

Bruttoпотentiale i fjernvarme- sektoren

Erhvervs- og Vækstministeriet
10 juni 2014

Forfattere:
Helge Sigurd Næss-Schmidt, Partner
Camilla Ringsted, Economist
Carl von Utfall Danielsson, Analyst

Forord

Opgaven med at beregne bruttonpotentialet består i, at der skal beregnes et foreløbigt estimat af fjernvarmeselskabernes potentiale på baggrund af eksisterende oplysninger. Beregningen skal foretages på fjernvarmeselskabernes totalomkostninger.

Løsningen af denne delopgave indeholder følgende aktiviteter:

- Dataindsamling af fjernvarmeselskabernes omkostninger
- Dataindsamling af fjernvarmeselskabernes konstruktion og aktiviteter
- Inddragelse af forsigtighedshensyn
- Beskrivelse af data og forudsætninger, der ligger til grund for beregningerne

Indholdsfortegnelse

Forord	1
Sammenfatning	6
1 Heterogenitet i sektoren og omkostningseffekter	10
2 Fjernvarmeselskabernes bruttopotentiale	16
Litteraturliste	28
A Bilag A	29
B Bilag B	32
Bilag C	34

Oversigt over tabeller

Tabel 1 Fjernvarmeselskaber fordelt på servicekombinationer	10
Tabel 2 Model med eksplicit inddragelse af det primære brændsel.....	20
Tabel 3 Effektiviseringsprocenter fordelt på services	22
Tabel 4 Effektiviseringsprocenter fordelt på brændsler	23
Tabel 5 Effektiviseringsprocenter fordelt på regioner	24
Tabel 6 Effektiviseringsprocenter fordelt på ejerskabsform.....	24
Tabel 7 Model uden eksplicit inddragelse af naturgas	25

Oversigt over figurer

Figur 1 Fjernvarmeproduktion	7
Figur 2 Omkostningsfordeling.....	8
Figur 3 Fjernvarmeforsyning.....	9
Figur 4 Fjernvarmeproduktion fordelt efter produktionsanlæg.....	9
Figur 5 Produceret mængde versus Totex	11
Figur 6 Eksempler på costdrivere i varmeproduktion	12
Figur 7 Eksempler på costdrivere i varmedistribution	13
Figur 8 Effektiviseringspotentiale	21
Figur 9 Potentiale over tid	22

Oversigt over bokse

Boks 1 Opstilling af Cost model – 6 steps	17
Boks 2 Datahåndtering og -usikkerhed.....	26

Sammenfatning

Fjernvarmesektoren består af varmeproduktion og – levering via net frem til slutkunder. For at kunne vurdere effektiviseringspotentialer i sektoren er det vigtigt, at der tages højde for ganske betydelige forskelle i de ydelser, som selskaberne leverer samt de eksterne rammevilkår, der opereres under.

Identifikation af bruttopotentialet for fjernvarmesektoren er grundlæggende baseret på en testet økonomisk model, hvor selskabernes samlede omkostninger forklares via en række udvalgte costdrivere – dvs. ydelser og eksterne rammevilkår. De udvalgte ydelser er varmeproduktion, leveret mængde, varmetab samt en række tekniske variable, mens de udvalgte rammevilkår tager højde for det primære brændsel, hvilke serviceenheder, der er indeholdt i hvert selskab samt kundetætheden i leveringsområdet.

Bruttopotentialet vurderes på baggrund af 2012-data, når affaldsforbrændingsselskaberne holdes ude, at ligge mellem 1,1 og 1,2 mia. kr. Potentialet er beregnet som produktet mellem en beregnet effektiviseringsprocent samt selskabernes samlede omkostninger ekskl. varmetab. Udover et potentiale i kroner og øre kan modellen således også bestemme en gennemsnitlig effektiviseringsprocent, der vurderes at ligge på 10,5 procent.

Det vurderede bruttopotentiale kan så sammenlignes med, hvad der er fundet i tidligere studier:

- I et studie fra 2001 vurderer Risø den gennemsnitlige effektiviseringsprocent for sektorens driftsomkostninger til at ligge mellem 5 og 36 procent, som omslutter vores samlede vurdering på 10,5 procent.
- I et studie fra 2004 vurderer Energistyrelsen og Konkurrencestyrelsen effektiviseringspotentialer på baggrund af driftsomkostninger ekskl. brændselsudgifter til 0,6-1 mia. kr. Skaleres dette potentialeinterval op til sektorens samlede omkostninger bliver det 1,1-1,8 mia. kr. – hvori intervallet fundet i vores analyse er indeholdt.

Det forhold at vurderingen af bruttopotentialet ligger på linje med, hvad der er fundet i tidligere studier skal ikke overtolkes. Vurderingen af bruttopotentialet er sammenlignet med de tidligere studier baseret på et mere fuldstændigt datagrundlag, der dækker en større del af sektorens selskaber, og hvor alle samlede omkostninger indgår. Derudover indgår der i vores analyse af bruttopotentialet flere costdrivere herunder variable, der fanger synergier ved vertikal integration og samproduktion af varme og el i de enkelte selskaber.

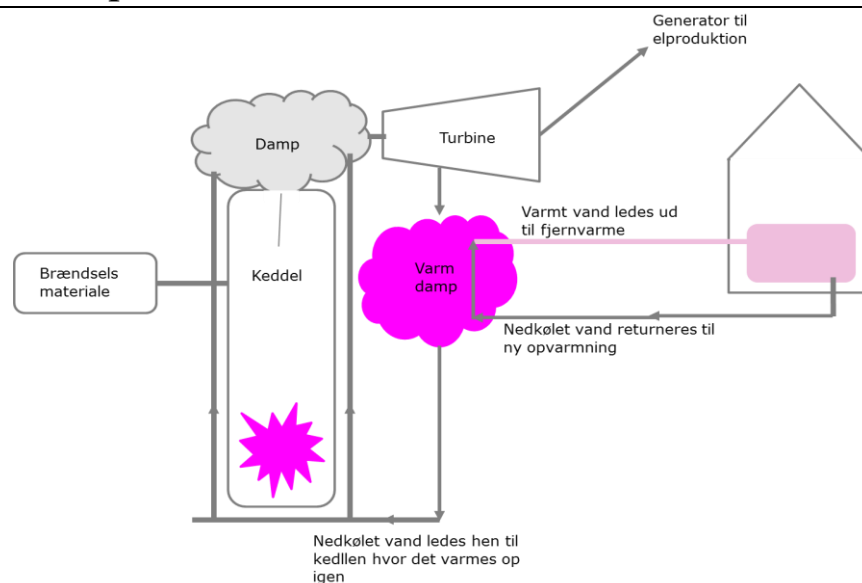
Indledning

Fjernvarmesektoren kan afgrænses til produktion og levering af varme til et større antal forbrugere. I Danmark er fjernvarme langt den mest udbredte form for opvarmning: 63 procent af de danske husstande har fjernvarme, hvilket svarer til ca. 3,2 millioner danskere. Udbredelsen kombineret med det forhold, at fjernvarmesektoren er karakteriseret ved lokalt funderede naturlige monopoler¹ medfører, at den spiller en vigtig samfundsøkonomisk rolle.

Sektoren kan beskrives via de forskellige serviceenheder illustreret i Figur 1.

I produktionsleddet opvarmes vand i en kedel via fyring af brændsler. Det varme vand sendes derefter ud i nettet: Enten direkte ud i distributionsnettet eller først ud i transmissionsnettet, som så sender det videre ud i distributionsnettet. Formålet med distributionsnettet er at forsyne husholdninger og virksomheder. Når vandet er løbet igennem kundernes radiatorer, sendes det tilbage til producenten via distributions- og transmissionsnettet, hvorefter det opvarmes på ny, og kredsløbet gentages.

Figur 1 Fjernvarmeproduktion



Note: Brændselsmateriale kan være fx kul eller affald

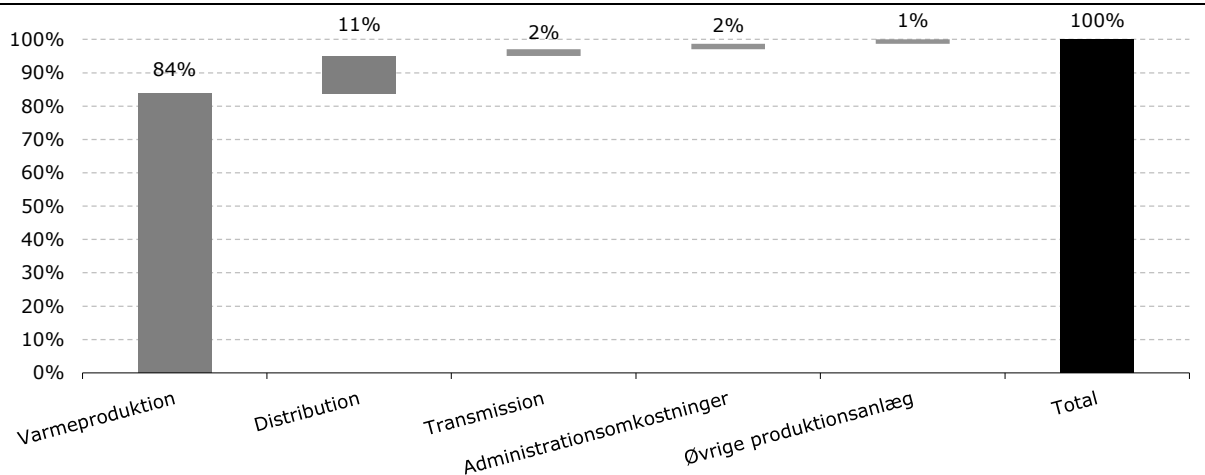
Kilde: Copenhagen Economics pba. www.fjernvarme.info

Betydningen af hvert serviceled belyses bedst via den relative omkostningsbelastning. Her følger det, at varmeproduktionen udgør 84 procent² af sektorens samlede omkostninger på cirka 10,5 mia. kr. ekskl. affaldsforbrænding³, mens distributionen kun fylder 11 procent, jf. Figur 2. Øvrige omkostningskomponenter som omkostninger til administration og transmission fylder mindre end 3 procent.

¹ Sektoren er reguleret efter et hvile-i-sig-selv princip

² Brændselsudgifter er inklusive

³ De samlede omkostninger for sektoren under et inkl. affaldsforbrændingsanlæg er 11,1 mia. kr.

Figur 2 Omkostningsfordeling

Note: Affaldsforbrændinger er holdt ude

Kilde: Copenhagen Economics

I tilgift til de forskellige serviceenheder er der en udpræget heterogenitet og koncentration i fjernvarme-sektoren, hvilket er centralt for forståelsen heraf. Heterogeniteten og koncentrationen drives fra et overordnet selskabsperspektiv særligt af, om der er vertikalintegration (produktion og levering foretages af samme enhed) samt af selskabsstørrelsen, der beskrives særskilt nedenfor, og som vil blive inddraget i potentialeberegningerne.

Vertikal integration

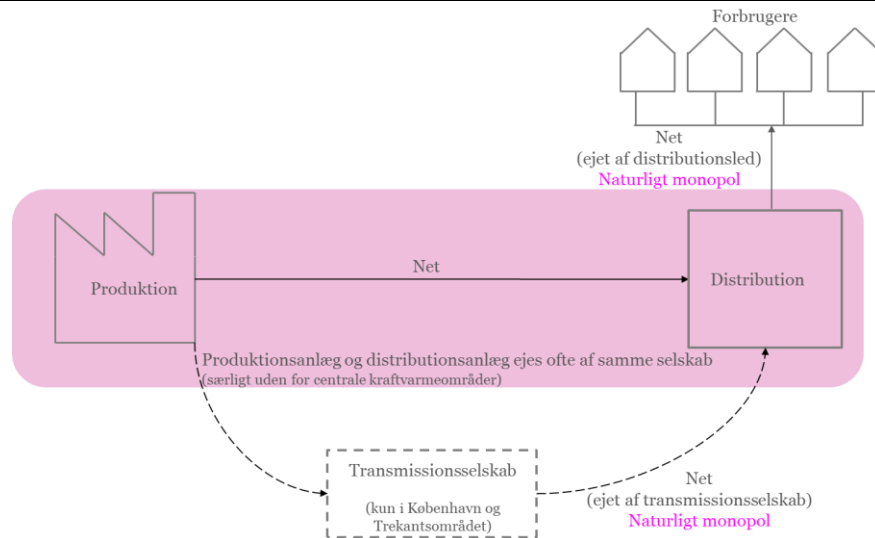
Fjernvarmekunder modtager varme fra enten *varmeværker*, der udelukkende producerer varme eller *kraftvarmeværker*, der producerer varme i samproduktion med elektricitet. Kraftvarmeværkerne er hhv. centrale værker placeret i de store byer eller decentrale værker placeret i mellemstore og mindre byer. I Københavnsområdet og Trekantsområdet leveres varmen gennem 3 selvstændige transmissionselskaber, som fungerer som bindeled mellem selvstændige produktions- og distributionselskaber.

