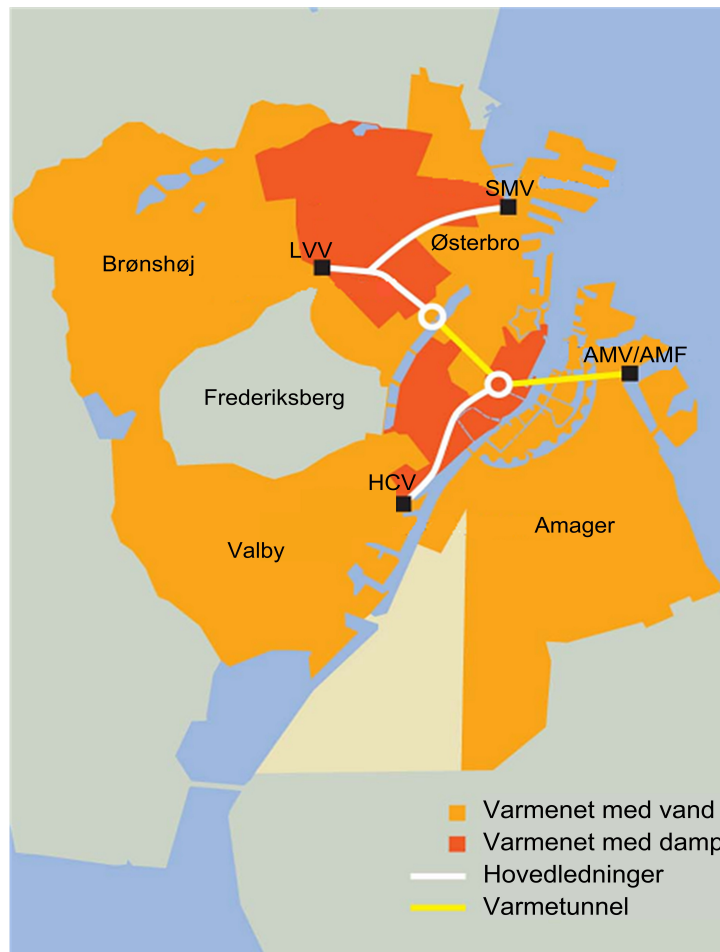


BILAG 1

'Dampkonvertering 2025' Samfundsøkonomisk analyse

Notat



Dato:	10. juli 2009
Til:	Københavns Kommune; Teknik- og Miljøforvaltningen
Udarbejdet af:	Københavns Energi A/S; PLAN - Varme og Bygas

Indholdsfortegnelse

1	Baggrund.....	2
1.1	Tidligere analyser	3
2	Projektet	5
2.1	Problemstilling	5
2.2	Løsningsmuligheder	5
2.3	Formålet med analysen	6
3	Analysemetode og hovedforudsætninger	7
3.1	Udviklingsforløb for varmebehovet	7
3.2	Lastfordeling	8
3.3	Investeringer.....	9
3.4	Omkostninger til konvertering af kundecentraler	11
3.5	Drift og vedligehold.....	11
3.6	Generelle forudsætninger.....	11
4	Energi- og miljøgevinster	12
4.1	Brændselsbesparelser	12
4.2	Reduktion af emissioner	12
5	Samfundsøkonomi og følsomhedsanalyse	13
5.1	Følsomhed - Samfundsøkonomi	15
6	Konklusion.....	16
	Anneks 1: Selskabsøkonomi - projektøkonomi.....	17
	Anneks 2: Prisforudsætninger	18
	Anneks 3: Specifikke emissioner	20

1 Baggrund

Cirka en tredjedel af det samlede varmebehov i Københavns Energis forsyningsområde distribueres i dag som damp. Dampnettet er ca. 10 gange kortere end det vandbaserede net, da dampen primært leveres til energitæt bebyggelse og store kunder.

Dampnettet blev oprindeligt etableret for at forsyne hospitaler og industri, der havde brug for høj-temperatur procesenergi. Når en dampledning først var anlagt med dette formål, blev institutioner, kontorer og beboelsesejendomme, der lå i nærheden af dampledningen også tilsluttet.

Udbygningen af dampnettet er sket parallelt med etableringen af det vandbaserede net siden fjernvarmenettet blev etableret i København i 1920'erne. Den sidste større udbygning af dampsystemet foregik omkring 1980, men det samlede dampnet er efterhånden af ældre dato.

På hospitalerne er procesdamp-forbruget delvist erstattet af el og gas, og meget af industrien i København er flyttet ud af byen. Der er derfor ikke længere behov for et omfattende dampledningsnet til procesdamp.

Dampnettet i København

Fra varmforsyningens start i København fra 1925 er der blevet anlagt et omfattende net af både damp- og vandledninger. Dampledningerne havde oprindeligt til formål at forsyne hospitaler og industri, der havde brug for energien i dampen til f. eks. kogning, sterilisering, damprensning og befugtning.

Hovedparten af dampnettet er blevet anlagt i den første halvdel af det 20. århundrede og det vandbaserede net i den sidste halvdel. Der har aldrig været en naturlig adskillelse mellem damp- og vandsystemet, og resultatet er at der flere steder løber damp- og vandledninger i samme gader, og at de to systemer grænser op til hinanden mange steder. Dampnettet består af ca. 135 km dampledninger, som fører dampen frem til kunderne og ca. 160 km kondensatledninger til at føre den fortættede damp tilbage til kraftvarmeværkerne. I gennemsnit er der derfor op mod 150 km damp/kondensatnet.

De dampforsynede områder dækker dele af Nørrebro og Østerbro primært i området omkring Tagensvej, dele af Vesterbro i området omkring Kødbyen samt store dele af indre by.

Sammen med Paris er København den eneste større by i Europa, som stadig har et dampnet af betydning.

Sammenlignet med den vandbaserede forsyning er dampforsyningen en omkostningstung teknologi for fjernvarmeproducenter, -distributører og dermed for varmekunderne. Dette skyldes flere forhold, hvoraf de vigtigste er nævnt nedenfor:

- Damp fremføres ved et væsentligt højere temperaturniveau end fjernvarmevand, og dampledninger har derfor betydeligt større varmetab end vandledninger
- Dampen udtages ved høj temperatur på kraftvarmeværkerne og derfor reduceres mulighederne for samproduktion af el med høj virkningsgrad.
- Driftsomkostningerne er mere end 10 gange større pr. meter ledning end i et nyt vandsystem.

