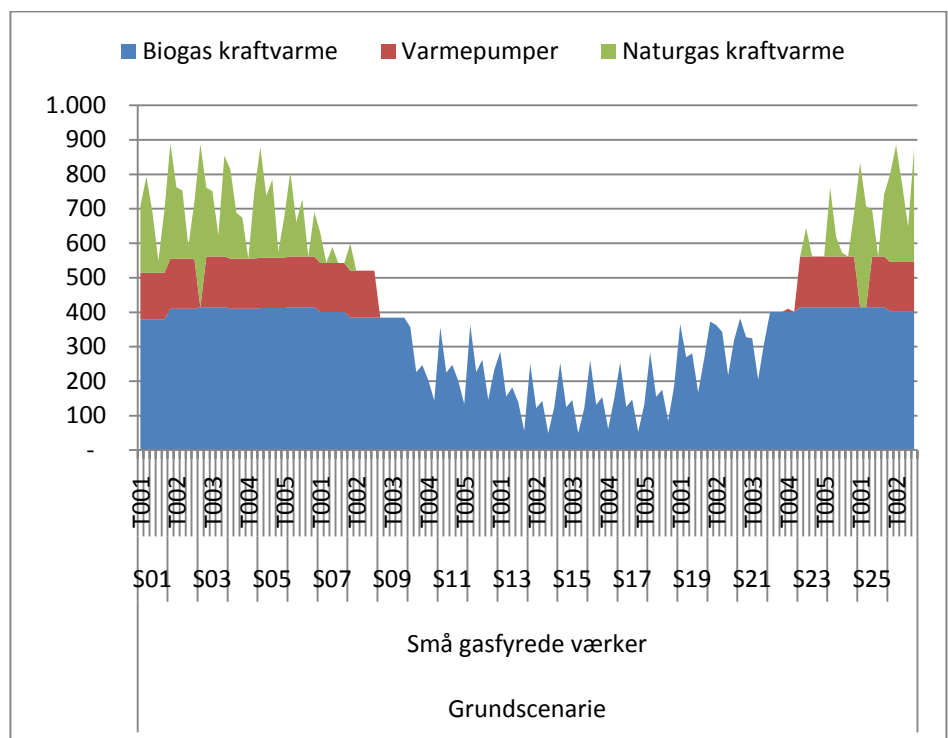


Figur 25: Varmeproduktion fordelt over året i Hovedstaden.

I figuren neden for ses brændselsanvendelsen i gruppen af små gasfyrede værker i Østdanmark. Denne gruppe består af alle de østdanske værker, som i dag er naturgasfyrede kraftvarmeværker. Udvidelsespotentialet i denne gruppe byer udnyttes kun i begrænset omfang, fordi omkostningerne til netudvidelse er relativt højere end for andre byer. Hovedparten af varmegrundlaget, som i dag forsynes med naturgas, forsynes i alle tre scenarier med biogas. Endvidere etableres i et vist omfang kollektive varmepumper undtagen i Regulerings-scenariet, hvor der elforbruget er pålagt en relativt høj afgift.



Figur 26: Opdeling af varmeproduktion i de tre scenarier i områder, der i dag er bestykket med små gasfyrede værker.



Figur 27: Varmeproduktion over året i fjernvarmesystemer, der i dag er bestykket med små gasfyrede anlæg.

Figuren oven for viser, at modellen vælger at lade biogas indgå som primær grundlast i de byer, hvor der investeres i biogasanlæg. Det skyldes ikke, at modellen kræver kontinuert biogasproduktion, men at modellen er tvunget til at investere i hele biogasanlægget for at udnytte biogaspotentiallet. Denne investering er så høj, at den kun foretages, såfremt anlægget har mange drift-timer over året.

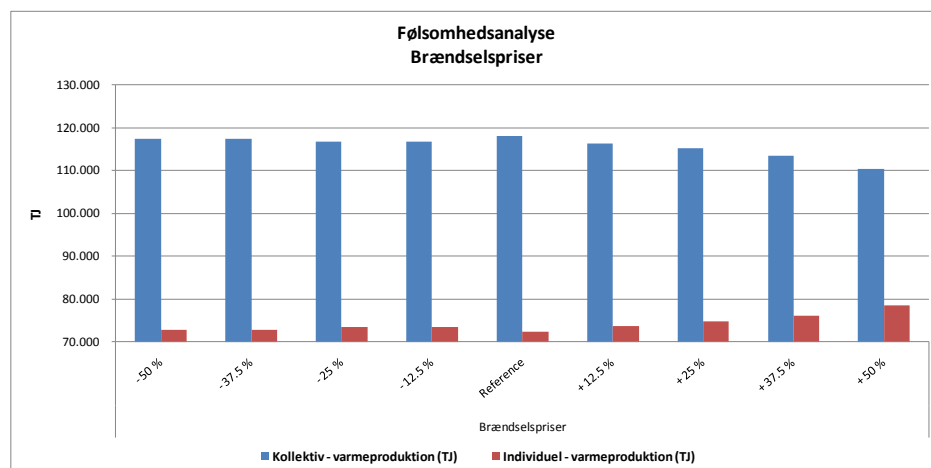
6.5 Følsomhedsanalyser

Der er gennemført en række følsomhedsanalyser for Grundscenariet i 2025. Følsomhederne er gennemført ved at køre modellen for året 2025 med en skridtvis variation af følsomhedsparametrene fra 50 % lavere værdi til 50 % højere værdi.

Der er set på variationer af følgende eksogene parametre:

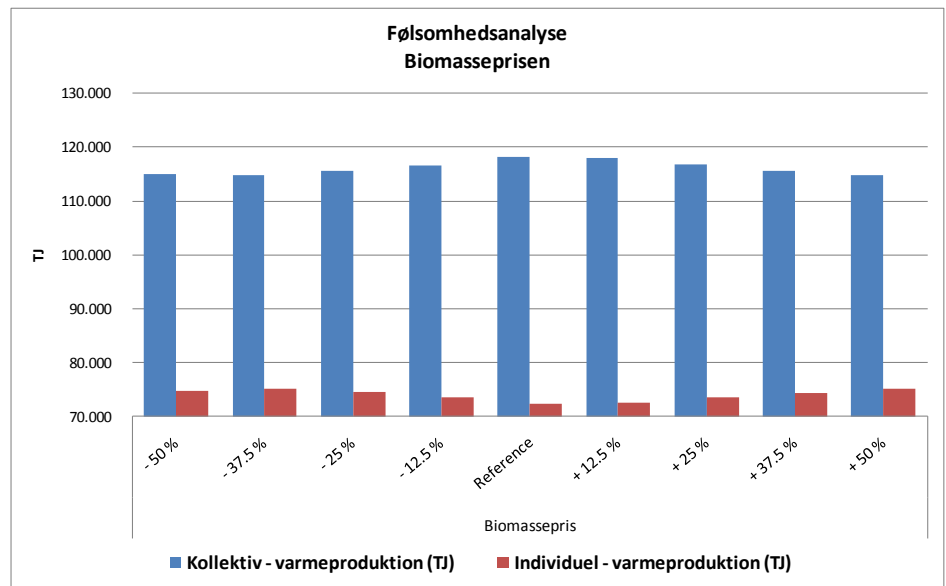
- Brændselspriser
- Biomassepriser
- Kulpris
- CO₂-pris

Nedenstående figur viser følsomhedsanalyse af det generelle niveau for alle brændselspriser. Det fremgår, at fjernvarmeproduktionen falder med stigende brændselspriser.



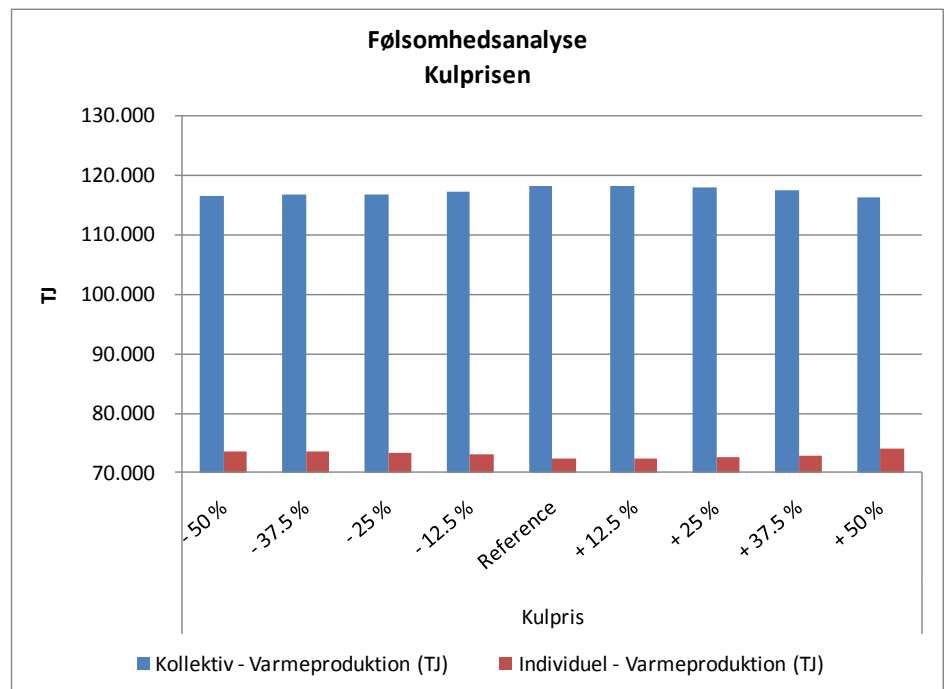
Figur 28: Følsomhed brændselspriser – bemærk y-aksen.

Følsomhedsanalysen nedenfor viser, hvordan andelen af fjernvarmeforsyning påvirkes af variationer i biomasseprisen. Det ses, at andelen af fjernforsyning er relativt upåvirket af biomasseprisen.



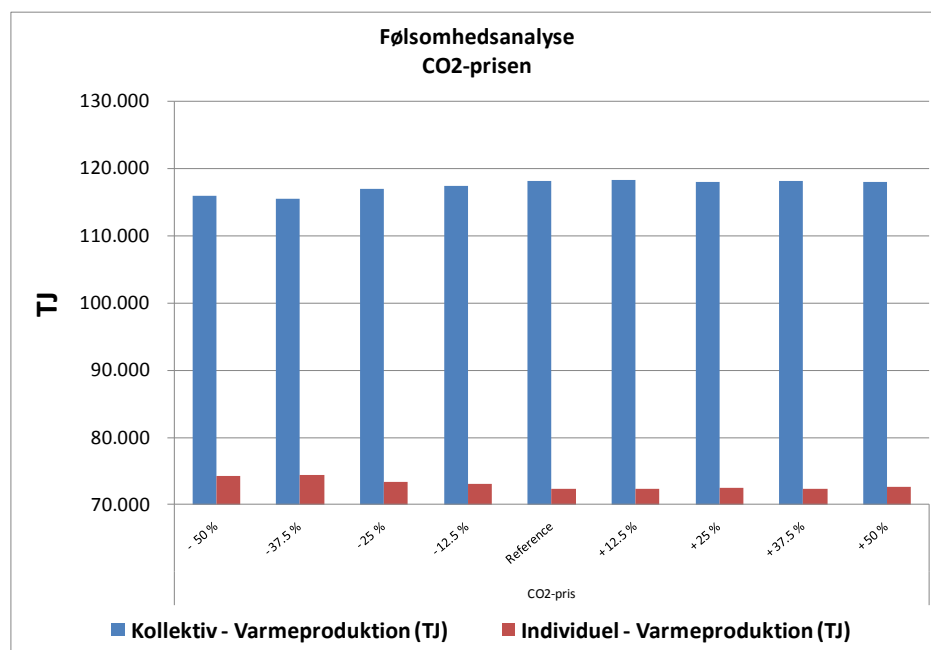
Figur 29: Følsomhed biomassepriser – bemærk y-aksen.

Nedenfor ses, hvordan udviklingen af hhv. individuel forsyning og fjernvarmeforsyning udvikles som funktion af kulprisen. Resultaterne påvirkes kun ganske lidt af variationer i kulprisen.



Figur 30: Følsomhed kulprisen – bemærk y-aksen.

Endelig ses nedenfor en følsomhedsanalyse af andelen af fjernvarmeforsyning i forhold til CO₂-prisen. Det fremgår, at der heller ikke er stor påvirkning på udbygningen af varierende CO₂-priser.



Figur 31: Følsomhed CO2-prisen – bemærk y-aksen.

Alt i alt indikerer følsomhedsanalyserne, at udbygningen med hhv. individuel forsyning og fjernvarme er relativt robust over for variationer i brændselspriser og CO₂-priser.

7 Perspektivscenarie for Danmarks varmeforsyning i 2050

I dette kapitel beskrives et langsigtet perspektiv for en udvikling af den danske varmeforsyning frem imod 2050. Formålet med scenariet er især at vise en langsigtet udvikling, hvor alle eksisterende varme- og elproduktionsanlæg (bortset fra vandkraft) er udfaset. Scenariet viser altså, hvordan et elbehov og et varmebehov kan dækkes med en langsigtet ”optimal” investering i produktionsanlæg ud fra antagelser om tilgængelige teknologier, brændselspriser, lokale VE ressourcer samt krav om grænser for CO₂ udledning. Et hovedformål er at belyse, hvilken rolle fjernvarmen kan spille i et sådant fremtidsscenarie uden bindinger til eksisterende produktionsteknologier.

Det antages dog, at eksisterende fjernvarmenet er til rådighed og kan bruges, såfremt dette er økonomisk fordelagtigt. Endvidere er der en elinfrastruktur til rådighed, som tænkes videre udbygget i forhold til 2025 scenariet.

7.1 Forudsætninger for opstilling af scenariet

Scenariet er fremkommet ved endnu en simulering med Balmorel modellen. Der er ikke foretaget væsentlige ændringer i hovedforudsætningerne fra besparelsscenarioet i 2025, bortset fra antagelsen om yderligere og væsentlige reduktioner i varmebehovet. Der er ikke antaget videre udvikling i brændselsprisforudsætningerne, tilgængeligheden af affald eller andre brændselsressourcer, eller udvikling i forbruget.

Det er valgt at udbygge eltransmissionskapaciteten med 50 % over grænserne og i flaskehalse for at understøtte det internationale elmarked. Der regnes uden afgifter.

Det er antaget, at al eksisterende el- og varmeproduktionskapacitet skal udskiftes, alene med undtagelse af vandkraften i vores nabolande. Modellen skal dermed investere hele produktionsinfrastrukturen.

Det er antaget, at de fjernvarmerør, der er etableret i dag, fortsat kan anvendes i scenariet. Det er dog også muligt at opvarme individuelt indenfor fjernvarmesystemerne. Dagens fjernvarmeledninger er således som udgangspunkt bevaret – og modellen kan investere i nye eller ”skrotte” eksisterende.

Scenariet viser således, hvordan systemet kunne udvikle sig, såfremt man skulle udskifte hele el- og varmeforsyningssektoren. Der er taget udgangspunkt i, at varmebesparelser på 45 % – svarende til målsætningen for Besparelsscenarioet – gennemføres i 2050.

7.2 Målsætning i scenariet

Formålet med scenariet er at undersøge, hvordan forsyningssystemet kan tilrettelægges med henblik på at nå de langsigtede målsætninger vedr. begrænsning af CO₂-udledningen. Der fokuseres udelukkende på CO₂ for ikke at skulle inddrage vekselvirkninger imellem forskellige målsætninger.

*Scenariet har den målsætning, at energisektorens **CO₂ udledning** skal reduceres til et niveau svarende til ca. **10 % af niveauet i 1990**.*

Det bemærkes, at målsætningen gælder for hele modelområdet – d.v.s. hele Norden og Tyskland. Det skyldes, at indledende kørsler i projektet på basis af rent danske reduktionsmålsætninger viste, at de blot resulterede i at CO₂-emissionen steg i udlandet. Derfor er der indlagt en CO₂ begrænsning i hele modelområdet på 10 % af emissionerne i 1990.

Der beregnes en skyggepris for CO₂, som er udtryk for prisen for retten til at udlede CO₂ under denne målsætning.

7.3 Forudsætninger om elsystemets udbygning

Der er som nævnt antaget en udbygning af mulighederne for eltransmission på tværs af landegrænser og over interne flaskehalse i landene. Kapaciteten på disse forbindelser er øget med 50 % fra 2025. Dermed bliver der opbygget et mere sammenhængende marked med større mulighed for at integrere fluktuerende elproduktion som vindkraft.