I de centrale kraftvarmeområder foregår handelen mellem producenter og enten transmissions- eller distributionselskaber (uden for København og Trekantsområdet) – typisk gennem længerevarende kontrakter.

Udenfor de store centrale kraftvarmeområder ejes hovedparten af produktions- og distributionsanlæg af samme selskab, hvor selskaber i større byområder ofte har flere produktionsenheder koblet til samme net.

Forsyningen i centrale og øvrige kraftvarmeområder er illustreret i Figur 3.

Figur 3 Fjernvarmeforsyning

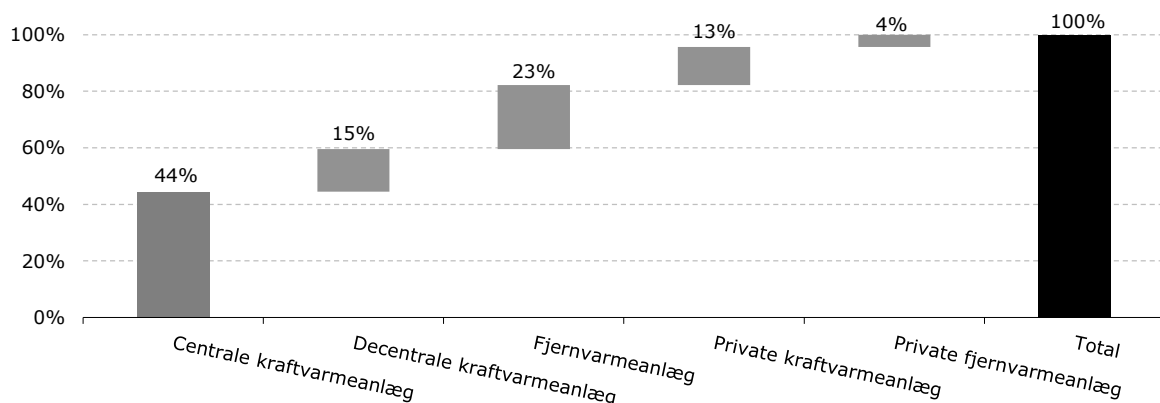


Kilde: Copenhagen Economics

Koncentration

Den kollektive varmeforsyning udgøres af 35 centrale og ca. 541 decentrale værker samt en række mindre enheder, der udelukkende producerer varme til private virksomheder eller et forudbestemt antal brugere. Koncentrationen i fjernvarmesektoren ses blandt andet på værkernes størrelse: 44 procent af den samlede varmeproduktion foregår på de 35 centrale kraftvarmeværker, jf. Figur 4.

Figur 4 Fjernvarmeproduktion fordelt efter produktionsanlæg



Kilde: Energistyrelsen energistatistik, 2012

De generelle karakteristika ved fjernvarmesektoren beskrevet ovenfor danner en indledende ramme for opgørelse af sektorens bruttonpotentiale, som bestemmes i de to følgende kapitler. I kapital 1 vil fokus mere skarpt indstilles på, hvad der giver anledning til heterogenitet sektoren, og hvordan det driver omkostninger, mens fokus for kapital 2 er udvikling af en beregningsmodel samt opgørelse af et potentiale.

Kapitel 1

Heterogenitet i sektoren og omkostningseffekter

Fjernvarmesektoren er specifikt i denne analyse afgrænset til:

- Varmeproduktionsselskaber – med og uden parallel elproduktion
- Overskudsvarme-leverandører
- Transmissionsselskaber
- Distributionsselskaber
- Kombinationer af ovenstående kendetegnet ved varierende vertikale forhold

Sektoren består, afhængig af afgrænsning, af 612 selskaber inklusiv affaldsforbrændingsanlæg, hvoraf produktionsenheder med en kapacitet under 0,25 MW er holdt ude. Af de 612 selskaber findes der i 2012 data for 578 selskaber. Hovedparten af selskaberne, dvs. 335, forestår både produktion og distribution, jf. Tabel 1. Ses der også på de øvrige selskaber findes der 69 selskaber, som alene distribuerer, 107 selskaber, der kun producerer, 22 affaldsforbrændingsanlæg og 45 selskaber med andre serviceprofiler heraf 3 rene transmissionsselskaber. Det skal her bemærkes, at alle 35 større centrale (kraft)varmeværker indgår i datagrundlaget og den videre analyse..

Tabel 1 Fjernvarmeselskaber fordelt på servicekombinationer

Beskrivelse	Antal selskaber i 2012
Selskaber, der både producerer og distribuerer	335
Selskaber, der kun producerer	107
Selskaber, der kun distribuerer	69
Affaldsforbrændingsanlæg	22
Andet	45
Total	578

Note: Andet dækker over 3 selskaber, der alene forestår transmission samt selskaber, der producerer og/eller distribuerer samt transmittere,

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynets Prisetervisningsdata

Variationerne i selskabernes outputformål implicerer, at sektoren fra et top down perspektiv er meget heterogen. Dette skal dels tænkes ind i en regulatorisk sammenhæng men også i en benchmarkmodel, hvor selskabernes omkostningseffektivitet sammenlignes og et individuelt potentiale opgøres. Det kræver, at benchmarkmodellen er fleksibel og til dels tillader, at produktions-, distributions- og transmissionsled kan sammenlignes uafhængigt af både samproduktion og vertikalintegration.

Udover en betydelig heterogenitet, når fjernvarmesektoren anskues top down, findes der også heterogenitet, når hvert serviceled anskues individuelt.

Heterogenitet i produktionsledet – bottom up

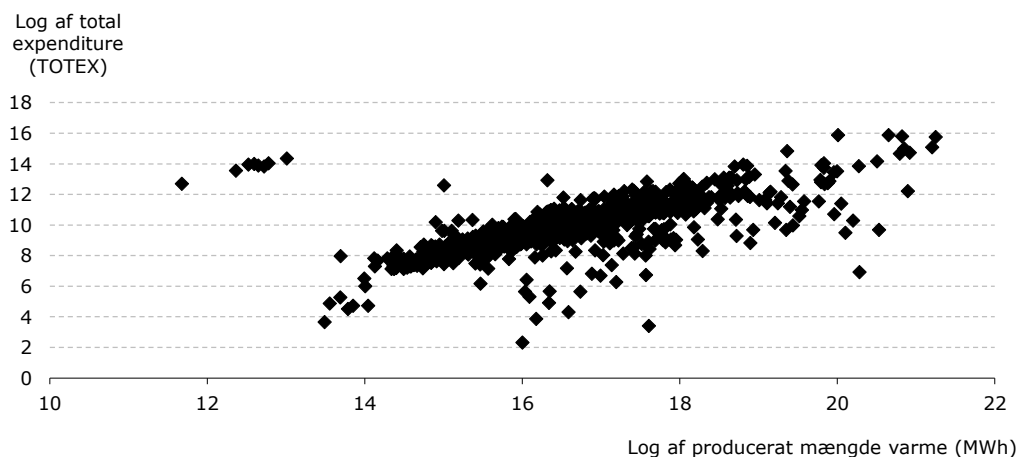
I produktionsledet driver heterogeniteten selskabernes omkostninger via forskelle i to separate selskabsforhold: 1) De ydelser, som selskaberne leverer, samt 2) de eksterne rammevilkår, som selskaberne leverer under.

Anskues ydelsessiden forventes costdrivere fx at være:

- Den producerede mængde
- Fremløbstemperaturen (og faktisk tilbageløbstemperatur)
- Produktionskapaciteten

Årsagen til, at de to første ydelser forventes at være omkostningsdrivende, skal ses i sammenhæng med produktionsprocessen: Des mere vand der opvarmes, des større brændselsbehov og tilsvarende des højere fremløbstemperatur (tilbageløbstemperatur) des højere brændselsinput per enhed vand. På baggrund af det tilgængelige data kan den første forventede sammenhæng illustreres, når produceret mængde varme plottes mod de samlede omkostninger, Totex, jf. Figur 5.

Figur 5 Produceret mængde versus Totex



Note: Samlede omkostninger er defineret som omkostninger til drift og vedligehold, brændselsudgifter og afskrivninger

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynets Prisetervisningsdata

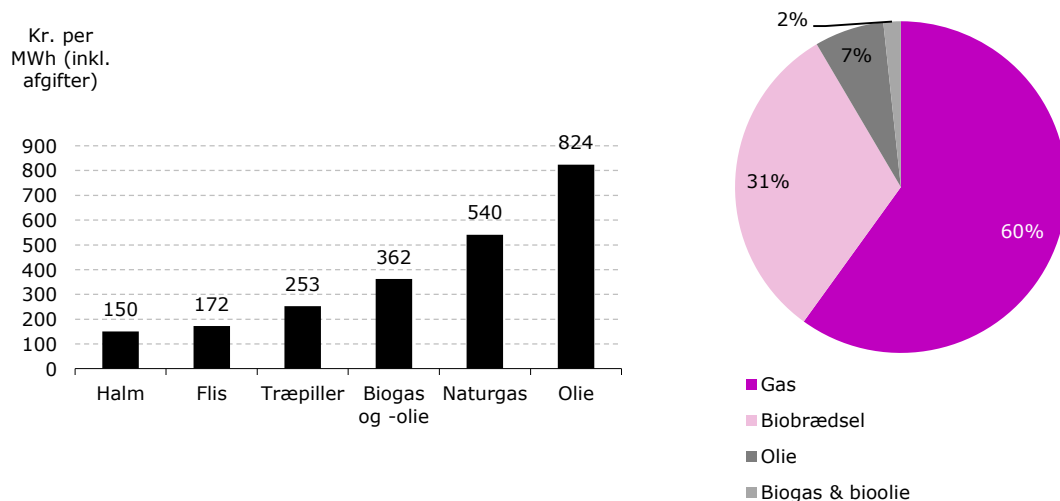
Den sidste eksemplificerede ydelse, produktionskapacitet, skal ses i en ingeniørmæssig sammenhæng, hvor eventuel mismatch mellem kapacitet og efterspurgt mængde kan implicere produktionsmæssig ineffektivitet. Fx kan for lidt kapacitet medføre, at selskaber under spidsbelastningsperioder slider for hårdt på deres anlæg eller bliver tvunget til at fyre op i dyrere alternative oliefyr.

Eksterne rammevilkår er den anden type costdriver, som er relevant at kontrollere for, når omkostnings-effektiviteten på produktionsledet skal sammenlignes. Anskues rammevilkårene forventes costdrivere fx at være:

- Brændselsinput⁴
- Overskudsvarme og elproduktion (synergi)
- Afsætningsmuligheder (placering) med betydning for stordriftsfordele

Årsagen til at brændselsinput må forventes at være omkostningsdrivende skal ses i sammen med store prisforskelle på tværs af brændsler. Således koster olie og naturgas mere end dobbelt så meget som de 3 biobrændsler, halm, flis og træpiller samtidig med, at kun godt 1/3 af alle varmeproducenter benytter de billigere brændsler, jf. Figur 6. Særligt på kortsigt er valg af brændselsinputtet bundet af historiske valg af type af produktionsanlæg. Større ændringer i de relative priser på brændsler kan derfor ikke uden videre blive fulgt af skift til de billigere brændselstyper. Det betyder modsat også, at selskaber, som er bundet til relativt dyre brændselstyper på det kortere sigt, ikke skal "straffes" herfor i en benchmarking sammenhæng.

Figur 6 Eksempler på costdrivere i varmeproduktion



Note: Figuren til venstre viser brændselspriser inkl. skatter og afgifter i 2012, mens figuren til højre viser fordelingen af dominerende brændselstyper i 2012, hvor affaldsforbrændingsanlæg er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Econommics pba. Energitilsynets Priseftervisningsdata og Dansk Fjernvarme Forening

Udover brændselsinputtet er et andet vigtigt rammevilkår, om varmeproduktionen foregår sammen med anden energiproduktion eller er et biprodukt i form af overskudsvarme fra anden industriaktivitet. I begge tilfælde vil samproduktionen kunne være udtryk for en synergifordel, hvormed drifts- og administrationsfællesskaber kan generere besparelser i omkostningsdelingen, som andre selskaber ikke har glæde af.

