

Potentiale ved effektivisering af danske netvirksomheder

Forfattere:

Partner, Helge Sigurd Næss-Schmidt

Senior Associate, Peter Bogetoft

Senior Associate, Per Joakim Agrell

Analyst, Camilla Ringsted

Forord

Det fremgår af energiaftalen af 22. marts 2012, at der skal gennemføres et eftersyn af reguleringen af den danske elforsyningssektor. Til det formål er der nedsat et udvalg ("Udvalg for el-reguleringseftersynet") med deltagelse af branchens interessenter og en række sagkyndige, som skal gennemføre eftersynet. Reguleringseftersynet skal bl.a. undersøge, hvorvidt den økonomiske regulering af eldistributionsvirksomhederne (netvirksomhederne) giver tilstrækkelige incitamenter til effektiviseringer og dermed nedsættelse af erhvervslivets og forbrugernes omkostninger til elektricitet. Som en del af dette arbejde er Copenhagen Economics og Sumicsid blevet bedt om at analysere størrelsen af effektiviseringspotentialet i netvirksomhederne.

Det overordnede formål med analysen er at vurdere størrelsen af det samlede effektiviseringspotentiale i de danske netvirksomheder. Den videre opgavebeskrivelse findes i Bilag A.

Indholdsfortegnelse

Forord	1
Sammenfatning	6
1 Behov for regulering af eldistributionen	10
2 Hvordan kan effektivitet i eldistribution måles?	19
3 Den danske benchmarkmodel og best practice	31
4 Vurdering af potentiale baseret på ny model	48
5 Effektivisering, benchmarking og regulering i fremtidens eldistribution	67
Litteraturliste	73

Oversigt over tabeller

Tabel 1 Statistik på grupper	37
Tabel 2 International sammenligning af ydelser	38
Tabel 3 International sammenligning af rammevilkår	39
Tabel 4 De 5 omkostningsdrivere sammenfattet.....	54
Tabel 5 Komposition af omkostningsdrivere	55
Tabel 6 Årlig produktivitetsvækst	64
Tabel 7 Vurderinger af årlige reduktion i omkostninger, 2006 undersøgelse	65
Tabel 8 Årlig produktivitetsvækst (driftsomkostninger)	66
Tabel 8 Løsninger til at håndtere volatil strøm	69
Tabel 9 Effektiviseringspotentiale i forhold til udgifter til øget volatitet i elsystem	70

Oversigt over figurer

Figur 1 Det samlede el-marked	11
Figur 2 Europæiske markedskoblinger	12
Figur 3 Engrosmodellen.....	13
Figur 4 Komponenter i prissætning af el til husholdninger.....	15
Figur 5 Regulatorisk fokus	18
Figur 6 Eksempel på potentialer	20
Figur 7 Benchmarking af individuelle virksomheder	21
Figur 8 Statiske og dynamiske potentialer	22
Figur 9 Omkostninger forklaret af leveret mængde	24
Figur 10 Størrelse og fordeling af eldistribution i DK	26
Figur 11 Oversigtstræ over benchmarkmodeller.....	28
Figur 12 Statistisk sammenligning af benchmarkmetoder	29
Figur 13 Omkostninger plottet mod netvolumen	36
Figur 14 Korrigerede omkostninger og netvolumen	40
Figur 15 Korrektionsfaktor og netvolumen.....	41
Figur 16 Netværksbenchmarking i andre lande	44
Figur 17 Benchmarking metoder og regulering	46
Figur 18 Krav til indhentning af effektiviseringspotentiale	47
Figur 19 Kort og langsigtet statisk potentiale	57
Figur 20 Omkostningernes fordeling.....	59
Figur 21 Statisk potentiale kort sigt.....	60
Figur 22 Statisk potentiale langt sigt.....	61
Figur 23 Opsplitning af det langsigtede potentiale	Error! Bookmark not defined.
Figur 24 Best-of-two	63
Figur 25 Elsystemet under forandring.....	68

Oversigt over bokse

Boks 1 Binding ved omkostningsafhængighed	33
Boks 2 Netvolumen modellen– step by step forklaring	43

Sammenfatning

Danmark regulerer – ligesom de lande vi normalt sammenligner os med – vilkårene for eldistribution til slutbrugerne. Det vil sige den del af elsystemet, som handler om at transportere el den sidste del af vejen fra elproducent til den endelige forbruger.

Det skyldes to forhold:

- Distribution af el er som marked karakteriseret ved et *naturligt monopol*: Den billigste løsning vil altid være, at ét selskab forestår distributionen i et sammenhængende kabelnet i et afgrænset geografisk område.
- De samlede udgifter til denne del af elsystemet er betydelige og udgør en stor andel af den samlede elregning: fraregnet afgifter, PSO tarif og moms, ca. 50 procent.

Så eldistributionen har ingen konkurrenter, mens distributionsproduktet kan kun svært erstattes og udgør en betydelig del af den samlede udgift (eksklusiv afgifter) for forbrugeren.

Det giver eldistributionen tilskyndelse til at sætte en pris, som er højere end de faktiske omkostninger og/eller mindre tilskyndelse til at drive eldistributionen effektivt. Så i fravær af regulering er der en risiko for, at forbrugerne kommer til at betale en større elregning end nødvendigt. Det skyldes, at priser sættes højere end de samlede faktiske omkostninger inklusiv forrentning, og at omkostningerne ligger over et effektivt niveau.

De tre spørgsmål, der i forlængelse heraf rejses og forsøges besvaret i denne rapport, er derfor:

- *Potentiale for effektivisering*: Hvor meget kunne omkostningerne i den danske eldistribution reduceres, hvis alle selskaberne var lige så gode som de bedste selskaber (vores benchmarkingøvelse)?
- *Kvalitet af regulering*: Er der svagheder i den metode, der i dag anvendes i Danmark til at identificere effektiviseringspotentialer (den eksisterende benchmarking)?
- *Den fremadrettede regulering*: Hvilken retning kunne benchmarking fremadrettet tage i Danmark for at løse de udfordringer, der dels knytter sig til integration af en stadig større mængde volatil elektricitet og dels til, at flere decentrale producenter direkte er tilkoblet distributionsnettet?

Potentiale for effektivisering

Beregningerne i denne rapport viser, at selskaberne samlet set kan reducere deres driftsomkostninger med mellem 200 og 400 mio.kr. indenfor en periode på 2-4 år. På længere sigt (10-14 år), når de også har mulighed for at ændre deres investeringspolitik, vurderes potentialet at være noget højere – mellem 400 og 600 mio.kr. Beregningerne er baseret på en ny best practice benchmarkmodel, der ligner den tilgang, som anvendes i Finland og Tyskland samt i benchmarkingen af de europæiske transmissionsselskaber herunder

Energinet.dk. Præcisionen af potentiale vurderingen afhænger af kvaliteten af det eksisterende data.

I denne beregning indgår ikke potentielle gevinster ved en egentlig sammenlægning af virksomheder, som vil muliggøre mere grundlæggende forandringer af drift og strukturen af distributionsnettet. Sådanne positive effekter er blevet sandsynliggjort i et studie for Norge. Vi har alene kunnet opgøre en forholdsvis beskedne gevinst på 4-13 mio.kr svarende til, at den gennemsnitlige virksomhed blev større således, at den kan udnytte mere traditionelle stordriftsfordele.

Usikkerheden forbundet med vurdering af potentiale for de enkelte virksomheder varierer i nogen grad:

- For langt de fleste selskaber foreligger der et rigt materiale, som muliggør en solid identificering af potentialer. Det skyldes, at denne gruppe af selskaber er homogen med hensyn til størrelse, geografisk placering, befolkningsgrundlag og kundetæthed. Det er disse forhold, der er vigtige som rammevilkår for eldistribution. Derfor er det også forskelle i disse, som kan gøre det dyrere/billigere at levere strøm til forbrugerne. Denne gruppe af selskaber forestår godt 70 procent af den samlede leverede mængde strøm i Danmark.
- Der knytter sig mere usikkerhed til særligt én stor virksomhed, som står for knap 30 procent af den leverede strøm. Pointen er her, at denne virksomhed har rammevilkår, der adskiller sig fra de øvrige virksomheder ved at operere overvejende i et meget tætbeholdt område (Storkøbenhavn), samt at denne opererer på en større skala end de øvrige virksomheder. I forhold til en videre konkret udmøntning af benchmarkingmodellen kan der således være behov for supplerende analyser, der nærmere vurderer disse forhold.

Det må forventes, at de gunstige effekter for forbrugerne ved indhentning af potentialerne på kort og langt sigt delvist vil blive modvirket af forventede ekstraomkostninger for netvirksomhederne over en fremtidig årrække. Ekstraomkostningerne drives af, at netvirksomhederne skal tilpasses, så de bedre kan håndtere mere volatilitet i elsystemet fra særligt vindkraft men også i stigende grad fra solceller placeret decentralt og direkte tilkoblet distributionssystemet. Der er forskellige tilgange til håndtering af denne udfordring – som beskrives nedenfor – men eksisterende analyser indikerer, at de årlige meromkostninger kan nå op på 400 mio.kr. Det reducerer dog ikke gevinsterne ved at effektivisere.

Kvalitet af nuværende regulering

I den nuværende regulering af netvirksomhedernes indtægtsrammer er effektivitetsvurderingen baseret på en benchmarking af deres omkostninger via den såkaldte **Netvolumen model**. Skåret ind til kernen består denne model i, at man opgør alle de fysiske aktiver i hvert selskab samt angiver årlig leveret strøm. Dernæst ganges omkostningsfaktorer på disse aktiver og leveret strøm. Omkostningsfaktorerne er ens for alle selskaber men forskellige på tværs af aktivtyper. Hermed er alle aktiver for hvert selskab opgjort i kroner og ører og kan lægges sammen til en netvolumen, som betragtes som et udtryk for den samlede ydelse, der leveres til slutbrugerne. Dette kan så sammenlignes med de sam-

lede omkostninger: Selskaber med høj netvolumen i forhold til omkostninger betragtes som de mest effektive og vice versa.

Vurderingen i denne rapport er, at Netvolumen modellen har nogle svagheder. I sammenfatningen her vil vi påpege tre forbundne hovedproblemer:

- Netvolumen er grundlæggende baseret på, at der er en fuldstændig lineær/proportional sammenhæng mellem en forøgelse af hver investeringstype og så den værdi, der skabes for kunderne. Det tillader per definition ikke, at større skala eller en ændret sammensætning af investeringerne kunne give større værdi og/eller lavere omkostninger. Det strider mod de faktiske erfaringer fra andre lande samt mod de resultater, der danner baggrund for vores nye model.
- Netvolumen for hvert selskab er groft sagt lig med leveret strøm samt fysiske aktiver omregnet til kroner og øre via nogle omkostningsfaktorer. Det fanger ikke i tilstrækkeligt grad, hvad der giver værdi for kunden, som primært er interesseret i *tre ydelser: strøm, kapacitet til at importere/eksportere strøm fra/til distributionsnettet og sikkerhed i leveringen.*
- I Netvolumen modellens beregning af relativ effektivitet korrigeres der for kundetæthed. Vi vurderer, at dette er vigtigt både på baggrund af vores egen undersøgelser, og fordi internationale undersøgelser påpeger vigtigheden heraf. Efter vores opfattelse er der dog behov for yderligere fokus på betydningen heraf samt også effekten af forskelle i befolkningstæthed jf. ovenfor.

Smart grid og den fremadrettede regulering

I indretningen af den fremadrettede regulering anbefales det at tage hensyn til de udfordringer, som elsystemet i Danmark og resten af EU står overfor i de kommende år.

Drevet særligt af energi- og klimapolitikken forventes volatile energikilder som vind- og solkraft at få en langt større andel i produktion end i dag. Særligt for solceller er udfordringen, at den direkte går ind i distributionsnettet fra husholdninger og virksomheder og ikke via det centrale transmissionsnet ejet af energinet.dk.

Konsekvensen af dette er, at distributionsselskabernes evne til at stille forskellige former for fleksible kapacitetsydelser til rådighed for en lang række forskellige aktører (forbrugere, virksomheder, specialiserede "balance" producenter) forventes at få større betydning end i dag. Groft sagt så stiger betydning af kapacitet i forhold til leveret strøm, som værdi for kunderne. Det er fx helt indlysende i forhold til håndtering af solenergi opstillet hos forbrugere/virksomheder. Nogle gange producerer de betydeligt mere, end hvad de skal bruge. Det vil så kræve, at der er kapacitet til at eksportere – og måske endda i større mængder på givne tidspunkter end deres maksimale forbrug.

Internationale analyser peger derfor også i retning af, at den nuværende benchmarking ikke i tilstrækkelig grad belønner kapacitet som kerneydelse. Tilsvarende gælder det også, at den nuværende Netvolumen model ikke giver tilskyndelser til at bruge de mest omkostningseffektive værktøjer til håndtering af øget volatilitet. Investeringer i netkapacitet tæller med i netvolumen – det gør andre typer af tiltag med lavere omkostninger ikke nødvendigvis. Så et selskab, der bruger tiltag, som ikke indgår i netvolumen – fx investe-

ringer i software - vil opleve, at deres omkostninger stiger, mens de ikke får nogen kredit i benchmarking for den de facto øgede netkapacitet, der kan skabes herved.

Samlede konklusioner

Vores samlede konklusioner bliver derfor:

- Der er et potentiale for effektivisering i eldistribution i størrelsesordenen 200-400 mio.kr på kortere sigt med en indhentningshorisont på 2-4 år og 400-600 mio.kr. på længere sigt med en indhentningshorisont på 10-14 år. Potentialet forventes at ligge tættere på den øvre grænse end den nedre. Hertil kommer gevinster ved sammenlægning af selskaber, som ikke indgår i dette studie.
- Der er en usikkerhed i potentialevurderingen for det største danske distributions-selskab: det vil være naturligt at undersøge denne usikkerhed nærmere i opfølgende analyser, der objektivt skal belyse eventuelle konsekvenser af forskellige rammevilkår knyttet særligt til urbaniseringsgrad og skala.
- Fremadrettet foreslår vi en række forbedringer i den måde sammenligningen af selskaberne bliver foretaget i reguleringssammenhæng med vægt på følgende elementer:
 - Øget fokus på at benchmarke via reelle ydelser som strøm, kapacitet mv. og ikke ”mellemløbet” som fysiske netaktiver
 - Opfølgende studier, der giver en mere præcis vurdering af betydningen af rammevilkår – særligt kundetæthed og omkostninger ved at operere i tætbefolkede byområder.
 - Brug af best practice værktøjer såsom DEA analyser, der også er anvendt i denne analyse.

Kapitel 1

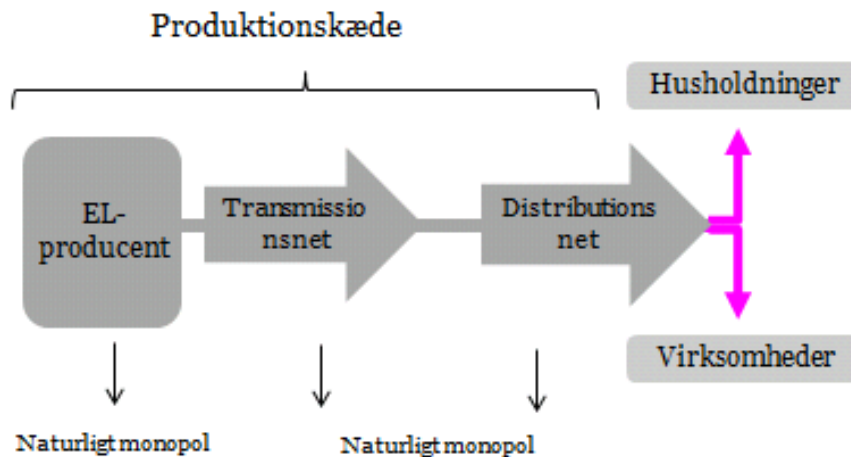
Behov for regulering af eldistributionen

Dette kapitel beskriver baggrunden for, at det kan være nødvendigt og produktivt at regulere eldistributionen for dermed at opnå en mere effektiv sektor. Dette understøttes ved en gennemgang af nogle af de grundlæggende reguleringsmetoder og – udfordringer, der opstår i praksis. Vi forklarer først, hvordan distribution er placeret i det samlede system samt anskueliggør, hvor stor en andel distributionsomkostninger udgør af den samlede elregning (afsnit 1.1). Udfordringen er, at distribution er et naturligt monopol, hvilket medfører risiko for høje priser og for lave langsigtede tilskyndelser til effektiv produktion. Derfor er eldistribution en reguleret sektor med mange forskellige reguleringsmodeller, som fungerer bedst, hvis netvirksomhedernes effektive omkostningsniveau kendes (afsnit 1.2).

1.1 Placering af distribution i det samlede el-system

Det fysiske el-marked består af fire led: producenter, transmissionsnettet, distributionsnettet og slutbrugere. Producenternes elektricitet sendes ud i det danske transmissionsnet og videre ud til forbrugerne via lokale distributionsnet jf. Figur 1.

Figur 1 Det fysiske el-marked



Note: Bemærk, at elhandelsvirksomhederne holdes ude af denne beskrivelse, da der udelukkende fokuseres på produktionskæden.

Kilde: Copenhagen Economics

I Danmark findes der kun ét transmissionsnet, som drives af det statsejede Energinet.dk. Årsagen til, at der kun findes ét transmissionsnet, er, at der er store faste omkostninger forbundet med drift af nettet.

Når producenternes elektricitet skal transporteres ud til slutbrugerne, dvs. husholdninger og virksomheder, føres den fra transmissionsnettet over i distributionsnettet. Kendeteggende for distributionsnettet er, at det er lokalt forankret. I dansk sammenhæng vil det sige, at der findes 71 netvirksomheder¹, som hver især ejer og driver distributionsnet i separate geografiske områder.

Den sammenhængende produktionskæde implicerer, at omkostninger ved hvert led samlet set bliver medbestemmende for den pris, som forbrugerne betaler. Dvs. for at kunne forstå forbrugerprisen er det centralt at forstå, hvad der driver omkostningerne i hvert led.

På engrosmarkedet – dvs. blandt el-producenter – har der i nyere tid har været en bevægelse mod mere konkurrenceudsættelse. Navnlig to markedsændringer har bidraget til denne udvikling:

¹ Jf. Dansk Energis seneste opgørelse september 2013. Der inkluderes her både transformerforeninger og distributionselskaber

1. Siden 2001 har al el-handel foregået på den nordiske el-børs, Nordpool. Denne centrering af udbud og efterspørgsel har sikret en mere optimal prisdannelse.
2. Udover de nordiske markedskoblinger har det danske transmissionsnet siden 2010 haft en kobling til Tyskland og dermed Centraleuropa jf. Figur 2. Denne kobling har udløst et større producentudbud (såvel som efterspørgsel), hvormed konkurrencen samlet set er blevet forbedret. Dette afspejles bl.a. ved, at samvariationen mellem priser på tværs af lande er blevet forbedret.²

Figur 2 Europæiske markedskoblinger



Kilde: Copenhagen Economics baseret på Nord Pool Spot

Begge faktorer medfører, at konkurrencen blandt producenter er blevet intensiveret, hvilket alt andet lige udløser et nedadgående pris- og dermed omkostningspres til gavn for slutbrugerne.

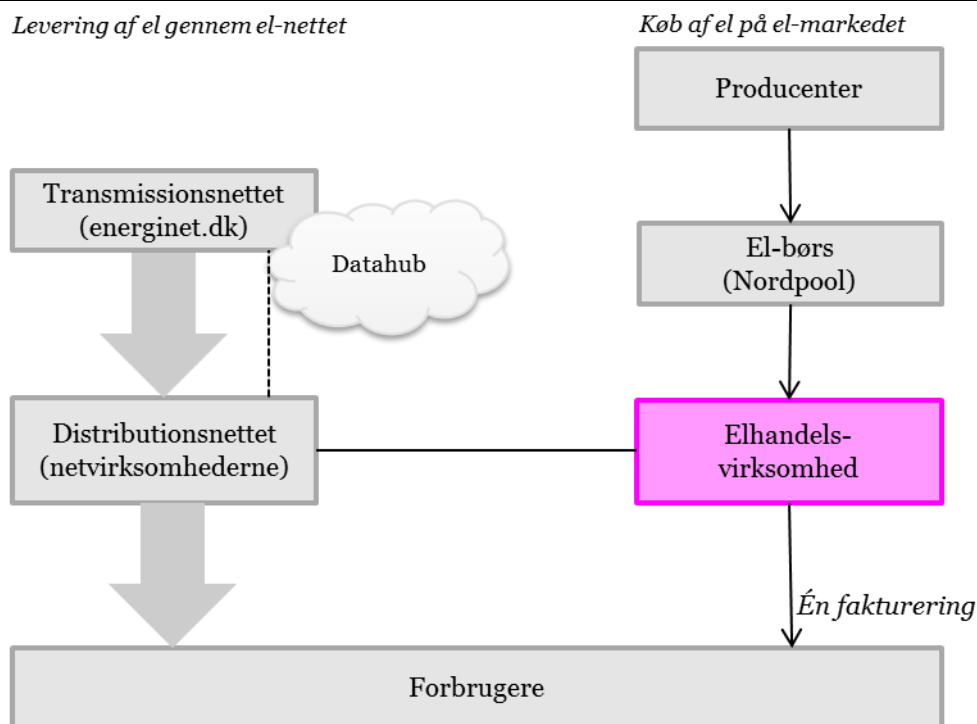
På den længere bane sigtes der mod at skabe et fælles nordisk marked for elhandel med start i 2015³. Dette skal ske gennem harmonisering af lovgivning, regler og processer, der udgør barrierer for at etablere virksomheder på tværs af grænser. Hvis aftalen lykkes vil den i kombination med de to faktorer fremhævet ovenfor sikre en intensiveret konkurrence på det danske producentmarked.

² Se fx Copenhagen Economics (2012)

³ Se <http://energitilsynet.dk/internationalt-arbejde/nordreg/road-map-for-et-harmoniseret-nordisk-slutbrugermarked/>. En hovedforudsætning for, at markedsintegrationen lykkes er, at alle lande får udviklet en datahub, som kan fungere som fælles el register mellem de 4 nordiske lande. På nuværende tidspunkt er det uklart om alle lande kan nå allerede i 2015 at have en datahub. Dette implicerer, at der er en risiko for at tidspunktet for et fælles nordisk marked ligger senere end 2015.

Konkurrenceudsættelsen på producentsiden understøttes i dansk sammenhæng endvidere af engrosmodellen, som med planlagt ikrafttræden oktober 2014 bliver den nye model for dansk slutkundefordeling, som beskrives i Figur 3.

Figur 3 Engrosmodellen



Note: Datahub'en (implementeret i marts, 2013) indsamler forbrugsdata og tilbyder på den ene side, at elhandelsvirksomhederne kan tilkøbe en faktureringsydelse. På den anden side installerer datahub'en vandtætte skotter mellem netvirksomheden og elhandelsvirksomheden, hvormed eventuelle bindinger undgås. Dette er centralt for, at et evt. prispres på distributionselskaberne under Engrosmodellen kan opstå.

Kilde: Copenhagen Economics baseret på Konkurrence- og forbrugerstyrelsen (2011) samt Energistyrelsens (2012)

Under Engrosmodellen vil detailmarkedet fungere som følger: El-handelsvirksomhederne køber elektriciteten på Nordpool og transmissions- og netydelsen af hhv. Energinet.dk og netvirksomhederne. Den tilkøbte elektricitet og transportydelse sælges til sidst videre til forbrugeren i et samlet bundt.

Engrosmodellen medfører således, at husholdninger og virksomheder kun vil modtage én samlet elregning, som faktureres af deres selvvalgte elhandelsvirksomhed. Elhandelsvirksomhedens faktura vil således indeholde opkrævning for både forbrugt mængde såvel som den distributionsydelse, som netvirksomheden har leveret. Dvs. i de tilfælde, hvor elhandelsvirksomheden ikke tilhører samme koncern som netvirksomheden, vil elhandelsvirksomheden skulle købe den lokale distributionsydelse af netvirksomheden. Hermed omdannes dansk distribution fra en *business-to-consumer* branche, hvor slutkunder

separat køber distributionsydelser, til en *business-to-business* branche, hvor tilkøbet foretages af elhandelsvirksomheden.

Denne restrukturering af markedet kan give anledning til flere samfundsgevinster:

- For det første kan der opnås stordriftsfordele og dermed reduktion i administrationsomkostninger, når samme kunde kun skal faktureres én fremfor to gange. Konkurrencen blandt elhandelsvirksomhederne implicerer, at eventuelle besparelser sandsynligvis vil komme forbrugerne til gode⁴
- For det andet kan konkurrencen blandt elhandelsvirksomhederne medføre, at de vil have et incitament til at presse netvirksomhedernes pris nedad til gavn for slutkunderne.⁵

Holdes ovennævnte markedsændringer sammen med slutkunders frie valg af elhandelsvirksomhed, vil Engrosmodellen samlet understøtte konkurrencen på detailmarkedet. Implementeringen af Engrosmodellen forventes at give en samfundsmæssig gevinst på 100 mio. kr. i form af reducerede forbrugerrelaterede omkostninger, som ellers afholdes af netvirksomhederne.⁶ Hvis denne gevinst sammenholdes med netvirksomhedernes samlede driftsomkostninger i 2011 – svarer det til en omkostningsreduktion på 3,6 procent.⁷

Det politiske fokus på regulering af distributionsleddet skyldes, at det udgør ca. 50 procent af de samlede omkostninger ved elkøb, når skatter og afgifter holdes ude. Dette følger, når slutbrugerprisen per mængde elektricitet dekomponeres i forskellige kategorier: betaling til den valgte elhandelsvirksomhed, betaling for transmissionen, betaling for distributionen og betaling til staten i form af skatter og afgifter. Se Figur 4

⁴ Netvirksomhederne vil dog fortsat have de samme indtægtsrammer og dermed (med forbehold for forrentningsloft hensyn) opkrævningsmuligheder.

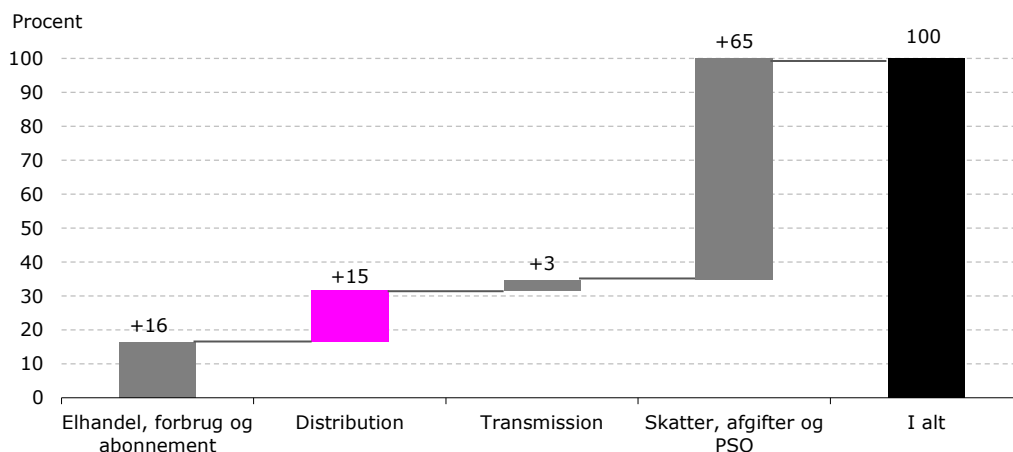
⁵ Jf. Energistyrelsen (2012)

⁶

Gevinsten afspejler en forventning om, at når el-handelsvirksomhederne forestår den samlede fakturering vil enkelt-kunderisikoen øges. Idet el-handelsvirksomhederne ikke har mulighed for at lukke for el vil det højst sandsynligt medføre øget brug af forudbetaling, hvormed tab der lides til dårlige betalere reduceres. Derudover bortfalder distributionvirksomhedernes faktureringsopgave således at dobbeltarbejde med fakturering elimineres. Sidst men ikke mindst forventes et datahub også at bidrage til en reduktion af de samlede faktureringsomkostninger, idet flere informationer kommer til at flyde automatisk. Jf. Energistyrelsen, notat vedr. Engrosmodellen, 2012.

⁷ Ved de samlede driftsomkostninger menes der for både distributionsselskaberne og transformereforeningerne. Omkostningsgrundlaget stammer Energitilsynet.

Figur 4 Komponenter i prissætning af el til husholdninger



Kilde: Copenhagen Economics baseret på Dansk Energis statistik over elprissammensætningen for en husholdning med et forbrug på 4000 kWh i september 2013

Ses der på den samlede dekomponering følger det, at 15 procent kan henføres til distribution. Dette skal holdes op imod, at den rene omkostningsbaserede pris kun udgør 34 procent, idet skatter og afgifter fylder 65 procent. Dvs. distributionens andel af den omkostningsbaserede pris er knap 50 procent.

Som konsekvens heraf og i lyset af den generelle bevægelse mod mere konkurrence på engros- og detailmarkedet, vil vi i det videre fokusere på de karakteristika ved distributionen, der forhindrer fuld konkurrenceudsættelse.

1.2 Naturlige monopoler og regulering heraf

Driften af distributionsnettet er karakteriseret ved høje faste omkostninger og små variable omkostninger. Holdes dette forhold sammen med, at distributionen er lokalt forankret, medfører det samlet set, at hvert lokalområde kun dækkes af en distributør, som opnår naturligt monopol. Dette konkurrenceforhold øger risikoen for efficiensproblemer. Den praktiske konsekvens er, at priser og omkostninger bliver for høje, mens incitamentet til levere kvalitet eller skabe innovation bliver for ringe.

Manglen på konkurrence i distributionen kan i en verden uden regulering give anledning til to typer inefficiens:

- **Prisinefficiens** medfører et samfundsøkonomisk tab som følge af for høj pris (eller for lav kvalitet). For at øge sit overskud sætter monopolet en høj pris. Det kan være givtigt for monopolet, fordi faldet i efterspørgsel som følge af højere priser mere end kompenseres af den højere pris. Der regnes typisk med, at forbrug

af el har en prisfølsomhed under 1. Dvs. hvis prisen øges med 1 procent, vil efterspørgslen falde men med mindre end 1 procent. Konsekvensen af prisinefficiens er, at forbrugeren bruger mindre el, end hvad der er samfundsmæssigt rentabelt.

- **Teknisk inefficiens** også kaldt **(x-)inefficiens i produktionen** lægger kiemen til et langsigtet strukturelt samfundstab. Under fuldkommen konkurrence tvinges producenter til at omkostningsminimere for ikke at tabe markedsandele eller for at opnå overskud. Idet monopoliet ikke er udfordret af konkurrenters priser mindskes incitamentet til omkostningsminimering og til at tage "gode" investeringsbeslutninger over tid. Samlet kan dette misforhold give anledning til, at monopoliet har for høje omkostninger og ikke realiserer det fulde potentiale, som er samfundsmæssigt rentabelt.⁸

De to efficiensproblemstillinger håndteres i praksis via forskellige reguleringsgreb, som sigter mod at:

- Forbrugerne ikke betaler mere end nødvendigt, så pris-inefficiensen håndteres.
- Netvirksomhederne holder et optimalt omkostningsniveau, så risikoen for teknisk inefficiens mindskes.⁹

Til at sikre at forbrugerne i forhold til de afholdte omkostninger ikke betaler for meget, er den mest simple reguleringstilgang et hvile-i-sig-princip, hvor det regulatoriske fokus udelukkende er rettet mod pris-inefficiens.

- **Hvile-i-sig-selv** princippet implicerer, at netvirksomhederne overordnet set kun kan opkræve betalinger på baggrund af afholdte omkostninger.

Står hvile-i-sig-selv princippet alene sikrer det kun, at virksomhederne i forhold til deres realiserede omkostninger ikke opkræver for høje priser. Mekanismen giver ikke incitament til teknisk efficiens. Det skyldes, at hvis en netvirksomhed reducerer sin enhedsomkostning vil den forøgede margin mellem pris og enhedsomkostning ikke kunne opretholdes. Hvile-i-sig-selv regulering vil ved lavere enhedsomkostninger automatisk udløse et tilsvarende modkrav om en prisreduktion. Derfor ansføres netvirksomhederne i dette system ikke til teknisk efficiens. Det betyder i sidste ende, at et for højt omkostningsniveau opretholdes, så forbrugerne kommer til at betale for meget og det fulde potentiale udebliver.

For at sikre, at netvirksomheder opretholder et vist fokus på teknisk efficiens findes der andre tilgange, hvor det regulatoriske fokus ligger et sted midt imellem pris-inefficiens og teknisk inefficiens. Disse typer regulering udformes normalt som i et afkastloft eller en indtægtsramme, der i begge tilfælde udstikkes individuelt til den enkelte netvirksomhed:

⁸ Jf. Tirole, (1992)

⁹ Som led i et optimalt omkostningsniveau skal reguleringen også tage højde for, at netvirksomhederne skal have adgang til tilstrækkelige midler, således at der kan foretages (re-)investeringer, som sikrer, at netvirksomhederne også over tid kan levere netydelsen omkostningseffektivt.

- **Afkastloftet** sætter et loft for, hvor meget aktiverne må kaste af sig på et år.

Fordi afkastet er bestemt af overskuddet, svarer tilgangen til et overskudsloft. Idet overskud er indtægter fratrukket omkostninger vil tilgangen anspore, at netvirksomhederne holder deres pris mark-up på et niveau, så de netop holder sig indenfor loftet. Dette kan på marginen give anledning til en bevægelse mod mere teknisk efficiens og dermed omkostningseffektivitet. Tilgangens fokus på teknisk efficiens begrænses af, at netvirksomhedernes incitament til effektiviseringer stopper, når det tilladte afkast er opnået.

En løsning, hvor der kan opnås mere teknisk efficiens, men hvor der samtidig går mere på kompromis med princippet om, at forbrugerne ikke skal betale for meget, er incitamentsbaserede reguleringer fx indtægtsrammemodeller samt prisloftsregulering mere generelt.¹⁰

- **Indtægtsrammen** sætter et loft for indtægterne, som netvirksomhederne må indhente på et år.

