

VARMEPLAN

Hovedstaden



Varmeplan Hovedstaden 3

Omstilling til bæredygtig fjernvarme

Oktober 2014



Indhold

1	Forord	5
2	Sammenfatning	6
	2.1 Analysemetode og scenarier.....	6
	2.2 Resultater af perspektivanalyser for 2050.....	8
	2.3 2035-scenarier	10
	2.4 Konklusioner og initiativer.....	13
3	Hovedstadsområdets fjernvarme	16
	3.1 Systemet i dag.....	17
	3.2 Fjernvarmeproduktionens fordeling	18
4	Rammer og udfordringer.....	22
	4.1 Varmeforsyningsloven.....	22
	4.2 Elmarkedet	23
	4.3 Politiske målsætninger	24
	4.4 Biomasse og affald	27
	4.5 Afgifter og tilskud.....	28
	4.6 Planlægning under usikkerhed.....	29
	4.7 Vigtigste analyseforudsætninger	29
5	Produktion af fjernvarme: Teknologi og økonomi.....	32
	5.1 Eksisterende varmeproduktionsanlæg	32
	5.2 Ny fjernvarmeproduktionskapacitet	34
	5.3 Varmeproduktionsomkostninger	36
6	Varmemarked	40
	6.1 Udbygning af fjernvarmenettet	40
	6.2 Forventninger til fjernvarmebehovets udvikling	40
7	Model og analyser i Varmeplan Hovedstaden 3.....	43
	7.1 Analysemetode og scenarier.....	43

	7.2 Beregningsmodel	44
8	<i>Perspektivscenarier mod 2050</i>	<i>46</i>
	8.1 Fire danske energiscenarier i 2050 - metode	46
	8.2 Det internationale elmarkeds betydning	49
	8.3 Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet	50
9	<i>2035-scenarier</i>	<i>53</i>
	9.1 Grundlastkapacitet i hovedstadsområdet	53
	9.2 Tre 2035-scenarier	53
	9.3 Fjernvarmeproduktionen.....	55
	9.4 Selskabsøkonomi	58
	9.5 Samfundsøkonomi	60
	9.6 Følsomhedsanalyser.....	61
	<i>Bilag 1: Forkortelser og ordforklaring</i>	<i>65</i>

1 Forord

Varmeselskaberne CTR, HOFOR og VEKS gennemfører i fællesskab projektet Varmeplan Hovedstaden. Projektet er et dynamisk udviklingsprojekt, som skal sikre, at fremtidens fjernvarmeforsyning baseres på grundige analyser og god dialog med aktørerne. Fase 1 og 2 blev gennemført i 2008-2011.

Som opfølgning på de første to faser er Varmeplan Hovedstaden 3 gennemført i perioden november 2012 – oktober 2014. Projektet har haft som hovedformål at analysere og afstemme de større investeringer, der skal foretages i net og produktion de næste 10-15 år, samt at analysere fjernvarmesystemets rolle på langt sigt i et energisystem med meget vindkraft.

Varmeplan Hovedstaden 1 og 2 har primært fungeret som en dialogplatform for CTR, HOFOR og VEKS omkring udviklingen af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet. I Varmeplan Hovedstaden 3 har det været et særskilt formål at udvide denne dialogplatform til at omfatte kommuner, varmforsyningselskaber og affaldsselskaber. Der har derfor som en del af projektet været etableret flere dialogfora med kommuner, regionale fjernvarmeselskaber, affaldsselskaber, varmeproducenter, universiteter mfl. CTR, HOFOR og VEKS har haft en god og konstruktiv dialog med alle disse aktører og vil gerne takke for samarbejdet.

Opsamling og indlæg fra flere af aktørmøderne kan findes på hjemmesiden www.varmeplanhovedstaden.dk. Her kan man også læse mere om projektet og hente projektets hovedrapport og udvalgt baggrundsmateriale.

2 Sammenfatning

Varmeplan Hovedstaden 3 er udarbejdet i fællesskab af de tre fjernvarmeselskaber i hovedstadsområdet, CTR, HOFOR og VEKS.

Alle tre selskaber har som mål at sikre en CO₂-neutral fjernvarmeforsyning i deres forsyningsområder inden 2025, hvilket vil kræve en omstilling af fjernvarmeforsyningen til vedvarende energi. Selskaberne lægger vægt på, at omstillingen sker under hensyntagen til økonomi og forsyningsikkerhed. Fjernvarmen skal være grøn – og den skal samtidig drives effektivt og være økonomisk konkurrencedygtig sammenlignet med alternativerne.

Varmeplan Hovedstaden 1 og 2 pegede på omstilling fra kul og gas til biomasse som den væsentligste indsats for at nå målet om CO₂-neutralitet i løbet af ca. 10 år. Økonomien i scenarierne i Varmeplan Hovedstaden 1 og 2 er tilfredsstillende, fordi biomasse opnår afgiftsfritagelse og eltilskud.

Investeringer i varmeproduktion og varmenet er dyre og langsigtede, da anlæggenes levetider er adskillige årtier - både teknisk og økonomisk. Der er derfor behov for at kvalificere og risikovurdere de investeringer, som nødvendigvis skal besluttes af de tre fjernvarmeselskaber inden for de kommende år for at nå klimamålet. Investeringerne skal være rentable og bæredygtige - også på langt sigt. Det kræver svar på en række spørgsmål:

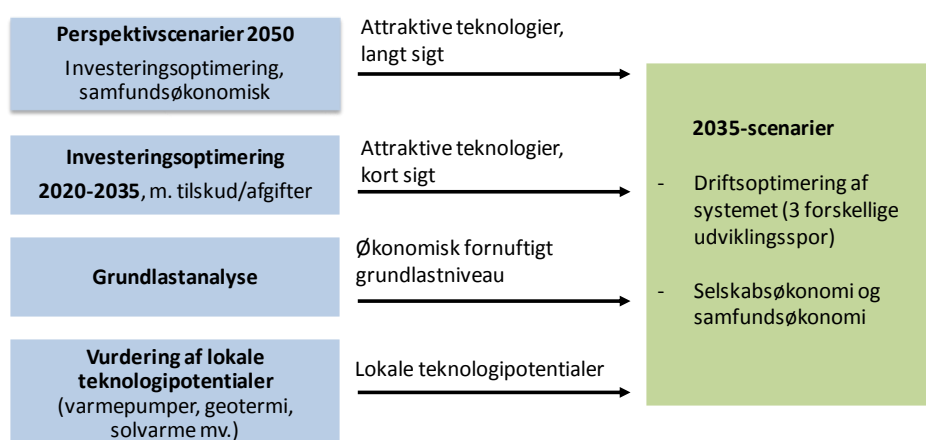
- Hvad er biomassens rolle i fjernvarmeforsyningen på længere sigt? Er der nok bæredygtig biomasse til rådighed? Og hvordan balanceres hensyn til bæredygtighed, forsyningsikkerhed og økonomi?
- Hvordan vil varmemarkedet i hovedstadsområdet udvikle sig frem mod 2035 og 2050 – bliver der mere fjernvarme eller mere individuel forsyning, og hvordan slår energibesparelser igennem?
- Vil kraftvarmeanlæg fortsat indgå i el- og varmesystemet i hovedstadsområdet på langt sigt, når elsystemet i stigende grad bliver baseret på vindkraft?
- Hvilke muligheder har fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet for at bidrage til indpasning af fluktuerende elproduktion i fremtidens energisystem?
- Hvordan indgår affaldsforbrændingsanlæggene i fjernvarmeforsyningen i hovedstadsområdet i fremtiden?

2.1 Analysemetode og scenarier

For at belyse nogle af disse spørgsmål er der i Varmeplan Hovedstaden 3 opstillet to sæt scenarier:

- Perspektivscenarier frem til 2050, som undersøger samspillet mellem klimakrav, ressourcer, elmarked og fjernvarmeforsyningen på langt sigt, og
- Scenarier med basis i eksisterende system for de kommende 20 år frem til 2035.

Perspektivscenarierne danner sammen med tre andre analyser – en investeringsoptimering, en grundlastanalyse og en analyse af det lokale teknologipotentiale - basis for scenarierne for 2035. Sammenhængen mellem scenarier og projektets øvrige analyser fremgår af Figur 1 nedenfor.



Figur 1. Tilgang anvendt til udformning af 2035-scenarierne for hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning.

Perspektivscenarierne for 2050 beregnes uden gældende afgifter og tilskud, men med krav om opfyldelse af internationale og nationale klimamålsætninger. Denne tilgang er valgt for at finde de samfundsøkonomisk bedste løsninger på de langsigtede udfordringer uden skelen til det nuværende afgiftssystem. Scenarierne frem mod 2035 er derimod beregnet med gældende afgifter og tilskud for at sende retvisende signaler om selskabsøkonomien under gældende rammer. Endvidere er der lagt begrænsninger for mængden af biomasse.

Der er gennemført en investeringsanalyse af perioden 2020-2035, hvor optimeringsmodellen Balmorel er anvendt til at pege på mulige teknologiinvesteringer i hovedstadsområdet. Desuden er det særskilt analyseret, hvor stor grundlastkapacitet det er økonomisk hensigtsmæssigt at have i det sammenhængende varmenet.

Perspektivscenarierne og grundlastanalysen indgår sammen med særlige vurderinger af potentialet for alternative teknologier (varmepumper, solvarme, geotermi m.v.) i opbygningen af de tre 2035 scenarier. Formålet med de tre 2035-scenarier er at illustrere tre mulige veje til CO₂-neutralitet.

I overensstemmelse med de vedtagne målsætninger bygger alle scenarierne på, at fjernvarmesystemet skal være CO₂- neutralt senest i 2025. Det er forudsat, at den grønne omstilling af energisystemet gennemføres, at der realiseres ambitiøse besparelser i energiforbruget, samt at fossile brændsler udfases i Danmark. Det er endvidere forudsat, at spidslastanlæggene kan omlægges til CO₂- neutralt brændsel, uden at dette er nærmere analyseret. I analyserne er der ikke taget højde for, om den anvendte biomasse, elforbruget i eldrevne varmeproduktionsteknologier og geotermi samt brændslet i affaldsforbrændingsanlæggene vil/kan være helt CO₂-neutrale på det givne tidspunkt.

Andre grundforudsætninger er, at der kun anvendes teknologier, som i dag er kendte (men ikke nødvendigvis velafprøvede), samt at affaldsressourcerne til varmeproduktion ikke ændres markant. Endelig er det en forudsætning i økonomiberegningerne, at det eksisterende tilskuds- og afgiftssystem fortsætter i sin grundform frem mod 2035.

2.2 Resultater af perspektivanalyser for 2050

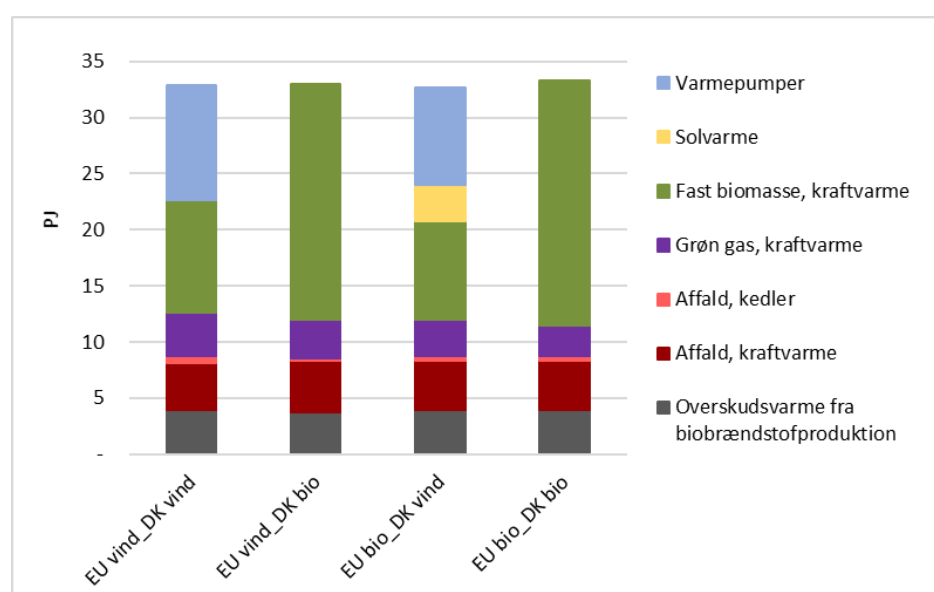
Der er opstillet forudsætninger for fire perspektivscenarier for 2050. Den primære forskel mellem disse er, at de varierer i forhold til mængden af biomasse, der forudsættes til rådighed i energisystemerne i nabolandene (EU) og i Danmark:

- Lav tilgængelighed af biomasse i alle lande. Scenariet kaldet "EU vind_DK vind"
- Høj tilgængelighed af biomasse i alle lande. Scenariet kaldet "EU bio_DK bio"
- Lav tilgængelighed af biomasse i nabolandene. Høj tilgængelighed af biomasse i Danmark. Scenariet kaldet "EU vind_DK bio"
- Høj tilgængelighed af biomasse i nabolandene. Lav tilgængelighed af biomasse i Danmark. Scenariet kaldet "EU bio_DK vind".

Denne kombination af scenarier er valgt for at vise yderpunkterne eller spændvidden for de forskellige mulige udviklinger. I alle fire scenarier er det forudsat, at CO₂-emissionerne i modelområdet (Norden og Tyskland) skal reduceres meget markant i forhold til i dag.

Alle perspektivscenarierne viser, at hvis CO₂-målene i modelområdet skal nås, vil vindkraft have potentiale og økonomi til at spille en meget stor rolle i de nordiske lande og i Tyskland. Vindkraftens videre udbygning vurderes derfor at være en robust konklusion på analyserne, hvorfor der forventes stigende efterspørgsel efter fjernvarmeløsninger, der kan øge fleksibiliteten mellem el- og varme i den daglige drift.

Fjernvarmeproduktionen i hovedstadsområdet udvikler sig forskelligt i de fire scenarier, og det er særligt mængden af tilgængelig biomasse, som har betydning for fjernvarmeproduktionens sammensætning.



Figur 2: Fjernvarmeproduktionen i hovedstadsområdet i 2050 i de fire scenarier, fordelt på brændsler og anlægstyper.

Perspektivanalyserne peger på, at kraftvarme også fremadrettet er en konkurrencedygtig teknologi. Kraftvarme leverer i modellens optimale udbygning en væsentlig del af el- og varmeproduktionen i hovedstadsområdet i 2050. På grund af skalafordele vælger modellen at prioritere biomassen til centrale kraftvarmeværker, mens de decentrale fjernvarmeområder i de mindre byer i Danmark i højere grad forsynes med varmepumper, solvarme etc. Dog ses det i Figur 2, at store elvarmepumper også kan komme til at udgøre en betydelig andel af fjernvarmeforsyningen i hovedstadsområdet. Det gælder de to scenarier, hvor biomasseressourcen er begrænset i Danmark (EU vind_DK vind og EU bio_DK vind). I disse to scenarier falder kraftvarmens andel af fjernvarmeforsyningen frem mod 2050 sammenlignet med i dag.

Perspektivanalyserne udpeger følgende teknologier som økonomisk attraktive (afhængig af fremtidige elpriser, biomassetilgængelighed og -priser, CO₂-kvotepriser, tilskud/afgifter mv.):

- Biomasse-kraftvarme
- Store elvarmepumper til fjernvarme
- Solvarme
- Varmelagre

Vurderingen af potentialet for de alternative teknologier i hovedstadsområdet peger på, at der er begrænsede varmekilder til varmepumper i regionen, dog med et vist potentiale fra spildevand og havvand. Endvidere er der usikkerhed om tilgængelige arealer til f.eks. solvarme. På grund af relativt høje investeringsomkostninger finder geotermi ikke plads i den modeloptimerede udbygning, men kan alligevel komme i spil, fordi potentieanalysen har afdækket, at der rent fysisk er begrænsninger i mulighederne for at placere større varmepumper (ift. relevante varmekilder og nærhed til varmenettet).

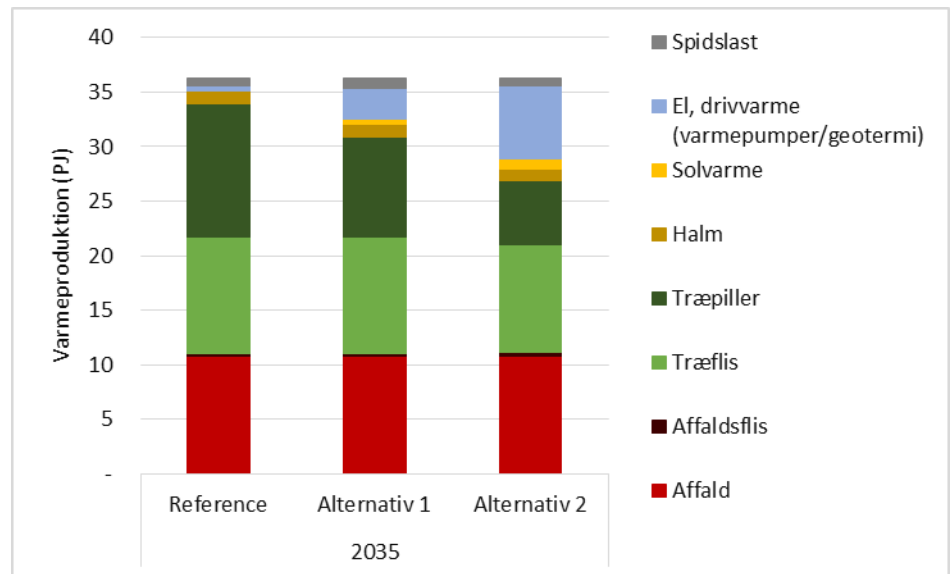
Endelig peger analyserne for 2050 på, at der er økonomi i at flerdoble varmelagringskapaciteten for at øge fleksibiliteten mellem el- og varmesystemerne.

2.3 2035-scenarier

Omstilling af fjernvarmen til vedvarende energi inden 2025 er kun mulig, hvis biomasse spiller en betydelig rolle. Formålet med 2035-scenarierne er at vise, hvordan denne omstilling kan gennemføres med god økonomi, og hvordan varmesystemet over tid kan gøres mindre afhængigt af biomasse i tråd med perspektivarbejdet.

Efter en række test-analyser, hvor modelværktøjet frit kunne optimere investeringerne frem mod 2035 med gældende afgifter, tilskud m.m., blev følgende tre scenarier opstillet for hovedstadsområdet: Et referencescenarie, der hovedsagelig baseres på biomasse-kraftvarme og to alternative scenarier, der i varierende grad indpasser andre teknologier som supplement til biomasse-kraftvarme. På basis af økonomianalyserne prioriteres geotermi lavere end varmepumper på grund af store etableringsomkostninger, men indgår alligevel i betydeligt omfang – særligt i Alternativ 2, da attraktive varmekilder til varmepumper er en begrænset ressource.

Resultaterne for fjernvarmeproduktionen i hovedstadsområdet i 2035 er vist i figuren nedenfor.