Et sidste eksempel på et muligt rammevilkår, der kan have betydning for omkostningseffektiviteten, er produktionsleddets placering og dermed afsætningsmuligheder. Des større afsætningsmuligheder i form

⁴ Det er vigtigt at bemærke, at ikke alle anlæg har frit brændselsvalg under lovgivningen. Denne begrænsning på brændselsvalg har indflydelse både på omkostninger og på effektiviseringspotentiale.

af virksomheder og husholdninger i nærområdet, des flere enheder og derved produceret mængde at fordele faste omkostninger ud på.

Heterogenitet i distribution og transmission – bottom up

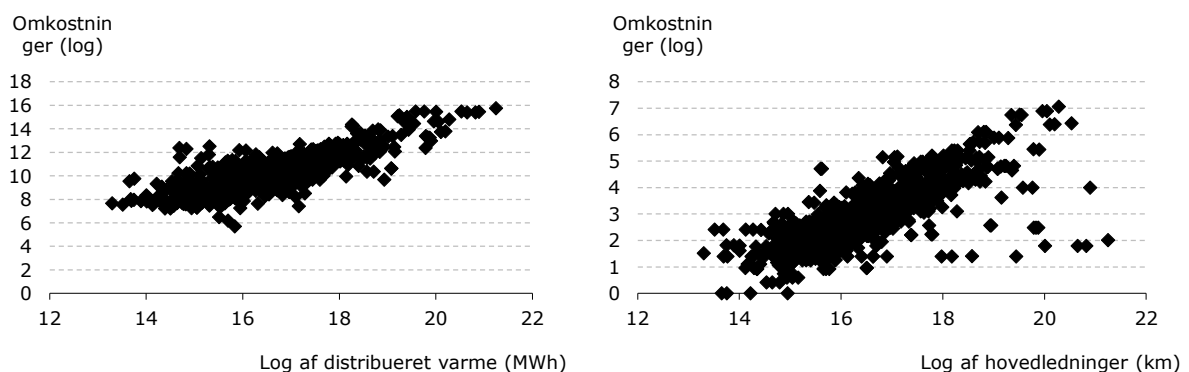
I distributionsledet er de to centrale costdrivertyper igen: 1) De ydelser, som selskaberne leverer, samt 2) de eksterne rammevilkår, som selskaberne leverer under.

Anskues ydelsessiden forventes costdrivere fx at være:

- Leveret varme
- Ledninger
- Fremløbstemperatur og faktisk tilbageløbstemperatur (delvis eksogen)
- Varmetab

Leveret varmemængde er den mest kunderettede ydelse, som distributionsleddet leverer. Den er omkostningsdrivende, fordi den fanger den volumen, som pumpes gennem ledningsnettet. På samme måde er mængden af ledninger, forstået som længden af ledningerne, omkostningsdrivende, fordi det angiver den afstand, som det varme vand skal pumpes frem og tilbage. Tilsammen fanger leveret varme og ledninger således den grundlæggende pumpningsintensitet i distributionen. At begge forhold positivt spiller sammen med omkostningerne ses, når hhv. den distribuerede mængde varme og længden af hovedledningerne plottes mod de samlede omkostninger som vist i Figur 7.

Figur 7 Eksempler på costdrivere i varmedistribution



Note: Samlede omkostninger er defineret som omkostninger til drift og vedligehold og afskrivninger. Bemærk variablene er log transformeret.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynets Prisetervisningsdata

De sidste eksempler på ydelser i varmedistributionen er fremløbstemperatur og varmetab. Sammen med længden af ledninger siger fremløbstemperaturen⁵ noget om, hvor godt ledningerne er isoleret og dermed i stand til at holde på varmen frem til levering. Isoleringen kan på den ene side have betydning for, hvor hurtigt vandet skal pumpes rundt i systemet, og på den anden side være bestemmende for det varmetab, som selskaberne lider. Varmetabet i forhold til leveret mængde drives udover ledningslængde og rørisolering af kundetæthed og varmeprisen på producentniveau. Kundetæthed har betydning, fordi det afgør

⁵ Fremløbstemperaturen siger også noget om rørafstanden til den fjernest liggende kunde givet rørisoleringen.

rørlængden, det varme vand skal pumpes mellem kunder og dermed fladearealet i rørene, hvor der kan tabes varme, mens varmeprisen på producentniveau dimensionerer varmetabet i kroner og øre.

Eksterne rammevilkår er den anden type costdriver, som er relevant at kontrollere for, når omkostnings-effektiviteten på distributionsledet skal sammenlignes. Anskues rammevilkårene forventes costdrivere fx at være:

- Kundetæthed
- Urbanisering og U-kurve
- Jordbundsforhold
- Højdeforskelle

Kundetæthed er et eksternt rammevilkår, fordi det afhænger af det lokale distributionsområde. Som delvist beskrevet ovenfor har kundetæthed betydning for omkostninger i distributionen, fordi det afgør afstanden mellem kunder og dermed afstanden, som det varme vand skal pumpes, og længden på de rør hvorfra eventuelle varmetab kan opstå. Udover pumpeafstand kan kundetæthed i praksis også have betydning for de afstande, som driftspersonalet skal aflægge, når systemet skal vedligeholdes og repareres. Det implicerer samlet, at høj kundetæthed må forventes at reducere driftsomkostningerne. Tilsvarende medfører høj kundetæthed også, at færre kilometer rør skal lægges. Givet uafhængighed mellem rørkvalitet og kundetæthed implicerer det en umiddelbar forventning om, at afskrivninger er faldende i kundetæthed. Denne tese er sandsynligvis korrekt, når tyndtbefolkede områder sammenholdes med områder med gennemsnitlig kundetæthed. For områder med høj befolkningstæthed vil det dog sandsynligvis være sådan, at det større kapacitetspres kræver dyrere rør, hvormed afskrivninger i forhold til mellemsegmentet igen øges. For afskrivningerne er forventningen således, at de er u-formede i kundetæthed.

Kundetæthed er ofte sammenfaldende med urbanisering, som her behandles som et selvstændigt rammevilkår. Det skyldes, at urbaniserede områder oftest er sammenfaldende med højere jord og lønomkostninger, samt at der i urbaniserede områder ofte implementeres tidsmæssige begrænsninger for, hvornår rørlægning, vedligehold og reparation kan gennemføres.

Udover demografiske forhold kan lokale fysiske forhold også spille en vigtig rolle for drifts- såvel som kapitalomkostninger. Jordbundsforhold kan således have betydning for rørlægningen og behovet for løbende vedligehold. I de tilfælde, hvor fx varmen skal føres igennem sumpområder, kan det kræve, at der omkring rørene løbende etableres forstærkninger, som sikrer mod nedsynkning. Tilsvarende kan højdeforskelle i distributionsområdet have betydning for den pumpningsintensitet, der er nødvendig for at føre vandet rundt. Det kan øge selskabernes driftsomkostninger.

Udover costdriver-overvejelser anført ovenfor for hhv. produktions- og distributionsleddet bør det også anføres, at der i begge led foretages store faste investeringer med lang levetid. Når rammevilkår som brændselspriser eller kundetæthed ændres, kan levetidsbetragtninger således medføre, at hvad der var omkostningseffektivt ved etablering, ikke er det længere. Derfor er det centralt at kontrollere for rammevilkår.

Endeligt bør det også anføres, at omkostninger i både produktions- og distributions-/transmissionsledet afhænger af den fysiske placering af produktion i forhold til den aftagende varmekunde. Er der således en stor afstand mellem produktion og kunder, vil det i produktionen implicere, at fremløbstemperaturen skal være højere, mens det for distributionen/transmissionen implicerer, at vandet skal pumpes længere.

Produktionsfællesskaber og vertikale selskaber – bottom up

Til sidst skal det nævnes, at samproduktion og vertikale produktionsforhold også kan drive samlede omkostninger. Det skyldes, at der kan opstå synergier, når produktions- og distributionsleddet er samlet. Eksempler på, hvordan positive synergier kan opstå, kunne fx ses i sammenhæng med:

- Bedre styring af temperaturer
- Sikker afsætning (spild)
- Mulighed for administrations- og driftsfællesskab (skala/synergi)

Det første drives af muligheden for, at vertikalt integrerede selskaber bedre kan styre produktionstemperatur i forhold til optimal fremløbs- og tilbageløbstemperatur. Det sikrer fx en bedre afvejning mellem varmetab og opvarmningsomkostninger.

Det andet kan give anledning til positiv synergi, fordi produktionsplanlægningen mere præcist kan foretages, når der er direkte adgang til information om slutkundernes efterspørgsel.

Det sidste drives af, at vertikalintegration muliggør administrative og driftsmæssige fællesskaber. Dvs. i tilfælde af fx begrænset skala kan samme personale arbejde med både produktions- og distributionssiden samtidig med, at der kan opstå nogle administrationsfordele i og med, at der kun skal faktureres en gang. Tilsvarende synergier opstår sandsynligvis også de steder, hvor der både produceres el og varme.

Kapitel 2

Fjernvarmeselskabernes bruttopotentiale

For at beregne et bruttopotentiale er det nødvendigt at opstille en model, som på den ene side systematisk og fleksibelt kan håndtere hele fjernvarmesektoren og på den anden side tillader validitetstjek – både på baggrund af modelkriterier, men også ved perspektivering til tidligere studier.

Beregning af bruttopotentialet er således struktureret om en tretrinstitgang:

1. Opstilling af modeltilgang
2. Bestemmelse af potentiale og beskrivelse af usikkerhed
3. Perspektiv til potentialer fra tidligere studier

I det første trin opstilles der en beregningsmodel. I andet trin opgøres potentialet. Først i en model, hvor der kontrolleres for det primære brændsel og dernæst i en model uden eksplicit inddragelse af naturgas som primært brændsel. Herefter beskrives både model- og datausikkerhed. I sidste trin perspektiveres der til tidligere studier gennemført af hhv. Risø og Energi- og Konkurrencestyrelsen.

Trin 1: Modeltilgang og estimering

Opgørelsen af bruttopotentialet baseres på en såkaldt Cost benchmarkmodel, som strukturelt svarer til Netvolumen modellen, der benyttes i reguleringen af eldistributionen. Vores Cost benchmarkmodellen er dog mere generel end Netvolumen modellen, idet der ikke er foretaget restriktive antagelser, om at alle sammenhænge mellem omkostninger og costdrivere er lineære.

Tankegangen i Cost modeller er, at man på baggrund af en estimeret omkostningsfunktion (step 1) kan beregne hvert selskabs forventede omkostninger (step 2). Sættes selskabernes forventede omkostninger i forhold til de faktiske omkostninger fås et omkostningsindeks, der kan rangere de forskellige selskaber i forhold til hinanden (step 3). På baggrund af det rangerede indeks defineres best practice (benchmarkfronten) som 5-10 procent percentilen (step 4), hvorefter effektiviseringsprocenten kan beregnes for hvert selskab, som den relative afstand mellem selskabets indeks og benchmarken (step 5). I de tilfælde, hvor selskabets indeks er mindre end best practice sættes effektiviseringsprocenten lig nul. Når effektiviseringsprocenterne er beregnet, ganges de på selskabernes definerede omkostningsbase, og de individuelle effektiviseringspotentialer kan bestemmes og summeres til et samlet potentiale (step 6). Modeltilgangen beskrives mere formelt i Boks 1.

Boks 1 Opstilling af Cost model – 6 steps

Nedenfor beskrives Cost modellen mere formelt. Her benyttes Totex (total expenditures) som betegnelse for samlede omkostninger

1. **Estimering af omkostningsfunktion:** $\ln(\text{Totex})$ regresseres på alle forventede costdrivere, som tillades at indgå med varierende funktionelle former
 - Estimeringsprocessen er iterativ – hvor modellen selekteres via signifikans- og informationskriterier
2. **Forventede omkostninger:** Forventet Totex, $\overline{\text{Totex}}$, beregnes via omkostningsfunktionen fra step 1 og det individuelle selskabs costdrivere
3. **Omkostningsindeks:** Omkostningsindekset beregnes for selskab i som $index_i = \frac{\text{TOTEX}_i}{\overline{\text{TOTEX}}}$, hvor
 - $index_i < 1$ implicere omkostningerne er lavere end forventet givet selskabs i 's costdrivere
4. **Best practice:** Best practice = θ , defineres som 5 eller 10 % percentil af indekset defineret i step 3
5. **Effektiviseringsprocent:** Effektiviseringsprocenten defineres $\frac{index_i - \theta}{index_i} \%$
6. **Bruttopotentiale:** Bruttopotentialet er lig summen af individuelle potentialer, defineret som effektiviseringsprocent* $\overline{\text{Totex}}$, hvor $\overline{\text{Totex}}$ er eksklusiv omkostninger til varmetab i distribution og transmission.