Det er desuden antaget - på baggrund af den forventede udbygning med vindkraft - at der i de nordiske vandkraftværker er udbygget kraftigt med turbinekapacitet. I scenariet har vandkraftværkerne i Norge, Sverige og Finland 50 % mere kapacitet. Det er dog ikke antaget, at den samlede mængde vandkraftproduktion over året er ændret. Dette sammen med transmissionsforstærkningerne gør det muligt i langt højere grad at integrere store mængder vindkraft.

De i 2025-scenarierne anvendte begrænsninger for udbygning med vind på land er fastholdt, men det er antaget at der ikke er nogen praktisk begrænsning for installationen af havvind i Nordsøen og Østersøen.

Scenariet kan betegnes som teknologisk konservativt, da der ikke er antaget nogen teknologiske kvantespring efter 2025.

7.4 Udviklingsveje for varmforsyningen

Givet den ambitiøse målsætninger med hensyn til reduktion af CO₂-udledningen er det på forhånd klart, at elproduktionen i høj grad må basere

sig på fluktuerende energiproduktion såsom vind og i mindre omfang muligvis solceller og/eller bølgekraft, kombineret med biomasse (herunder en del affald) og biogas. Systemisk kan dette overordnet set have to mulige indvirkninger på en prisdannelse på el. Enten vil det forsat primært være termisk elproduktion, der er marginal og dermed prissættende i markedet, eller det vil være vindkraft mv. som sætter prisen i de fleste timer – som beskrevet oven for.

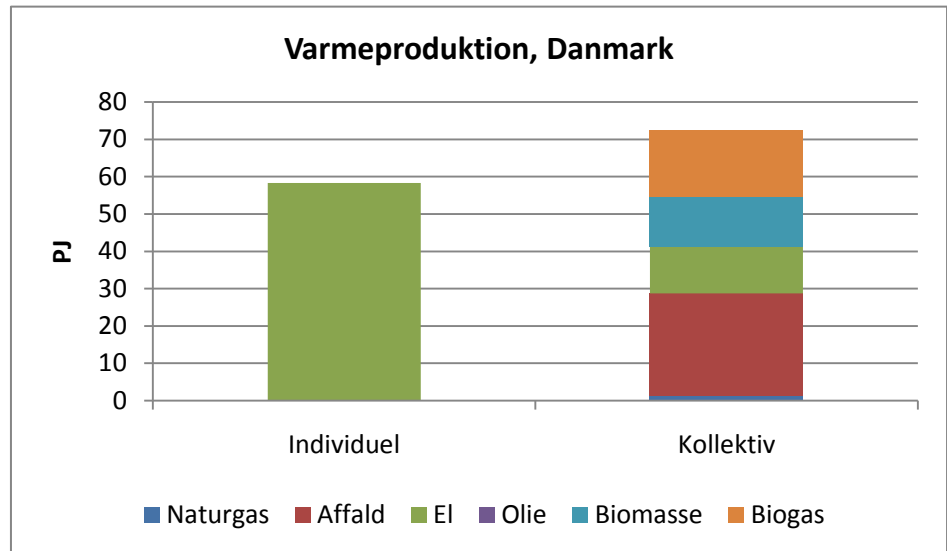
Forestiller man sig, at det termiske system sætter prisen i de fleste timer, vil en gennemsnits elpris være forholdsvis høj, og varmen som et overskudsprodukt fra elproduktion vil være konkurrencedygtig med de individuelle teknologier. Hvis der alternativt er mange timer med billig el til rådighed, vil varmen ikke på samme måde være et billigt overskudsprodukt, men derimod et nyttigt virkemiddel til at aftage den billige el, og nyttiggøre den som varme. Det kan fx ske i et medie, der kan lagres - enten i varmeakkumulatorer eller igennem udskudt forbrug via bygningers naturlige varmelagringssevne i vægge og gulve mv.

Herefter er det centrale spørgsmål, om der vil kunne opnås en skalafordel i store varmepumper tilknyttet et fjernvarmevarmenet med mulighed for store varmeakkumulatorer, eller om det alternativt bliver massefremstillede små varmepumper dimensioneret til enkelte husstandes behov, der bliver mest konkurrencedygtige.

I scenariet spås der som nævnt ikke om udviklingen i enhedsomkostningerne for anlæggene. Derimod belyses værdien af at have en fjernvarmebaseret løsning, der nemmere (billigere) kan reguleres i forhold til svingende elpriser i forhold til en individuel løsning, der følger forbruget.

7.5 Resultater af Perspektivscenariet

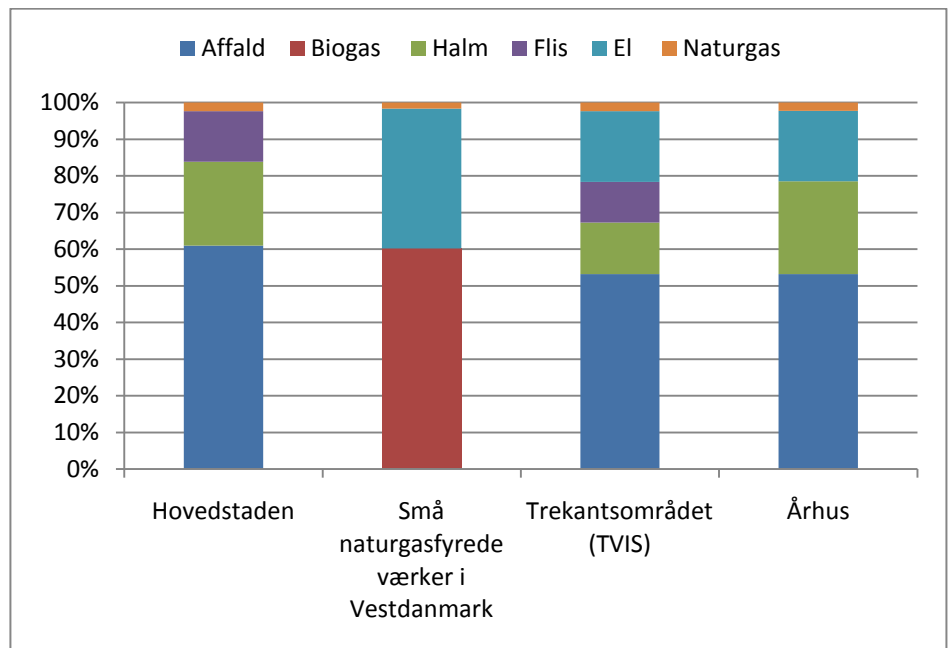
Nedenstående figur viser, hvordan varmen produceres i Perspektivscenariet.



Figur 32. Varmeproduktion i Perspektivscenariet

Der kan naturligvis være specifikke lokale forhold, som gør fjernvarmen attraktiv, der ikke er fanget i modellen, som f.eks. lokal tilgængelighed af affald til affaldsforbrænding, eller lokalisering af biogasressourcen. Det eksisterende varmenet anvendes, men primært som aftager af varme fra affaldsforbrænding i de centrale områder, suppleret med el, der leverer prisfølsomt forbrug til elsystemet i samspil med varmelagre. Decentralt er det fortrinsvis anvendt biogas og store varmepumper suppleret med elpatroner og enkelte kedler til spidslast. I de centrale varmeområder anvendes store varmepumper, affaldskraftvarme og kraftvarme baseret på biomasse.

I nedenstående figur ses brændselsanvendelsen i udvalgte områder. Kommentarer til figuren neden for. Det ses, at modellen vælger at lade biogas udgøre en væsentlig del af forsyningen i mindre byer som i dag er naturgasforsyningede.



Figur 33: Brændselsfordeling til varmeproduktion i udvalgte områder.

Elsystemet i Perspektivscenariet

Scenariet viser en udvikling i elsystemet, der i høj grad baserer sig på vindkraft. Denne vind opstilles i alle landene, men Danmark og Norge får en rolle som nettoeksportører til de andre lande. Dette skyldes især antagelser om mere gunstige vindforhold langs den vestdanske og norske kyst imod Nordsøen. Der opstilles også store mængder havvind i Nordtyskland, fortrinsvis i Nordvest. Denne strøm sendes videre sydpå i Tyskland, hvor der også opstilles 20.000 MW landvind.

TWh/år	Danmark	Finland	Tyskland	Norge	Sverige	Total
Biogas	4	2	18		2	26
Affald	4					4
Naturgas	0	0	126			127
Atomkraft		40				40
Biomasse	6	18	300		34	358
Vand		19	16	173	97	305
Vind	43		161	19	21	244
Total	57	79	621	192	154	1,103

Tabel 35: Elproduktion i Perspektivscenariet

Finland er antaget at være det eneste land, der fortsat udbygger med atomkraft. Dette kunne naturligvis udvikle sig anderledes, men da det officielt fortsat er planen at afvikle atomkraften i Tyskland og Sverige, er dette forudsat.

Biogaskraftvarme installeres også i vores nabolande og leverer samlet set 26 TWh el i norden og Tyskland.

Nettoeksport (TWh)	Til:		
	Tyskland	Norge	Sverige
Fra:			
Danmark	16	-8	4
Finland		-1	-30
Tyskland		-11	-2
Norge			36

Tabel 36: Overblik over elhandelsmønstre i scenariet

CO2-udledning

En væsentlig driver for udviklingen i scenariet er målsætningen om, at CO2 udledningerne i energisektoren kun må være 10 % af sektorens emissioner i 1990. Denne målsætning er implementeret som et eksplicit systemkrav i modellen. Dette giver anledning til en skyggepris på CO2 (en pris på en udledningsret) som giver det rigtige marginale incitament til ikke at udlede CO2. Den resulterende CO2 pris er beregnet til **762 DKK/ton CO2** i modellen.

Målsætningen om en årlig emission på godt **34 megaton CO2** er opfyldt.

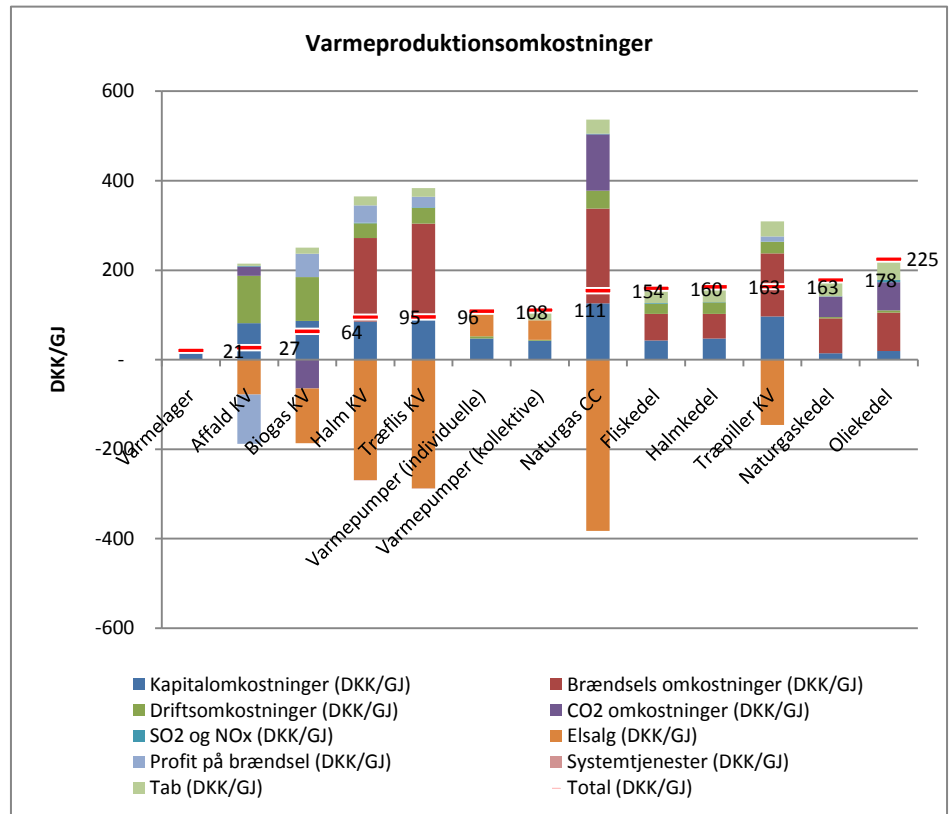
Kton	Olie	Affald	Naturgas	Biogas	Total
Danmark	4	763	123	-1,512	-623
Finland	-	-	295	-605	-310
Tyskland	-	-	43,507	-7,387	36,120
Sverige	-	-	41	-864	-823
Norge	-	-	4	-	4
Total:	4	763	43,970	-10,368	34,368

Tabel 37: CO2 emissioner i Perspektivscenariet

Det er interessant i dette scenarie, at den danske CO2-emission fra el- og varmeproduktion er negativ med -708 kiloton CO2 om året. Det skyldes, at den reducerede udledning af CO2-ækvivalenter (i form af metan og lattergas i den omfattende anvendelse af biogas) går praktisk talt lige op med udledningerne fra den fossile del af affaldet og den anvendte naturgas.

7.6 Varmens økonomi

Omkostningerne til varmeproduktion er sammenfattet i nedenstående figur:



Figur 34: Omkostninger til varmeproduktion ved forskellige teknologier, opdelt på kategorier.

Figuren viser sammensætningen af varmeproduktionsomkostninger fordelt på forskellige kategorier af direkte eller afledte omkostninger. For alle omkostningselementer (som negativt angiver en indtjening ud over varmesalg) er de totale årlige omkostninger delt med den årlige varmeproduktion på teknologitypen.

Nogle omkostninger er i udgangspunktet proportionelle med den kapacitet, der installeres. Dette omfatter kapitalomkostningerne og faste årlige driftsomkostninger.

Andre er variable omkostninger, som falder i to kategorier:

- Brændselsomkostninger, variable drifts- og vedligeholdelseskostninger, SO₂ og NO_x er alle omkostninger, der er direkte variable med en given omkostningskoefficient per energienhed.
- CO₂-omkostninger, systemtjenester og profit på brændsler er skygeværdier på resursebegrænsninger eller systemkrav i modellen. Der er et fast loft for CO₂-udledning, som giver anledning til en skyggepris i

og med, at man må vælge en dyrere form for energiproduktion end ellers (svarende til prisen på udledningsrettigheder). Der er indlagt et krav om mindst 500 MW aktiv elproduktion i drift i systemet, og denne produktion kan være dyrere end alternativet. Når dette er tilfældet, er det nødvendigt at f.eks. systemansvaret giver en ekstra betaling for denne systemydelse ovenpå elprisen. Der er antaget resursebegrænsninger på indenlandsk biomasse og en forpligtelse til afbrænding af en fast mængde affald. Dette kan give anledning til et profit-element som f.eks. kan tilfalde biogasanlægget, eller bondemanden, der leverer gyllen. Elsalget er i princippet også en indtægt baseret på en skyggepris på marginal elforsyning.

Tabet indgår på alle de øvrige omkostnings- og indtægtselementer for de kollektive teknologier med det formål at kunne sammenligne individuel forsyning og fjernvarmeforsyning.

Følgende kommentarer knytter sig til fortolkning af resultatet:

Varmelagre: Værdien angivet som 21 DKK/GJ betyder, at hvis omkostningerne, faste og variable, fordeles på den mængde varme der løber igennem lageret er omkostningen ved at flytte varmen fra én tidsperiode til en anden på 21 DKK/GJ. Ligevægtsegenskaberne i modellen betyder, at dette også er den gennemsnitlige forskel på marginalværdien af varme, der oplades og aflades i systemet.

Affaldsværker: Varmeproduktionsomkostningen på affald er beregnet som alle omkostninger fratrukket elsalg. Hertil kommer, at modellen igennem en affaldsforpligtigelse beregner et marginals forbrændingsgebyr, som fra varmesiden giver et tilskud per GJ indfyret brændsel.

Biogas kraftvarme: I varmeproduktionsomkostningen på biogas indgår en positiv skyggeværdi. Det skyldes, at der er indlagt en resursebegrænsning på biogassen på 35 PJ i Danmark. Grundet et meget restriktivt CO₂-regime, er skyggeprisen ved udledning af CO₂ (eller ækvivalente klimagasser) meget høj i simuleringen. Dette gør det attraktivt at anvende biogas, fordi man dermed reducerer emissionerne af især metan og lattergas. I teorien gør det, at biogassen har en høj markedsværdi, da denne kan omdannes til el, varme og CO₂-reduktioner.