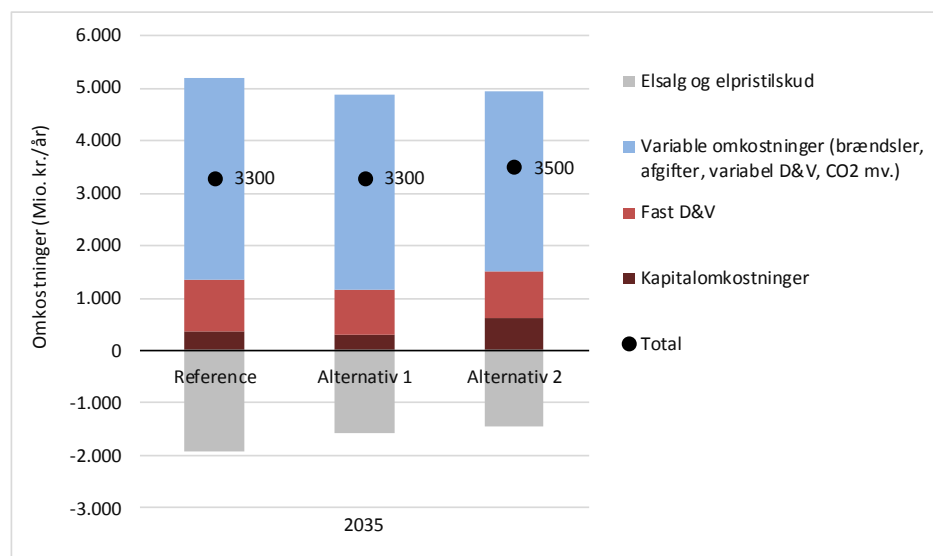


Figur 3. Fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i 2035 i de tre scenarier, fordelt på brændselstyper.

Varmeproduktionen baseret på affald er beregnet på basis af de fremskrevne affaldsressourcer i de kommuner, som i dag leverer affald til de affaldsfyrede kraftvarmeanlæg. Den biomassebaserede varme er baseret på forudsætninger om omlægninger på Avedøreværket og Amagerværket. Solvarmen antages især at blive produceret i den vestlige del af det sammenhængende fjernvarmesystem, og varmepumper og geotermi antages spredt strategisk alt efter, hvor varmekilderne findes, og hvor der er mulighed for at levere varmen til varmedistributionsnettet med lave temperaturer. Det bemærkes, at effektiv udnyttelse af solvarme kræver en vis fleksibilitet i den øvrige varmeproduktion, herunder også affaldskraftvarmen.

Knap 70 % af varmeleverancen i Referencen og 47 % i Alternativ 2 baseres på biomasse (halm, træflis og træpiller).

De selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger for de tre scenarier i 2035 fremgår af Figur 4 nedenfor.



Figur 4. Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) for hovedstadsområdet i 2035 for de tre scenarie. Omkostninger til distribution og transmission af varme indgår ikke. Totalomkostningerne er afrundet til nærmeste tal, der deleligt med 50.

Referencescenariet og Alternativ 1 med en vis andel varmepumper mv. giver samme samlede varmeproduktionsomkostninger i 2035 for hovedstadsområdet med grundforudsætningerne for brændselspriser, CO₂-kvotepriser, elpriser m.v. Alternativ 2 har omkring 6 % højere omkostninger, især fordi mængden af geotermi øges væsentligt. Der er dog begrænsede erfaringer med geotermianlæg og storskala varmepumpeanlæg til fjernvarme, og biomassemarkederne er stadig under udvikling. Derfor bør de økonomiske resultater for 2035 tolkes med forsigtighed.

De to alternative scenarier giver mulighed for at reducere anvendelsen af biomasse, ud over hvad Figur 3 viser. Hvis biomasseforbruget ønskes nedbragt yderligere, kan det gøres ved at lade geotermianlæg og varmepumper få flere driftstimer (ved tvangsdrift), end de optimale selskabsøkonomiske omkostninger tilsiger. En sådan strategi vil øge de samlede omkostninger.

Ud over de selskabsøkonomiske beregninger, som er vist i Figur 4, er de samfundsøkonomiske omkostninger også beregnet. De samfundsøkonomiske beregninger viser, at alternativerne begge har lavere omkostninger end Referencen, i størrelsesordenen 100 – 200 mio. kr./år. Forskellen på de selskabs- og samfundsøkonomiske resultater består i, at biomassekraftvarme opnår et eltilskud fra staten, hvorimod varmepumper og geotermi omvendt skal betale elafgifter og PSO-tarif.

På grund af de teknologiske usikkerheder vil der i Alternativ 1 og i Alternativ 2 skulle planlægges med en lidt højere grundlastkapacitet i perioden frem mod 2035 for i tide at afprøve ny teknologi. En vurdering af omkostningerne ved at investere i grundlastkapacitet før 2035 i Alternativ 1 viser, at de selskabsøkonomiske omkostninger øges med ca. 400 mio. kr. samlet i perioden målt som nutidsværdi i forhold til Referencen.

En opgave i den langsigtede planlægning er at skabe balance mellem miljø og klima, økonomi, forsyningsikkerhed og de teknologiske og markedsmæssige risici. I denne balance er diversificering af energiforsyningen et vigtigt element. 2035-analyserne peger på, at anvendelsen af biomasse kan mindskes over tid med rimelig økonomi for varmemeforbrugerne.

2.4 Konklusioner og initiativer

Varmeplan Hovedstaden 3 bekræfter, at hovedstadsområdet sammenhængende fjernvarmesystem kan blive CO₂-neutralt i 2025 med en rimelig økonomi - primært ved omstilling af de store kraftvarmeværker fra fossile brændsler til biomasse, og forudsat at også affaldsvarme og spidslastproduktion kan blive helt CO₂-neutral. Analyserne viser også, at der er mulighed for, at forbruget af biomasse kan mindskes frem mod 2035 og videre i perioden herefter. I den sammenhæng er varmepumper, solvarme, varmelagring og geotermi vurderet som interessante teknologier.

Økonomiberegningerne viser, at forskellen mellem de tre 2035-scenarier udgør under 5 % af de samlede selskabsøkonomiske omkostninger ved varmeproduktionen i 2035. Det er dog her vigtigt at huske, at mere end 50 % af varmforsyningen er éns i de tre scenarier.

Analyserne viser også, at der ikke er overensstemmelse mellem de selskabsøkonomiske incitamenter og de samfundsøkonomiske optimale løsninger på længere sigt. Tilpasning af afgifter og tilskud over tid er nødvendig for at skabe et økonomisk grundlag for det ønskede teknologiskifte.

En samlet konklusion fra analysearbejdet er, at Alternativ 1 viser en selskabsøkonomisk, samfundsøkonomisk og forsyningsikkerhedsmæssigt attraktiv vej for udviklingen af hovedstadsområdet sammenhængende varmesystem. Der er dog en række usikkerheder og udfordringer for at nå derhen. Derfor vil CTR, HOFOR og VEKS i samarbejde, og hver for sig, prioritere følgende initiativer.

Jævnligt revurdere plangrundlag

Scenarieanalyserne er gennemført under en række antagelser og forudsætninger. Da grundforudsætningerne har stor betydning for analysens resultater bør de jævnligt revurderes i varmeselskabernes videre planlægningsarbejde.

Pilot-og demonstrationsprojekter

Geotermi er - sammenlignet med biomassekraftvarme - en dyr løsning bl.a. på grund af store anlægsinvesteringer, og der er ikke mange danske erfaringer med store varmepumper til fjernvarme. Varmeselskaberne arbejder derfor med demonstrations- og testanlæg for begge teknologier, og følger udviklingen for både geotermianlæg og varmepumper nøje.

Med udgangspunkt i status for allerede igangsatte projekter vil varmeselskaberne arbejde med at lægge rammerne for udvælgelse og tilrettelæggelse af pilot- og demonstrationsprojekter de kommende år.

Opfølgende netanalyser

En mere decentral produktionsstruktur med flere varmeproducerende enheder vil stille nye krav til det overordnede net og til driften. Der vil derfor blive udarbejdet opfølgende scenarier for netudbygning frem mod 2035, og fremtidens drift vil blive vurderet.

Lavere temperatur i nettet

Effektiv udnyttelse af solvarme, varmepumper og geotermi forudsætter, at de placeres decentralt i systemet, hvor varmen afleveres direkte på distributionsniveau, og gerne i lavtemperaturområder. Udvikling og afprøvning af disse alternative teknologier bør derfor gå hånd i hånd med arbejdet for at sænke temperaturerne i nettet. Varmeselskaberne har hidtil prioriteret arbejdet med effektivisering og optimering af temperaturen i nettet højt, og dette arbejde vil blive videreført.

Bæredygtig biomasse

Det vurderes ikke realistisk, at fjernvarmen kan blive CO₂-neutral, uden at biomasse spiller en væsentlig rolle i mange år. Det er derfor vigtigt for varmeselskaberne, at anvendelsen af biomassen sker på et bæredygtigt grundlag.

Varmeselskaberne stiller i den sammenhæng bæredygtighedskrav til varmeleverandørerne og ser gerne, at der indføres internationale bæredygtighedskriterier. Det gælder ligeledes bæredygtighedskriterier for affaldsvarme. Kravene vurderes løbende og vil blive revideret i takt med indførelse af brancheaftaler og -standarder, ved ændringer i producenternes brug af biobrændsel, hvis der

kommer lovgivning, eller hvis faglige og videnskabelige vurderinger ændrer sig.

Varmelagre

Varmeplan Hovedstaden 3 påviser et stort økonomisk potentiale i at investere i varmelagre i hovedstadsområdet. Næste skridt er at finde passende lokaliteter for etablering af varmelagre i forhold til nettilslutning og plads til tekniske anlæg samt at vurdere, hvornår varmlagrene bedst etableres over de kommende 20 år.

Solvarme

Investeringer i solvarme til fjernvarme er billigere end individuel solvarme, men placeringen kan være en udfordring bl.a. med hensyn til tilgængelighed og pris på jordarealer i nærheden af egnede fjernvarmeforsynede områder. Der er derfor behov for at undersøge potentielle placeringer. Der er også behov for at undersøge værdien af solvarme i sommermånederne nærmere, herunder sammenhæng til fleksibilitet i affaldsforbrændingen.

CO₂-neutral spidslast

Spidslastanlæggene i varmesystemet er i dag baseret på naturgas og olie. Grundlaget for at spidslast helt eller delvist kan overgå til biomasse vil blive vurderet.

3 Hovedstadsområdets fjernvarme

Fjernvarmen i hovedstadsområdet har en mere end 100-årig historie. Den første fjernvarmeforsyning i form af overskudsvarme fra affaldsforbrænding blev etableret på Frederiksberg i 1903. Affaldsforbrænding blev valgt af hensyn til pladmangel på byens lossepladser. Det nærliggende hospital og fattiggården blev de første varmemefbrugere.

Fjernvarmen blev siden udbygget med udnyttelse af overskudsvarme fra kraftværkerne i København og i lokale net i byområderne i regionen. Der var især tale om oliebaseerede varmeproduktionsanlæg. Oliekriserne i 1970'erne og varmeplanlægningen i 1980'erne satte yderligere gang i anvendelsen af kraftvarmen, hvor hovedparten af den centrale og vestlige del af hovedstadsområdet blev udlagt til fjernvarme. I 1980'erne blev nettene bygget sammen og udvidet, og nye store kraftvarmeproduktionsenheder på Amager og Avedøre blev sat i drift i 1989 og 1990. Udnyttelsen af overskudsvarme var et krav til elproducenterne, og produktionen blev optimeret ved udbygning og samkøring i et sammenhængende fjernvarmesystem. Transmissionsselskaberne CTR og VEKS blev dannet i 1984 til at varetage denne opgave i henholdsvis centralkommunerne og vestegnskommunerne.

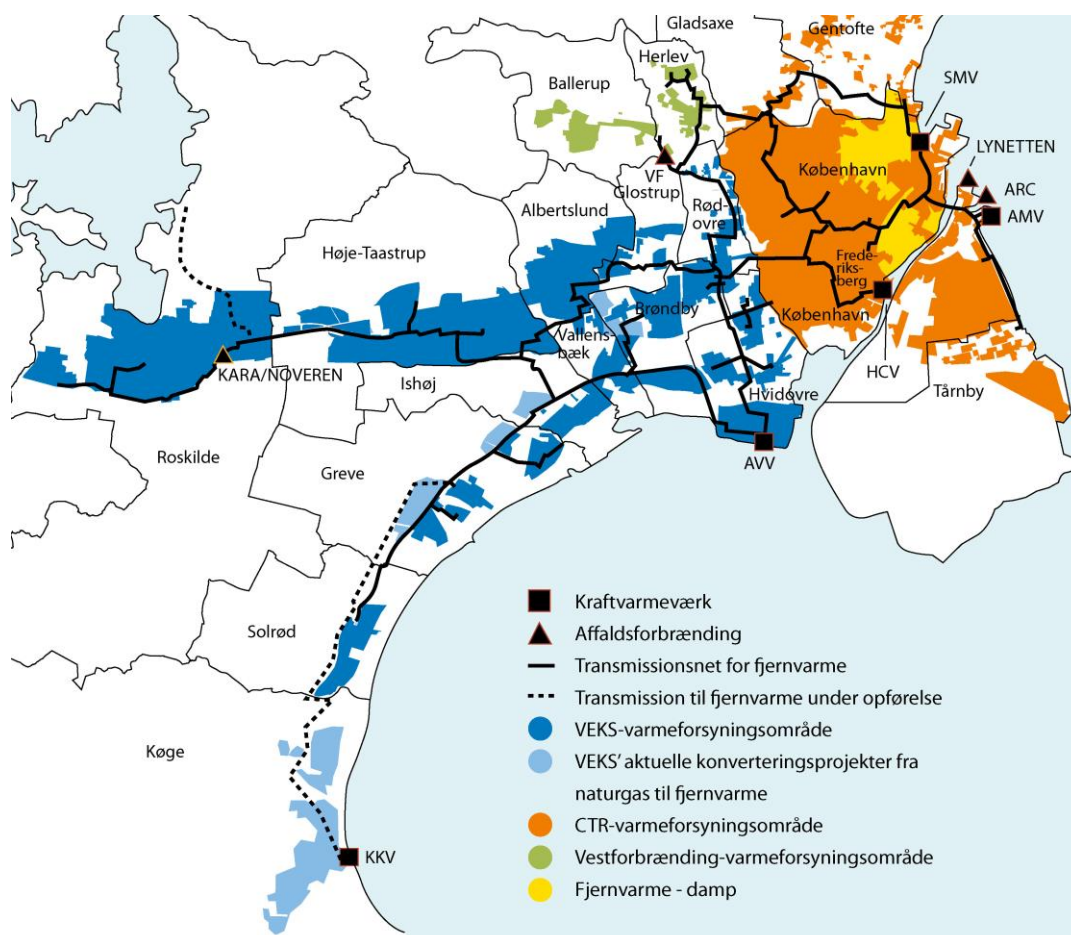
Fra 1970'erne steg tillige anvendelsen af affald til forbrænding først som varmeanlæg og senere (i 80'erne og 90'erne) som kraftvarme. Stigende energifgifter bidrog til, at fjernvarme var og er et konkurrencedygtigt alternativ sammenlignet med individuel varmeforsyning.

Fjernvarmen har været igennem flere store omstillinger: fra olie til kul og fra kul til naturgas (og biomasse). Med liberaliseringen af elsektoren fra 1999 ændredes vilkårene grundlæggende for de store kraftvarmeverker og dermed også for fjernvarmen.

Nu er fjernvarmen i hovedstadsområdet igen i færd med en stor omstilling; denne gang til 100 % vedvarende energi. Spørgsmålet er, hvordan fjernvarmen kan fastholde sin status som et konkurrencedygtigt og miljøvenligt alternativ, og hvilke investeringer i fremtidens fjernvarmeforsyning der bør prioriteres de kommende år. De spørgsmål har Varmeplan Hovedstaden 3 sat sig for at besvare.

3.1 Systemet i dag

Nedenstående figur viser det sammenhængende fjernvarmesystem i hovedstadsområdet, der strækker sig fra Gentofte og Gladsaxe i nord, over Roskilde i vest og i løbet af 2014 helt til Køge i syd.



Figur 5: Placeringen af varmeproduktionsenheder på centrale kraftværkspladser: Svanemølleværket (SMV), Amagerværket (AMV), H. C. Ørsted Værket (HCV) og Avedøreværket (AVV). Affaldsforbrænding: Amager Ressource Center (ARC), KARA/NOVEREN og Vestforbrænding (VF). Spildevandsrensingsanlæg: Lynetten. Decentrale kraftvarmeværker: Køge Kraftvarmeværk (KKV).

Der er i dag fire centrale kraftværkspladser i hovedstadsområdet:

- Amagerværket med to blokke AMV1 og AMV3, hhv. træpille- og kulfyret.
- Avedøreværket med to blokke AVV1 og AVV2, hhv. kulfyret og multibrændselsanlæg på naturgas, olie, halm og træpiller.
- H.C. Ørsted Værket med to blokke HCV7 og HCV8 plus to spidslastenheder (HCV21 og HCV22). Værket er naturgasfyret.
- Svanemølleværket består i dag kun af to spidslastkedler (SMV21 og SMV22). Dvs. det er i dag ikke længere et kraftværk. Værket er naturgasfyret.

HCV7 forventes at blive taget ud af drift efter 2015, da det vil kræve nye investeringer, hvis blokken skal fortsætte driften, især på grund af nye miljøkrav.

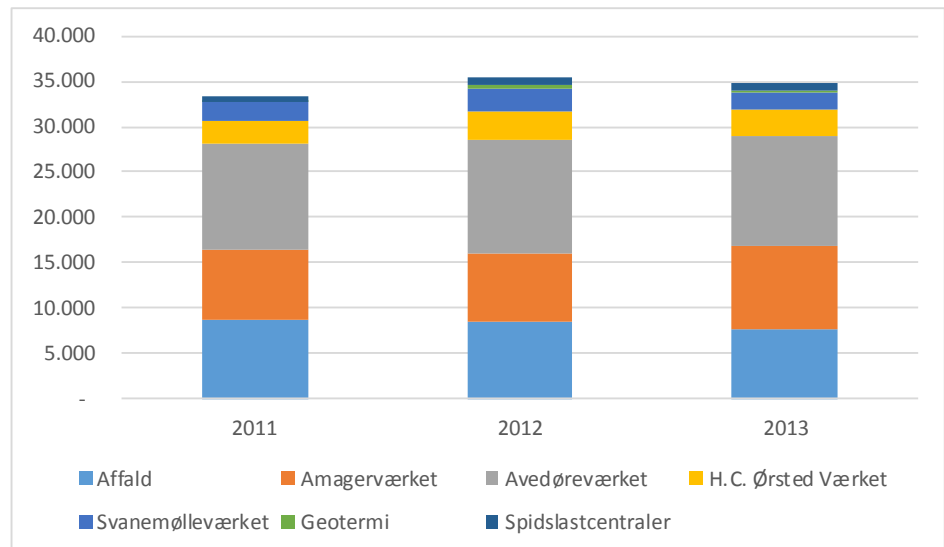
De 4 kraftværkspladser er vist på ovenstående figur, hvor også placeringen af Køge Kraftvarmeværk og de 3 affaldsforbrændingsanlæg, Amager Ressource Center, Vestforbrænding og KARA/NOVEREN er vist.

Værkerne leverer fjernvarmen til de tre varmeselskaber CTR, HOFOR og VEKS, der hver for sig leverer varmen videre til lokale varmedistributionselskaber eller direkte til varmemeforbrugerne. Vestforbrænding forsyner desuden hovedstadsområdet med fjernvarme, men leverer hovedsagelig til eget fjernvarmenet. Fjernvarmen leveres primært som vand, men i en del af HOFOR's område leveres varmen som damp. Dette giver visse begrænsninger på lastfordelingen mellem værkerne, idet dampområderne alene kan forsynes fra Amagerværkets blok 1 samt fra H.C. Ørsted Værket og Svanemølleværket. Andre væsentlige flaskehalse i fjernvarmesystemet er mulighederne for overførsel af fjernvarme fra Avedøreværket forbi Damhussøen og ind mod det centrale København samt overførsel mellem CTR/VEKS og Vestforbrænding. Vestforbrænding har højere temperaturer i systemet end CTR og VEKS, hvorfor varmen kun kan overføres fra Vestforbrænding og ikke den modsatte vej.