Note: Omkostninger til varmetabet er defineret som varmetab i MWh gange pris per MWh for de enkelte værker. Pris per MWh varme stammer fra Energistyrelsens varmeprisstatik, hvor selskaberne dels indberetter den variable pris (pris per MWh) samt det faste bidrag. Idet selskaberne har mulighed for en vis diskrepans i omkostningsfordelingen mellem variable og faste bidrag tages der forbehold for kvaliteten af data.

Kilde: Copenhagen Economics

Erfaringsmæssigt kan veldefinerede Cost modeller være gode til at opgøre samlede bruttopotentiale, mens de er mindre gode til præcist at opgøre de individuelle potentialer grundet vægten på restriktiv parametrisk estimering⁶. Her skal ”finere” værktøjer som fx DEA i spil. Dvs. det samlede estimerede bruttopotentiale for sektoren under ét ikke forventes at afvige betydeligt fra de potentialer, der senere vil blive identificeret via DEA værktøjer, men at individuelle potentialeopgørelser sandsynligvis vil rykke sig.

Før beregningen af bruttopotentialet kan påbegyndes er det nødvendigt at definere de samlede omkostninger samt mulige costdrivere på baggrund af det foreliggende data beskrevet indgående i Boks 2 under trin 2. Udgangspunktet er Energitilsynets Priseftersyningsdata, som i 2012 indeholder omkostningsdata for 22 affaldsforbrændingsanlæg og 556 øvrige ud af 612 fjernvarmeselskaber. Alle 35 centrale (kraft)-varmeværker indgår i datagrundlaget.

De samlede omkostninger

De samlede omkostninger defineres som summer af:

- Brændselsudgifter inklusiv skatter og afgifter
- Indkøbt elektricitet, vand og kemikalier
- Drift og vedligeholdelsesomkostninger på produktionsanlæg, net og øvrige anlæg
- Driftsomkostninger i transmissionsnet
- Løn i distribution, produktion og administration
- Afskrivninger på distributions-, produktions- og transmissionsanlæg

De samlede omkostninger er dermed lig driftsomkostninger og afskrivninger, mens rentekomkostninger og henlæggelser er holdt ude, fordi de ikke er gode proxyer for selskabernes WACC⁷.

⁶ Med restriktiv parametrisk estimation menes modeller, hvor de funktionelle sammenhænge mellem omkostninger og costdrivere er begrænset til de matematiske specifikationer, som indledningsvist lægges til grund. Dvs. der er opspillet en lineær model, hvor estimationens formål alene er at bestemme omkostningsvægtene på de forskellige costdrivere.

⁷ WACC er en forkortelse for weighted average cost of capital og svarer til den forrentning selskaberne skal have for deres givne aktiver.

For produktionsleddet skal det bemærkes, at eventuelle indtægter fra elproduktion er trukket ud af produktionsomkostningerne, således at varmeproduktionsomkostningerne kan anskues isoleret.⁸ For distribution og transmissionsleddet skal det bemærkes, at omkostninger til eksternt varmeindkøb ikke er indeholdt i driftsomkostningerne, som indgår i omkostningsbasen. Det skyldes, at selskaberne oftest kun har adgang til én varmeleverandør (producent), så omkostninger til eksternt varmeindkøb er eksogent og kan pga. hvile-i-sig-selv regulering kun reduceres ved, at den tilkoblede varmeproducent effektiviseres.

Til sidst skal det nævnes, at omkostninger relateret til varmetab i distribution er inkluderet, når omkostningsfunktionen estimeres (step 1), men ekskluderet, når effektiviseringsprocenten omregnes til et potentiale (step 6). Årsagen til, at omkostninger til varmetabet kun delvist er ekskluderet i beregningen, skyldes, at selskaberne et vist stykke hen ad vejen har mulighed for at mindske tabet gennem bedre styring af nettet. Omkostningen til varmetabet er beregnet som en mængde ganget en pris. Mængden kan udledes fra prisetervisningsdataet, mens prisen er ukendt. For at løse dette problem benyttes den variable pris fra energistyrelsens varmeprisstatistik. Idet selskaberne har mulighed for en vis diskrepans i fordelingen mellem variable og faste prisbidrag, tages der forbehold for kvaliteten af dette data.

Initialt identificerede costdrivere

På baggrund af det tilgængelige prisetervisningsdata fra Energitilsynet er der mulighed for at definere en række costdrivere.

Mulige ydelsesvariable er:

- Produceret mængde varme, MWh
- Leveret/distribueret mængde varme, MWh
- Varmetab, MWh [leveret mængde – solgt mængde]
- Hovedledninger, km (rør, der forestår transport af vand rundt i systemet)
- Stikledninger, km (rør, der forbinder slutkunden til hovedledningen)
- Fremløbstemperatur (temperatur, når vand sendes ud i systemet mod slutkunderne)
- Tilbageløbstemperatur (temperatur, når vand sendes tilbage til producenten)

Mulige variable for eksterne rammevilkår

- Variable, der fanger top down heterogenitet
 - Variable, der indikerer om selskab forestår
 - Produktion
 - Kun distribution og/eller transmission
 - Produktion, distribution og/eller transmission
 - Elektricitetsproduktion
- Variabel, der indikerer om værket er et barmarksværk
- Variable, der fanger bottom up heterogenitet
 - Brændselstype, hvis producent
 - Dvs. Olie, gas, bio, overskudsvarme, etc.
 - Kundetæthed, hvis distributør defineret som leveret mængde/km hovedledning⁹

⁸ Denne tilgang kan give anledning til bias i det tilfælde, hvor elsalgsprisen ikke afspejler de sande omkostninger, der er forbundet med den isolerede elproduktion. Denne problematik opstår, når elpriserne er høje, hvormed der potentielt allokeres for få omkostninger til varmeproduktionen. I de videre analyser vil denne problematik blive forsøgt håndteret mere dybt.

⁹ Denne definition af kundetæthed er meningsfuld, hvis alle slutkunder forbruger omtrent samme mængde varme, hvormed store mængder per km hovedledninger implicerer mangle slutkunder per km hovedledning og dermed høj kundetæthed. I de videre analyser vil der indgå analyser, som også afdækker, hvordan kundetæthed samvarierer med hovedledninger, stikledninger, varmetab, fremløbstemperatur og tilbageløbstemperatur.

Sammenlignet med kapitel 2 er der en række rammevilkår, der ikke dækkes af data. Dette gælder særligt urbanisering, højdeforskelle samt jordbundsforhold, der er relevante i distributionen og transmissionen. Idet urbanisering oftest er korreleret med kundetæthed forventes dette ikke at give anledning til nævneværdige problemer¹⁰, mens manglende data for i særdeleshed højdeforskelle kan medføre, at der på tværs af selskaber ikke i tilstrækkelig grad tages højde for pumpningsbehov.

Efter at have gennemgået initiale overvejelser om det påtænkte omkostningsbegreb samt mulige (dvs. tilgængelige) costdrivere, kan vi gå videre til trin 2, hvor vi først gennemgår modellen, hvor der antages fast primært brændsel, og dernæst modellen, hvor der antages frit brændselsvalg. Begge modeller følger 6 steps modellen udviklet i trin 1. Til sidst beskrives den usikkerhed, der er forbundet med de gennemførte beregninger.

Trin 2: Potentiale og usikkerhed

Model med eksplicit inddragelse af det primære brændsel

Baseret på den udviklede 6 steps procedure estimeres først en omkostningsfunktion, der kan beregne hvert selskabs forventede omkostninger. Estimeringen er baseret på et ubalanceret paneldatasæt¹¹ for hhv. 2010, 2011 og 2012. Givet de mulige costdrivere (angivet med varierende funktionelle former) omtalt i trin 1 findes den bedste model, hvor følgende variable indgår som costdrivere:

Ydelser

- Varmeproduktion (produktion)
- Leveret mængde (distribution)
- Varmetab (distribution)
- Fremløbstemperatur (distribution)
- Tilbageløbstemperatur (distribution)
- Hovedledning (distribution)

Rammevilkår

- Elektricitetsproduktion (indikator, når varmeproducent også producerer elektricitet)
- Barmark (indikator for barmarksværker)
- Primært brændsel (indikator for naturgas, biobrændsel eller øvrige varmegivere fanget af konstanten)
- Kundetæthed (relevant for distribution)
- Distribution og/eller transmission (indikator, for selskaber, der distribuerer og/eller transmitterer)

Det statiske modeloutput er mere detaljeret angivet i Tabel 2, hvoraf det fremgår, at alle variable med undtagelse af det primære brændsel, naturgas og biobrændsel, er signifikante og forklarer 92 procent af omkostningsvariationerne.¹²

¹⁰ I de videre analyser vil der blive testet for forholdet mellem urbaniseringsgrad og kundetæthed.

¹¹ Et paneldatasæt indeholder observationer for samme enheder over flere perioder. At datasættet er ubalanceret vil sige, at der i de forskellige perioder kan være kommet nye enheder til, eller at enheder fra tidligere perioder er udgået.

¹² For brændsler skal det bemærkes, at variation i inputhedsomkostninger typisk kan have en noget større variation henover årene, end hvad der gælder for de andre inputvariable. Det betyder en del for estimationen, fordi koefficienterne reelt fanger en relativ pris per enhed. Det betyder, at koefficienter kan være ganske afhængige af valgt estimationsår

Table 2 Model med eksplicit inddragelse af det primære brændsel

VARIABLE	TOTEX log	Robust Std.
Varmeproduktion (log)	0,014 **	1,54E-03
Varmeproduktion	-8,15E-07 ***	2,89E-07
Varmetab	1,09E-06 ***	4,09E-07
Varmetab (log)	-0,188 **	0,09
Varmetab^2 (log)	0,021 ***	0,01
Leveret mængde(log)	0,094 ***	0,02
Kundetæthed (log)^2*max(distribution, transmission)	6,04E-06 **	2,58E-06
Hovedledning (log)*max(distribution, transmission)	0,330 ***	0,04
Elektricitetsproducent	0,455 ***	0,05
Transmissionsselskab	0,245 **	0,10
Barmark	-0,070 **	0,03
Fremløbstemperatur	0,009 ***	2,18E-03
Tilbageløbstemperatur (log)	0,277 **	0,12
Gas	0,006 *	0,06
Biobrændsel	-0,138	0,06
Konstant	11,46 ***	0,59
Observationer		827
R^2		0,92
Standardfel in parentes		
*** p<0,01, ** p<0,05, * p<0,1		
Mean VIF	27,33	
White's test	181,46***	

Note: Om variablene: Varmeproduktion, varmetab og leveret mængde er opgjort i MWh – variablene indgår log-transformeret og i niveau. Varmetab angiver forskellen mellem varme, der indløber i nettet, og som leveres. Kundetæthed er defineret som leveret mængde ift. kilometerhovedledning og indgår i 7. modelvariabel, hvor den er log transformeret og sat i anden. Max(distribution, transmission) er en dummy, der fanger om selskabet forestår distribution og/transmission. Hovedledning er i kilometer. Elektricitetsproducent er en dummy for om selskabet producerer el. Barmark er en dummy for om selskabet er et barmarksværk Transmissionsselskab er en dummy for om selskabet transmittere. Fremløbstemperaturen er celsius-temperaturen ved fremløb i nettet. Tilbageløbstemperaturen er celsius-temperaturen ved tilbageløb i nettet, som er log-transformeret. Gas og biobrændsel er indikatorer for om det primære brændsel er hhv. gas eller biobrændsel.

Stjerner (*) på parameterestimer under TOTEX log angiver signifikansniveauet: (*) betyder at variabelen er signifikant på et 10 procent signifikansniveau, (**) betyder at variabelen er signifikant på et 5 procent signifikansniveau, (***) betyder at variabelen er signifikant på et 1 procent signifikansniveau.

I den sidste kolonne i tabellen angives de robuste standardfejl korrigeret for heterogenitet i fejlløbet.