- Behovet for renovering af dampsystemet er omfattende. I løbet af de næste årtier vil det bl.a. være nødvendigt at foretage en totalrenovering af kondensatnettet, som fører den fortættede damp tilbage til kraftværkerne. Der har bl.a. på det seneste været flere eksempler på kondensatledninger, som er sprunget læk i kældre i indre by.
- Kundeanlæggene for damp efterhånden er af ældre dato, hvilket også er baggrunden for at der allerede i visse områder er gennemført en pletvis konvertering gennem etablering af mindre lokale vandbaserede net som forsynes fra damp/vand varmevekslere (hybridvekslere)
- Et samlet fjernvarmesystem baseret på vand giver bedre muligheder for at optimere produktion og drift af fjernvarmen

En konvertering af det eksisterende dampsystem til vand vil derfor give energi- og miljømæssige fordele, fordi energitabene i nettet reduceres og virkningsgraderne på kraftvarmeværkerne kan øges. Der opnås driftsøkonomiske gevinster, som så skal holdes op imod investeringsomkostningerne forbundet med konverteringen.

Københavns Energi har derfor - på denne baggrund og med henblik på at kunne opnå Københavns Kommunes godkendelse af et sådant projekt – udarbejdet nærværende samfundsøkonomisk analyse af en konvertering af hele dampnettet til et vandbaseret net.

1.1 Tidligere analyser

Københavns Energi (og tidl. Københavns Belysningsvæsen) har i 1980'erne og 1990'erne analyseret fordele og ulemper ved en konvertering af dampnettet. I 1995 udarbejdedes en konverteringsplan for dampsystemet, som blev politisk godkendt under forudsætning af, at den beskrevne selskabsøkonomi kunne opnås. Dengang var det imidlertid en forudsætning for den samlede plan, at der kunne opnås statstilskud til projektet, og da dette mislykkedes, blev planen opgivet.

Man besluttede dog at gennemføre en såkaldt pletvis konvertering, når dampnettet i et område var udtjent. Disse mindre konverteringsprojekter har kunnet gennemføres uden store meromkostninger og har betydet, at dampnettet løbende er blevet mindre i samlet omfang.

Analyser gennemført i 1990'erne kunne ikke dokumentere en fornuftig selskabs- og samfundsøkonomi i konverteringen. Hvor man i de tidligere analyser har regnet med, at det konverterede net i hovedtræk skulle følge det eksisterende dampnet, har man i forbindelse med nærværende projekt foretaget en mere grundig analyse, hvor det konverterede net er blevet re-designet ud fra en helhedsbetragtning. Da det nuværende dampnet er udbygget som "knopskydninger", har potentialerne for en mere rational linjeføring vist sig betydelige. De tekniske analyser viser således, at den samlede rør længde (dobbeltrør) i dampområdet kan reduceres fra ca. 150 km til 100 km efter konverteringen.

Desuden bidrager etableringen af tunnellen, der forbinder Amagerværket med skakte i Adelgade og Fredensgade, til at reducere behovet for nye hovedledninger mv. Det skal i den forbindelse bemærkes, at tunnelen, som er taget i brug fra 2009, er forberedt til at kunne transportere såvel damp som fjernvarmevand. Den afholdte investering i tunnellen vil derfor indgå positivt i den videre dampkonvertering.

Endeligt er der, som nævnt ovenfor, sket en pletvis konvertering af dampnettet siden 1995, som har reduceret behovet for investeringer fremadrettet.

Alt i alt betyder ovennævnte forhold, at investeringsbehovet til ledninger, centraler og varmevekslere ved en total konvertering i dag estimeres til omkring 2 mia. kr. (investeringer i produktionsmæssige tiltag undtaget) mod godt 4 mia. kr. i konverteringsplanen fra 1995. På indtægtssiden spiller forventningerne til fremtidige høje brændselspriser kraftigt ind.

Dampkonverteringen skal ses i sammenhæng med det igangværende arbejde med Varmeplan Hovedstaden¹, herunder scenarier for forsyningen, som kan give forskellige gevinster af dampkonverteringen.

¹ 'Varmeplan Hovedstaden': www.varmeplanhovedstaden.dk

2 Projektet

2.1 Problemstilling

KE's dampnet, der primært forsyner energitæt bebyggelse indenfor Søerne og områder omkring Tagensvej og Jagtvej, har nu tjent kunderne i op mod 80 år, men er flere steder udtjent. Dette vil medføre tiltagende omkostninger til vedligehold af især kondensatledninger.

Endvidere er varmetabet fra dampnettet betydeligt større end for tilsvarende vandbaserede net og omkostningerne til brændsel er større for varmeleverance på damp end på vand, hvilket skyldes at de relativt lavere fremløbstemperaturer i vandbaseret fjernvarme giver basis for højere virkningsgrader for elproduktion på kraftvarmeanlæg.

I takt med at dampnettet i visse områder var udtjent er der igennem en årrække foretaget en **pletvis konvertering** af mindre lokalområder, hvor en række kunder er blevet konverteret fra damp til vand gennem etablering af lokale fjernvarmenet. Disse forsynes så fra damp/vand varmevekslere (hybridvekslere) i lokalområdet, men varmebehovet dækkes således stadig af dampnettet. Disse mindre konverteringsprojekter har kunnet gennemføres uden store meromkostninger og har betydet, at dampnettet løbende er blevet mindre i samlet omfang.

I de seneste år er aktiviteterne på dampkonvertering øget, dels fordi dampsystemet er blevet mere og mere utidssvarende og fordi at der ellers skulle foretages investeringer i nyt kondensatnet.

Som en forløber for en konvertering af hele det resterende dampsystem, er der igangsat/gennemført en konvertering af ledningssystem og kunder i:

- Vesterbro/Enghave
- Området omkring Kongens Nytorv
- Området omkring Tagensvej

Disse projekter er indenfor de senere år godkendt efter Lov om Varmeforsyning og er tæt på at være gennemført.

2.2 Løsningsmuligheder

De mulige løsninger er:

- 1) Pletvis konvertering til vand, hvor problemer opstår
- 2) Etablering af nyt kondensatnet
- 3) Planlagt fuld konvertering til nyt vandbaseret fjernvarmenet

Ulemperne ved den **pletvise konvertering** er at den er yderst ad hoc orienteret og at fordelene ved den fulde konvertering opnås sent. Det forventes at omfanget af sådanne pletvise konverteringer vil øges i takt med at damp- og kondensatsystemet bliver ældre, hvorved der vil være en stigning i ikke-planlagte aktiviteter i gade og veje. En andet og væsentligt problem er at hovedledninger og større fordelingsledninger alligevel må konverteres på et senere tidspunkt.