Varmepumper: Både individuelle og kollektive varmepumper har god økonomi i Perspektivscenariet. De individuelle har en smule lavere COP, eftersom der er tale om fortrinsvist luft-vand. Derimod har kollektive varmepumper et

tab i ledningsnettet som er antaget konstant. Såfremt tabet i ledningsnettet nedbringes, kunne der være økonomi i at udvide med nye fjernvarmenet baseret på varmepumper, men hvis ikke, så er den prismæssige forskel i varme-produktionsomkostningen til at overse.

Central KV: Biomassefyret central kraftvarme leverer el og varme i de centrale forsyningsområder. Det er i modellen indlagt, at der af hensyn til spændingsstabilitet skal være mindst 500 MW aktiv produktion i drift i Danmark. Det leveres på disse værker.

Elpatroner: I nogle fjernvarmeområder installeres elpatroner. Da varmepumper er dyre og kræver mange driftstimer, anvendes elpatroner som supplement på den kolde tid på året, eller når der er signifikant lave elpriser og eventuelt ledig varmelagerkapacitet.

Kedler: En kombination af halm, naturgas og oliekedler anvendes til at dække varmespiden.

7.7 Sammenfatning af perspektivscenariet.

Den kollektive varmforsyning i Danmark spiller fortsat en vigtig rolle i varmforsyningen. Fjernvarme forsyner stadig over 50 % af varmeforbruget i Danmark i Perspektivscenariet. Det er fortrinsvis biogas- og affaldsbaseret kraftvarme samt store varmepumper i allerede etablerede fjernvarmenet, der kan konkurrere med individuel opvarmning.

2/3 af Danmarks elforsyning i scenariet baseres på vindkraft, resten på biogas, affald og biomasse.

Når modellen vælger at bygge biogasanlæg, er det primært fordi biogasudnyttelse "opsuger" CO₂ på grund af det mindre metanudslip. Fjernvarmen udbygges således kun med det formål at nyttiggøre affaldsvarme og biogas. (Det bemærkes, at modellen ikke har mulighed for at anvende biogas i naturgassystemet.)

Hele den individuelle varmforsyning bliver varmepumper og i mindre grad elpatroner.

CO₂ prisen stiger ganske betragteligt som følge af CO₂-målsætningen i scenariet og især på grund af udfasningen af svensk og tysk atomkraft. Især i Tyskland er der begrænsede indenlandske bio-ressourcer samt begrænsede vindressourcer, der sammen med udfasning af A-kraften presser CO₂ prisen opad.

Den høje CO2-omkostning og de antagne brændselspriser gør det yderligere attraktivt for modellen at udbygge med vindkraft.

Vindkraften vinder således terræn fordi teknologien er CO2-fri og fri for dyre brændsler. Dermed er den konkurrencedygtig med termisk produktion på andet end affaldsprodukter.

Den megen vind og dermed værdien af el gør det rentabelt med både individuelle og kollektive varmepumper, samt i mindre grad elpatroner.

Såfremt man kan reducere tab i forbindelse med udbygning af fremtidige varmenet, kan det også på lang sigt være rentabelt at udvide eller etablere disse. Da individuelle og kollektive varmepumper balancerer økonomisk med de antagne forudsætninger, skal der ikke hentes meget på reduktion af varmetab, før fordelene ved at kollektive varmepumper (i samspil med anden teknologi, herunder lagre) kan blive attraktive.

Dette skal ses i sammenhæng med, at det fremtidige omkostningsniveau for individuelle men især for kollektive varmepumper er noget usikkert.

8 Case 1: Scenarieanalyser for Ringkøbing Fjernvarme

8.1 Indledning

I denne case analyseres driften af Ringkøbing Fjernvarmeværk i forskellige fremtidige situationer. Dels med og uden en markant udbygning med vindkraft i det omgivende energisystem, og dels med udbygning af fjernvarmesystemet med solvarme- og varmepumpeanlæg. Det i beregningerne valgt at se på en situation på det mellemlange sigt, svarende f.eks til år 2015.

8.2 Forudsætninger og metode

Ringkøbing Fjernvarmeværk er et privat, forbrugerejet andelsselskab. Værket er et privat, forbrugerejet andelsselskab. Der er tilsluttet ca. 3.700 forbrugere til varmeværkets rørledningsnet, som for ca. 85 % vedkommende består af præisolerede fjernvarmerør. Det årlige bruttoforbrug er knap 110 GWh, og nettabet ligger på 21 -22 %. Varmen produceres på 2 centraler.

Ringkøbing centralen er i dag et kraftvarmeværk bestykket med en gasturbine af typen Tornado med en el-effekt på 6,3 MW og en varmeeffekt på ca. 12 MW. Herudover er der på varmecentralen installeret 2 stk. gaskedler.

Rindum centralen blev i 1993 konverteret fra et kulfyret værk til et kraftvarmeværk bestykket med en gasturbine af typen Typhoon med en el-effekt på 4,2 MW og en varme-effekt på ca. 9 MW. Herudover er der på varmecentralen installeret 2 stk. 10 MW gas-/oliekedler. Gasturbinen blev ved udgangen af 2002 udskiftet med en Wärtsilä Gasmotor med en netto el-effekt på 7,9 MW og en varme-effekt på 9,5 MW.



Figur 35: Fra højre mod venstre: Ringkøbings placering på Danmarks kortet, Ringkøbing Fjernvarmeværk, Ringkøbing fjernvarmeområde.

Samlet kapacitet på værket er en gasturbine med en eleffekt på 6,3 MW og en varmeeffekt på ca. 12 MW, gasmotor med en netto eleffekt på 7,9 MW og en varmeeffekt på 9,5 MW samt varmekedler med en samlet varmekapacitet på 32,5 MW.

Det anvendte analyseværktøj Balmorel, er en lineær optimeringsmodel, der kræver kontinuerte teknologier (kan ikke umiddelbart håndtere start/stop omkostninger og minimumslast på produktionsenhederne). Til denne analyse som går tæt på faktisk drift, var det derfor nødvendigt at udvikle et beregningsmodul til såkaldt unit-commitment. Med unit-commitment forstås, at værkerne enten er tændt (i drift) eller slukket (ude af drift), og at hvis anlæggene er tændt, har de et minimumsproduktionsniveau. Det er forbundet med omkostninger at hhv. starte og slukke et anlæg. Der er endvidere i modellen indlagt en minimum tidsperiode anlæggene skal være hhv. tændt og slukket. Der er desuden en fast brændsels- og timeomkostning forbundet med at have et anlæg tændt, hvilket svarer til at virkningsgraderne er reduceret når anlægget ikke er i fuldlast. For at kunne bruge unit-commitment har det været nødvendigt at skaffe flere tekniske og økonomiske data for anlæggene.

Ringkøbing Fjernvarmeværk modelleres ud fra historiske data, og modellen finder optimal driftsstrategi på basis af rammer og tekniske data. Der tages udgangspunkt i data fra 2006. Året betragtes i hver time.

For 2015 benyttes der en naturgaspris på 79,2 kr. pr. GJ, og for CO₂ er der regnet med en pris på 175 kr./ton. Desuden regnes med en samlet energi og CO₂-afgift pr. varmeeenhed på 50 kr./GJ for kedler og 45 kr./GJ for kraftvarme, hvilket svarer til de gældende afgiftsregler fra 1. januar 2008.

I beregningerne benyttes en elprisprofil for at repræsentere udviklingen i det omgivende energisystem, og Balmorel beregner den optimale drift i forhold til spotmarkedet for el. Til beregningerne har det derfor været nødvendigt at opstille elprisprofiler for 2015, som passer med brændsels- og CO₂-priser for dette år. Der er opstillet to elprisprofiler, én for referencescenariet og én for et scenario med betydeligt mere vindkraft, jfr. neden for.

8.3 Fem scenarier

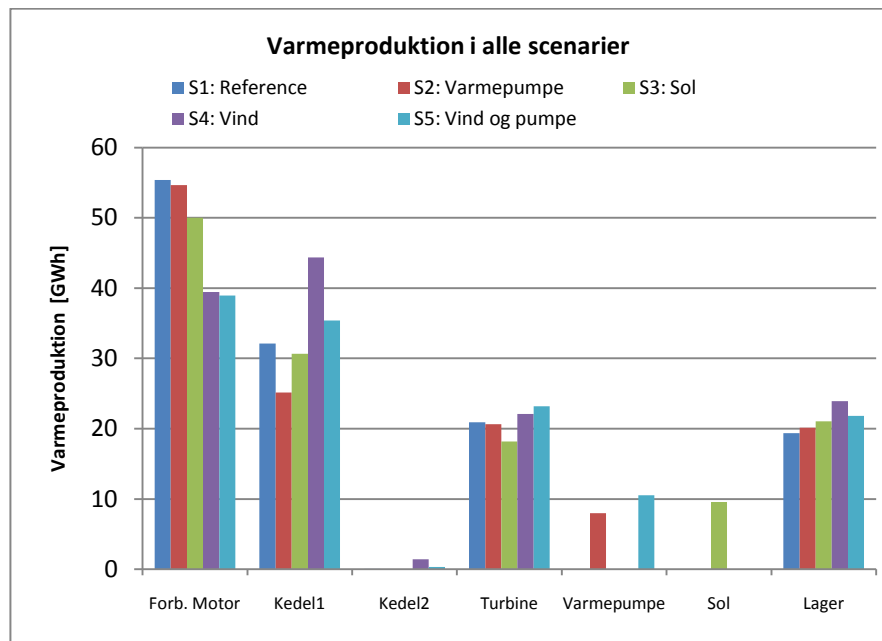
Der opstilles en række scenarier til at belyse de forskellige muligheder og virkemidler. Først opstilles et referencescenario, hvor Ringkøbing Fjernvarmeværk betragtes i dets nuværende tilstand. Herudover opstilles fire scenarier for at undersøge udviklingen i forhold til forskellige ændringer. Der ses i hvert scenario på driftsbilledet. Der er i alt udført simulering af fem scenarier:

1. *Referencescenarie* - business as usual.
2. *Varmepumpe*. Referencescenariet tilføjes en varmpumpe. Varmepumpen antages at have en maksimal varmekapacitet på 3 MW, og en COP på 3,5. Den lille varmpumpe er valgt, da formålet med undersøgelsen ikke er at bestemme den optimale størrelse. Det er i stedet interessant at undersøge forudsætningerne for, at denne teknologi med fordel kan bruges ved kraftvarmeverker med de valgte randbetingelser. En lille varmpumpe med lav kapacitet er derfor valgt, så investeringsomkostningerne ikke bliver for store i forhold til en kapacitet, der ikke udnyttes.
3. *Solvarme*. Referencescenariet tilføjes et solvarmeanlæg. Anlægget antages at være på ca. 15.000 m² og have en årlig varmeproduktion på ca. 8 GWh. Anlægget har en maksimal kapacitet på 7 MW.
4. *Vindkraft*. I dette scenario benyttes en alternativ spotpris, som baggrund for analyse af mere vind. Udover dette benyttes samme data som i referencescenariet.
5. *Varmepumpe og vindkraft* (scenarier 2 og 4). Dette scenario er en kombination af varmepumpescenariet og vindscenariet. Dvs. der bruges alternative spotpriser, og der tilføjes en varmpumpe.

For hvert af de fem scenarier opstilles driftsbilledet. Det overordnede produktionsbillede gennemgås, og der tages udgangspunkt i hhv. en sommer- og en vinteruge for at se produktionsmønsteret i detaljer. Herefter sammenholdes scenarierne ved at se på den samlede energisammensætning. Det vurderes om dette stemmer overens med det forventede, og forskellene imellem scenariernes energisammensætning belyses. Endelig betragtes økonomien i de forskellige scenarier.

8.4 Energi og økonomi i scenarierne

Varmeproduktionen på de forskellige enheder i de 5 scenarier ses i nedenstående figur.



Figur 36: Energibillede for varmeproduktionen i alle scenarierne.

Økonomien i de forskellige scenarier er beregnet og sammenlignet. Ud fra de økonomiske resultater, der er fundet i modellen, er beregnet en varmepris.

En oversigt over økonomien fremgår af nedenstående tabel. Der er her set på selskabsøkonomien for Ringkøbing Fjernvarmeværk, dvs. afgifter er indregnet.

Angivet i mio. kr./år Scenario	Ref.	VP	Sol	Vind	Vind+VP
Indtægter:	29,4	29,1	26,4	27,5	27,4
El salg [GWh]	56	56	51	44	44
Gennemsnitlig elsalgs- pris [kr./MWh]	522	524	523	625	628
Elsalgsprisen over mid- del [%]	2	3	3	30	30
Udgifter:	67,7	67,1	63,6	64,6	63,6
Brændselsomkostninger	24,0	23,7	21,8	22,0	21,4
Variable omkostninger	7,1	7,0	7,4	6,3	6,2
Faste omkostninger	12,2	12,3	12,2	12,2	12,3
CO ₂ omkostninger	6,1	5,8	5,5	5,6	5,2
Varmeafgift (CHP)	12,5	12,3	11,2	10,2	10,2
Varmeafgift (kun var- me)	5,8	6,0	5,5	8,3	8,3
Total [mio. kr./år]	-38,3	-38	-37,2	-37,1	-36,2
Varmepris ab værk [kr./MWh]	353	351	343	342	334
Investeringer	-	19	28	-	19
Dækningsbidrag fra driften i forhold til refe- rencescenariet* [kr./år]	-	0,3	1,1	1,2	0,9*
Årlig gevinst ** [mio. kr.]	-	-1,4	-1,3	1,2	-0,8
Rentefri 'payback' [år]		63	24		21

Tabel 38: Selskabsøkonomisk årsopgørelse for scenarierne.

*) For scenarie 5 sammenlignes med scenarie 4

**) Beregnet med en kalkulationsrente på 6 % over 20 år.

Marginalgevinsten af øget varmekapacitet på hver af varmereproduktionsenhederne er undersøgt og kan ses neden for. Med marginalgevinster menes den årlige gevinst ved at investere i én ekstra MW i den pågældende enhed. Umiddelbart er der ikke nogen gevinst at hente ved at udvide kapaciteten af hverken kedel 1, kedel 2 eller lageret.

Kkr./MW	Forb. Motor	Kedel1	Kedel2	Gasturbine	Varmepumpe	Sol	Lager
Ref.	786	15	0	17	-	-	0
VP	780	10	0	13	399	-	0
Sol	714	15	0	10	-	241	0
Vind	930	26	0	124	-	-	1
Vind + VP	911	27	0	106	431	-	0

Tabel 39: Marginalgevinsterne for én ekstra MW varme på hvert af anlæggene i scenarierne.

Marginalgevinsten for én MW varme mere på gasturbinen er ligeledes uden nok gevinst i de tre første scenarier. I de to sidste scenarier med elpriser med mere vind, er investeringsomkostningerne også lave i forhold til køb af ekstra kapacitet. Det stemmer overens med, at gasturbinen ikke benyttes særlig meget, og at den har en rimelig stor kapacitet. Den er heller ikke nær så effektiv som motoren.

Forbrændingsmotoren har en årlig marginalgevinst på 0,8 mio. kr. pr. ekstra MW varmenhed i referencescenariet. Antages en investeringsudgift på 6 mio.kr. på MW varme, virker det dermed højst fordelagtigt at investere i mere kapacitet til motoren. Beregnet med en rente på 6 % over 20 år, giver det et årligt overskud på ca. 0,3 mio. kr/MW, lidt lavere i solvarmescenariet.

Varmepumpen er allerede en tvivlsom investering, og yderligere kapacitet forbundet med en investeringsomkostning på 6 mio. kr./MW_{varme}, synes ikke at kunne betale sig. Yderligere kapacitet på solvarmeanlægget vil blot medføre at tilbagebetalingstiden forlænges yderligere.

8.5 Samlet resultat

Med hensyn til *varmepumpen* viser scenarie 2, at varmepumpen hovedsagelig erstatter drift på kedlen. Ca. en fjerdedel af produktionen flyttes. Nytteværdien af varmepumpen er dog slet ikke stor nok til at forrente investeringen.