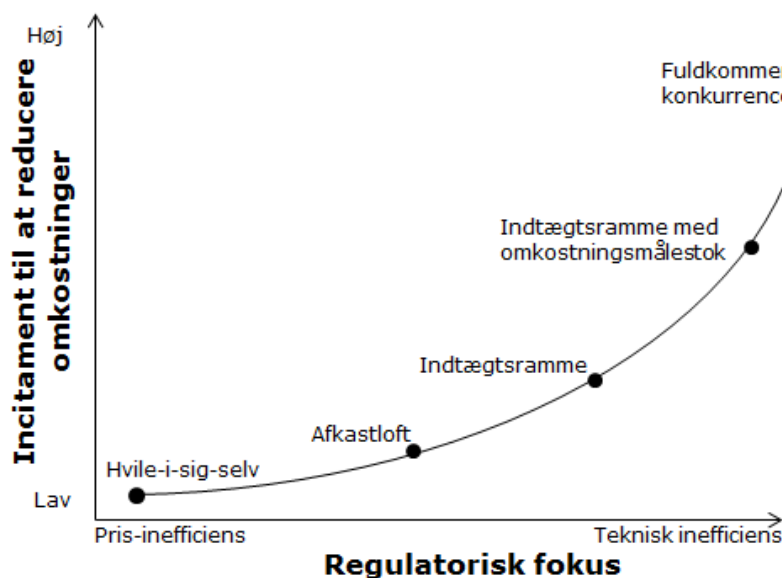
Virksomhederne kan opkræve indtægtsrammen, hvor forskellen mellem denne og omkostningerne kan beholdes som overskud. Dvs. at netvirksomhederne i princippet har et stort incitament til at øge deres tekniske efficiens for dermed at øge deres overskud. Modellen går i højere grad end afkastloftet på kompromis med ideen om, at forbrugerne ikke skal betale for meget: hvis netvirksomheden øger prisen op til et vist niveau (eller reducere kvaliteten¹¹) vil efterspørgselsfølsomhed give anledning til færre leverede ydelser og dermed totale omkostninger – uden at der er sket effektiviseringsforbedringer. Dvs. at indtægtsrammemodellen kun delvist sikrer, at de potentielle tekniske omkostningsreduktioner opnås.

Det regulatoriske fokus samt incitamenterne, der opnås med de 3 modeller gennemgået ovenfor, kan ses i opsummeret i Figur 5.

¹⁰ I økonomisk teori anlægges det synspunkt, at virksomheders adfærd drives af muligheden for at skabe mest muligt afkast. Dvs. hvis virksomhederne skal gives incitament til at være omkostningseffektive vil det være nødvendigt, at de selv i nogen grad kan rentabilisere på effektivisering. Dvs. alle effektiviseringsgevinster kan ikke allokere til forbrugere.

¹¹ Udover antal afbrud kunne kvalitet også måles som kvalitet af kundefølgelse – fx ved svartider mv.

Figur 5 Regulatorisk fokus



Note: I figuren er der indtegnet en model med fuldkonkurrenceudsættelse. Det er en hypotetisk situation, der ikke kan lade sig gøre i praksis. I det tilfælde denne model var en mulighed svarer det til ingen regulatoriske involvering i markedsmekanismen. Netvirksomhederne ville i teorien under dette markedsforhold have incitament til at omkostningseffektivisere, fordi gevinster herfra vil tilfalde dem selv.

Kilde: Copenhagen Economics

I Europa er de mest udbredte reguleringsmodeller afkastloftet eller indtægtsrammer – evt. i en kombination.¹² En kombinationsmodel er siden 2005 blevet fulgt i Danmark.

I lyset af de forskellige modellers svagheder er der behov for modeller, der bedre afvejer ønsket om, at forbrugerne ikke betaler for meget samtidig med, at netvirksomhederne er teknisk omkostningseffektive. En mulig løsning kunne her fx som i Danmark være en model, hvor indtægtsrammen kobles sammen med en omkostningsmålestok.

Omkostningsmålestokken svarer til, at regulator sætter et maksimalt loft for, hvor store en virksomheds omkostninger må være. Hvis virksomheden overskrider loftet vil dens indtægtsramme over en årrække blive tilsvarende reduceret. Det vil sige, at virksomheden altid opnår en fordel ved at tøjle omkostningerne indenfor målestokken.

I teorien skal målestokken helst svare til det omkostningseffektive niveau. Dette niveau er dog i praksis svært at fastsætte, hvorfor de fleste lande på linje med Danmark bruger såkaldte benchmarkmodeller. I næste kapitel vil vi skærpe fokuset på, hvad benchmarkmodeller er, og hvad de består af.

¹² Jf. Deloitte(2013) og WIK-consult (2011)

Kapitel 2

Hvordan kan effektivitet i eldistribution måles?

Kapitel 1 klargjorde behovet for regulering af eldistribution, men ikke hvordan dette skal foregå i praksis. Kernen i tilgangen vil være at identificere, hvor effektivt distributionen kan foregå. Det svarer til at undersøge, om der er nogle virksomheder indenfor eldistribution, der producerer ydelser til højere omkostninger end nødvendigt. Udfordringen er her, at selskaber ikke deler markedsområde og dermed opererer under forskellige markedsvilkår. Dvs. de fx kan have forskellige størrelse, kundesammensætning, rammevilkår mv. Implikationen af denne udfordring er, at man ikke direkte kan sammenligne forskellige netvirksomheders omkostninger.

Den regulatoriske løsning på sådanne typer af problemer er benchmarkanalyser: hvordan kan vi sammenligne omkostninger på tværs af selskaber, som ligger forskellige steder i Danmark: Kapitellet starter derfor med en generel introduktion til, hvordan benchmarkanalyser kan bruges til at vurdere forbedringspotentialet i en industri, hvor konkurrence ikke kan bruges til at drive effektivisering (afsnit 2.1). Dernæst skitseres, hvordan sådanne metoder kan udrulles til eldistributionen. Hvad er det for nogle ydelser denne sektor producerer, og hvilke typer eksterne rammevilkår vil kunne begrunde forskelle i omkostninger (afsnit 2.2). Til sidst beskrives de forskellige tilgange og teknikker, der kan anlægges, når et benchmark i praksis skal bestemmes (afsnit 2.3).

2.1 Introduktion til benchmarking

Benchmarking kan bruges til at måle to aspekter af effektivitet:

- en individuel virksomheds effektivitet lige nu i forhold til andre virksomheder i branchen
- en branches produktivitetsforbedring over tid

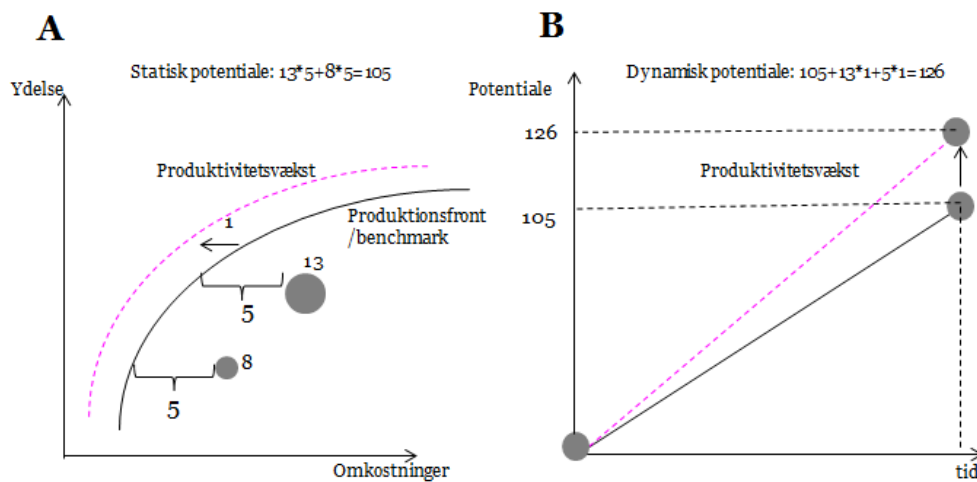
Det første er baseret på en analyse, hvor man indledningsvist identificerer det effektive omkostningsniveau ved at producere forskellige ydelser i en given periode. Denne sammenhæng mellem omkostninger og ydelsesniveauer omtales normalt som produktionsfronten eller blot benchmarken. For en given mængde ydelse kan hver eneste virksomheds faktiske omkostninger således sammenlignes med benchmarken. Hvis de faktiske omkostninger er større end benchmarkniveauet, svarer forskellen til potentialet ved effektivisering. I det videre vil vi omtale dette effektiviseringspotentiale som det statiske potentiale.

Det andet svarer til, at man over tid analyserer udviklingen i omkostninger i forhold til den leverede ydelse. For hver virksomhed drives denne udvikling dels af teknologiske fremskridt og dels af, at nogle virksomheder effektiviseres, sådan at gabet op til produktionsfronten lukkes. Samlet udtrykker disse ændringer branchens produktivitetsforbedring

og svarer teknisk til, at produktionsfronten forskydes over tid. I det videre vil vi omtale dette effektiviseringspotentiale som det dynamiske potentiale.

Det statiske og dynamiske potentiale kan illustreres. Vi anskuer to virksomheder – en stor med en ydelse på 13 og en mindre med en ydelse på 8. Afstanden fra produktionsfronten til begge virksomheders faktiske omkostningsniveauer ligger på 5. Dvs. det samlede statiske potentiale er 105. Dette illustreres i del A i Figur 6.

Figur 6 Eksempel på potentialer



Note: I figur A antages der aftagende skalaafkast, hvorfor formen på fronten er konkav. Dvs. gennemsnitsomkostningerne vokser, når der leveres mere ydelse. Parallelforskydningen af produktionsfronten i A implicerer, at produktivitetsvæksten er proportional blandt alle virksomheder. Ses der i stedet på figur B implicerer den proportionale produktivitetsvækst, at det samlede statiske potentiale forskyldes op fra 105 til 126.

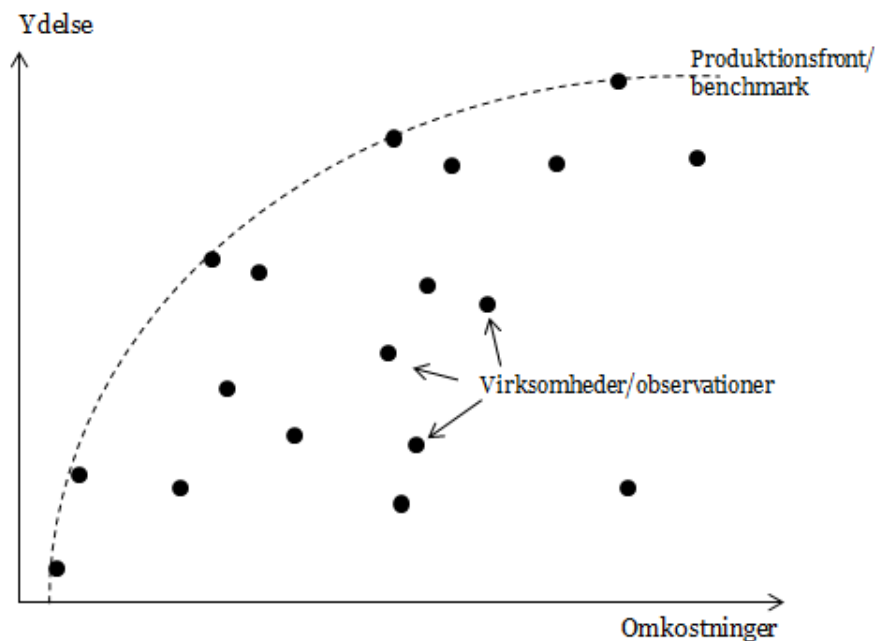
Kilde: Copenhagen Economics

Over tid forskydes produktionsfronten i A ud med en afstand på 1. Det svarer til det andet effektivitetsaspekt – nemlig produktivtetsforbedringer – der drives af faldende realomkostninger over tid. Inddrages det forventede frontskifte i den oprindelige potentialeberegning i A, forøges potentialet fra 105 til det dynamiske potentiale til 126, som vist i B.

Årsagen til, at produktivitetsgevinsten – forstået som forskellen mellem det dynamiske og statiske potentiale – er vigtig, skyldes, at eventuelle effektiviseringskrav som følge af den statistiske potentialeberegning normalt skal indhentes over tid. For at sikre, at selv det mest effektive selskab forsat har incitament til forbedre sig og implementere mere omkostningseffektive teknologier, kan det være vigtigt, at produktivitetsdimension inddrages, når regulator udstikker krav til enkeltvirksomheder eller branchen under et.

Den mest simple benchmarkmodel identificerer produktionsfronten baseret på en omkostningssammenhæng, hvor input giver anledning til én omkostning og omdannes til én ydelse. Dette illustreres i Figur 7.

Figur 7 Benchmarking af individuelle virksomheder



Kilde: Copenhagen Economics

Nogen virksomheder ligger her på den "beregnete" produktionsfront, mens andre virksomheder ligger under. Virksomheder på produktionsfronten er omkostningseffektive, mens virksomheder, der ligger under produktionsfronten, har et effektiviseringspotentiale per leveret ydelse, som svarer til den vandrette afstand mellem observationen og produktionsfronten.

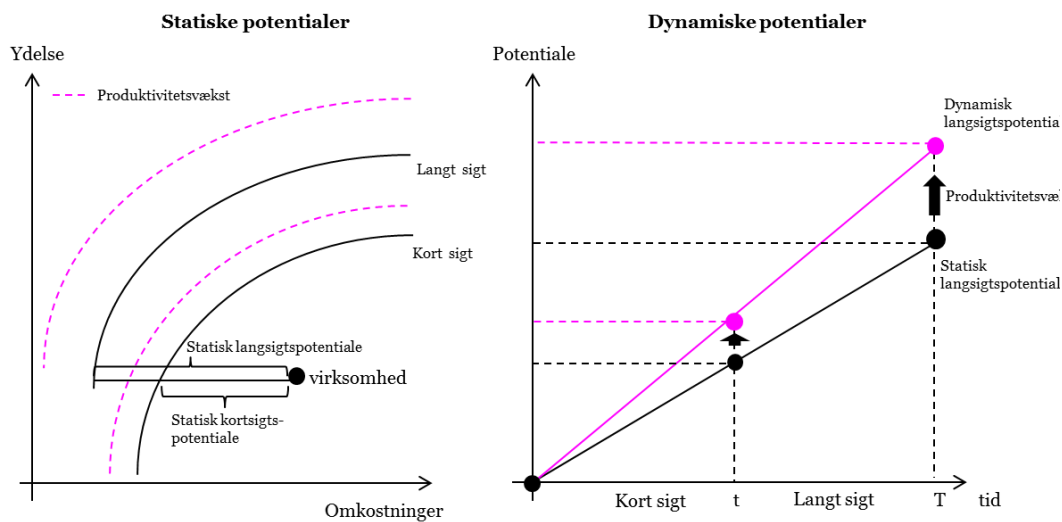
Tilgangen beskrevet ovenfor er dog i de fleste tilfælde for simpel. Den faktiske produktionsproces – også for netvirksomheder – består af adskillige ydelser og mange inputs. I denne sammenhæng skal det bemærkes, at der ikke nødvendigvis er en én-til-én sammenhæng mellem de forskellige inputs og antal ydelser, samt at begge typer variable kan være påvirket af eksterne rammevilkår.

Når man normalt taler om benchmarking brugt til regulatoriske formål menes modeller, der beregner virksomheders statistiske effektiviseringspotentiale som i Figur 7. Tanken er, at benchmarkmodellen skal benyttes som et redskab, der for varierende eksterne rammevilkår kan beregne det efficiente omkostningsniveau forbundet med at levere forskellige mængder ydelser. De ydelser, som netvirksomheder leverer, er fx transport af elektricitet, kapacitet, der kan håndtere udsving i efterspørgsel og leveringssikkerhed.

For at belyse effektiviseringspotentialet i brancher med store faste aktiver (fx eldistributionen) er det endvidere nødvendigt at inddrage en adskillelse mellem kort og langt sigt. Mere præcist handler denne del af potentialebeskrivelsen om at forstå, at den ydelse, som netvirksomhederne leverer, også afhænger af de faste netaktiver (kabler, netstationer etc.), som virksomhederne har opbygget over en årrække. På den korte bane ligger de faste aktiver fast, mens de på langt sigt sandsynligvis vil kunne indgå i en samlet effektivisering. Derfor er det i potentialebeskrivelsen vigtigt at holde tidshorisonterne for øje.

Konkret indfører vi i vores vurdering af potentialer i kapitel 4 en skelnen mellem kort og langt sigt i vores opgørelse af det statiske potentiale. Denne inddeling tilsiger, at de faste aktiver på den helt korte bane ikke kan effektiviseres. Dvs. et evt. potentiale kun kan hentes ved at effektivisere driften omkring de faste aktiver, som virksomhederne nu engang ligger inde med. På den længere bane kan driften sammen med de faste aktiver effektiviseres. I forhold til det kortsigtede potentiale vil den langsigtede tilgang give anledning til en potentialevurdering, som er større, jf. Figur 8 nedenfor. Dette vil i særdeleshed være tilfældet, hvis der også indregnes produktivitetforbedringer over tid, som parallelt med det statiske potentiale skal realiseres. Disse sondringer mellem statiske og dynamiske potentialer samt kort- og langsigtspotentialer opsummeres i Figur 8 nedenfor.

Figur 8 Statiske og dynamiske potentialer



Kilde: Copenhagen Economics

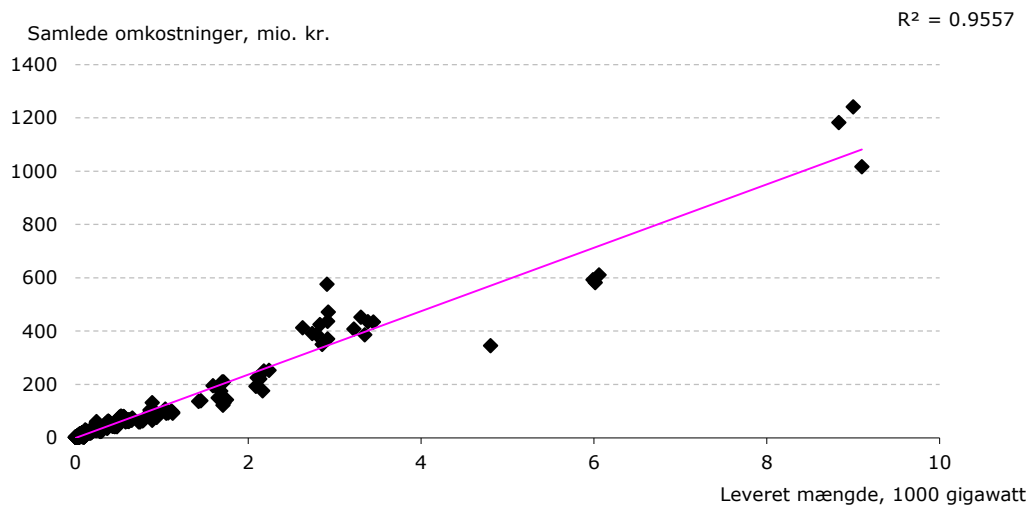
I figuren til venstre illustreres de statiske kort- og langsigtspotentialer, mens figuren til højre illustrerer, hvordan det dynamiske potentiale udvikler sig over tid. Anskues først figuren til venstre er der indtegnet en sort kort- og langsigtet produktionsfront samt en virksomhed. Den kortsigtede produktionsfront ligger under den langsigtede front, fordi virksomhedens mulighed for at omkostningseffektivisere indenfor denne tidshorizont er begrænset. Omkostninger relateret til faste aktiver kan ikke effektiviseres, hvormed virksomheden er tvunget til at effektivisere dens variable driftsomkostninger rundt om de eksisterende faste aktiver. På langt sigt er sammensætningen af virksomhedernes faste

aktiver fleksibel. Dvs. alle omkostninger kan effektiviseres, så den langsigtede produktionsfront forskyldes udad, og virksomhedens langsigtede statistiske potentiale er større end det tilsvarende kortsigtede potentiale. Fordi både det kortsigtede og langsigtede statistiske potentiale i praksis indhentes over begrænsede tidshorisonter, vil der undervejs ske produktivetsforbedringer. I figuren til venstre svarer det til de indtegnede pink fronter. Produktivetsforbedringerne implicerer, at potentialerne, som virksomheden kan indhente på kort og langt sigt, forøges. Dette illustreres i figuren til højre. I denne figur er virksomhedens potentiale indtegnet på den lodrette akse, mens tiden løber ud af den vandrette akse. Indenfor den kortsigtede (langsigtede) horisont, der løber frem til (fra) t , kan der statisk opnås et potentiale svarende til den vandrette afstand identificeret i figuren til venstre. Over tid vil produktivetsforbedringer implicere, at det mulige potentiale forstørres i forhold til det statistiske potentiale. Denne proces er i figuren til højre illustreret ved den pink linje, som viser, hvordan det dynamiske potentiale i forhold til det statistiske over tid vokser mere og mere.

2.2 Benchmarking i eldistributionsselskaber

Den mest simple tilgang til benchmarking ville være på tværs af virksomheder at sammenligne omkostninger ved at levere strøm til forbrugerne. For forbrugeren fremstår den forbrugte strøm (eller "transporten" heraf) et langt stykke af vejen som den ydelse, man betaler for. Der er da også en meget stærk sammenhæng mellem leveret strøm og omkostninger. Det er illustreret i Figur 9 nedenfor: ud af den vandrette akse er leveret strøm, mens de samlede omkostninger er opgjort på den lodrette akse. Der tegner sig et meget klart billede af, at jo mere strøm der leveres, jo større er omkostningerne. Det kan sammenfattes i, at over perioden 2006-2011 kan 96 procent af variationen i danske netvirksomheders omkostninger forklares af forskelle i den leverede mængde elektricitet. Rent grafisk kan det aflæses ved, at observationerne (prikkerne) fordeler sig tæt omkring den rette linje, som er indlagt i figuren.

Figur 9 Omkostninger forklaret af leveret mængde



Note: Observationerne dækker perioden 2006-2011 og omfatter kun distributionen – dvs. transformerfor-
eninger er udeladt. Over perioden er der sket en række fusioner, som medfører, at antal distributions-
selskaber i 2006 var 67, i 2007 var 65, i 2008 var 62, i 2009 var 59, i 2010 var 57 og i 2011 var 51.
Omkostningsbegrebet ligger på linje med det, der indgår i Netvolumen modellen – dvs. driftsomkost-
ninger ekskl. nettab og godkendte korrektioner og afskrivninger ekskl. godkendte korrektioner. I
2011, trækkes energieffektiviseringsomkostningerne ud af grundlaget for driftsomkostningerne i Net-
volumen modellen. For at undgå strukturelle brud er disse derfor lagt til driftsomkostningerne.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynet

Denne sammenhæng kunne give anledning til at konkludere, at alle selskaber under lin-
jen var mere effektive end gennemsnittet, mens alle selskaber over linjen var mindre ef-
fektive end gennemsnittet. To forhold tilsiger imidlertid, at denne simple tilgang ikke
rækker.

For det første producerer netvirksomheder andre ydelser end levering af elektricitet. Dis-
se ydelser afhænger ikke nødvendigvis proportionalt af den leverede mængde. Fx har
netvirksomhederne også til opgave at yde leveringsikkerhed og kapacitet. Det sidste sva-
rer i ydelsestermer til, at virksomheder leverer en kapacitetsoption til forbrugerne. Dvs.
udover den faktiske leverance skal distributionsnettet også fleksibelt kunne håndtere, at
store mængder strøm kanaliseres gennem systemet. Kapacitetsbehovet kommer dels fra,
at forbrugernes efterspørgsel kan fluktuere betydeligt men også fra, at dele af elprodukti-
onen ligger indenfor distributionsnettet, fx i form af solceller. Dette kan give anledning til,
at overskudsmængder sendes ud gennem systemet.

Et forslag til en samlet mængde relevante ydelsesmål kunne derfor være:

- Leveret mængde strøm
- Transport af strøm
- Kapacitetsydelser (fx maksimal effekt)

- Leveringssikkerhed¹³
- Ekspedition af kundeforespørgsler mv.
- Antal kunder omfattet af tilslutningspligt

Pointen er netop, at der ikke et-til-et forhold mellem disse andre ydelsesmål og leveret el. Dette afspejles bl.a. ved, at moderne benchmarkmodeller – som fx den tyske – inddrager kapacitet, som en selvstændig ydelse.

Det andet problem er, at distributionsselskaberne kan have forskellige eksterne rammevilkår ved at producere en given ydelse. Variation i de eksterne rammevilkår drives primært af geografiske forskelle men kan også være forårsaget af regulatoriske forskelle – fx forårsaget af variation i den kommunale ejendomsbeskatning eller netvirksomhedens selskabsform.

I det videre fokuseres der primært på variation i eksterne rammevilkår som følge af geografiske forskelle. Det skyldes, at denne dimension udover at fange egentlige geografiske forskelle også kan rumme de centrale regulatoriske variationer.

I Danmark er der overordnet fire typer geografiske *forskelle*, som kan virke omkostningsdrivende:

- *Urbaniseringsgrad* (hvor mange husstande med el-tilslutning per kvadratkilometer)
- *Demografiske forhold* (den faktiske infrastruktur afspejler den befolkningstæthed, der var ved etablering af nettet – ikke hvad man ville have valgt i dag)
- *Isolerede områder* (beliggenhed på meget isolerede arealer – fx øer – kan kræve særlige løsninger såsom søkabler i stedet for jordkabler eller luftledninger)
- *Klimatiske forhold* (nærhed til vand og hav kan udløse ekstra slitage)

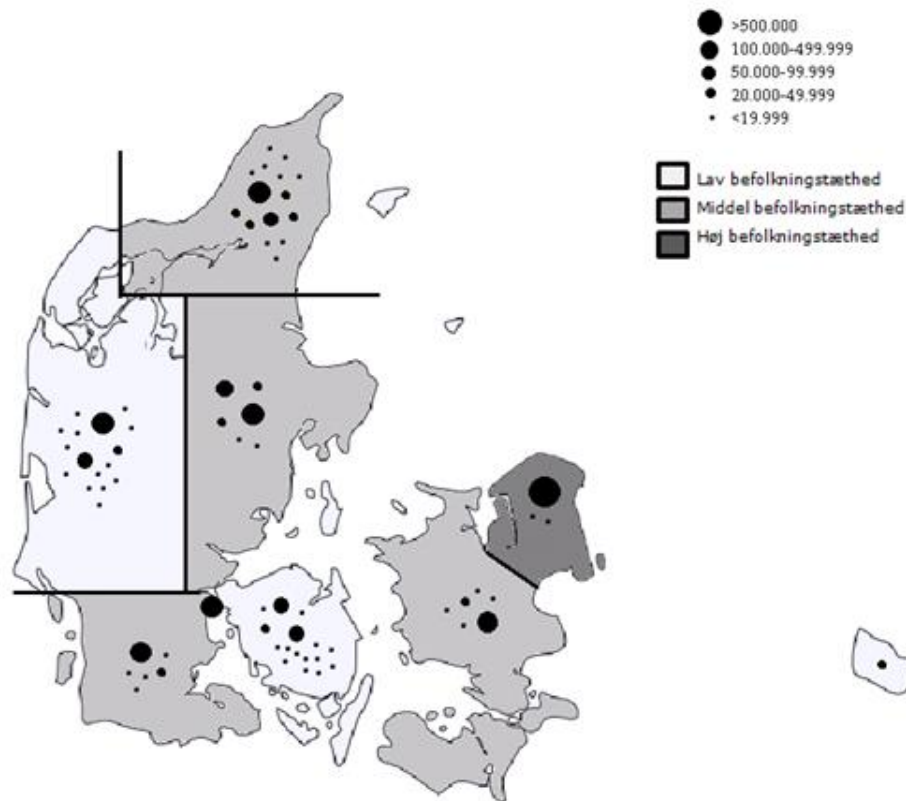
Ser man på et Danmarkskort, så er der absolut en betydelig variation i alle disse forhold, som empirisk¹⁴ også har vist at kunne betyde noget for de relative omkostninger ved at producere:

- Betydelig variation i urbaniseringsgrad særligt mellem Storkøbenhavn og resten af landet
- Variationer i befolkningstæthed på tværs af landet
- Mange øer
- Lange kyststrækninger

¹³ Leveringssikkerhed kan defineres ved, at forbrugerne til en hver tid har adgang til elektricitet. Det vil på den ene side sige, at der er få afbrydelser, og at de afhjælpes hurtigt. Dette kunne også kaldes kvalitet. På den anden side vil leveringssikkerhed også kræve, at forbrugere initialt har adgang til strøm. Dvs. at netvirksomhedernes distributionsnet er koblet sammen med alle lokale slutbrugeres stikledninger, der fører strømmen det sidste stykke mellem nettet og husstanden eller virksomheden.

¹⁴ Se fx Folloni et al (2001), APC (2012), Nillesen (2008)

Figur 10 Størrelse og fordeling af eldistribution i DK



Kilde: Copenhagen Economics

Omkostningsforskelle drevet af forskelle i befolkningstæthed/urbanisering kan skyldes flere faktorer. Ved en høj grad af urbanisering og dermed befolkningstæthed drives de højere omkostninger fx af:

- Høj kapacitetsbelastning
- Krav om nedgravede ledningsnet i stedet for luftledninger og varierende anlægsomkostninger afhængig af urbaniseringsgraden
- Flere skadesager som følge af andres opgravninger (særligt relevant i byer), tvungne ledningsflytninger ved byfornyelse mm.
- Større udgifter til husleje og personale (højere jordpriser og timelønninger)

Ved en lav urbaniseringsgrad og dermed befolkningstæthed drives de højere omkostninger fx af:

- Et større geografisk areal dækkes – dvs. flere kilometerkabel per leveret strøm og kapacitet til kunderne
- Store afstande mellem transformere og kunder medfører, at større afstande skal aflægges ved eftersyn og reparationer.

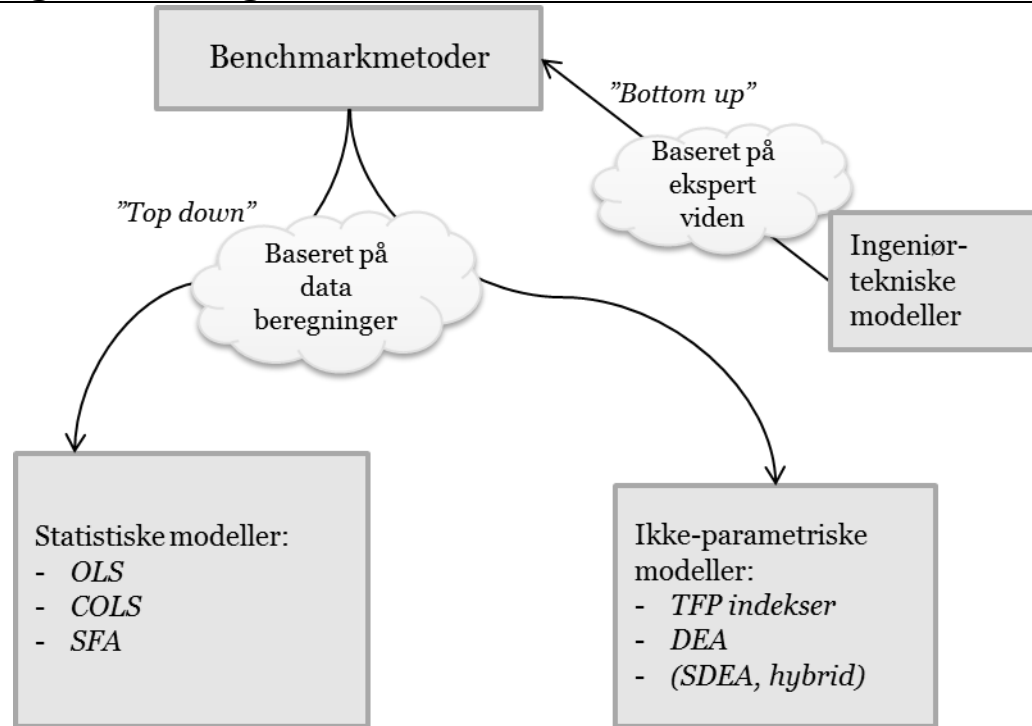
Der er derfor en ganske kompliceret sammenhæng mellem graden af urbanitet og omkostninger, som er vanskelig at sammenfatte i nogle simple formler. Dette tema tages op i kapitel 4 om vores faktiske potentialemodel.

2.3 Forskellige tilgange og mange teknikker

Udover omkostninger, ydelser og eksterne rammevilkår er den sidste ingrediens i benchmarking en beregningsmodel. Til at beregne det statiske potentiale findes en række forskellige benchmarking modeller. Som udgangspunkt hersker der dog ikke konsensus, om hvilken er den bedste. Fordi der er variation i både omkostningsstruktur og i informationsgrundlaget mellem industrier vil best practice nødvendigvis være industrispecifik. Som redegjort for tidligere afviger netvirksomhederne fra andre industrier via deres høje faste omkostninger samt følsomhed overfor eksterne rammeforhold: Den samme aktivitet er ikke nødvendigvis omkostningseffektiv, hvis den gentages et andet sted.

Grundlæggende sondres der indenfor benchmarking mellem to tilgange: "Top down" og "bottom up" modeller jf. Figur 11.

Figur 11 Oversigtstræ over benchmarkmodeller



Note: De forskellige benchmarkmodeller inkl. Malmquist indekset, der benyttes til at udlede det dynamiske potentiale er beskrevet mere indgående i Bilag B.

Forskellen mellem statistiske modeller og ikke-parametriske modeller kan henføres til, at der i statistiske modeller initialt antages en produktionsfront, hvor den funktionelle form og de statistiske egenskaber kendes. Dvs. at det ikke er nødvendigt at kende omkostningsdriverne – fordi de kan testes via statistik. Modsat ved ikke-parametriske modeller baseres analysen på, at man initialt kender omkostningsdriverne men ikke nødvendigvis de funktionelle og statistiske egenskaber for produktionsfronten.