Fortsat pletvis konvertering vurderes kun at være et alternativ til en planlagt fuld konvertering indtil et vist stykke inde i konverteringen, da man et stykke inde i en sådan proces vil være nødt til at planlægge for en fuldstændig konvertering af det resterende dampnet.

Etablering af et **nyt kondensatnet/renovering af kondensatnettet** er en mulighed; men vil ikke være en tidssvarende løsning. Der opnås ikke en forbedring i energieffektiviteten for det samlede system i form af reduceret varmetab eller i form af mere kraftvarme og de nødvendige anlægsaktiviteter i gade og veje vil være på niveau med en planlagt fuld konvertering.

En **planlagt fuld konvertering** vil medføre en mere omkostningseffektiv varmeproduktion, reduceret ledningstab og lavere drifts- og vedligeholdelsesomkostninger.

Hvad enten dampnettet konverteres, eller der alene foretages en renovering af det eksisterende dampnet, vil det betyde at der skal gennemføres anlægsarbejder i de berørte områder. Omfanget af arbejderne vurderes at være på samme niveau for konverteringen som for den alternative renovering af kondensatnettet.

2.3 Formålet med analysen

Formålet med dette notat er at præsentere den **samfundsøkonomiske analyse** af 'Dampkonvertering 2025'.

Projekt 'Dampkonvertering 2025' omfatter:

- En fuldstændig konvertering fra damp til vand af alle resterende kunder på damp, herunder konvertering af kundecentraler og eksisterende hybridvekslere
- De nødvendige ledningsarbejder i den forbindelse
- Investeringer i en turbine, der udnytter at konverterede kunder kan forsynes med en lavere fremløbstemperatur end den hidtidige fremløbstemperatur for dampforsyningen

Forudgående er der tidligere udarbejdet en præliminær **selskabsøkonomisk analyse**. Denne udviste en robust selskabsøkonomisk gevinst, som således har givet udgangspunkt for KEs beslutning om at gennemføre en fuldstændig konvertering og dermed at anmode Københavns Kommune om projektgodkendelse efter Lov om Varmeforsyning af projektet 'Dampkonvertering 2025'.

Parallelt med den nærværende samfundsøkonomiske analyse er den selskabsøkonomiske analyse blevet opdateret, idet analysen dækker projektet som helhed, uden at der er taget stilling til, hvilke(n) aktør(er) der forestår anlægsarbejdet og dermed hvorledes investeringer, D&V og de økonomiske gevinster fordeles mellem aktørerne indenfor varme- og elproduktion. Anneks 1 sammenfatter resultaterne af denne analyse

3 Analysemetode og hovedforudsætninger

Analysen er udført ved at sammenligne to scenarier:

- **Konverteringsscenario uden ekstra turbine:** Dampnettet konverteres til et nyt vand-baseret net. Der etableres ikke en ekstra turbine.
- **Konverteringsscenario med ekstra turbine:** Dampnettet konverteres til et nyt vand-baseret net. I forbindelse med konverteringen etableres der på et passende tidspunkt en ekstra turbine, der udnytter at man kan producere vand-baseret fjernvarme, og dermed øge el-virkningsgraden på anlægget

For begge scenarier beregnes det samfundsøkonomiske overskud sammenlignet med referencen:

- **Referencescenario:** Dampnettet konverteres ikke, men der sker en total udskiftning af kondensatnettet.

Den samfundsøkonomiske analyse er baseret på Energistyrelsens vejledning², og der er anvendt de samfundsøkonomiske brændselspriser givet i forudsætningerne for samfundsøkonomiske analyser³.

Projektets **investeringsperiode** er:

- Konverterings-scenariet: 2009-2025 (17 år).
- Renoverings-scenariet: 2009-2034 (26 år)

Beregningsperioden er i udgangspunktet 50 år, hvilket afspejler at nyanlagte fjernvarmeledninger (projektet) eller kondensatledninger (referencen) vurderes at have en lang levetid.

Ved beregningen anvendes som udgangspunkt en **samfundsøkonomisk kalkulationsrente** på 6 % i overensstemmelse med Energistyrelsens vejledning og Finansministeriets anbefalinger, selv om der er en igangværende diskussion af, om der bør anvendes en lavere kalkulationsrente. Effekten af lavere kalkulationsrente afdækkes imidlertid i følsomhedsanalyserne.

Analysen er tilrettelagt, så varmebehovet i konverteringsområdet bliver dækket, og således at produceres den samme el-mængde i såvel projekt som i reference, med det formål at gøre en sammenligning mulig.

3.1 Udviklingsforløb for varmebehovet

Varmeaftaget for de eksisterende kunder på damp antages i analysen ikke at ændre sig som resultat af dampkonverteringen. Derimod reduceres varmetabet forbundet med distributionen af varme.

Den samlede reduktion af varmetabet, når konverteringen er tilendebragt, er beregnet til ca. 125 GWh (450 TJ). Dette tal er baseret på et estimeret varmetab i

² Vejledning i samfundsøkonomiske analyser på energiområdet. Energistyrelsen, april 2005; revideret juli 2007.

³ Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energiområdet; Maj 2009; Energistyrelsen; ISBN: 978-87-7844-791-3

det eksisterende dampnet på ca. 16 % af produktionen an net og et estimeret varmetab for det konverterede net på ca. 7 %.

Det forudsatte udviklingsforløb for dampforsyning og for ny vandbaseret fjernvarme ses af nedenstående tabel.

	Slutforbrug GWh	Varmetab GWh	Samlet produktion GWh	Produktion, damp GWh	Produktion, vand GWh
2008	1.184	213	1.397	1.397	-
2009	1.184	213	1.397	1.344	54
2010	1.184	213	1.397	1.285	113
2011	1.184	205	1.389	1.199	190
2012	1.184	196	1.381	1.113	267
2013	1.184	188	1.372	1.028	345
2014	1.184	180	1.364	942	422
2015	1.184	172	1.356	857	499
2016	1.184	163	1.348	771	577
2017	1.184	155	1.339	685	654
2018	1.184	147	1.331	600	731
2019	1.184	138	1.323	514	809
2020	1.184	130	1.314	428	886
2021	1.184	122	1.306	343	964
2022	1.184	113	1.298	257	1.041
2023	1.184	105	1.289	171	1.118
2024	1.184	96	1.280	86	1.195
2025	1.184	89	1.273	(0)	1.273
Ændring		(124)	(124)	(1.397)	1.273

Tabel 1: Prognose for varmforsyningen i dampkonverteringsområdet

3.2 Lastfordeling

I forbindelse med det igangværende arbejde med Varmeplan Hovedstaden er der foretaget en række analyser af hvor den fremtidige varmeproduktion vil ske. Analyserne sker med anvendelse af en model af elproduktion og varmeproduktion i modelværktøjet 'Balmorel'. Konkret er der for projektet (dampkonverteringen) anvendt 'grund-scenariet' fra dette arbejde, idet der dog er tilføjet muligheden for at regne på en ekstra turbine på AMV1⁴. En anden forskel i forhold til grund-scenariet er at der i denne analyse ikke er antaget at der leveres varme på affald fra AMF til dampnettet.