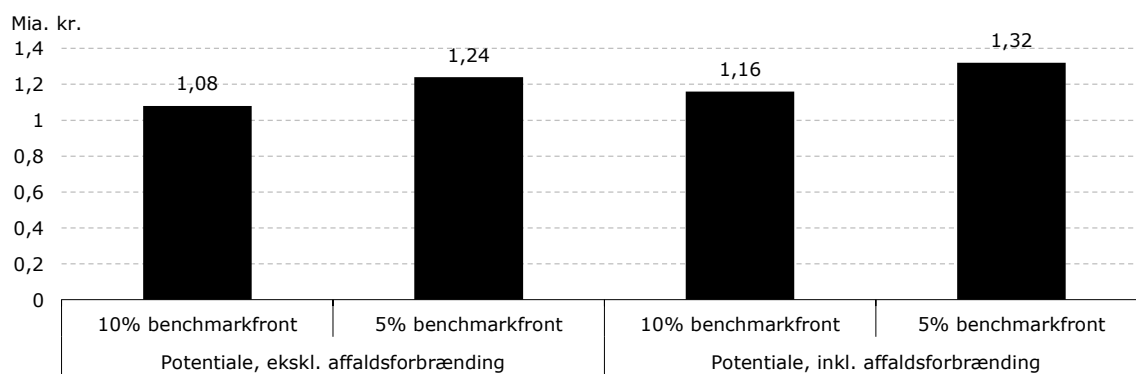
Under de 3 hovedkolonner angives andet modeloutput. Det følger heraf, at modellen er estimeret på baggrund af 827 observationer og de udvalgte variable er i stand til at forklarer 92 procent af variationen i de log-transformerede omkostninger. MEAN VIF angiver om der er tegn på multikollinearitet, hvilket ikke er tilfældet, mens White's test viser tegn på heterogenitet, hvorfor der er benyttet robuste standardfejl.

Kilde: Copenhagen Economics

Opgørelse af potentiale og usikkerhed

På baggrund af estimeringsmodellen er det muligt at følge hele 6 steps proceduren i Boks 1 og dermed beregne potentialet. Grundet datausikkerheden beskrevet i Boks 2 længere nede er fokus først på en potentialeberegning baseret på 2012-tal. Denne breddes derefter ud til 2010 og 2011.

Potentialet ekskl. affaldsforbrændingsanlæggene vurderes samlet at ligge mellem 1,08 og 1,24 mia. kr., mens det inklusiv affaldsforbrændingsanlæggene vurderes at ligge mellem 1,16 og 1,32 mia. kr. jf. Figur 8..

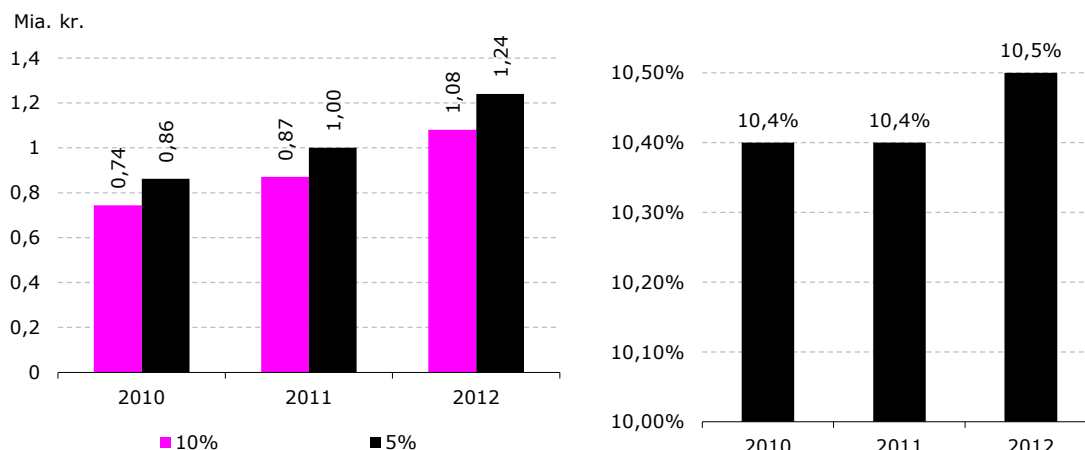
Figur 8 Effektiviseringspotentiale

Note: For en benchmark med en percentil på 10 procent vurderes potentialet eksklusiv affaldsforbrændingsanlæggene, når der tages højde for usikkerhed, at ligge mellem 1,05 og 1,1 mia. kr. og tilsvarende for en benchmarkpercentil på 5 procent at ligge mellem 1,22 og 1,26 mia. kr. Der er benyttet et 5 procent konfidensinterval til at afgøre et øvre og nedre interval for de forventede omkostninger beregnet på baggrund af Tabel 2. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude

Kilde: Copenhagen Economics

I sammenhæng med potentialevurderingen skal det nævnes, at det kan have nedadrettet bias, fordi beregningen er baseret på hhv. 556 selskaber eksklusiv affaldsforbrændingsanlæggene og 578 selskaber inklusiv affaldsforbrændingsanlæggene, hvormed der mangler individuelle potentialer for 25 selskaber.

Udover et potentiale for 2012 er der også beregnet potentiale og gennemsnitlige effektiviseringsprocenter for årene 2010 og 2011. I 2010 vurderes potentialet til 0,74 og 0,86 mia. kr., mens det for 2011 vurderes til 0,87-1,0 mia. kr., jf. Figur 9. Årsagen til at potentialerne i årene før 2012 fremstår mindre end de for 2012 1,08-1,24 mia. kr. skal ses i sammenhæng med, at mindre stikprøver implicerer færre omkostninger. I 2010 og 2011 indgår der henholdsvis 480 og 481 selskaber mod de 556 selskaber i 2012-beregningen. Det mindre antal selskaber skyldes ikke en branchetendens mod etablering af nye selskaber, men i stedet datamangler historisk. For at kontrollere for denne divergens sammenlignes effektiviseringsprocenterne også historisk, hvoraf det følger, at den gennemsnitlige effektiviseringsprocent i både 2010 og 2011 var 10,4 procent, mens den i 2012 steg til 10,5 procent, jf. Figur 9. Dvs. at tegn på stor år-til-år variation udviskes. Dette billede understøttes også af fordelingen af effektiviseringsprocenterne for årene 2010, 2011 og 2012 angivet i Bilag A.

Figur 9 Potentiale over tid

Note: Figuren til venstre viser effektiviseringspotentialerne for hhv. 480 (2010), 481 (2011) og 556 (2012) selskaber, mens figuren til højre viser de gennemsnitlige effektiviseringsprocenter ved 5% percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

Udover de egentlige potentialer er det også interessant at anskue fordelingen af effektiviseringsprocenter. For rene produktionsselskaber, distributionsselskaber og transmissionsselskaber er den gennemsnitlige effektiviseringsprocent godt 11 procent, mens den total set ligger på knap 11 procent, jf. Tabel 13.

Tabel 3 Effektiviseringsprocenter fordelt på services

	Produktionsselskaber	Distributionsselskaber	Transmissionsselskaber	Andet	Totalt
Gennemsnit	11,1%	11,6%	11,3%	6,4%	10,5%
Min	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1. kvartil	9,8%	10,9%	8,9%	0,0%	7,9%
Median	12,1%	12,4%	11,7%	4,9%	11,9%
3. kvartil	13,3%	13,4%	15,2%	10,6%	13,2%
Max	31,3%	31,3%	20,2%	30,0%	31,3%

Note: Beregninger baseret på 5 % percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

Spredningen i effektiviseringspotentialer tyder således ikke på betydelig bias på tværs af services. I et top down perspektiv skal det også nævnes, at modellens evner til mere generelt at håndtere størrelsesforskelle ikke tyder på at give anledning til problemer, jf. Bilag A.

Udover top down spredning fordelt på forskellige serviceled er det også interessant at undersøge, hvordan modelresultaterne forholder sig til bottom up heterogenitet.

Ses der således på de gennemsnitlige effektiviseringsprocenter for årene 2010-2012 fordelt på brændselstype, er der begrænsede tegn på variation. De fleste producenter fyrer enten med naturgas eller biobrænd-

sel. Naturgasbaseret produktion er i gennemsnit en smule mere effektiv end produktion baseret på bio-brændsel: I den naturgasbaserede produktion er effektiviseringsprocenten i gennemsnit 10,5 procent, mens den i biobaseret produktion i gennemsnit er 11,5 procent, jf. Tabel 4. Divergensen mellem de to brændselstyper kan udover modelfejl skyldes, at højere brændselspriser (inklusive skatter og afgifter) har udløst relativt større effektiviseringspres i den naturgasbaserede produktion for at mindske forbrugernes priser.

Tabel 4 Effektiviseringsprocenter fordelt på brændsler

	Antal observationer	Gennemsnitlig effektiviseringsprocent
Naturgas	813	10,5%
Biobrændsel	383	11,5%
Olie	86	12,5%
Biogas og bioolie	18	11,5%
Kul	16	18,0%
Industriel overskudsvarme	3	15,6%

Note: Beregninger baseret på 5 % percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

Udover biobrændsel- og naturgasbaseret produktion findes der også et begrænset antal producenter, som benytter andre typer brændsler som olie, biogas, kul og overskudsvarme. For disse producenttyper – med undtagelse af biogas og bioolie - er der tegn på noget højere gennemsnitlige effektiviseringsprocenter. Dette kan drives af modelfejl, eller at der i visse tilfælde er ganske få observationer, hvormed ineffektivitet grundet tilfældighed kommer til at dominere billedet.

Til sidst kan det i et bredere perspektiv også være interessant at se, hvordan effektiviseringsprocenter fordeler sig på landsdele og ejerskab som i Tabel 5 og 6 nedenfor.

I fordelingen på landsdele ses det, at for hver landsdel er fordelingen forholdsvis jævn over de 3 år, 2010, 2011 og 2013. Derudover ses der en tendens til, at de gennemsnitlige effektiviseringsprocenter er lavere i hovedstadsregionen end i de øvrige landsdele. Forskellen mellem hovedstaden og de øvrige landsdele er varierende, men spænder op til godt 4 procentpoint. Dette kan være drevet af det forhold, at konkurrencesituationen i hovedstadsområdet med flere producenter i højere grad skaber et nedadgående omkostningspres.

Tabel 5 Effektiviseringsprocenter fordelt på regioner

	2010	2011	2012
Region Hovedstaden	6,7%	7,4%	8,5%
Region Midtjylland	11,8%	11,9%	11,4%
Region Nordjylland	11,2%	11,1%	10,9%
Region Sjælland	9,9%	9,9%	10,6%
Region Syddanmark	11,8%	11,8%	11,4%
Totalt	10,4%	10,4%	10,5%

Note: Beregninger baseret på 5 % percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

I opdelingen på ejerforhold ses en tendens til, at forbrugerejede og kommercielle selskaber er 1-4 procentpoint mere effektive end kommunalt ejede selskaber.

Tabel 6 Effektiviseringsprocenter fordelt på ejerskabsform

	2010	2011	2012
Andet	1,5%	3,0%	4,5%
Boligforening	4,4%	3,9%	4,5%
Forbrugerejet	11,4%	11,6%	11,1%
Kommercielt	8,2%	8,4%	10,3%
Kommunalt	12,6%	13,0%	13,1%
Totalt	10,4%	10,4%	10,5%

Note: Beregninger baseret på 5 % percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude. Ved kommercielle selskaber forstås selskaber, der er ejet af professionelle investorer.

Kilde: Copenhagen Economics

Model uden eksplicit inddragelse af naturgas

I tillæg til modellen med eksplicit inddragelse af det primære brændsel er der også foretaget beregninger for en lignende model, hvor alene biobrændsel indgår som costdriver. Det skyldes, at brændselsinputtet, jf. Tabel 2, statistisk ikke viste sig signifikant.

Det statiske modeloutput er mere detaljeret angivet i Tabel 7, hvoraf det fremgår, at alle variable er signifikante og forklarer 92 procent af omkostningsvariationerne. Potentialet og effektiviseringsprocenterne er uforandrede i forhold til modellen med inddragelse af det primære brændselsvalg, hvorfor det angives i Bilag C.