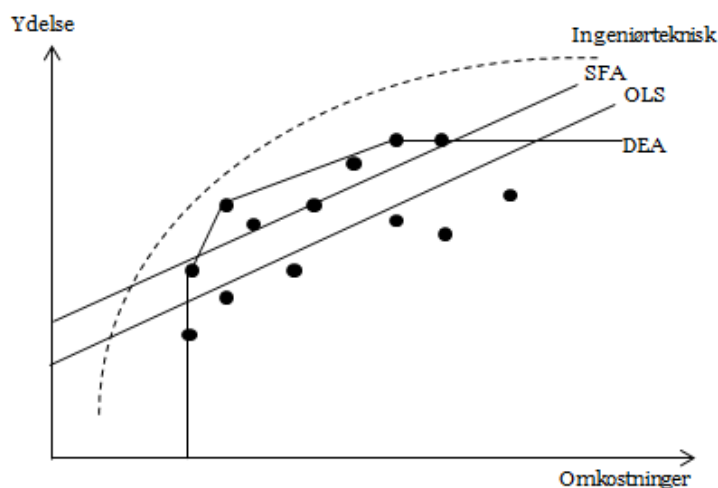
Kilde: Copenhagen Economics baseret på APC (2012)

”Bottom up” modeller baserer sig på en ingeniørfaglig vurdering af benchmarken. Metoden går ud på, at man med udgangspunkt i en virksomheds leverede ydelse og eksterne rammevilkår bygger en omkostningseffektiv virksomhed som benchmark. Metoden har den fordel, at den i princippet uden usikkerhed kan fastlægge den faktiske produktionsfront. Præmissen for, at dette succesfuldt kan lade sig gøre, er, at regulator har teknisk indsigt, stor viden om branchens udvikling og et detaljeret kendskab til hver enkel netvirksomhed. Dette vil sjældent være tilfældet.

I **”Top down”** modeller vurderes benchmarken på basis af estimationsmetoder. I erkendelse af, at regulator ikke er alvidende bestemmes den efficiente sammenhæng mellem omkostninger og ydelse på baggrund af faktiske observationer – dvs. faktiske sammenhænge mellem ydelser, eksterne rammevilkår og omkostninger. Indenfor denne gren af benchmarking findes der to overordnede modeltyper: Statistiske og ikke-parametriske modeller.

De forskellige top-down metoder giver alle anledning til varierende fordele og ulemper. For at forstå disse er det nødvendigt først at forstå det grundlæggende koncept. Her skal det indledningsvist bemærkes, at såfremt et mål for omkostningseffektivitet ønskes, er gennemsnit – eller fraktilmetoder som udgangspunkt ikke tilstrækkelige. Det skyldes, at vi for givne input ønsker at bestemme det maksimale ydelsesniveau, der kan opnås, eller for en given ydelse ønsker at bestemme de lavest mulige omkostninger. For at få en fornemmelse af, hvordan de forskellige modeller forholder sig til hinanden opstilles der konkret produktionsfronter fra 4 forskellige teknikker i Figur 12.

Figur 12 Statistisk sammenligning af benchmarkmetoder



Kilde: Copenhagen Economics

De fire metoder er: en ingeniør baseret bottom up teknik og tre top down teknikker – hhv. en produktionsfront baseret på SFA (Stochastic frontier analysis), en produktionsfront baseret på lineær regression (OLS) og en produktionsfront baseret på DEA (Data envelopment analysis). I beregningen af hver produktionsfront er der antaget aftagende skalaafkast. Dvs. fordobles de forskellige inputs proportionalt vil outputtet vokse men dog med mindre end 100 procent.

Ingeniørteknikken vil som vist her typisk generere en produktionsfront, der lægger højere end top down metoderne. Det skyldes, at teknikken i udgangspunktet ignorerer, hvad virksomhederne faktisk gør og i stedet fokuserer på, hvad de teoretisk bør gøre. Metoden står og falder på, at de hypotetiske virksomheder, der konstrueres som benchmark, med hensyn til ydelser og eksterne rammevilkår er fuldt sammenlignelige med virkelige virksomheder.

OLS teknikken er en top down teknik, der med udgangspunkt i de givne observationer giver et skøn over den gennemsnitlige sammenhæng mellem omkostninger og omkost-

ningsdrivere. Teknikken baseres på en meget specifik antagelse om den produktionsmæssige (og dermed funktionelle) sammenhæng mellem omkostninger og ydelse og har dermed den fordel, at produktionsfronten vil kunne valideres via statistiske tests. Det er dog sjældent tilfældet, at regulator fuldt ud kender de funktionelle sammenhænge, hvorfor tilgangen til trods for statistisk validering kan være fejlbehæftet. Derudover baseres teknikken på en gennemsnitstilgang, hvilket ligger langt fra tanken om at identificere det omkostningseffektive niveau – dvs. produktionsfronten.

SFA modellen er ligesom OLS baseret på en tilgang, hvor produktionsfronten defineres på baggrund af en række statistiske antagelser, der kan testes. Teknikken antager ligesom OLS en meget specifik antagelse om den produktionsmæssige (og dermed funktionelle) sammenhæng mellem omkostninger og ydelse. Dvs. modellen kræver i et vist omfang, at regulator kender de funktionelle sammenhænge, hvilket – som også anført under OLS – sjældent er tilfældet. Modsat OLS har SFA modellen som den eneste af de statistiske modeller den egenskab, at den estimerer det omkostningseffektive niveau – ikke noget, der ligger under. Dvs. modellens skrøbelighed samlet set isoleres til, om regulator initialt identificere den korrekte funktionelle form for produktionsfronten.

DEA teknikken baseres på en ikke-parametrisk tilgang, hvor regulator så at sige ”lader data tale”. Produktionsfronten identificeres ved nogle lineære optimeringsteknikker, som kort sagt leder efter de mest effektive virksomheder¹⁵, der kan spænde produktionsfronten ud. Fordelen ved denne tilgang er, at regulator ikke er tvungen til at foretage antagelser om formen på produktionsfronten. Teknikkens svaghed ligger dog i, at regulator skal kende alle omkostningsdrivere, og at den estimerede produktionsfront kun i begrænset omfang kan testes, fordi det ikke er en statistisk model. Dvs. det er ikke muligt fuldt ud at validere resultatet. Så præmissen for, at modellen lykkes er, at regulator initialt fuldt ud har afdækket de relevante omkostningsdrivere.

Der er således mange forskelligartede benchmarkteknikker. Hvilken model, der er mest egnet til at løse regulators problem afhænger i høj grad af regulators informationsgrundlag: Ved regulator alt om netvirksomhederne og de ydelser, de leverer, vil bottom up modellerne være fordelagtige. Regulator kan dog kun i teorien være så velinformeret, hvorfor top down tilgangene i de fleste tilfælde kan bidrage med et mere kvalificeret bud på hvor effektive, virksomhederne er. I det tilfælde, hvor regulator har kendskab til formen på produktionsfronten men er usikker på de relevante omkostningsdrivere, kan særligt SFA analysen blandt de statistiske tilgange være fordelagtigt. Omvendt i de tilfælde, hvor regulator ikke har kendskab til den funktionelle form på produktionsfronten men i stedet er velinformeret omkring de relevante omkostningsdrivere, er DEA analysen et værdifuldt redskab.

I kapitel 4, hvor det danske potentiale opgøres, vil vi komme tilbage til DEA og SFA, idet disse teknikker her vil danne grundlag for de bagvedliggende benchmarkberegninger.

¹⁵ De mest effektive virksomheder viser sig teknisk som outliers. Det skal her forstås, som virksomheder, der ift. sammenlignelige virksomheder er mest effektive.

Kapitel 3

Den danske benchmarkmodel og best practice

Som andre lande bruges der i Danmark en benchmarkingmodel til at sammenligne, om de forskellige distributionsselskaber producerer effektivt. Formålet med dette kapitel er at gennemgå den eksisterende benchmarktilgang og benytte dette som afsæt til etablering af en ny metode til at vurdere effektiviseringspotentialer på kort og langt sigt.

Kapitlet starter derfor med en beskrivelse af den nuværende danske benchmarking model, den såkaldte "Netvolumen model". Modellen udregner for hver virksomhed et omkostningsindeks, hvor de faktiske omkostninger sættes ift. de forventede omkostninger, den såkaldte netvolumen. Med denne tilgang tilstræbes det at gøre virksomhedernes omkostninger sammenlignelige, så et potentiale kan beregnes (afsnit 3.1). For at se den danske model herunder netvolumen i et internationalt perspektiv anskues det tilsvarende, hvad der gøres i andre steder. Her viser det sig, at de metoder, der lader til at være mest anvendt, er SFA og DEA (afsnit 3.2)

3.1 Netvolumen modellen

Den nuværende danske benchmarkmodel for netvirksomheder hedder "Netvolumen modellen". Netvolumen kan tolkes som et estimat af de faktiske forventede omkostninger forbundet med at levere strøm for en given mængde teknisk udstyr.

Netvolumen modellen er ikke metodisk bygget op som beskrevet i kapitel 2 med en klar definition af nogle ydelsesvariable og nogle eksterne rammevilkår. Der er i højere grad tale om en tilgang, hvor allerede etablerede produktionsmodeller – leveret el, sammensætning af ledningsnet, transformatorstationer mv. – opfattes som værende udtryk for en effektiv måde at drive hvert selskab på.

Det, der så måles, er, om de faktiske omkostninger i hvert selskab ved at levere en given mængde strøm er større eller mindre end i andre selskaber, hvis de havde anvendt præcist samme kombination af teknisk udstyr.

Det eneste veldefinerede eksterne rammevilkår, der tillades at påvirke omkostninger ved at levere ydelsen er *kundetæthed*. Vi uddyber dette nedenfor ved at beskrive de 5 steps i Netvolumen modellen:

- Step 1: Fastlæggelse af de forventede omkostninger
- Step 2: Beregninger af de faktiske omkostninger
- Step 3: Beregning af relativ effektivitet (step 1 resultat ift. step 2 resultat)
- Step 4: Korrektion for kundetæthed
- Step 5: Beregning af effektiviseringspotentialer

Step 1: Fastlæggelse af de forventede omkostninger ("netvolumen")

- Netvolumen kan fortolkes som den gennemsnitlige forventede omkostning ved levering af den pågældende netvirksomheds samlede ydelse. Beregningen foretages ved at gange en fast omkostningsækvivalent på de input hvert selskab har benyttet (antal elmålere, antal transformatorstationer, kilometer luftledning, leveret mængde elektricitet etc.). Det lægges så sammen til et samlet tal, netvolumen. Se evt. den tekniske formel i Boks 2 eller eksemplet i Bilag C.

Forudsætningen for, at netvolumen giver et korrekt billede af de nødvendige/forventede omkostninger ved virksomhedsdrift er, at:

- Netkomponenter har konstante enhedsomkostninger og kan lægges sammen
- Der er konstant skalaafkast forbundet med at drive netvirksomhed
- De beregnede omkostningsækvivalenter hviler på et sikkert datagrundlag

Den første forudsætning står og falder på, om de forskellige netkomponenter er omkostningsuafhængige. Dvs. øges et input (en netkomponent) vil omkostningerne forbundet med øvrige input alt andet lige ikke ændres. Hvis der ikke er omkostningsuafhængighed kan det ikke lade sig gøre at have konstante enhedsomkostninger. Der kan være eksempler på, at komponenter ikke er omkostningsuafhængige. Hvis man eksempelvis antager et distributionsnet som allerede under *peak* perioder leverer strøm svarende til sit kapacitetsmaksimum, da vil ekstra kunder og dermed leveret mængde fordyre omkostningerne relateret til de tekniske netkomponenter. Det skyldes, at omkostninger – fx relateret til afbrud – øges samtidig med, at systemet slides hårdere. I Boks 1 gennemgås de mere tekniske implikationer af antagelsen om omkostningsuafhængighed.

Boks 1 Binding ved omkostningsafhængighed

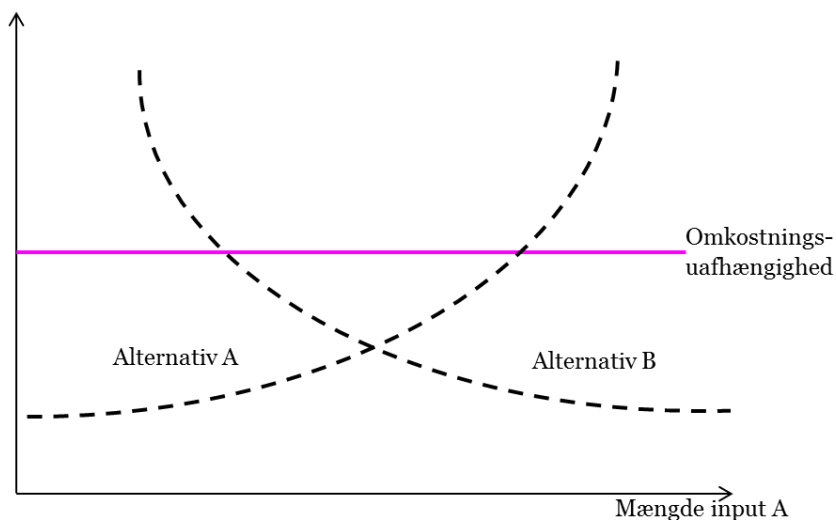
Grafisk viser omkostningsuafhængighed sig ved, at der er et lineært omkostningsforhold mellem de respektive omkostningsdrivere. I figuren nedenfor illustreres implikationen af omkostningsuafhængighed sammen med to alternativer. For gøre det illustrativt antages der her kun to omkostningsdrivere: input A som kan varieres og input B, hvis mængde ligger fast. Hermed er det muligt at anskue, hvordan omkostningerne til B kan afhænge af mængden af input A.

Ses der først på den pink linje, hvor der er omkostningsuafhængighed følger det, at hvis man øger input A med fx 1, påvirker det ikke omkostningerne forbundet med input B.

I Alternativ A vil en forøgelse af input A øge gennemsnitomkostningen forbundet med input B. I dette eksempel vil gennemsnitomkostningen vokse mere og mere, når input A øges. Denne omkostningssammenhæng kunne potentielt opstå, hvis input B er nettets infrastruktur, mens A er den maksimale belastning, infrastrukturen kan håndtere.

I Alternativ B vil en forøgelse af input A reducerer gennemsnitomkostningen forbundet med input B. I dette eksempel vil gennemsnitomkostninger falde mere og mere, når mængden af input A øges. Denne omkostningssammenhæng kunne fx opstå, hvis input A og B er substitutter i produktionen, og der er et voksende skalaafkast forbundet med A.

Omkostninger relateret til B ved en given mængde B-input



Kilde: Copenhagen Economics

Den anden forudsætning betyder, at når alle netkomponenter fordobles vil omkostningerne tilsvarende fordobles. Dvs. der er konstant skalaafkast. Dette resultat står i kontrast til, at de fleste internationale undersøgelser indikerer, at der er stigende skalaafkast for-

bundet med distributionsopgaven.¹⁶ Dvs. at hvis inputtet (og omkostningerne forbundet hermed) fordobles, vokser outputtet med mere end 100 procent, således at gennemsnitsomkostningerne falder, når outputmængden forøges.

Den tredje forudsætning går på, om omkostningsækvivalenterne hviler på et stærkt datagrundlag. De fleste af omkostningsækvivalenter (23 ud af 24¹⁷) er beregnet på baggrund af indberetninger fra 2005 og opdeles i hhv. drifts- og afskrivningsækvivalenter. Indberetningerne bestod af to ting:

- 1) Mængden af leveret strøm samt bestanden af antal tekniske netkomponenter
- 2) En omkostningsopgørelse, hvor de samlede omkostninger var henført på de enkelte komponenter.

På denne baggrund blev hver omkostningsækvivalent beregnet ved at dividere de samlede henførte omkostninger med summen af selskabernes antal enkeltkomponenter. En stor del af indberetninger var dog mangelfulde, hvorfor de fleste af ækvivalenterne alene er baseret på indberetninger for 35 ud af 67 netvirksomheder.¹⁸ Dette forhold skaber en vis usikkerhed om kvaliteten af omkostningsækvivalenterne.

Step 2: Beregninger af de faktiske omkostninger

- Omkostninger, som hvert selskab afholder, defineres som summen af afskrivninger¹⁹ og driftsomkostninger²⁰. Dog fratrækkes omkostninger til nettab²¹ og korrektioner godkendt af Energitilsynet²². Se evt. den tekniske formel i Boks 2.

Idet de faktiske omkostninger danner basen, for hvad der skal effektiviseres er det centralt, at de afspejler de økonomiske omkostninger, der kan effektiviseres. I denne sammenhæng kan særligt afskrivningerne være opgjort med nogen usikkerhed, fordi de kan være påvirket af, hvad selskaberne angav i deres åbningsbalancer fra 2000. Derudover er det ikke indlysende, hvorfor nettabet holdes ude. Det ingeniørfaglige argument er her, at

¹⁶ For en oversigt se fx Growitsch et al. (2009)

¹⁷ Den 24. omkostningsækvivalent er for fjernaflæste målere. Den blev indført for afskrivninger i 2012, men er siden blevet afvist af Energiklagenævnet pga. et utilstrækkeligt datagrundlag

¹⁸ Blandt netvirksomheder er der en skelnen mellem distributionsvirksomheder og transformerforeninger. Transformerforeningernes typer af netaktiver er yderst begrænset sammenlignet med distributionselskaberne. Derfor vil det være sådan, at for langt de fleste tilfælde er transformerforeninger holdt ude af ækvivalentberegningerne. For 50/60 Kv aktiverne indgår der i beregningen af omkostningsækvivalenterne også data fra 7 regionale transmissionsselskaber. Se evt. Energitilsynets "Bilag til Afgørelsen", 25.10-2010

¹⁹ Afskrivninger forstås som afskrivninger på aktiver, i henhold til anskaffelsesværdi, -tidspunkt og byggerente.

²⁰ Driftsomkostningerne er defineret som virksomhedens omkostninger til indkøb af energi, lønninger, tjenesteydelser, administration, vedligeholdelse, demontering af eksisterende anlæg ved nødvendige ny-investeringer, nettab samt afvikling af gældsforpligtelser og udgifter til sikkerhedsstillelse.

²¹ Nettabet dækker over værdien af den mængde strøm, som passerer ind i den enkelte netvirksomheds net, men som aldrig leveres til en slutbruger eller indgår som et andet input. Dvs. nettabet er værdien af en mængde strøm, som går tabt i systemet. Den tekniske mulighed for at mindske dette tab er minimal, hvorfor det trækkes ud.

²² I Netvolumen modellen tillades specifikke omkostningskorrektioner – der er dog en nedre bagatelgrænse på 0,5 % af netvolumen eller 2 mio. kroner. Godkendte korrektioner sker typisk for omkostninger, der omfatter: force majeure, afholdelse af pensionsforpligtelser, etc. Bemærk at fra og med 2011 indberettes driftsomkostningerne uden energispareomkostningerne

det på den korte bane ikke kan effektiviseres, og at kun en ganske beskedne del vil kunne hentes på længere sigt²³

Step 3: Beregning af relativ effektivitet (step 1 resultat ift. step 2 resultat)

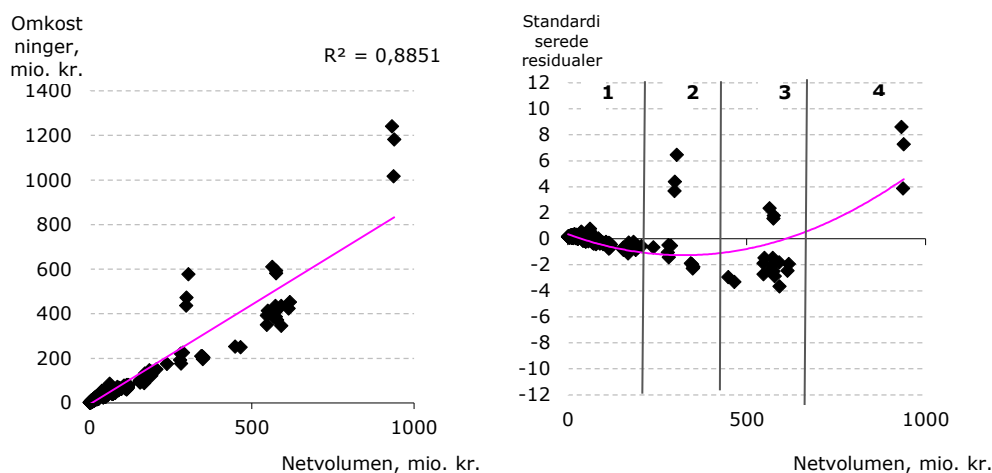
- På basis step 1 og step 2 kan der nu beregnes et relativt ”omkostningsindeks”: det består grundlæggende af forholdet mellem omkostningsgrundlag (tæller) og netvolumen (nævner).
- Tilgangen, hvor netvolumen sammenholdes med omkostninger, implicerer, at omkostningseffektiviteten i en virksomhed med mange transformere og få kilometer ledning gøres sammenlignelig med en virksomhed, der har færre transformere og flere kilometer ledning.
- Hvis denne andel overstiger 1, så er selskabets omkostninger principielt højere end gennemsnittet givet dets valg af tekniske inputs og faktisk leveret strøm. Se evt. den tekniske formel i Boks 2.

Præmissen for, at omkostningsindekset er meningsfuldt er, at den samlede netvolumen repræsenterer alle de omkostningsdrivende ydelser, som netvirksomhederne har. Tilsyneladende er Netvolumen modellen god til at forklare variationen i omkostningerne. Det følger af, at 89 procent af variationen i omkostningerne kan forklares af netvolumen jf. Figur 13.

²³

Jf. Bilag til Energitilsynets afgørelse af 27. september 2007 om udmelding af effektiviseringskrav til netselskaberne for 2008

Figur 13 Omkostninger plottet mod netvolumen



Note: Observationerne dækker perioden 2006-2011 og omfatter kun distributionen – dvs. transformerfor-
 eninger er udeladt. Over perioden er der sket en række fusioner, som medfører, at antal distributions-
 selskaber i 2006 var 67, i 2007 var 65, i 2008 var 62, i 2009 var 59, i 2010 var 57 og i 2011 var 51.

Omkostningsbegrebet ligger på linje med det, der indgår i Netvolumen modellen – dvs. driftsomkost-
 ninger ekskl. nettab og godkendte korrektioner og afskrivninger ekskl. godkendte korrektioner.

I 2011, trækkes energieffektiviseringsomkostningerne ud af grundlaget for driftsomkostningerne i
 Netvolumen modellen. For at undgå strukturelle brud er disse derfor lagt til driftsomkostningerne.
 Standardiserede residualer svarer til de faktiske residualer, men er skaleret ned ved at dividere med
 standardfejlen på residualerne.

Kurven i figuren til højre er fittet vha. et andengradspolynomium

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynet

Validiteten af dette resultat svækkes dog, når man nærmere analyserer afvigelser mellem
 forventede og faktiske omkostninger. Vi har derfor plottet residualerne, forskellen mellem
 den pink linje og observationer i figuren til venstre, mod netvolumen, som gjort i figuren
 til højre. En forudsætning for, at forklaringsgraden på 89 procent er korrekt, er, at residu-
 alerne i figuren til højre inden for et afgrænset bånd fordeler sig jævnt ud af den vandrette
 akse. Dette er ikke tilfældet.

Konkret ses det i figuren til højre, at residualerne fordeler sig i en u-form indikeret ved
 den bløde pink streg. Denne u-form implicerer, at selskaber med en netvolumen på mel-
 lem 30 og 300 mio. kr. (gruppe 2) og mellem 300 og 700 mio. kr. (gruppe 3) har tendens
 til lavere omkostninger end selskaber med en netvolumen under 30 mio. kr. (gruppe 1)
 eller en netvolumen over 700 mio. kr.

En årsag, der kan forklarer u-formen, er at selskaber med forskellig størrelse (netvolu-
 men) ofte opererer under vidt forskellige rammevilkår. Konkret ved vi fra afsnit 2.2, at
 kundetæthed kan være et omkostningsdrivende eksternt rammevilkår. For at kunne un-
 dersøge, om det er forskelle i kundetæthed, der driver u-formen til højre i Figur 13, indde-
 les virksomhederne i de fire indikerede grupper. For hver gruppe kan gennemsnitlig kun-
 detæthed så undersøges. Det viser sig her jf. Tabel 1, at kundetætheden er størst for grup-
 pe 1 og gruppe 4, som netop var de to grupper, hvis omkostninger drev tendensen til u-

formen i Figur 13 til højre. Endvidere ses det, at befolkningstætheden er voksende i gruppenummeret og dermed netvolumens størrelse – hvor gruppe 4 er i en særklasse (hovedstadsområdet). Både anlæg- og vedligeholdelsesudgifter kan være større i stærkt urbaniserede områder (højere løn, ejendomsudgifter, svære trafikale forhold mv.).

Tabel 1 Statistik på grupper

	Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3	Gruppe 4
Antal virksomheder	208	256	22	3
Andel af samlet netvolumen, pct.	8	44	39	10
Kundetæthed, gns.	48	39	35	80
Befolkningstæthed, gns.	133	437	407	899

Note Observationerne dækker perioden 2006-2011 og omfatter kun distributionen – dvs. transformatorfor- eninger er udeladt. Over perioden er der sket en række fusioner, som medfører, at antal distributions- selskaber i 2006 var 67, i 2007 var 65, i 2008 var 62, i 2009 var 59, i 2010 var 57 og i 2011 var 51.

Kundetætheden defineres i Netvolumen modellen som forholdet mellem antal slutkunder (bestemt som netvirksomhedernes oplyste antal målere) og kilometer 0,4kV kabler, som virksomhederne be- nytter til den endelige levering.

Befolkningstæthed angiver antal indbygger pr. kvadratkilometer i de områder, som netvirksomheder- ne dækker

Kilde: Copenhagen Economics

Det kunne således tyde på, at en del af u-formen drives af højre kundetæthed for gruppe 1 og 4. I Netvolumen modellen korrigeres omkostninger – måske også netop derfor – for kundetæthed i step 4 som vist længere nede – men ikke for befolkningstæthed.

En anden tilgang til at tjekke, om netvolumen i tilstrækkelig grad fanger de ydelser, som netvirksomhederne leverer, kunne være ved at sammenligne med, hvad man gør i andre lande. For at understøtte en sådan sammenligning deles netvolumen op i 4 kategorier: leveret mængde, netværkslængde, kundeantal og antal transformere. Holdes disse kate- gorier op med, hvad der gøres i andre lande, ses det i Tabel 2, at de tre første kategorier går igen ofte – hhv. 9, 10 og 8 gange – ud af en gruppe på 11 lande, mens 5 lande inddra- ger antal transformere. Anlægges det omvendte perspektiv - hvad der indgår andre steder, men ikke i Danmark – ses det, at netværkskoblinger benyttes i 4 lande, og at både Tysk- land og Sverige bruger kapacitet som ydelse.

Tabel 2 International sammenligning af ydelser

	DK	SE	NO	FI	AUT	DE	UK	IR	NZ	NL	CAL	Total
Leveret mængde	X		X	X	X		X	X	X	X	X	9
Netværkslængde	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X		10
Kundeantal	X	X	X	X			X	X		X	X	8
Antal transformere	X	X	X			X				X		5
Netværkskoblinger					X	X			X	X		4
Kapacitet (peak load)		X				X						
Total	4	3	4	3	3	3	3	3	3	5	2	

Note: CAL dækker over delstaten Californien i USA. Transformerkapacitet/ -antal dækker også under proxy-variable, så som peak load, generator kapacitet, mv.

Kilde: Copenhagen Economics baseret på egen research, WIK-consult (2011), ACCC (2012) og NordREG (2012)

På baggrund af denne sammenligning ses det, at de ydelser, der inddrages i netvolumen i høj grad ligger på linje med, hvad der ses andre steder. Ydelser som netværkslængde og antal transformere er som udgangspunkt udtryk for historiske investeringsvalg, som netvirksomhederne har foretaget for at kunne efterleve kapacitets- såvel som produktions-services. Ved at lade dem indgå i de respektive modeller som ydelser og dermed eksogene omkostningsfaktorer kan det tendere mod, at regulator implicit accepterer historiske investeringsvalg som værende omkostningseffektive. Dette er i sagens natur ikke altid tilfældet, men fordi det historisk har været svært fx at måle kapacitet, er det ofte sådan, at de historiske teknikvalg er endt som bedste proxy.

I nyere tid – som fx afspejlet ved implementering i den tyske model – er kapaciteten, der stilles til rådighed i systemet blevet mere håndgribelig og dermed målbar. I Tyskland måles den ved peak load²⁴, som er en approksimation af transformerkapaciteten. Idet el-systemet er i en udvikling, hvor flere volatile strømkilder vinder indpas, og hvor der sker en øget egenproduktion hos slutbrugerne kan kapaciteten vise sig være en vigtig ydelse, som også skal inddrages, når benchmarken vurderes²⁵. Kapitel 5 vil bl.a. vi se nærmere på dette emne.

Step 4: Korrektion for kundetæthed

- Inden et endeligt omkostningsindeks beregnes, korrigeres der for virksomhedens kundetæthed²⁶, da denne antages at påvirke relative omkostninger mellem selskaberne.

²⁴ Peak load kan tolkes som spidsbelastning eller maksimal effekt. Peak load kan bestemmes ved en kontinuerlig måling af transformerbekæftningen eller indirekte med udgangspunkt i en løbende kundefakturering. Andre tilgange til at måle peak load er ved at anskue en transformers maksimale efterspørgselsaflysning i kombination med antallet af forskellige kundetyper, der linket op til den givne transformer. Til slut kan det nævnes at fx Smart grid målere, der måler slutbruger efterspørgslen/udbuddet intervalvist vil være i stand til at indsamle informationer, som kan danne grundlag for en vurdering af peak load.

²⁵ Jf. Arriago et al. (2013)

²⁶ Kundetætheden defineres i Netvolumen modellen som forholdet mellem antal slutkunder (bestemt som netvirksomhedernes oplyste antal målere) og kilometer 0,4kV kabler, som virksomhederne benytter til den endelige levering.

- Den konkrete formel der bruges her betyder, at for selskaber med identisk netvolumen men forskellig kundetæthed, vil det selskab med højest kundetæthed ende ud med en relativt højere korrigeret netvolumen. Dvs. kundetæthed antages at fordyre produktion jf. også den tekniske formel i Boks 2.

Hvis man sammenligner med eksterne rammevilkår, der indgår i andre landes benchmarking, er kundetæthed nok den, der går oftest igen jf. Tabel 3, men der findes også andre. Dvs. udover kundetæthed, der bruges i fx Danmark, Sverige, Norge og en række andre lande, ses det, at andre rammevilkår - fx energipriser²⁷ i Finland - kan indgå som vigtige modelinput jf. Tabel 3.

Tabel 3 International sammenligning af rammevilkår

	DK	SE	NO	FI	DE	IR	NZ	CAL	Total
Decentral energi					X				1
Energipriser				X					1
Smh. med transmissionsnetværk			X						1
Årsvarriation			X	X					2
Afsidesliggende øer			X						1
MW fra små vandkraftværker			X						1
Kundetæthed - fritidshuse			X						1
Kundetæthed	X	X	X	X	X	X	X	X	8
Total	1	1	6	3	2	1	1	1	

Note: CAL dækker over delstaten Californien i USA. Transformerkapacitet/ -antal dækker også under proxy-variable, så som peak load, generator kapacitet, mv.

Kilde: Copenhagen Economics baseret på egen research, WIK-consult (2011), AER (2012) og NordREG (2012)

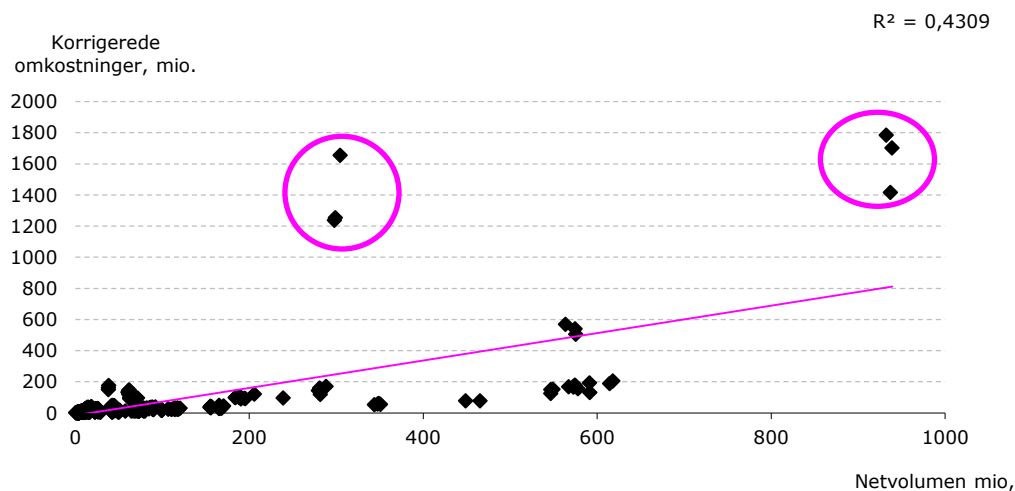
Det vurderes dog, at en række af de eksterne rammevilkår, som indgår i de internationale analyser, ikke er relevante for Danmark. Den indenlandske variation i disse forhold er ganske enkelt *ikke* på et niveau, som begrunder brug i en dansk model: det gælder fx årsvariation i energiforbrug som i Norge og Finland.

På trods af, at kundetætheden sandsynligvis fanger en vigtig del af variationen i netvirksomhedernes eksterne rammevilkår viser det sig dog, at når omkostningerne korrigeres for kundetæthed reduceres netvolumens evne til at forklare omkostningsvariationen på tværs af selskaberne jf. Figur 14. I figuren plottes netvirksomhedernes korrigerede omkostninger op ad den lodrette akse og netvolumen ud af den vandrette akse over perioden 2006-2011. Det viser sig her, at kun 43 procent af variationen i netvirksomhedernes kor-

²⁷ Energipriser kan variere mellem forsyningsområder. Dette er også tilfældet i Danmark når DK1 og DK2 sammenlignes.

rigerede omkostninger forklares af netvolumen. Dette skyldes sandsynligvis, store outliers som indkredset af de pink cirkler²⁸.