Med hensyn til *solvarme* får Ringkøbing Fjernvarmeværk i scenarie 3 en nytte af solvarmeanlægget på 1,1 mio. årligt. Kapitalomkostningerne gør dog, at solvarmeanlægget ikke kan betales hjem over 20 år.

I scenariet med mere *vind* – scenarie 4 - er der flere elpriser med lave elpriser, hvor det ikke er fornuftigt at producere på motoren. Til gengæld er også perioderne med høje elpriser blevet flere. I udgangspunktet får Ringkøbing Fjernvarmeværk en fortjeneste på 1,2 mio. kr. årligt, som følge af de mere svingende elpriser i scenarie 4. Dette skyldes især en øget elindtægt, på trods af at elproduktionen faktisk bliver lavere. Den gennemsnitlige elsalgspris er bedre,

fordi der er øget produktion på gasturbinen, der ellers stort set ikke er i drift i referencescenariet. Der er dermed en "reserve" kapacitet til at producere ved de højeste elpriser. Der produceres generelt mere varme på de kraftvarme-producerende enheder, men da gasturbinen har en lav cm-værdi, bliver elproduktionen derfor lavere. Selv i en følsomhed med op til 6 øre/kWh lavere gennemsnitselpriser i scenariet, er dette scenarie mere gunstigt end referencen, da kraftvarmesystemets fleksibilitet kan benyttes til at udnytte de større udsving i elprisen.

I det femte scenario regnes både på svingende elpriser og etablering af en varmepumpe. Driftsnyttten for varmepumpen er 0,9 mio. kr. pr. år hvilket ikke er nok til at forrente investeringen.

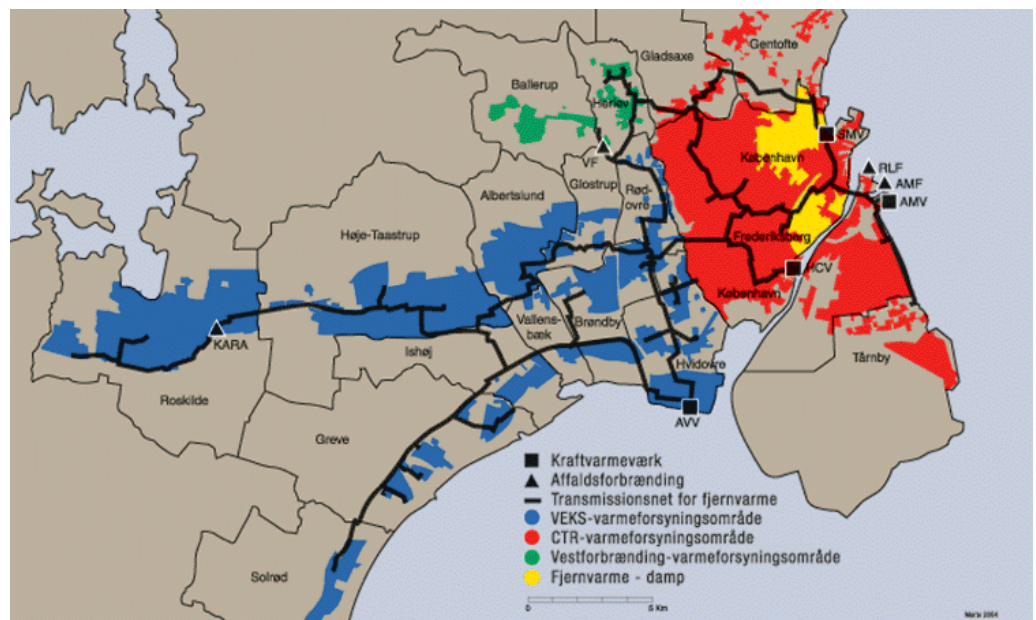
Sammenholdes alle scenarieresultater, produceres der generelt meget på forbrændingsmotoren, og kedelen benyttes ofte sammen med denne i vinterhalvåret.

Ringkøbing Fjernvarmeværk har desuden mindre kraftvarmeproduktion (lavere kraftvarmedækning), end hvad der er normalt på decentrale kraftvarmeanlæg i Danmark. I referencescenariet viser analysen, at det er fordelagtigt at investere i en øget kapacitet på forbrændingsmotoren. Ringkøbing Fjernvarmeværk får en fortjeneste på 0,3 mio. kr. årligt for hver yderligere MW varmekapacitet, der investeres i, hvis der regnes med en rente på 6 %. Vindsce-nariet er dog stadig bedre, da en investering i motoren i dette scenarie vil give en gevinst på 0,4 mio. kr. årligt.

9 Case 2: Fjernvarmesystemet i Hovedstadsområdet

Det sammenhængende fjernvarmesystem i Hovedstadsområdet dækker omtrent en fjerdedel af de samlede danske fjernvarmeleverancer. Størstedelen af varmen produceres som kraftvarme eller affaldsvarme.

Siden starten af forrige århundrede har fjernvarme har været en vigtig del af energiforsyningen i Hovedstadsområdet. Efter oliekriserne i 1970'erne tog udviklingen for alvor fart - som led i varmeplanlægningen i 1980'erne blev hovedparten af den centrale og vestlige del af Hovedstadsområdet udlagt til fjernvarme, mens den nordlige del primært blev udlagt til naturgasforsyning eller individuel forsyning med oliefyr.



Figur 37: Oversigt over fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet

Efter oliekriserne blev kul det dominerende brændsel i kraftvarmeproduktionen på de centrale værker. Senere blev kul suppleret med naturgas og biomasse. De mindre kraftvarmeanheder i det centrale København blev i henholdsvis 1984 (Svanemølleværket) og 1994 (H.C. Ørsted Værket) omlagt fra kul til naturgas, mens Amagerværket forblev kulfyret. I 1989/90 blev nye store kulfyrede kraftvarmeanheder på henholdsvis Amagerværket (blok 3) og Avedøre (blok 1) sat i drift. Det var som led i etableringen af disse enheder, at de store varmetransmissionssystemer og fjernvarmen blev videreudbygget.

Svanemølleværket blev i 1994 udvidet med en naturgasfyret gasturbine, og det samme blev H. C. Ørstedværket i 2004.

I 2001 blev den nyeste store gas-, olie- og biomassefyrede kraftvarmeenhed etableret på Avedøre (blok 2). På Amagerværket blev den kulfyrede blok 2 i 2003 omstillet til også at kunne fyre med biomasse, og i 2009 sættes en nyrenoveret blok 1 i drift efter at være blevet ombygget til at kunne fyre med biomasse, olie og kul.

Organisatorisk er den overordnede varmforsyning i Hovedstadsområdet opdelt på Centralkommunernes Transmissionsselskab (CTR), Københavns Energi (KE), Vestegnens Kraftvarmeselskab (VEKS) og Vestforbrænding (VF), som har et mindre eget forsyningsområde. CTR og VEKS er transmissionsselskaber, som tilsammen forsyner 16 kommuner i området med fjernvarme. KE er et varmedistributionsselskab, som forsyner den centrale del af København. Udover at forsyne sit eget område leverer Vestforbrænding varme til VEKS og CTR.

Den samlede kraftvarme- og affaldsbaserede varmegrundlastkapacitet i det storkøbenhavnske system er ca. 3.100 MJ/s. Heraf ejer DONG Energy to-tredjedele, Vattenfall godt 22 % og de kommunalt ejede affaldsforbrændingsanlæg (Amagerforbrændingen, Vestforbrænding i Glostrup og KARA/Novoren i Roskilde) ca 10 %. Dertil kommer en større mængde varmekedler (spidslastkedler) med en samlet effekt på ca. 2.400 MJ/s.

I 2007 leverede affaldsværkerne 26,5 pct. af fjernvarmen, Amagerværket (der er ejet af Vattenfall) 14,6 pct. og de resterende kraftvarmeværker, der er ejet af DONG Energy, 58,9 pct. Tallene gælder for grundlastanlæggene. Affaldsværkernes relativt høje produktion skyldes, at de har en meget høj benyttelsestid.

En mindre andel af produktionen sker på et geotermisk demonstrationsanlæg. Anlægget er ejet af Hovedstadsrådets Geotermiske Samarbejde, som igen er ejet af DONG Energy, CTR, VEKS og KE.

9.1 Nye teknologier i Hovedstaden

Hovedstadens fjernvarmesystem er således på produktionssiden karakteriseret ved, at varmen produceres på centrale kraftvarmeværker og affaldsværker. Systemets størrelse muliggør anvendelse af en række teknologier i stor skala, og det er derfor interessant at undersøge værdien af disse teknologier i det store fjernvarmesystem.

I Hovedstaden er følgende projekter af særlig interesse for fjernvarmen:

- Mulig udvidelse af transmissionskapaciteten ved Damhussøen
- Varmebesparelser
- Fjernkøling
- Varmelagring
- Solvarme
- Varmepumpe

Varmesystemet i Hovedstaden er et stort og kompliceret system, og skal der træffes investeringsbeslutninger om nye produktionsenheder, ny transmissionskapaciteter eller andre initiativer kræves detaljerede projekter med økonomi- og energiberegninger m.v., som ligger uden for rammerne at dette projekt. Imidlertid kan man bruge beregninger af den marginale værdi af varmen ved forskellige initiativer for få en indikation af, om der kan være økonomi i det pågældende projekt.

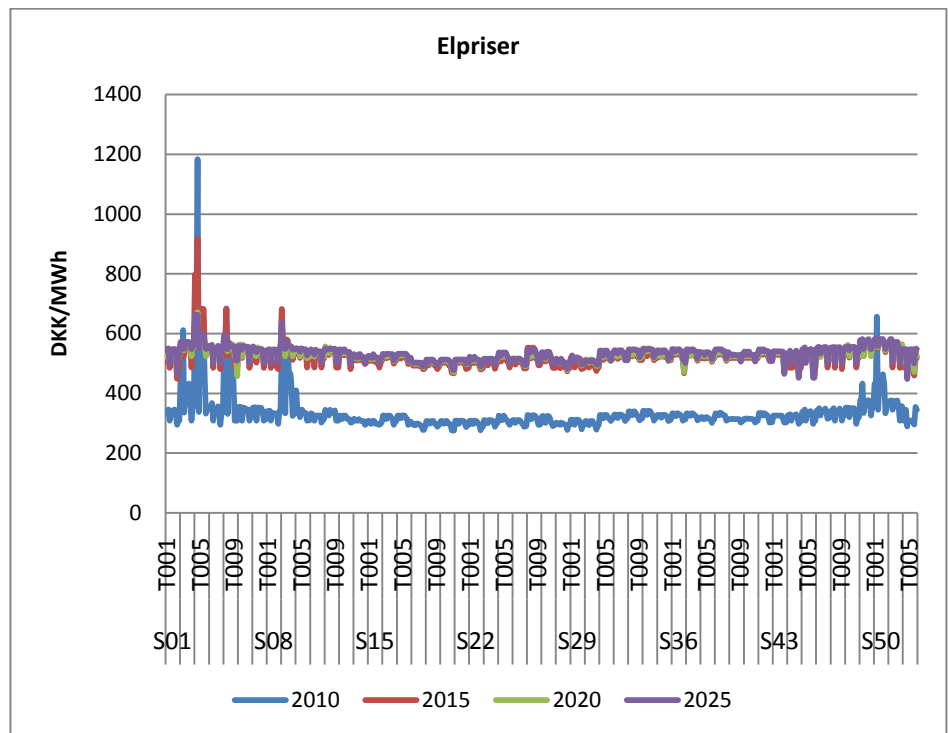
Case analysen for Hovedstaden har haft adgang til data fra Københavns Energi, CTR og VEKS's projekt Varmeplan Hovedstaden, som er gennemført parallelt med EFP-projektet.

Til planlægnings- og analyseformål i denne case er den marginale varmepris beregnet for de ovennævnte projekter. Som nævnt indikerer disse marginalfortolkninger, om der kan være økonomi i den pågældende aktivitet. Om det er rentabelt kræver dog egentlige økonomiberegninger med inddragelse af kapitalomkostninger m.v.

9.2 Referenceforløbet

Der er opstillet et referenceforløb, som tager udgangspunkt i dagens situation og kendte og forventede ændringer i systemet i Hovedstaden samt generelle referenceforudsætninger, som beskrives andetsteds i rapporten.

Skønt elprisen dannes endogent i modellen og dermed ikke er en forudsætning, kan den for Hovedstadens kraftvarmesystem nærmest betragtes som eksogent bestemt. For at lette fortolkningen af de følgende resultater præsenteres elprisen indledningsvis på figuren herunder.



Figur 38. Udvikling i elprisen over året i 2010, 2015, 2020 og 2025

Figuren viser elprisen i Østdanmark for de fire simulerede år. Det ses at der sker en gradvis stigning i gennemsnitsniveauet i overensstemmelse med antagelsen om stigende brændselspriser. Der er i det første år i enkelte timer på året en knappere effektbalance (primært i Tyskland).

9.3 Forudsætninger om Hovedstadens kraftvarmesystem

For udviklingen i produktionskapaciteten efter 2010 er der som udgangspunkt regnet med, at der ikke etableres produktionsanlæg på andre geografiske lokaliteter end i dag.

De fire store varmeproduktionsanlæg i Hovedstaden: Amagerværket, Avedøreværket, Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket antages alle at være i fortsat drift i 2025, bortset fra H. C. Ørsted Værkets blok 7. Desuden indgår de tre store affaldsforbrændingsanlæg, Amagerforbrændingen, Vestforbrænding, KARA/NOVEREN samt varmeselskabernes spidslastkedler. For de nærmere forudsætninger vedrørende udviklingen på produktionsanlæggene frem til 2025 henvises til bilagsrapporten om case analysen.

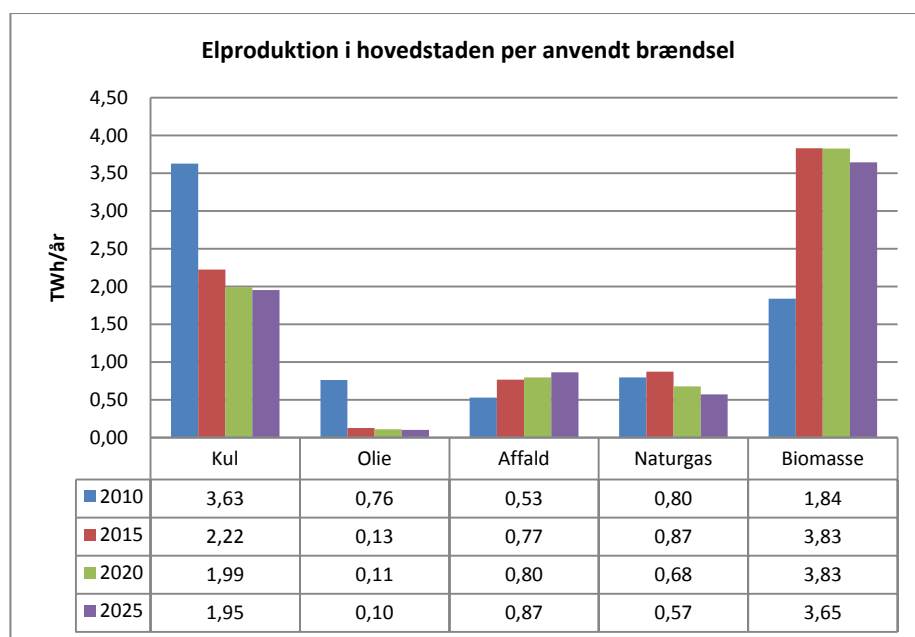
Der er modelleret både et damp- og et vandbåret fjernvarmesystem. Konverteringen af dampsystemet til vandsystem sker gradvist, så dampsystemet er udfaset i 2025.

9.4 El og fjernvarmeproduktion i referenceforløbet

Elproduktionen fordelt på brændsler fremgår af figuren nedenfor. Samlet set er kul det mest anvendte brændsel til elproduktion i starten af perioden, mens biomasse (træpiller) bliver mest anvendt fra 2015 og frem. Det skyldes, antagelsen i dette projekt om, at hele Avedøreværket og hele Amagerværket bliver ombygget til at kunne indfyre op til 100% biomasse mellem 2010 og 2015. Det er muligt, at denne forudsætning ikke realiseres i praksis.

Elproduktionen på naturgas falder efter 2010, da forudsætningsdata viser en betydelig stigning i gaspriser, som ikke modsvares af en tilsvarende stigning i de øvrige brændselspriser.