3.2 Fjernvarmeproduktionens fordeling

Fjernvarmeproduktionen i 2011, 2012 og 2013

Nedenstående figur viser, hvordan fjernvarmeproduktionen i hovedstadsområdet har fordelt sig på de forskellige anlæg i 2011, 2012 og 2013. Temperaturmæssigt var 2011 et relativt varmt år, mens 2012 og 2013 var gennemsnitsår. Det ses, at affaldsforbrændingsanlæggene har leveret 22 – 27 % af fjernvarmen i de tre år. Avedøre- og Amagerværket har leveret 57 – 61 % af fjernvarmen, mens den resterende fjernvarmeproduktion leveres fra de gasfyrede enheder på H.C. Ørsted Værket og Svanemølleværket og fra spidslastcentraler rundt om i hovedstadsområdet.

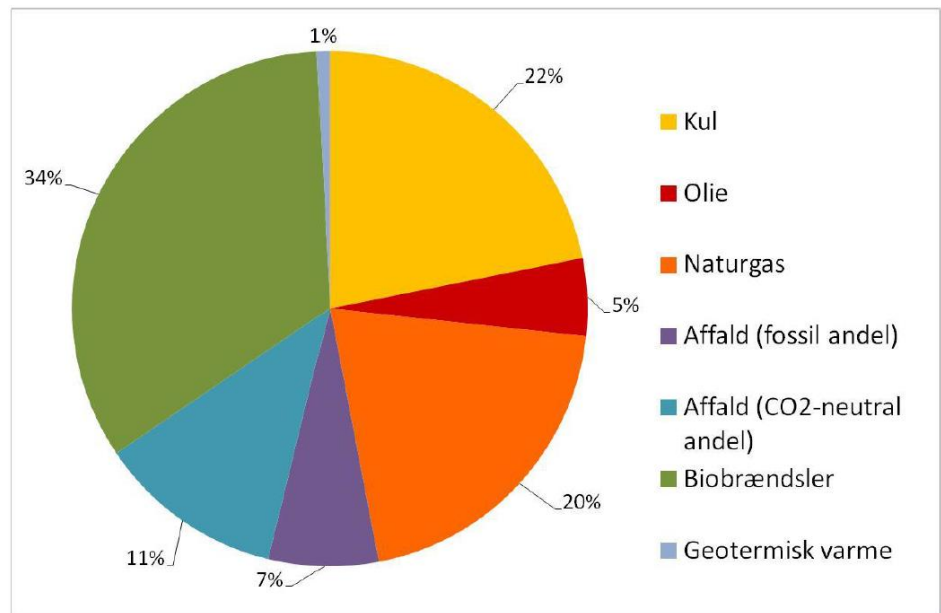


Figur 6: Sammensætningen af varmeproduktionen historisk i 2011, 2012 og 2013.
 Kilde: CTR, HOFOR og VEKS samt miljøregnskaber for produktionsanlæggene.

Vedvarende energi i fjernvarmeproduktionen

Allerede i dag er fjernvarmeproduktionen i stort omfang baseret på vedvarende energi, primært biomasse og den CO₂-neutrale andel af affald. Amagerværkets blok 1 anvender træpiller, og på Avedøreværkets blok 2 kan der anvendes både halm og træpiller. I 2013 blev der på de to værker i alt anvendt 1.100.000 tons træpiller, 50.000 tons halmpiller og 140.000 tons halm¹. Samlet set var 46 % af fjernvarmen i hovedstadsområdet baseret på VE i 2013.

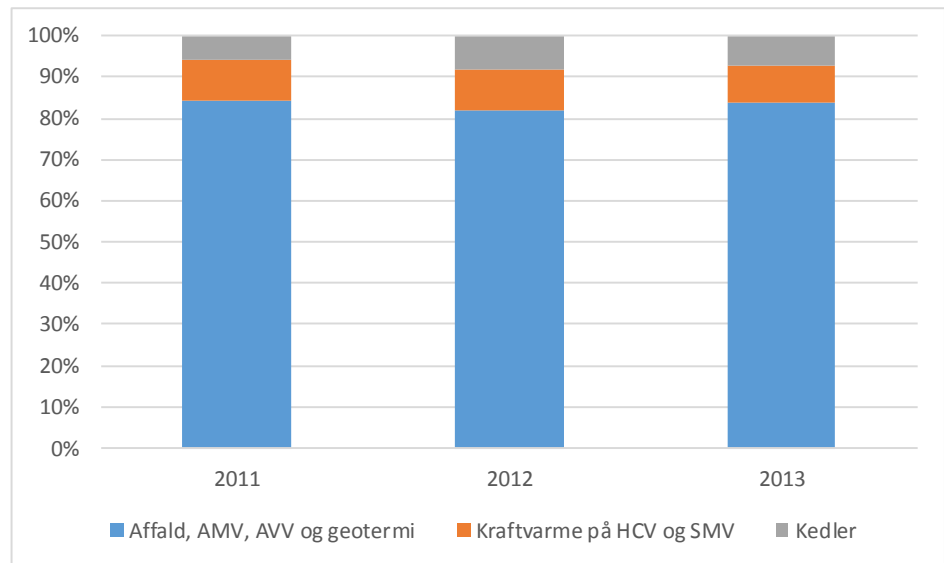
¹ Kilde: Miljøregnskaber 2013 for Amagerværket og Avedøreværket.



Figur 7: Fjernvarmens fordeling på brændsler i hovedstadsområdet (ekskl. Vestforbrændings forsyningsområde). Kilde: "Miljødeklaration 2013 for fjernvarme i hovedstadsområdet", Fjernvarme Miljønetværk Hovedstaden, april 2014.

Fordeling mellem kraftvarmeanlæg og spidslastanlæg

Figur 8 nedenfor viser, hvordan fjernvarmeproduktionen har fordelt sig på grundlast (affald, geotermi, Avedøreværket og Amagerværket), mellemlast (kraftvarme på SMV og HCV) og på varmekedler. Denne opdeling er relevant, fordi der er betydelig forskel på de variable varmeproduktionsomkostninger mellem affald, Amagerværket, Avedøreværket, geotermi og de øvrige anlæg. Kraftvarme på H.C. Ørsted Værket, varmeproduktion på Svanemølleværket samt produktion på rene varmekedler har høje variable varmeproduktionsomkostninger, mens de øvrige anlæg er relativt billige. Grundlastanlæggene har i 2011-2013 produceret mellem 82 % og 84 % af fjernvarmen, og de dyreste anlæg har således leveret helt op til 18 % af fjernvarmen. Dette skyldes bl.a., at der har været et forholdsvis højt antal havarier på grundlastanlæggene, men det spiller også ind, at varme til dampsystemet kræver produktion fra HCV og SMV en del af året. Det er en udfordring for fjernvarmen i hovedstadsområdet at øge produktionen på de billigere grundlastanlæg for derved at nedbringe omkostningerne i systemet. Her spiller konvertering af dampsystemet til vand en vigtig rolle, men også høj rådighed på grundlastanlæggene har stor betydning.



Figur 8: Sammensætningen af fjernvarmeproduktionen i hovedstadsområdet i 2011, 2012 og 2013. Kilde: CTR, HOFOR og VEKS samt miljøregnskaber for produktionsanlæggene.

4 Rammer og udfordringer

Udviklingen af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet er underlagt de rammer, der følger af dansk og EU lovgivning. De økonomiske rammebetingelser styres især af CO₂- og brændselspriser, elpriserne samt afgifter og tilskud.



Figur 9: Rammer for udvikling af fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet.

I det følgende afsnit ses på disse rammer, herunder de målsætninger for klimapåvirkning mv., som er fastlagt på lokalt, statsligt og EU plan. De forskellige teknologiske muligheder er belyst i kapitel 5.

4.1 Varmeforsyningsloven

Varmeforsyningsloven regulerer varmeplanlægningen, hvor kommunerne er ansvarlige for godkendelse af projekter for kollektiv varmforsyning. Planlægningen baserer sig på samfundsøkonomiske kriterier, og kommunerne skal godkende de samfundsøkonomisk bedste projekter. Det er dog også et krav, at både selskabs- og brugerøkonomi inddrages i vurderingen af projekterne. Ifølge loven skal varmeproduktion som udgangspunkt produceres i samproduktion med elektricitet, og der er begrænsninger med hensyn til, hvilke brændsler der må anvendes på anlæg omfattet af loven.

Varmeforsyningsloven giver generelt kommunerne mulighed for at beslutte tilslutningspligt til kollektiv varmforsyning – en mulighed som er benyttet af

en række kommuner i hovedstadsområdet. Der er mulighed for at blive fritaget fra tilslutningspligten, fx ved lavenergibyggeri.

Desuden fastlægger loven, at kollektive varmforsyningsanlæg er underlagt betingelser om indregning af nødvendige omkostninger i varmeprisen ("hvile-i-sig-selv" princippet).

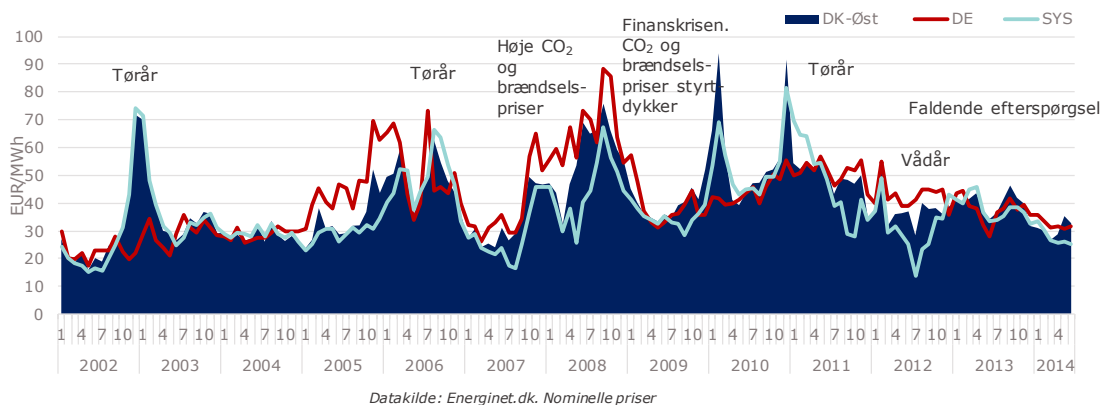
4.2 Elmarkedet

I modsætning til varmforsyningen er elforsyningen liberaliseret, dvs. at produktion og handel med el er konkurrenceudsat. Da kraftvarmen binder el og varme tæt sammen, har udviklingen på det nordiske elmarked stor betydning for kraftvarmesektoren. Den såkaldte "nordiske" eller "europæiske" elmarkedsmodel betyder, at der på basis af udbud og efterspørgsel dannes en elspotpris hver time året rundt. Spotprisen skal i princippet give tilstrækkelig indkomst til, at kraftværkselskaber finder det attraktivt at investere i ny kraftværkskapacitet, når der er behov for det.

Danmark har stærke eltransmissionsforbindelser til nabolandene, og der er planer om fortsat udbygning af disse. I Figur 10 nedenfor ses elprisudviklingen i Østdanmark sammenlignet med den nordiske systempris og prisen i Tyskland (DE). Figuren viser, at elpriserne er stærkt svingende, samt at der er en betydelig sammenhæng mellem prisudviklingen i de forskellige områder.

Det er traditionelt omkostningsstrukturen på de termiske kraftværker samt udbud af vandkraft fra især Norge og Sverige, der har størst betydning for prisdannelsen i det nordiske område. I de senere år har de stigende mængder vindkraft presset priserne nedad, når det blæser, og medvirket til mere uforudsigelige prissvingninger. I det hele taget er der usikkerhed om elprisens udvikling på sigt, også fordi selve den grundlæggende markedsmodel er til debat over hele Europa i disse år. Det skyldes, at der er rejst spørgsmål om, hvorvidt elmarkedet i sin nuværende udformning kan tiltrække nødvendige investeringer i produktionskapacitet.

HOFOR købte i januar 2014 Amagerværket for at sikre den fremtidige fjernvarmforsyning i byen. Udviklingen i elmarkedet peger på, at kraftvarmeproduktion ikke får samme fordelagtige økonomi som tidligere vurderet, hvor varmen fra kraftværkerne blev anset som et billigt "overskudsprodukt".



Figur 10: Spotmarkedspriser (systempriser samt priser i Østdanmark og i Tyskland) 2006-2013. Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk's hjemmeside.

4.3 Politiske målsætninger

Målsætninger for udvikling af energisystemet fastsættes på internationalt, nationalt og lokalt niveau.

EU's klimamål

EU har vedtaget mål om at reducere CO₂-emissionerne med 20 % i 2020 og at udbygge andelen af vedvarende energi til 20 %, også i 2020 ift. niveauet i 1990. På langt sigt er det målsætningen for EU at reducere CO₂-emissionerne med 80-95 %.

EU Kommissionen fremlagde i januar 2014 en meddelelse, som gør status over den hidtidige indsats for opfyldelse af EU's klima- og energipolitiske målsætninger for 2020, og som foreslår følgende konkrete mål for EU's klima- og energipolitik i perioden 2020-2030:

Nye 2030 mål

- Et internt drivhusgasreduktionsmål på 40 % i forhold til 1990.
- Et mål for vedvarende energi på mindst 27 % af energiforbruget, der er bindende for EU, men ikke for de enkelte medlemslande.

Et eventuelt mål for energieffektivitet afventer Kommissionens evaluering af energieffektivitetsdirektivet sidst i 2014.

Vedtagelse af nye mål på Det Europæiske Råd kræver enstemmighed, og der forventes ikke på forhånd at være enighed om målsætningerne. Det Europæiske Råd gjorde på sit møde i juni 2014 status for forhandlingerne og sigter ifølge rådskonklusionerne imod en endelig afgørelse i oktober 2014 om klima- og energirammen for 2030. Rådet tilkendegav samtidig, at man anser den europæiske energisikkerhedsstrategi for at være tæt forbundet med 2030-rammen for klima- og energipolitikken.

Danske målsætninger: Energiaftalen 2012, Vækstpakken m.v.

Rammerne for den lokale og regionale indsats er i høj grad fastlagt på nationalt niveau og fra EU. På det nationale niveau er det især energiaftalen fra 2012, der udstikker mål og konkrete initiativer, hvor størstedelen af Folketinget står bag. Der er efterfølgende suppleret med yderligere aftaler fx om udbygning med sol.

Energiaftalen i korte træk

Aftalen sikrer en 12 % reduktion af bruttoenergiforbruget i 2020 i forhold til 2006, godt 35 % vedvarende energi i 2020 og knap 50 % vind i det danske elforbrug i 2020. Aftalen er et skridt på vej til at omstille hele Danmarks energiforsyning (el, varme, industri og transport) til vedvarende energi i 2050. Som et skridt på vejen har regeringen en målsætning om, at el- og varmforsyningen i 2035 skal være 100 % baseret på VE.

Aftalen rummer en række energipolitiske initiativer for perioden 2012-2020, bl.a. øget besparelsesforpligtelse for energiselskaberne, øget udbygning med vindkraft, skift fra kul til biomasse på de centrale kraftværker, stop for installation af olie- og naturgasfyr i nye bygninger fra 2013 og forbud mod at installere oliefyr i eksisterende bygninger i områder med fjernvarme eller naturgas fra 2016. Dertil kommer en række puljer og tilskud til fremme af VE.

Finansiering af energiaftalen

Aftalens initiativer finansieres fra fire kilder: Energiselskabernes tariffer (energispareforpligtelsen), PSO, forsyningssikkerhedsafgift og effektiviseringer i energisektoren.

Vækstplan 2014

Efter aftalens indgåelse blev der politisk skabt usikkerhed om flere elementer i aftalen. Med aftalen om Vækstpakken fra juni 2014 blev der imidlertid skabt enighed om en række lempelser af virksomhedernes energiomkostninger, herunder lempelser af PSO omkostninger, samt en tilbagerulning af forsyningssikkerhedsafgiften mv. Lempelserne finansieres bl.a. ved at gennemføre en række billiggørelser af 2012-energiaftalen, bl.a. besparelser på tilskud til landvind, effektiviseringskrav og udskydelse af opførelsen af havvindmølleparken Kriegers Flak med 2 år.

Lokale og regionale mål

Klimakommuner

Kommunerne i hovedstadsområdet har i stort omfang opstillet klimamålsætninger og udarbejdet klimastrategier. 26 ud af Region Hovedstadens 29 kommuner (september 2014) har status af Klimakommuner, hvor man i samarbejde med Danmarks Naturfredningsforening har forpligtet sig til at reducere sin CO₂-udledning med 2 % om året. Målet gælder som udgangspunkt for kom-

munen som virksomhed, men der er lagt op til, at det udvikles til at gælde kommunen som geografisk enhed.

Kommunale klimastrategier

En række kommuner har tillige udarbejdet egentlige klimaplaner med konkrete målsætninger. Det gælder blandt andet Københavns Kommune, hvis 2025 Klimaplan fra 2012 viser, hvad der skal sættes i gang for at København kan nå sin vision om at blive verdens første CO₂-neutrale hovedstad i 2025.

Hovedstadsregionens klimastrategi

I Region Hovedstaden fremlagde regionen og kommunerne i 2012 den fælles "Klimastrategi for hovedstadsregionen". Klimastrategien er en fælles vision for et sammenhængende energisystem og skal ses som regionens og kommunernes bidrag til at nå regeringens målsætninger, herunder at el- og varmforsyningen skal være dækket af 100 % vedvarende energi i 2035.

På forsyningsområdet indeholder strategien to hovedspor: udvikling af sammenhængende fjernvarmesystemer og udbygning af vedvarende energianlæg. Der peges i strategioplægget på en række mulige samarbejder i regionen, som knytter direkte an til arbejdet i Varmeplan Hovedstaden.

Strategisk energiplanlægning i Hovedstadsregionen.

I erkendelse af, at der ikke på nuværende tidspunkt eksisterer en regional strategisk ramme, som kan sikre en fælles retning for kommuner, forsyningselskaber og andre energiaktører i regionen, har Region Hovedstaden og kommunerne i 2014 igangsat projektet "Energi på tværs". Projektet skal finde svar på, hvordan strategisk energiplanlægning med udgangspunkt i kommunerne bedst kan bane vejen for omstilling af energi- og transportsystemet i hovedstadsregionen til vedvarende energi. Der er lagt op til en sammenhængende og tværgående planlægning på tværs af kommuner og energiselskaber, som understøttes af vidensinstitutioner og leverandører af grønne teknologiske energiløsninger.

... og i region Sjælland

Også i Region Sjælland er der igangsat strategisk energiplanlægning inden for rammerne af samarbejdet Energi Klynge Center Sjælland.

Fjernvarmeselskabernes mål

For varmeselskaberne i hovedstadsområdet er det en konkret udfordring at sikre omstilling af varmforsyningen til vedvarende energi under hensyntagen til økonomi og forsyningsikkerhed.

CTR, HOFOR og VEKS har alle sat som mål, at fjernvarmen skal være CO₂-neutral i 2025.