Balmorel-beregningerne baserer sig på:

- Varmeforbrug i KEs, CTRs og VEKS samlede forsyningsnet for fjernvarme og damp, inklusive konverteringsområdet
- den samme el-mængde i såvel projekt, som i reference. Dette omfatter el-behovet i hele Norden og Tyskland (åbent system)
- Varmevirkningsgrad og el-virkningsgrad for værkerne
- Afgiftsmæssige virkningsgrader per juni 2009 (nyt ændret regime)

På varmesiden omfatter modellen alle de varmeproducenter, som leverer til KEs fjernvarmenet i form af fjernvarmevand og i form af damp, samt en model af hovedstadens varmenet. Dette er fordi det ikke er muligt at separere varmeproduktion til dampkonverteringsområdet fra den øvrige produktion af varme til KEs forsyningsområde.

⁴ AMV1: Amagerværkets Blok 1

Modellen for el- og varmeproduktionen dækker de værker, som leverer varme til KE, CTR⁵ og VEKS⁶, men indeholder også en modellering af resten af Sjælland og desuden en model for det udenlandske el-system (behov og produktion), der er koblet sammen med det Sjællandske. Modellen er således på el-siden en åben model, hvor import/eksport er mulig.

Resultaterne af simuleringerne i form af lastfordelinger er givet i form af procentvis fordeling af varmeproduktionen på de enkelte værker.

Lastfordelingen for hvert af årene 2010-2025 er fundet ved simuleringer med modellen. For årene efter 2025 er det antaget at lastfordelingen er som i 2025. De fundne lastfordelinger afspejler en selskabsøkonomisk optimering af varme- og elproduktion. I den sammenhæng er der anvendt de nye afgifter, som vil være gældende fra januar 2010.

Nogle af de væsentlige forudsætninger er:

- Der er anvendt brændselspriser fra Energistyrelsens beregningsforudsætninger⁷
- Der er anvendt de afgiftsmæssige varmevirkningsgrader for værkerne, som er gældende fra januar 2010
- I simuleringerne med en ny ekstra mellemtrykturbine på AMV1 er det antaget at denne sættes i drift i løbet af 2013

Lastfordelingerne er bestemt for dampkonverteringsprojektet med og uden etablering af en mellemtrykturbine i 2013 og for reoveringsalternativet.

3.3 Investeringer

Investeringerne i konverteringsscenariet er beregnet til i alt ca. 2,5 mia. kr. (priser, 4. kvartal 2008) inklusive investeringer i en ekstra turbine, mens de nødvendige investeringer i kondensatnettet og dampbrøndene i referencescenariet er opgjort til ca. 1,2 mia. kr.

Dampledning har generelt en meget lang levetid og der er derfor ikke indlagt omkostninger til reinvestering i disse, selvom det må forventes at der indenfor et par årtier vil vise sig et stigende behov for reovering af dampledninger. Dermed vil det samfundsøkonomiske overskud ved dampkonverteringen i den forbindelse være undervurderet.

En oversigt over de samlede investeringer og fordelingen over årene er vist i nedenstående tabel for konverteringsscenariet, såvel som for reoveringsscenariet.

Investeringerne i produktionsanlæg omfatter også nye kedler og varmevekslere på Lygten Varmeværk, der fungerer som spids- og reservelastanlæg for det konverterede fjernvarmeområde.

Følgende forhold taler for at projektet gennemføres hurtigst muligt:

⁵ CTR: Centralkommunernes Transmissionsselskab

⁶ VEKS: Vestegnens Kraftvarmeselskab

⁷ Forudsætninger for samfundsøkonomiske analyser på energimarkedet; Maj 2009; Energistyrelsen; ISBN: 978-87-7844-791-3

- Behovet for renovering af kondensatledninger er massivt, hvis det skal sikres at der ikke vil forekomme et øget antal havarier
- Varmetabet i dampsystemet er stort og bør reduceres indenfor en passende lille tidshorisont
- Analyserne viser at dampkonverteringen giver samfundsøkonomisk og selskabsøkonomisk overskud
- Fremtidens fjernvarmeanlæg skal i vidt omfang give mulighed for at varmeproduktion kan ske i solfangeranlæg, geotermiske anlæg m.v., hvilket ikke er muligt hvis der skal produceres og distribueres damp

	Konvertering til nyt vandbaseret system				Renovering af kondensatnet		
	SUM	Ledninger	Kundecentraler og vekslere	Produktion og større vekslere	SUM	Ledninger	
2009	114	91	24	-	2009	46,9	46,9
2010	124	90	25	8	2010	46,9	46,9
2011	137	104	25	8	2011	46,9	46,9
2012	289	99	27	163	2012	46,9	46,9
2013	280	92	25	163	2013	46,9	46,9
2014	131	97	25	8	2014	46,9	46,9
2015	94	62	24	8	2015	46,9	46,9
2016	94	62	24	8	2016	46,9	46,9
2017	134	100	26	8	2017	46,9	46,9
2018	176	100	24	52	2018	46,9	46,9
2019	209	115	20	74	2019	46,9	46,9
2020	132	99	25	8	2020	46,9	46,9
2021	146	112	26	8	2021	46,9	46,9
2022	146	110	28	8	2022	46,9	46,9
2023	143	110	26	8	2023	46,9	46,9
2024	118	84	26	8	2024	46,9	46,9
2025	34	-	26	8	2025	46,9	46,9
2026	-	-	-	-	2026	46,9	46,9
2027	-	-	-	-	2027	46,9	46,9
2028	-	-	-	-	2028	46,9	46,9
2029	-	-	-	-	2029	46,9	46,9
2030	-	-	-	-	2030	46,9	46,9
2031	-	-	-	-	2031	46,9	46,9
2032	-	-	-	-	2032	46,9	46,9
2033	-	-	-	-	2033	46,9	46,9
2034	-	-	-	-	2034	46,9	46,9
SUM	2.503	1.525	428	550	1.220	1.220	

Tabel 2: Investeringer i henholdsvis konverterings- og reference-scenariet, 2009-2025

Imidlertid kan en forceret konvertering (< 10-15 år) give øgede omkostninger og vanskeligheder:

- Enhedspriser på entreprenørarbejde kunne stige, hvis aktivitetsomfanget stiger for voldsomt
- Kvaliteten af de udførte entrepriser kunne lide skade
- KEs kapacitet på projektering og tilsyn skulle øges kraftigt i en kortere årrække for derefter at blive reduceret

Investeringsperioden for konverteringsscenariet er med dette udgangspunkt valgt, så den slutter i 2025, hvilket er en passende middelvej. For referencen (renovering af kondensatnettet) antages dette renoveret over en periode, der rækker frem til 2034.