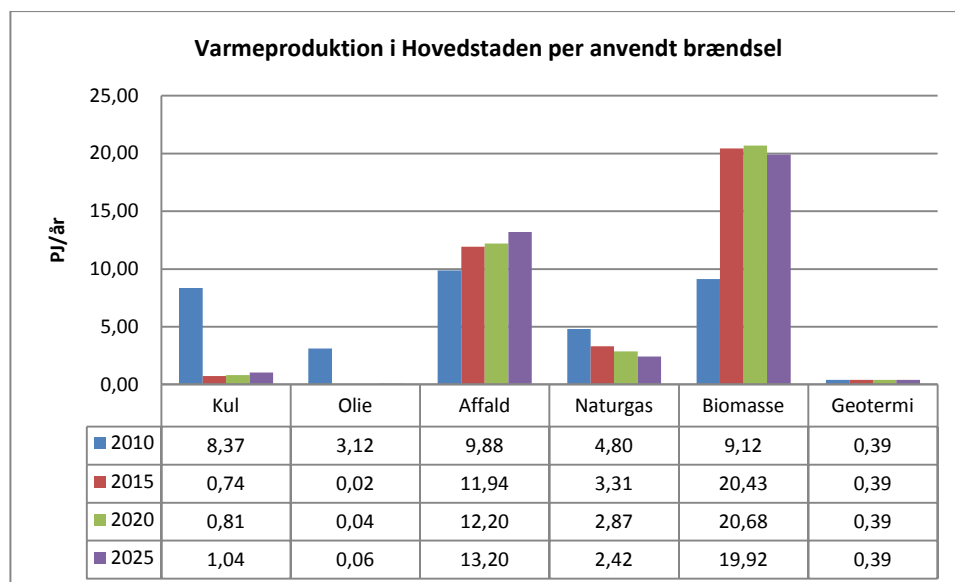
Det er antaget, at AVV2 i 2010 ikke kan anvende træpiller uden samtidig at anvende olie pga. korrosionsforhold i kedlen. Derfor anvendes der i 2010 stadigvæk en del naturgas og olie på AVV2. Fra 2015 skifter brændslet på AVV2 til træpiller og kul, da det her bliver muligt at anvende træpiller uden støttefyring.



Figur 39: Brændselsforbrug til elproduktion i hovedstaden

Varmeproduktionen fordelt på brændsler fremgår af nedenstående figur. Det ses, at det kun er i 2010, at en væsentlig del af varmeproduktionen sker på kul. Herefter sker et markant skifte til træpiller, idet det bliver muligt at anvende træpiller i et frit på AMV3, AVV1 og AVV2. Biomasse bliver således det mest anvendte brændsel i fjernvarmeforsyningen i 2025. Samtidig ses det, at der sker et fald i anvendelsen af naturgas til varmeproduktion. Dette skyldes,

at naturgasprisen stiger frem mod 2025. Det ses endvidere, at der sker en stigning i varmeproduktionen på affald i takt med, at affaldsmængderne stiger.

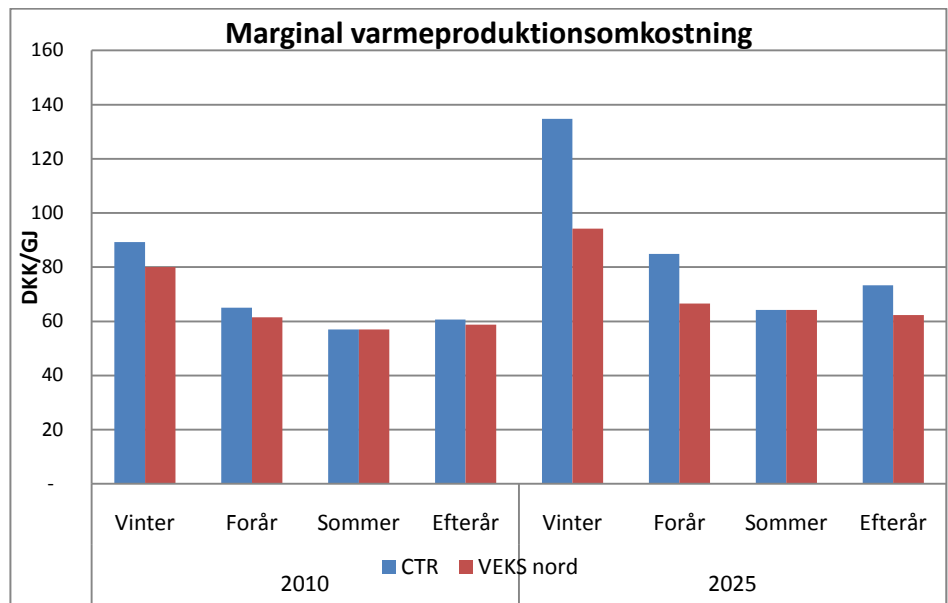


Figur 40: Brændselsforbrug til varmeproduktion i hovedstaden

9.5 Marginalværdien af varme

Den marginale værdi af varmen kan som nævnt oven for anvendes til at screene systemet for, hvor der er gevinster at hente. Den er en god gennemsnitlig indikator på værdien af at forsyne varme ind i systemet på en bestemt lokalitet på et givent tidspunkt. I nedenstående figur er denne marginale varmeproduktionsomkostning vist for CTR og VEKS nord – hhv. øst og vest for Damhussøen. Disse områder er udvalgt, da de repræsenterer dér, hvor der er forskelle imellem niveauerne.

Det skal tilføjes, at disse priser ikke er forbrugsvægtede. Endvidere skal det understreges, at der er tale om selskabsøkonomiske og ikke samfundsøkonomiske vurderinger.



Figur 41: Figuren viser marginale varmepriser (DKK/GJ) øst (CTR) og vest (VEKS Nord) for Damhussøen

På ovenstående figur ses prisforløbet for 2010 og 2025. Der er vist 2 kurver. Den ene viser en marginal varmepris på Vestegnen (VEKS Nord), eller vest for Damhussøen. Den anden viser en marginalvarmepris i City (CTR), eller øst for Damhussøen. Søjlerne viser, at der i vintermånederne er flaskehalse imellem Øst og Vest. Heraf kan man udlede, at der potentielt er en marginal gevinst ved at udvide overføringskapaciteten ind imod byen med henblik på at kunne få mere affaldsvarme og varme produceret på Avedøreværket ind i mod det store forbrug i centrum af København.

Figuren viser endvidere, ikke overraskende, at de marginale omkostninger typisk er væsentligt større om vinteren end om sommeren. Denne forskel kommer specielt til udtryk i 2025, hvor brændselspriserne er steget markant sammenlignet med 2010-niveau.

9.6 Varmebesparelser

For at anslå værdien af varmesparelser er der som nævnt tidligere anvendt et marginalprincip. Det undersøges ud fra referencescenariet, hvor meget der kan spares marginalt med hensyn til produktionsomkostninger, herunder brændsler, afgifter, kvoter mv., ved reduktion af varmeforbruget med én årlig GJ.

Ved at vægte marginalvarmeprisen fra referencescenariet med den underliggende forbrugsprofil, i.e. fordelingen af varmeforbruget over året, opnås følgende gennemsnitspris for den marginale varmesparelse på én GJ.

	2010	2015	2020	2025
Vest for Damhussøen	68	58	67	77
Øst for Damhussøen	75	86	97	106
Middel	71	72	82	92

Tabel 40: Værdien af marginale varmebesparelser (DKK/GJ/år)

Hvis en varmebesparelse kan opnås for under på 71 DKK/GJ i 2010 og 92 DKK/GJ i 2025, er den rentabel ud fra en systemsammenhæng.

Her må tages forbehold for, at dette er en marginal fortolkning ud fra det eksisterende system. Der er ikke indregnet eventuelt sparede investeringsomkostninger i produktionsapparatet ved at gennemføre større besparelser på forbrugssiden. Konklusionen gælder derfor kun den marginale besparelse, der er ikke vurderet et egentligt besparelsscenario som alternativ til denne reference.

9.7 Øget varmelagerkapacitet

Varmelagre, som de er modelleret i Balmorel modellen, har tre nøgleegenskaber, der er begrænset af den installerede kapacitet:

- Total lager volumen
- Opladningskapacitet per time
- Afladningskapacitet per time

For hver af disse begrænsninger kan modellen frembringe en marginalværdi i de enkelte tidsafsnit. Opsummeres disse vægtet med tidsperiodernes længde, opnås en årlig marginalværdi ved at udvide en af disse individuelt. Mere interessant er det dog at se på de tre i en sammenhæng.

Det antages i det følgende, at der ved etablering af et nyt varmelager, eller udvidelse af et eksisterende, vil være en sammenhæng imellem volumen samt op- og afladningskapacitet, som gør, at varmelageret vil kunne oplades eller aflades fuldstændigt på 8 timer. Der ses herefter på en marginal forøgelse af varmelagerkapaciteten med 1 GJ lagervolumen henholdsvis øst og vest for Damhussøen. Dette indbefatter en samtidig forøgelse af op- og afladningskapacitet på 1/8 GJ/s. Resultatet er angivet i nedenstående tabel.

	2010	2015	2020	2025
Øst for Damhussøen	453	1236	1672	1631
Vest for Damhussøen	221	645	697	399

Tabel 41: Værdien af 1 GJ varmelager øst og vest for Damhussøen (DKK/GJ)

Denne værdi skal naturligvis sammenholdes med den kapitalomkostning, der er nødvendig for installere den ekstra kapacitet. Antager man en diskonteringsrente på 6 pct. samt en økonomisk levetid på 20 år, vil økonomien øst for Damhussøen (≈ 400 DKK/GJ i 2025) kunne forrente en investering på 4.600 DKK/GJ.⁷

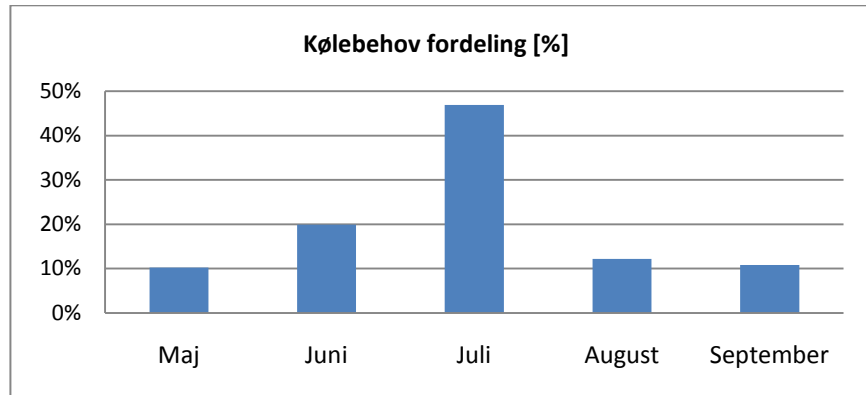
9.8 Fjernkøling

Varmedrevet fjernkøling har den naturlige fordel ved indførelse i et kraftvarmesystem som i Hovedstaden, at kølebehovet har en modsatrettet profil i forhold til fjernvarmebehovet. Det betyder, at der i udgangspunktet må være ledig varmeproduktionskapacitet, som kan leveres billigt, dels fordi der udenfor fyringssæsonen er et behov for at forbrænde affald, og dels fordi den marginale varmforsyningsomkostning på de store kraftværker typiske vil ligge på Cv-linjen, og dermed koste relativt lidt i forhold til alternativ kondensproduktion i denne periode.

Til analyse af fjernkøling i det samlede system, er der anvendt marginalvarmepriserne fra referencescenariet. Kombineret med en ad hoc statistisk analyse af fordelingen af kølebehovet ud fra historiske års køledage på månedsbasis er det muligt at beregne omkostningen for fjernkøling.

⁷ Der skal igen tages forbehold for, at dette udelukkende er en marginal analyse, og værdien vil dermed ikke nødvendigvis være gældende for et fuldt ud dimensioneret varmelager. Det forventes, at denne værdi vil være aftagende for successiv lagerkapacitetsudvidelse.

Ud fra historiske temperaturdata for Danmark, er følgende kølebehovsprofil synteseret over de samme måneder:



Figur 42: Figuren viser kølebehovets fordeling i sommermånederne.

Historisk har langt de fleste køledage ligget i juli måned, hvilket også fremgår af ovenstående figur. Køledage er her defineret som dage med en middeldøgntemperatur på over 17 grader.

Herunder er en gennemsnitlig fjernkølingspris på baggrund af marginalvarmeværdierne og køleprofilen ovenfra beregnet. Der er taget udgangspunkt i et absorptionskøleanlæg med et forhold varme/køling = 1,5 til fjernkøling.

	2010	2015	2020	2025
Pris per GJ køling	100	92	103	114

Tabel 42: Den gennemsnitlige kølepris for fjernkøling (DKK/GJ). Der er tilskrevet et 15 pct. tab på fjernvarmesiden.

Sammenholdes disse værdier med den alternative produktion af køling på et eldrevet kompressionskøleanlæg fås følgende tal, som vist i nedenstående figur.

	2010	2015	2020	2025
Fjernkøling per GJ	100	92	103	114
Kompressionskøling per GJ ⁸	99	119	120	121
Difference	1	-27	-17	-6

Tabel 43: Sammenholdte energiomkostninger for varmedrevet fjernkøling og eldrevet kompressionskøling

Der er altså i Hovedstadsområdet ingen eller en begrænset marginal besparelse ved at anvende fjernkøling frem for kompressionskøling. Besparelsen er højest i 2015, og falder herefter frem mod 2025.

9.9 Værdien af solvarme og varmepumpe

I det følgende er værdien af solvarme og varmepumper til fjernvarme vurderet i Hovedstaden. Den marginale værdi af teknologierne beregnet. Dette er gjort ud fra den installerede kapacitet, som for solvarme er opgjort i kvadratmeter og for varmepumper i megawatt.

I nedenstående tabel ses værdien af central solvarme i Hovedstadens fjernvarmesystem. Af tabellen fremgår det, at værdien stiger frem mod 2025. Denne udvikling følger udviklingen i brændselspriserne.

DKK/m ²	2010	2015	2020	2025
Værdi af solvarme	59	37	50	69

Tabel 44: Tabellen viser den marginale værdi af solvarme (DKK/m²). Det er antaget, at årsproduktionen er 410 kWh/m²/år. Solvarmeanlægget er placeret i området VEKS.

Værdien af varmepumper i Hovedstadens fjernvarmesystem ses neden for. Ligesom med solvarmen er tendensen, at værdien af varmepumper stiger i perioden frem mod 2025.

⁸ Der er regnet på grundlag af en gennemsnitlig marginal elpris inklusiv afgifter og PSO. Der er indregnet samlet 666 DKK/MWh til el- og CO₂ afgifter plus anslået 100 DKK/MWh i PSO bidrag.

mDKK/MW varme	2010	2015	2020	2025
Værdi af en varmepumpe	1,20	0,90	1,09	1,34

Tabel 45: Tabellen viser den marginale værdi af en varmepumpe (mDKK/MW varme). Varmepumpen er antaget af have en COP på 3 og variabel drift og vedligehold på 10 DKK/MWh. Varmepumpen er placeret på Amagerland.

9.10 Sammenfatning

Den samlede varmeproduktion stiger fra 35,68 PJ i 2010 til 37,04 PJ i 2025. Stigningen skyldes primært udvidelser af fjernvarmeområdet, mens der er varmebesparelser på ca. 8 pct. i 2025 sammenlignet med 2010-niveau. Ses der på sammensætningen af varmeproduktion, sker der en markant stigning i affaldsvarmen, hvilket skyldes stigende affaldsmængder samt forbedrede virkningsgrader på affaldsforbrændingsanlæggene.

Analysen viste, at elproduktionen i Hovedstaden fordelt på hhv. kraftvarme og kondens el, er stort set uændret gennem i perioden 2010-2025. Der sker et mindre fald i kraftvarme elproduktionen, hvilket hovedsageligt skyldes stigende affaldsmængder, mens der sker en minimal stigning i kondens elproduktionen.

Brændselssammensætningen til varme- og elproduktionen ændres markant gennem et skift fra kul- til biomassebaseret el- og varmeproduktion. Dette skyldes antagelsen om, at de store kraftværker kan anvende op til 100 % biomasse, sammen med afgiftsfritagelsen for biomasse, tilskud til elproduktion på biomasse samt de stigende priser for fossile brændsler frem mod 2025. Forbruget af biomasse stiger gennem hele perioden, dog med en lille nedgang fra 2020 til 2025, hvilket igen skyldes stigende affaldsmængder.