4.4 Biomasse og affald

Biomasse

Biomasseressourcer

Globalt anvendes i dag ca. 50.000 PJ (50 EJ) biomasse til energiformål. Mængden af såkaldt bæredygtige biomasseressourcer til energi vurderes af en række kilder til at ligge i størrelsesordenen 100 EJ -300 EJ i 2050. I IEA's ambitiøse 450 ppm scenario i World Energy Outlook anvendes ca. 75 EJ i 2035. Markeder for både træpiller og flis er i hastig udvikling, og Danmark og EU er i stigende grad importører af biomasse. I Danmark anvendes ca. 120 PJ biomasse i energisektoren, og bl.a. 10-mio. tons planen² fra 2012 peger på, at der bæredygtigt vil kunne produceres op til 250 PJ biomasse til energi i Danmark

Biomassens bæredygtighed

De seneste politiske energiaftaler i Danmark peger på konvertering af de store danske kraftvarmeværker til biomasse som et vigtigt skridt på vejen mod en mindre miljøbelastende energisektor. Det er dog sket med en stigende erkendelse af, at brugen af biomasse til energiproduktion skal vurderes mht. bæredygtighed og CO₂-belastning.

EU kommissionen meddelte i juli 2014, at der ikke udarbejdes fælles bæredygtighedskriterier før eventuelt efter 2020. En række lande, bl.a. England og Holland har indført nationale kriterier. I Danmark forventes branchen at indgå en frivillig aftale om at indføre bæredygtighedskriterier, der bl.a. lægger sig tæt op af reglerne i SBP (se nedenfor) og i England.

Varmeselskaberne har allerede siden 2011 stillet en række bæredygtighedskrav til varmeproducenterne, bl.a. vedrørende dokumentation af oprindelse og bæredygtighed samt forbud mod anvendelse af træ fra urskove eller bevarelsesværdige skove. Kravene vurderes løbende og vil blive revideret i takt med den faktiske udvikling.

DONG Energy og HOFOR Energiproduktion deltager begge i det internationale branche-samarbejde Sustainable Biomass Partnership (SBP), der ventes at fremlægge kriterier for bæredygtig biomasse inden udgangen af 2014.

Affald

En vigtig parameter for varmeselskabernes planlægning er mængden af de affaldsressourcer, der fremover er til rådighed til energiformål. Historisk har affaldsmængderne til forbrænding været bestemt af produktionen af affald

² "+ 10 MIO. TONS PLANEN - muligheder for en øget dansk produktion af bæredygtig biomasse til bioraffinaderier", udgivet af Aarhus Universitet og Københavns Universitet i 2012.

fra de enkelte affaldsselskabers oplandskommuner. Rammerne for affaldsforbrændingsanlæggene er imidlertid under forandring, idet EU har gjort det muligt at handle en række affaldsfraktioner internationalt. Dette har også konsekvenser i Danmark, hvor der opleves stigende import til de danske forbrændingsanlæg. Også i Danmark drøftes videre liberalisering af forbrændingssektoren og hermed også om affaldsforbrændingsanlæggene fremover vil skulle agere i et internationalt marked for forbrændingseget affald. Dette sker bl.a. som led i regeringens vækststrategi. Der er usikkerhed om i hvilket omfang, husholdningsaffald bliver en del af liberaliseringen.

I scenarieanalyserne er det antaget, at udfordringen med CO₂-emissioner fra affald (fra særligt plastaffald) vil blive løst. Hvordan dette realiseres vil afhænge af den fremtidige sammensætning af affald til forbrænding og udmøntningen af Ressourcestrategien og liberaliseringen af affaldsmarkedet.

Ressourcestrategien

Regeringens ressourcestrategi "Danmark uden affald" fra 2013 blev i maj 2014 udmøntet i Ressourceplan for affaldshåndtering 2013-18.

I Varmeplan Hovedstaden 3 er det med hensyn til affaldsmængderne i hovedstadsområdet valgt at følge udviklingstakten i Ressourcestrategien frem til 2022. Dette indebærer stagnerende affaldsmængder til forbrænding, efterfulgt af en stigning frem til 2035 baseret på Energistyrelsens fremskrivning.

På langt sigt er det visionen for Regeringens ressourcestrategi, at der i højere grad tages vare på ressourcer og materialer i affaldet, og at flere materialer sendes tilbage i et kredsløb til gavn for miljøet.

I perspektivscenarierne for 2050 er det således antaget, at der sker tiltag for at sikre øget genanvendelse og dermed reducere mængder af affald til forbrænding. Således er det antaget, at affaldsmængderne til forbrænding i hovedstadsområdet reduceres til det halve i 2050 fra år 2012.

4.5 Afgifter og tilskud

Den danske regulering i form af afgifter og tilskud udgør en meget stor del af de økonomiske incitamenter i energisektoren. Således udgør energi- og CO₂-afgifter fra 2015 knap 70 kr./GJ for kul, og lidt mindre for de øvrige fossile brændsler. Affald har en tilsvarende afgiftsbelastning. For elektricitet til opvarmningsformål betales væsentligt højere afgifter, hvortil kommer den såkaldte PSO betaling.

I forbindelse med energiaftalen fra marts 2012 blev det besluttet at indføre en såkaldt forsyningsikkerhedsafgift (FSA) for at sikre, at den grønne omstilling kunne gennemføres provenuneutralt for staten. Med vækstaftalen mellem en række af Folketingets partier i juli 2014 blev FSA aflyst, og energiafgiften samt elvarmeafgiften på elektricitet blev reduceret, bl.a. for at sikre en aftalt økonomisk balance mellem biomasse og fossile brændsler.

4.6 Planlægning under usikkerhed

Investeringer i el- og fjernvarmesystemer er i deres natur langsigtede (anlæggenes levetid er årtier), og investeringsbeslutninger er derfor følsomme over for den usikkerhed, der eksisterer med hensyn til fremtidige økonomiske og regulatoriske rammer for projekterne.

Usikker markedsudvikling

For fjernvarmen er det især udviklingen på energimarkedene, herunder udviklingen i elpriserne (og elinfrastrukturen) samt udviklingen i fjernvarmens konkurrenceevne over for individuel varmforsyning, som har stor betydning.

Disse forhold er i høj grad også påvirket af de politisk bestemte rammer for energisektoren, og her er der også betydelig usikkerhed. Spørgsmålet er bl.a., om man i EU kan opnå enighed om at forpligte sig på klima- og energimålsætninger efter 2020, og dermed er der usikkerhed om CO₂-kvoteprisens størrelse, der er en afgørende parameter for den grønne omstilling i Danmark.

Regulatorisk usikkerhed

I Danmark er der en tilsvarende problemstilling, hvor der som nævnt har været politisk uenighed bl.a. om finansieringen af energiaftalen fra 2012, og hvor der efterfølgende er sket ændringer af dele af aftalen, herunder ændringer vedrørende energiafgifter, PSO-tarif m.v. Desuden udestår resultatet af den analyse af afgifter og tilskud i energisystemet, som blev igangsat i 2013, og som skal komme med anbefalinger af behov for ændringer og tilpasninger. Endelig arbejder en tværministeriel gruppe p.t. med at fastlægge effektiviseringspotentialer i fjernvarmesektoren, og arbejdsgruppen skal i den forbindelse vurdere behovet for en ændret regulering af sektoren.

Disse usikkerheder understreger vigtigheden af, at investeringer i fremtidens fjernvarmeløsninger skal være robuste over for forskellige fremtidige udviklingsspor. Planlægning på basis af forskellige scenarier for udviklingen er derfor et nødvendigt instrument til at sikre en sådan robusthed.

4.7 Vigtigste analyseforudsætninger

Nedenstående skema sammenfatter en række af de forudsætninger, som ligger til grund for scenarietanalyserne. De anvendte brændselspriser tager

udgangspunkt i de årlige fremskrivninger for fossile brændsler, der udarbejdes af IEA (World Energy Outlook). Priser for biobrændsler er opstillet med udgangspunkt i en brændselsprisfremskrivning udarbejdet for Energistyrelsen i 2014. Det antages, at afgifter og PSO-betaling er uforandrede i faste priser frem mod 2035, mens biomassetilskud holdes konstant i løbende priser.

På affaldsområdet er det frem til 2035 valgt at følge udviklingen i affaldsmængderne til forbrænding, som er fremlagt i ressourcestrategien. Der åbnes hermed ikke op for import af affald i beregningerne.

På biomasseområdet antages der rigelig tilgængelighed af biomasse i Danmark frem til 2035, mens der i 2050 scenarierne lægges grænser for mængden af bæredygtig biomasse, der anvendes til energiformål i Danmark.

Nedenstående tabel giver et overblik over de vigtigste forudsætninger for projektets analyser.

	2025	2035	2050
Politisk målsætning	Fjernvarme i hovedstadsområdet CO ₂ -neutral*	El- og varmeforsyning i Danmark baseret på 100 % VE*	95 % reduktion af CO ₂ -emissioner fra el- og varmesektoren i EU (i forhold til 1990-niveauet) og 100 % VE i det danske energisystem*
Brændselspriser:			
Kul	27 kr./GJ	27 kr./GJ	28 kr./GJ
Naturgas	77 kr./GJ	82 kr./GJ	89 kr./GJ
Fuelolie	119 kr./GJ	125 kr./GJ	131 kr./GJ
Let olie	145 kr./GJ	150 kr./GJ	156 kr./GJ
Halm	48 kr./GJ	52 kr./GJ	57 kr./GJ
Træpiller	67 kr./GJ	70 kr./GJ	74 kr./GJ
Træflis	53 kr./GJ	57 kr./GJ	63 kr./GJ
Afgifter på fossile brændsler	64-70 kr./GJ brændsel	64-70 kr./GJ brændsel	Afgifter ikke indregnet (samfundsøkonomiske beregninger)
Afgift el	34 øre/kWh el	34 øre/kWh el	
PSO el	13 øre/kWh el	13 øre/kWh el	
CO₂-kvoter	137 kr./ton	258 kr./ton	540-1.660 kr./ton**
Elpris (modelresultat)	370 kr./MWh	390-400 kr./MWh	350-520 kr./MWh
Affaldsmængder til forbrænding i hovedstadsområdet	12 PJ	13 PJ	6 PJ

Tabel 1: Analyseforudsætninger i Varmeplan Hovedstaden 3. Priser er angivet i 2014-kr.

* Dog tillades CO₂-emission fra affaldsbaseret el- og fjernvarmeproduktion.

** Delvist modelgenereret ud fra CO₂-reduktionskrav.

5 Produktion af fjernvarme: Teknologi og økonomi

Der findes forskellige teknologiske muligheder for omlægning til VE. For at afgrænse hvilke teknologier, der er til rådighed i den fremtidige fjernvarmeforsyning ses i dette afsnit på teknologiernes indbyrdes konkurrenceforhold.

5.1 Eksisterende varmeproduktionsanlæg

De eksisterende centrale, kraftvarmeverker

De store centrale kraftværksblokke på Amager og på Avedøre kan i dag fyre med kul, olie, naturgas og forskellige typer biomasse.

Amagerværkets blok 1 og hovedkedlen på Avedøreværkets blok 2 kan fra 2015 anvende 100 % træpiller. Det forudsættes, at Amagerværkets blok 3 ombygges til flisfyring, samt at Avedøreværkets blok 1 ombygges til 100 % træpiller eller træflis. Teknologien er velkendt, og det er en fordel, at der kan gøres brug af de eksisterende blokke i omstillingen til VE. Én væsentlig udfordring i denne sammenhæng er etablering af faciliteter til modtagelse og lagring af træpiller eller træflis i tilstrækkeligt omfang til at anvende 100 % biomasse i en længere periode i vintermånederne.

På de to øvrige centrale kraftværkspladser, Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket vurderes mulighederne for omstilling til fast biomasse at være begrænsede, bl.a. pga. den bolignære beliggenhed og tilkørselsforholdene. Det forventes, at de to tilbageværende kraftvarmeheder på HCV vil lukke i hhv. 2016 (HCV7) og 2023 (HCV8). Herefter vil der på Svanemølleværket og H.C. Ørsted Værket alene være spidslastkedler, hvis der ikke etableres ny kraftvarmekapacitet.

Affaldsforbrændingsanlæg

Godt 25 % af den samlede fjernvarmeleverance blev i 2012 produceret på affaldsforbrændingsanlæggene på Amager, i Glostrup og i Roskilde.

Både i Roskilde og på Amager etableres ny forbrændingskapacitet, bl.a. for at erstatte ældre og udtjente blokke. KARA/NOVEREN i Roskilde har i 2013 idriftsat den ny enhed "Energitårnet", og Amager Ressource Center på Amager har påbegyndt opførelsen af to nye ovne "Amager Bakke", som skal erstatte det eksisterende anlæg.

Ovn 5 på KARA/NOVEREN og ovn 5 på Vestforbrænding forventes pga. den tekniske levetid at skulle fornys omkring 2025. I Varmeplan Hovedstaden 3 antages det, at der etableres én større, ny affaldsforbrændingsblok til erstatning af disse to blokke. Dette betyder, at affaldsforbrændingskapaciteten i hovedstadsområdet antages at være nogenlunde konstant frem mod 2035.

Teknisk er det foruden affald også muligt at brænde forskellige fraktioner af biomasse på affaldsforbrændingsanlæggene. Dette sker allerede i et vist omfang i dag for at udnytte den tilgængelige forbrændingskapacitet fuldt ud. I Varmeplan Hovedstaden 3 regnes der med, at dette også vil være muligt fremadrettet.

Øvrige eksisterende anlæg

Ud over de centrale kraftvarmeværker og affaldsforbrændingsanlæg er der i hovedstadsområdet også en række mindre, varmeproducerende anlæg.

Med udbygningen af fjernvarme i Køge og tilslutning til det øvrige fjernvarmenet i hovedstadsområdet i løbet af 2014 vil Køge Kraftvarmeværk blive en del af det sammenhængende fjernvarmesystem. Anlægget er et flisfyret kraftvarmeværk bestående af to blokke, KKV7 og KKV8.

Det geotermiske demonstrationsanlæg på Margretheholm på Amager forudsættes at levere ca. 24 MJ/s fjernvarme, hvoraf de 13 MJ/s er varme fra undergrunden, mens der anvendes 11 MJ/s drivvarme i form af damp fra Amagerværket eller fra dampsystemet, og 1,5 MW el til pumper mv. I 2013 udgjorde den geotermiske varme 154 TJ eller mindre end ca. 1 % af fjernvarme i hovedstadsområdet.

Fra rådnetanke på renseanlægget Lynetten produceres biogas, som leveres til HOFOR Bygas. Derudover leverer forbrænding af slam overskudsvarme til fjernvarmenettet. I 2012 blev det til 189 TJ, som leveres til fjernvarmenettet.

Desuden findes en række spids- og reservelastkedler, som anvendes til at opretholde forsyningen på de koldeste dage samt forsyningsikkerheden ved udfald af grundlastanlæg. Foruden kedlerne på H.C. Ørstedværket og Svane-mølleværket er der rundt om i hele fjernvarmesystemet i alt ca. 1.520 MJ/s spidslastkedler, som primært er fyret med naturgas eller letolie.

Endelig findes store tryksatte varmelagre på Amagerværket og Avedøreværket. Den samlede kapacitet af varmelagrene er ca. 3.000 MWh, hvilket svarer til 1-2 timers forbrug i hovedstadsområdet på en kold vinterdag. Varmelagre-

ne kan anvendes til at håndtere prognoseafvigelser i varmesystemet samt til at optimere driften af kraftvarmeværkerne op i mod elmarkedet.

5.2 Ny fjernvarmeproduktionskapacitet

Der er en række mulige varmeproduktionsteknologier, som kunne komme i spil ved udbygning/erstatning af eksisterende kapacitet. Hvis der skal etableres ny varmeproduktionskapacitet i hovedstadsområdet, er der flere mulige teknologier, herunder:

- Biomassekraftvarmeanlæg og evt. biomassekedler
- Geotermi
- Solvarme
- Varmepumper

Elpatroner og spidslastkedler kan også komme på tale, men de vil sandsynligvis kun levere en lille andel af varmen og er derfor ikke behandlet nærmere her. Disse teknologier vil kunne anvendes til at øge fleksibiliteten i forholdet mellem el og varme.

Biomasse

Varmeproduktion på fast biomasse vil kunne etableres som varmekedler eller dampturbineanlæg; sidstnævnte enten som ombygget kulraftanlæg, nyt støvfyrer anlæg, ristefyrer anlæg eller CFB-anlæg. Teknologien er velafprøvet, og der er i Danmark stor erfaring med etablering og drift af kraftvarmeanlæg på biomasse. De mest almindelige biobrændsler er halm, træflis og træpiller. Halm vil typisk skulle skaffes lokalt, mens der eksisterer et veludviklet internationalt marked for træpiller. Træflis har hidtil primært været set som en lokal og regional energiressource, men et internationalt marked er under opbygning.

Teknologier til biologisk forgasning (biogas) er velkendt teknologi, men indgår ikke i teknologivalget for 2035 scenarierne. Det er antaget, at den danske biogasressource primært nyttiggøres til decentral kraftvarme og til f.eks. transport efter rensning og opgradering.

Det er valgt i analyserne at se bort fra termisk forgasning som en kendt teknologi, der analyseres. Termisk forgasning vurderes at kunne blive særdeles interessant, såfremt det lykkes at udvikle teknologien yderligere, og såfremt den producerede gas uden for høje omkostninger kan tryksættes og lagres til anvendelse i gasturbineanlæg eller til transportformål. Hvorvidt dette er realistisk frem mod 2035 er dog så usikkert på nuværende tidspunkt, at teknologien ikke indgår i 2035 scenarierne.

Geotermi

Geotermi er varme, der stammer fra kerneprocesserne i jordens indre. I Danmark stiger temperaturen med ca. 30 °C pr. kilometer ned gennem jordoverfladen. Varmeproduktionen foregår normalt ved, at det geotermiske vand pumpes op via én eller flere boringer, hvorefter det afkøles i et overfladeanlæg og pumpes tilbage i undergrunden via en anden boring. I overfladeanlægget trækkes varmen først ud af det geotermiske vand vha. varmevekslere, og typisk forøges temperaturen med varmepumper, som også køler vandet ned til 15-20 °C for at udnytte geotermivandets varme maksimalt. Hovedstadsområdet Geotermiske Samarbejde (HGS) har vurderet, at den geotermiske ressource under København er ca. 60.000 PJ. Det er 1.500 gange mere end den nuværende årlige fjernvarmeproduktion i Hovedstadsområdet.

Der eksisterer kun tre geotermiske anlæg til varmeproduktion i Danmark (Thisted, Sønderborg og pilotanlægget på Amager), og teknologien er fortsat under udvikling. På det geotermiske anlæg på Amager har man haft udfordringer med at opnå driftsstabilitet, og det giver udfordringer med start og stop af anlægget. Undersøgelser foretaget af CTR, HOFOR og VEKS tyder på, at investeringsomkostningerne er høje, hvilket medfører, at geotermi i dag er en relativt dyr varmeproduktionsteknologi.

Solvarme

Potentialet for solvarme er ganske betydeligt i Danmark. Kollektive solvarmeanlæg til fjernvarme koster ca. halvdelen af tilsvarende anlæg på etageboliger og kun 25 % af tilsvarende anlæg på enfamiliehuse. I modsat retning trækker, at kollektive solvarmeanlæg normalt skal aflevere det varme vand ved højere temperaturer. Det betyder både mindre varmeydelse og større varmetab, sådan at der alt i alt kommer mindre varme ud af hver m² solfangerareal. Besparelserne på investeringssiden er dog så store, at de langt overgår omkostningerne ved en mindre varmeproduktion. Samlet set er solvarme en relativt billig varmeproduktionsteknologi, hvilket bl.a. hænger sammen med, at solvarme ikke er pålagt afgifter. I de senere år er der sket en meget stor udbygning med solvarme i Danmark, særligt i decentrale fjernvarmeområder med naturgas som det primære brændsel.