Figur 14 Korrigerede omkostninger og netvolumen



Note: Observationerne dækker perioden 2006-2011 og omfatter kun distributionen – dvs. transformerfor- eninger er udeladt. Over perioden er der sket en række fusioner, som medfører, at antal distributions- selskaber i 2006 var 67, i 2007 var 65, i 2008 var 62, i 2009 var 59, i 2010 var 57 og i 2011 var 51. Omkostningsbegrebet ligger på linje med det, der indgår i Netvolumen modellen – dvs. driftsomkost- ninger ekskl. nettab og godkendte korrektioner og afskrivninger ekskl. godkendte korrektioner.

I 2011, trækkes energieffektiviseringsomkostningerne ud af grundlaget for driftsomkostningerne i Netvolumen modellen. For at undgå strukturelle brud er disse derfor lagt til driftsomkostningerne. Standardiserede residualer svarer til de faktiske residualer men er skaleret ned ved at dividere med standardfejlen på residualerne

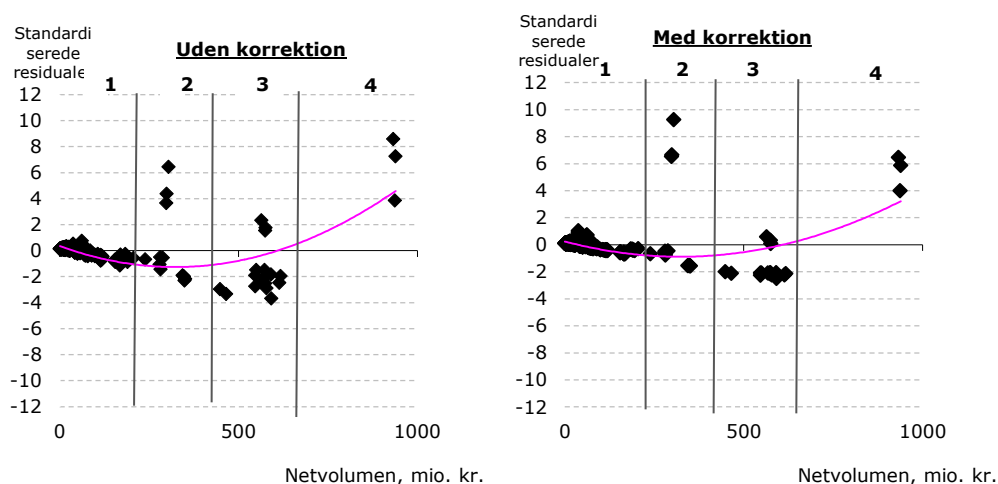
Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynet

At netvolumens evne til at forklare omkostningerne reduceres fra 89 procent uden kor- rektion i Figur 13 til 43 procent med korrektion kan være udtryk for en af to ting: enten, at der er en række virksomheder, hvis omkostningseffektivitet er meget lav, eller omvendt at omkostningskorrektionen rammer forkert. For at undersøge den sidste hypotese er det naturligt at se på, om korrektionen i Figur 14 eliminerer tendensen til u-formede residual- ler som oprindeligt indikeret i Figur 13.

Sammenholdes residualerne fra Figur 13 med residualerne, der kan udledes i Figur 14 viser det sig, at korrektionen for kundetæthed kun i ganske begrænset grad reducerer tendensen til u-formede residualer jf. Figur 15.

²⁸ Hvis outliers'ne holdes ude øges forklaringsgraden fra 43 procent til 56 procent. I begge tilfælde er forklaringsgraden lavere end i det tilfælde, hvor omkostningerne ikke er korrigeret for kundetæthed

Figur 15 Korrektionsfaktor og netvolumen



Note: Kundetæthedsfaktoren er beregnet på baggrund af et alpha (se boks 1) på 0.32 – der ligger på linje med Energitilsynets vurdering fra 2012. Vurderingen baseres på sammenhængen mellem kundetæthedsobservationer og omkostningsindekset for årene 2006-2011.

Observationerne dækker perioden 2006-2011 og omfatter kun distributionen – dvs. transformerfor- eninger er udeladt. Over perioden er der sket en række fusioner, som medfører, at antal distributions- selskaber i 2006 var 67, i 2007 var 65, i 2008 var 62, i 2009 var 59, i 2010 var 57 og i 2011 var 51. Omkostningsbegrebet ligger på linje med det, der indgår i Netvolumen modellen – dvs. driftsomkost- ninger ekskl. nettab og godkendte korrektioner og afskrivninger ekskl. godkendte korrektioner. I 2011, trækkes energieffektiviseringsomkostningerne ud af grundlaget for driftsomkostningerne i Net- volumen modellen. For at undgå strukturelle brud er disse derfor lagt til driftsomkostningerne.

I figuren til højre er kurven fittet vha. et 2. grads polynomium.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynet

I figuren til venstre vises samme plot som i Figur 13, hvor residualerne er udledt, når om- kostningerne ikke er korrigeret for kundetæthed. I figuren til højre er residualerne opad den lodrette akse udledt fra Figur 14 som afstanden mellem observationerne og den pink linje. I det sidste tilfælde er omkostninger korrigeret for kundetæthed, hvorfor en for- ventning kan være, at tendenser til u-form som følge af kundetæthed skal være mindsket. Sammenlignes de to plots i Figur 15 ses det, at en del af u-formen fra tilfældet uden kor- rektion forsvinder, når korrektionen er gennemført. Der er der dog stadig i plottet til høj- re tendenser til u-form som indikeret ved den bløde pink streg. Dvs. at det på denne bag- grund ikke kan afvises, at omkostningskorrektionen i et eller andet omfang ikke fanger hele omkostningseffekten drevet af høj kundetæthed og/eller befolkningstæthed.

Step 5: Beregning af effektiviseringspotentiale

- På baggrund af det korrigerede omkostningsindeks fastsat i step 4 findes 10 procent fraktilen og dermed benchmarkfronten blandt alle netvirksomhederne i det givne år.
- For selskaber, hvis korrigerede omkostningsindeks ligger over benchmarken, bestemmes den relative afstand mellem disse to mål. Denne afstand danner basis for det identificerede procentvise potentiale på selskabsniveau. Den endelige udmøntning sker ved, at det procentvise potentiale holdes op imod virksomhedernes driftsomkostninger (ca.45 procent af alle omkostninger). Se evt. den tekniske formel i Boks 2.
- Til sidst skal det nævnes, at Energitilsynet udmelder et effektiviseringskrav, der udmøntes i forhold til selskabernes indtægtsrammer. Effekter herfra beskrives ikke i rapporten og holdes jf. opdraget udenfor de potentialeanalyser, der gennemføres i kapitel 4.

Som afrunding er Netvolumen modellen i sin natur enkel. Præmisserne for, at modellens benchmark rammer rigtigt er dog følsomme overfor de antagelser, der anlægges om netvolumen – særligt de såkaldte omkostningsækvivalenter – og den måde, som kundetæthed korrigeres. I lyset af disse usikkerheder vil vi i det videre afsnit se nærmere på, hvilke modeller, der benyttes andre steder, og se om der er tegn på, at nogen metoder skulle være bedre end andre.

Boks 2 Netvolumen modellen – step by step forklaring

1) **Fastsættelse af netvolumen:** Netvolumen, skal give et udtryk for de forventede gennemsnitlige omkostninger forbundet med at drive et givent distributionsnet: Et givent net karakteriseres ved en given sammensætning af netkomponenter. Ganges hver af disse komponenter med den tilhørende omkostningsækvivalent og summeres der fås samlet netvolumen. Bemærk her, at omkostningsækvivalenterne (c' erne) er fastsat ud fra branchens gennemsnit i 2005.

$$\text{Samlet netvolumen} = \sum_i^n c_i * \text{Netkomponenter}$$

For en mere detaljeret gennemgang, hvor alle netvolumens 23-24 netkomponenter er inkluderet se eksemplet i Appendiks C Tabel C.1

2) : **Fastsættelse af omkostningsgrundlaget:** Omkostningsgrundlaget skal give et retfærdigt billede af virksomhedernes omkostninger og er defineret som:

$$\text{Omk. grundlag i BM} = \text{Afskrivninger} + \text{driftomk.} - \text{godkendte korrektioner} - \text{nettab}$$

For en mere detaljeret gennemgang se eksemplet i Appendiks C Tabel C.2

3) **Bestemmelse af omkostningsindekset** Modellen baseres så på et simpelt omkostningsindeks:

$$\text{Omk. indeks} = \frac{\text{Omk. grundlag i BM}}{\text{Netvolumen}}$$

Det samlede omkostningsindeks er således et relativt udtryk for virksomhedens effektivitet i forhold til et gennemsnitligt selskab med en (hypotetisk) identisk sammensætning af netkomponenter.

4) **Korrektion for eksterne forhold:** Omkostningsindekset korrigeres derefter for kundetæthed:

$$\text{Korrigeret omk. indeks} = \text{omk. indeks} * \exp \left[-\alpha \left(\frac{\ln \left(\frac{\# \text{ målere}}{0,4 \text{ kV kabler}} \right)}{\text{kundetæthed}} - \ln(\text{gns. kundetæthed}) \right) \right]$$

Korrektionsmetoden for 2012 svarer til formelen angivet ovenfor. Over tid har der dog været variation i den valgte korrektionstilgang. For en mere detaljeret gennemgang se eksemplet i Appendiks C Tabel C.3

5) **Bestemmelse af benchmarkfronten (og fastsættelse af effektiviseringskravet)** Effektiviseringspotentialet fastsættes endeligt for hvert netvirksomhed ud fra benchmarking af netvirksomhedernes omkostningsindeks mod fronten, $\hat{\gamma}$. Fronten er bestemt som det gennemsnitlige omkostningsindeks blandt de 10% bedste virksomheder. De fastsatte effektiviseringskrav udmøntes ved at omregne de individuelle procentvise krav til et absolut kronebeløb for hvert enkelt selskab med udgangspunkt i selskabets påvirkelige omkostninger.

$$\text{BM} \rightarrow \hat{\gamma} \rightarrow \text{Effektiviseringspotentiale} = \left(\frac{\text{korr. omk. indeks} - \hat{\gamma}}{\text{korr. omk. indeks}} \right) \%$$

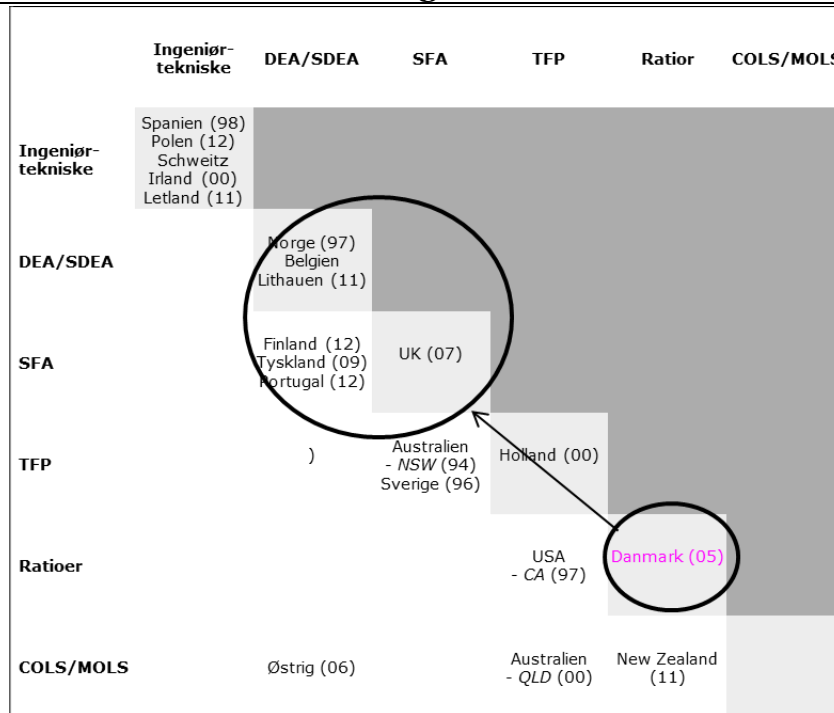
$$\text{Årlig reduktion i kr} = \left(\frac{\text{Eff. pot. i pct.}}{4} \right) * \text{påvirkelig omk.,}$$

For en mere detaljeret gennemgang se eksemplet i Bilag C Tabel C.4

3.2 Modeller andre steder

I løbet af de seneste 10-20 år har en lang række OECD lande indfaset benchmarking som element i deres regulering af netvirksomheder. Dette er sket i kølvandet på den generelle deregulering af el-markedet. Der hersker ingen fuldstændig konsensus om den korrekte metode til at benchmarke eldistribution, og både "Top down" og "Bottom up" modeller omtalt i 2.3 benyttes. Den overordnede tendens er dog, at der benyttes "Top down" modeller. Oftest er disse baseret på DEA - særligt i Europæiske lande.²⁹ Det gælder for Norge, Belgien, Litauen, Portugal, Finland, og Tyskland, hvor de tre sidste lande har kombineret DEA og SFA tilgangene jf. Figur 16. Det ses videre, at der ikke er andre lande end Danmark, hvor benchmarking isoleret baseres på en ratiotilgang.³⁰

Figur 16 Netværksbenchmarking i andre lande



Note: Årstal for indførelse af den nuværende model er anført i parentes. Delstater er anført i kursiv.

Kilde: Copenhagen Economics baseret på APC(2012), Jamasb og Pollitt (2001) samt egen research

Da der kan være en vis forskel mellem de effektiviseringspotentialer, som estimeres i selv de bedste modeller, betyder det, at selskaberne reelt bliver udsat for en metodisk usikkerhed. I en reguleringssammenhæng er dette ikke hensigtsmæssigt, og det er derfor blevet mere almindeligt, at regulatorer anvender en kombination af både DEA og SFA modeller.

²⁹ Dette er tilsvarende den tendens, der ses i den Europæiske TSO regulering, hvor NRA (National regulatory authorities) heriblandt det danske Energitilsyn er blevet enige om en DEA baseret benchmark jf. NRA(2013)

³⁰ Netvolumen modellen tilhører gruppen af benchmarkmodeller, der kaldes ratiomodeller, fordi modellen udregner produktionsfronten ved at konstruere sammenlignelige omkostningsratioer på tværs af virksomheder, hvor faktiske omkostninger holdes op imod nogle forventede omkostninger. Tilgangen kaldes i øvrigt nogen gange unit cost.

Sådanne bedst-af-flere-modeller kan beskytte mod en metodisk usikkerhed, som grundlæggende intet har med netvirksomhederne at gøre.

Bedst-af-flere-modeller kan give anledning til, at det vurderede statistiske potentiale falder. Det er nemt at se i et tænkt eksempel, hvor to virksomheder med samme omkostningsniveau vurderes via to forskellige benchmarkingværktøjer. Hvis den ene metode identificere, et effektiviseringspotentiale på 10 procent for virksomhed A og 5 procent for virksomhed B, mens den anden metode fører til det omvendte resultat, så ville bedst-af-flere-tilgangen føre til, at begge virksomhedspotentialer er 5 procent. Hvis kun den ene metode benyttes – ligegyldigt hvilken – ville den ene virksomhed skulle effektiviseres for 10 procent og den anden for 5 procent. Dvs. det gennemsnitlige potentiale for branchen ville lande på 7,5 procent, som er større end de 5 procent som i tilfældet med en bedst-af-flere tilgang.

I reguleringssammenhæng behøver udmøntning af potentialer imidlertid ikke at blive mindre. Såfremt der er større sikkerhed i bedømmelsen, så kan man også med større rettighed kræve, at en større del af den samlede omkostningsbase indgår som grundlag, når udmøntningen foretages. Fairness i forhold til virksomhederne behøves derfor ikke at være på bekostning af effektivitet og hensyn til forbrugerne.

For at illustrere brugen af bedst-af-flere modeller kan det nævnes, at der fx i Østrig anvendes tre forskellige modeller, og at der i den nyeste europæiske regulering, den tyske regulering af el- og gasnetværk, anvendes ikke mindre en 4 modeller. I Tyskland anvendes således både SFA og DEA modeller samtidig med, at to forskellige mål for kapitalomkostningerne (bogført eller standardiseret) indgår. Enhver netvirksomhed vurderes i alle modeller, og den højeste efficiens vælges som selskabets efficiens.

I perspektiv til ovenstående er det også interessant, hvordan reguleringen forholder til den underliggende benchmarking model. I Danmark er det regulatoriske udgangspunkt en indtægtsramme jf. 1.2. Denne reguleringstilgang går ligeledes igen for de lande, hvor en DEA benchmarkmodel bruges jf. Figur 17 nedenfor.

Figur 17 Benchmarking metoder og regulering

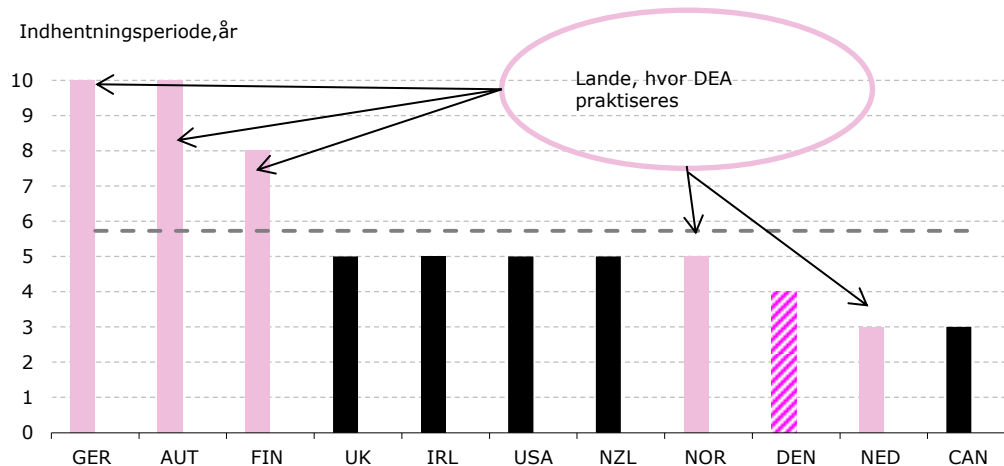
		Ikke-icitamentsbaseret regulering		Icitamentsbaseret regulering	
		<i>Hvile-i-sig-selv</i>	<i>Afkastloft</i>	<i>Indtægtsramme</i>	<i>Andet</i>
Benchmarking	<i>Ingeniør-tekniske</i>			Spanien	Schweitz Polen
	<i>COLS</i>				
	<i>DEA/SFA</i>		Finland Belgien	Østrig UK Sverige Norge Tyskland Litauen Portugal	
	<i>Ratioer</i>			Danmark Irland Italien	Holland
Ingen benchmarking		Frankrig Luxemburg Cypem		Estland Letland Slovakiet Slovenien Tjekkiet Ungarn	Grækenland Malta Romanien

Kilde: Copenhagen Economics baseret på ERO (2009), WIK-consult (2011) og Pollitt (2012), Frontier Economics (2012)

Dvs. internationalt forekommer der ikke nogen forhindringer i at kombinere DEA med en indtægtsrammeregulering.

Der ligger dog en forskel mellem lande (og dermed måske mellem modeller) for hvor hurtigt, at identificerede effektiviseringspotentialer skal indhentes. Effektiviseringskrav i Danmark baseres i dag på en fjerdedel af det samlede effektiviseringspotentiale. Dette kan alt andet lige omregnes til en 4-årig indhentningsperiode for knap halvdelen af potentialet. Dette er forholdsvis hurtigt set i forhold til de indhentningskrav tilsyn fremsætter i andre lande, jf. Figur 18.

Figur 18 Krav til indhentning af effektiviseringspotentiale



Note: Den danske indhentningsperiode er svær at opgøre, fordi netvirksomhederne hvert år skal indhente en fjerdedel af sidste års potentiale. Dvs. hvis netvirksomheden når dette mål, implicerer det at indhentningskravet året efter baseres på 75 procent af det oprindelige potentiale, hvoraf en fjerdedel skal indhentes. På denne måde vil indhentningsperioden principielt komme til at tage flere år.

Kilde: Copenhagen Economics baseret på NordREG (2012) og WIK-consult (2011)

Spredningen i indhentningsperioderne ser dog ikke ud til at være modelspecifik og skal nok i stedet ses i sammenhæng med, om indhentningskravet er udmøntet for både driftsomkostninger og afskrivninger eller for driftsomkostninger alene. I Danmark er det sidste tilfældet. Idet de danske driftsomkostninger, som der udmøntes krav på basis af, kun udgør ca. 50 procent af netvirksomhedernes samlede omkostninger, er muligheden for en forholdsvis hurtig indhentning større. Dette understøttes endvidere af den sammenhæng, at driftsomkostninger på den korte bane er lettere at tilpasse. I et land som Tyskland, hvor indhentningsperioden er 10 år skal den længere horisont ses i sammenhæng med, at effektiviseringskrav udstikkes på baggrund af 80-90 procent af de samlede omkostninger. At hente et sådan potentiale vil sandsynligvis tage længere tid, fordi dele af den effektiviserede omkostningsbase ikke er fleksibel. Generelt skal det dog i forhold til indhentningsperioderne nævnes, at direkte sammenligninger på tværs af lande kræver varsomhed, fordi der også er andre faktorer, der afgør, hvor belastende kravene er for selskaberne.

Som konklusion er der alt i alt ikke noget, der tyder på, at det vil være problematisk, hvis danske netvirksomheders potentiale på linje med fx Norge og Tyskland bestemmes vha. DEA eller SFA modeller.

Kapitel 4

Vurdering af potentiale baseret på ny model

Medens kapitel 1,2 og 3 klarlagde begrundelsen for og nogle af udfordringerne ved at benchmarke netvirksomheder, præsenterer kapitel 4 konkrete beregninger for potentialer på kortere og længere sigt.

I det perspektiv identificeres først, hvilke omkostningsdrivere, der er relevante for de danske netvirksomheder og derfor skal indgå i en ny benchmarkmodel. (afsnit 4.1). På baggrund af de udvalgte parametre konstrueres to nye benchmarkmodeller baseret på DEA, der kan beregne de statiske kort- og langsigtspotentialer. I tilgift til disse analyser foretages der endvidere analyser af hvilke dynamiske potentialer – forstået som produktivitetsforbedringer – regulator over tid bør forvente (afsnit 4.2).

4.1 Omkostningsdrivere og data

Fokus i dette afsnit er at identificere de omkostningsdrivere, som skal føde ind i en ny DEA model for potentiale vurderinger. Det skyldes, at benchmarking modeller – herunder DEA – kun er meningsfulde, hvis de beregnes på baggrund af relevante omkostningsdrivende ydelser og eksterne rammevilkår.

Vores tilgang til at udvælge omkostningsdriverne kan deles op i 2 led:

- I det første led ønsker vi at afdække hvilke parametre, der kan have en indvirkning på netvirksomhedernes omkostninger. Der er her indlagt den betingelse, at forholdet mellem parametre og omkostninger fra et ingeniør-teknisk perspektiv skal være troværdigt. Dvs. præmissen for, at parametre kan kandidere, er, at de virker omkostningsdrivende, og at de enten har en direkte betydning for den ydelse som forbrugerne modtager, eller at de ligger udenfor virksomhedernes kontrol – dvs. de er et eksternt rammevilkår. For at afgrænse mulige paramterkandidater krydses de løbende med hvad data, der er tilgængeligt indenfor rammerne af dette projekt.
- I det andet led testes omkostningsvirkningen fra alle tilgængelige parametre. Ideen er, at man ved hjælp af en række statistiske test kan reducere antallet af omkostningsdrivende parametre til et niveau, hvor de både samlet og individuelt kan bidrage til at forklare de forskellige omkostningsniveauer.

Vi starter ud med den første del, hvor vi identificerer de parametre, som må forventes at virke omkostningsdrivende. Fremstillingen heraf struktureres sådan, at vi først ser på parametre, som kan kategoriseres som ydelser og dernæst på de parametre, som kan kategoriseres som eksterne rammevilkår.

Ydelser

For definere, de relevante parametre, der skal bruges til at afdække netvirksomhedernes ydelser lægges der vægt på, at de så vidt muligt dækker de ideelle kunderettede ydelser dvs.:

- Transport/levering af strøm
- Kapacitet
- Kundeservice
- Kvalitet

Transport/levering af strøm skal fange den mængde strøm, som virksomhederne transporterer igennem deres systemer og ud til slutbrugerne. I en forfinet version kunne det være ønskeligt præcist at afdække hvor meget strøm, der brutto transporteres, og hvor langt det transporteres. Denne type data findes dog ikke i dansk sammenhæng. Derfor benyttes den mængde strøm, der netto leveres, i stedet som proxy. Data herfor findes i Netvolumen modellens kontoplan.

Kapacitet er den egentlige udfordring. Som argumenteret for i kapitel 2 er kapacitet centralt for, at nettet kan håndtere store fluktuationer i mængden af strøm, der løber igennem. Denne ydelse har ikke mindst fået en stigende betydning, som resultat af mere volatil og decentral energiforsyning.

Kapaciteten kan fx spille ind, når husstande med solceller over sommeren står tomme. Når store mængder solenergi ikke forbruges vil det fortsætte ud i distributionsnettet, som så skal kunne håndtere og distribuere den ekstra strøm. Variable, der kan fange denne kapacitetsservice, kunne fx være maksimal effekt (peak load), som fx benyttet i både Tyskland og Sverige jf. Tabel 2.

Denne type information findes dog ikke for danske netvirksomheder i en standardiseret form: Den indgår ikke i netvolumen modellens kontoplan og oplyses ej heller i selvstændige indberetninger til Energitilsynet. Derfor er det i stedet nødvendigt at finde en proxy, som kan fange variationen i kapacitetsydelser på tværs af netvirksomheder. En tilgang kunne her være at konstruere en proxy på baggrund af en række af netvirksomhedernes tekniske netkomponenter. Disse kunne fx være antal:

- kilometer luftledninger og kabler
- transformere
- netstationer og
- felter

Hvis en proxy for kapacitetsydelsen baseres på disse variable, risikerer man dog at lade selvvalgte (endogene) tekniske løsninger indgå som eksogene forhold uden stillingtagen til, om de løser kapacitetsopgaven bedst muligt. Dvs. brug af tekniske netkomponenter som proxy for kapacitetsydelsen giver anledning til en "blød" indgangsvinkel til benchmarking, hvor regulator indirekte tvinges til at acceptere den oparbejdede aktivkomposition.

Indenfor rammerne af dette projekt er det ikke muligt at indsamle data for kapacitetsydelsen, fx i form af effekt (peak load), som vil kunne løse endogenitetsproblemet beskrevet ovenfor. På sigt vil denne information dog med fordel kunne indsamles og indgå i reguleringen af netvirksomhederne.

Kundeservice fanger den ydelse, der relaterer sig til ekspedition af kundeforespørgsler og nogen tilfælde eftersyn af målere mv. På den korte bane og i et historisk perspektiv vil fakturering også spille ind her, men i og med Engrosmodellen som beskrevet i 1.1 ventes at blive implementeret i 2014 vil denne del af kundeserviceydelsen på sigt falde bort. Variable, der som proxy kan fange denne ydelsesdimension vil oftest være

- antal slutbrugere

Fordi kvaliteten af kundeservice kan variere fra selskab til selskab, kan et for snævert syn på kundeservice i benchmarking give anledning til nogle virksomhedsincitament, som måske ikke harmonerer med kundernes ønsker. For at undgå denne problematik kan det i benchmarkingen være en idé at tilføje andre mål for kundeservice – fx telefonventetid eller lignende - som krediterer, hvis virksomhederne leverer kundeservice over gennemsnittet.

Kvalitet fanger en del af den ydelse, der relaterer sig til leveringssikkerhed og -kvalitet. Relevante parametre inkluderer afbrudshyppighed og afbrudsvarighed. Data foreligger med afbrudsvarighed kun for årene 2010 og 2011 samtidig med, at en skelnen mellem varslede og uvarslede afbrydelser først blev inkluderet i indberetningerne til Energitilsynet i 2010.³¹

Efter at have afdækket, hvilke ydelser, der kan være relevante for netvirksomhederne går vi nu videre og ser på de eksterne rammevilkår.

Eksterne rammevilkår

For at definere, de relevante parametre, der skal bruges til at afdække netvirksomhedernes eksterne rammevilkår, er det et godt udgangspunkt først at anskueliggøre hvilke typer rammevilkår, som netvirksomhederne må forventes at levere ydelser under. I praksis bør parameterkandidaterne på baggrund af 2.2 afdække følgende eksterne rammevilkår:

- Geografiske forhold: befolkningstæthed og kundetæthed (u-kurve)
- Klimatiske forhold (nærhed til kyst)
- Beliggenhed (fjerntliggende egne)

På et makroniveau kan geografiske forhold let kortlægges, hvis netvirksomhederne kobles op på postnumre. Tilgangen kan dog være mangelfuld, idet den ikke præcist lokaliserer, hvor distributionsaktiviteterne foregår. Dvs. der kan findes tilfælde, hvor store områder

³¹ For mere om benchmarking af kvalitet se http://energitilsynet.dk/fileadmin/Filer/o_-_Nyt_site/EL/Lovgivning/Hoeringer/Hoering_BM_2013/Bilag_til_hoeringnotat_2012_-_Samlet_bilag_1-10.pdf

principielt dækkes, men husstande og virksomheder ligger klumpet sammen eller tilfælde, hvor kystområder dækkes, men hvor husstande og virksomheder i praksis ligger inde i landet. For at håndtere disse problematikker ville en tilgang være, at man via GIS data kortlagde hele det danske distributionssystem. En sådan kortlægning vurderes dog at lægge uden for rammerne af dette projekt.

Alternativt, indeholder de eksisterende netaktiver typisk nyttige oplysninger om distributionsopgaven og de lokale forhold: Her kunne

- Kundetæthed afdækkes af antal målere i kombination med kilometer 0,4kV kabler og luftledninger (alternativt antal transformere) som i Netvolumen modellen,
- Klimatiske forhold i form af placering ved kyststrækninger kunne afdækkes ved mængden af søkabler eller andre specifikke infrastrukturkombinationer, der kendetegner disse områder
- Fjerntliggende og/eller tyndtbefolkede egne kan fanges ved mængden af luftledninger relativt til fx jordkabler ³² samt antal tilslutninger per samlet kilometer kabler og ledninger

Idet data allerede foreligger for sammensætningen af de forskellige virksomheders net, vælges den alternative tilgang, hvor det bruges, at de eksisterende netaktiver indeholder oplysninger om distributionsopgaven og de lokale forhold. Som for de forskellige ydelsesparametre kan dette dog give problemer i relation til endogenitet. Problemet opstår, fordi virksomhederne selv har opbygget porteføljen af tekniske netaktiver, hvorfor det er svært at afgøre, hvor stor en andel kan forklares af eksterne forhold. For at reducere denne usikkerhed tilføjes muligheden for at bruge geografiske makrovariable, når de relevante omkostningsdrivere udvælges. Dvs. udover, hvad der findes af oplysninger om de tekniske netaktiver, som indberettet til Energitilsynet, tilføjes variable for gennemsnitlig befolkningstæthed, urbanisering og nærhed til kystområder til listen over mulige parameterkandidater.

Som sammenfatning på parameterkandidater kan det nævnes, at det primære data, som er tilgængeligt og som dækker de ovenfor foreslåede parameterkandidater stammer fra netvirksomhedernes indberetninger til Energitilsynet over perioden 2006-2011³³. Disse indberetninger er foretaget efter en bestemt kontoplan, som er designet til kørsel af Netvolumen modellen. En vurdering af datakvaliteten af netvirksomhedernes indberetninger kan deles op tre dele.

For det første er der en generel vurdering af, hvorvidt netvirksomhederne indberetter deres samlede omkostninger og antal tekniske netkomponenter korrekt. Idet netvirksomhederne indberetter omkostninger fra regnskaber med revisorpåtegning, er der ingen grund til at tro, at omkostningerne opdelt på driftsomkostninger og afskrivninger er forkerte. Endvidere medfører indberetningerne af leveret årlig mængde samt antal tekniske

³² Dette afdækkes bl.a.i Hyvärinen (2008)

³³ Bemærk dette gælder for de økonomiske indberetninger. Indberetninger, der dækker afbrud findes i en konsistent form kun for 2010 og 2011

netaktiver i drift, at mængden af benyttede netkomponenter må forventes afspejlet i data fra netvolumen. Det bemærkes i denne sammenhæng, at Energitilsynet løbende foretager kvalitetstjek af de indberetninger, som modtages af netvirksomhederne.³⁴ Til trods for denne kvalitetskontrol er der dog i et nyere stikprøvestudie fundet indikationer for en vis variation (op til 30 procent for en enkelt netkomponent) i den måde, som netvirksomhederne opgør mængden af deres netaktiver.³⁵ Implikationen af hvor meget opgørelsesforskellene de facto skaber af afvigelser mellem indberettede og faktiske netaktiver er ikke afdækket. Derfor kan det på denne baggrund ikke nødvendigvis konkluderes, at der er store kvalitetsproblemer relateret til netkomponenterne. Samlet vurderes datakvaliteten for omkostningerne og netkomponenter at være god – med det forbehold, at forskelle i opgørelsespraksis blandt de forskellige netvirksomheder kan skabe en vis mangel på konsistens.

For det andet er der en vurdering af, hvorvidt omkostningsækvivalenterne, der bruges til at opregne netvolumenbidraget fra de enkelte netkomponenter, er korrekte. Som anført i afsnit 3.1 er omkostningsækvivalenterne beregnet på baggrund af indberetninger fra 2005, hvor knap halvdelen af indberetningerne er frasorteret på grund kvalitetsproblemer. At beregningen ligger flere år tilbage, samt at knap halvdelen af indberetningerne er frasorteret i den endelige estimation, kan give anledning til, at omkostningsækvivalenterne i vist omfang har bias. Det skyldes, at der over perioden kan være sket strukturelle ændringer – fx som følge af ny teknologi – i den måde netvirksomhederne drives, samt fordi sandsynligheden for, at gennemsnitsvurderinger rammer skævt, stiger, når antallet af observationer reduceres. Det vurderes således i denne sammenhæng, at omkostningsækvivalenterne kan indgå, men skal bruges varsomt. Problemer skitseret ovenfor kan delvist håndteres ved en mere fleksibel modelspecifikation, hvor relative omkostningsforhold på tværs af nogle input re-estimeres.