Affald går fra i 2010 at udgøre 32 pct. af brændselsforbruget til varme, til at udgøre 35 pct. i 2025. Andelen af vedvarende energi i varmeforsyningen stiger fra 44 pct. i 2010 til at udgøre hele 74 pct. i 2025. Ligeledes falder CO₂-indholdet i varme fra 21,5 kg/GJ i 2010 til kun 7 kg/GJ i 2025, hvilket må betragtes som en markant reduktion.

En vurdering af de marginale varmeproduktionsomkostninger hhv. øst og vest for Damhussøen viser, at der er nytteværdi i at fjerne flaskehalse i transmissionsnettet, således at lastfordelingen på de store værker kan foregå mere frit. Værdien af at reducere flaskehalse stiger gennem hele perioden. Dette skyldes primært, at det centrale København til dels forsynes af de naturgasfyrede H.C. Ørsted Værket og Svanemølleværket, mens Avedøreværkets potentiale

for billigere varmeproduktion produceret på biomasse, er lukket inde bag flaskehalse i transmissionsnettet.

Analyse af varmebesparelser viser, at værdien af en varmebesparelse er 71 DKK/GJ i 2010 og 92 DKK/GJ i 2025.

Analysen af varmelagerkapaciteten, fjernkøling og varmepumper konkluderede, at alle disse tiltag vil være neutrale eller have en positiv økonomi. Evt. ny produktionskapacitet kan med fordel placeres øst for Damhussøen, da der er flaskehalse i transmissionsnettet fra vest mod øst. Marginalværdien af ny varme er derfor højest i øst.

10 Referencer

Blarke, "Store varmepumper med koldt varmelager i forbindelse med eksisterende kraftvarmeproduktion" (CHP-HP Cold Storage), 2006

Blarke, M.B. and H. Lund "Large-scale Heat Pumps in Sustainable Energy Systems: System and Project Perspectives". Proceedings of 3rd Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water, and Environment Systems, Dubrovnik, Croatia, 6-10 June 2005. Minor revision of conference paper. 2006

B. Bohm and H. Kristjansson, "Single, twin and triple buried heating pipes: on potential savings in heat losses and costs," International Journal of Energy Research, vol. 29, no. 14, pp. 1301-1312, 2005.

Carl Bro as, Nykøbing Falster Kommune – Forsyningsafdelingen, DTU, Grundfos, Starpipe og Gemina Termix "Forsøg med energirigtige stikledninger", DFF F&U 30. juni 2005

Christensen, Kim. G. et. al "Miniskala-varmepumpe med CO₂ som kølemiddel til decentrale kraftvarmeværker" Teknologisk Institut Sept 2006

Dalin, P. and A. Rubenhag (2006). ECOHEATCOOL Work package 5: Possibilities with more district cooling in Europe Final Report

Dalin, P., J. Nilsson and A. Rubenhag (2006). ECOHEATCOOL Work package 2: The European Cool Market Final Report.

Dansk Gasteknisk Center (DGC): "Kraftvarme og køling", september 2006.

[Birch & Krogboe, 2004]: "Potentiale vurdering, Energibesparelser i husholdninger, erhverv og offentlig sektor", Birch & Krogboe, 2004.

[Dansk byggeri, september 2006]: "Debatoplæg: Initiativer der kan fremme energi-besparelser i den bestående bygningsbestand", Dansk byggeri, september 2006.

[Det Økologiske Råd, juni 2005]: "Energibesparelser, Det Økologiske Råds forslag til politiske initiativer for energibesparelser", Det Økologiske Råd, Juni 2005.

[DTU, 2004]: "Energibesparelser i nye og eksisterende bygninger", DTU, 2004.

[Ea Energianalyse, NIRAS, RUC og 4-Fact, 2008]: "Danske energispareaktiviteter, delrapport 1: Beskrivelse af aktiviteter Evaluering af den samlede energispareindsats", Ea Energianalyse, NIRAS, RUC og 4-Fact, 2008.

Ea Energianalyse (2007): 50% vindkraft i Danmark i 2025 – en teknisk-økonomisk analyse.

Ellehaug & Kildemoes og Cowi: "Solar heat storages in district heating networks", juli 2007.

[Energistyrelsen, 2004]: "Faglig baggrundsrapport, Handlingsplan for en fornyet indsats, energibesparelser og marked", Energistyrelsen, december 2004.

Energistyrelsen, Elkraft System og Eltra: "Technology Data for Electricity and Heat Generating Plants", marts 2005.

Energistyrelsen: "Perspektiver for den danske varmforsyning frem mod 2025. Teknisk baggrundsrapport til Energistrategi 2025", juni 2005.

Energistyrelsen 2007. "Fjernkøling i Danmark - potentiale og regulering"

Energistyrelsen, maj 2009: "Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet"

Eriksson, M og Vamling, L "Future use of heat pumps in Swedish district heating systems: Short- and long-term impacts of policy instruments and planned investments" Applied Energy, Sept 2006

European Solar Thermal Industry Federation (2006). Innovative Applications - Solar Assisted Cooling - K4RES-H.

"District Cooling – Present Market Assessment". Henrik Feldhusen og Francesc Martí i Ruiz, Department of Energy Technology, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden. Eksamensprojekt.

<http://www.fjernvarmepumper.dk/>

International Energy Agency (IEA): "Energy Technology Perspectives", Paris, 2008.

International Energy Agency (IEA): "Renewable Energy Costs and Benefits for Society (RECaBS)", en interaktiv hjemmeside til samfundsøkonomiske beregninger af el-producerende teknologier. <http://recabs.iea-reted.org/>

[Jensen, SBI, 2004]: "Barrierer for realisering af energibesparelser i bygninger", Ole Michael Jensen, Statens Byggeforskningsinstitut, 2004.

Kristjansson m. fl. "Fjernvarmforsyning af lavenergiområder" EFP rapport august 2004

Kristjansson m. fl. "Optimering af stikledninger" Artikel i Fjernvarmen nr. 12, 2005

Lindenberger et al: Optimization of solar district heating systems: seasonal storage, heat pumps and cogeneration, Energy artikel 2000

Lindmark, S. (2005). The Role of Absorption Cooling for Reaching Sustainable Energy Systems. Licentiate Thesis, KTH – Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden.

Martin, V., F. Setterwall og M. Andersson. 2005 Kylprocessers design i fjärrvärmesystem. Svensk Fjärrvärme Forskning och Utveckling.

Meibom, P.; Kiviluoma, J.; Barth, R.; Brand, H.; Weber, C.; Larsen, H.V Value of electrical heat boilers and heat pumps for wind power integration. Proceedings (online). 2006 European Wind Energy Conference and Exhibition, Athens (GR), 27 Feb - 2 Mar 2006. (Brussels, European Wind Energy Association) 11 p.

Nielsen, J.R., H. Quicklund and J. Stang "Decision and optimization models for thermal storage in D&C systems" Paper at 9th International Symposium On District Heating And Cooling, Finland, 2004

Poulsen, C. S "Varmepumper – status sommeren 2007 i og uden for Danmarks grænser" ScanRef artikel, september 2007

Poulsen, C. S og Christensen, K. "Ny Varmepumpeteknologi". Kraftvarme Nyt, august 2006

Rambøll og Aalborg Universitet (for Dansk Fjernvarme): "Varmeplan Danmark. Bilagsrapport", september 2008.

Rambøll "Varmeforsyning af nye boligområder - Konsekvenserne af de nye energikrav til nyt byggeri" Energistyrelsen – EFP Rapport (2006).

Rambøll, Knudsen "Stort potentiale for at reducere tab fra stikledninger" Artikel i Fjernvarmen nr. 10, 2005

Rambøll, VEKS "Samfundsøkonomisk vurdering af fjernvarmeprojekter" Dansk Fjernvarme F&U rapport, Februar 2006.

Ravn et al (2007) En model for, og analyser af et sammenhængende gas- og elsystem. Udført med støtte fra EFP 2005.

Ritola, J. and M. Ala-Juusela (2004). Ground Source Cooling - Working Paper on Potential, Economics, Pro's and Con's and Market. EU Commission SAVE Project & Nordic Energy Research.

Sanner et al: Current status of ground source heat pumps and underground thermal storage in Europe

Swedish Energy Agency "Hot and Cool – Heat-pumping technologies for a modern society" Brochure, 2005

Sørensen et al: Indpasning af solvarme i kraftvarme, Energinet.dk Udredning Bilagsrapport, Marts 2006

Sørensen, P., M. Togeby, T. Ackermann (ed.) (2008B): Ecogrid.dk Phase 1 WP4 report: New measures for integration of large scale renewable energy.

Tanderup, V og Poulsen, C. S. "Behovsstyring forbedrer varmepumpe 30%". ScanRef nr. 6, december 2003.

Tang, J. (2008): EU tillader at vindmøllestrøm anvendes til fjernvarme. Fjernvarmen nr 3, 2008.

<http://www.teknologisk.dk/varmepumpeinfo>

[Teknologirådet, september 2008]: "Klimarigtigt byggeri – vi kan, hvis vi vil!", Teknologirådet, september 2008.

[Togeby et al., 2006]: "Energibesparelser i fjernvarmeområder – muligheder og omkostninger", Mikael Togeby og Helge Ørsted Pedersen, Ea Energianalyse, 2006.

Vindmølleindustrien (2005): Vind som varmeleverandør.

[Wittchen, SBI, 2004]: "Vurdering af potentialet for varmebesparelser i eksisterende boliger", K. B. Wittchen, Statens Byggeforskningsinstitut, By og Byg, 2004.

[Wittchen, SBI, 2009]: "Potentielle energibesparelser i eksisterende byggeri", K. B. Wittchen, Statens Byggeforskningsinstitut, By og Byg, 2009.

Wilmar, Wind Power Integration in Liberalised Electricity Markets.
www.wilmar.risoe.dk

Østergaard, J., T. Ackermann, P.F. Bach, M. Lind, A. H. Nielsen, K. Nørregaard, P. Sørensen, B. Tennbakk, R. Teodorescu, M. Togeby (2008): Future steps toward a Danish power system with 50% wind power. EcoGrid.

BILAG 1. Rammer og regelgrundlag for fjernvarmen.

Langsigtet dansk klimapolitik – fossilfrit Danmark

Regeringen beskriver i sin Enerkipolitiske redegørelse til Folketinget 2009 sine mål og visioner for klima- og energipolitikken i Danmark på følgende måde:

Visionen

- 100 pct. uafhængighed af fossile brændsler

Internationale forpligtende målsætninger

- 30 pct. vedvarende energi i det endelige energiforbrug i 2020, 10 pct. vedvarende energi i transport
- 20 pct. reduktion i 2020 i ikke-kvotefattende drivhusgasudledninger i forhold til 2005
- 21. pct. reduktion af drivhusgasudledninger i gennemsnit i perioden 2008 – 2012 i forhold til 1990 (Kyoto)

Nationale målsætninger

- 20 pct. vedvarende energi i bruttoenergiforbruget i 2011
- Årlige energibesparelser på 1,5 pct. af det endelige energiforbrug i 2006
- 4 pct. reduktion i bruttoenergiforbruget i 2020 i forhold til 2006

Figur 43: Den danske regerings energi- og klimavision. Enerkipolitisk Redegørelse 2009.

Samtidig fremgår det af redegørelsen, at der er behov for nye energi- og klimapolitiske initiativer i Danmark for at nå målsætningerne om VE andel og reduktion i bruttoenergiforbruget. Ifølge de seneste fremskrivninger fra Energistyrelsen mangler der 2 % i at nå målsætningen om 30 % VE i bruttoenergiforbruget i 2020, og med de nuværende initiativer nås kun halvdelen af målsætningen om 4 % reduktion i bruttoenergiforbruget i 2020.

Regeringen har med udgangspunkt i visionen om en frigørelse af Danmark fra fossile brændsler nedsat en national Klimakommission som inden udgangen af 2010 skal komme med forslag til, hvordan Danmark på langt sigt kan frigøre sig fra afhængigheden af fossile brændsler. Kommissionen skal bl.a. komme med bud på sammenhængende energisystemer, som sikrer forbedret energi-effektivitet, reduceret energiforbrug, en stigende andel af VE og som fremmer konkurrencen på energimarkedene.

Regeringen har desuden bebudet, at der i indeværende valgperiode - på baggrund af Klimakommissionens rapport - vil blive fremlagt et konkret oplæg til, hvornår og hvordan Danmark kan blive uafhængig af fossile brændsler.

Der er således to parallelle trends, som kan få betydning for de fremtidige rammer for fjernvarmen:

- For at de nuværende klimamål skal kunne nås, skal der tages nye initiativer, som reducerer energiforbrug og øger andelen af VE,
- Der vil blive sat nye, langsigtede og stadigt mere konkrete og forpligtende mål for energisektoren.

Blandt de vigtigste initiativer, som allerede er iværksat for at nå målsætningerne, er *energiaftalen* fra februar 2008, som forbedrer rammerne for udbygning med vedvarende energi og øger energispareforpligtelserne, *skattereformen*, som bl.a. øger energi- og miljøafgifterne samt *strategien for reduktion af energiforbruget i bygninger*. Kravene til nye bygningers energiforbrug foreslås strammet med 25 % i 2010 og 57 % i 2015 kombineret med en faktor for fjernvarme på 0,8.

Udbygningen af fjernvarme fremhæves i regeringens Energipolitiske Redegørelse som en væsentlig årsag til dansk energipolitikks succeshistorie, ligesom fjernvarmen nævnes som en nøglespiller i udviklingen af det grønne vækstsamfund. Konvertering fra individuel naturgasforsyning til fjernvarme er i nogle tilfælde samfundsøkonomisk fordelagtigt og ønskes fremmet, jf. klima- og energiministerens brev til kommunerne herom, og anvendelse af store varmpumper i fjernvarmeforsyningen undersøges p.t.

Biomasse inklusiv bionedbrydeligt affald udgør ifølge den Energipolitiske Redegørelse i dag næsten $\frac{3}{4}$ af VE-andelen i energiforbruget, og i dag udnyttes ca. halvdelen af de danske biomasseresourcer ifølge redegørelsen. Både for biomasse – især træpiller – og erhvervsaffald er der ved at udvikle sig et internationalt marked. Regeringen forventer, at ophævelsen af hvile-i-sig-selv reguleringen for kraftværkernes affaldsforbrænding vil gøre det mere attraktivt for kraftværkerne at erstatte kul med affald.

Endelig ser regeringen et stort potentiale for udnyttelse af geotermi i varmforsyningen - ikke mindst i Hovedstaden, hvor de geotermiske reserver er opgjort af til at kunne dække 30-50 % af fjernvarmeproduktionen. Klima- og Energiministeriet er ved at udarbejde en redegørelse om geotermi, som nærmere vil belyse potentiale, samfundsøkonomi, barrierer m.v.

Internationale udfordringer og rammer

Klimamålsætningerne er den helt overordnede udfordring for fjernvarmen i de kommende årtier. På alle niveauer – internationalt, nationalt og lokalt – er der fokus på, hvordan forsyningssystemer og energiforbrug kan tilpasses for at imødegå den globale opvarmning. Men også andre energipolitiske emner, herunder forsyningssikkerheden og andre miljøforhold end klimaet, vil være centrale i de kommende år.

På det internationale plan er det forhåbningen, at klimakonferencen COP 15 i København i december 2009 når frem til en langsigtet aftale, som også omfatter de store udledere af drivhusgasser i verden. Det vil være et stort skridt frem i bekæmpelsen af klimaændringer – og det vil få betydning for den fremtidige ramme for hvilke nye initiativer, der bliver behov for - både på internationalt, nationalt og lokalt niveau.

EU har i de senere år været en aktiv driver i energi- og klimapolitikken, og den udvikling må forventes at fortsætte.

EU-Kommissionen har på baggrund af Rådets beslutning i 2007 og i forberedelserne til forhandlingerne i København fremlagt en klima- og energipakke, som indebærer en række forpligtende målsætninger for EU som helhed frem til 2020:

- 20 % reduktion af drivhusgasemissioner,
- 20 % vedvarende energi i EU's samlede energiforbrug,
- 20 % mindre energiforbrug gennem energieffektivisering,
- 10 % vedvarende energi i hver enkelt medlemsstats transportenergiforbrug.