Udfordringen ved solvarme i forbindelse med hovedstadsområdets kraftvarmesystem er især, at varmen primært leveres på det tidspunkt af året, hvor der er mindst brug for den - nemlig om sommeren, hvor der også er en betydelig varmeproduktion fra affald. Desuden er en stor del af hovedstadsområ-

det meget tæt bebygget, hvilket giver udfordringer med at finde plads til store, kollektive solvarmeanlæg.

Varmepumper

Der findes forskellige typer af varmpumper. Varmepumper er overordnet set et varmeanlæg, der optager varmeenergi fra omgivelserne (havvand, udeluften, jorden mv.). Under tilførsel af drivenergi – typisk elektricitet - omsætter den dernæst omgivelsesvarmen til et højere temperaturniveau til brug for opvarmningsformål.

På nuværende tidspunkt er teknologien ikke generelt udviklet til, at varmpumper kan levere ved temperaturer over 90 °C. Varmepumper i hovedstadsområdet bør derfor i første omgang levere direkte til distributionsnettet med fremløbstemperaturer under 90 °C - både for at undgå for høje tryk, som øger behovet for vedligehold, og for at opnå den bedst mulige virkningsgrad (COP).

En varmpumpe har brug for en varmekilde, og denne kilde skal have en placering, som er tæt på et tilkoblingspunkt i nettet, hvor varmpumpen kan afsætte varmen, da det ellers vil fordyre installationerne med rørledninger og pumpestationer unødigt. De realiserbare varmekilder i hovedstadsområdet er listet i Tabel 2 med temperaturspænd, varmpotentiale og forventet COP. Spildevand er fordelt på tre anlæg: Lynetten (80 MJ/s), Damhusåen (30 MJ/s) og Køge (10 MJ/s). I hovedstadsområdet ligger også Spildevandscenter Avedøre, men da dette anlæg ikke ligger i nærheden af et varmedistributionsnet, er det valgt ikke at medtage potentialet for varmproduktion herfra. Drikkevand er fordelt på tre lokaliteter i hovedstadsområdet på omkring 5 MJ/s hver.

	Temperatur Min/Max. [°C]	Varmepotentiale [MJ/s]	Forventet COP
Spildevand	10 / 20	120	3-4
Drikkevand	8 / 12	15	3-4
Havvand	0 / 20	150	2-3

Tabel 2: Realiserbare varmekilder med temperaturspænd og forventet COP.

Foruden ovenstående er der også et mindre potentiale for varmpumper baseret på industriel overskudsvarme.

5.3 Varmeproduktionsomkostninger

For at kunne foretage en indledende sammenligning af de forskellige varmproduktionsteknologier er der i projektet beregnet langsigtede varmproduk-

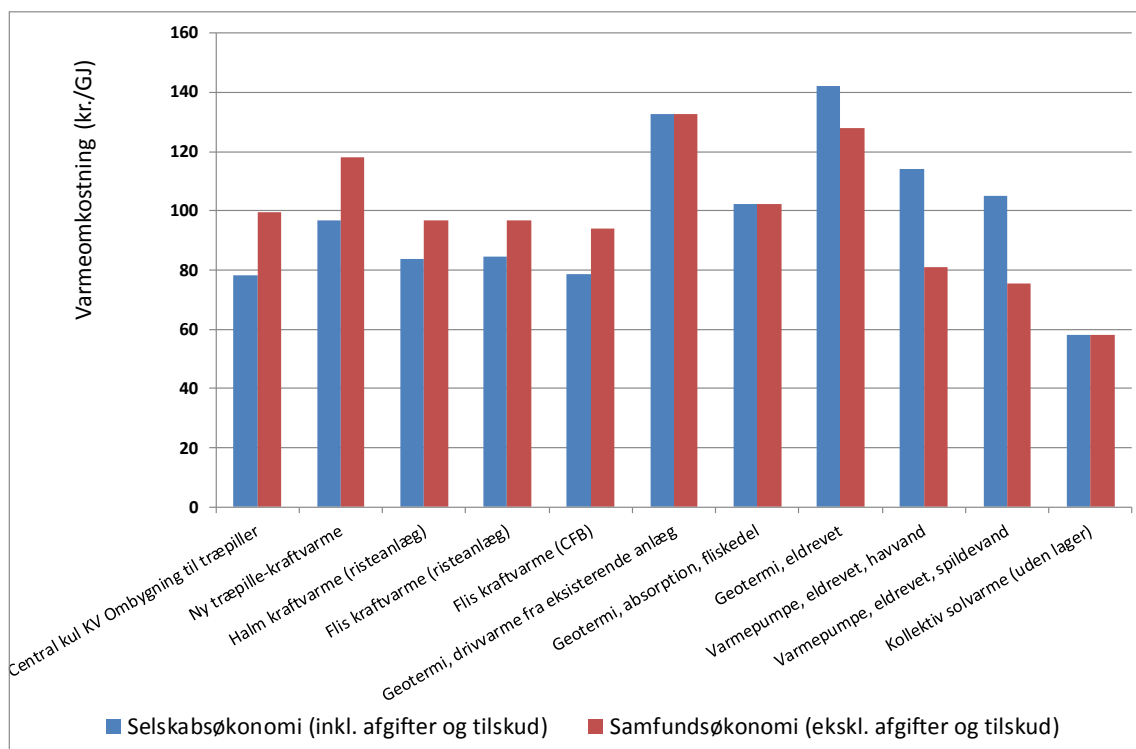
tionsomkostninger. Der er i disse indledende beregninger ikke benyttet en systembetragtning, men taget udgangspunkt i 5.000 fuldlasttimers drift for alle teknologier³. Det skal bemærkes, at der er nogen usikkerhed om kapitalomkostninger og effektivitet, især for varmepumper og geotermianlæg. Beregningerne er udført for 2025 for at vise et eksempel på konkurrenceforholdet mellem de forskellige varmeproduktionsteknologier i perioden frem mod 2035. Omkostningsniveauet og konkurrenceforholdet er ikke markant anderledes i 2020 eller 2035.

Til beregning af varmeproduktionsomkostninger er der anvendt samme forudsætninger for teknologidata, brændselspriser, CO₂-kvotepris, elpris, afgifter, eltariffer og eltilskud som i projektets scenarieberegninger⁴. Figur 11 viser de resulterende varmeproduktionsomkostninger for teknologierne med indtægterne fra elsalget inkluderet. Der er i nedenstående figur vist varmeproduktionsomkostninger med afgifter og tilskud (selskabsøkonomi) og uden afgifter og tilskud (samfundsøkonomi). I de samfundsøkonomiske omkostninger er der ikke her regnet med nettoafgiftsfaktoren eller med skatteforvridningstab.

Beregningen er her som nævnt udført med 5.000 fuldlasttimers drift for at kunne sammenligne teknologierne på et ensartet grundlag. 5.000 fuldlasttimer svarer til, at anlægget er et grundlastanlæg og derfor har ret stor varmeproduktion i løbet af året. Beregningen kan kun tjene til en indledende sammenligning af teknologierne og viser forskellen, når det antages, at teknologierne anvendes til grundlast. En mere nuanceret sammenligning vil kun kunne ske ved systembetragtninger, der bl.a. tager hensyn til varmeforbrugets variation hen over året, og at der derfor er behov for både grund-, mellem- og spidslastanlæg.

³ Dog ikke for solvarme, hvor der er benyttet en typisk varmeproduktionsprofil.

⁴ Det betyder, at der for ombygning af kul til biomasse er indregnet levetidsforlængelse og lidt højere omkostninger til ombygning end i Teknologikataloget, og at der også til geotermi er regnet med højere omkostninger end i Teknologikataloget (Energistyrelsen: "Technology Data for Energy Plants - Generation of Electricity and District Heating, Energy Storage and Energy Carrier Generation and Conversion", maj 2012, revideret oktober 2013).



Figur 11: Varmeproduktionsomkostninger for teknologier i 2025 med 5.000 fuldlasttimer. Nettoomkostninger med fradrag af indtægter fra elsalg og beregnet inkl. nødvendige investeringer og faste D&V-omkostninger. I de samfundsøkonomiske omkostninger er ikke her regnet med nettoafgiftsfaktoren eller med skatteforvridningstab.

Alle teknologier indeholder kapitalomkostninger⁵. Ved ombygning af et kulfyret kraftvarmeværk til fyring med træpiller er der medregnet omkostningerne i forbindelse med ombygningen og til levetidsforlængelse. Kraftvarmeteknologierne har indtægter ved salg af kraftvarmebaseret el i elmarkedet, herunder eltilskud ved VE-baseret elproduktion, men der er ikke indregnet mulighed for udtags- eller kondensdrift. På anlæg med kondensmulighed kan der opnås indtjening i elmarkedet uafhængigt af fjernvarmeforbruget, men med den indregnede udvikling i biomasse- og elpriser vurderes denne gevinst at være meget begrænset.

Det fremgår, at som grundlastteknologi har biomasseteknologierne de laveste selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger, og at varmepumper og geotermi ligger noget højere. Samfundsøkonomisk har varmepumper de laveste omkostninger. Solvarme uden lager har de laveste omkostninger, men denne teknologi er begrænset af, at den har størst produktion om sommeren, hvor fjernvarmeforbruget er lavest.

⁵ Der er regnet med en levetid på 20 år og en realrente på 4 %.

Varmeproduktionsomkostningerne ovenfor er beregnet med 5.000 fuldlasttimer, dvs. der er regnet med, at de udgør grundlast i varmesystemet, og at de foruden vintermånederne således også leverer fjernvarme i forår og efterår. Hvis anlæggene i højere grad skal fungere som spids- eller mellemlastanlæg med 2.000 – 3.000 fuldlasttimer vil det i højere grad være teknologier med lave kapitalomkostninger, der har de laveste samlede varmeproduktionsteknologier. F.eks. øges konkurrencedygtigheden af varmepumper i så fald sammenlignet med nye, biomasseanlæg.

6 Varmemarked

I hovedstadsområdet vil særligt to forhold få betydning for den fremtidige udvikling i efterspørgslen på fjernvarme:

- Energi- og varmebesparelser i eksisterende bygninger, bl.a. som konsekvens af varmeselskabernes energispareforpligtelse.
- Konverteringer til fjernvarme via ændret områdeafgrænsning (og i mindre omfang fortætning); herunder særligt udvidelse af fjernvarmeforsyningen til kunder, som i dag anvender naturgas.

Derudover har følgende forhold betydning:

- Nybyggeri (og tilbygninger) og i hvilket omfang dette tilsluttes fjernvarmenettet
- Sammenkobling med andre fjernvarmeselskaber, hvilket vil give større forbrug (men også adgang til produktionsanlæg)

Historisk set har ændringer i adfærd og højere komfortkrav også givet anledning til stigende fjernvarmeforbrug. Denne tendens vurderes at være af mindre betydning fremadrettet, ud fra en betragtning om at der allerede leveres et højt komfortniveau i dag. Effekten af dette har ikke været genstand for nærmere analyse i projektet.

6.1 Udbygning af fjernvarmenettet

HOFOR's dampkonvertering

Omkring 20 % af den fjernvarme, HOFOR leverer, produceres i dag som damp, men andelen falder i takt med, at der konverteres til vandbaseret fjernvarme frem mod 2021. Ændringen af det eksisterende dampsystem til vand giver betydelige energi- og miljømæssige besparelser, bl.a. fordi energitabet i fjernvarmenettet reduceres.

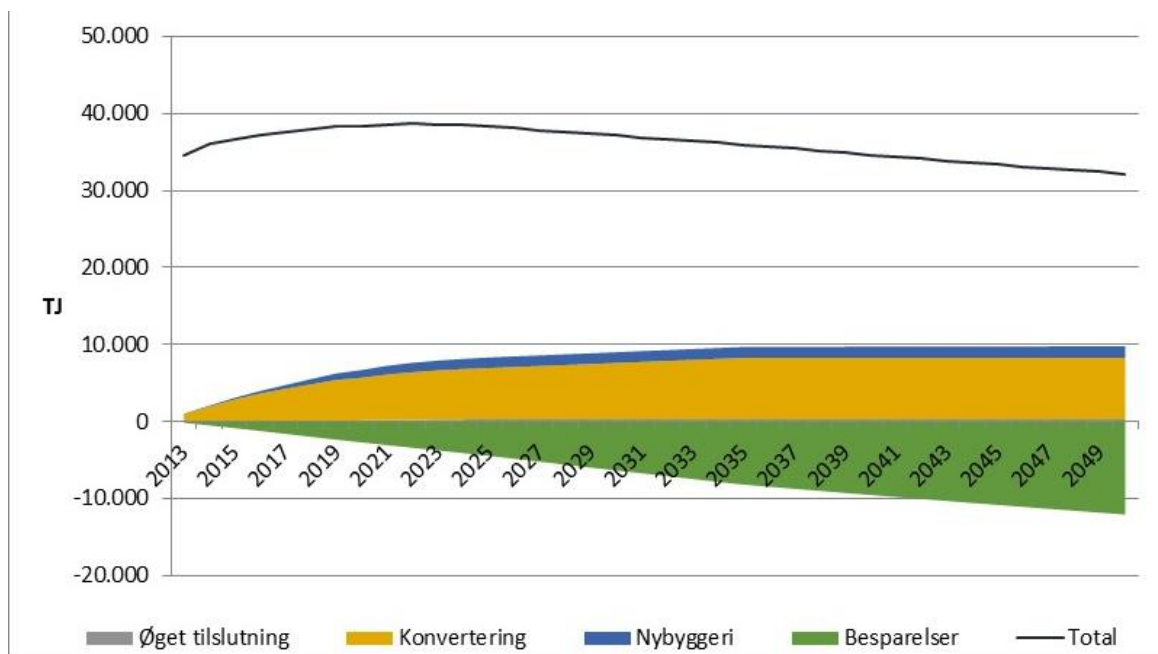
Konverteringer og nye forsyningsområder

Derudover sker der væsentlige ændringer i nettet i form af øget tilslutning i de eksisterende fjernvarmeområder, tilslutning af nybyggeri samt øget konvertering især fra naturgas til fjernvarme, herunder fjernvarmeforsyning af større områder i bl.a. Lyngby og Køge. Det er især i CTR's, VEKS' og Vestforbrændings forsyningsområder, at konverteringer har betydning for udviklingen i varmebehovet. I VEKS' område og i København sker tillige en del nybyggeri, som fjernvarmeforsynes.

6.2 Forventninger til fjernvarmebehovets udvikling

Som en del af Varmeplan Hovedstaden 3 er der foretaget analyser af fjernvarmemarkedet frem mod 2035. I Figur 12 nedenfor ses, hvordan varmebe-

hovet forventes at udvikle sig, inkl. den forventede effekt af konverteringer, nybyggeri, øget tilslutning til fjernvarmen samt besparelser.



Figur 12: Varmebehovet i Hovedstadsområdets udvikling i grundscenariet fordelt på forbrugsbaser. Opgjort af transmissionsnet (Øget tilslutning er inden for eksisterende forsyningsområder, mens konvertering er uden for eksisterende forsyningsområder).

Fremskrivning af udviklingen i varmekonsumet i de fjernvarmeforsynede områder frem til 2035 viser, at der samlet kan forventes et stigende varmekonsum på kort og mellemlangt sigt (frem til 2025), hvorefter varmebehovet er svagt faldende.

Generelt kan det siges, at det forventes, at varmekonsumet falder i de indre byområder, mens det er stigende i yderområderne. Dette hænger tæt sammen med konverteringspotentialet, som frem mod 2035 primært findes i villaer/rækkehuse.

Som følge af energiselskabernes spareforpligtelse kan der forventes besparelser i alle dele af forsyningsområdet. Omfanget af konverteringer har således stor indflydelse på den geografiske spredning af ændringerne i varmekonsumet over tid.

Det fremgår, at den største fjernvarmeudbygning sker frem til ca. 2020, hvorefter den fortsatte udbygning primært skyldes konverteringer i VEKS forsyningsområde.

Følsomhedsanalyser

Der er foretaget to følsomhedsanalyser med fokus på varmebesparelser og konvertering for at vise det potentielle spænd for varmemeforbruget. De to følsomhedsanalyser repræsenterer yderpunkterne for den forventede udvikling, hvor hhv. konverteringer og besparelser er den dominerende faktor i udviklingen. Selvom besparelsesindsatsen øges væsentligt i følsomhedsanalysen med lavt forbrug, vil det tage lang tid, før effekten slår igennem. Konverteringers konkurrenceevne i forhold til individuelle løsninger er derimod en parameter, som på kortere sigt og med kort varsel kan ændre varmebehovet.

Et vigtigt signal fra følsomhedsanalyserne er, at efterspørgslen efter fjernvarme i hovedstadsområdet kan vokse med omkring 10 % inden for få år, hvilket naturligvis øger presset på både varmeproduktion og varmetransmission. Det er derfor en vigtig opgave for fjernvarmeselskaberne og deres ejerkommuner at sikre effektiv udbygning af fjernvarmen på et samfundsøkonomisk grundlag.

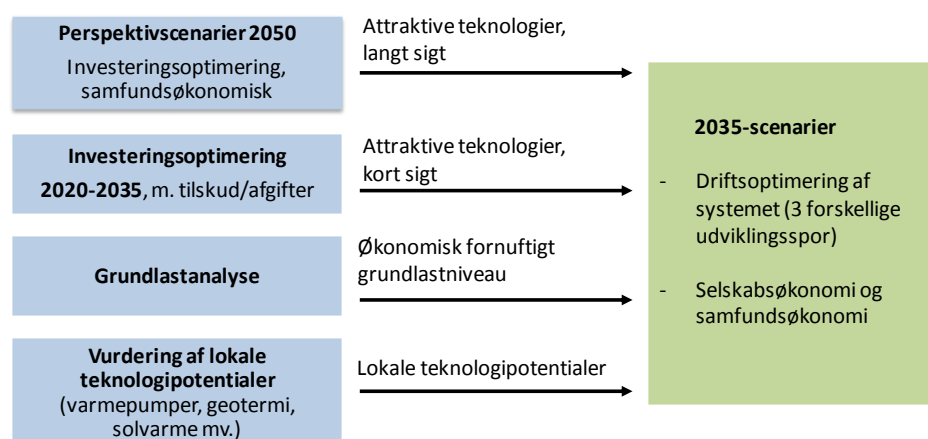
7 Model og analyser i Varmeplan Hovedstaden 3

7.1 Analysemetode og scenarier

Der er i Varmeplan Hovedstaden 3 opstillet to sæt scenarier:

- Fire perspektivscenarier frem til 2050, som undersøger samspillet mellem klimakrav, ressourcer, elmarked og fjernvarmeforsyningen på det lange sigt, og
- Tre scenarier med basis i det eksisterende system for de kommende 20 år frem til 2035.

Sammenhængen mellem de to sæt scenarier og projektets øvrige analyser fremgår af Figur 13 nedenfor.



Figur 13. Tilgang anvendt til udformning af 2035-scenarierne for hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning.

Perspektivscenarierne for 2050 beregnes uden gældende afgifter og tilskud, men med krav om opfyldelse af internationale og nationale klimamålsætninger. Denne tilgang er valgt for at finde de samfundsøkonomisk bedste løsninger på de langsigtede udfordringer uden skelen til det nuværende afgiftssystem. Scenarierne frem mod 2035 er derimod beregnet med gældende afgifter og tilskud, for at sende retvisende signaler om selskabsøkonomien under gældende rammer. Endvidere er der lagt begrænsninger for potentialet biomasse.