For det tredje er der en vurdering af om de variable, der indgår i netvolumen er fuldt dækkende i forhold til, hvad der ønskeligt kunne indgå i en benchmarking af netvirksomheder. I denne sammenhæng er der nogle begrænsninger i Netvolumen modellens kontoplan. I særdeleshed findes der ikke data for den kapacitet, som netvirksomhederne leverer til slutbrugerne. Kapaciteten kunne måles efter et tysk forbillede, som den årlige maksimale belastning af transformerne, eller som mængden af bruttostrøm, der løber i gennem systemet. Ved bruttostrøm forstås der dels den strøm, der leveres til slutbrugerne fra de centrale producenter men også den strøm, der løber ud i distributionsnettet fra slutbrugernes egenproduktion. Derudover kunne det være ønskeligt, hvis eksterne rammevilkår var bedre dækket af data. I netvolumen modellen indgår alene kundetæthed som eksternt rammevilkår. Kundetæthed måles her ved en sammenhæng mellem kilometer 0,4kV kabler og luftledninger og antal slutbrugere med installeret måler. Et bedre datasæt ville muliggøre en fuld kortlægning – fx via GIS data - af selskabernes distributionsnet. Med udgangspunkt i en sådan kortlægning vil man langt mere præcist kunne korrigere for eksterne rammevilkår som kundetæthed, urbanisering mv.

³⁴ Se energitilsynet.dk/fileadmin/File/0__Nyt_site/EL/Selvbetjening/Bench_mark/2013/Vejledning_til_indberetning_2013.pdf
³⁵ Jf. Dansk Energi (2014)

Samlet vurderes det, at det tilgængelige data er tilstrækkeligt til at foretage en potentiale-vurdering for sektoren under et. Kortlægning af netvirksomhedernes net vurderes at kunne have betydning for den interne rangering mellem virksomhederne mens kapacitetsydelsen i særdeleshed vil være et vigtigt input i den fremtidige benchmarking som beskrevet i kapitel 5.

Udover det primære data er der blevet foretaget en mindre selvstændig dataindsamling, der dækker de geografiske og demografiske makroforhold, som netvirksomhederne opererer under. For en beskrivelse af data se Bilag D.

Efter at have gennemgået de parametre, som kan forventes at virke omkostningsdrivende, går vi nu over til det andet led af parameterudvælgelsen, hvor vi identificerer, hvilke af vores parametre, som statistisk kan påvises at have en omkostningsindvirkning. Tanken er her, at man ved hjælp af en række statistiske test kan reducere antallet af omkostningsdrivende parametre til et niveau, hvor de både samlet og individuelt kan bidrage til at forklare de forskellige omkostningsniveauer.

Foretages denne analyse, på baggrund af netvirksomhedernes indberetninger i perioden 2006-2011 viser det sig, at 5 aggregerede variable samlet og individuelt kan bidrage til at forklare de forskellige omkostningsniveauer³⁶. Disse omkostningsdrivere er angivet i Tabel 4. Det fremgår heraf, at leveret mængde indgår som proxy for transportydelsen, målere som proxy for kundeservice, og endeligt indgår 3 aggregerede parametre – tekniske aktivtyper I,II og III – som proxy for kapacitetsydelsen. Eksterne rammevilkår i form af kundetæthed fanges implicit af sammenhængen mellem målere og tekniske aktiver. Til sidst skal det nævnes, at luftledninger indgår som en selvstændig omkostningsdriver i tekniske aktivtyper III. Dette kan tolkes som udtryk for, at de udover kapacitet fanger et eksterne rammevilkår i form af heterogenitet mellem tyndt og tætbefolkede egne. Det skyldes, at luftledninger ofte er forbundet med forstæder, hvor større områder skal dækkes.

³⁶

Bemærk her at der er behov en længere periode for at sikre nok observationer, der kan mindske den statistiske usikkerhed. Af denne årsag holdes kvalitetsvariable, som afbrudshyppighed og-varighed - hvor der kun foreligger konsistent data i 2010 og 2011 - ude. At disse to variable holdes ude skyldes også, at der som redegjort for i http://energitilsynet.dk/fileadmin/Files/0_-_Nyt_site/EL/Lovgivning/Hoeringer/Hoering_BM_2013/BM_Hoeringsnotat_2012.pdf er betydelig variation i variation i data fra 2010 of 2011

Tabel 4 De 5 omkostningsdrivere sammenfattet

Nr.	Parameternavn	Indhold	Forklaring
1	Leveret mængde	Mængde strøm til slutbrugerne, der måles	Meget tæt proxy for den transportydelse, som netvirksomhederne leverer. Begrænsninger: Variablen fanger kun hvad der netto leveres og kan dermed ikke fange, hvad der brutto løber igennem systemet eller volatilitet
2	Målere	Antal målere	Proxy for kundeserviceydelsen, der varierer med antallet af kunder blandt netvirksomhederne. Proxy for kundetæthed i sammenhæng med mængden af tekniske aktiver nedenfor (målere ift. kilometer net mv.)
3	Tekniske aktivtyper I	Jordkabler, søkabler, felter, transformere, netstationer (alle spændinger undtagen 50kV)	Tekniske aktiver er generelt proxy for kapacitetsydelsen. Tekniske aktiver er også proxy for kundetæthed i sammenhæng med målere.
4	Tekniske aktivtyper II	Jordkabler, søkabler, felter, transformere, netstationer luftledninger (kun spænding på 50kV)	Opsplitning af de tekniske aktiver i tre forskellige typer skal også ses som en tilgang, der fungerer som proxy for forskellige rammevilkår, der kan betinge bestemte typer af tekniske valg (herunder graden af urbanitet, nærhed til kyst): Aktiv type I og II er ofte forbundet med bymæssig bebyggelse generelt. Søkabler er i højere grad proxy for kystområder (fylder dog meget lidt som vist i 4.1)
5	Tekniske aktivtyper III	Luftledninger (alle spændinger undtagen 50kV)	Aktivtype III er ofte forbundet med landdistrikter og forstæder, hvor befolkningstætheden er lille, og større områder skal dækkes

Note: Bemærk i 3,4 og 5 er variablene summeret. Fordi der er tale om forskellige typer aktiver er summerne vægtet vha. omkostningsækvivalenterne fra Netvolumen modellen. Omkostningsækvivalenterne har i denne sammenhæng primært betydning for dimensioneringen af de forskellige aktiver.

Kilde: Copenhagen Economics

Når de endelige statistiske test foretages ses det, at alle 5 omkostningsdrivere er valide og virker omkostningsforøgende. Det bemærkes i denne sammenhæng, at de tre tekniske aktivtyper (3,4 og 5) også indgår som bidrag til den samlede netvolumen i Energitilsynets benchmarkmodel. I den sammenhæng skal det nævnes, at sammenvægtningen af ”indhold” i hver aktivtype baseres på de eksisterende omkostningsækvivalenter, mens at forholdet på tværs af omkostningsdriverne ikke er bundet af de nuværende omkostningsækvivalenter. Det betyder, når den nye DEA benchmarking model beregnes vil sandsynligheden for en skæv sammenvægtning af netkomponenterne være mindsket. Derudover

vil DEA benchmarking tilgangen tillade fleksibilitet, sådan at en eventuel omkostningsafhængighed mellem de 5 omkostningsdrivere er mulig.

I sammenhæng med identifikationen af omkostningsdrivere, skal det også nævnes, at forholdet mellem de 5 drivere og omkostningerne indikerer, at der er voksende skalaafkast for netvirksomheder. Dvs. des flere ydelser, der leveres, des lavere enhedsomkostninger. Se Bilag E for den fulde analyse af omkostningsdrivere.

Til sidst kan det for de 4 forskellige grupper vi introducerede i 3.1 være interessant at se, om de sammensætter deres netaktiver forskelligt. De fire grupper netvirksomheder var:

- Gruppe 1 med en netvolumen under 30 mio. kr.
- Gruppe 2 med en netvolumen mellem 30 og 300 mio. kr.
- Gruppe 3 med en netvolumen mellem 300 og 700 mio. kr.
- Gruppe 4 med en netvolumen over 700 mio. kr.

Ses der på omkostningsdriverne indenfor hver gruppe følger det, at gruppe 2 i gennemsnit leverer mest el per måler, mens gruppe 4 leverer mindst jf. Tabel 5. Tilsvarende, hvis man anskuer kompositionen af de tekniske netaktiver ses det, at andelen af samlede aktiver i aktivtype I falder i gruppenummeret og dermed med netvolumen. Således har gruppe 1 fx 95,6 procent af deres samlede vægtede aktiver i aktivtype I, mens tilsvarende andel for gruppe 4 er 89,6 procent. Derudover ses det, at aktivtype I målt som andel for alle grupper fylder knap 90 procent eller derover af de samlede tekniske aktiver.

Tabel 5 Komposition af omkostningsdrivere

	Gruppe 1	Gruppe 2	Gruppe 3	Gruppe 4
Leveret el i kWh per installeret måler	10.798	11.147	10.748	9.005
Aktivtype I, procent	95.6	91.2	92.7	89.6
Aktivtype II, procent	3.3	7.3	5.5	8.5
Aktivtype III, procent	1.1	1.5	1.8	1.9
Total, procent	100	100	100	100

Note: Tallene er baseret på indberetninger for 2011 fra de 51 distributionsselskaber. Transformerforeningerne er holdt ude.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynet

Variationen i aktivsammensætningen på tværs af grupperne er vigtig, fordi den indirekte kan være med til at fange de potentielle forskelle i eksterne rammevilkår, som de forskellige grupper agerer under.

Vi har dog samlet set den vurdering, at brug af disse omkostningsdrivere ikke i fuldt omfang fanger nogle af de centrale forhold – særligt vedrørende kundetæthed og befolkningstæthed – som var med til at drive de U-formede sammenhænge mellem relative omkostninger og netvolumen konstateret i kapitel 3. Her ligger en usikkerhed i beregningen, som først og fremmest knytter sig til gruppe 4, der adskiller sig på både kundetæthed

og befolkningstæthed fra resten af gruppen. Her kan der være behov for yderligere analyser for at vurdere disse forhold og foreslå supplerende analysetilgange.

4.2 Konkrete estimater for effektiviseringspotentialer

Et dansk potentiale kan med en ny model baseret på de 5 omkostningsdrivere, der blev identificeret i 4.1, nu bestemmes. Vi har valgt at følge den internationale tendens (3.2) og benytte en DEA model til at bestemme de statiske potentialer. Modellen antager på baggrund af de statistiske konklusioner i (4.1), at der er voksende skalaafkast. Valget af DEA tilgangen underbygges jf. (2.3) af, at vi kender omkostningsdriverne men ikke formen på produktionsfronten. Dvs. hvis vi ønsker en model, der er fleksibel mht. omkostningsafhængigheden for de 5 omkostningsdrivere, og som kan estimere den faktiske produktionsfront (dvs. best practice) er DEA blandt top down tilgangene den mest rimelige benchmarking model. Dette underbygges endvidere af, at modellen kun kræver begrænset teknisk baggrundsviden, om hvordan netvirksomhederne producerer ydelser samtidig med, at den på en og samme gang kan håndtere multiple ydelser og inputs. Dvs. DEA tillader stor fleksibilitet, idet den tilpasser sig data og ikke omvendt.

I det videre bruger vi opdelingen i statiske og dynamiske potentialer, som beskrevet i (2.1). Som udgangspunkt estimeres der to sæt statiske potentialer:

- Et **kortsigtet potentiale**, hvor det accepteres, at virksomhederne er bundet af porteføljen af tekniske netaktiver. Alene driften kan effektiviseres i denne tidshorisont, mens kapitalomkostningerne er faste. Dvs. i vurdering af benchmarkfronten er der betinget på det nuværende kapitalapparat, og potentialet forholder sig alene til driftsomkostningerne.
- Et **langsigtet potentiale**, hvor virksomhederne også har mulighed for at effektivisere via sammensætningen af deres tekniske netkomponenter. I denne tidshorisont kan både driften og porteføljen af tekniske netaktiver effektiviseres. Dvs. i vurderingen af benchmarken er både drift samt kapitalapparat variable, og potentialet forholder sig til både drift- og kapitalomkostninger, hvormed det bliver større.

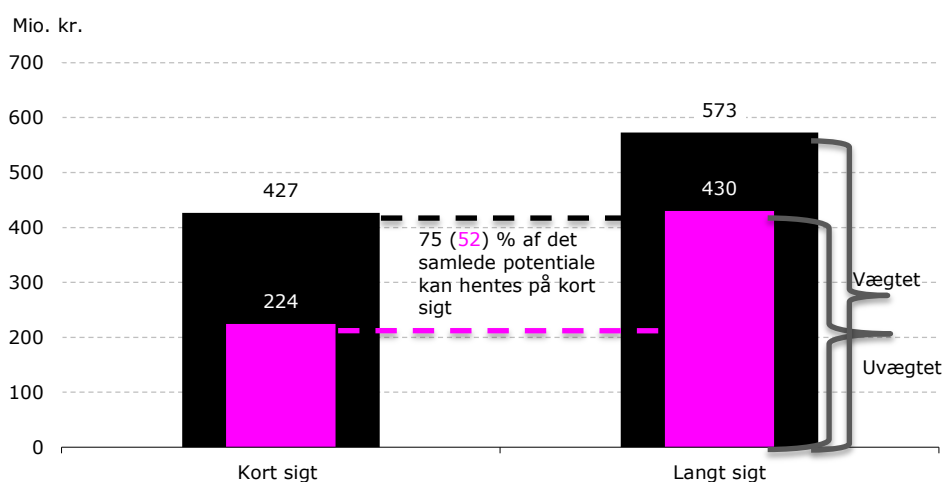
På kort sigt, hvor virksomhederne er begrænset til at effektivisere driftsomkostningerne givet deres eksisterende tekniske udstyr, beregnes det statiske potentiale på baggrund af 2011 tal³⁷ til at ligge mellem 224 mio. kr. (uvægtet) og 427 mio. kr. (vægtet).³⁸ I et tilsva-

³⁷ Benchmarkanalysen tager udgangspunkt i 2011 tal. Årsagen til at der alene anskues et år fremfor fx et gennemsnit over flere år skyldes, at sektoren gennem de seneste år har oplevet en kraftig konsolidering via fusioner. Dvs. de selskaber, der findes i 2011 ikke nødvendigvis findes tilbage i tid. For at håndtere denne problematik kunne man så tilbage i tid vælge at lægge fusionerede selskaber sammen. Denne tilgang er dog ikke være hensigtsmæssig, fordi der er klare indikationer på skalafordele. Dvs. fusionerede selskaber (lagt sammen tilbage i tid) vil falde relativt dårligere ud i benchmarkanalysen, hvilket findes uhensigtsmæssigt. Derfor vælges en tilgang, hvor der alene ses på et år – nemlig 2011. I forhold til de potentialer, der bestemmes med udgangspunkt i 2011-tallene skal det nævnes, at det ligger udenfor opdraget at vurdere, hvorvidt potentialer udmøntet indenfor rammerne af indtægtsrammereguleringen sidenhen er realiseret eller ej.

³⁸ Det uvægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor den gennemsnitlige effektiviseringsprocent fra benchmarkmodellen ganges på hele den identificerede omkostningsbase. Det vægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor virksomhedsspecifikke effektiviseringsprocenter og omkostningsbaser først ganges for at finde virksomhedsspecifikke

rende set up, men hvor virksomheder kan effektivisere alle omkostninger, beregnes et lang sigtet statistisk potentiale til at ligge mellem 430 mio. kr. (uvægtet) og 573 mio. kr. (vægtet) jf. Figur 19. For størsteparten af selskaberne vurderes den vægtede tilgang være mest retvisende. Det sande potentiale på kort og langt sigt forventes derfor at lægge tættere på hhv. 427 og 573 mio. kr. end på 224 430 mio. kr.

Figur 19 Kort og langsigtet statistisk potentiale



Note: Effektiviseringspotentialerne er beregnet for de 51 distributionsselskaber. Dvs. transformatorforeninger holdes ude. Udeladelsen af de i 2011 24 transformatorforeningen skyldes, at de kun forestår den endelige slutbrugerlevering og derfor kun har 0,4 kV kabler og målere som tekniske netaktiver. Dvs. de ligner ikke de 51 distributionsselskaber og udgår derfor fra omkostningssammenligningen. Den endelige DEA model, hvor outliers holdes ude, er valideret gennem en række tests. Derudover er der foretaget second stage analyser, som tester, at alle mulige omkostningsdriver, der skal med, er med. For at komme mere om bagom modelberegningerne se bilag F.

Det uvægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor den gennemsnitlige effektiviseringsprocent fra benchmarkmodellen ganges på hele den identificerede omkostningsbase. Det vægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor virksomhedsspecifikke effektiviseringsprocenter og omkostningsbaser først ganges for at finde virksomhedsspecifikke potentialer. Dernæst summeres de virksomhedsspecifikke potentialer sammen, hvormed man får det vægtede potentiale.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicid

På baggrund af beregningerne følger det således, at 52-75 procent af det samlede potentiale kan hentes gennem en isoleret effektivisering af driften på kortere sigt. Mere præcist er det kortsigtede potentiale beregnet ved at måle virksomhedernes afstand til en produktionsfront, som er beregnet på baggrund af de 5 omkostningsdrivere og driftsomkostningerne betinget på faste kapitalomkostninger. Idet de faste kapitalomkostninger i form af

potentialer. Dernæst summeres de virksomhedsspecifikke potentialer sammen, hvormed man får det vægtede potentiale. For de fleste virksomheder vil den virksomhedsspecifikke tilgang være mest retvisende. Der er dog to ikke ubetydelige outliers, som vist i Figur F.1, der skal kontrolleres for. Derfor mener vi, at det vægtede potentiale danner en øvre bar, mens det uvægtede potentiale danner en nedre bar. Det sande potentiale forventes at lægge tættere på det vægtede potentiale end det uvægtede potentiale. Som regibemærkning skal det nævnes, at DEA modellerne ikke er baseret på statistiske modeller og dermed kan der ikke direkte opstilles potentialeintervaller baseret på signifikans.

afskrivninger er holdt helt ude af potentialets omkostningsbase³⁹, bør potentialet på 224-427 mio. kr. således afspejle, hvad der kan hentes indenfor en rimelig horisont. Konkret kan der her sammenlignes med Energitilsynets praksis. Energitilsynet beregner en effektiviseringsprocent baseret på både driftsomkostninger og afskrivninger. Effektiviseringsudmøntningen holder dog kapitalomkostningerne ude og svarer dermed til produktet mellem effektiviseringsprocenten og driftsomkostningerne. Inden for et år forventer Energitilsynet, at netvirksomhederne vil være i stand til at effektivisere 25 procent af dette potentiale. Dvs. hvis det antages, at alle driftsomkostninger er lige fleksible vil det implicere, at hele potentialet potentielt kan realiseres indenfor en 4 årig periode – under forudsætning af, at andre forhold ikke ændrer sig undervejs. Lader vi således Energitilsynets praksis delvist danne præcedens bør langt størstedelen af de 224-427 mio. kr. kunne hentes indenfor en 4-årig periode.

En vurdering af, hvor hurtigt den resterende del af det langsigtede potentiale (dvs. at komme fra de 224-427 mio. kr. til de 430-573 mio. kr.) kan hentes, er sværere. Dette vil kræve et mere indgående kendskab til, hvornår eksisterende teknisk udstyr skal erstattes med nyt og hvilke tekniske aktiver, der oftest er forbundet med ineffektivitet. Et bud kunne være, at størstedelen vil kunne hentes indenfor en 10 årig periode. I dette tilfælde lader vi den tyske regulator danne præcedens. Denne sammenligning kan være rimelig, fordi tyske effektiviseringskrav baseres på ca. 90 af de samlede omkostninger (inklusive afskrivningerne), mens det danske langsigtede potentiale her baseres på 92 procent af de samlede omkostninger. Dvs. hvis danske netvirksomheders tekniske netaktiver med hensyn alder, sammensætning mv. ligner tyske netvirksomheder, kunne 10 år måske være et rimeligt estimat.

Et væsentligt faktum relateret til opgørelsen af både det kortsigtede og langsigtede *vægtede potentiale* er, at en overvejende del af potentialerne stammer fra én virksomhed, som er placeret i Danmarks mest urbaniserede område. I den kortsigtede vurdering stammer 76 procent af det vægtede samlede potentiale fra denne virksomhed, mens potentialet fra samme virksomhed udgør 79 procent af det langsigtede potentiale. Tilsvarende problemer findes ikke i opgørelsen af det uvægtede potentiale.

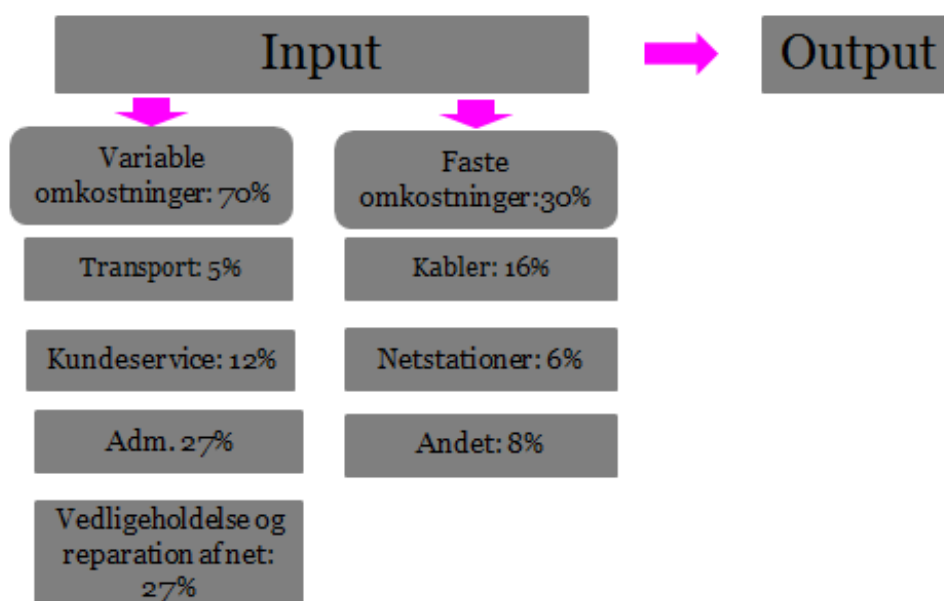
Dette leder til spørgsmålet, om hvor præcist DEA modellen kortlægger det samlede vægtede potentiale. For det første vil vores vurdering som udgangspunkt være, at langt hovedparten af de analyserede virksomheder opererer under samme rammevilkår som en række andre virksomheder. Der er altså noget at sammenligne med, så benchmarking af disse virksomheder er solid. For den konkrete store virksomhed er potentialet modsat behæftet med større usikkerhed. Som nævnt flere gange så kan der være en risiko for, at visse omkostningsdrivende eksterne rammevilkår ikke er repræsenteret godt nok i modellen. Hvis dette er tilfældet kan det trække i retning af en overvurdering af det vægtede potentiale. Omvendt kan der være usikkerhed om, hvorvidt modellen i tilstrækkelig grad opfanger skalafordele, hvilket kan trække i retning af en undervurdering af det vægtede potentiale. I forhold til en videre konkret udmøntning af benchmarkingmodellen er der

³⁹ Hermed menes den omkostningsbase som effektiviseringsprocenten fra benchmarkanalysen ganges sammen med.

således behov for supplerende analyser, der vurderer konsekvenser af drift i stærkt urbaniserede områder i Danmark samt skalafordele. Fokus skal i givet fald være på objektivt konstaterbare forhold som fx forskelle i udgifter til løn, husleje samt fordele og ulemper ved operation i trafikalt vanskelige områder. Erfaringer fra udlandet kan inddrages i denne analyse.

Fordelingen af potentialerne, hvor 52-75 procent ligger indenfor en kortsigtet tidshorison, er til dels overraskende, fordi netvirksomhedernes faktiske omkostninger i gennemsnit fordeler sig på 50 procent afskrivninger og 50 procent driftsomkostninger. Dvs. at der som udgangspunkt ikke er indikationer for, at det primært driften og ikke den eksisterende aktivmasse som er inefficiet. Billedet af, at flest omkostninger og dermed effektiviseringsbase findes i driften, understøttes dog, hvis den eksisterende netvolumen opsplittes i passende kategorier. Her ses det, at ca. 70 procent netvolumen relaterer sig til variable omkostninger jf. Figur 20.

Figur 20 Omkostningernes fordeling

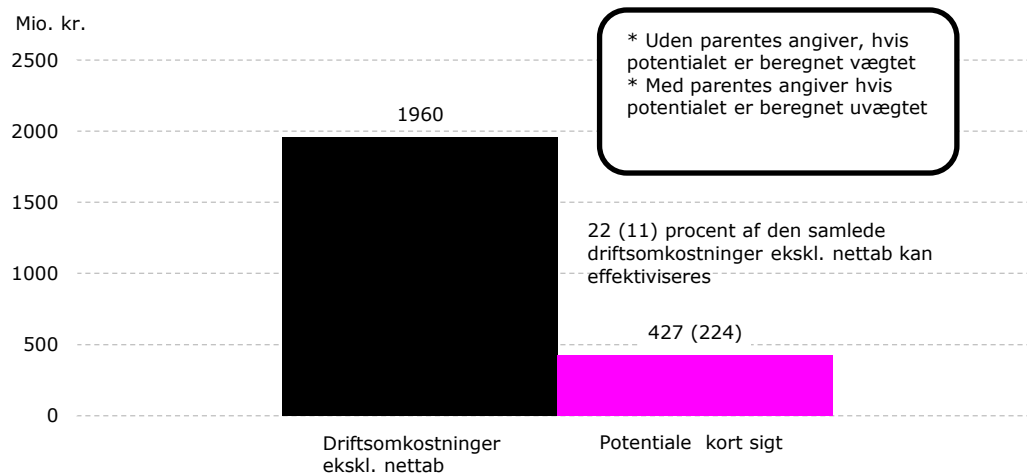


Note: Netvolumens omkostningsækvivalenter er brugt til lave omkostningsfordelingen

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitilsynets tal for 2011

En anden måde at se, at potentialerne på kort sigt er relativt store, er ved at holde kortsigtspotentialet op mod effektiviseringsbasen – dvs. driftsomkostningerne. Her ses det i Figur 21, at effektiviseringspotentialet udgør ca. 11-22 procent af de samlede driftsomkostninger.

Figur 21 Statisk potentiale kort sigt



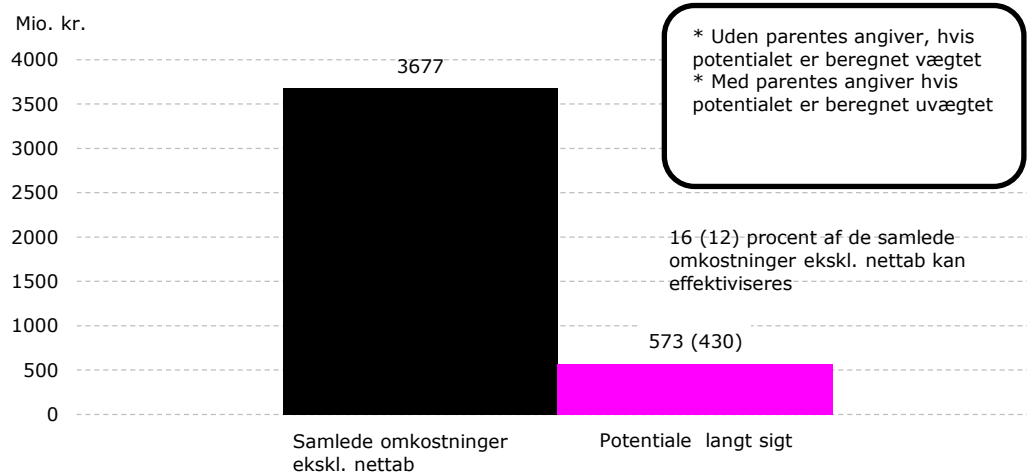
Note: Effektiviseringspotentialerne er beregnet for de 51 distributionselskaber. Dvs. transformerforeninger holdes ude. Udeladelsen af de i 2011 24 transformerforeninger skyldes, at de kun forestår den endelige slutbrugerlevering og derfor kun har 0,4 kV kabler og målere som tekniske netaktiver. Dvs. de ligner ikke de 51 distributionselskaber og udgår derfor fra omkostningssammenligningen. Den endelige DEA model, hvor outliers holdes ude er valideret gennem en række tests. Derudover er der foretaget second stage analyser, som sikrer, at alle mulige omkostningsdriver, der skal med er med. I det kortsigtede potentiale beregnes, DEA modellen alene pba, driftsomkostningerne, mens der betinges på de eksisterende tekniske aktiver. For at komme mere om bagom modelberegningerne se bilag F.

Det uvægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor den gennemsnitlige effektiviseringsprocent fra benchmarkmodellen ganges på hele den identificerede omkostningsbase. Det vægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor virksomhedsspecifikke effektiviseringsprocenter og omkostningsbaser først ganges for at finde virksomhedsspecifikke potentialer. Dernæst summeres de virksomhedsspecifikke potentialer sammen, hvormed man får det vægtede potentiale.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicid

De 11-22 procent er en ganske betydelig andel. Sammenlignes langsigtpotentialet således med de samlede omkostninger udgør det kun 12-16 procent jf. Figur 22. Disse sammenhænge - at 11-22 procent af driftsomkostningerne er udtryk for ineffektivitet mens tilsvarende kun gælder for 12-16 procent af de samlede omkostninger - understøtter billedet af, at det særligt er på driften, at de store potentialer skal hentes.

Figur 22 Statisk potentiale langt sigt



Note: Effektiviseringspotentialerne er beregnet for de 51 distributionsselskaber. Dvs. transformerforeninger holdes ude. Udeladelsen af de i 2011 24 transformerforeningen skyldes, at de kun forestår den endelige slutbrugerlevering og derfor kun har 0,4 kV kabler og målere som tekniske netaktiver. Dvs. de ligner ikke de 51 distributionsselskaber og udgår derfor fra omkostningssammenligningen. Den endelige DEA model, hvor outliers holdes ude er valideret gennem en række tests. Derudover er der foretaget second stage analyser, som sikrer, at alle mulige omkostningsdriver, der skal med er med. I det langsigtede potentiale beregnes, DEA modellen for de samlede omkostninger. For at komme mere om bagom modelberegningerne se bilag F.

Det uvægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor den gennemsnitlige effektiviseringsprocent fra benchmarkmodellen ganges på hele den identificerede omkostningsbase. Det vægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor virksomhedsspecifikke effektiviseringsprocenter og omkostningsbaser først ganges for at finde virksomhedsspecifikke potentialer. Dernæst summeres de virksomhedsspecifikke potentialer sammen, hvormed man får det vægtede potentiale.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

I de statiske potentialeberegninger beskrevet ovenfor tages der på trods af antagelsen om voksende skalaafkast ikke højde for, at der kan høstes yderligere gevinster gennem strukturelle skalatilpasninger af mindre virksomheder. Disse gevinster kan opnås, fordi større virksomheder er strukturelt mere omkostningseffektive end små, hvormed en strukturel skalatilpasning af de mindre virksomheder kan give anledning til en forbedret omkostningseffektivitet. Den største mulige gevinst, der for alle virksomheder under et kan opnås gennem skalatilpasninger, vurderes at ligge på mellem 4 mio. kr. (uvægtet) og 13 mio.kr. (vægtet).

Den strukturelle skalagevinst er beregnet ved, at man for hver virksomhed sammenligner den beregnede effektivitet i en DEA model med konstant skalaafkast i forhold til en model med voksende skalaafkast. Denne tilgang har dog sine begrænsninger. På den ene side kan den overvurdere potentialet, fordi den ikke tager højde for, at geografiske bindinger implicerer, at ikke alle selskaber kan lægges sammen. På den anden side kan tilgangen undervurdere potentialet, fordi den ikke indregner muligheden for, at kun mindre dele af netvirksomhedernes aktiviteter skaleres op.

Derudover skal det også nævnes, at en skalagevinst på 4-13 mio. kr. er relativ lav. Resultatet skal nok primært ses i sammenhæng med, at den bagvedliggende analyse forskelligt fra en fusionsanalyse ikke tager højde for, at virksomhederne udover den direkte skalagevinst kan høste yderligere gevinster i form af omkostningsbesparelser ved en forbedret allokering af produktionsinputs.

Andre årsager til at skalagevinsten er lille skal ses i sammenhæng med den måde DEA modellen beregner skalagevinster. Modellen tilsiger – afhængig af den enkelte virksomheds sammensætning af produktionsinputs – at når virksomheden når en vis størrelse, rammes et plateau, hvorefter der ikke kan høstes flere skalagevinster. Fordi modellens identifikation af dette plateau i høj grad baseres på store netvirksomheder, kan det give anledning til en negativ bias. Det skyldes, at store virksomheder i effektivitetsanalysen i gennemsnit ikke vurderes at klare sig bedre end medianen.