3.4 Omkostninger til konvertering af kundecentraler

Antallet af dampkunder er primo 2008 opgjort til ca. 1300. Herudover er der ca. 900 kunder, som modtager varme i deres egne anlæg i form af varmt vand fra KE's damp/vandvekslere (hybridvekslere).

Ved konverteringen skal de 1300 dampkunders damp/vand-veksler udskiftes til vand/vand-veksler og hybridvekslerne skal nedlægges. Denne omkostning afholdes af KE og er indregnet i investeringerne til konvertering. Nogle få kunder som f.eks. hospitalerne har dampbaserede opvarmningssystemer, hvor dampen ledes ind i kundernes interne varmesystem. I disse tilfælde skal kundernes interne system ombygges. Det er som udgangspunkt kunden selv, der skal betale ændringen af disse interne systemer, dog med udgangspunkt i et passende varsel.

3.5 Drift og vedligehold

De høje tryk og temperaturer i dampnettet udøver en stor belastning på de tekniske installationer og resulterer derfor i et stort behov for drift og vedligeholdelse af ledningsanlæggene.

De samlede drifts og vedligeholdelsesomkostninger (inkl. spædevandskøb) er opgjort til ca. 30 mio. kr. om året.

Drift og vedligeholdelsesomkostningerne i et moderne vandbaseret fjernvarmenet er ca. 10 gange lavere per meter end i det ældre damp- og kondensatnet.

Dermed vil **konverteringen af hele dampnettet** reducere drifts- og vedligeholdelsesomkostningerne til ca. 2 mio. kr. per år

Til sammenligning er det forudsat at **renoveringen af kondensatnettet** vil reducere de samlede drifts- og vedligeholdelsesomkostninger til 21-27 mio. kr. om året

3.6 Generelle forudsætninger

I forbindelse med simuleringerne i Balmore af den fremtidige lastfordeling, er der anvendt de af Energistyrelsen opgivne **brændselspriser** (maj 2009) i værdisætningen af brændselsomkostninger i de undersøgte scenarier. I den videre samfundsøkonomiske analyse er anvendt Energistyrelsens forudsatte **samfundsøkonomiske priser på el**; mere specifikt den uvægtede Nord Pool pris.

For fortrængt **kondens-el** er den forudsatte pris på el anvendt. Denne indeholder værdien af CO2 kvoter.

Ligeledes er anvendt de af Energistyrelsens fastsatte værdier af reducerede **emissioner**. For at kunne opgøre de samlede **reduktioner af emissioner**, er de faktiske reduktioner af emissioner for fortrængt kondens-el tillige beregnet.

I beregningen af **skatteforvridningstabet**⁸ indgår afgifterne på brændslerne. Brændselssammensætningen ændres med ændret lastfordeling, som går i retning af mere biomasse. Forskydningen mod mere varmbunden el-produktion er forudsat ikke at påvirke skatteprovenu.

⁸ Skatteforvridningstabet udgør 20% af det mistede skatteprovenu

4 Energi- og miljøgevinster

4.1 Brændselsbesparelser

Dampkonverteringen bidrager på to måder til en reduktion af brændselsforbruget, dels i form af reduceret varmetab fra distributionsnettet, dels i form af at der vil blive produceret mere varmebunden el i kraftvarmeanlæg.

Endvidere er effekten af dampkonverteringen, at lastfordelingen ændres, idet konverteringen fjerner de begrænsninger, der ligger i drift af det duale netværk (dampnet og vand-baseret net).

Tabellen nedenfor viser hovedresultaterne fra beregningerne.

Sparet brændselsforbrug		
TJ/år	<i>uden turbine</i>	<i>med turbine</i>
Sparet brændsel	1.155	1.530
- Heraf varmetab	505	505
- Heraf kraftvarme (*)	650	1.025

'med turbine': med en ny ekstra turbine for kraftvarmeproduktion
(*) sparet brændsel på kondensanlæg i det nordiske elmarked
pga. en mer-elproduktion på kraftvarmeverker

Tabel 3: Sparet brændselsforbrug.

Dampkonverteringen vil reducere varmetabet i konverteringsområdet med ca. 450 TJ, svarende til at varmetabet reduceres fra 16 % i dampområdet til ca. 7 % i det konverterede dampområde. Antages en virkningsgrad for varmeproduktion på 89 %, vil den fortrængte brændselsmængde ved reduceret varmetab være ca. 505 TJ/år.

Dampkonverteringen øger også kraftvarmeproduktionen, så der i det samlede system spares omkring 650 TJ brændsel, hvilket kan øges til 1025 TJ, hvis der introduceres en ny ekstra turbine ved et af de el-producerende anlæg, eksempelvis AMV1.

4.2 Reduktion af emissioner

Konverteringen vil medvirke til at reducere emissioner fra varmeproduktion. I hvilket omfang afhænger af den fremtidige lastfordeling og brændselsvalg. CO₂-emissionerne er beregnet med udgangspunkt i de specifikke emissioner angivet i annek 2 og det er den fortrængte elproduktion på kondensanlæg, der udgør hovedårsagen til reduktionerne.

Reduktion af emissioner		
ton/år	<i>uden turbine</i>	<i>med turbine</i>
CO ₂ reduktion	135.000	155.000
SO ₂ .reduktion	50	80
NO _x reduktion	200	225

'med turbine': med en ny ekstra turbine for kraftvarmeproduktion

Tabel 4: Dampkonverteringen – beregningsmæssig reduktion af emissioner

Det skal bemærkes, at alle større energiproducerende anlæg i EU er omfattet af EU's kvotehandelssystem, som sætter et samlet loft for anlæggenes CO₂-emissioner frem til 2012 og med stor sandsynlighed mindst frem til 2020.