Tabel 7 Model uden eksplicit inddragelse af naturgas

VARIABLE	TOTEX log	Robust Std.
Varmeproduktion^2 (log)	0,014 **	0,002
Varmeproduktion	-8,16E-07 ***	2,89E-07
Varmetab	1,09E-06 ***	4,07E-07
Varmetab (log)	-0,187 **	0,091
Varmetab^2 (log)	0,021 ***	0,006
Leveret mængde(log)	0,094 ***	0,020
Kundetæthed (log)^2*max(distribution, transmission)	6,04E-06 **	2,59E-06
Hovedledning (log)*max(distribution, transmission)	0,330 ***	0,036
Elektricitetsproducent	0,456 ***	0,043
Transmissionsselskab	0,246 **	0,100
Barmark	-0,069 **	0,027
Fremløbstemperatur	0,009 ***	0,002
Tilbageløbstemperatur (log)	0,276 **	0,120
Biobrændsel	-0,142 ***	0,044
Konstant	11,46 ***	0,58
Observationer		827
R^2		0,92
Standardfejl i parentes		
*** p<0,01, ** p<0,05, * p<0,1		
Mean VIF	28,66	
White's test	175,48***	

Note: Om variablene: Varmeproduktion, varmetab og leveret mængde er opgjort i MWh – variablene indgår log-transformeret og i niveau. Varmetab angiver forskellen mellem varme, der indløber i nettet, og som leveres. Kundetæthed er defineret som leveret mængde ift. kilometerhovedledning og indgår i 7. modelvariabel, hvor den er log transformeret og sat i anden. Max(distribution, transmission) er en dummy, der fanger om selskabet forestår distribution og/transmission. Hovedledning er i kilometer. Elektricitetsproducent er en dummy for om selskabet producerer el. Barmark er en dummy for om selskabet er et barmarksværk Transmissionsselskab er en dummy for om selskabet transmittere. Fremløbstemperaturen er celsius-temperaturen ved fremløb i nettet. Tilbageløbstemperaturen er celsius-temperaturen ved tilbageløb i nettet, som er log-transformeret. Biobrændsel er indikatorer for om det primære brændsel er biobrændsel. Stjerner (*) på parameterestimater under TOTEX log angiver signifikansniveauet: (*) betyder at variablen er signifikant på et 10 procent signifikansniveau, (**) betyder at variablen er signifikant på et 5 procent signifikansniveau, (***) betyder at variablen er signifikant på et 1 procent signifikansniveau.

I den sidste kolonne i tabellen angives de robuste standardfejl korrigeret for heterogenitet i fejleddet.

Under de 3 hovedkolonner angives andet modeloutput. Det følger heraf, at modellen er estimeret på baggrund af 827 observationer og de udvalgte variable er i stand til at forklarer 92 procent af variationen i de log-transformerede omkostninger. MEAN VIF angiver om der er tegn på multikollinearitet, hvilket ikke er tilfældet, mens White's test viser tegn på heterogenitet, hvorfor der er benyttet robuste standardfejl.

Kilde: Copenhagen Economics

Boks 2 Datahåndtering og -usikkerhed

Benchmarkanalysen er baseret på Energitilsynets Prisetterseringsdata. Datausikkerhed fremstår større tilbage i tid, så data er reduceret til et ubalanceret panel fra 2010-2012, som modellen i Tabel 2 er estimeret på baggrund af.

Trods reduktion i paneldatasættets tidsdimension vurderes der stadig at være nogen datausikkerhed i forhold til omkostningerne og stor usikkerhed i forhold til costdrivere. Energitilsynet vurderer en usikkerhed i de indberettede costdrivere på omtrent 20 procent af alle indtastninger.

For omkostningerne er det i særdeles usikkerhed i forhold til allokeringen af omkostningerne mellem driftsomkostninger og kapitalomkostninger. Denne usikkerhed kan videre underbygges af diskussioner på costdriver workshoppen, hvor det fremgik, at der fra selskab til selskab er betydelig forskel i praksis for, hvordan omkostninger til fx rørlægning konteres. Derudover er der, når data anskues i plots indikationer for, at omkostningsallokeringen, når selskaberne har flere aktiviteter (produktion, distribution osv.) ikke altid allokeres til de rette aktiviteter. Idet analysen af bruttopotentialet er baseret på et samlet omkostningsbegreb medfører fejlallokering af omkostninger kun problemer i de tilfælde, hvor ikke-fjernvarmeaktiviteter indgår i selskabet – det kunne fx være elproduktion. Derudover medfører fejlallokering af omkostninger problemer, når hypotetiske costdrivere undersøges i forhold til udvalgte omkostninger

Costdriveres vurderede usikkerhed på 20 procent af indtastningerne viser sig oftest på 3 måder:

- Ofte "missing values"
- Inkonsistens
- Tydeligere fejl

"Missing values" for stabile variable håndteres pba. data fra andre år (fx ledninger og temperaturer givet udvikling i leveret mængde).

Inkonsistens identificeres først via "sanity checks" – fx kan man ikke distribuere uden enten at have produceret eller købt varme eksternt.

Tydeligere fejl korrigeres manuelt – fx data indtastet i mio. fremfor 1000 kr.

Observationer med fejl og "missing values", der ikke kunne rettes med en "vis" rimelighed blev holdt ude i regressionsanalysen. Udelukkede observationer i 2012 udgjorde 49. De blev genskabt via matching og indgår dermed i potentialeberegningen

Kilde: Copenhagen Economics

Trin 3: Perspektiv til tidligere studier

Bruttopotentialet mellem 1,1 og 1,2 mia. kr. fundet i denne rapport kan også sættes i perspektiv til hvad der er fundet i tidligere studier. Der findes potentialeberegninger for den danske fjernvarmesektor fra 2001 og 2004 foretaget af hhv. Risø samt Energi- og Konkurrencestyrelsen.

Risø (2001)

I Risøs analyse er der på baggrund af Dansk Fjernvarme Forenings data fra 1998/1999 foretaget to typer analyser:

- En analyse med kontrol for brændselsinput
- En analyse uden kontrol for brændselsinput.

I begge analyser beregnes en effektiviseringsprocent alene for selskabernes driftsomkostninger inklusiv varme og brændselsindkøb. Effektiviseringsprocenterne vurderes at ligge mellem 5¹³ og 36¹⁴ procent afhængig af analysetype og antagelse om skalaafkast. Holdes dette op imod en gennemsnitlig effektiviseringsprocent på 10,5 procent fundet i vores nyere beregning af bruttopotentialet, jf. Tabel 3, ses det således, at vores vurdering ligger indenfor spændet fundet af Risø.

¹³ I analysen med kontrol for brændselsinput identificeres et effektiviseringspotentiale på i gennemsnit 5-9 procent af driftsomkostningerne afhængig af antagelse om skalaafkast.

¹⁴ I analysen med kontrol for brændselsinput identificeres et effektiviseringspotentiale på i gennemsnit 21-36 procent af driftsomkostningerne afhængig af antagelse om skalaafkast.

Analysen foretaget af Risø er dog ikke fuldt sammenlignelig med den analyse, som vi har foretaget. Det skyldes, at analysen kun er baseret på driftsomkostninger og ikke samlede omkostninger, samt at kun 1/3 af alle fjernvarmeselskaber dækkes mod knap 95 procent i vores analyse, når affaldsforbrændingerne er holdt ude.

Udover forskelle mellem Risøs og vores analyse, lider den første også under en række svagheder. Analysen benytter ganske få costdrivere:

- Leveret varme
- Antal tilslutninger
- Udvalgte brændsler

Dvs. costdrivere som anlægsaktiver (fx ledningsnet) og kundetæthed, der er identificeret som vigtige costdrivere i vores analyse, er holdt ude. Derudover skal det nævnes, at analysen ikke håndterer mulige synergier ved samproduktion og vertikale produktionsforhold. Færre costdrivere såvel som udeladelse af synergieffekter trækker sammenlignet med vores analyse i retning af en opadgående bias for effektiviseringsprocenten.

Energi- og Konkurrencestyrelsen (2004)

I Energi- og Konkurrencestyrelsens analyse er der på baggrund af Dansk Fjernvarme Forenings data fra 2002/2003 foretaget to typer analyser:

- En bred analyse
- En opdelt analyse for at opnå homogenitet

I begge analyser beregnes et effektiviseringspotentiale alene for selskabernes driftsomkostninger eksklusiv brændselsindkøb. Effektiviseringspotentialet vurderes at ligge mellem 0,6¹⁵ og 1,0¹⁶ mia. kr. afhængig af analysetype. Holdes dette op imod et effektiviseringspotentiale på 1,1-1,2 mia. kr. fundet i vores nyere beregning af bruttopotentialet, jf. Tabel 3, ses det således, at vores vurdering ligger lidt over. Det skal ses i sammenhæng med, at Energi- og Konkurrencestyrelsens beregning holder afskrivninger ude. Dvs. hvis det inddrages, at afskrivninger udgør 45 procent af samlede omkostninger ekskl. brændselsudgifter kan de 0,6-1 mia. kr. skaleres op til 1,1-1,8 mia. kr. – hvori intervallet fundet i vores analyse er indeholdt.¹⁷

Udover forskelle mellem Energi- og Konkurrencestyrelsens og vores analyse, lider den første også under en række svagheder. Analysen benytter ganske få costdrivere:

- Vægtet ledningslængde
- Kundetæthed
- Vægtet spædevand

Dvs. costdrivere som produceret og leveret mængde, der er identificeret som vigtige costdrivere i vores analyse, er holdt ude. Derudover skal nævnes, at analysen ikke håndterer mulige synergier ved samproduktion og vertikale produktionsforhold.

¹⁵ Baseret på den opdeltte analyse efter ekstrapolering til hele sektoren

¹⁶ Baseret på den brede analyse efter ekstrapolering til hele sektoren

¹⁷ Bemærk, at idet benchmarkanalysen ikke inddrager brændselsudgiften vil det automatisk betyde relativt højere effektiviseringsprocenter. Derfor skal skaleringen af potentialet se bort fra brændselsudgiften som en del af omkostningsbasen. Samme ræsonnement gælder ikke for afskrivninger, fordi driftsomkostninger og afskrivninger er substitutter.

Litteraturliste

COWI (2009): Undersøgelse af incitamentsstrukturen i fjernvarme-sektoren

EA Energianalyse (2012): Reguleringsmodeller for fjernvarmen

Energistyrelsen (2007): Forslag til effektivisering i fjernvarmesektoren

Energi- og Konkurrencestyrelsen (2004): Rammevilkår for fjernvarmesektoren, Baggrundsrapport til projektet ”Effektivisering af fjernvarmesektoren”

Risø(2001): Effektiviseringspotentialet i fjernvarmesektoren: Drivfjedere, dogmer og driftsledelse – en varmelov, der vil noget?

www.fjernvarmeinfo.dk

Data

Energistyrelsens energistatistik

Priseftervisningsdata, Energitilsynet

Dansk Fjernvarmeforenings brændselsprisindeks (inkl. afgifter)

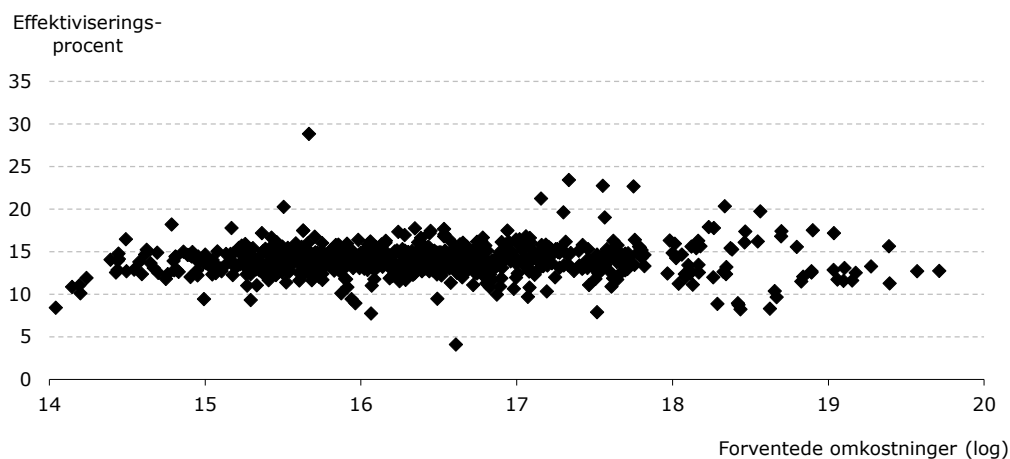
Bilag A

Følsomhed af modelresultater overfor størrelse

Fjernvarmesektorens koncentration samt heterogenitet som beskrevet i indledningen medfører en risiko for, at en samlet potentialemodel ikke er i stand til at levere middeltre resultater, som er uafhængig af selskabernes størrelse.

For at undersøge om der er tendens til, at modellen for bruttopotentialet over- eller undervurderer potentialet for visse selskabsstørrelser, kan selskabernes forventede omkostninger med de beregnede effektiviseringsprocenter sammenholdes. De forventede omkostninger siger noget om selskabernes størrelse, fordi beregningen heraf netop er baseret på variable som produceret og leveret mængde varme jf. Tabel 2. Plottes de forventede omkostninger mod effektiviseringsprocenterne som i Figur A.1 ses der ikke nogen tydelige tegn på, at størrelse (forventet omkostning) har betydning for den beregnede effektiviseringsprocent.