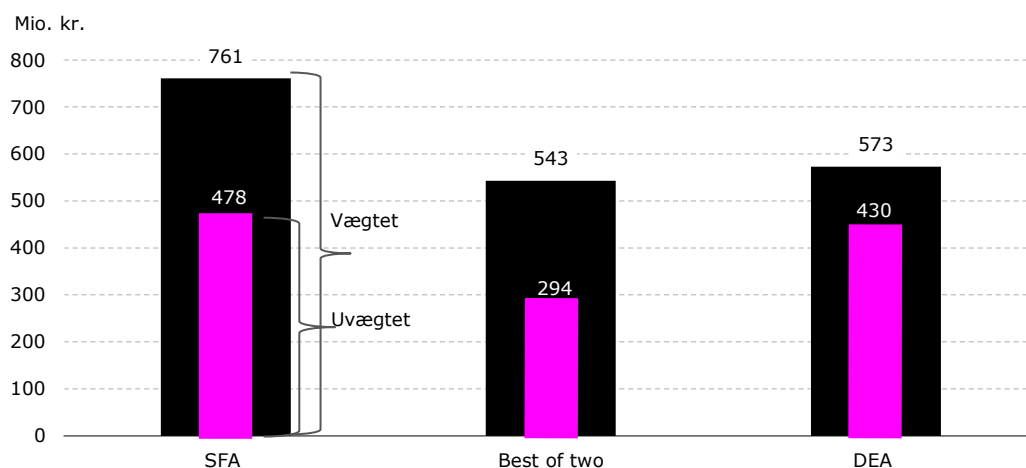
I dette lys kan det derfor være relevant at se på fusionsgevinster målt andre steder. I Norge er der gennemført en undersøgelse af 44 fusioner over perioden 1994-2004.⁴⁰ Denne analyse indikerer, at der i en ex ante vurdering baseret på DEA som den, der er gennemført ovenfor, kun findes begrænsede gevinster. Udvides analysen til også at inkludere en vurdering af de gevinster, der opnås fra bedre allokering af produktionsinput, øges fusionsgevinsterne betragteligt. Til sidst viser analysen, at fusionerede virksomheder langt hurtigere har reduceret gabet op til produktionsfronten. Dvs. samlet set kan det i et tilsvarende dansk tilfælde ikke afvises, at der er lavthængende frugter at høste ved flere fusioner.

Potentialeberegninger er som argumenteret for i 3.2 følsomme overfor modelusikkerhed. Derfor er der parallelt med vores foretrukne DEA model beregnet potentialer på baggrund af en SFA model. Dette muliggør, at vi på linje med fx Østrig kan konstruere en best-of-two model, hvor hver enkel netvirksomhed tildeles det mindste af de to mulige potentialer fra hhv. en DEA og en SFA⁴¹ model. I dansk sammenhæng ville en sådan tilgang medføre, at langsigtspotentialer vil mindskes fra 430-573 mio. kr. til 294-543 mio. kr. jf. Figur 23.

⁴⁰ Jf. Bogetoft (2006)

⁴¹ SFA modellen er benyttet som nummer 2 model. Dette valg er dels truffet på baggrund af et internationalt forbillede, men også fordi den blandt de statiske benchmarkmodeller er den mest fleksible. Den identificerer ligesom DEA produktionsfronten (best practice) uden antagelse om den statistiske fordeling af inefficiens. Derudover kræver den ingen appriori antagelser om produktionsprocesser- dvs. modellen tilpasser sig data og ikke omvendt.

Figur 23 Best-of-two – Langt sigt



Note: Effektiviseringspotentialerne er beregnet for de 51 distributionselskaber. Dvs. transformerforeninger holdes ude. Den endelige DEA model, hvor outliers holdes ude er valideret gennem en række test. Tilsvarende gælder for SFA modellen som er log-lineær. For at komme mere om bagom modelberegningerne se bilag F.

Det uvægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor den gennemsnitlige effektiviseringsprocent fra benchmarkmodellen ganges på hele den identificerede omkostningsbase. Det vægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor virksomhedsspecifikke effektiviseringsprocenter og omkostningsbaser først ganges for at finde virksomhedsspecifikke potentialer. Dernæst summeres de virksomhedsspecifikke potentialer sammen, hvormed man får det vægtede potentiale.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicid

Best-of-two modellerne implicerer som anført i 3.2, at det vurderede potentiale altid vil være mindre end i et tilfælde, hvor kun en model anvendes. Fordelen er dog, at man ved brug af alternative modeller beskytter netvirksomhederne mod modelusikkerhed, hvormed regulator også med større berettigelse kan stille krav om, at en større andel skal indhentes. I dette tilfælde, hvor der bruges hhv. en SFA og DEA tilgang ses det, at det vægtede potentiale i forhold til den foretrukne DEA model kun reduceres meget lidt fra 573 mio. kr. til 543 mio. kr. Dette lille fald understøttes af SFA modellen her generelt identificerer større individuelle effektiviseringsgevinster. Dvs. for kun 12 ud af de 51 netvirksomheder opnås der et mindre resultat i SFA modellen. Ses der i stedet på det uvægtede tilfælde reduceres potentialet mere betragteligt fra 430 mio. kr. i DEA modellen til 294 mio. kr. i best of-two. Til sidst skal det nævnes, at DEA basismodellen vurderes samlet at give det mest retvisende skøn af det samlede potentiale for sektoren, mens best-of-two tilgangen har karakter af en følsomhedsberegning

Dynamisk Efficiens

Indtil videre har vi kun koncentreret os om netvirksomhedernes statiske statistiske potentialer – dvs. hvor produktivitetforbedringer over tid som beskrevet i (2.1) holdes ude. Vi skifter nu fokus mod dynamiske analyser, hvor produktivitetfremskridt (eller tilbage-skridt) måles for branchen under et.

Med en gennemsnitlig produktivitetfremgang på 1,3 procent over perioden 2008-2011 jf. Tabel 6 ligger Danmark på linje med hvad der ses internationalt.

Table 6 Årlig produktivitetsvækst

år	Individuel catch up, indeks ift. året før (a)	Tekniske fremskridt, indeks ift. året før (b)	Produktivitetsfremgang (Malmquist), indeks ift. året før (c)=(a)*(b)	Produktivitetsfremgang (Malmquist), pct. ((c)-1) pct.	Antal netvirksomheder
2008	1,03	0,97	1,00	-0,3	41
2009	1,05	0,96	1,01	0,6	33
2010	0,98	1,05	1,03	3,1	40
2011	1,03	0,99	1,02	1,7	39
Gns.	1,02	0,99	1,01	1,3	

Note: Observationerne omfatter kun distributionen – dvs. transformerforeninger er udeladt. I 2011 er energispareomkostningerne trukket ud af grundlaget for driftsomkostningerne i Netvolumen modellen modsat tidligere år. For at undgå strukturelle brud er energispareomkostningerne derfor lagt til driftsomkostningerne i 2011.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicid

For at udlede den danske produktivitetsfremgang har vi beregnet et Malmquist indeks, der består af et produktivetsbidrag fra en individuel catch up til produktionsfronten samt et bidrag fra teknologiske fremskridt. Dvs. Malmquist indekset fanger nettoændringen i produktivitet for branchen under et og er således produktet mellem indekset for individuel catch up (a) og tekniske fremskridt (b).

Individuel catch up til fronten skal tolkes som virksomheder, der over tid realiserer deres statiske potentiale, således at de kommer tættere på produktionsfronten. Af tabellen følger det, at indekset, der måler udviklingen i forhold til året før for perioden 2008-2011 i gennemsnit har ligget på 1,02. Dvs. hvert år har virksomhederne lukket et gab op til fronten, som i gennemsnit har gjort dem 2 procent mere omkostningseffektive. Dette tal kan også bruges i vurderingen af hvor hurtigt langsigtspotentialet på 430- 573 mio. kr. kan indhentes. Fra Figur 22 ved vi, at langsigtspotentialet svarer til 12-16 procent af omkostningsbasen. Dvs. hvis netvirksomhederne hvert år bliver 2 procent mere produktive som følge af catch up, svarer det for et givent ydelsesniveau til, at omkostningerne i et catch up øjemed (hvor den tekniske udvikling holdes ude) hvert år kan reduceres med 2 procent. Hvis netvirksomhederne således hvert år reducerer deres omkostninger med 2 procent og der tages højde for, at omkostningsbasen løbende mindskes vil langsigtspotentialet kunne indhentes indenfor ca. 7-9 år. Dette ligger tæt på de 10 år, der blev nævnt ovenfor som indhentningsperioden i Tyskland.

Tekniske fremskridt skal tolkes som en produktivitetsfremgang (eller -tilbagegang) for branchen, der drives af et eksternt forhold – nemlig teknologiske ændringer – som forskyder produktionsfronten over tid. Af tabellen følger det, at indekset, der måler udviklingen i forhold til året før for perioden 2008-2011 i gennemsnit har ligget på 0,99. Dvs. hvert år har teknologiske ændringer gjort dem 1 procent mindre omkostningseffektive – svarende til at produktionsfronten er rykket indad. Dette resultat er i nogen grad overraskende men skal nok tolkes indenfor rammerne af en mere generel udvikling, hvor elforsyningen i højere grad hviler på volatil strømproduktion – fx fra vindmøller eller solceller. Dette stiller nye krav til netvirksomhederne om, at den kapacitet de stiller til rådighed skal være mere fleksibel, hvilket samlet kan have mindsket deres omkostningseffektivitet.

Denne udvikling er vigtig for regulator at holde sig for øje, fordi det alt andet lige reducerer det potentiale, de kan forvente at hente over tid.

Malmquist indekset fanger til sidst nettoændringer i produktivitet forårsaget af både individuel catch up og tekniske fremskridt. Af tabellen følger det, at indekset, der måler udviklingen i forhold til året før for perioden 2008-2011 i gennemsnit har ligget på 1,01. Dvs. hvert år er virksomhederne netto blevet 1,3 procent mere produktive. Dvs. hvis et langsigtet potentiale på 430-573 mio. kr. skal indhentes, hvor der både tages højde for catch up og tekniske tilbageskridt, vil det kunne indhentes indenfor en periode på 10-14 år. Ræsonnementet er her som tidligere. Dvs. hvis netvirksomhederne hvert år netto bliver 1,3 procent mere produktive svarer det for et givent ydelsesniveau til, at de hvert år kan reducere deres omkostninger med 1,3 procent. Hvis netvirksomhederne således hvert år reducerer deres omkostninger med 1,3 procent og der tages højde for, at omkostningsbasen løbende mindskes vil langsigtspotentialet kunne indhentes indenfor ca. 10-14 år.

Sammenlignes den danske produktivetsfremgang på knap 1,5 procent med nogle af de lande, vi normalt sammenligner os med, ses det, at Danmark nogenlunde ligger på niveau jf. Tabel 7. For Norge, Holland og Tyskland ses årlige produktivetsforbedringer i 2006 på 1,5 procent, mens der i Østrig ses en lidt større fremgang på knap 2,0 procent.

Tabel 7 Vurderinger af årlige reduktion i omkostninger, 2006 undersøgelse

Land	Frontskifte i 2006
Østrig	2,0%
Norge	1,5%
Holland	1,5%*
Tyskland	1,5%**

Note: * (men ændret ex post), **Forslag fra det tyske økonomiministerium
 Forskelle i decimaler skyldes variation på tværs af landene i antallet af decimaler, der ønskes opgivet
 Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

For at vurdere indhentningsperioden for det kortsigtede potentiale kan Malmquist indekset også laves separat for driftsomkostningerne. Hermed ses der alene på produktivetsfremgangen i driften. I gennemsnit er netvirksomhederne målt på driftsomkostningerne over perioden 2008-2011 blevet knap 6 procent mere produktive per år jf. Tabel 8. Holdes dette jf. Figur 21 op imod, at kortsigtspotentialet svarer til 11-22 procent af driftsomkostningerne følger det, at potentialet kan hentes indenfor 2-4 år.

Tabel 8 Årlig produktivitetstvekst (driftsomkostninger)

år	Individuel catch up, indeks ift. året før	Tekniske fremskridt, indeks ift. året før	Produktivitetstvekst (Malmquist), indeks ift. året før	Produktivitetstvekst (Malmquist), pct.	Antal netvirksomheder
(a)	(b)	(c)=(a)*(b)	((c)-1) pct.		
2008	0.97	1.07	1.03	3	41
2009	1.06	0.97	1.03	3	33
2010	0.95	1.23	1.16	16	40
2011	1.14	0.9	1.02	2	39
Gns.	1.03	1.04	1.06	5.85	

Note: Observationerne omfatter kun distributionen – dvs. transformerforeninger er udeladt. I 2011 er energispareomkostningerne trukket ud af grundlaget for driftsomkostningerne i Netvolumen modellen modsat tidligere år. For at undgå strukturelle brud er energispareomkostningerne derfor lagt til driftsomkostningerne i 2011.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicid

Af tabellen følger det endvidere, at individuel catch up indekset i gennemsnit har ligget på 1,03. Dvs. hvert år har virksomhederne lukket et gab op til fronten, som i gennemsnit har gjort dem 3 procent mere omkostningseffektive på driften. Dette tal kan så bruges i vurderingen af hvor hurtigt kortsigtspotentialet på 224-427 mio. kr. kan indhentes. Fra Figur 21 ved vi, at kortsigtspotentialet svarer til 22 procent af driftsomkostninger. Dvs. hvis netvirksomhederne således hvert år reducerer deres driftsomkostninger med 3 procent og der tages højde for, at omkostningsbasen løbende mindskes vil kortsigtspotentialet kunne indhentes indenfor godt 4-7 år.

I denne vurdering glemmes det dog, at der løbende sker tekniske fremskridt, som sammen med individuel catch up medfører, at kortsigtspotentialet i praksis kan hentes hurtigere end 4-7 år. Dvs. hvis vi ser på nettoproduktivitetstændringen i form af Malmquist indekset som både indeholder produktivitetstforbedringer fra individuel catch up og tekniske fremskridt ses det, at i gennemsnit over 2008-2011 er netvirksomhederne blevet knap 6 procent mere omkostningseffektive per år. Dette tal kan så bruges i vurderingen af hvor hurtigt kortsigtspotentialet på 224-427 mio. kr. kan indhentes. Fra Figur 21 ved vi, at kortsigtspotentialet svarer til 22 procent af driftsomkostninger. Dvs. hvis netvirksomhederne således hvert år reducerer deres driftsomkostninger med 6 procent og der tages højde for, at omkostningsbasen løbende mindskes vil kortsigtspotentialet kunne indhentes indenfor 2-4 år.

Generelt er målingen af produktivitetstforbedringer temmelig krævende med hensyn til datakonsistens. Vi mener, at de ovennævnte resultater i Tabel 6 og Tabel 8 skal vurderes derefter. På trods af disse forbehold tyder det dog på, at den danske distributionssektor har opnået nogenlunde stabile forbedringer gennem de sidste fem år, hvor netvirksomhederne løbende er blevet bedre. Det gennemsnitlige Malmquist indeks indikerer, at det statiske langsigtpotentiale på 430-573 mio. kr. vil kunne indhentes indenfor en 10-14 årig periode, mens det kortsigtede potentiale på 294-427 mio. kr. vil kunne indhentes indenfor 2-4 år. Disse estimer har det forbehold, at de tekniske ændringer og incitamentet til at foretage catch up skal forblive uændret.

Kapitel 5

Effektivisering, benchmarking og regulering i fremtidens eldistribution

Analyserne i denne rapport har baseret på historiske erfaringer fokuseret på identifikation af effektiviseringspotentialer i den danske eldistribution. På baggrund af de 51 netvirksomheder i 2011 vurderes således et kortsigtet potentiale på 200-400 mio. kr. og et langsigtet potentiale på ca. 400-600 mio. kr.

Det ligger i sagens natur, at potentialerne skal hentes i de kommende år og dermed også ses i sammenhæng med de forandringer, der forventes i indtægt- og omkostningsstruktur i sektoren de kommende år. Dette er drevet af en større volatilitet i elproduktion (og -forbrug) fra en stigende andel af vind- og solenergi. Særligt for solenergi gælder det, at en betydelig produktionsandel sker hos private forbrugere og virksomheder tilsluttet det lokale distributionssystem.

Det ligger også eksplicit i opdraget, at vi skal vurdere ”størrelsen af effektiviseringspotentialet ved udbredelse af Smart Grid”. Det er her fortolket som en dobbelt opgave, hvor vi først undersøger omkostningsvirkningen fra øget volatilitet i eldistribution (5.1) og dernæst skitsere, hvordan forbedret fremadrettet benchmarking og regulering af netvirksomhederne kan reducere omkostningerne ved at håndtere denne volatilitet

5.1 Øget volatilitet og omkostninger/indtjeneringer i eldistribution

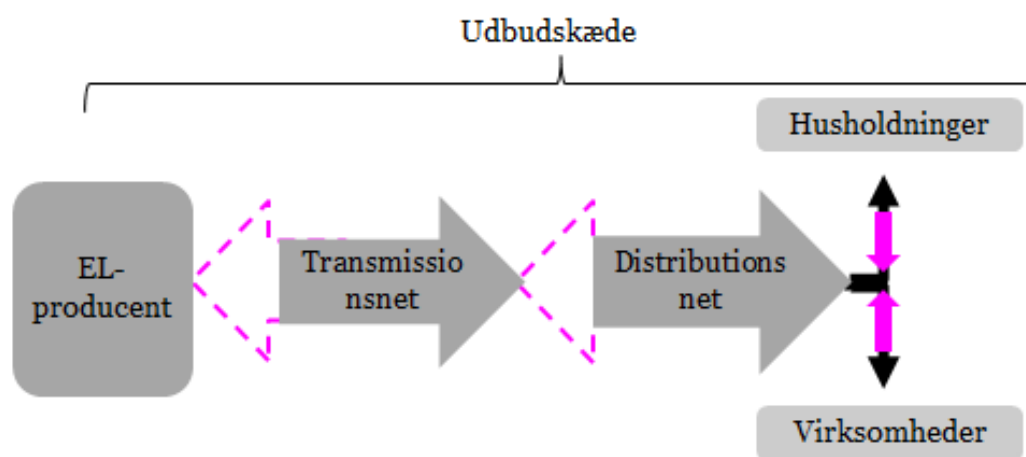
De fremadrettede udfordringer knytter sig til integration af volatil energiproduktion fra vind- og solenergi i den danske eldistribution. Vindkraft og solenergi forventes til at fylde over 50 procent af den samlede produktion i 2020, og andelen forventes at stige derefter.

Det kommer til at påvirke eldistributionen gennem en række kanaler⁴². For det første vil den øgede volatilitet i sig selv betyde, at elsystemet skal kunne håndtere større udsving i den strøm, der transporteres gennem nettet. Det vil som udgangspunkt betyde lavere kapacitetsudnyttelse af nettet: populært sagt mindre leveret strøm per ”enhed” netvolumen. For det andet vil mængden af leveret strøm – alt andet lige – komme under pres: fx vil øget produktion af solceller og anden energi hos slutbrugerne betyde færre indtægter fra de forbrugsafhængige nettariffr. Et meget godt eksempel er virkningen af øgede solceller mv. i Tyskland: nogle steder er den lokale produktion af el flere gange højere end

⁴² Fremstillingen bygger i vid udstrækning på Arriaga(2013), som har produceret en rapport der fokuserer på den fremadrettede regulering af distributionsselskaber i et elsystem med mere volatil elproduktion og – forbrug. Rapporten er et del af et større forskningsprojekt for EU-Kommissionen under det såkaldte ”Think” framework.

det lokale forbrug af strøm, hvilket afstedkommer et behov for at levere overskudstrøm tilbage til det centrale distributionssystem. Sagt med andre ord: den traditionelle produktionsmodel, hvor stabile og forudsigelige mængder af strøm transporteres fra store centrale anlæg (ikke mindst kul og gas) via distributionssystemet til slutbrugere, vil ikke længere være komplet: der sendes også strøm den anden vej, som er betydeligt mindre forudsigeligt. Det er skitseret nedenfor i Figur 24, hvor nye røde pile er blevet tilføjet til den tilsvarende figur fra kapitel 1.

Figur 24 Elsystemet under forandring



Kilde: Copenhagen Economics

Den øgede volatilitet vil derfor kræve netforstærkninger med betydelige meromkostninger for distributionselskaber. Størrelsesordenen af disse investeringer blev anskueliggjort i et studie fra 2010, som sammenlignede krav til investeringer i distributionsnettet givet konkrete fremskrivninger med betydelig mere vindkraft i det danske elsystem⁴³. Afhængig af de konkrete løsningsvalg – Smart grid eller traditionel netudbygning – indebar det øgede omkostninger for netvirksomhederne svarende til omtrent 7,7 til 7,8 mia.kr i nutidsværdi jf. Tabel 9. Det vil sige, at alle fremtidige udgifter tilbagediskonteret til i dag med en forrentningsfaktor på 5 procent. Det kan omregnes til en årlig ekstraudgift for distributionselskaberne på omtrent 400 mio.kr.

⁴³ Dansk Energi og Energinet.dk (2010)

Table 9 Løsninger til at håndtere volatil strøm

Investeringer og omkostninger	Hovedelementer	Omkostning bæres af	Indregnes i netvolumen	Nutidsværdi af omkostninger og investeringer, mio. kr.		Årlig ekstraomkostning beregnet via kalkulationsrente på 5%, mio. kr.	
				Traditionel udbygning	Smart Grid	Traditionel udbygning	Smart Grid
Netværksforstærkninger	Forstærkning af distributionsnettet i 0,4kV, 10kV og 50kV for at forhindre overbelastning	Netvirksomheden	Ja	5700	4100	285	205
Anlæg til systemstabilitet	Installation af Synkronkompensatorer og Static Var Compensators, der kan skabe nødvendig inertie og kortslutningseffekt	Netvirksomheden	Nej	2000	1700	100	85
Software	Software hos systemansvaret, der kan aggregere og behandle al information opsamlet i distributionsnettet og hos forbrugerne	Netvirksomheden	Nej		300		15
Måleudstyr i distributionsnettet	Måleudstyr i alle 10kV og 50kV transformestationer samt i en tredjedel af alle 0,4kV transformestationer	Netvirksomheden	Nej		1700		85
Intelligens hos slutbrugeren	Elektronik til automatisk styring af fleksibelt forbrug og produktion hos kunder med elbiler, varmepumper og husstandsproduktion	Slutbrugeren	Nej		1600		80
Opgradering af elektroniske målere	Opgradering af elektroniske elmålere, så de kan facilitere timeafregning for forbrugerne med el- og plug-in hybridbiler, varmepumper og elproduktion	Slutbrugeren	Nej		400		20
Samlet for alle				7700	9800	385	490
Samlet for netvirksomhederne				7700	7800	385	390

Note: Almindelige reinvesteringer ligger udover de beløb, der angives som nødvendige for at håndtere mere volatil strømforsyning

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energinet.dk og Dansk Energi (2010)

På baggrund heraf kan man med en betragtelig usikkerhed konstatere, at omkostninger til at håndtere øget volatilitet i elsystemet i et betydeligt omfang vil kunne reducere nogle af de gevinster, som forbrugerne vil opleve i takt med, at effektiviseringspotentialet høstes.

Baseret på ovenstående kan netto omkostningseffekten illustreres ved, at effektiviseringsgevinsten på de i kapitel 4 angivne 430-573 mio.kr vil måske kun 183-188 mio.kr (40-45 mio. kr.) direkte realiseres til gavn for forbrugerne. Dette er et absolut nedre skøn jf. også Tabel 10. Når det er angivet som et nedre skøn, så er det fordi, en del af stigningen i omkostninger på knap 8 mia.kr. knytter sig til en udbygning af elforbruget - fx via øget el i transportsektoren og ikke alene som konsekvens af øget volatilitet. Det har ikke været muligt at adskille disse to elementer.

Tabel 10 Effektiviseringspotentiale i forhold til udgifter til øget volatilitet i elsystem

	Smart grid løsning	Traditionel udbygning
Langsigts effektiviseringspotentiale uden hensyntagen til mere volatil elproduktion, mio. kr.	573(430)	573(430)
Årlige ekstraomkostninger fra volatil elproduktion, mio. kr.	390	385
Netto omkostningseffekt, mio. kr.	183(40)	188(45)

Note: Tal udenfor parentes angiver det øvre skøn, hvor potentialet angives vægtet. Tal i parentes angiver det nedre skøn, hvor potentialet angives uvægtet.

Kilde: Copenhagen Economics

Modsat skal det fremhæves, at gevinster ved effektivisering jo ikke bliver mindre af, at der er andre nye omkostningsdrivere i eldistributionen. Det kan tværtimod gøre det endnu vigtigere, at sådanne potentialer udmøntes af hensyn til prisudviklingen for forbrugerene herunder stærkt elforbrugende virksomheder i international konkurrence.

5.2 Benchmarking/regulering understøttende smart grid

Det er vigtigt, at den fremadrettede benchmarking af netselskaberne er indrettet, således at den understøtter effektiviteten også under de vilkår, der gælder i det fremtidige elmarked. Det vil sige, at det skal kunne understøtte innovation og produktivitet i omstillingen til et elsystem med mange nye aktører, betydelig mindre forudsigelighed og større variation i forbrug samt produktion. Det indgår ikke som en del af dette studie at undersøge implikationerne heraf direkte, men vi finder det nyttigt at fremhæve nogle hovedpunkter fra to netop gennemførte projekter på EU niveau, der har betydelig fokus på regulering af netselskaber⁴⁴.

- Udvikling af forretningsmodeller og nye typer af kontrakter med elkunder, som stiller forskellige typer af kapacitet til rådighed overfor et meget differentieret sæt af kunder for at håndtere udfordringerne i elsystemet i det kommende år.
- Udnyttelsen af den fysiske infrastruktur gennem en bred vifte af instrumenter fra traditionelle investeringer til software systemer, der øger udnyttelsesgraden af den eksisterende kapacitet.

⁴⁴ Jf. Arriago et al. (2013) og Hancker et al (2013)

Det er vores vurdering, at det nuværende system med benchmarking og regulering ikke i tilstrækkelig grad bidrager hertil. Der vil her blive fremhævet tre pointer:

- For at håndtere udfordringen med øget volatilitet både på engrosmarkedet og i lokalområder kan der være behov for at aktivere forskellige typer af aktører til op/nedregulering af strømforbrug også i distributionssystemet. Det vil igen betyde, at de skal have en kapacitet til at importere/eksportere strøm, som er individuelt bestemt og ikke knyttet til deres egenforbrug af energi. Det kræver igen, at denne kapacitet kan måles og værdisættes af selskaberne.
- Mere generelt vil mængden af leveret strøm til den enkelte forbruger være en stadig dårligere proxy for de omkostninger og gevinster, som forbrugerene leverer til distributionssystemet. Det kan anskueliggøres mest simpelt ved en forbruger, som bruttokøber x megawatt fra nettet, men periodisk leverer y megawatt tilbage til nettet som overskudsstrøm. Den reelle transportydelse fra distributionselskabet vil være summen af x og y ligesom kapacitetsydelsen skal ses i sammenhæng med de højeste belastninger (import/eksport) og ikke gennemsnitlig forbrug.
- Den nuværende Netvolumen model sidestiller investeringer i netvolumen - dvs. fysiske netværksaktiver – med de ydelser, som distributionselskaberne leverer. Det betyder modsat, at afholdelse af omkostninger til andre typer af løsninger end udbygning af fysiske netværk ikke indgår og dermed de facto bliver håndteret som ekstraomkostninger uden værdi for kunderne. Det giver selskaberne en tilskyndelse til at investere i fysiske netaktiver snarere end de løsninger, som ultimativt kan give den største værdi for forbrugerne og samfundet: en såkaldt "smart grid" løsning på den øgede volatilitet, som også er beskrevet ovenfor i Tabel 9.

Vi anbefaler derfor, at følgende ingredienser får høj prioritet i en reform af benchmarking og regulering af eldistribution fremadrettet:

- Klarere definition af ydelser til slutkunderne med særligt fokus på forskellige typer af kapacitetsydelser, der kan måles og benchmarkes.
- Bedre håndtering af eksterne rammevilkår, som kan påvirke det relative omkostningsniveau. I Danmark vil det særligt være mere detaljerede data for kundetæthed og heraf afledte omkostningseffekter samt studier af ekstraomkostninger ved at operere i meget tætbefolkede bycentre (formentligt i stigende betydning for Odense, Århus, Storkøbenhavn).
- Brug af bedre værktøjer til at identificere de bedst mulige løsninger til at levere ydelser til slutbrugerne for givne rammevilkår. Det er efter vores opfattelse en top down analyse som DEA brugt i denne rapport med indbygning af studier, der som nævnt ovenfor vurderer omkostningseffekter af fx kundetæthed og ved at operere i bycentre.

Det indebærer også, at distributionselskaberne sættes "fri" i deres løsninger. De bliver målt på leveret strøm og den kapacitet, de stiller til rådighed samt de samlede omkostnin-

ger, der medgår hertil. Det kan give anledning til en betydelig forenkling fra det nuværende system – for både virksomheder og regulator.

Litteraturliste

- AER, Australian Energy Regulator, (2012): Regulatory Practices in Other Countries, Benchmarking opex and capex in energy networks, Australian Competition and Consumer Commission.
- Agrell og Bogetoft (2002) Ekonomisk Nätbesiktning 2000, Report ER 7:2002, Swedish Energy Agency)
- Agrell og Bogetoft (2005) NVE Network Cost Efficiency Model, Final Report, Norwegian Energy Directorate NVE,
- Agrell og Bogetoft (2007) Development of benchmarking models for German electricity and gas distribution, Final report 2007-01-01 commissioned by Bundesnetzagentur (BNetzA)
- APC, Australian Government Productivity Commission, (2012). Electricity Network Regulatory Frameworks.
- Arriago et al. (2013): From Distribution Networks to Smart Distribution Systems: Rethinking the regulation of European Electricity DSO's, Think
- Bogetoft (2011): Reguleringstendenser – baseret på teori og praktik. Præsentation, Økonomisk Institut, Copenhagen Business School. August 2011.
- Bogetoft(2006) : Mergers in Norwegian electricity distribution: a cost saving exercise?, Working paper
- Copenhagen Economics (2012): Reference price for hedging products
- Dansk Energi og Energinet.dk (2010): Det intelligente elsystem – smart grid i Danmark
- Dansk Energi (2014): Variation i praksis for opgørelse af netkomponenter
- Deloitte (2013): Netselskabernes opgaver og regulering på elmarkedet i udvalgte europæiske lande
- Energiaftalen, (2012). Aftale mellem regeringen, Venstre, Dansk Folkeparti, Enhedslisten og Det Konservative Folkeparti om den danske energipolitik 2012-2020.

- Energistyrelsen, (2012). Notat vedr. Engrosmodellen. Klima-, energi- og Bygningsministeriet.
- Energitilsynet, (2012). Bilag Energitilsynets møde den 18. december 2012.
- Energitilsynet, (2013). Benchmarking – vejledning til indberetning af netkomponenter og ansøgning om godkendelse af ekstraordinære omkostninger til brug for benchmarking af økonomiske effektivitet.
- ERO (2009): Final Report of the Energy Regulatory Office on the regulatory methodology for the third regulatory period, including the key parameters of the regulatory formula and pricing in the electricity and gas industries
- Folloni et al. (2001): Size, density and costs of network services - the case, European Regional Development Issues in the New Millennium and Their Impact on Economic Policy, 41st Congress of the European Regional Science Association of the distribution of electricity in Italy
- Frontier Economics (2012): Trends in electricity distribution network regulation in North West Europe
- Groschwitz et al (2009): Quality of service, efficiency and scale in network industries: an analysis of European electricity distribution
- Hancker et al (2013): Shift not drift: Towards active Demand Response and beyond, Think
- Haney & Politt, (2009). Efficiency analysis of energy networks: An international survey of regulators. Energy Policy, 37.
- Hyvärinen(2008): Electrical networks and economics of load density, Doctoral Thesis
- Jamasb & Pollitt, (2011). Benchmarking and regulation: international electricity experience. Utilities Policy, 9.
- Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen, (2011). Detailmarkedet for elektricitet.
- Nillesen (2008): The Future of Electricity Distribution Regulation: Lessons from International Experience
- Nord Pool Spot, (2013). Power system overview. Tilgængelig på: <http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Maps/Power-System-Overview/Power-System-Map/>. [10. juni 2013].
- NordREG, (2011). Economic regulation of electricity grids in Nordic countries. NordREG, c/o Danish Energy Regulatory Authority.

- NordREG, (2012). Road map towards a common harmonised Nordic end-user market. NordREG, c/o Danish Energy Regulatory Authority.
- NRA (2013): NRA specific report –summary Data e3grid2012 for Energinet.DK
- Sumicsid (2007): Benchmarking af de tyske energinetværk for Bundesnetzagentur
- Sumicsid (2007): Benchmarking af de islandske el-distributører for Orkustofnun
- Sumicsid (2007): Benchmarking af de norske el-distributører for Norwegian Energy Authority
- Sumicsid (2008): Benchmarking af de finske el-distributører for Energy Market Authority
- Sumicsid (2010): Benchmarking af det hollandske el-marked for Dutch Energy Office EK
- Sumicsid (2011): Benchmarking af de belgiske el-og gas distributører for Belgisk regulator CREG
- Sumicsid (2012): Benchmarking af de schweiziske el-distributører for Swiss Federal Office of Energy
- Syrjänen, Agrell og Bogetoft (2006): Efficiency benchmarking project B: Analogous efficiency measurement model based on Stochastic Frontier Analysis, Final report commissioned by the Energy Market Authority (EMV)
- Tirole, (1992) *The Theory of Industrial Organization*, The MIT press, Fifth printing
- Troesken (2006). Regime Change and Corruption. A History of Public Utility Regulation. University of Chicago Press.
- WIK-consult, (2011). Cost Benchmarking in Energy regulation in European Countries. Study for the Australian Energy Regulator.

Datakilder:

- Dansk Energi, (2012). Prisstistik.
- Energitilsynet, (2006-2012). Benchmarkning af økonomisk effektivitet. Tilgængelig på:
<<http://energitilsynet.dk/el/afgoerelser/tilsynsafgoerelser/>>
[juni 2013].

Bilag A

Opgavebeskrivelse

Det overordnede formål med analysen er at vurdere størrelsen af det samlede effektiviseringspotentiale i de danske netvirksomheder. Dette omfatter både gevinster ved omkostningseffektiv drift og investeringer, strukturtilpasning blandt netvirksomhederne mv. Da vurderingen bl.a. skal ses i sammenhæng med Energitilsynets vurdering, skal analysens metode adskille sig fra eller supplere Energitilsynets metode.