Ovenstående er beregnede reduktion af emissioner og det kan være et spørgsmål, om disse beregnede reduktioner vil opnås i praksis, idet sparede CO₂-kvoter kan handles internationalt⁹ og købes af en anden producent, som kan anvende kvoterne til at udlede mere CO₂ et andet sted i den Europæiske Union. Om og hvor en reduktion sker, vil afgøres af markedet for elproduktion og handelen med kvoter.

Som det ses, vil konverteringen give reduktioner i emissioner af NO_x og SO₂ som følge af det samlede reducerede brændselsforbrug, herunder som resultat af fortrængt elproduktion på kondensværker.

5 Samfundsøkonomi og følsomhedsanalyse

Hovedresultaterne fra analysen er at:

- Dampkonverteringen med etablering af ny ekstra turbine på AMV1 giver et samfundsøkonomisk overskud på 865 mio. kr. (nutidsværdi) sammenlignet med en alternativ udskiftning af kondensatnettet. Den samfundsøkonomiske diskonterede tilbagebetalingstid er ca. 19 år.
- Uden etablering af ny ekstra turbine på AMV1 opnås et samfundsøkonomisk overskud på ca. 500 mio. kr.; tilbagebetalingstid: 23 år
- For scenariet med ny ekstra turbine: når konverteringen er gennemført vil den årlige samfundsøkonomiske besparelse (ekskl. kapitalomkostninger) for konverteringen være på ca. 200 mio. kr. sammenlignet med alternativet, hvor der er gennemført en renovering af kondensatnettet

Samfundsøkonomisk overskud			
	mio. Kr.		
Overskud		<i>uden turbine</i>	<i>med turbine</i>
		500	865

'med turbine': med en ny ekstra turbine for kraftvarmeproduktion

Tabel 5: Samfundsøkonomisk overskud med eller uden investering i ny ekstra turbine (AMV 1)

Nedenfor er vist nutidsværdier for de enkelte elementer i den samfundsøkonomiske analyse. Alle tal, undtagen skatteforvridningstabet er multipliceret med nettoafgiftsfaktoren på 1,17.

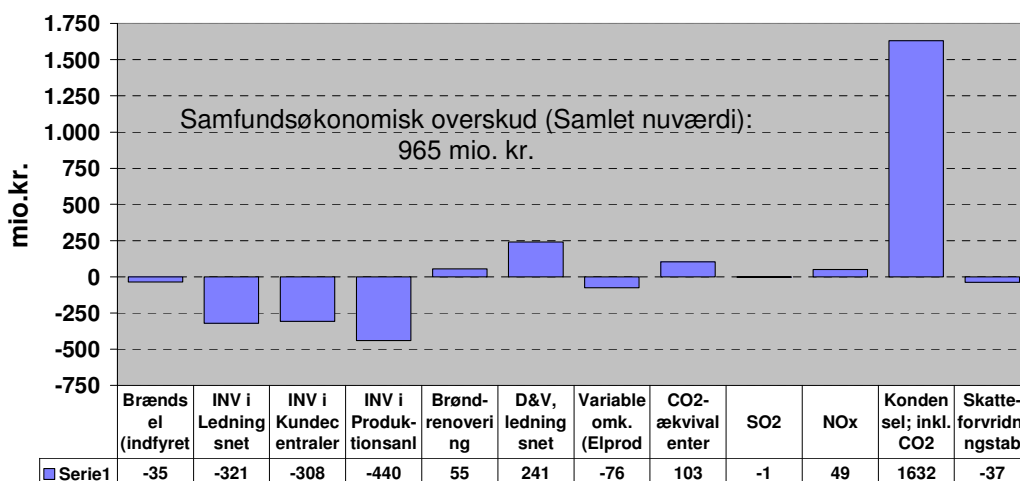
Det ses at værdien af fortrængt kondens-el udgør det helt dominerende element i den samlede besparelse. I værdien af fortrængt kondens-el er indregnet den hertil relaterede reduktion i CO₂ emission.

Det ses af nedenstående tabel, der viser tal for projektet minus referencen, at konverteringen giver øgede omkostninger til indkøb af brændsel. Dette skyldes, at selvom konverteringen giver en brændselsbesparelse svarende til reduktionen af varmetabet i det konverterede område, så ændres lastfordelingen, idet der sker en

⁹ Handel med kvoter sker indenfor EU ETS, European Union Emission Trading System

fortrængning af kondens-el til fordel for kraftvarme. Denne øgede omkostning modsvares så af en betydelig gevinst fra den fortrængte kondens-el.

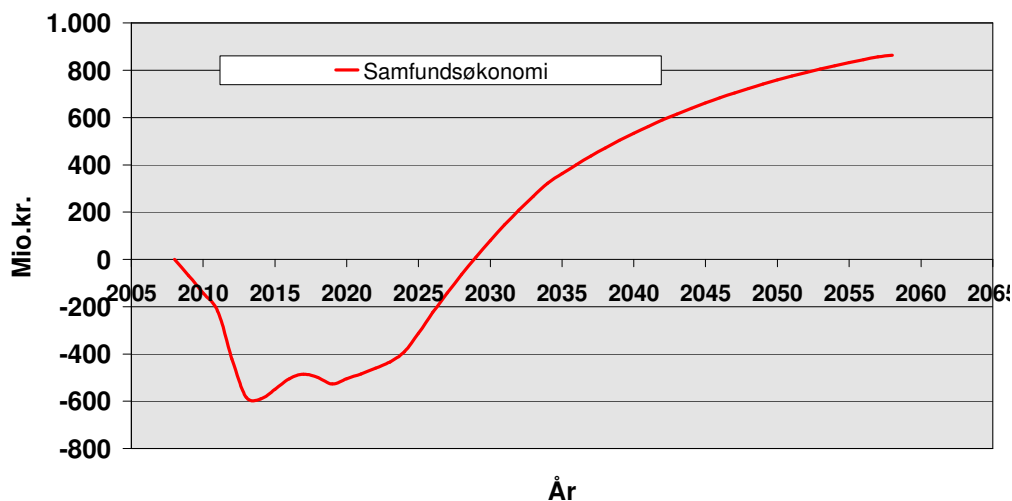
Samfundsøkonomi NPV af omkostningskategorier + : Besparelse og - : Ekstra Omkostning



Tabel 6: Samfundsøkonomisk besparelse på omkostningskategorier

Den følgende figur viser udviklingen i den akkumulerede samfundsøkonomiske nutidsværdi ved gennemførelse af konverteringen. Det ses, at der er opnået break-even i 2028 og at den akkumulerede nutidsværdi når de 865 mio. kr., når analyseperioden går til 2058.

Akkumuleret NPV



Figur 1: Udvikling i samfundsøkonomisk nutidsværdi. Ny ekstra turbine på AMV1 og anvendelse af standardforudsætningerne.