Der er gennemført en investeringsanalyse af perioden 2020-2035, hvor optimeringsmodellen er anvendt til at pege på investeringer i hovedstadsområdet. Desuden er der gennemført en særlig grundlastanalyse, for at finde det

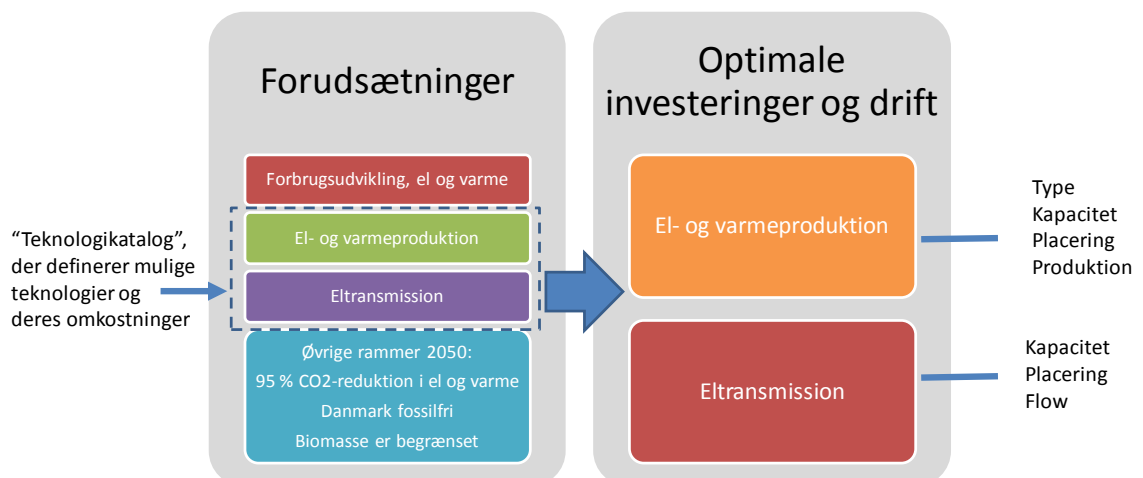
økonomisk set rimelige niveau for grundlastkapacitet i det sammenhængende fjernvarmenet.

Perspektivscenarierne og grundlastanalysen indgik sammen med særlige vurderinger af potentialet for alternative teknologier (varmepumper, solvarme, geotermi m.v.) i opbygningen af de tre 2035 scenarier. Formålet med de tre 2035-scenarier er at illustrere tre mulige veje til CO₂-neutralitet.

I overensstemmelse med de vedtagne målsætninger har varmeselskaberne valgt at lade alle scenarierne bygge på, at fjernvarmesystemet skal være CO₂- neutralt senest i 2025. Det er forudsat, at den grønne omstilling af energisystemet gennemføres, at der realiseres ambitiøse besparelser i energiforbruget, og at fossile brændsler udfases. Det er endvidere forudsat, at spidslastanlæggene kan omlægges til CO₂-neutralt brændsel, uden at dette er nærmere analyseret. I analyserne er der ikke taget højde for, om den anvendte biomasse, elforbruget i eldrevne varmeproduktionsteknologier og geotermi samt brændslet i affaldsforbrændingsanlæggene vil/kan være helt CO₂-neutrale på det givne tidspunkt.

7.2 Beregningsmodel

Beregningerne af scenarierne i Varmeplan Hovedstaden 3 er foretaget med optimeringsmodellen Balmorel. Modellen foretager en økonomisk optimering af udbygningen af el- og varmeproduktion og –transmission på basis af de forudsætninger for miljømål, brændselspriser m.v., som er lagt ind i modellen. Til forudsætningerne hører også eventuelle begrænsninger med hensyn til hvilke teknologier, modellen må anvende, hvor store udbygninger, der tillades m.v. Modellen dækker Norden og Tyskland.



Figur 14. Overordnet princip for projektets energisystemmodel, Balmorelmodellen

Scenarieanalyserne fortæller noget om, hvordan de politiske målsætninger, de tilgængelige teknologier samt ikke mindst udviklingen i de internationale markeder for brændsler, CO₂ og elektricitet kan påvirke vilkårene for varme-
produktion i hovedstadsområdet.

8 Perspektivscenarier mod 2050

Langsigtede scenarier har gennem en årrække været anvendt i energiplanlægningen.

Klimakommissionen	Klimakommissionen baserede i 2010 sine anbefalinger på scenarier frem til 2050 (kaldet fremtidsbilleder), som bl.a. tog udgangspunkt i mere eller mindre ambitiøse klimapolitiske rammebetingelser i form af højere/lavere priser på olie, biomasse og CO ₂ -kvoter samt forskellig potentiale af biomasse.
Energinet.dk	Energinet.dk har siden 2007 arbejdet med fremtidsscenarier for at understøtte, at den langsigtede planlægning af udbygningen af el- og gasinfrastrukturen er robust i forhold til forskellige mulige udviklinger i energisektoren. Energinet.dk har bl.a. opstillet fire scenarier frem til 2030, som tager udgangspunkt i to dimensioner for fremtiden: En miljødimension (med hhv. høj/lav prioritet) og en international dimension (med hhv. nationalt/internationalt fokus) ⁶ .
Energistyrelsen	Senest har Energistyrelsen fremlagt fem langsigtede scenarier for udviklingen på energiområdet frem til 2050. Scenarierne vægter i forskellig grad vindenergi, biomasse, bioenergi og brint. Der er desuden et teoretisk scenarie for fossil energi, som ser bort fra de politiske målsætninger og vægter lavest mulige omkostninger. Energistyrelsen har tillige fremlagt den fjernvarmeanalyse, der blev aftalt i Energiaftalen fra 2012, og denne analyse viser, at der er god samfundsøkonomi i en fortsat udbygning af fjernvarmen. Ligeledes viser den, at kraftvarmen fortsat vil udgøre en dominerende andel af fjernvarmen frem til 2035. Herefter falder andelen af kraftvarme.

Varmeplan Hovedstaden

I Varmeplan Hovedstaden 3 er opstillet perspektivscenarier af energisystemets udvikling i 2050. Perspektivscenarierne er opbygget som sammenhængende internationale energiscenarier, hvor udviklingen i Danmark, Tyskland og de nordiske lande ses under ét. Den sammenhængende tilgang er valgt, fordi elmarkedet i Danmark hænger tæt sammen med udviklingen i vores nabolande, og fordi elmarkedet har afgørende betydning for fjernvarmens udviklingsmuligheder.

8.1 Fire danske energiscenarier i 2050 - metode

Den helt overordnede ramme for perspektivscenarierne er, at den grønne dagsorden i Europa og Danmark fortsætter. Det betyder, at der samlet for

⁶ Scenarierne er bl.a. dokumenteret i Energinet.dk's notat "2030-scenarier for Energinet.dk" fra 2011.

Norden og Tyskland er lagt et krav om 95 % reduktion af CO₂-emissionen i el- og varmesektoren i 2050, hvilket er i tråd med "EU Roadmap for moving to a competitive low carbon economy in 2050", fremlagt af EU kommissionen i 2011. For Danmark er rammen, at el- og varmesektoren skal være omstillet til vedvarende energi i 2035, og at Danmark skal være helt uafhængig af fossile brændsler i 2050.

Scenarieanalyserne er baseret på en økonomisk optimeringsmodel, og modellen vælger de løsninger, der samlet set leverer billigst mulig el og varme under de rammebetingelser, der er valgt.

Beregningerne er gennemført som samfundsøkonomiske beregninger, og uden at konkretisere de virkemidler, som vil blive taget i brug nationalt og internationalt for at nå klimamålsætningerne. I analyserne er der antaget et CO₂-kvoteloft.

Valg af økonomiske virkemidler vil have stor indflydelse både på prisdannelsen i elmarkedet og på de faktiske produktionsomkostninger for fjernvarme. Derfor er det ikke vurderet som meningsfuldt at beregne konkret selskabsøkonomi i 2050. Selskabsøkonomi er derimod et hovedemne, når der mere konkret ses på fjernvarmens udviklingsmuligheder frem mod 2035.

Perspektivscenarierne afspejler forskellige udviklingsspor for henholdsvis Danmark og Europa mod 2050, hvor der satses på udbygning med vindkraft og biomasse i forskellige kombinationer, og de resulterende påvirkninger på hovedstadsområdet fjernvarmesystem.

Navn på scenarie	EU vind_DK vind	EU Vind_DK bio	EU bio_DK vind	EU bio_DK bio
Udvikling i Norden og Tyskland	Lav tilgængelighed af biomasse Havvindmøller 30 % lavere omkostninger		Høj tilgængelighed af biomasse Uændrede omkostninger ved havvindmøller	
Udvikling i Danmark	Vind fokus Lav tilgængelighed af biomasse*	Termisk fokus Høj tilgængelighed af biomasse**	Vind fokus Lav tilgængelighed af biomasse*	Termisk fokus Høj tilgængelighed af biomasse**

Figur 15: To udviklingsspor for Europa, og to udviklingsspor for Danmark, i alt fire scenarier.

* 200 PJ biomasse til energiformål i Danmark (75 PJ til el og varme).

** 400 PJ biomasse til energiformål i Danmark (275 PJ til el og varme).

Scenarierne tager udgangspunkt i nationale og lokale klima- og energimålsætninger, og at der vil blive realiseret ambitiøse energibesparelser. I de to vindscenarier regnes der med en lav tilgængelighed af biomasse svarende til landenes nationale ressourcer, mens der i de termiske scenarier regnes med en rigelig tilgængelighed af biomasse. I vindsporet for Europa antages det, at omkostningerne ved havvindmøller falder med 30 % i forhold til i dag, mens der i biomasset sporet regnes med uændrede omkostninger og til gengæld større biomassetilgængelighed (i andre lande end Danmark). Denne kombination af scenarier er valgt for at vise yderpunkterne eller spændvidden for de forskellige mulige udviklinger.

De forskellige niveauer for tilgængelighed af biomasse i Danmark (200 PJ og 400 PJ) svarer nogenlunde til den mængde biomasse, som er indregnet i to af de fem scenarier, som Energistyrelsen har gennemregnet og udgivet i rapporten "Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050" i maj 2014. Principielt svarer Energistyrelsens to scenarier "Vind" og "Biomasse" til de to scenarier for Danmark, som analyseres i Varmeplan Hovedstaden 3.

Modelberegninger har herefter belyst, hvordan der optimalt kan investeres i produktionsteknologier og eltransmissionsanlæg inden for de enkelte scenarier i hele Norden og Tyskland. Eksisterende produktionsanlæg vil i det store og

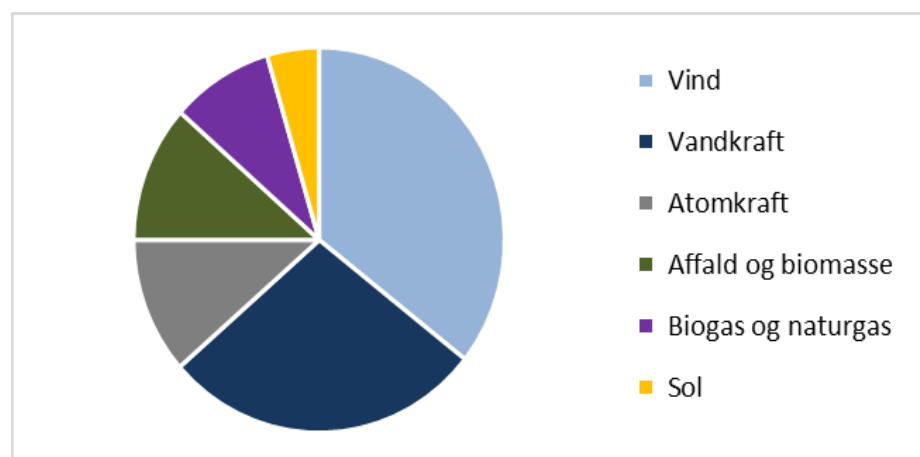
hele være udtjent i 2050. Perspektivscenarierne afspejler dermed i vid udstrækning nyinvesteringer mod 2050.

8.2 Det internationale elmarkeds betydning

Modelberegningernes resultat under de givne forudsætninger er, at vindkraft bliver dominerende i det samlede modelområde i alle scenarierne, såfremt målsætningerne skal nås til lavest mulige omkostninger. Det gælder også, selvom om der ikke indregnes prisfald på havmøller, og selvom der er rigelige biomasseressourcer til de forudsatte importpriser. Det er altså en økonomisk robust antagelse, at vindkraftudbygningen i både Danmark og nabolande fortsætter, hvilket naturligt har betydning for fjernvarmesektoren.

Efter modelberegningerne stiger andelen af fluktuerende elproduktion fra vind og sol til 35-40 % i Tyskland og Norden. Det er væsentligt mere end den nuværende andel på ca. 10 %, og udfordringen med at integrere vindkraft er markant i alle fire scenarier. I Danmark står vindkraft for så meget som 69-85 % af elproduktionen.

Fordi elprisen kommer til at variere meget, er det nødvendigt at anvende teknologier i fjernvarmesystemet, der kan tilpasse sig dette. Der vil således også på langt sigt være brug for termiske kraftvarmeproduktionsenheder i systemet, men disse anlæg vil få langt færre driftstimer end i dag. Derfor vil kraftvarmens andel af den samlede el og varmeproduktion falde over tid, og kraftvarmeværkerne bør være så fleksible som muligt.



Figur 16. Elproduktionen i 2050 i Danmark, Tyskland, Sverige, Norge og Finland fordelt på brændsler i scenariet med størst vindfokus. Fluktuerende elproduktion udgør i 2050 ca. 40 % mod ca. 10 % i dag.

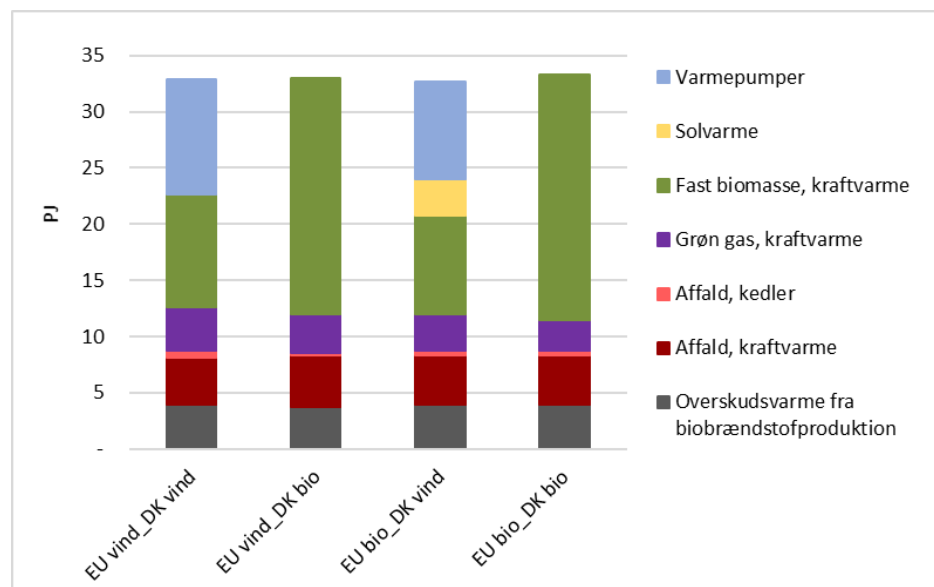
Biomasse (især træflis) får en vigtig rolle i elproduktionen i Danmark i de scenarier, hvor der er rigelige biomasseressourcer. Samtidig er det bemærkelses-

værdigt, at der i Danmark stort set ikke længere produceres el baseret på affald. Det er altså mere økonomisk at anvende affaldet i kedler med ren varmeproduktion sammenlignet med kraftvarme.

I de to scenarier med meget biomasse udnyttes i Danmark kun ca. 160 PJ af de 275 PJ biomasse, der er antaget til rådighed til el og fjernvarme. Igen viser dette, at vindkraft under de givne forudsætninger er den mest omkostningseffektive måde at nå klimamålene på.

8.3 Fjernvarmesystemet i hovedstadsområdet

Som det ses på Figur 17 nedenfor spiller biomasse- og affaldsfyret kraftvarme (baseret på lokale affaldsressourcer) en vigtig rolle i hovedstadsområdet i alle fire scenarier. I de to scenarier, hvor der er lav tilgængelighed af biomasse, suppleres kraftvarmen med især varmepumper, og i et af scenarierne også med solvarme. Endvidere får varmelagring stigende værdi i det sammenhængende varmesystem, bl.a. som følge af udviklingen i elmarkedet. Således ligger det optimale varmelagerniveau i perspektivscenarierne på op til ti gange den nuværende lagerkapacitet i varmesystemet.



Figur 17: Fjernvarmeproduktionen i Hovedstadsområdet i 2050 i de fire scenarier fordelt på brændsler og anlægstyper.

Det skal bemærkes, at biomasseressourcen i modellen søger mod de store byer på grund af skalafordelen ved at bygge store kraftvarmeværker frem for små, og fordi biomasse i modellen har samme pris i hele landet.

Som vist på figuren findes der stadig affaldskraftvarme i hovedstadsområdet i 2050. Det skyldes, at de to nyeste anlæg (Amager Ressource Center og KA-RA/NOVERENS anlæg i Roskilde) stadig forudsættes at være i drift i 2050.

Der er endvidere indlagt et betydeligt bidrag fra overskudsvarme som en forudsætning (svarende til Energiaftalens scenarieanalyser). Forudsætningen er, at der placeres biobrændstoffabrikker i Danmark, og at overskudsvarmen derfra nyttiggøres.

Da vindkraft spiller en markant rolle i elsystemet i 2050, bliver der i højere grad end i dag brug for anlæg der fleksibelt kan producere, når vinden ikke blæser. I den samlede optimering indgår en del af disse el-spidslastanlæg som gasturbineanlæg med kraftvarmedrift, og med "grønne gasser" som brændsel. Gassen kan være biogas eller forgasningsgas, der opgraderes og lagres i de store danske gaslagre, for så at kunne anvendes, når der er brug for det. Det er ikke nærmere analyseret, om anlæggene vil blive etableret uden kraftvarmemulighed afhængig af omkostningerne ved fjernvarmetilslutning.

Samlet set bliver kraftvarmen dominerende ved rigelig tilgængelighed af biomasse, mens varmepumper ikke er konkurrencedygtige. Derimod spiller varmepumper en stor rolle ved en lavere tilgængelighed af biomasse. Kraftvarmen bliver dog samlet set fortsat den største varmeleverandør i hovedstadsområdets fjernvarmesystem i alle fire scenarier.

Et resultat fra scenarieanalyserne er, at fortsat vindkraftudbygning i Danmark og vores nabolande vil påvirke elmarkedet ganske betydeligt. Biomassekraftvarme bliver økonomisk fordelagtigt i hovedstadsområdet i alle scenarier, i hvert fald til dækning af en væsentlig del af varmebehovet. Som supplement til biomassekraftvarmen peger analyserne på varmepumper, varmelagring og eventuelt solvarmeanlæg som interessante teknologier.

Disse resultater er naturligvis under den grundforudsætning, at der udmøntes ambitiøse energipolitiske målsætninger i Danmark og i EU, samt at der lægges vægt på at nå disse mål med lave omkostninger. Endvidere forudsættes det, at den teknologiske udvikling sker i et moderat tempo uden væsentlige teknologispring. Der er således ikke her gennemført analyser af teknologiske "jokers" eller af alternative energipolitiske målsætninger.