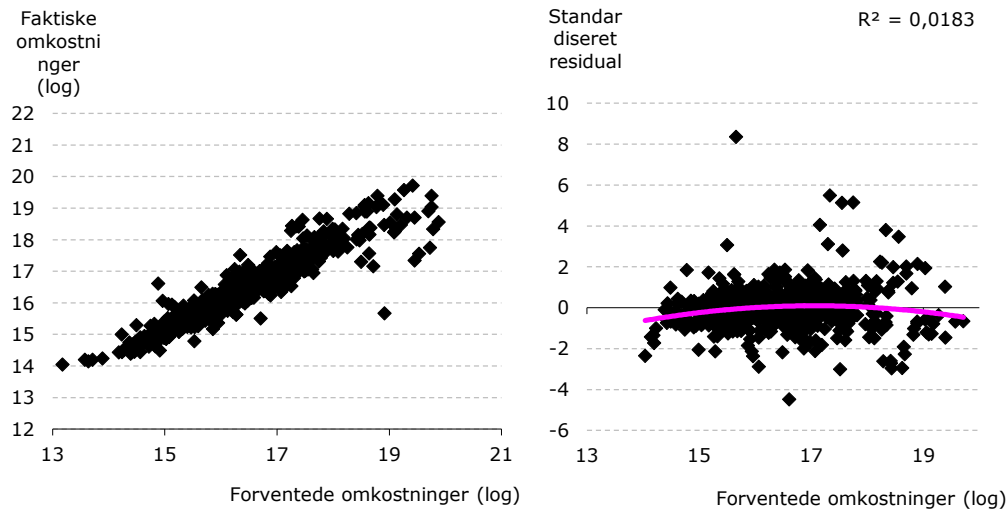
Figur A.1 Effektiviseringsprocent og forventede omkostninger



Note: I figuren indgår observationer for 812 selskaber for årene 2010, 2011 og 2012

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynets prisetervisningsdata

En mere stringent tilgang til at undersøge modellens evne til at forklare selskabernes omkostninger – herunder størrelses effekterne – vil være at anskue de forventede omkostninger i forhold til faktiske. Her viser det sig for det udsnit af variable, hvor datausikkerheden vurderes mindst, at de forventede omkostninger forklarer 86 procent af variationen i de faktiske omkostninger, og at der, når standardfejlene anskues, ikke er tegn på størrelsesafhængig systematik, jf. Figur A.2.

Figur A.2 Omkostninger plottet mod forventede omkostninger

Note: Figuren til venstre viser selskabernes forventede omkostninger på baggrund af modellen i Tabel 2 plottet mod selskabernes faktiske omkostninger. I figuren til højre er de forventede omkostninger plottet mod de standardiserede residualer fra en regression, hvor faktiske omkostninger regresseres på forventede omkostninger. Formålet med figuren er at undersøge om der er tegn på ikke-lineariteter, hvormed fx store selskabers omkostninger undervurderes af modellen. Undersøgelsen gennemføres her ved at indsætte en tendenslinje baseret på et 2. grad polynomium. I begge figurer indgår observationer for 812 selskaber for årene 2010, 2011 og 2012.

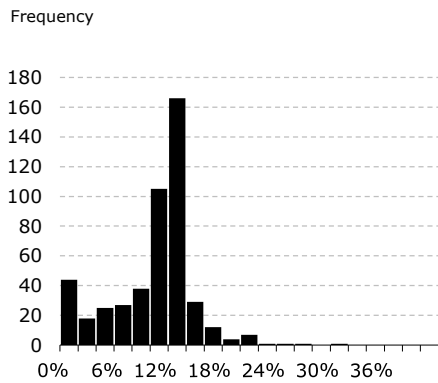
Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynets priseftervisningsdata

Dvs. at modellen samlet set ikke vurderes at have tydelige tegn på bias drevet af, at store og små selskaber vurderes indenfor rammerne af samme model.

Udover den poolede tværsnitstilgang benyttet ovenfor er det også interessant at undersøge, hvordan effektiviseringsprocenterne primært fordeler sig. I histogrammerne i Figur A.3 ses det, at gennem alle årene fordeler effektiviseringsprocenterne sig primært omkring 10-12 procents-niveauet med en tung hale mod venstre og meget få høje procenter.

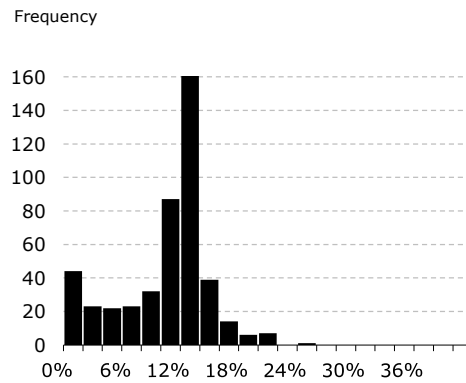
Figur A.3 Histogram af effektiviseringsprocenter

2010



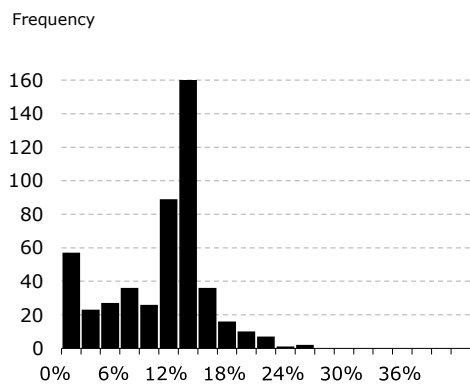
Pct.

2011



Pct.

2012



Pct.

Note: Benchmarken er baseret på 5% percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.
 Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynets prisetervisningsdata

Bilag B

Gevinster ved ændring i services

På baggrund af modellen, der ligger bag bruttopotentialet, kan det også undersøges, hvor meget selskaberne vinder i øget effektivitet ved at tilpasse deres services. Det undersøges konkret, hvor meget en virksomhed kan forbedre sit bruttopotentiale ved at øge produceret mængde med 10 procent eller tilsvarende reducere varmetabet med 10 procent.

En 10 procent forøgelse af den producerede mængde varme er forbundet med en reduktion af den initiale ineffektivitet på mellem 0,3 og 0,7 procent. Ligeledes ved at reducere varmetabet med 10 procent reduceres effektiviseringspotentialet med 0,6 til 1,4 pct.

Tabel B.1 Ændring i effektiviseringsprocent, procent

	Første kvartil	Median	Tredje kvartil
Produceret mængde	-0,4% – -0,7%	-0,3% – -0,4%	-0,4% – -0,7%
Varmetab	-0,9% – -1,4%	-0,6% – -0,8%	-0,9% – -1,4%

Note: Opdelingen på første, anden og tredje kvartil tager udgangspunkt i den costdrivere, der vurderes. Dvs. ved produceret mængde er selskaberne rangeret efter deres produktion, mens de ved varmetab er rangeret efter det varmetab, de oplever i distributionen. Resultaterne er baseret på et median selskab målt ved Totex. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

Fordi forholdet mellem produceret mængde og forventede omkostninger ikke er lineært, vil den marginale effekt afhænge af niveauet. Virksomheder, der producerer mindst (1. kvartil målt på produceret mængde) og mest (3. kvartil målt på produceret mængde) vil være i stand til at reducere deres ineffektivitet lidt mere end medianproducenten. Heraf følger det, at des mindre hhv. større mængde et selskab initialt producerer, des mere kan der vindes ved at forøge produktionen en smule mere.

Resultaterne i Tabel B.1 er baseret på en antagelse om et medianselskab målt ved Totex. Men Totex varierer på tværs af selskaber, hvorfor resultaternes følsomhed bør belyses. I Tabel B.2 angives spændet på effekterne, når der tages udgangspunkt i selskaber med Totex svarerende til første og tredje kvartil. Beregningerne viser, at resultaterne i B.1 er stabile.

Tabel B.2 Ændring i effektiviseringsprocent, procent

	Første kvartil	Median	Tredje kvartil
Produceret mængde	-0,4% – -0,7%	-0,3% – -0,4%	-0,4% – -0,7%
Varmetab	-0,9% – -1,4%	-0,6% – -0,8%	-0,9% – -1,4%

Kilde: Copenhagen Economics

Beregninger er gennemført via to skridt:

1. Beregning af margineffekten på forventede omkostninger
2. Ændringen i forventede omkostninger ændrer så omkostningsindekset, som igen påvirker det enkelte selskabs individuelle omkostningseffektivitet

Ydelser

- Varmeproduktion (produktion)
- Leveret mængde (distribution)
- Varmetab (distribution)
- Fremløbstemperatur (distribution)
- Tilbagefølbstemperatur (distribution)
- Hovedledning (distribution)

Rammevilkår

- Elektricitetsproduktion (indikator, når varmeproducent også producerer elektricitet)
- Barmark (indikator for barmarksværker)
- Primært brændsel: Naturgas, biobrændsel eller andet
- Kundetæthed (relevant for distribution)
- Distribution og/eller transmission (indikator, for selskaber, der distribuerer og/eller transmitterer)

Bilag C

Model uden eksplicit inddragelse af naturgas

Baseret på den udviklede 6 steps procedure estimeres først en omkostningsfunktion, der kan beregne hvert selskabs forventede omkostninger. Estimeringen er baseret på et ubalanceret panel datasæt for hhv. 2010, 2011 og 2012. Givet de mulige costdrivere (angivet med varierende funktionelle former) omtalt i kapitel 2 findes den bedste model, hvor følgende variable indgår som costdrivere:

Ydelser

- Varmeproduktion (produktion)
- Leveret mængde (distribution)
- Varmetab (distribution)
- Fremløbstemperatur (distribution)
- Tilbageløbstemperatur (distribution)
- Hovedledning (distribution)

Rammevilkår

- Elektricitetsproduktion (indikator, når varmeproducent også producerer elektricitet)
- Barmark (indikator for barmarksværker)
- Primært brændsel (indikator for biobrændsel eller andet)
- Kundetæthed (relevant for distribution)
- Distribution og/eller transmission (indikator, for selskaber, der distribuerer og/eller transmitterer)

Interessant er det, at naturgas som primært brændselsvalg ekskluderes som relevant costdriver, når modelvalget fuldt underlægges statistiske tests. Dette kan skyldes, at kombinationen af andre parametre, som barmark, biobrændsel, produceret mængde, elproduktion og distribution fungerer som proxy for de øvrige brændselstyper, herunder naturgas. Dette er ikke ensbetydende med, at prisdrevende forskelle i brændselsudgifter ikke påvirker selskabernes omkostninger, men snarere, at brændselsvalget er højt korreleret med efterspurgte ydelser samt eksterne rammevilkår.

Det statistiske modeloutput er mere detaljeret angivet i Tabel C.1, hvoraf det fremgår, at alle variable er signifikante og forklarer 92 procent af omkostningsvariationerne.

Tabel C.1 Model uden eksplicit inddragelse af naturgas

Varmeproduktion ² (log)	0,014 **	0,002
Varmeproduktion	-8,16E-07 ***	2,89E-07
Varmetab	1,09E-06 ***	4,07E-07
Varmetab (log)	-0,187 **	0,091
Varmetab ² (log)	0,021 ***	0,006
Leveret mængde(log)	0,094 ***	0,020
Kundetæthed (log) ² *max(distribution, transmission)	6,04E-06 **	2,59E-06
Hovedledning (log)*max(distribution, transmission)	0,330 ***	0,036
Elektricitetsproducent	0,456 ***	0,043
Transmissionsselskab	0,246 **	0,100
Barmark	-0,069 **	0,027
Fremløbstemperatur	0,009 ***	0,002
Tilbageløbstemperatur (log)	0,276 **	0,120
Biobrændsel	-0,142 ***	0,044
Konstant	11,46 ***	0,58
Observationer		827
R ²		0,92
Standardfejl in parentes		
*** p<0,01, ** p<0,05, * p<0,1		
Mean VIF	28,66	
White's test	175,48***	

Note: Om variablene: Varmeproduktion, varmetab og leveret mængde er opgjort i MWh – variablene indgår log-transformeret og i niveau. Varmetab angiver forskellen mellem varme, der indløber i nettet, og som leveres. Kundetæthed er defineret som leveret mængde ift. kilometerhovedledning og indgår i 7. modelvariabel, hvor den er log transformeret og sat i anden. Max(distribution, transmission) er en dummy, der fanger om selskabet forestår distribution og/transmission. Hovedledning er i kilometer. Elektricitetsproducent er en dummy for om selskabet producerer el. Barmark er en dummy for om selskabet er et barmarksværk Transmissionsselskab er en dummy for om selskabet transmittere. Fremløbstemperaturen er celsius-temperaturen ved fremløb i nettet. Tilbageløbstemperaturen er celsius-temperaturen ved tilbageløb i nettet, som er log-transformeret. Biobrændsel er indikatorer for om det primære brændsel er biobrændsel. Stjerner (*) på parameterestimer under TOTEX log angiver signifikansniveauet: (*) betyder at variablen er signifikant på et 10 procent signifikansniveau, (**) betyder at variablen er signifikant på et 5 procent signifikansniveau, (***) betyder at variablen er signifikant på et 1 procent signifikansniveau.