5.1 Følsomhed - Samfundsøkonomi

Der er gennemført følsomhedsanalyser for en visse parametres indvirkning på det samfundsøkonomiske overskud, altså hvor påvirkelig nutidsværdien er overfor ændringer af de centrale forudsætninger for de samfundsøkonomiske beregninger. Analyserne er gennemført for analyseperioden på 50 år; sidste analyseår er 2058.

Følsomhedsanalyserne omfatter følgende parametre:

- Samfundsøkonomisk kalkulationsrente: (3 %; **6 %**; 9 %)
- Investeringsomkostninger: (-50 %; **0 %**; +50 %)
- Værdi af fortrængt kondens-el (ENS + 20 %; **ENS**; ENS – 20 %)
- Varmetab i konverteret net: (REF – 20 %; REF=**505 TJ**; REF + 20 %)

Hovedresultaterne fra følsomhedsanalysen fremgår af nedenstående tabel.

Følsomhedsanalyserne viser, at projektets samfundsøkonomiske overskud er særdeles robust over ændringer i såvel samfundsøkonomisk kalkulationsrente, investeringsomkostninger, værdi af fortrængt kondens-el og størrelse af den opnåede reduktion i varmetabet fra ledningsnettet ved gennemførelse af konverteringen fra damp til vand.

Med hensyn til følsomheden overfor en lavere samfundsøkonomisk kalkulationsrente, så ses det at overskuddet øges med en faktor større end 2,5; hvis der anvendes en samfundsøkonomisk kalkulationsrente på 3 % i stedet for 6%. Omvendt opnås break-even ved en meget høj kalkulationsrente på ca. 11 %.

Det ses at investeringsomkostningerne skal øges med ca. 75 % for at bringe det samfundsøkonomiske overskud i nul.

Ligeledes skal værdien af fortrængt kondens-el reduceres med ca. 59 % for at fjerne det samfundsøkonomiske overskud.

Selv uden en reduktion af varmetabet opnås en samfundsøkonomisk gevinst på 575 mio. kr.

Følsomhed		med ekstra turbine			break-even
		bedre	REF	ringere	
Rente		3,0%	6,0%	9,0%	11%
	overskud	2.475	865	210	-
Investering		-50,0%	0,0%	50,0%	75,0%
	overskud	1.440	865	290	-
Værdi af fortrængt kondens-el (*)		20,0%	0,0%	-20,0%	-59,0%
	overskud	1.150	865	575	-
Reduktion i varmetab (TJ brændsel)		606	505	404	0
	overskud	920	865	805	575
REF: udgangspunkt					
(*) : ændring i værdien af fortrængt kondens-el					

Tabel 7: Økonomiske følsomhedsanalyser (nutidsværdi i mio. kr.).

6 Konklusion

Hovedkonklusionerne fra de gennemførte analyser er:

- **Konverteringen udviser et samfundsøkonomisk overskud.** Det samfundsøkonomiske overskud (nutidsværdi) er beregnet til ca. 865 mio. kr. Overskuddet produceres i det væsentlige pga. værdien af fortrængt kondens-el, der udgør det helt dominerende element i den samlede besparelse. I værdien af fortrængt kondens-el er indregnet den hertil relaterede reduktion i CO₂ emission.
- Med en samfundsøkonomisk kalkulationsrente på 6 % viser projektet samfundsøkonomisk overskud, hvis analyseperioden rækker længere end til ca. 2028; hvilket er ca. 3 år efter at investeringerne i konverteringen er fuldt gennemført.
- Den samfundsøkonomiske analyse viser, at man bør udnytte de muligheder for større kraftvarmeproduktion, som dampkonverteringen vil gøre mulig. Den øgede vand-baserede fjernvarme gør det muligt at introducere en ny ekstra turbine og derved øge el-virkningsgraden.
- **Følsomhedsanalyserne for samfundsøkonomien** viser at projektet er særdeles robust overfor ændringer i de forudsatte parametre
- **Konverteringen er en god forretning for Københavns Energi (og dermed for varmekunderne):** Det selskabsøkonomiske overskud (projektøkonomi) vil på basis af de aktuelle analyser udgøre mere end 1 mia. kr. med en kalkulationsrente på 4,5 % (realrente)

Anneks 1: Selskabsøkonomi - projektøkonomi

Projektøkonomi

Hovedkonklusionen er, at konverteringen er en god forretning for Københavns Energi og dermed for varmekunderne. En analyse viser, at når konverteringen er gennemført vil den årlige besparelse sammenlignet med en alternativ udskiftning af kondensatnettet udgøre 140-200 mio. kr., eksklusiv kapitalomkostninger.

Besparelsen skyldes især at den effektive varmepris bliver lavere, dels fordi der skal købes ca. 10 % mindre varme fra producenterne på grund af mindre varmetab i systemet, og dels fordi der opnås en økonomisk fordel ved øget kraftvarmeproduktion og fortrængning af el produceret på kondensværker.

De samlede merinvesteringer ved at gennemføre konverteringen er i alt 1,3 mia. kr. sammenlignet med et referenceforløb, hvor der kun foretages den nødvendige udskiftning af kondensatnettet i dampsystemet.

Sammenfattende vil konverteringssceneriet give et selskabsøkonomisk overskud, der i kroner er større end det samfundsøkonomiske overskud¹⁰. Det selskabsøkonomiske overskud for KE forventes på den baggrund at være i størrelsesordenen 1-1,5 mia. kr., og gennemførte følsomhedsanalyser viser, at selskabsøkonomien er robust overfor ændringer i væsentlige nøgleparametre. Følsomhedsanalyser har vist, at projektets selskabsøkonomi er robust over ændringer i såvel investeringsomkostninger som ændringer i den beregnede varmeprisgevinst ved overgangen fra damp til vandproduktion.