EU-landene er derudover enige om skærpe reduktionsforpligtelsen til 30 % i 2020 som EU's bidrag til en global og samlet aftale for tiden efter 2012 - under forudsætning af, at andre industrilande forpligter sig til lignende emissionsreduktioner, og at de økonomisk mere udviklede udviklingslande yder et passende bidrag i overensstemmelse med deres ansvar og respektive kapaciteter.

Det står allerede nu klart, at der bliver tale om en omfattende og langsigtet indsats for at bekæmpe klimaforandringerne. Der er i stigende grad fokus på hvilke forpligtende mål, der må sættes for tiden efter 2020 – EU har en ambition om at nå en reduktion på 60-80 % af de samlede europæiske drivhusgasudledninger i 2050. Det sker i takt med, at den tilgængelige viden om konsekvenserne af den globale opvarmning bliver stadig mere konkret.

I december 2008 blev klima- og Energipakken vedtaget i EU-parlamentet, og i april 2009 vedtog det Europæiske Råd den endelige klima- og energipakke. Pakken fastlægger de initiativer, man i EU er enige om med hensyn til at bekæmpe klimaforandringer, fremme vedvarende energi og nå de fælles målsætninger for 2020 som nævnt ovenfor. Pakken indeholder bl.a. et nyt VE-direktiv med forpligtende målsætninger, et revideret kvotehandelssystem, beslutning om reduktion af drivhusgasemissionerne i de ikke-kvoteomfattede sektorer med 10 % – og et direktiv om CO₂-opsamling og lagring i undergrunden. Ifølge VE-direktivet skal landene tillige senest medio 2010 forelægge nationale handlingsplaner for vedvarende energi.

Tildelingen af kvoter til kraftvarmen og fjernvarmen efter 2012 er endnu ikke fastlagt.

Udover elementerne i klima- og energipakken har EU taget en lang række initiativer for at fremme energibesparelser og energieffektivisering, herunder minimumkrav til produkters energieffektivitet, fremme af udnyttelsen af kraftvarme, fjernvarme, køling m.v. Blandt dem er direktivet for begrænsning af emissioner fra store fyringsanlæg og kraftvarmedirektivet.

EU-direktivet om begrænsning af emissioner fra store fyringsanlæg, 2001

Direktivet (2001/80/EC) omfatter alle fyringsanlæg til energiproduktion med en termisk effekt over 50 MW. Direktivet gælder alle brændselstyper undtagen affald. Direktivet er implementeret i bekendtgørelse nr. 808 af 25/9 2003 om begrænsning af visse luftforurenende stoffer fra store fyringsanlæg.

Direktivet fastlægger grænseværdier for emissioner for SO₂, NO_x og støv. Grænseværdierne afhænger af, hvornår anlægget er godkendt, og der gælder lavere værdier for nye anlæg, d.v.s. anlæg der godkendes efter den 27. november 2002. Bestående anlæg, d.v.s. anlæg godkendt før den 1. juli 1987 har kunnet undtages fra emissionsgrænseværdierne, hvis anlæggene ikke drives mere end 20.000 driftstimer i perioden 1. januar 2008, hvor grænseværdierne blev skærpet, til udgangen af 2015. Herefter skal anlægget tages ud af drift.

Fra 1. januar 2016 skal anlæg over 500 MW termisk effekt, som anvender fast brændsel, overholde skærpede krav til NO_x-emissionerne, svarende til kravene for nye anlæg. Energinet.dk vurderer, at der i Danmark som helhed er ca 1000 MW el, som ikke vil kunne overholde de skærpede krav i 2016.

Kraftvarmedirektivet, 2004

EU's kraftvarmedirektiv (2004/8/EC) har som mål at fremme udbredelsen af kraftvarmeproduktion i fællesskabet og indebærer bl.a. at medlemsstaterne skal:

- sikre, at der kan udstedes oprindelsesgarantier for elektricitet produceret ved højeffektiv kraftvarmeproduktion. Ansvar for ordningen påhviler i Danmark Energinet.dk efter retningslinier godkendt af Energistyrelsen,
- analysere det nationale potentiale for udbredelse af højeffektiv kraftvarme og evaluere deres fremskridt med hensyn til realisering af dette potentiale. Afrapportering skal ske til Kommissionen hvert 4. år, første gang den 21. februar 2007,
- evaluere det eksisterende regelværk for godkendelse af kraftvarmeproduktion med henblik på at sikre incitamenter til at kraftvarmeværker ikke producerer varme der ikke kan nyttiggøres, fjerne barrierer for kraftvarmeproduktion, sikre smidige og hurtige administrative procedurer og sikre at reglerne er objektive, gennemsigtige og ikke-diskriminerende.

Kraftvarmedirektivet definerer højeffektiv kraftvarmeproduktion ved, at samproduktion af elektricitet og varme på anlæg med en elkapacitet over 1 MW skal give en energibesparelse på mindst 10 pct. målt i forhold til separat produktion af de samme mængder elektricitet og varme.

Efter kraftvarmedirektivet er der mulighed for frem til udgangen af 2010 at definere al dansk kraftvarmeproduktion som højeffektiv, såfremt anlæggene på landsplan i gennemsnit har en besparelse på min. 10 % Ifølge Energistyrelsens afrapportering til Kommissionen af 21. februar 2007, jfr. ovenfor, bidrager de danske kraftvarmeproduktionsanlæg med en gennemsnitlig primær besparelsesprocent på ca. 25, hvorved Danmark i dag fuldt ud lever op til kravene.

EU direktivet om bygningers energimæssige ydeevne, 2002 – under revision

Direktivet (2002/91/EC) foreskriver, at medlemslandene skal fastlægge bestemte energimæssige krav til bygningers energiforbrug efter principper som er fastlagt på fællesskabsniveau, men hvor beregningsmetoden hidtil har været fastlagt af de enkelte medlemslande. Direktivet indeholder desuden krav om:

- Energicertificering ved nybyggeri og ved salg og udlejning af bygninger.
- Nationale minimumsstandarder for energiforbrug i nybyggeri og ved renoveringer af eksisterende større bygninger,
- Eftersyn af kedler og klimaanlæg over en vis størrelse.

Direktivet er p.t. under revision og EU-parlamentet har i april 2009 vedtaget en række ændringsforslag, som bl.a. indebærer, at nye bygninger i EU fra udgangen af 2018 skal producere lige så meget energi som de forbruger. EU kommissionen pålægges inden udgangen af 2010 at udarbejde en fælles EU definition af disse "net zero energy buildings".

Parlamentet ønsker desuden, at medlemslandene sætter nationale mål for, hvilken andel af de eksisterende bygninger, der skal være 0-energi bygninger i henholdsvis 2015 og 2020.

Ved større renoveringer eller udskiftninger af bygningskomponenter i eksisterende byggeri skal byggeriet overholde nationale minimumsstandarder for energieffektivitet. Der skal også gælde minimumsstandarder for sommerhuse. Kommissionen skal udarbejde en fælles metode for beregning af energistandarder i bygninger senest 31. marts 2010.

Endelig ønsker Parlamentet fjernaflæste målere installeret i nybyggeri og i bygninger, der undergår større renovering.

Regelgrundlag m.v. for fjernvarmen

Områdeafgrænsning

Afgrænsningen mellem de forskellige forsyningsområder – fjernvarme, naturgas og anden individuel forsyning er fastlagt i de kommunale varmeplaner og de af kommunalbestyrelsen godkendte projekter for de pågældende forsyningsområder.

Når et værk eller distributionsnet skal etableres eller ændres væsentligt – fx skifter brændsel, teknisk indretning eller udvider produktionen – skal der udarbejdes et projektforslag. Projektforslaget kan udarbejdes af fjernvarmeværker, kommuner, naturgasselskaber, elselskaber, virksomheder eller andre interessenter. Projektforslaget udarbejdes i overensstemmelse med bestemmelserne i projektbekendtgørelsen⁹. Reglerne stiller en række krav om bl.a. brændselsvalg og samproduktion af el og varme. I områder, der forsynes af et centralt kraftvarmeanlæg, kan kun godkendes anlæg, som producerer både el og varme. Spids- og reservelastanlæg er dog undtaget fra kravet.

Projektforslaget skal indeholde beregninger af de samfunds-, bruger- og selskabsøkonomiske, miljømæssige og energimæssige forhold. *Kommunalbestyrelsen skal godkende det samfundsøkonomisk bedste alternativ.* Kommunens afgørelse kan påklages til Energiklagenævnet.

Det fremgår af projektbekendtgørelsens § 7 stk 2, at der kan ske ændring i områdeafgrænsning, hvis samfundsøkonomiske hensyn ikke taler imod og hvis *det kan ske uden at de berørte forsyningselskabers økonomiske forhold forrykkes væsentligt.*

Fremtid for forsyningsområderne

Dansk Fjernvarme har 2007 i ”Samfundsøkonomisk vurdering af fjernvarmeprojekter”, vurderet, at der er et stort potentiale for, at naturgasforsynede storforbrugere eller hele områder med tæt bebyggelse kan konverteres til fjernvarme med samfundsøkonomisk fordel.

Varmeplan Danmark

Varmeplan Danmark er udarbejdet for Dansk Fjernvarme af Rambøll Danmark A/S i samarbejde med Aalborg Universitet (AAU), Institut for Samfundsudvikling og Planlægning, og med støtte fra Dansk Fjernvarmes Forskning & Udvik-

⁹ Bekendtgørelse nr. 1295 om godkendelse af projekter for kollektive varmforsyningsanlæg.

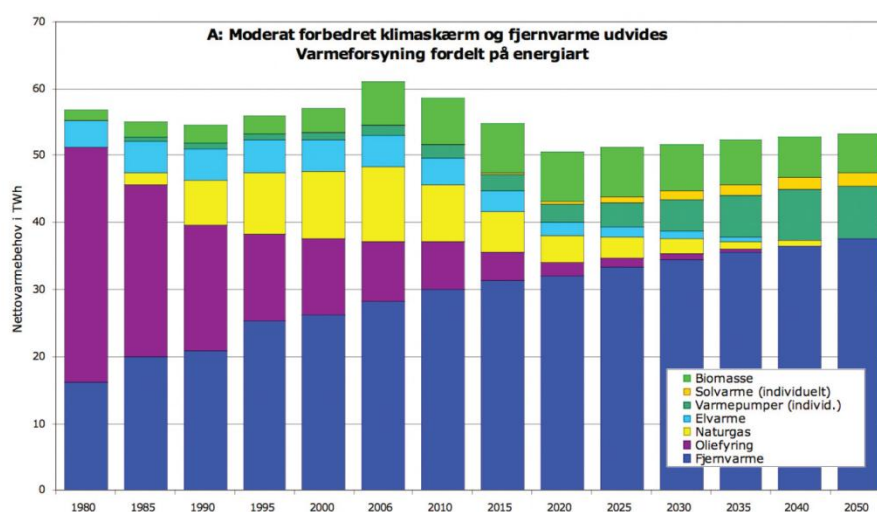
lingskonto i 2008. Planen blev præsenteret for Folketingets energipolitiske udvalg i oktober 2008.

Med udgangspunkt i den nuværende fjernvarmedækningsgrad på 46 pct. skitserer Varmeplan Danmark 3 scenarier for udvidelser af fjernvarmen. Analyserne er baseret på BBR-registeret og Geografiske Informations Systemer (GIS), som anvendes til at skønne over omkostninger til etablering af fjernvarmenet ud til hver enkelt potentiel tilslutning.

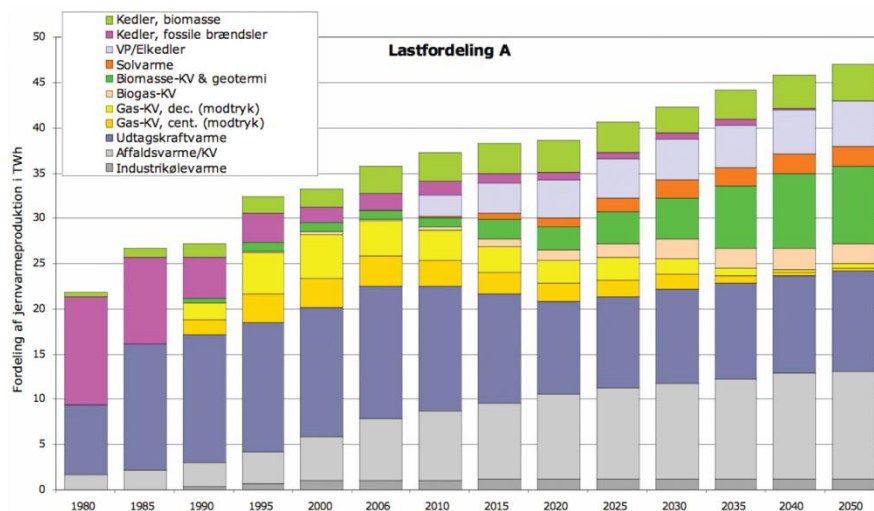
Scenario 1 beskriver en situation, hvor fjernvarmen udvides til at dække 53 pct. af varmebehovet i Danmark ved øget tilslutning i eksisterende fjernvarmeområder. I *scenario 2* udvides fjernvarmen til at dække 63 pct. ved at tilslutte naboerområder, som i dag primært forsynes med naturgas. Endelig udvides fjernvarmen i *scenario 3* til at dække 70 pct. ved at tilslutte naturgasområder op til 1 km fra eksisterende fjernvarmeområder.

Scenarierne anvendes til at skitsere en række udviklingsforløb frem til 2050, hvor der varieres med forskellige kombinationer af fremtidige udvidelser af fjernvarmen og forskellige fremtidige besparelser i rumvarmeforbruget.

Et af udviklingsforløbene antager 25 pct. varmebesparelser frem mod 2020, samtidig med at fjernvarmens dækningsgrad øges til 63 pct. i 2020 (scenario 2) og derefter øges til 70 pct. (scenario 3) frem til 2050. Som det fremgår af figur 44, udfases den individuelle naturgasforsyning i løbet af perioden. Tilsvarende gælder, at naturgassen forsvinder som brændsel til fjernvarmeforsyningen. Til gengæld vokser brugen af biogas til fjernvarme, primært som brændsel til kraftvarmeproduktionen, jf. Figur 45:



Figur 44: Varmeforsyningen i Danmark fordelt på opvarmningsform i et af Varmeplan Danmarks udviklingsforløb. Kilde: Varmeplan Danmark.



Figur 45: Brændselsanvendelsen til fjernvarmeproduktion i et af udviklingsforløbene i Varmeplan Danmark. Kilde: Varmeplan Danmark

Udgangspunktet for Varmeplan Danmark er, at Danmark på længere sigt skal basere sig 100 pct. på vedvarende energi, og derfor følger det bl.a. at naturgassen på sigt udfases. Med dette udgangspunkt konkluderer Varmeplan Danmark: *”Samlet peger analyserne på, at den fornuftige løsning er at kombinere en gradvis udvidelse af fjernvarmeområderne med individuelle varmepumper i de resterende boliger. Analyserne viser, at den hensigtsmæssige kombination ligger et sted imellem at udvide den nuværende fjernvarmeandel fra 46 pct. til et sted imellem 53 pct. og 70 pct.”*

Varmeplan Danmarks overordnede konklusion er således, at det er under alle omstændigheder er fornuftigt at øge tilslutningen i eksisterende fjernvarmeområder, og at de under visse omstændigheder kan være fornuftigt at udvide fjernvarmeforsyningen ved at tilslutte naboområder, som i dag primært forsynes med naturgas. Endvidere er individuelle varmepumper et fornuftigt alternativ til individuel naturgasforsyning i områder, hvor der ikke omlægges til fjernvarme.

Varmeplan Danmark indeholder også et katalog over virkemidler til at realisere scenarierne.

Brev fra klima- og energiministeren til kommunerne

Klima- og energiministeren fremhævede i sin tale den 30. oktober 2008 på Dansk Fjernvarmes årsmøde, at foreløbige vurderinger tyder på, at der kan være væsentlige CO₂-besparelser og god samfundsøkonomi i at konvertere fra naturgas til fjernvarme, og at hun derfor ser positivt på at fremme denne udvikling.

Udmeldingen blev fulgt op af et brev af 27. januar 2009 til samtlige kommunalbestyrelser, hvor ministeren konstaterer, at især øget affaldsvarmeproduktion, fortætning af eksisterende bebyggelse og afgiftsomlægning har banet vejen for at konvertere kunder fra individuel naturgas til fjernvarme. Ministeren opfordrer på den baggrund kommunerne til at udarbejde projektforslag for konverteringsprojekter.