Bæredygtig biomasse	Perspektivanalyserne signalerer altså, at fortsat tilpasning og udvikling af biomassefyrede kraftvarmeteknologier vil være en robust strategi i den langsigtede planlægning – forudsat at der er bæredygtig biomasse til rådighed.
Lavtemperatur, lagre	Analyserne viser også, at varmelagerkapaciteten i systemet med fordel kan udbygges. I praksis vil varmelagre spille godt sammen med teknologier, som kræver lavtemperatur.
Udviklingen på affaldsområdet	Affaldsvarme udgør i dag ca. 25 % af varmeproduktionen i fjernvarmesystemet. Efter idriftsættelse af Amager Bakke i 2017, vil hovedstadsområdet råde over forholdsvis nye og moderne anlæg samlet set.

I analyserne er det antaget, at mængderne af forbrændingsegnet affald der er til rådighed følger regeringens fremlagte ressourcestrategi, og herefter udviser en moderat stigning. Såfremt der af politiske eller markedsmæssige årsager bliver væsentligt lavere affaldsmængder til rådighed end forudsat i analyserne, vil en større del af varmeforsyningen skulle dækkes af biomasse, varmepumper m.v. Da der sandsynligvis ikke skal tages stilling til væsentlige nyinvesteringer i affaldsanlæg i hovedstaden, vurderes usikkerhed i affaldsressourcen ikke at være kritisk for fjernvarmeforsyningen de kommende mange år, selvom ændret regulering på affaldsområdet naturligvis kan påvirke den økonomiske balance.

9 2035-scenarier

9.1 Grundlastkapacitet i hovedstadsområdet

I et fjernvarmesystem er der stor forskel på, hvor stor varmekapacitet, der er brug for henover året, da fjernvarmeforbruget varierer betydeligt mellem sommer og vinter. Der er derfor både brug for grundlastanlæg til leverance af varme året rundt og spidslastanlæg, der kun er i drift på de koldeste dage. Grundlastanlæg har normalt ret høje kapitalomkostninger og lave driftsomkostninger, mens det modsatte er tilfældet for spidslastanlæg. For at sikre lave varmeproduktionsomkostninger i fjernvarmesystemet er det vigtigt at finde en god balance mellem grundlast- og spidslastanlæg.

I dag er der i alt i hovedstadsområdet ca. 2.300 MW varmekapacitet på affaldsforbrændingsanlæggene, geotermi, kraftvarmeenhederne på de centrale kraftvarmeværker og Køge Kraftvarme. Disse enheder udgør grundlastkapaciteten i hovedstadsområdet. Efter omstilling af Avedøre- og Amagerværket til biomasse samt lukning af HCV7 og HCV8 vil denne grundlastkapacitet blive reduceret til ca. 2.100 MW.

Som en del af Varmeplan Hovedstaden 3 er der gennemført en analyse af, hvilket niveau af grundlastkapacitet der giver den bedste økonomiske balance mellem grundlast og spidslast. Analysen viser, at der ikke er et meget skarpt optimum for det økonomisk rigtige niveau af grundlastkapacitet, men at balancen ligger omkring den forventede grundlastkapacitet i 2025 (ca. 2.100 MW) og op til 300 MW mere grundlastkapacitet. Der ser altså ikke ud til at være nogen økonomisk forskel på den forventede grundlastkapacitet i 2025 med de eksisterende planer sammenlignet med at udbygge fjernvarmesystemet med yderligere grundlastkapacitet for at nedbringe varmeproduktionsomkostninger. I 2035-scenarierne er det derfor valgt at lægge sig fast på en grundlastkapacitet omkring 2.100 MW.

9.2 Tre 2035-scenarier

Arbejdet med perspektivscenarierne viser, at biomasse og vindkraft vil spille væsentlige roller i et fremtidigt energisystem baseret på VE. Der lægges vægt på at have en flerstrengt forsyningsstrategi og ikke anvendelsen af fx biomasse for stor.

Derfor er der opstillet tre scenarier frem til 2035, med varierende biomasseanvendelse: *Reference*, *Alternativ 1* og *Alternativ 2*. Scenarierne er beskrevet i

Tabel 3. Til forskel fra perspektivscenarierne tager disse scenarier udgangspunkt i det eksisterende system.

Formålet med 2035-scenarierne er dels at se på, hvilke investeringer der skal foretages for at nå målsætningen om CO₂-neutralitet i 2025 og dels at undersøge, hvad der bør ske, når de første af de eksisterende centrale kraftvarmeenheder er udtjent i perioden efter 2030.

I referenceforløbet frem til 2035 er vægten lagt på biomasse – der forudsættes ombygning til flisfyring på Amagerværkets blok 3 og en ny træpillekraftvarmeblok på Avedøreværket, når blok 1 forventes at være udtjent omkring 2033.

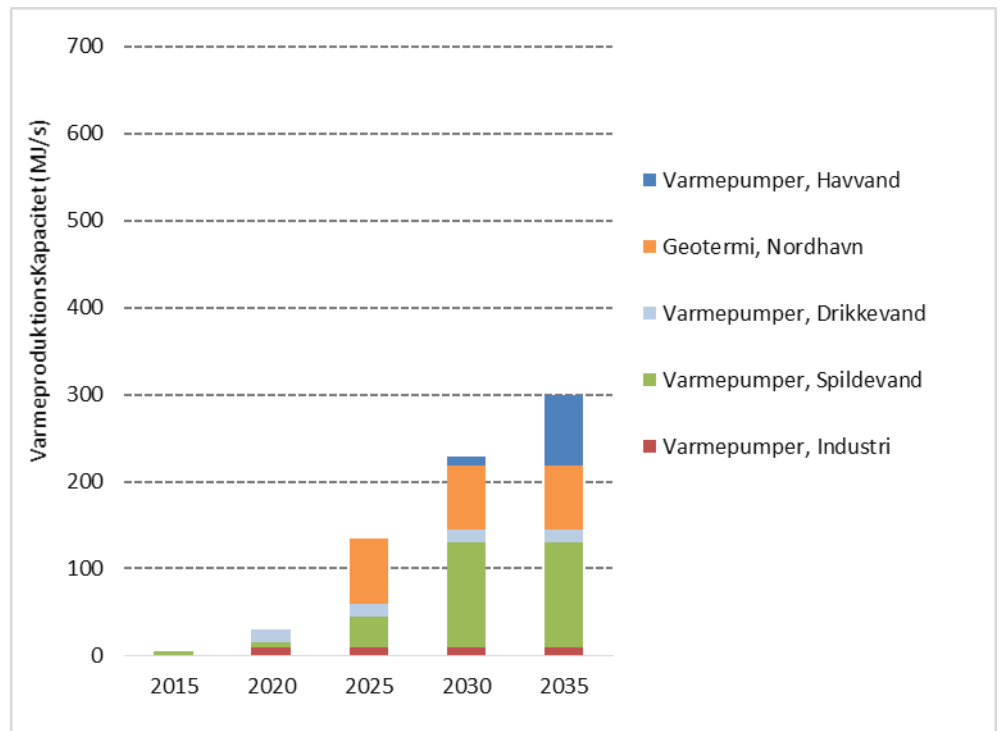
I Alternativ 1 og Alternativ 2 øges etableringen af varmepumper, geotermi og solvarme. I Alternativ 1 forudsættes en moderat udbygning med varmepumper, geotermi og solvarme, mens der i Alternativ 2 forudsættes en forstærket udbygning, svarende til den dobbelte kapacitet end Alternativ 1.

I begge alternativer forudsættes, at blok 1 på Avedøreværket ikke fornyes i 2033, da AVV1 er det ældste anlæg. I Alternativ 2 forudsættes endvidere, at AMV1 ikke levetidsforlænges, da anlægget er designet til dampproduktion og dermed det mindst effektive på elvirkningsgraden.

	Reference	Alternativ 1	Alternativ 2
Biomasse-kraftvarme	AVV1: Ny træpillekraftvarmeblok	AVV1 fornyes ikke	AVV1 fornyes ikke
	AMV1 levetidsforlænges	AMV1 levetidsforlænges	AMV1 levetidsforlænges ikke
	AVV2 levetidsforlænges	AVV2 levetidsforlænges	AVV2 levetidsforlænges
Varmepumper/Geotermi	AMV3 ombygges fra kul til træflis	AMV3 ombygges fra kul til træflis	AMV3 ombygges fra kul til træflis
	-	300 MJ/s	600 MJ/s
Solvarme	-	0,5 PJ (ca. 56 ha jordareal)	1 PJ (ca. 112 ha jordareal)
Varmelagerkapacitet	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh	Udbygges fra ca. 2.700 MWh til 20.000 MWh

Tabel 3. Tre scenarier for hovedstadsområdet varmeforsyning mod 2035.

Indfasningen af varmepumper og geotermi i Alternativ 1 frem til 2035 er illustreret i figuren nedenfor. Ud over varmepumper og geotermi indeholder Alternativ 1 også biomasse og indfasning af sol.



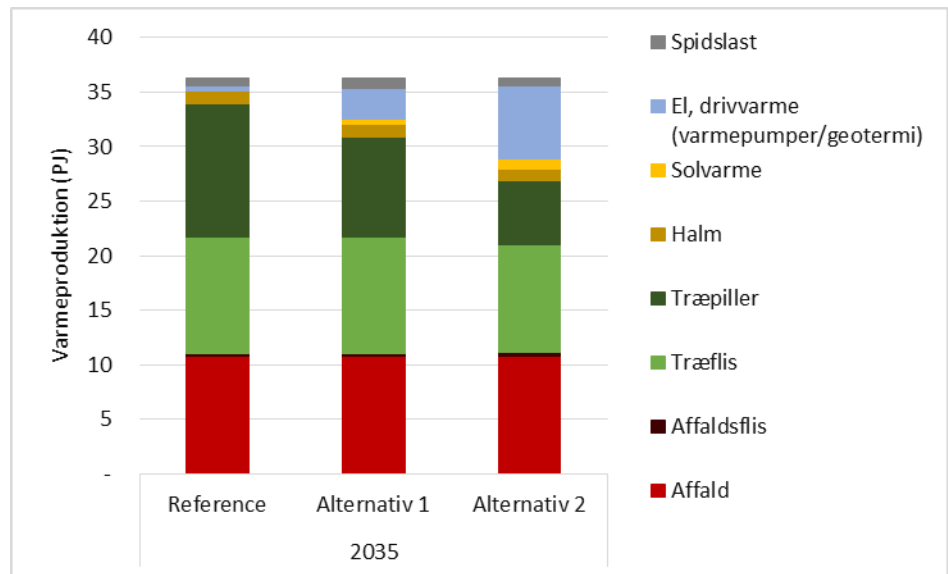
Figur 18. Udbygning med varmepumper og geotermi i hovedstadsområdet mod 2035 i Alternativ 1.

I Alternativ 2 fordobles kapaciteten af varmepumper og geotermi (til 600 MJ/s i 2035) i forhold til Alternativ 1. Her udnyttes de fundne potentialer fuldt ud, dvs. op til 150 MJ/s havvandsvarmepumper, og resten geotermi.

Da solvarme, varmepumper og geotermi antages at blive udbygget trinvis, vil der i Alternativ 1 og 2 blive opbygget en højere grundlastkapacitet end i Referencen, indtil AVV1 og AMV1 lukkes. I 2035 er det forudsat, at de tre scenarier har nogenlunde samme grundlastkapacitet.

9.3 Fjernvarmeproduktionen

Varmeproduktionen for de tre scenarier i 2035 ses i Figur 19. Det ses, at i Alternativ 1 og 2 spiller biomasse stadig en fremtrædende, om end noget mindre, rolle i hovedstadsområdets fjernvarmeforsyning.



Figur 19. Fjernvarmeproduktion i hovedstadsområdet i 2035 i de tre scenarier fordelt på brændselstyper.

Varmeproduktionen fra affald ligger i 2035 nogenlunde på niveau med i dag, og der anvendes også en mindre mængde biomasse på affaldsanlæggene (affaldsflis) i det omfang, at de har ledig forbrændingskapacitet til rådighed. Varmeproduktion på flis får en betydelig rolle efter tilslutning af Køge Kraftvarme til resten af hovedstadsområdet og omstillingen af AMV3 til træflis. Det ses, at det overvejende er kraftvarme baseret på træpiller, som fortrænges ved indfasning af varmepumper, solvarme og geotermi i Alternativ 1 og Alternativ 2.

Ved etableringen af varmepumper, geotermi og solvarme i Alternativ 1 reduceres biomasseforbruget med 5,5 PJ svarende til en reduktion på 14 %. I Alternativ 2 reduceres biomasseforbruget med 11 PJ svarende til 28 %. Reduktionerne afspejler, hvor meget biomasse kan reduceres i scenarierne, når omkostningerne samtidig ønskes minimeret. Varmepumper og geotermi får i alternativerne en driftstid på 2-4.000 fuldlasttimer. Hvis disse anlæg tvinges i drift, vil varmeproduktionen fra disse formentlig kunne ca. fordobles, hvilket vil reducere biomasseforbruget yderligere, men vil samtidig øge omkostningerne i systemet.

CO₂-neutralitet

Alle tre scenarier lever op til målsætningen om CO₂-neutralitet i 2025 dog med undtagelse af affaldets indhold af fossilt kulstof. Fuld CO₂-neutralitet forudsætter endvidere, at biomassen regnes som CO₂-neutral, samt at elforbruget i varmepumper m.v. kan regnes som CO₂-neutralt. Det er forudsat,

men ikke nærmere analyseret teknisk eller økonomisk, at spidslastanlæg kan omlægges til CO₂-neutrale brændsler.

Første skridt i omstillingen til det CO₂-neutrale fjernvarmesystem i 2025 er konverteringen til biomasse. Analyserne viser, at kraftvarme baseret på træflis er økonomisk bedre end træpillefyret kraftvarme – ikke mindst når det drejer sig om nye anlæg. Det skyldes, at træflis er et billigere brændsel, at træflisanlæg har en højere totalvirkningsgrad samtidig med, at investeringsomkostningerne for nye anlæg ikke er meget større.

Fleksibilitet i forhold til elsystemet

Kraftvarmeanlæggene i hovedstadsområdet har en betydelig elkapacitet, som kan bidrage til at levere eleffekt, når der ikke er produktion fra vindkraft i det samlede system. I Alternativ 1 og 2 opbygges desuden en varmepumpekapacitet, der giver mulighed for at anvende elektricitet til fjernvarmeproduktion i perioder med stor vindproduktion.

Elsystemet vil efterspørge fleksibilitet med meget forskellige tidshorisonter, fra sekunder til time,- døgns,- og månedsvariationer. Flexibiliteten kan opgøres som forskellen mellem den maksimale og minimale elproduktion (maksimale elforbrug) samlet set. I referencescenariet vil hovedstadsområdet beregningsmæssigt bidrage med op til knap 1100 MW el-fleksibilitet, faldende til godt 900 MW i Alternativ 2. Det er sandsynligt, at en væsentlig del af denne fleksibilitet kan leveres på timeniveau hvis det efterspørges. Når fleksibiliteten er lavere i Alternativ 2 skyldes det især at elproduktionskapaciteten er mindre, samt at el/varme forholdet for varmepumper er væsentligt mindre end for kraftvarmeværker. Etablering af varmelagerkapacitet, turbinebypass, elpatroner m.v. har betydning for tilgængeligheden af fleksibilitetsressourcen.

Sænkning af temperatur

Varmepumper, solvarme og geotermi kan med fordel tilsluttes i distributionsystemet, og derfor er det vigtigt at få sænket temperaturen i nettet. Mht. solvarme og geotermi, vil varmesystemet kunne absorbere mere af disse teknologier, hvis affaldsvarmeproduktionen bliver mere fleksibel.

Varmelagre

Både perspektivanalyserne i 2050 og investeringsoptimeringsanalyserne i 2035 peger på, at der er god økonomi i etablering af varmelagre. Analyserne peger på, at varmelagerkapacitet på flere gange den nuværende kapacitet kan være økonomisk velbegrunder. Dette bør analyseres nærmere.

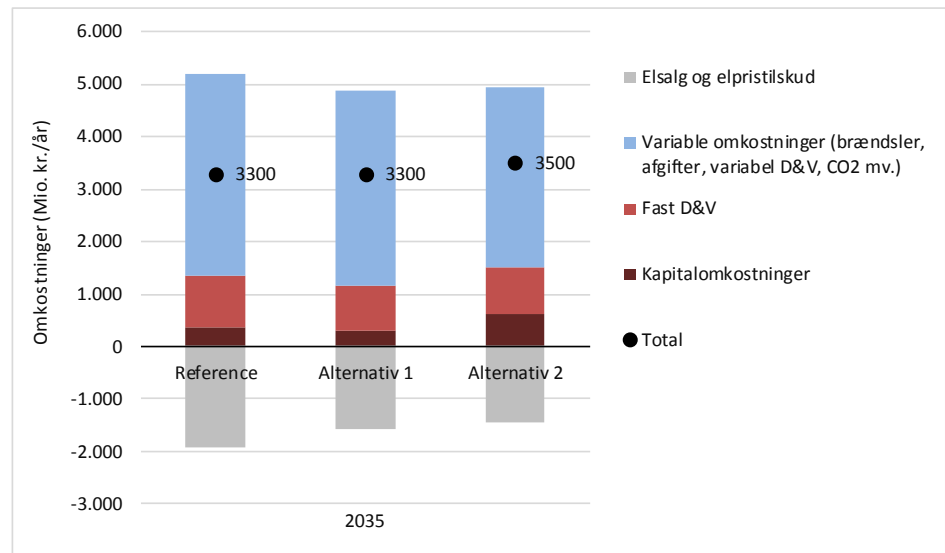
Nye udfordringer i driften

En fremtid med en mere diversificeret fjernvarmeproduktion som i Alternativ 1 og Alternativ 2 vil indebære langt flere varmeproduktionssteder end i dag.

Det vil ændre rammerne for driften og vil ændre varmetransmissionssystemets rolle.

9.4 Selskabsøkonomi

De samlede selskabsøkonomiske varmeomkostninger for scenarierne (inkl. skatter, afgifter og tariffer) er sammenlignet i Figur 20 nedenfor. Omkostningerne er opgjort ud fra et systemøkonomisk perspektiv, og den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet; dvs. at indtægt fra elsalg og eltilskud medregnes som en negativ omkostning. De totale nettoomkostninger efter indregning af elsalg er angivet med prikker. Kapitalomkostninger for allerede foretagne eller besluttede investeringer er ikke inkluderet. Disse er ens i alle scenarier. Endvidere er omkostninger til varmenet og administration ikke inkluderet.

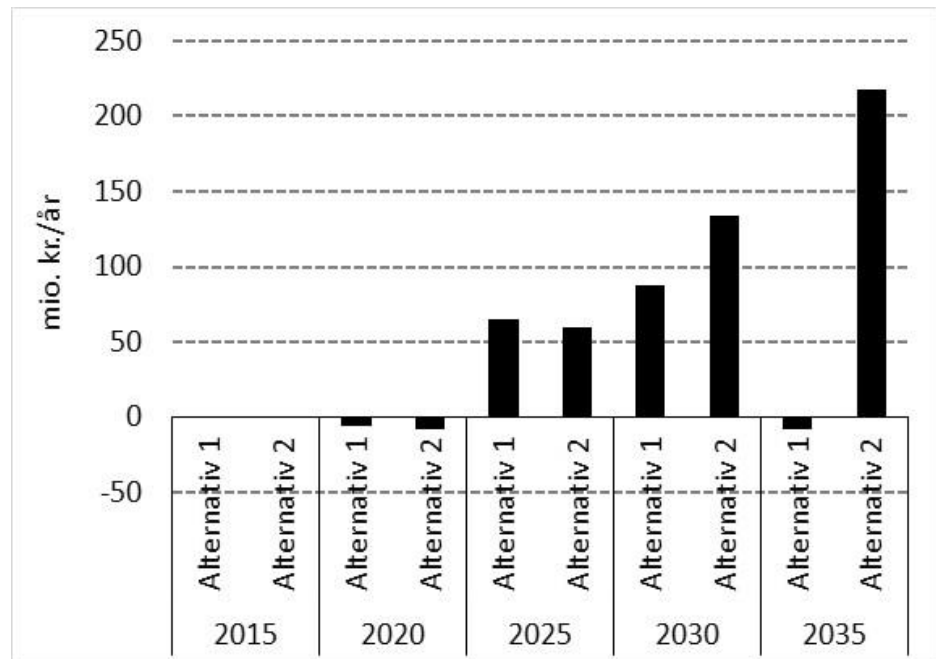


Figur 20. Selskabsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) for hovedstadsområdet i 2035 for de tre scenarier. Totalomkostningerne er afrundet til nærmeste tal, der deles med 50. Omkostningerne er angivet uden indregning af kapacitetsomkostninger for allerede foretagne eller besluttede aktiviteter.