Analysen af effektiviseringspotentialet skal omfatte netvirksomhedernes samlede omkostninger til drift og anlæg vedrørende de bevillingsmæssige aktiviteter. Omkostningerne opgøres i overordnede kategorier relateret til netvirksomhedernes aktiviteter.

I vurderingen forudsættes den opgaveportefølje, som pr. 1. januar 2013 fremgår af elforsyningsloven og de lovgivningsmæssige rammer, som i øvrigt gælder for netvirksomhederne. Hertil skal effekten af implementeringen af engrosmodellen vurderes.

Analysen skal derudover forholde sig til følgende elementer:

- Betydningen af eksterne faktorer (f.eks. kundetæthed, geografiske vilkår mv.) for vurderingen af effektiviseringspotentialet. Det skal fremgå hvilke faktorer, der indgår i analysen og hvilken betydning disse har.
- Betydningen af den nuværende regulering for effektiviseringspotentialet. Det skal fremgå, hvorvidt (og i givent fald hvordan) reguleringen i sig selv påvirker størrelsen af effektiviseringspotentialet.
- Erfaringer med effektiviseringspotentialer og udviklingen i omkostningsniveauer fra andre sektorer, der har lignende regulatoriske vilkår, monopolliggende egenskaber og/eller er netværksinfrastrukturer.
- Udenlandske erfaringer med opgørelse af effektiviseringspotentialer.
- Vurdering af tidshorizonten for indhentning af effektiviseringspotentialet – dvs. hvornår og hvor hurtigt potentialet kan realiseres. Denne vurdering kan bl.a. baseres på erfaringer fra andre lande, sektorer eller netvirksomhedernes faktiske økonomiske situation.
- Størrelsen af effektiviseringspotentialet ved yderligere konsolidering af antallet af netvirksomheder.
- Størrelsen af effektiviseringspotentialet ved udbredelse af Smart Grid.
- Anbefalinger af regulatoriske tiltag der kan anvendes i forbindelse med indhentningen af effektiviseringspotentialet.

- Vurdering af konsekvenser ved indhentning af effektiviseringspotentialet.

Bilag B

Benchmarkmodeller og -metoder

I det følgende beskrives fremgangsmåderne til at måle:

- Statisk effektivitet i et bestemt år, samt
- Dynamisk effektivitet (produktivitet) over tid.

Måling af statisk effektivitet – fremgangsmåder

Parametriske vs. ikke-parametriske

Indenfor estimering af produktionsfronter vil parametriske estimationsmetoder (fx OLS, COLS, MOLS og SFA) som beskrevet i boks B.1 nedenfor indebære en evaluering af de omkostningsdrivende faktorer. Denne evaluering er baseret på en statistisk regression af omkostninger på de faktorer, der er omkostningsdrivende. Ved brug af fx OLS (Ordinary Least Squares) kan man estimere koefficienter til at forklare forholdet mellem omkostninger og omkostningsdrivende faktorer.

De ikke-parametriske estimeringsmetoder (fx DEA) som beskrevet i boks B.2 nedenfor anvender derimod stykvisse optimeringsmetoder uden at antage en bestemt funktionel sammenhæng mellem omkostningerne og de omkostningsdrivende faktorer.

Stokastiske vs. deterministiske

De stokastiske estimationsmetoder tager hensyn til, om produktionsfronten kan være fastlagt af outliers. Stokastiske fremgangsmåder giver en statistisk korrektion af produktionsfronten, der reflekterer mulighederne for støj i data. Dette medfører, at den relative effektivitet af lavtliggende virksomheder stiger.

Figur B.1 Mulige metoder til benchmarking

	deterministisk	stokastisk
ikke-parametrisk	<p>Data Envelopment Analysis (DEA)</p> <ul style="list-style-type: none"> - CRS: Charnes, Cooper, Rhodes (1978) - VRS: Banker, Charnes, Copner (1984), Fare, Grosskopf, Lovell (1994) - ikke-konveks FDH: Desprins, Simar, Tulkens (1984) 	<p>Stochastic and chance constrained Nate Envelopment Analysis (SDEA)</p> <ul style="list-style-type: none"> - CRS/VRS: Land, Lovell, Thore (1993) Weyman-Jones (2001)
parametrisk	<p>Corrected/Modified Ordinary Least Squares CRS & VRS regression</p> <ul style="list-style-type: none"> - COLS, MOLS, global programming Greene (1997) Lovell (1993) Aigner, Chu (1968) 	<p>Stochastic Frontier Analyses (SFA)</p> <ul style="list-style-type: none"> - CRS/VRS: Aigner, Lovell, Schmidt (1977) Battese, Coelli (1992) Coelli, Rao, Battese (1998)

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Valget af benchmarkmetode afhænger til dels af størrelsen og mængden af virksomheder under betragtning. Dette projekt indeholder data fra 5 år i et ubalanceret⁴⁵ paneldatasæt. Her skulle det altså være muligt at anvende både parametriske og ikke-parametriske modeller.

⁴⁵ Fusioner over perioden medfører, at antallet af virksomheder over tid reduceres. Dvs. et ubalanceret panel betyder, at der er et forskelligt antal virksomheder de forskellige år.

Boks B.1 Statistiske/stokastiske metoder

- OLS metoden: Her benyttes standard lineær regression i et fast parametrisk forhold til at estimere en produktionsfunktion. Dvs. at metoden indledningsvist står og falder på, at modellens parametrisering er korrekt. Endvidere er en OLS tilgang i sigens natur en gennemsnitstilgang og kan derfor ikke benyttes til at fastsætte en efficient sammensætning af input og ydelser. Konkret vil det sige, at nogle observationer ligger over den estimerede produktionsfunktion, mens andre ligger under (svarende til de identificerede efficiente enheder). Metoden baseres på en tværsnitstilgang, hvormed år til år udsving i faste investeringer kan få en uforholdsmæssig stor betydning for det beregnede potentiale.
- COLS metoden: Her benyttes en korrigeret OLS tilgang, hvor systematikken i residualerne fra en oprindelig OLS regression benyttes i en ekstraregression til fange et eventuelt ekstrapotentiale. I forhold til standard OLS tillader COLS således et større potentiale og korrigerer i et vist omfang for den utilstrækkelige gennemsnitstilgang. Metoden lider dog ligesom OLS under, at man indledningsvist bør kende den fulde parametriske model. Derudover kan modellen ligesom OLS give anledning til, at år-til-år variationer i faste investeringer får for stor betydning pga. tværsnittilgangen.
- Stochastic Frontier Analysis (SFA) metoden: Modsat OLS og COLS er denne metode ikke baseret på en gennemsnitstilgang. I stedet antages det, at omkostningsminimummet har en given sandsynlighedsfordeling, hvormed en parametrisk front kan bestemmes. Metoden kan ligesom COLS og OLS give anledning til fejl, hvis parametriseringen eller den fordelingsmæssige antagelse er forkert. Derudover kan tværsnittilgangen også her give problemer ift. år-til-år variation i investeringsvolumen. Ligesom COLS tillader modellen en korrektion af statistisk støj og systematisk inefficiens

Source: Copenhagen Economics pba. Bogetoft og Otto (2010)

Boks B.2 Ikke-parametriske metoder

- Totalfaktor-produktivitetmetoden (TFP): Denne tilgang kan håndtere multiple inputs og ydelser. Der konstrueres et indeks, som samvejet følger omkostninger og ydelser over tid. Samvejningen foretages via en række mere eller mindre statiske vægte, som dermed indgår som afgørende antagelser, der kan skabe usikkerhed om metodens præcision. På baggrund af det beregnede indeks kan benchmarken konstrueres med udgangspunkt i de virksomheder, som har højest indeks.
- Data envelopment analysis (DEA): Denne tilgang er en lineær programmeringsmetode, hvor omkostninger fra input og de producerede ydelser indgår uden, at der er foretaget nogle apriori antagelser om funktionelle former. Den eneste antagelse er det kausale forhold. Modellen baseres på tværsnitsdata og kan således som de øvrige modeller lide under variationen i de faste omkostninger. Dette faktum kan blive videre problematisk, fordi modellen er følsom overfor outliers. Dvs. estimering af den optimale front kan give for meget vægt til denne type observationer.
- Stokastisk DEA (SDEA): Denne tilgang er en hybrid model, som er baseret på DEA metoden, men hvor statistiske antagelser også indgår. Modsat den almindelige DEA metode benyttes der i denne beregning paneldata, hvormed betydningen af store faste investeringer kan "udglattes" over tid. Endvidere kan metoden inkludere effekter af fusioner og dermed komme med et bedre bud på eventuelle skalafordele.

Source: Copenhagen Economics pba. Bogetoft og Otto (2010)

Data Envelopment Analysis (DEA)

Ved at anvende DEA, som er brugt i projektet, vil en relativ simpel fremgangsmåde til at sammenligne partielle indikatorer af effektivitet (f.eks. ansatte pr. kWh, længde af distributionslinjen pr. kWh) blive generaliseret. Det gør det muligt at sammenligne virksomheder med flere inputs og output. Den formelle fremgangsmåde består i at omslutte virksomhedernes målte input og output af en optimal produktionsfront. Her vælges produktionsfronten ud fra de virksomheder, der har opnået den bedste input-output-kombination. Formelt set bliver denne kurve beregnet gennem et lineært optimeringsprogram. Den relative effektivitet af de virksomheder, der ikke ligger på produktionsfronten beregnes som den relative afstand til fronten. Ud fra det flerdimensionale input-output område bestemmer DEA et endimensionalt mål af effektiviteten relativt til de bedst-præsterende virksomheder.

DEA kan desuden opdeles i, hvordan skalaafkast karakteriseres. Der er udviklet et antal specifikationer:

- Konstant skalaafkast (CRS), som antager, at der ikke er nogen signifikant ulempe ved at være hverken en stor eller en lille virksomhed. Alle virksomhederne sammenlignes derved med hinanden uden at der tages højde for størrelsesforskelle.
- Ikke-stigende skalaafkast (NIRS) tager højde for, at der kan være ulemper ved at være en stor virksomhed, men ikke ved at være en lille virksomhed.
- Variabelt skalaafkast (VRS) tager højde for ulemper ved både at være for lille og for stor en virksomhed.
- Stigende skalaafkast (IRS) tager højde for, at der kan være fordele ved at være en stor virksomhed-

Forsigtige vurderinger

DEA er et nyttigt modelredskab til benchmarking, men der er enkelte udfordringer ved brug af DEA på små datasæt:

Inklusion af flere forskellige omkostningsdrivende faktorer kan potentielt medføre, at en uforholdsmæssig stor andel af virksomhederne fremstår som fuldt ud effektive, fordi der ikke er tilstrækkeligt mange virksomheder i stikprøven til at give grundlag for sammenligning.

Selvom stikprøven er stor nok til at muliggøre begrænsede sammenligninger, kan enkelte niveauer af observerede omkostninger indeholde få observationer, hvilket kan give anledning til bias. Kort sagt kan de empiriske estimater af effektiv produktion være for høje, fordi vi ikke observerer effektiv produktion over alle input- og output-kombinationer.

Der findes metodisk velfunderede måder, hvormed disse problemer mindskes. Dette gælder især metoder der kan sikre, at bias ikke primært favoriserer virksomheder med en unaturlig sammensætning af output. I praksis kan dette gøres ved at anvende bootstraping og bootstrap-baserede korrektioner for bias eller ved at anvende restriktioner på DEA modellen via duale vægte.

Korrektion af bias

DEA modeller giver forsigtige estimater af omkostningsinefficiens. Ulempen ved denne forsigtighed er, at effektivisering af omkostningerne har et positivt bias. Enhederne vil i gennemsnit fremstå mere effektive end de egentligt er. Dette kan være et problem i forbindelse med deling af udbyttet mellem forbrugere og virksomheder men kan ikke undgås, hvis man ikke vil risikere at stille for høje krav.

Nyere teoretiske udviklinger har vist, hvordan der kan korrigeres for dette bias – nemlig ved brug af bootstrapping. Det er altså muligt at bestemme middeltte effektivitetsværdier. Desuden muliggør anvendelsen af bootstrapping bestemmelse af konfidensintervaller omkring de bias-korrigerede effektiviteter.

Måling af dynamisk produktivitet – Malmquist indekset

Når produktivetsudviklingen beregnes kan der skelnes imellem:

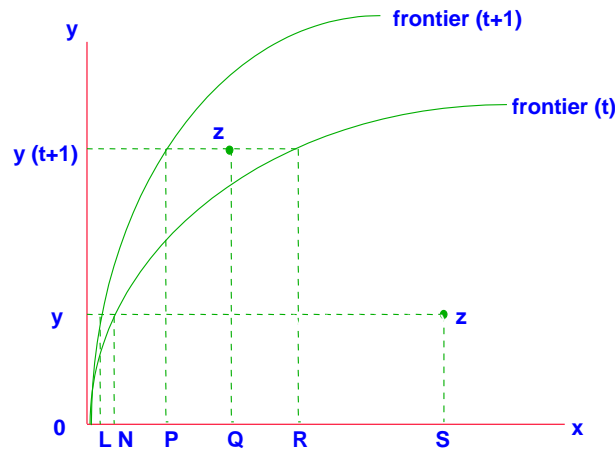
- Den generelle produktivetsudvikling for alle virksomheder (et ryk i produktionsfronten), samt
- Den individuelle produktivetsudvikling i forhold til branchen (den individuelle catch-up faktor).

Resultaterne fra den dynamiske effektivitetsanalyse kan give indikationer af, hvorfor enkelte virksomheder præsterer bedre eller dårligere i en statistisk effektivitetssammenligning.

Hvis virksomhedsdata er tilgængelige for flere år, kan graden af effektivitetsforbedring bestemmes over denne periode ved brug af det såkaldte Malmquist indeks. I det følgende vil vi forklare princippet.

Nedenfor ses produktionsfronten i Figur B.2 på tidspunkt t og $t+1$ samt virksomhed z 's performance på hvert af disse to tidspunkter. Ved hjælp fra DEA metoden er det muligt at bestemme de effektive variationer af virksomhed z set i forhold til branchens førende virksomhed.

Figur B.2 Illustration af vækst i produktiviteten



Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Notationen viser den effektive variation af virksomhed z i forhold til produktionsfronten mellem periode t og periode t+1, som er udtrykt ved følgende forhold:

$$\text{Malmquist indeks} = \frac{\frac{OR}{OQ}}{\frac{ON}{OS}}^{46}$$

Den effektive variation kan splittes op i to dele:

$$\text{Et catching-up indeks (CI)} = \frac{\frac{OR}{OQ}}{\frac{ON}{OS}}$$

$$\text{Tekniske fremskridt indeks (FI)} = \frac{OR}{OP}$$

Dvs. Malmquist indekset er givet ved $CI \cdot FI$. En fordel ved Malmquist indekset (sammenlignet med et indeks for det relative statiske effektivitetsniveau) er, at eksterne rammevilkår får en mindre betydningsfuld rolle. Det betyder, at Malmquist indekset ikke påvirkes af eksterne rammevilkår, så disse variable principielt kan udelades i analysen.

⁴⁶ Nævneren (ON/OS) repræsenterer placeringen af z i periode t ift. produktionsfronten i samme periode. Tælleren (OR/OQ) repræsenterer den relative effektive placering af z i periode t+1 ift. produktionsfronten i periode t.

vBilag C

Eksempel på netvolumenmodellen

Tabel C.1 Step 1: Beregning af netvolumen -eksempel

Netvirksomhed		Omkostnings-ækvivalent					
Kode	Netkomponenter	Mængde	Drift og afskrivninger	Administration	Bidrag		
	132kV felt, åben	5	*	164,000	*	(1+0.38)	= 1,131,600
	132kV felt, gasisoleret	2	*	311,000	*	(1+0.38)	= 858,360
	132 kv kabel	3	*	130,000	*	(1+0.38)	= 538,200
	132kV kabel, sø	4	*	42,000	*	(1+0.38)	= 231,840
	132kV luftledning, enkelttracé	6	*	24,000	*	(1+0.38)	= 198,720
	132kV luftledning, dobbelttracé	50	*	32,000	*	(1+0.38)	= 2,208,000
	132/50kV transformerer	2	*	253,000	*	(1+0.38)	= 698,280
	50 kv kabel	800	*	57,000	*	(1+0.38)	= 62,928,000
	50kV kabel, sø	50	*	62,000	*	(1+0.38)	= 4,278,000
	50kV luftledning	120	*	13,000	*	(1+0.38)	= 2,152,800
	50kV felt, åben	400	*	44,000	*	(1+0.38)	= 24,288,000
	50kV felt, gasisoleret	80	*	58,000	*	(1+0.38)	= 6,403,200
	50/10kV transformerer	200	*	65,000	*	(1+0.38)	= 17,940,000
	10kV felt	2,000	*	13,000	*	(1+0.38)	= 35,880,000
	10 kV kabel	8,000	*	8,000	*	(1+0.38)	= 88,320,000
	10kV luftledning	40	*	9,000	*	(1+0.38)	= 496,800
	10/0,4kV station	10,000	*	7,000	*	(1+0.38)	= 96,600,000
a	0,4 kV kabel	11,000	*	10,000	*	(1+0.38)	= 151,800,000
b	0,4 kV luftledning	1,000	*	13,000	*	(1+0.38)	= 17,940,000
c	målere - fjernaflysning	15,000	*	150	*	(1+0.38)	= 3,105,000
d	målere - ikke fjernaflysning	1,000,000	*	70	*	(1+0.38)	= 96,600,000
	Antal slutbrugere (mængde, c+d) [kunderrelateret omkostninger]	1,015,000	*	180	*	(1+0.38)	= 252,126,000
	Leveret el (mWh) [1-1 omkostninger]	10,000,000	*	7.5	*	(1+0.38)	= 103,500,000
(I)	Total netvolumen						970,222,800

Tabel C.2 Step 2: Fastsættelse af omkostningsgrundlaget

Kode	Omkostninger		
e	Nettab, kr.	-	200.000.000
	Godkendt korrektion afskrivninger, kr.	-	5,000
f	Godkendt korrektion driftsomkostninger, kr.	-	2,000,000
g	Driftsomkostninger, kr.	+	902,000,000
	Afskrivninger, kr.	+	450,000,000
(II)	SUM - Omkostningsgrundlag benyttet i benchmark		1,149,995,000

Kilde: Copenhagen Economics

Tabel C.3 Step 3 og 4: Bestemmelse af omkostningsindekset og Korrektion for eksterne forhold

Kode		
(III)	Omkostningsindeks (II/I)	1.19
h	Korrektionsfaktor	0.325
i	Kundetæthed for netvirksomhed ($[\text{mængde},c+d]/[\text{mængde},a+b]$)	85
j	Gennemsnitlig kundetæthed for alle DSO'er	39
k	Ln: Forskel i kundetæthed fra gennemsnit ($\ln[i]-\ln[j]$)	0.8
(IV)	Korrigeret omkostningsindeks (eksp [$\ln(\text{III}) - h*k$])	0.92

Kilde: Copenhagen Economics

Tabel C.4 Step 5: Bestemmelse af benchmark fronten (og fastsættelse af effektiviseringskravet)

Kode		
(V)	Benchmarkbasis: Laveste korrigeret omkostningsindeks for 10 pct. bedste netvirksomheder	0.61
(VI)	Effektiviseringspotentiale (pct.) $[(IV-V)/IV]$	33%
(VII)	Påvirkelige omkostninger (f+g+e)	1,104,000,000
(VIII)	Beregnet effektiviseringspotentiale, (VI*VII)	367,804,264
	Årligt reduktionskrav løbende over de næste 4 år (VIII/4)	91,951,066

Kilde: Copenhagen Economics

Bilag D Tilgængelig data

Tabel D.1 Netkomponenter fra Energitilsynets kontoplan

Komponenttype	Komponentforklaring
132kV felt, åben	Komplet linje-, kabel-, transformer-, reaktor- eller koblingsfelt i et åbent luftisoleret eller delvist gasisoleret anlæg (her forstås felter hvor kun feltets effektafbryder anvender SF6-gas eller vakuum som brydemedium) inkl. kontroltavler og relæbeskyttelse, manøvre og signalkabler og andel af nødvendige bygninger (relæhus, værksted, lager etc.) på 30-150 kV stationen, samt andel til egenforsyning, hjælpe-, fælles- og stationsanlæg, stationskontrol m.m. delt ud pr. felt.
132kV felt, gasisoleret	Komplet linje-, kabel-, transformer-, reaktor- eller koblingsfelt i et fuldt SF6-isoleret anlæg (GIS-anlæg, hvor både anlæggets brydemedium og isolationsmedium er SF6-gas) inkl. kontroltavler og relæbeskyttelse, manøvre og signalkabler og andel af nødvendige bygninger (relæhus, værksted, lager etc.) på 30-150 kV stationen, samt andel til egenforsyning, hjælpe-, fælles- og stationsanlæg, stationskontrol m.m. delt ud pr. felt.
132kV kabel	Inkl. ende- og samlemuffer, hjælpepeudstyr (olieanlæg, direkte tilkoblet kompenseringsudstyr alene for kabelanlæg (132-50 kV)), ekskl. linjefelter.
132kV kabel, sø	Udlagt med skib inkl. ende-/samlemuffer og hjælpepeudstyr på land (olieanlæg). Ekskl. Linjefelter
132kV luftledning, enkelt-tracé	Ophængt på stål- eller træmaster. Linjen kan være drevet ved lavere spænding (50-60 kV). Ekskl. linjefelter.
132kV luftledning, dobbelt-tracé	Ophængt på stål- eller træmaster. En eller flere af linjerne kan være drevet ved lavere spænding (50-60 kV). Ekskl. linjefelter.
132/50kV transformer	Komplet opstillet transformer på fundament inkl. olieopsamling, støjinddækning og øvrigt hjælpepeudstyr, projekterings og etableringsomkostninger. Ekskl. felt, koblings- og tavleanlæg (koblings- og tavleanlæg henregnes under "Felter")
50kV kabel	Se ovenstående forklaring
50kV kabel, sø	Se ovenstående forklaring
50kV luftledning	Se ovenstående forklaring
50kV felt, åben	Komplet linje-, kabel-, transformer-, reaktor- eller koblingsfelt i et åbent, delvist eller fuldt gasisoleret anlæg inkl. kontroltavler og relæbeskyttelse, manøvre og signalkabler og andel af nødvendige bygninger (relæhus, værksted, lager etc.) på 30-150 kV stationen, samt andel til egenforsyning, hjælpe-, fælles- og stationsanlæg, stationskontrol m.m. delt ud pr. felt.
50kV felt, gasisoleret	Se ovenstående forklaring
50/10kV transformer	Se ovenstående forklaring
10kV felt	Se ovenstående forklaring
10kV kabel	Se ovenstående forklaring
10kV luftledning	Se ovenstående forklaring
10/0,4kV station	Komplet inkl. stationshus, bygning/rum eller tårn/mastetop, 10-20 kV koblings- og fordelingsanlæg, distributionstransformer (1 eller flere), lavspændingstavler, styre- og signalkabler, måletransformere, udstyr for styring og overvågning (DSO/automation) m.m.
0,4kV kabel	Se ovenstående forklaring
0,4kV luftledning	Se ovenstående forklaring
målere - fjernafmåling	Fjernaflæste elektroniske el-forbrugsmålere
målere - ikke fjernafmåling	Elektromekaniske eller elektroniske el-forbrugsmålere
Leveret mængde (kWh)	Antal kWh leveret til slutbruger eller anden aftager

Kilde: Energitilsynet

Udover netkomponenterne kan rammevilkår også fanges af det geografiske og demografiske data beskrevet i Tabel D.2

Table D.2 Data for geografiske rammevilkår (løse med fodnote)

Urbanisering	Dummy variable for om netvirksomheden opererer i et urbaniseret område
Tæt på vand	Dummy variable for om netvirksomheden opererer tæt på vand
Samlet areal i driftskommuner	Samlet areal af driftskommuner i kvadratkilometer (kilde: Danmarks Statistik)
Samlet folketal i driftskommuner	Samlet folketal i driftskommuner (kilde: Danmarks Statistik)
Kommune 1, 2, 3, ...	Navn(e) på driftskommune(r)

Kilde: Copenhagen Economics

Bilag E

Udvælgelse af parametre

Den statistiske analyse er organiseret som en trinvis procedure. I den indledende fase af modelspecifikationen undersøges kompleksiteten af omkostningsfunktionen ved at tjekke, hvor mange variable er nødvendige for at indfange variansen i de gennemsnitlige omkostninger. Vi bruger standardteknikker⁴⁷ til økonometrisk modelspecifikation i kombination med misspecifikationstests⁴⁸ og test for modelbias⁴⁹, der mindsker muligheden for fejlagtige konklusioner. Endvidere benyttes modeludvælgelseskriterier⁵⁰, der sikrer en passende modelstørrelse – svarende til antal selvstændige omkostningsdrivere.

Efter at have analyseret modelstørrelsen bruger vi forward procedure til at bestemme modelspecifikationen. Det betyder, at vi starter med en grundmodel, hvor basen udvides ved tilsætning af variable. Så længe de tilføjede variable "tilfører værdi" til modellen, fortsættes proceduren med at udvælge variable.

Grundmodellen starter uden nogle ydelsesparametre. Som et første skridt tilføjes enkeltstående parameterkandidater, der som faktorer afspejler

- Transportservices;
- Kapacitetsservices;
- Kundeservice, samt
- Rammevilkår

Betingelsen for at inkludere disse parameterkandidater er, at de tilfører forklaringskraft til modellen og kan valideres. Her testes der også for multikollinearitet⁵¹ mellem ydelserne. Denne procedure fortsættes, indtil der ikke kan findes flere væsentlige parametre og / eller ingen multikollinearitet kan ses i modellen.

Den stepvise fremgangsmåde sikrer, at:

- alle netvirksomhedernes forsyningsopgaver inddrages i analysen;
- alle parameterkandidater testes, og
- valget af parametre er baseret på gennemsigtige beslutningsregler.

Det skal bemærkes her, at den statistiske procedure måske leder til, at parameterkandidater, der influerer omkostningerne, fjernes. Dette er dog i sig selv ikke problematisk, fordi

⁴⁷ Fx Mallows 'Cp og andre test for multikollinearitet

⁴⁸ Test for om for mange variabler fører til: upræcise skøn, fejlagtige fortegn og multikollinearitet

⁴⁹ Test for om for få variable: implicerer nogle uforudsete skævheder

⁵⁰ Fx såsom Akaike Information Criterion (AIC) og Mallows 'Cp

⁵¹ Multikollinearitet svarer til at der er betydelig afhængighed mellem de forklarende variable. Dette kan skabe problemer i estimationen

deres indvirkning på omkostningerne indirekte så må være dækket via variationen fra andre udvalgte parameterkandidater.

Model specifikation

Når statistisk analyse benyttes til at undersøge omkostningsdrivere er en funktionel form nødvendig. Fastlæggelse af den funktionelle form er styret af intuition, data samt teori. Med mulige datatransformationer og et tilstrækkeligt antal frihedsgrader bør den funktionelle form give et rimeligt fit. Et generelt princip er her at bruge den mest enkle form, som med tilstrækkelig fleksibilitet kan repræsentere data.

Den simpleste formspecifikation er den lineære. En lidt mere kompliceret specifikation er den log-lineære, svarende til et multiplikativt forhold i de oprindelige variable. Denne form er bl.a. velkendt fra Cobb-Douglas funktioner i den økonomiske teori.

Regressionsanalysen på data afslører, at der er en ikke-lineær sammenhæng mellem omkostninger og de forskellige ydelser i dataprøven. Ydermere indikerer forskellene i selskabsstørrelse et behov for datatransformation, der kan håndtere heteroskedasticitet⁵² i regressionsanalysen.

På denne baggrund besluttes det at bruge en log-lineær funktionel form. Denne:

- passer bedre til data – bl.a. fordi den kan håndtere størrelsesforskellene mellem selskaberne
- giver anledning til at koefficienter kan tolkes som omkostningselasticiteter, og
- tillader identifikation af skalaafkastet i omkostningsfunktionen.

Idet brug af paneldata giver mulighed for mere stringente statistiske tests⁵³ udføres den statistiske analyse på et panel bestående af 361 observationer fordelt 6 år. Panelet består af følgende års observationer:

- 2006: 67 netvirksomheder;
- 2007: 65 netvirksomheder;
- 2008: 62 netvirksomheder;
- 2009: 59 netvirksomheder;
- 2010: 57 netvirksomheder;
- 2011: 51 netvirksomheder.

Statistisk analyse af parameter kandidater

For via statistisk analyse at afprøve de omkostningsmæssige virkninger fra leveret mængde, de tekniske netkomponenter og geografiske rammevilkår er det nødvendigt først at definere en statistisk model, som beskrevet i Boks E.1:

⁵² Heteroskedasticitet svarer til, at fejleddets volatilitet ikke er konstant
⁵³ Dette bemærkes bl.a. af Weyman-Jones (2013)

Boks E.1 Statistisk model til identifikation af omkostningsdrivere

- Regressionstilgange: Der bruges OLS og robuste regressioner;
- Funktionelform: Der benyttes den lineære og log-lineære form;
- Inputs: Der benyttes både
 - Totex (= omkostningsgrundlag i benchmarking = Driftsomkostninger + afskrivninger-Godkendte korrektioner.)
 - Totex.ex.netab (=omkostningsgrundlag i benchmarking = Driftsomkostninger + afskrivninger-Godkendte korrektioner-Nettab);
- Ydelser: Der bruges parameterkandidater, som stammer fra dataindsamlingen;
- Beslutningsregler for parametervalg: Der anvendes forskellige beslutningsregler til at inkludere / ekskludere en parameterkandidat fra den endelige model. Beslutningsregler baseres primært på statistisk signifikans.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Den stepvise procedure i omkostningsdriveranalysen resulterer i en model med 5 aggregerede ydelser, som skitseret i Tabel E.1:

Tabel E.1 De 5 omkostningsdrivere sammenfattet

Nr.	Parameternavn	Indhold	Forklaring
1	Leveret mængde	Mængde strøm til slutbrugerne, der måles	Meget tæt proxy for den transportydelse, som netvirksomhederne leverer. Begrænsninger: Variablen fanger kun hvad der netto leveres og kan dermed ikke fange, hvad der brutto løber igennem systemet
2	Målere	Antal målere	Proxy for kundeserviceydelsen, der varierer med antallet af kunder blandt netvirksomhederne. Proxy for kundetæthed i sammenhæng med mængden af tekniske aktiver nedenfor (målere ift. kilometer net mv.)
3	Tekniske aktivtyper I	Jordkabler, søkabler, felter, transformere, netstationer (alle spændinger undtagen 50kV)	Tekniske aktiver er generelt proxy for kapacitetsydelsen. Tekniske aktiver er også proxy for kundetæthed i sammenhæng med målere.
4	Tekniske aktivtyper II	Jordkabler, søkabler, felter, transformere, netstationer luftledninger (kun spænding på 50kV)	Opsplitning af de tekniske aktiver i tre forskellige typer skal også ses som en tilgang, der fungerer som proxy for forskellige rammevilkår, der kan betinge bestemte typer af tekniske valg (herunder graden af urbanitet, nærhed til kyst): Aktiv type I og II er ofte forbundet med bymæssig bebyggelse generelt. Søkabler er i højere grad proxy for kystområder (fylder dog meget lidt som vist i 4.1)
5	Tekniske aktivtyper III	Luftledninger (alle spændinger undtagen 50kV)	Aktivtype III er ofte forbundet med landdistrikter og forstæder, hvor befolkningstætheden er lille, og større områder skal dækkes

Note: Bemærk i 3,4 og 5 er variablene summeret. Fordi der er tale om forskellige typer aktiver er summerne vægtet vha. omkostningsækvivalenterne fra Netvolumen modellen. Omkostningsækvivalenterne har i denne sammenhæng primært betydning for dimensioneringen af de forskellige aktiver.

Kilde: Copenhagen Economics

Når de endelige statistiske test foretages ses det, at det for alle disse ydelsesparametre gælder, at de er signifikante og har de forventede koefficientfortegn jf. Tabel E.2.

Tabel E.2 Udvalgelse af parametre til grundmodellen

OLS log-lineær	Koefficient	t-værdi
Skæring	2074	9.7***
Leveret mængde	0.111	3.93***
Tekniske aktivtyper I	0.392	13.04***
Målere	0.413	13.26***
Tekniske aktivtyper II	0.0138	6.58***
Tekniske aktivtyper III	0.0075	3.36***
adjR2 (OLS)	98.3%	
p-value for Breusch-Pagen Test for Heteroscedasticitet (OLS)	0.618	OK
Skewness (p-value)	0.142	OK
Kurtosis (p-value)	0.529	OK
Linearitet		Ikke valideret
Multikollinearitet (maximal VIF)	21	>10: Ikke OK

Note: Bemærk "***" noterer, at koefficienten er signifikant på et 99 procent konfidensinterval. Modellens robusthed er ligeledes blevet tjekket. Resultatet heraf kan findes nedenfor. Det validerer resultaterne fra OLS regressionen vist ovenfor. Dvs. alle fortegn er positive, koefficienterne er meget signifikante, og resultaterne kræver ikke identifikation eller fjernelse af eventuelle statistiske outliers.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Energitsynets tal

Den samlede regression i Tabel E.2 har endvidere en korrigeret R^2 ⁵⁴ på 98,3 procent, hvilket er meget højt. Det korrigerede R^2 fanger, hvor meget af variationen i omkostninger, der kan forklares af variationen i de udvalgte parameterkandidater. Regressionen viser endvidere ingen tegn på heteroskedasticitet⁵⁵. Den maksimale VIF (21) ligger over den kritiske VIF værdi på 10, hvilket indikerer noget multikollinearitet⁵⁶ uden det er problematisk. Sidstnævnte effekt er forventelig, da modellen næsten udelukkende trækker på stærkt korrelerede aktivparametre – som en konsekvens af dens fuldstændighed.