¹⁰ Kalkulationsrente: 4,5 % (realrente)

Anneks 2: Prisforudsætninger

Tabel 5 Brændselspriser inkl. transporttillæg, 2007-kr./GJ an kraftværk (ENS, maj 2009)

	Gasolie	Fuelolie	Kul	Naturgas	Halm	Halmpiller	Træflis	Træpiller	Energi-afgrøder	Gasolie
	An kraftværk (kr./GJ)									An værk
2009	76,1	43,4	14,7	35,9	40,4	77,2	43,8	65,0	60,1	87,8
2010	86,7	49,3	17,2	41,3	40,4	77,3	42,8	65,0	60,0	98,4
2011	98,6	56,0	20,1	47,7	39,4	76,2	43,8	57,0	59,9	110,3
2012	112,2	63,6	23,4	55,1	40,7	77,7	44,8	60,8	59,8	124,0
2013	128,0	72,4	27,4	63,9	42,1	79,4	45,8	65,2	59,7	139,7
2014	127,8	72,3	27,4	64,2	43,7	81,3	47,1	70,2	59,6	139,5
2015	127,6	72,2	27,3	64,4	45,6	83,4	47,5	70,2	59,4	139,3
2016	129,8	73,5	27,1	65,6	45,6	83,4	47,8	70,1	59,3	141,6
2017	132,2	74,8	26,9	66,8	45,6	83,4	48,2	70,8	59,2	143,9
2018	134,4	76,0	26,7	67,9	45,9	83,7	48,7	71,5	59,1	146,2
2019	136,7	77,3	26,6	69,1	46,1	84,0	49,1	72,3	59,0	148,5
2020	139,2	78,7	26,4	70,4	46,4	84,4	49,5	73,0	59,0	150,9
2021	140,6	79,5	26,2	71,1	46,7	84,7	50,0	73,8	59,0	152,3
2022	142,2	80,4	26,1	71,9	47,0	85,0	50,4	74,3	59,0	153,9
2023	143,7	81,2	25,9	72,8	47,1	85,2	50,8	74,8	59,0	155,4
2024	145,3	82,1	25,8	73,6	47,3	85,5	51,2	75,3	59,0	157,0
2025	146,9	83,0	25,7	74,4	47,5	85,7	51,7	75,8	59,0	158,6
2026	148,4	83,9	25,5	75,2	47,7	85,9	52,1	76,3	59,0	160,1
2027	150,0	84,8	25,4	76,0	47,9	86,1	52,5	76,8	59,0	161,7
2028	151,5	85,6	25,3	76,8	48,1	86,4	52,9	77,3	59,0	163,2
2029	153,1	86,5	25,1	77,6	48,3	86,6	53,4	77,8	59,0	164,9
2030	154,8	87,5	25,0	78,5	48,5	86,8	53,8	78,3	59,0	166,6
2031	154,8	87,5	25,0	78,5	48,5	86,8	53,8	78,3	59,0	166,6
2032	154,8	87,5	25,0	78,5	48,5	86,8	53,8	78,3	59,0	166,6
2033	154,8	87,5	25,0	78,5	48,5	86,8	53,8	78,3	59,0	166,6
2034	154,8	87,5	25,0	78,5	48,5	86,8	53,8	78,3	59,0	166,6
2035	154,8	87,5	25,0	78,5	48,5	86,8	53,8	78,3	59,0	166,6
2036	154,8	87,5	25,0	78,5	48,5	86,8	53,8	78,3	59,0	166,6
2037	154,8	87,5	25,0	78,5	48,5	86,8	53,8	78,3	59,0	166,6

Table 6, 2007-Prices on electricity and district heating, (ENS, May 2009)					
	El -kr./MWh Nord Pool uvægtet	El -kr./MWh Nord Pool vægtet*	El -kr./MWh An virksomhed**	El -kr./MWh An husholdning**	Fjernvarme kr./GJ An forbruger
2008	490	519	680	754	73,7
2009	252	261	406	470	66
2010	289	304	451	518	68
2011	355	374	526	595	72
2012	435	461	618	690	76
2013	419	453	609	680	81
2014	423	454	611	682	82
2015	447	486	645	717	81
2016	460	506	666	740	80
2017	456	504	664	737	82
2018	449	500	660	733	81
2019	479	540	702	777	82
2020	435	492	651	724	80
2021	440	496	656	728	80
2022	457	518	679	752	80
2023	470	536	698	773	80
2024	490	563	727	802	80
2025	487	557	720	795	80
2026***	485	556	719	794	82
2027***	476	542	704	778	82
2028***	485	551	714	789	86
2029***	490	558	721	796	86
2030***	497	564	728	803	86

** Baseret på den vægtede Nordpool pris. Om muligt bør der korrigeres i forhold til den specifikke tidsprofil ved konkrete tiltag eller anlæg.

*** Modelkørslen med Ramses rækker kun frem til 2025. For årene 2026-2030 er det valgt at operere med priser svarende til priserne i 2025.

Værdisatte emissionsreduktioner (ENS, 2009, maj)				
<i>(i 2007-beregningspriser, som skal ganges med nettoafgiftsfaktoren)</i>				
	CO2-ækviv. kr./kg		SO2 kr./kg	NOx kr./kg
2009	0,078	Uden for bym.b.	79	50
2010	0,101	Inden for bym.b.	121	50
2011	0,132			
2012	0,172			
2013-frem	0,225			

Anneks 3: Specifikke emissioner

ENS Tabel 7. Typiske emissionskoefficienter for brændsler 2007 (transport dog 2006)

Kraftværker og kraftvarmeværker							
Brændsel**	Anlægstype	Værktype*	CO2	CH4	N2O	SO2	NOx
			Kg/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ
Kul	Dampturbine	Centralt anlæg	95	1,5	0,8	40	98
Naturgas	Dampturbine	Centralt anlæg	57	6	1	0,3	97
Naturgas	Gasturbine	Decentralt anlæg	57	1,5	2,2	0,3	124
Naturgas	Motor	Decentralt anlæg	57	465	1,3	0,3	148
Affald	Dampturbine	Decentralt anlæg	32,5	0,6	1,2	23,9	124
Biogas	Motor	Decentralt anlæg	0	323	0,5	19	540
Halm	Dampturbine	Decentralt anlæg	0	0,5	1,4	47,1	131
Skovflis, træaffald	Dampturbine	Decentralt anlæg	0	2	0,8	1,7	69
Varmeproducerende kedler							
Brændsel**		Værktype*	CO2	CH4	N2O	SO2	NOx
			Kg/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ	g/GJ
Affald		Fjernvarmeværk o.l.	18	6	4	67	164
Biogas		Fjernvarmeværk o.l.	0	4	2	25	28
Fuelolie, spildolie		Fjernvarmeværk o.l.	78	3	2	344	142
Gasolie		Fjernvarmeværk o.l.	74	1,5	2	23	65
Halm		Fjernvarmeværk o.l.	0	32	4	130	90
Naturgas		Fjernvarmeværk o.l.	57	15	1	0	42
Træ		Fjernvarmeværk o.l.	0	32	4	25	90
Naturgas		Villaanlæg	57	6	1	0	30
Træpiller		Villaanlæg	0	200	4	25	120
Gasolie		Villaanlæg	74	1,5	2	23	52