Omkring 2030 vil et eller flere af kraftvarmeværkerne være udtjente. Tages der udgangspunkt i tilgængeligheden af ressourcer, vil der kunne indføres varmepumper i størrelsesordenen 3-400 MW. Med udnyttelse af disse ressourcer og under de anvendte forudsætninger er Alternativ 1 og Reference-scenariet selskabsøkonomisk ligeværdige.

Selskabsøkonomi for perioden 2015-2035

Figuren nedenfor viser udviklingen i den annuierede meromkostning ved Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet set over perioden mod 2035.



Figur 21. Udviklingen i den annuierede meromkostning ved Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet over perioden 2015 til 2035. De totale selskabsøkonomiske (netto) varmeproduktionsomkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) er opgjort for hovedstadsområdet. Der er anlagt et system-perspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet, dvs. hvor indtægt fra elsalg og eltilskud indregnes. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet.

Den viste, mindre besparelse for Alternativ 1 i 2035 og den betydelige meromkostning ved Alternativ 2 i 2035 på over 200 mio. kr./år i 2035 svarer til de tidligere viste resultater for dette år.

Når perioden frem til 2035 betragtes, ses det, at scenarierne har stort set identiske totale omkostninger i 2015-2020, som følge af at implementeringen af nye teknologier er begrænset i denne indledende fase. I 2025-2030 er der imidlertid meromkostninger ved både Alternativ 1 og 2 i forhold til Referencen. Det skyldes, at der er en overkapacitet i Alternativ 1 og 2 i denne periode, eftersom der udbygges trinvist med varmepumper, geotermi og solvarme, før der reelt er økonomisk fornuft i at udvide grundlastkapaciteten. Dette er for at indhente erfaringer med teknologierne, så alternativerne er færdigudviklede til at kunne erstatte den biomasse-kraftvarmekapacitet, der antages nedlukket i 2035 i de to scenarier.

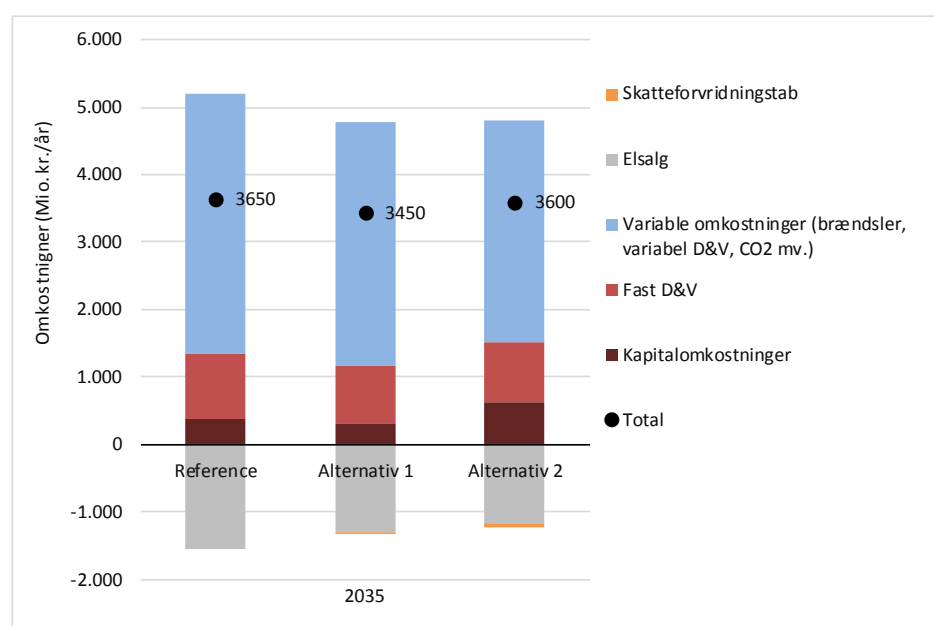
Der er beregnet en nutidsværdi over perioden 2015-2035 med en realrente på 4 % for hvert af de tre scenarier. I nutidsværdien er der indregnet scrapværdi af nye investeringer i 2035, og til forskel fra omkostningerne i Figur 21 er der sket en tilbagediskontering til 2015. Forskellene i de beregnede nutidsværdier

viser, at der selskabsøkonomisk er en méromkostning ved Alternativ 1 på ca. 400 mio. kr. over perioden i forhold til Referencen, mens ekstraomkostningen for Alternativ 2 er ca. 600 mio. kr.

Alt i alt ville Alternativ 1 have ca. samme omkostninger som Reference, hvis man ventede med at implementere alle varme-, geotermi- og solvarmeanlæggene til i 2035, hvor AVV1 forudsættes nedlukket. Ved den forudsatte gradvise udbygning med alternativerne i perioden 2015-2035 vil der imidlertid være en meromkostning på ca. 400 mio. kr. ved Alternativ 1 grundet overkapacitet (indtil 2035).

9.5 Samfundsøkonomi

I et samfundsøkonomisk perspektiv (ekskl. skatter, afgifter og tariffer) har både Alternativ 1 og 2 i 2035 lavere omkostninger end Referencen hhv. ca. 200 mio. kr./år og ca. 50 mio. kr./år lavere.



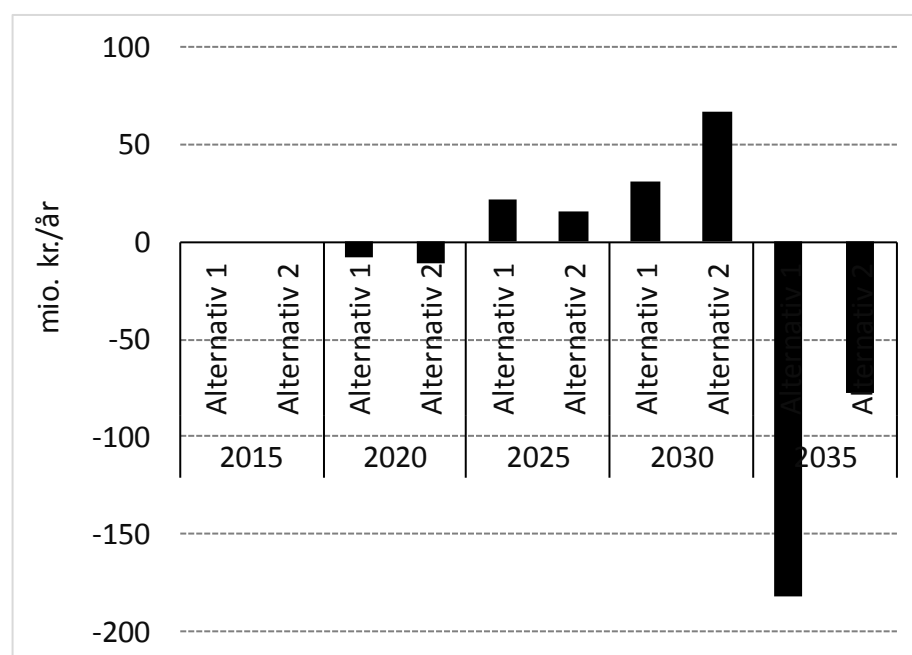
Figur 22. Samfundsøkonomiske varmeproduktionsomkostninger (ekskl. skatter, afgifter og tariffer) for hovedstadsområdet i 2035 for de tre scenarier ud fra et systemøkonomisk perspektiv. Den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet; dvs. hvor indtægt fra elsalg medregnes som en negativ omkostning. De totale nettoomkostninger efter indregning af elsalg er angivet med prikker. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet⁷. Totalomkostningerne er afrundet til nærmeste tal, der deleligt med 50. Omkostningerne er angivet uden indregning af kapacitetsomkostninger for allerede foretagne eller besluttede aktiviteter.

⁷ Disse repræsenterer *sunk cost* og er desuden fælles for alle scenarier.

Forskellen mellem det selskabsøkonomiske og samfundsøkonomiske billede skyldes dels elpristilskuddet, som giver en øget indtægt i scenarier med høj elproduktion (Referencen), og dels, at elforbrug til varmepumper og eldrevne geotermianlæg (i Alternativ 1 og 2) er omfattet af relativt høje afgifter/tariffer, mens biomasse er afgiftsfritaget.

Samfundsøkonomi 2015-2035

På vejen mod 2035 er der større omkostninger i Alternativ 1 og 2 pga. den hurtigere indfasning af ny kapacitet. Dette er illustreret i Figur 23 nedenfor.



Figur 23. Udviklingen i den annuierede meromkostning ved Alternativ 1 og 2 i forhold til Reference-scenariet over perioden 2015 til 2035. De totale samfundsøkonomiske (netto) varmeproduktionsomkostninger (dvs. ekskl. skatter, afgifter og tariffer) er opgjort for hovedstadsområdet. Der er anlagt et system-perspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet, dvs. hvor indtægt fra elsalg indregnes. Kapitalomkostninger for eksisterende produktionsanlæg er ikke inkluderet.

Der er opgjort en nutidsværdi over perioden 2015-2035 med en realrente på 4 %. Den viser, at der samfundsøkonomisk er en besparelse ved både Alternativ 1 og Alternativ 2 på knap 200 mio. kr. over perioden i forhold til Referencen. I nutidsværdien er der indregnet scrapværdi af investeringerne i 2035, og omkostninger og indtægter er tilbagediskonteret til 2015.

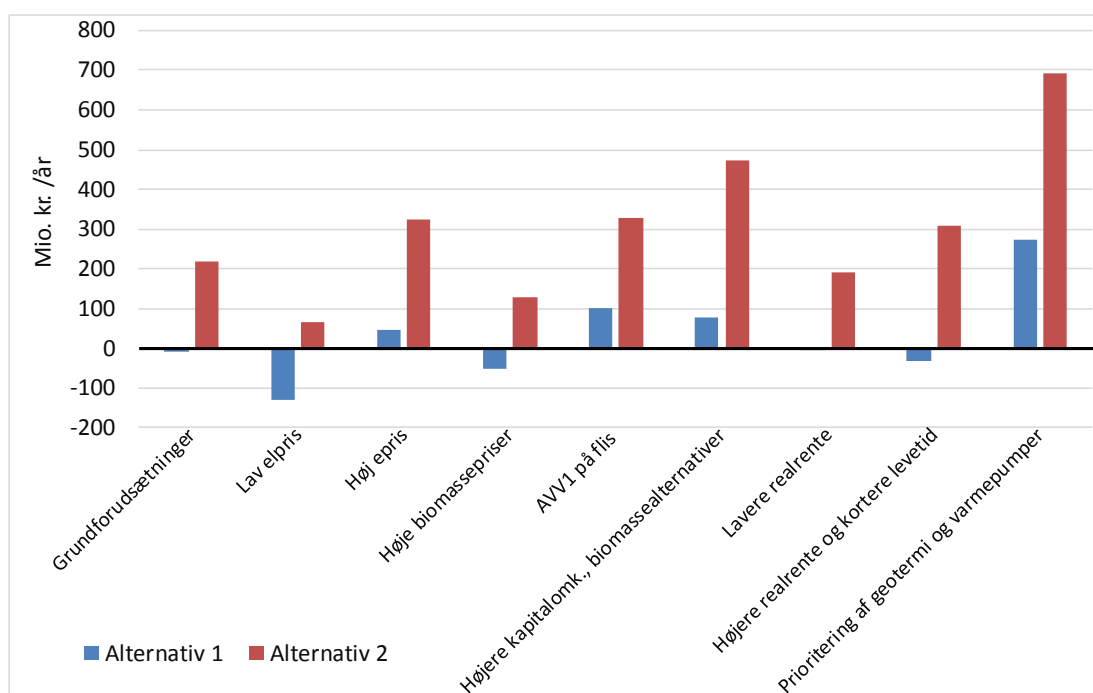
9.6 Følsomhedsanalyser

For at belyse robustheden af scenarieberegningerne frem mod 2035 er der gennemført en række følsomhedsanalyser med variation af de væsentligste

forudsætninger for analysen. Følgende følsomhedsanalyser er gennemført for 2035:

- Lav elpris: CO₂-kvotepris på 0 kr./ton og fortsat VE-eltilskud i både Danmark og omverden.
- Høj elpris: CO₂-kvotepris på 68-378 kr./ton i 2015-2035 samt intet VE-eltilskud i omverden.
- Høje biomassepriser: 30 % højere træflispris, 20 % højere træpillepris og 30 % højere halmpris i forhold til grundforudsætningerne.
- Flis på AVV1: Et nyt AVV1 antages etableret som et fliskraftvarmeanlæg (ikke træpiller) ved fornyelsen af anlægget inden 2035.
- Højere kapitalomkostninger for alternativer til biomasse: 50 % højere kapitalomkostninger for varmepumper, geotermi og solvarme.
- Lavere realrente: 3 % realrente (og 25 års levetid). 4 % og 25 år er anvendt som grundforudsætning.
- Højere realrente og kortere levetid: 6 % realrente og 20 års levetid. 4 % og 25 år er anvendt som grundforudsætning.
- Prioritering af geotermi og varmepumper: Geotermi og varmepumper prioriteres i lastfordelingen.

Resultatet af følsomhedsberegningerne vist for Alternativ 1 og Alternativ 2 i forhold til referencescenariet fremgår af Figur 24 nedenfor. Ændringen i de selskabsøkonomiske omkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) i 2035 ses for hver følsomhedsanalyse. Der er anlagt et systemperspektiv, hvor den samlede økonomi for fjernvarme- og elproduktionen er betragtet.

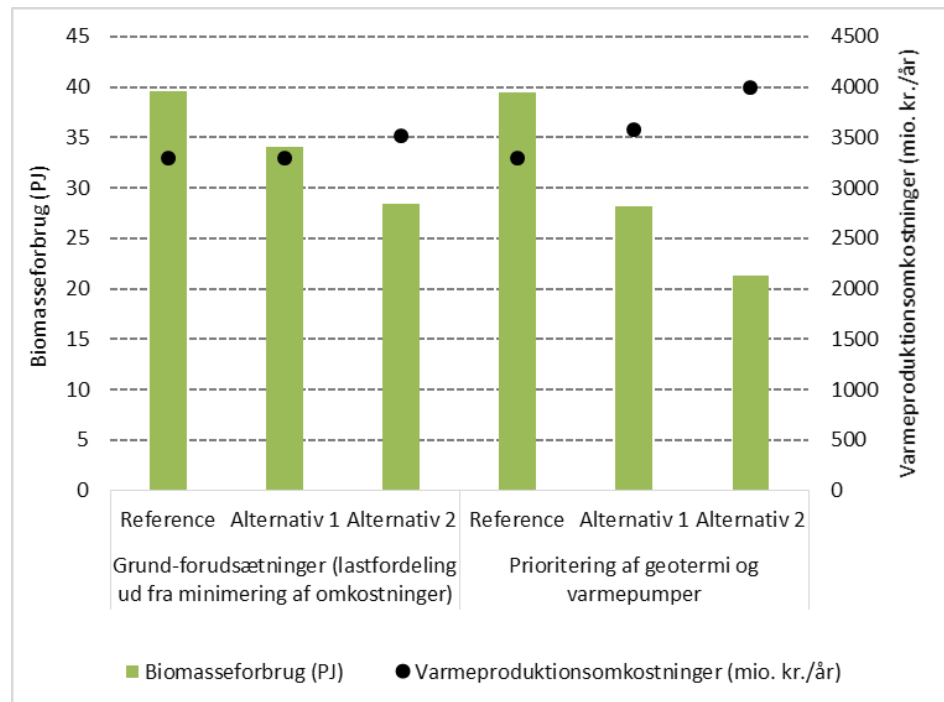


Figur 24. Resultat af følsomhedsanalyser sammenlignet med resultatet med grundforudsætninger. Ændringen i de selskabsøkonomiske omkostninger (inkl. skatter, afgifter og tariffer) i 2035 ses for hver følsomhedsanalyse. Alternativ 1 er mere økonomisk robust end Alternativ 2.

Det ses, at Alternativ 1 eller Reference-scenariet har de laveste omkostninger både med grundforudsætningerne og i alle de opstillede følsomhedsanalyser. Alternativ 2 er en dyrere løsning selskabsøkonomisk.

Referencen og Alternativ 1 har med grundforudsætningerne stort set de samme omkostninger. Forskellen på de to scenarier er forholdsvis begrænset for flere af følsomhedsanalyserne. Ved lave elpriser eller høje biomassepriser bliver Alternativ 1 dog hhv. 50 mio. kr./år og 130 mio. kr./år billigere end Referencen. Omvendt bliver Referencen hhv. ca. 40 mio. kr./år og 80 mio. kr./år billigere end Alternativ 1 ved høje elpriser, eller hvis kapitalomkostningerne for varmepumper, geotermi og solvarme viser sig at være betydeligt højere end antaget.

Figur 25 viser biomasseforbrug og totale omkostninger for følsomhedsanalysen hvor geotermi og varmepumper prioriteres i lastfordeling. Til sammenligning er de tilsvarende tal vist for grundforudsætningerne, hvor geotermi og varmepumper kun anvendes i lastfordelingen i det omfang, det er økonomisk attraktivt.



Figur 25. Biomasseforbrug og totale varmeproduktionsomkostninger (netto) for hovedstadsområdet el- og fjernvarmeforsyning i 2035 i de tre scenarier; hhv. for grundforudsætningerne og i en situation hvor geotermi og varmepumper i Alternativ 1 og 2 prioriteres i lastfordelingen.

Det ses, at der opnås betydeligt større reduktion i biomasseforbruget i Alternativ 1 og 2 (hhv. 29 % og 46 % reduktion), når geotermi og varmepumper prioriteres i forhold til, når de alene indgår i lastfordelingen i det omfang, det er økonomisk rentabelt (hhv. 14 % og 28 % reduktion). Til gengæld indebærer prioriteringen af geotermi og varmepumper vist en betydelig meromkostning (ca. 300 mio. kr./år for Alternativ 1 og ca. 700 mio. kr./år for Alternativ 2 med grundforudsætningerne). Hvor stor meromkostningen er, vil afhænge af udviklingen i bl.a. biomassepriser og elpriser.

Bilag 1: Forkortelser og ordforklaring

AMV	Amagerværket
AMV1	Amagerværkets blok 1
AMV3	Amagerværkets blok 3
ARC	Amager Ressourcecenter
AVV	Avedøreværket
AVV1	Avedøreværkets blok 1
AVV2	Avedøreværkets blok 2
COP	Coefficient of Performance
Fjernvarme i hovedstadsområdet	Det sammenhængende fjernvarmesystem, der dækker CTRs, HOFOR,s VEKS's og Vestforbrændings forsyningsområder
HCV	H.C. Ørsted Værket
IEA	International Energy Agency
KV	Kraftvarme
SMV	Svanemølleværket
VAK	Varmeakkumuleringsstank
VF	Vestforbrænding
VPH	Varmeplan Hovedstaden