Koefficienterne på netvolumenvariablene i Tabel E.2 tillader også statistisk test af omkostningsfunktionens skalaafkast:

- Hvis koefficientsummen er lig med 1 vil det implicere konstant skalaafkast;
- Hvis koefficientsummen er mindre end 1 vil det implicere stigende skalaafkast

⁵⁴ Hvis man tilføjer flere variable i en model, øger det automatisk forklaringsgraden R^2 . Med korrigeret R^2 forsøger man at tage højde for dette. En ekstra variabel øger ikke per definition korrigeret R^2 . Korrigeret R^2 er dermed altid lavere end R^2 .

⁵⁵ Heteroskedasticitet er en teknisk betegnelse for, at den statiske models antager om konstant omkostningsvolatilitet på tværs af virksomhederne er forkert. Hvis denne statistiske antagelse ikke kan afvises bør en robust model i stedet bruges. Robuste modeller skal ikke bruges, hvis de er unødvendige, fordi de bruger for mange frihedsgrader i den videre statistiske analyse.

⁵⁶ Multikollinearitet kan indikere fejlspecifikation i estimationsmodellen

- Hvis koefficientsummen er større end 1 vil det implicere faldende skalaafkast

Da summen af koefficienterne i Tabel E.2 er mindre end 1 (0,88) implicerer den estimerede omkostningsfunktion en forventning om et stigende skalaafkast. Som konsekvens heraf bruger vi i det videre et stigende skalaafkast (IRS).

Spændingsdifferentieret model

Vi har også udviklet en spændingsdifferentieret model til sammenligning med resultaterne vist ovenfor. Parametrene for denne model er følgende:

- **Leveret energi** - er defineret som ovenfor og dækker stadig transportservicedimensionen i modellen.
- **Netvolumen 0,4 kV aktiver** – Netværksvolumen fra alle 0.4kV aktiver. Denne komponent svarer gennemsnitligt til *28 procent* af aktivbasen (netvolumen) for netvirksomhederne i stikprøven.
- **Netvolumen 10 kV aktiver** – Netværksvolumen fra alle 10 kV aktiver. Denne komponent svarer i gennemsnit til *14 procent* af aktivbasen (netvolumen) for netvirksomhederne i stikprøven.
- **Netvolumen 50 kV aktiver** – Netværksvolumen fra alle 50 kV aktiver. Denne komponent svarer i gennemsnit til *6 procent* af aktivbasen (netvolumen) for netvirksomhederne i stikprøven med 50 kV aktiver (240 ud af 361).
- **Netvolumen 132 kV aktiver** - Panelet indeholder kun 6 observationer med 132 kV aktiver. Komponenten er inkluderet for fuldstændighedens skyld.
- **Tæthed** - indbyggere pr. kvadratkilometer dækningsområde

Alle variable i den spændingsdifferentierede model er signifikante⁵⁷ og har de forventede fortegn. Se Tabel E.3:

⁵⁷ Signifikansen afspejles ved, at t-værdierne er større en 1.96 – dvs. på et 95 procent konfidensinterval kan det ikke afvises at der er forskelle fra 0

Tabel E.3 Udvalgelse af parametre til den spændingsdifferentierede model – med tæthed

OLS log-lineær	Koefficient	t-værdi
Skæring	0.589	2.95**
Leveret mængde	0.468	20.61***
Befolkningstæthed	0.093	6.23***
0.4 kV aktiver	0.414	18.97***
10 kV aktiver	0.035	7.27***
50 kV aktiver	0.0075	3.03**
132 kV aktiver	0.023	2.92**
adjR2 (OLS)	97.6%	
p-value for Breusch-Pagen Test for Heteroscedasticity (OLS)	0.829	OK
Skewness (p-value)	0.627	OK
Kurtosis (p-value)	<0.01	Not OK
Linearity		Not OK
Multicollinearity (maximal VIF)	8.1	OK

Note: Antallet af * indikerer graden af signifikans. Modellen er blevet valideret, hvor den robuste model bekræfter de vigtigste punkter: størrelsen og fortegnet på koefficienterne. Desuden er alle koefficienter signifikante, hvor 50 kV aktiverne interessant nok falder til 10 procent-niveauet. Ingen outliers registreres endvidere i den robuste regression. For et output, se neden for.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Regressionen har som i den foretrukne model i forrige afsnit et højt korrigeret R² på 97,6 procent. Endvidere er der ligesom i den forrige model ingen tegn på heteroskedasticitet. Den maksimale VIF (8) ligger under den kritiske VIF værdi på 10, hvormed modellen ikke lider af for meget multikollinearitet. Som i den foregående grundmodel, er linearitetsantagelsen ikke fuldt valideret. Derudover viser modellen tegn på noget kurtosis⁵⁸.

Ovenfor har vi vist, at de relevante omkostningsdrivere, der skal indgå i benchmarkmodellen er netaktiverne samt den leverede mængde. Samlet forklarer disse mere end 95 procent af variationen i omkostningerne. På linje med den spændingsdifferentierede model kunne man godt argumentere for, at tæthed ligeledes burde indgå, men fordi tætheds isolerede bidrag til forklaringen af omkostningerne ikke er entydig vælger vi at holde den ude. Dette skal også ses i lyset af, at kundetæthed allerede fanges implicit i grundmodellen ved forholdet mellem antal målere og tekniske netaktiver.

Til sidst viser vi i Tabel E.4 og Tabel E.5 nedenfor, hvordan signifikansen på parametrene ændres, hvis der i stedet bruges robuste modeller regressionsmodeller, der kan håndtere heteroskedasticitet. Det ses i begge tilfælde, at parametrene stadig er signifikante

⁵⁸ Kurtosis udtrykker om fordelingen af standardfejlene statistisk har tungere haler end normalfordelingen

Tabel E.4 Robusthedstjek af grundmodellen

OLS log-lineær	Koefficient	t-værdi
Skæring	2074	9.7***
Leveret mængde	0.111	3.93***
Tekniske aktivtyper I	0.392	13.04***
Målere	0.413	13.26***
Tekniske aktivtyper II	0.0138	6.58***
Tekniske aktivtyper III	0.0075	3.36***
adjR2 (OLS)	98.3%	
p-value for Breusch-Pagen Test for Heteroscedasticity (OLS)	0.618	OK
Skewness (p-value)	0.142	OK
Kurtosis (p-value)	0.529	OK
Linearity		Not validated
Multicollinearity (maximal VIF)	21	>10: Not OK

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Tabel E.5 Robusthedstjek spændingsdifferentieret model

OLS log-lineær	Koefficient	t-værdi
Skæring	0.513	2.19*
Leveret mængde	0.543	19.24***
Befolkningstæthed	0.046	2.03*
0.4 kV aktiver	0.336	12.75***
10 kV aktiver	0.043	8.69***
50 kV aktiver	0.005	1.87.
132 kV aktiver	0.030	4.90***
Robust standard error	0.1984	
Outliers in regression	0	OK

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Bilag F

Benchmarking analyse

Baseret på omkostningsdriveranalysen definerer vi en række ydelsesparametre til en DEA basismodel, som anvendes til at beregne de statiske efficiens scores. Endvidere bruger vi, at omkostningsfunktionen fra den statistiske omkostningsdriveranalyse indikerede stigende skalaafkast (IRS). Dette skalaforhold bekræftes også af et såkaldt Banker test for skalaafkast.⁵⁹ Stikprøven, der anvendes i DEA består af 51 netvirksomheders indberetninger fra 2011. Disse informationer er samlet i Tabel F.1.

Tabel F.1 Modelparametre

	DEA model
Stikprøve	51 netvirksomheder
Input	Totex ekskl. Nettab (Totex.ex.nettab)
Ydelser	Leveret energi
	Teknisk aktivtype I
	Målere
	Teknisk aktivtype II
	Teknisk aktivtype III
Skalaafkast	Stigende skalaafkast (IRS)

Kilde: Copenhagen Economics

For at øge DEA analysens robusthed er det vigtigt først at vurdere, om efficiens scoren, der opnås i DEA beregningerne kan drives af virksomheder med karakteristika, der afviger væsentligt fra stikprøvens øvrige observationer. For at afsløre sådanne egenskaber specificerer vi to ”tjekregler”

- Netvirksomheder med ekstreme modelobservationer ift. gennemsnitsresultater
- Netvirksomheder som har uforholdsmæssig stor indflydelse på øvrige netvirksomheders effektivitet

Analysen foreslået ovenfor er fokuseret på at identificere outliers. Dette er en vigtig øvelse, fordi outliers per definition bestemmer DEA fronten og dermed også øvrige operatørers vurderede effektivitet.

DEA outlier analyse - Dominans og Super efficiency tests

Outlier-identifikationen anvendt i denne undersøgelse følger den tyske bekendtgørelse for incitamentsregulering og begrebet DEA outliers defineret heri (ARegV, bilag 3). Vi bruger en todelt screening-øvelse til at udvælge selskaber, der er ekstreme som enkelte observationer, og som har en ekstrem betydning for vurderingen af de resterende netselskaber.

⁵⁹ Se Bogetoft og Otto(2011) samt Agrell og Bogetoft (2010)

For at gennemføre en sådan undersøgelse anskues et:

- Dominans-kriterium svarende til det, der almindeligt ses i parametrisk statistik, og
- Superefficiency kriterium svarende til Banker og Chang (2005) fremgangsmåden⁶⁰

Dominans test

For at teste, om en virksomhed har bestemt fronten for størstedelen af øvrige virksomheder, undersøger vi effekten ved at tage den ud af dataprøven.

Super efficiens

Super efficiens kriteriet kvantificerer påvirkningen fra ekstreme observationer (dvs. observationer med scores over 100 procent). På linje med den tyske bekendtgørelse for Incitamentsregulering identificerer vi en netvirksomhed som værende en outlier, hvis dens effektivitet overskrider den øvre fraktilgrænse (75 procent) med mere end 1.5 gang af inter-fraktil udfaldsområdet. Virksomheder, der er blevet identificeret som outliers får i DEA-analysen deres efficiens score sat til 100 procent.

Antallet af identificerede outliers afhænger her af skalaafkastantagelsen. Selvom vi har identificeret stigende skalaafkast (IRS) som det relevante kriterium for den fulde stikprøve, kan dette potentielt ændre sig efter fjernelse af outliers. Det er derfor vigtigt at tjekke for outliers under forskellige antagelser om skalaafkast.

Blandt de 51 netvirksomheder fra 2011 identificerer vi mellem 3 og 8 outliers afhængigt af skalaafkastsantagelsen jf. Tabel F.2.

Tabel F.2 Antal outliers

	VRS	IRS	CRS
Number of outliers	8	3	3

Note: VRS angiver varierende skalaafkast, IRS angiver stigende skalaafkast, CRS angiver constant skalaafkast

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Genberegnes de respektive efficiens scores efter fjernelsen af disse outliers, som hver især er tildelt en score på 1, kan vi igen teste skalaafkastantagelsen. Ved hjælp af et Bankers F-test bekræftes antagelsen om stigende skalaafkast. I det følgende vil vi efter udelukkelsen af outliers derfor basere analysen på antagelsen om stigende skalaafkast.

⁶⁰ Bemærk vi lader her cut-off-niveauerne være bestemt ud fra den empiriske fordeling af de super efficiente scores.

Effektivitet scores i DEA Basis Modellen

På baggrund af DEA basismodellen uden outliers kan de individuelle efficiens scores så beregnes. Dette gøres i en kortsigtet model, hvor alene driftsomkostningerne kan optimeres givet det nuværende kapitalapparat og i en langsigtet model, hvor både driftsomkostninger og afskrivninger kan effektiviseres, idet kapitalapparatet indenfor denne tidshorisont er fuldt fleksibelt.

På kort sigt er den gennemsnitlige effektiviseringsprocent 89 procent for de 51 netvirksomheder, mens den på langt sigt er 88 procent jf. Tabel F.3. Det svarer til, at virksomhederne på kort sigt i gennemsnit kan spare 11 procent af deres driftsomkostninger mens de på langt sigt kan spare 12 procent af deres samlede omkostninger. Der er variation i effektivitetsprocenterne mellem virksomhederne, som fører til, at der på kort sigt ses en spredning, hvor den højeste effektivitetsprocent ligger på 1 mens den laveste ligger på 0,4. Tilsvarende på langt sigt fordeler virksomhedernes effektivitetsscores mellem 0,56 og 1.

Tabel F.3 Effektiviseringspotentialiet på kort og langt sigt

Fordelelingen på effektivitetsscores	Kort sigt	Langt sigt
Gennemsnit	0.89	0.88
Minimum	0.40	0.56
Maksimum	1.00	1.00
Standardafvigelse	0.16	0.11
1. kvartil	0.80	0.78
Median	1.00	0.91
3. kvartil	1.00	1.00
Samlet potentiale, Mio. kr.		
Uvægtet	224	430
Vægtet	427	573

Note: Potentiale langt sigt - er beregnet med antagelsen om at driftsomkostninger ekskl. nettab såvel som afskrivninger kan effektiviseres. Fordi de tekniske netkomponenter har en lang leve tid vil dette potentiale ikke kunne indhentes hurtigt. Potentiale kort sigt - er beregnet med antagelsen om at kun driftsomkostninger ekskl. Nettab kan effektiviseres og kapitalapparatet er fast, hvorfor der i benchmarkmodellen benchmarkes på det eksisterende. Det uvægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor den gennemsnitlige effektiviseringsprocent fra benchmarkmodellen ganges på hele den identificerede omkostningsbase. Det vægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor virksomhedsspecifikke effektiviseringsprocenter og omkostningsbaser først ganges for at finde virksomhedsspecifikke potentialer. Dernæst summeres de virksomhedsspecifikke potentialer sammen, hvormed man får det vægtede potentiale.

Kilde: Sumicsid

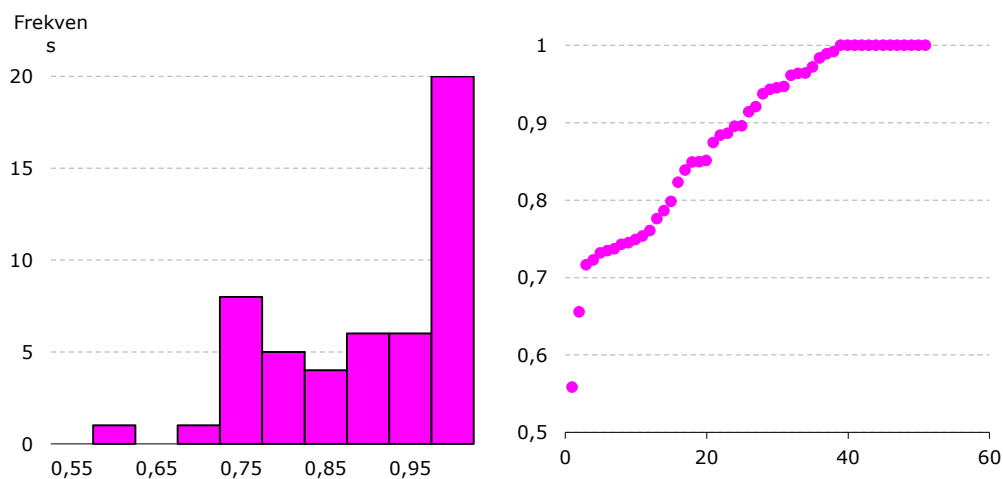
Den gennemsnitlige effektivitet på fx 88 procent for det lange sigt er et gennemsnit på tværs de 51 netvirksomheder og afspejler ikke en samvægtning på baggrund af den enkelte netvirksomheds størrelse. Hvis de respektive scores vægtes med størrelsen af omkostningsbasen, finder vi en gennemsnitlig effektivitet på 84 procent, svarende til et besparelse potentiale på 16%.

Endvidere hvis det individuelle forbedringspotentiale på langt sigt ganges med den relevante individuelle omkostningsbase kan det faktiske individuelle og dermed samlede langsigtede vægtede effektiviseringspotentiale bestemmes. Vi finder her, at når det langsigtede forbedringspotentiale ses i forhold til de totale omkostninger (dvs. inklusiv afskrivninger men hvor nettabet holdes ude), er der plads til at hente 573 mio. kroner i effektiviseringer. Hvis blot den gennemsnitlige effektiviseringsprocent ganges på den samlede omkostningsbase bestemmes det uvægtede langsigtede potentiale til 430 mio. kr.

På den korte bane er et potentiale på 430-573 mio. kr. urealistisk, fordi de tekniske netkomponenter næppe kan tilpasses. Derfor udregnes der tilsvarende effektivitetsscores alene baseret på driftsomkostningerne ekskl. nettab. Hvis potentialeprocenten her ganges med driftsomkostningerne ekskl. nettab findes et kortsigtet vægtet potentiale på 427 mio.kr. mens det uvægtede kortsigtede potentiale bestemmes til 224 mio. kr.

Fordelingen af fx de langsigtede individuelle efficiens scores kan illustreres i flere detaljer. Gøres dette ser vi, at der er et stort antal fuldt effektive virksomheder, 13 ud af 51 jf. Figur F.1. Dvs. lidt flere end 25 procent af alle netvirksomheder kan betragtes som værende fuldt effektive. Resten af netvirksomhederne er relativt jævnt fordelt med (for de flestes vedkommende) scores faldende mellem 70 procent og 100 procent..

Figur F.1 Fordeling af scores i den langsigtede basismodel



Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicisid

I figuren ses det også i bunden, at der er to netvirksomheder, der i nævneværdig grad adskiller sig. Hvis vi bruger *Cooks distance* til at eliminere økonometriske outliers i 2011 vil de to mindst effektive netvirksomheder blive fjernet fra stikprøven.

Vi har i denne forbindelse foretaget nogle overvejelser, om hvad dette kan drives af udover regulær inefficiens. Særligt for en af de to virksomheder gælder det i forhold til resten af populationen, at den adskiller sig strukturelt, hvilket, når det holdes op imod, at

denne virksomhed driver mere end 70 procent af det samlede potentiale, kan skabe usikkerhed om det samlede potentiales størrelse.

Bortset fra de to outlier tilfælde, bemærker vi, at fordelingen af små og store virksomheder i hele efficiens spektret er temmelig jævnt. Dvs. der er ikke nogen særlig tendens til, at små eller store netvirksomheder er mere eller mindre effektive.

Efficiens scores i komplementære modeller

Forskellige modelantagelser kan spille en central rolle for efficiens scores såvel som rangeringen af virksomheder. Derfor undersøges resultaterne fra alternative langsigtede modeller også. Dette gøres selvom basismodellen ved 2nd stage analyse, der beskrives længere nede, har vist sig at være den "bedste" model. I princippet findes der utallige alternative benchmarkmodeller, men vi har begrænset undersøgelsen til DEA modeller med forskellige skalaafkast (med og uden håndtering af outliers) samt en SFA model (med og uden outliers). Denne begrænsning er foretaget, fordi vi er interesseret i top down best practice modeller – dvs. modeller der kan identificere produktionsfronten, når vi ikke ved alt om de teknologiske sammenhænge.

Resultaterne ved estimation via de alternative modeller ændrer ikke konklusionerne fra basismodellen nævneværdigt. Vi ser fx, at estimer baseret på den foretrukne loglineære SFA model uden outliers angiver en gennemsnitlig efficiens på 87 procent. Dette ligger umiddelbart tæt på resultatet på 88 procent fra basismodellen, men skal ses sammen med, at virksomhedernes scores kan ændre sig ift. hinanden. I denne sammenhæng medfører det ultimativt jf. Tabel F.4, at det vurderede langsigtede potentiale forøges til 478-761 mio. kr.

Tabel F.4 Vurderinger fra komplementære langsigtsmodeller

Model	Gns.	Min	Max	Std.afv	25% fraktil	Median	75% fraktil	Potentiale vægtet, mio. kr.	Potentiale uvægtet, mio. kr.
DEA (vrs)	0.88	0.55	1.00	0.12	0.78	0.88	1.00	441	126
DEA (irs)	0.85	0.55	1.00	0.13	0.77	0.87	0.98	552	670
DEA (add)	0.97	0.61	1.00	0.09	1.00	1.00	1.00	110	507
DEA (SE)	0.94	0.60	1.00	0.08	0.90	0.97	1.00	221	562
DEA (vrs)*	0.92	0.57	1.00	0.11	0.85	0.98	1.00	294	72
DEA (irs)* (basismodellen)	0.88	0.56	1.00	0.11	0.78	0.91	1.00	441	573
DEA (crs)*	0.85	0.56	1.00	0.13	0.75	0.88	0.97	552	584
DEA (SE)*	0.93	0.66	1.00	0.08	0.89	0.95	0.98	257	517
SFA (log lineær)	0.82	0.46	0.98	0.12	0.76	0.84	0.92	662	1,013
SFA (log lineær)*	0.87	0.59	1.00	0.08	0.85	0.89	0.92	478	761
Best-of DEA (irs)* & SFA (log lineær)*	0.92	0.66	1.00	0.08	0.87	0.92	1.00	294	543
Gennemsnit								391	539

Note: Bemærk at modelnavnene er angivet som model, antagelse om skalaafkast eller funktionelform i parentes. * angiver hvis outliers er håndteret. VRS angiver en antagelse om varierende skalaafkast, IRS angiver en antagelse om stigende skalaafkast, CRS angiver en antagelse om konstant skalaafkast, SE angiver en antagelse om omkostningsuafhængighed. Log lineær angiver den funktionelle form. De pink modeller angiver hhv. den foretrukne DEA og SFA model

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumsicid

I SFA analysen, har vi elimineret 3 outliers ved hjælp af de samme outlier kriterier som i basismodellen. Vi bemærker, at hvis vi ikke fjerner de økonometriske outliers ville den estimerede middelværdi for SFA effiensen kun at være 82 procent. Gennemsnitligt ser vi endvidere, at outlier eliminationen er med til at øge effiensen med 3-4 procent point afhængigt af skalaafkastantagelsen.

Korrelationen mellem virksomhedernes effektivitetsscores i de komplementære modeller kan også ansues. De er interessante ud fra det perspektiv, at de dels giver en indikation af hvor meget niveauerne relativt ændrer sig, men også hvordan virksomhedsrangeringen varierer fra model til model. De er opsummeret i F.5 nedenfor.

Tabel F.5 Korrelation mellem modellernes efficiency scores

	DEA (vrs)	DEA (irs)	DEA (crs)	DEA (vrs)*	DEA (irs)*	DEA (crs)*	SFA	SFA*	Best-off
DEA (vrs)	1.00	0.86	0.85	0.91	0.83	0.81	0.42	0.38	0.68
DEA (irs)	0.86	1.00	0.94	0.78	0.94	0.87	0.65	0.63	0.89
DEA (crs)	0.85	0.94	1.00	0.79	0.89	0.94	0.61	0.56	0.83
DEA(vrs)*	0.91	0.78	0.79	1.00	0.86	0.82	0.39	0.38	0.68
DEA(irs)*	0.83	0.94	0.89	0.86	1.00	0.91	0.58	0.59	0.90
DEA(crs)*	0.81	0.87	0.94	0.82	0.91	1.00	0.55	0.56	0.84
SFA	0.42	0.65	0.61	0.39	0.58	0.55	1.00	0.84	0.70
SFA*	0.38	0.63	0.56	0.38	0.59	0.56	0.84	1.00	0.77
Best-off	0.68	0.89	0.83	0.68	0.90	0.84	0.70	0.77	1.00

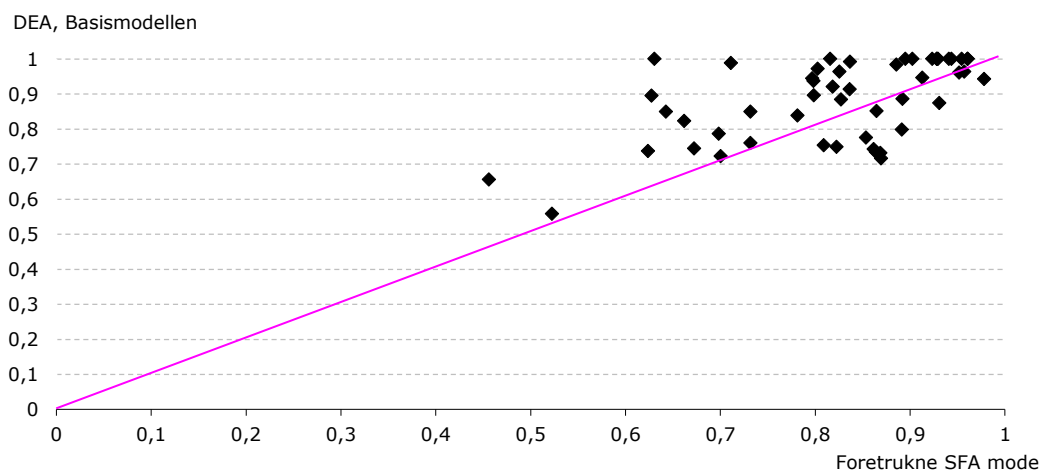
Note: Bemærk at modelnavnene er angivet som model, antagelse om skalaafkast eller funktionelform i parentes. * angiver hvis outliers er håndteret. VRS angiver en antagelse om varierende skalaafkast, IRS angiver en antagelse om stigende skalaafkast, CRS angiver en antagelse om konstant skalaafkast, SE angiver en antagelse om omkostningsuafhængighed. Log lineær angiver den funktionelle form. De pink modeller angiver hhv. den foretrukne DEA og SFA model

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Vi ser, at virksomhedernes effektivitetsscores i de forskellige modeller generelt er relativt højt korreleret. Der er dog nogle uoverensstemmelser mellem DEA modellerne og SFA-modellen. Det er i særdeles tilfældet, når vi fjerner outliers og tager den forsigtige tilgang, hvor de økonometriske outliers blive tildelt en score på 1.

Forholdet mellem effektivitetsscores fra den foretrukne SFA model og DEA basismodellen er endvidere plottet i Figur F.2 nedenfor.

Figur F.2 Korrelation mellem DEA basismodellen og den foretrukne SFA model



Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicid

Vi ser, at den respektive DEA og SFA model synes at være fordelagtig for forskellige operatører. Sådanne fund er ikke ualmindelige i internationale studier og er en af grundene til, at tilsynsmyndighederne i nogle lande, fx Tyskland, har besluttet at udmønte effektiviseringskrav på baggrund af en bedst-af-flere tilgang. Ved i dansk sammenhæng at bruge en best-af-to tilgang på baggrund af DEA basismodellen og den foretrukne SFA model, får vi en gennemsnitlig efficiens på 92 procent – svarende jf. Tabel F.4 til en et langsigtet potentiale på 294-543 mio. kr.

I de statiske potentiale beregninger beskrevet ovenfor tages der på trods af antagelsen om voksende skalaafkast ikke højde for, at der kan høstes yderligere gevinster gennem strukturelle skalatilpasninger af mindre virksomheder. Disse gevinster kan opnås, fordi større virksomheder er strukturelt mere omkostningseffektive end små, hvormed en strukturel skalatilpasning af de mindre virksomheder kan give anledning til en forbedret omkostningseffektivitet. Den størst mulige gevinst, der for alle virksomheder under et kan opnås ved strukturelle skalatilpasninger, vurderes at ligge på mellem 4-13 mio.kr.

Den strukturelle skagevinst på 4-13 mio. kr. er beregnet ved, at man for hver virksomhed relativt sammenligner den beregnede effektivitet i en DEA model med konstant skalaafkast i forhold til en model med voksende skalaafkast. I Tabel F.6 nedenfor beskriver vi dette potentiale mere detaljeret. Det ses bl.a. at på tværs af alle virksomheder er effektivitetsscoren fra strukturel skalatilpasning i gennemsnit 97 procent og fordeler sig indenfor for et interval mellem 75 og 100 procent.

Tabel F.6 Potentiale ved skala tilpasning

Fordelingen på effektivitetsscores	Potentiale ved skalatilpasning
Gennemsnit	0.97
Minimum	0.75
Maksimum	1.00
Standardafvigelse	0.06
1. kvartil	0.97
Median	1.00
3. kvartil	1.00
Samlet potentiale, Mio. kr. - brancheniveau	4
Samlet potentiale, Mio. kr. - virksomhedsniveau	13

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Tilgangen beskrevet ovenfor har dog sine begrænsninger. På den ene side kan den overvurdere potentialet, fordi den ikke tager højde for, at geografiske bindinger implicerer, at ikke alle selskaber kan lægges sammen. På den anden side kan tilgangen undervurdere potentialet, fordi den ikke indregner muligheden for at kun mindre dele af netvirksomhedernes aktiviteter skaleres op.

Derudover skal det også nævnes, at en skalagevinst på 13 mio. kr. er relativ lav. Resultatet skal nok primært ses i sammenhæng med, at den bagvedliggende analyse forskelligt fra en fusionsanalyse ikke tager højde for, at virksomhederne udover den direkte skalagevinst kan høste yderligere gevinster i form af omkostningsbesparelser ved en forbedret allokering af produktionsinputs.

Andre årsager til at skalagevinsten er lille skal ses i sammenhæng med den måde DEA modellen beregner skalagevinster. Modellen tilsiger – afhængig af den enkelte virksomheds sammensætning af produktionsinputs – at når virksomheden når en vis størrelse, rammes et plateau, hvorefter der ikke kan høstes flere skalagevinster. Fordi modellens identifikation af dette plateau i høj grad baseres på store netvirksomheder, kan det give anledning til en negativ bias. Det skyldes, at store virksomheder i effektivitetsanalysen i gennemsnit ikke vurderes at klare sig bedre end medianen.

Second stage analysis

Formålet med en 2nd stage analyse er at sikre, at vi har specificeret den bedste model på baggrund af de tilgængelige data. Analysen foretages ved at teste, om udelukkede variable potentielt burde have været medtaget. Dermed giver 2nd stage analysen en værdifuld kontrol af modelspecifikationen.

I 2nd stage analysen er virksomhedernes effektivitetsscores holdt op imod strukturelle variable via regression for at vurdere disse variables generelle effekt.

For alle variable specificeret i datagrundlaget i Tabel D.1 har vi foretaget 2nd stage tests baseret på OLS.

Af disse variable, har kun 132kV aktiverne en signifikant sammenhæng med effektivitet. I alle tilfælde er sammenhængen negativ. Idet kun en virksomhed, der allerede er outlier, holder 132kV aktiver, følger det, at for enhver parameter, hvor den adskiller sig fra den øvrige virksomhedspopulation, vil det give anledning til en negativ sammenhæng. Derfor er resultatet ikke direkte brugbart.

Det skal også bemærkes, at vi har testet for de eksterne rammevilkår i form af urbanisering og nærhed til vand. Ingen af de to test viste tegn på en signifikant indvirkning på virksomhedernes effektivitetsscores.

Biaskorrektion - følsomhedsanalyse

Som nævnt tidligere giver DEA modellerne forsigtige skøn over besparelspotentialer ved omkostningsineffektivitet. Dette er et af de attraktive karakteristika ved DEA og er en del af det teoretiske fundament for optimalitet ved DEA-baseret målestok konkurrence, jf. Bogetoft (1997,2000). Ulempen ved forsigtighed er her, at omkostningseffektiviteten får opadgående bias. I gennemsnit vil virksomhederne se mere effektive ud end de virkelig er. Det gælder særligt netvirksomheder, der er specielle i forhold til deres serviceprofil eller størrelse vil være tilbøjelige til at få gunstige evalueringer.

Vi kan estimere biaskorrigerede effektivitetsscores ved hjælp af bootstrapping. I Tabel F.7 nedenfor, giver vi en sammenfattende statistik for boot-strap baserede korrektioner af DEA basismodellen med og uden outliers. I alle tilfælde er der foretaget 1000 bootstrap-replikationer.

Table F.7

Model	Gns.	Min	Maks	Standard-afvigelse	1. kvartil	Median	2. kvartil	Potentiale mio. kr.	
								Uvægtet	Vægtet
dea_irs	0.85	0.55	1.00	0.13	0.77	0.87	0.98	534	670
dea_irs_bias_corr	0.77	0.43	0.94	0.13	0.68	0.79	0.87	831	990
dea_irs_bias_corr_CI_2.5 %	0.73	0.48	0.90	0.10	0.67	0.74	0.81	941	1049
dea_irs_bias_corr_CI_97.5 %	0.85	0.54	1.00	0.13	0.76	0.87	0.98	497	688
dea_irs_ex_out	0.88	0.56	1.00	0.11	0.77	0.90	0.98	405	573
dea_irs_ex_bias_corr*	0.80	0.44	0.95	0.12	0.70	0.83	0.89	646	909
dea_irs_bias_corr_CI_2.5 %*	0.76	0.49	0.91	0.09	0.69	0.77	0.83	765	1016
dea_irs_bias_corr_CI_97.5 %*	0.87	0.56	1.00	0.11	0.77	0.89	0.98	404	648

Note: * angiver hvis outliers er taget ud af estimationen. Bemærk endvidere, at de pink modeller angiver effektivitet ved bias-korrektion. De grønne modeller angiver 95 procent konfidensintervallet, der spændes omkring de biaskorrigerede estimater. Det uvægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor den gennemsnitlige effektiviseringsprocent fra benchmarkmodellen ganges på hele den identificerede omkostningsbase. Det vægtede potentiale dækker over en tilgang, hvor virksomhedsspecifikke effektiviseringsprocenter og omkostningsbaser først ganges for at finde virksomhedsspecifikke potentialer. Dernæst summeres de virksomhedsspecifikke potentialer sammen, hvormed man får det vægtede potentiale.

Kilde: Copenhagen Economics pba. Sumicsid

Vi ser, at bias i basismodellen uden outliers – i gennemsnit for virksomhederne udgør 8 (88-80) procentpoint. Dvs. der sandsynligvis er et ekstra besparelspotentiale, således at det faktiske potentiale rammer 646-909 mio. kr.

Som vist ved 95 procent konfidensintervallerne er estimationen af biaskorrigerede effektivitetsscores per definition usikre. Hvis konfidensbåndet udspændes omkring de 646-909 mio. kr. ses et 95 procent konfidensinterval for potentialet i den biaskorrigerede basismodel liggende mellem 497 og 1016 mio. kr. Det store spænd i konfidensintervallet implicerer, at hvis man ønsker at være sikker på ikke at undervurdere den sande effektivitet, bør man holde sig til de ikke-biaskorrigerede vurderinger. Som en regibemærkning skal det nævnes, at ingen europæisk regulator bruger biaskorrigerede effektivitetsscores.