I den sidste kolonne i tabellen angives de robuste standardfejl korrigeret for heterogenitet i fejleddet. Under de 3 hovedkolonner angives andet modeloutput. Det følger heraf, at modellen er estimeret på baggrund af 827 observationer og de udvalgte variable er i stand til at forklarer 92 procent af variationen i de log-transformerede omkostninger. MEAN VIF angiver om der er tegn på multikollinearitet, hvilket ikke er tilfældet, mens White's test viser tegn på heterogenitet, hvorfor der er benyttet robuste standardfejl.

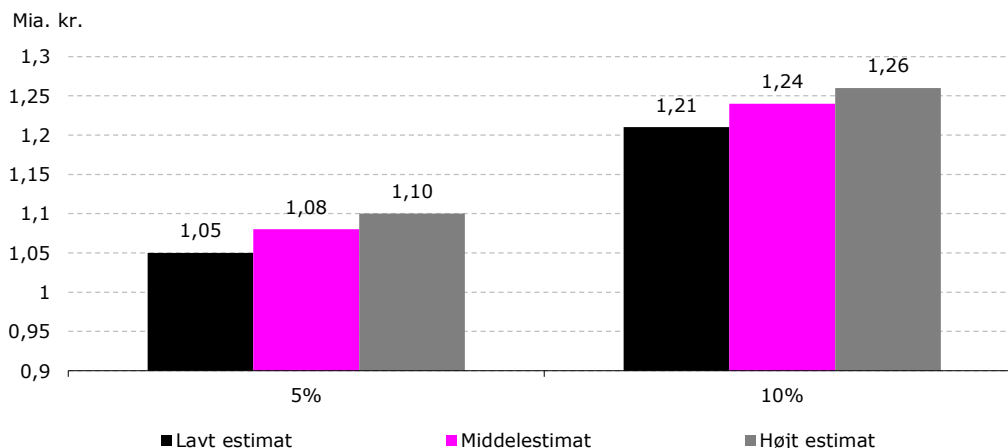
Kilde: Copenhagen Economics

Opgørelse af potentiale og usikkerhed

På baggrund af estimeringsmodellen er det muligt at følge hele 6 steps proceduren i Boks 1 i kapitel 2 og dermed beregne potentialet. Grundet datausikkerheden beskrevet i Boks 2 er fokus først på en potentialeberegning baseret på 2012-tal, som derefter bredes ud til også 2010 og 2011.

Potentialet vurderes samlet set at ligge mellem 1,08 og 1,24 mia. kr. For en benchmark med en percentil på 10 procent vurderes potentialet, når der tages højde for usikkerhed, at ligge mellem 1,05 og 1,1 mia. kr. og tilsvarende ved en 10 procent percentil at ligge mellem 1,21 og 1,26 mia. kr. jf. Figur C.1.

Figur C.1 Effektiviseringspotentiale



Note: Der er benyttet et 5 procent konfidensinterval til at afgøre et øvre og nedre interval for de forventede omkostninger beregnet på baggrund af Tabel C.1. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

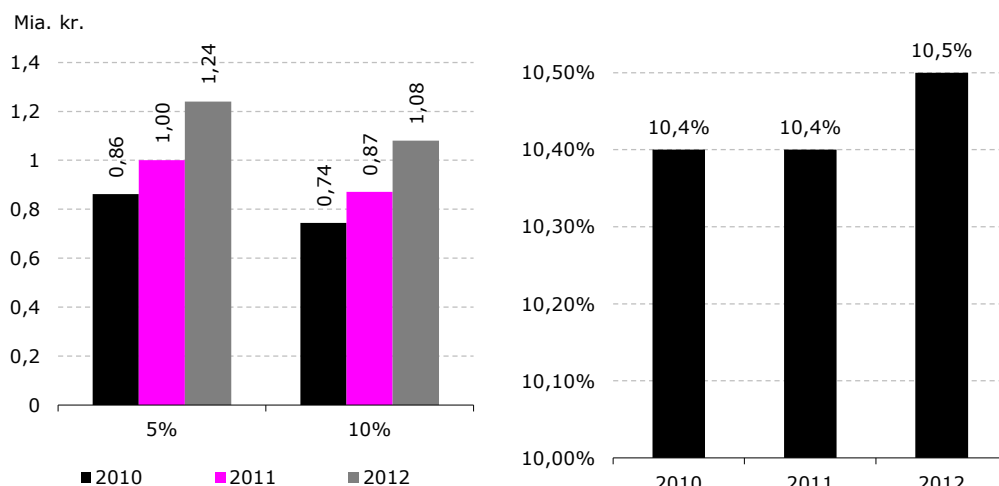
Kilde: Copenhagen Economics

I sammenhæng med potentialevurderingen skal det nævnes, at det kan have nedadrettet bias, fordi beregningen er baseret på 556 selskaber og der dermed mangler individuelle potentialer for 25 selskaber.

Udover et potentiale for 2012 er også beregnet potentiale og gennemsnitlige effektiviseringsprocenter for årene 2010 og 2011. I 2010 vurderes potentialet til 0,74-0,86 mia. kr. mens det for 2011 vurderes til 0,87-1,0 mia. kr., jf. Figur C.2. Årsagen til at potentialerne i årene før 2012 fremstår mindre end de for 2012 1,08-1,24 mia. kr. skal ses i sammenhæng med, at mindre stikprøver implicerer færre omkostninger. I 2010 og 2011 indgår der henholdsvis 480 og 481 selskaber mod de 556 selskaber i 2012-beregningen. Det mindre antal selskaber skyldes ikke en branchetendens mod etablering af nye selskaber, men i stedet datamangler historisk. For at kontrollere for denne divergens sammenlignes effektiviseringsprocenterne også historisk, hvoraf det følger, at den gennemsnitlige effektivise-

ringsprocent i både 2010 og 2011 var 10,4 procent, mens den i 2012 steg til 10,5 procent. Dvs. tegn på stor år-til-år variation udviskes.

Figur C.2 Potentiale over tid



Note: Figuren til venstre viser effektiviseringspotentialerne for hhv. 480 (2010), 480 (2011) og 556 (2012) selskaber, mens figuren til højre viser de gennemsnitlige effektiviseringsprocenter ved 5% percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

Udover de egentlige potentialer er det også interessant at anskue fordelingen af effektiviseringsprocenter. For rene produktionsselskaber, distributionsselskaber og transmissionselskaber er den gennemsnitlige effektiviseringsprocent godt 11 procent, jf. Tabel C.2.

Tabel C.2 Effektiviseringsprocenter fordelt på services

	Produktionsselskaber	Distributionsselskaber	Transmissionselskaber	Andet	Totalt
Gennemsnit	11,1%	11,6%	11,3%	6,4%	10,5%
Min	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
1. kvartil	9,8%	10,9%	9,0%	0,0%	7,9%
Median	12,1%	12,4%	11,7%	4,9%	12,0%
3. kvartil	13,3%	13,4%	15,2%	10,7%	13,2%
Max	31,3%	31,3%	20,2%	30,0%	31,3%

Note: Beregninger baseret på 5 % percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

Spredningen i effektiviseringspotentialer tyder således ikke på betydelig bias.

Udover top down spredning fordelt på forskellige serviceled er det også interessant at undersøge, hvordan modelresultaterne forholder sig til bottom up heterogenitet. Model-

len i Tabel C.1 baseret på samlede omkostninger inklusiv brændselsudgifter viste ikke tegn på, at naturgas var en selvstændig costdriver. Dette kan som tidligere nævnt skyldes, at brændselsvalget foretages med udgangspunkt i de efterspurgte ydelser og eksterne rammevilkår, der produceres under. Eksempelvis er naturgas som vist i Figur 6 2-3 gange dyrere end biobrændsler, mens investerings- og driftsbyrden er billigere. Lavere faste omkostninger ved naturgasanlæg versus biobrændselsanlæg kan for små producerende anlæg med lav volumen således give anledning til afvejninger. Trods denne intuition er det dog stadig interessant at undersøge, om effektiviseringsprocenterne varierer med det primære brændselsvalg.

Ses der på de gennemsnitlige effektiviseringsprocenter for årene 2010-2012 fordelt på brændselstype er der begrænsede tegn på variation. De fleste producenter fyrer enten med naturgas eller biobrændsel. Naturgasbaseret produktion er i gennemsnit en smule mere effektiv end produktion baseret på biobrændsel: I den naturgasbaserede produktion er effektiviseringsprocenten i gennemsnit 10,6 procent, mens den i biobaseret produktion i gennemsnit er 11,5 procent, jf. Tabel C.3. Divergensen mellem de to brændselstyper kan udover modelfejl skyldes, at højere brændselspriser (inklusive skatter og afgifter) har udløst relativt større effektiviseringspres i den naturgasbaserede produktion for at mindske forbrugernes priser.

Tabel C.3 Effektiviseringsprocenter fordelt på brændsler

	Antal observationer	Gennemsnitlig effektiviseringsprocent
Naturgas	813	10,6%
Biobrændsel	383	11,5%
Olie	86	12,5%
Biogas og bioolie	18	11,5%
Kul	16	18,0%
Industriel overskudsvarme	3	15,6%

Note: Beregninger baseret på 5 % percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

Udover biobrændsel- og naturgasbaseret produktion findes der også et begrænset antal producenter, som benytter andre typer brændsler som olie, biogas, kul og overskudsvarme. For disse producenttyper – med undtagelse af biogas og bioolie – er der tegn på højere gennemsnitlige effektiviseringsprocenter. Dette kan drives af modelfejl, eller at der er ganske få observationer, hvormed ineffektivitet grundet tilfældighed kommer til at dominere billedet.

Til sidst kan det i et bredere perspektiv også være interessant at se, hvordan effektiviseringsprocenter fordeler sig på landsdele og ejerskab som i Tabel C.4 og C.5 nedenfor.

I fordelingen på landsdele ses det, at for hver landsdel er fordelingen forholdsvis jævn over de 3 år, 2010, 2011 og 2013. Derudover ses der en tendens til, at de gennemsnitlige effektiviseringsprocenter er lavere i hovedstadsregionen end i de øvrige landsdele. For-

skellen mellem hovedstaden og de øvrige landsdele er varierende, men spænder op til godt 4 procentpoint. Dette kan være drevet af det forhold, at flere af de store kraftvarmeværker, der forsyner hovedstaden ikke indgår i beregningerne, hvormed et mindre udsnit ikke repræsentative selskaber kommer til at dominere gennemsnittet.

Tabel C.4 Effektiviseringsprocenter fordelt på regioner

	2010	2011	2012
Region Hovedstaden	6,7%	7,4%	8,5%
Region Midtjylland	11,8%	11,9%	11,4%
Region Nordjylland	11,2%	11,1%	10,9%
Region Sjælland	10,0%	9,9%	10,6%
Region Syddanmark	11,8%	11,8%	11,4%
Totalt	10,4%	10,4%	10,5%

Note: Beregninger baseret på 5 % percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics

I opdelingen på ejerforhold ses en tendens til, at forbrugerejede og kommercielle selskaber er 1-4 procentpoint mere effektive end kommunalt ejede selskaber.

Tabel C.5 Effektiviseringsprocenter fordelt på ejerskabsform

	2010	2011	2012
Andet	1,5%	3,0%	4,5%
Boligforening	4,4%	3,9%	4,5%
Forbrugerejet	11,4%	11,6%	11,1%
Kommercielt	8,2%	8,4%	10,3%
Kommunalt	12,6%	13,0%	13,1%
Totalt	10,4%	10,4%	10,5%

Note: Beregninger baseret på 5 % percentilen. Bemærk affaldsforbrændinger er holdt ude. Ved kommercielle selskaber forstås selskaber, der er ejet af professionelle investorer.

Kilde: Copenhagen Economics