Energibesparelser

Energiaftalen fra februar 2008 rummer ambitiøse mål for besparelser og effektiviseringer i energiforbruget som led i det overordnede mål om at nedbringe afhængigheden af fossile brændsler. Bruttoenergiforbruget skal falde med henholdsvis 2 % frem til 2011 og 4 % frem til 2020 i forhold til 2006. De årlige energibesparelser skal øges til 1,5 % af energiforbruget, svarende til 10,3 PJ pr. år.

Regeringen fremlagde i april 2009 sin strategi for reduktion af energiforbruget i bygninger, som indeholder initiativer til nedbringelse af energiforbruget i både nye og eksisterende bygninger.

Med hensyn til **nye bygninger** fastlægges, at en stramning af kravene i bygningsreglementet til bygningers energiforbrug med 25 % i 2010, 25 % i 2015 og 25 % i 2020. I alt skal reduktionen være mindst 75 pct. i 2020.

Derudover rummer regeringens strategi:

- energikrav til klimaskærm og vinduer i nye bygninger,
- integration af fælles VE-anlæg i energirammen uden for fjernvarmeområder,
- fremme af energieffektivitet i alment byggeri,
- indsats for at sikre indeklima og komfort,
- synliggørelse af energiforbruget i bygninger ved at samle oplysninger i BBR,
- krav om separatmåling af energiforbrug,
- præcisering af bygherreansvar for overholdelse af regler.

For så vidt angår **eksisterende bygninger**, indeholder strategien, at byggeloven ændres, sådan at der fremover kan stilles krav om rentable udskiftninger af bygningskomponenter som led i løbende vedligeholdelse og ombygninger. Bygningsreglementets energikrav til klimaskærm og tekniske installationer

som fx kedler, pumper og ventilationsanlæg skærpes og suppleres af nye krav på en række områder. Dertil kommer bl.a.:

- at de skærpede energirammer for nye bygninger også kommer til at gælde for tilbygninger,
- at der ved tagrenovering indføres krav om solvarme på bygninger med stort varmtvandsforbrug (hvis rentabelt og uden for fjernvarmeområderne),
- at der indføres frivillig energimærkning af vinduer,
- at indsatsen for at fremme brugen af ESCO's styrkes, og
- at der ved udformning af fremtidige regler vil blive lagt større vægt på reelle besparelser i energiselskabernes spareindsats.

Energiselskabernes energispareforpligtelser

Energiselskabernes forpligtelser til at gennemføre besparelser i energiforbruget øges som led i energiaftalen fra 2010 fra 2,95 PJ til 5,4 PJ årligt. Det skal drøftes med selskaberne, hvordan rammen udmøntes.

Siden 2006 har selskaberne haft mulighed for at gennemføre energibesparelser inden for alle energiarter og uden for eget forsyningsområde. Erfaringerne fra den hidtidige ordning er, at selskaberne har udnyttet dette i varierende grad. Tendensen er, at varmeselskaberne i højere grad opererer i eget område, mens elselskaberne opererer mere "på tværs".

Prisregulering

Princippet for prisfastsættelsen på varme er fastlagt i **lov om varmforsyning**. Ifølge varmforsyningslovens § 20 skal varmeprisen dække de nødvendige omkostninger, der er forbundet med at producere varme. Det vil sige udgifter til blandt andet brændsler, anlæg, net og ledninger, bygninger og inventar, vedligehold af anlæg og net, lønninger til drift og administration, forsikringer, CO₂-afgifter, energifgifter og svovlafgifter på brændsler.

Varmeforsyningen er dermed underlagt 'hvile-i-sig-selv'-princippet – d.v.s. at der ikke må opkræves hverken mere eller mindre for varmen hos forbrugeren, end det har kostet at producere og fordele den.

Uanset om varmen produceres på kommercielle kraftvarmeværker eller på affaldsværker, som skal hvile i sig selv (se nedenfor), er det i **elforsyningsloven** fastlagt, at producenten ikke ved fastsættelsen af priser og leveringsbetingelser for fjernvarmen må udnytte deres position til at fordele omkostnin-

gerne på en måde, der må anses for at være urimelig for fjernvarmebrugere.

For *affaldsværkerne* gælder særlige regler, nemlig at affaldsforbrændingsanlægget for levering af opvarmet vand eller damp maksimalt må kræve den laveste af følgende varmeafregningspriser:

1. Prisen fastsat i medfør af varmforsyningslovens § 20, d.v.s. den omkostningsbestemte varmepris, eller
2. Det i Transport- og Energiministeriets bekendtgørelse 234 af 23/3 2006, § 5 fastsatte prisloft.
3. Substitutionsprisen, jfr. vejledning nr. 44 af 08/0672006 om bekendtgørelse om fastsættelse af prislofter og maksimalpriser for fjernvarme fra affaldsforbrændingsanlæg, kapitel 6.4.

Prisloftet for damp produceret på affaldsforbrændingsanlæg fastsættes efter et konkret skøn.

Substitutionsprisen, som skal anvendes i tilfælde, hvor der er en substitutionsmulighed og denne er lavere end den omkostningsbestemte pris, bliver i dag benyttet på bl.a. Vestforbrænding og Amagerforbrændingen.

Prisloftet udmeldes årligt fra Energitilsynet

Tarifarbejdsgruppe fast/variabel

I energiaftalen blev det aftalt, at konsekvenserne af en ændret tarifpraksis i el-naturgas- og varmforsyningen skal undersøges. Baggrunden var et politisk ønske om at øge incitamentet til besparelser i slutforbruget, og det kunne tale for, at mulighederne for at ændre vægten mellem fast og variabel tarifføring bliver forskudt i retning af øget variabel tarifføring.

Rapporten konkluderer, at kundernes incitament til energibesparelser afhænger af efterspørgselselasticiteten på en tarifomlægning, hvilket igen afhænger af størrelsen af den marginale priselasticitet. Den findes der ifølge rapporten ikke megen velunderbygget viden om, og derfor er det ikke klart, hvad besparelseeffekten af en omlægning ville blive.

Dertil kommer, at hvis man prisfastsætter energiforbrug på en måde, der afviger fra den naturlige ligevægtspris eller fra det samfundsøkonomisk omkostningsægte, så produceres og forbruges ikke den mængde energi, der ud fra et samlet velfærdsøkonomisk synspunkt vil være optimalt. Det vil føre til et samfundsøkonomisk tab.

En 100 % variabel tarifiering vil ifølge rapporten stride mod princippet om omkostningsægtighed, som hidtil har været gældende i el- og varmforsyningslovgivningen – og at det vil føre til forvriddning. Tarifiering med udelukkende variable tariffer flytter desuden rundt på betalingen mellem kunderne, således at nogle kunder kommer til at betale for andre kunders forbrug.

Det bemærkes, at tarifudvalget alene har taget udgangspunkt i, at fjernvarmen årsafregnes. Der er således ikke set på de muligheder for energibesparelser, der kunne være forbundet med – i takt med udbredelsen af fjernaflæste målere - at anvende marginale priser på dags- eller timeniveau.

Muligt prisloft på central kraftvarme

I Energistyrelsens rapport fra 2007 om forslag til effektivisering i fjernvarmesektoren er en af anbefalingerne, at der iværksættes en undersøgelse af prisdannelse på varme fra centrale kraftvarmeværker svarende til den ordning, der blev indført for affaldsforbrændingsanlæg i 2007.

CO₂-Kvoteregulering

Danmark har gennem Kyoto-protokollen og gennem en aftale med de øvrige EU-lande forpligtet sig til, at CO₂-udledningen skal være reduceret med 21 pct. i perioden 2008-2012 i forhold til 1990. Et vigtigt instrument til at overholde denne forpligtelse er EU's CO₂-kvotesystem. Ordningen trådte for alvor i kraft den 1. januar 2008 efter en treårig prøveperiode. Over 10.000 virksomheder, der står for halvdelen af den samlede emission i EU, er omfattet af ordningen. Omkring halvdelen af den danske CO₂-udledning er omfattet af kvotesystemet, herunder alle de større decentrale kraftvarmeværker (med en indfyret kapacitet på mere end 20 MW). Anlæg under 20 MW indfyret effekt er ikke med i ordningen.

For kraftvarmeværkernes vedkommende er kvoterne ved tildeling øremærket til henholdsvis el- og varmeproduktion.

Hvis en varmeproduktionsenhed har fået tildelt flere varmekvoter end det antal varmekvoter som der faktisk har haft behov for til dækning af varmeproduktionsenhedens CO₂ -udledning fra varmeproduktion til varmeaftageren i det pågældende kalenderår, skal varmeproduktionsenheden overføre det overskydende antal varmekvoter til varmeaftageren.¹⁰

¹⁰ Bekendtgørelse nr. 950 af 1/19/2005 om modregning i varmeprisen af CO₂-kvoter tildelt til varmeproduktion.

Afgifter, tilskud og tariffer.

På energiområdet har det danske afgiftssystem rødder i perioden med meget svingende energipriser efter oliekriserne i 1970'erne. Energiafgifterne tjente i den sammenhæng dels som indtægt til staten, og dels til at stabilisere oliepriserne, for at give incitament til den fortsatte omstilling af Danmark væk fra en olieøkonomi. Tanken var, at afgifterne skulle hæves når oliepriserne daledede, for at kunne sænkes igen i perioder med stigende energipriser. I praksis har der dog som hovedregel været tale om stigende afgifter.

	CO2	Energi											
	2009	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Kul kr/ton	225,7	1040	1250	1300	1350	1425	1425	1425	1449,2	1449,2	1449,2	1475,3	1501,9
Olie (gasolie) øre/l	25,2	170	170	173	178	183	183	183	185,7	185,7	185,7	189	192,4
Naturgas øre/m ³	20,4	147	147	160	196	202	202	202	204,2	204,2	204,4	207,7	211,6
El (alm.) øre/kWh	8,9	46,6	52,1	53,6	55,1	56,6	56,6	56,6	57,6	57,6	57,6	57,6	58,8

Tabel 46: CO2 afgift 2009 og udvikling i energiafgifter 1998-2008.

Det danske afgiftssystem er bygget op omkring betaling af energiafgifter og CO2 afgifter. Disse afgifter betales som hovedregel ved forbrug af fossile brændsler som kul, olie og naturgas, samt på forbrug af elektricitet. Endvidere er der afgift på affald. Der er endvidere indført afgift på udledning af SO₂ og senest også på NO_x (gældende fra 2010).

De samlede energiafgifter i Danmark udgjorde i 2007 godt 30 mia.kr., svarende til ca. 13 % af det samlede afgiftsprovener, inklusive CO₂-afgift, svovlafgift og affaldsafgift.

En række processer er helt eller delvist fritaget fra betaling af energi- og CO₂ afgifter, herunder især elproduktion og industriprocesser. Energiforbrug til rumvarme, og ved den seneste lovændring også rumkøling, er fuldt afgiftsbelagt.

Ved kraftvarmeproduktion skal en del af brændslet belægges med afgifter (den del der medgår til varmeproduktion), medens en del af brændslet er fritaget for afgifter (den del der medgår til elproduktion). Dette håndteres ved anvendelse af en formel til deling af brændslet mellem el- og varme. Efter den seneste lovændring, kan der på alle kraftvarmeverker vælges mellem den

såkaldte V- og E formel, der tidligere var gældende for det decentrale område. Som hovedregel anvendes V-formlen, hvorved den producerede varme fra kraftvarmeværket afgiftsmæssigt antages at være produceret med 125% virkningsgrad.

Endvidere er der nogle særlige afgiftsregler som har betydning for fjernvarmeområdet:

Kedler, herunder elkedler, der drives af ejeren af et kraftvarmeværk og i samdrift hermed, betaler afgifter svarende til omtrent de ovenfor nævnte 125% virkningsgrad (elpatronloven). Dette er indført for at undgå afgiftsmæssig forvriddning så der produceres elektricitet ved lave elpriser.

Der er afgiftsfritagelse for produktion af elektricitet på vedvarende energi til egetforbrug. Det betyder, at varme produceret på basis af f.eks egen vindkraft er afgiftsfritaget, medens varme produceret på vindkraft i det kollektive system er fuldt afgiftsbelagt.

Der er delvis afgiftsfritagelse for overskudsvarme.

De seneste afgiftsændringer

Den 28. maj 2009 vedtog folketinget afgiftsændringer med udgangspunkt i Regeringens fremlagte Forårspakke 2.0 L207 indebærer en forhøjelse og en vis omlægning af afgifterne på energi. Konkret øges afgifterne på energi til rumvarme med 15 procent, elafgifterne øges med 5%, komfortkøling afgiftsbelægges og afgiftsreglerne for decentral kraftvarme udbredes til det centrale område. Hertil kommer visse ændringer i affaldsgifterne, samt ophævelse af bestemmelsen om "by pass" på kraftværkerne.

Afgiftsforhøjelserne skal dog ses i forhold til den generelle sænkning af energiafgifterne på brændsler som blev vedtaget med L528 fra juni 2008, men som endnu ikke er implementeret. Energiafgifterne stiger med 1,8%/år frem til og med 2015. Med L207 indekseres energiafgifterne yderligere fra 2016 med udviklingen i nettoprisindekset.

Udover ovennævnte forhøjelser, der hovedsageligt rammer husholdningerne, forhøjes de grønne energiafgifter på el i erhverv og husholdninger med 6 øre pr. kWh ved at indføre en tillægsafgift. Hertil kommer en grøn energiafgift på 15 DKK pr. GJ på de brændsler, erhvervene anvender i forbindelse med fremstillingsprocesser. Afgiftsstigningerne for erhverv indføres fuldt ud fra 2013. I praksis øges afgifterne ved at nedsætte mulighederne for afgiftsgodtgørelse. Landbrug og gartnerier undtages dog helt for tillægsafgiften på elektricitet, og delvist for den grønne energiafgift.

Fremtiden for den centrale kraftvarme

Biomasse og affald

Efter energiaftalen øges tilskuddet til biomassebaseret elproduktion på de centrale kraftværker fra 10 til 15 øre/kWh.

Desuden ophæves hvile-i-sig-selv reguleringen for afbrænding af erhvervsaffald på de centrale kraftværker.

Kul på AVV2 og Skærbækværket

Regeringen, DF og NA indgik den 21. februar 2008 aftale om at tillade kulfy-ring på Skærbækværket og Avedøre 2 og Folketinget vedtog den 17. juni 2008 et lovforslag, som udmønter denne aftale. Aftalen indebærer, at der kan gives dispensation fra forbuddet mod kulanvendelse på kraftværkerne Skærbæk og Avedøre 2 mod en forøgelse af biomasseanvendelsen med op til 700.000 tons svarende til en forøgelse af den samlede VE-andel på ca. 1,2 pct.

DONG Energy forbereder omlægning af brændselsforsyningen på Avedøreværket. AVV1 omlægges, således at der foruden olie og kul kan forbrændes biomasse, og AVV2, således at der udover biomasse, naturgas og olie kan anvendes kul og affald (erhvervsaffald og storskrald).

Ny kraftværkskapacitet

Der må i de kommende år forventes at ske ændringer i elproduktionsapparatet i Danmark. For landet som helhed gælder, at omkring halvdelen (godt 3400 MW) af kapaciteten på de centrale kraftværker er over 25 år gamle, og ifølge Energinet.dk vil omkring 1000 MW ikke kunne overholde skærpede miljøkrav som følge af EU-direktivet om emissionsbegrænsninger fra store fyringsanlæg fra 2016.

Størstedelen af de decentrale kraftvarmeværker vil også inden for en kortere årrække skulle beslutte, om der skal ske renoveringer eller udskiftninger af anlæg. Der vil derfor i de kommende år blive behov for afgang og tilgang af ny kraftværkskapacitet i Danmark, og det kan i den forbindelse få betydning for varmeplanlægningen, hvordan producenter og investorer forholder sig til mulighederne for at placere ny kapacitet.

Det bemærkes, at miljøgodkendelser af kraftværker, varmeværker m.v. med en indfyret effekt over 50 MW samt større affaldsforbrændingsanlæg mindst hvert 10. år skal revurderes, og at tilsynsmyndigheden ved den lejlighed har mulighed for at ændre vilkårene i godkendelsen.