

Bilag til afgørelsen

25-10-2010
 Energicenter EL
 4/0706-0300-0025
 LVM, LR og MBK

Bilagsoversigt

ENERGITILSYNET
 sekretariatsbetjenes af
KONKURRENCESTYRELSEN
 Center for Energi

Bilag nr.	Bilagsside		
1	2	11	Detaljeret gennemgang af netvolumen-modellen
2	12	25	Analyse af fordyrende rammevilkår
3	26	33	Omkostningsækvivalenter
4	34	43	Ekstraordinære omkostninger
5	44	51	Benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på <i>aggregeret niveau</i>
6	52	57	Modellen – benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på <i>enkeltkundeniveau</i>
7	58	65	Analyse af sammenhæng mellem (i) kundetæthed vs. afbrudshyppighed hhv. afbrudsvarighed på både 0,4-6 kV-net og 6-25 kV-net, og (ii) kabellægningsgrad vs. afbrudshyppighed
8	66	66	Påvirkelige omkostninger
9	67	68	Økonomisk tilskyndelse til at foretage investeringer
10	69	76	Følsomhedsanalyser af benchmarking-model
11			Energitsynets sekretariats høringsnotat
12			Energitsynets sekretariats bemærkninger til Dansk Energis høringssvar, jf. bilag
13			Dansk Energis høringssvar
14			DONG Energy Eldistributions høringssvar
15			KE Transmissions høringssvar
16			TRE-FOR El-net A/S'
17			NRGi Net A/S'
18			N1 A/S' høringssvar
19			SEAS-NVE Net A/S' høringssvar
20			Frederikshavn Elnet A/S' høringssvar
21			Thy-Mors
22			SEAS-NVE Transmission A/S' høringssvar

Bilag 1: Detaljeret gennemgang af netvolumen-modellen

Fraværet af konkurrence mellem netselskaberne har medført, at der er blevet opbygget et historisk effektiviseringspotentiale i netselskaberne. I dette bilag bliver der redegjort for, hvordan netvolumen-modellen bliver anvendt til at fastsætte det historisk opbyggede effektiviseringskrav for et givet netselskab.

Benchmarkingen af netselskabernes kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau og enkeltkundeniveau, samt fastsættelse og udmøntning af en ét-årig forbrugerkompensation som følge af mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet er beskrevet i bilag 5 og 6.

Kategorier af netselskaber

Der er en generel forskel på de arbejdsopgaver forbundet med at drive elnet på forskellige spændingsniveauer. Energitilsynet har derfor valgt at udarbejde en separat benchmarking for hhv. lavspænding, mellemspænding og højspænding.

I afgørelserne for benchmarking fra 2007, 2008 og 2009 blev de regionale transmissionsselskaber benchmarket i to grupper for dermed at tage højde for forskelle i fordyrende rammevilkår. Som ved de foregående års afgørelse har Energitilsynets sekretariat foretaget en grundig analyse af de regionale transmissionsselskabers fordyrende rammevilkår.

Denne analyse er præsenteret i bilag 2. Denne analyse afslører ikke alternative metoder til at korrigere for fordyrende rammevilkår. Dette indikerer således, at den hidtil anvendte metode er robust. Energitilsynets sekretariat har derfor valgt at udarbejde en benchmarking af de regionale transmissionsselskaber efter samme princip som i afgørelserne fra 2007, 2008 og 2009.

Energitilsynet har dermed udarbejdet en benchmarking af fire separate kategorier af netselskaber:

- Regionale transmissionsselskaber (gruppe 1),
- Regionale transmissionsselskaber (gruppe 2),
- Distributionsselskaber, og
- Transformerforeninger

Datagrundlaget for dette års benchmarkingen er selskabernes indberetninger af netkomponenter og reguleringsregnskaber for 2009. Derudover har Energitilsynet sekretariat valgt fortsat at anvende de fastsatte omkostningsækvivalenterne for 2005. Energitilsynet vil senest i 2011 revurdere disse omkostningsækvivalenter, da det fremgår af Bek. 1227 § 26, stk. 4, at grundlaget for benchmarkingen fra og med regnskabsåret 2007 tages op til revision mindst hvert fjerde år. Opdelingen af de regionale transmissionsselskaber er beskrevet nærmere nedenfor, jf. afsnittet *Benchmarking af de regionale transmissionsselskaber*.

De grundlæggende principper i netvolumen-modellen er beskrevet i boksen nedenfor, jf. boks 1.1. Herefter følger en beskrivelse af den udarbejdede separate benchmarking af de fire kategorier af netselskaber, jf. inddelingen ovenfor.

Boks 1.1. Netvolumen-modellen

Netvolumen-modellen er konstrueret ved at definere en række kategorier for selskabernes omkostningstunge arbejdsopgaver. Kategorierne består hovedsageligt af en række forskellige netkomponenter, da selskaberne bruger mange omkostninger på at vedligeholde og afskrive nettet. For eksempel udgør antallet af km kabel en selvstændig kategori, fordi selskabers omkostninger til vedligeholdelse og afskrivning stiger med antallet af km kabel.

Kategorierne består udover en række netkomponenter også af administrationsomkostninger, omkostninger til kundehåndtering samt såkaldte 1:1 omkostninger. 1:1 omkostninger indeholder især omkostninger til rådgivning om energibesparelse. Alle 23 kategorier fremgår af nedenstående tabel.

Kategorier af omkostningsposter

<i>Kategori</i>	<i>Kategori (fortsat)</i>
1 132 kV-felt, åben	13 50/10 kV-transformer
2 132 kV-felt, gasisoleret	14 10 kV-felt
3 132 kV-kabel	15 10 kV-kabel
4 132 kV-kabel, sø	16 10 kV-luftledning
5 132 kV-luftledning, enkelttracé	17 10/0,4 kV-station
6 132 kV-luftledning, dobbelttracé	18 0,4 kV-kabel
7 132/50 kV-transformer	19 0,4 kV-luftledning
8 50 kV-kabel	20 Målere
9 50 kV-kabel, sø	21 Kunderelaterede omkostninger
10 50 kV-luftledning	22 Administrationsomkostninger
11 50 kV-felt, åben	23 1:1 omkostninger
12 50 kV-felt, gasisoleret	

Bemærk, at kategoriernes definitioner indeholder flere underkomponenter. Kategorier med komponenter på 132 kV-niveau indeholder også komponenter på 150 kV. Tilsvarende indeholder kategorier med komponenter på 50 kV-niveau også komponenter på 60 kV niveau, mens der i kategorier af komponenter på 10 kV-niveau også indgår komponenter på 15 kV og 20 kV-niveau.

Energitilsynets sekretariat har beregnet såkaldte omkostningsækvivalenter for hver af 23 forskellige kategorier beskrevet ovenfor. Omkostningsækvivalenterne er fastsat ud fra indberetninger vedr. regnskabsåret 2005 fra elnetselskaberne. Hvert elnetselskab har således indberettet selskabets samlede omkostninger – både driftsomkostninger og afskrivninger – fordelt på de 23 kategorier. Derudover har elnetselskaberne hver især indberettet, hvor mange styk de har af hver af de 23 kategorier. Ved at dividere de henførte omkostninger med anfør-

te styk opnås et udtryk for selskabernes gennemsnitlige enhedsomkostninger for hver af de 23 kategorier. Dette kaldes også for omkostningsækvivalenter, og er defineret ved:

$$w_j = \frac{\sum_i \text{omk}_{ij}}{\sum_i N_{ij}}, \text{ hvor}$$

w_j = omkostningsækvivalent hørende til kategori j.

omk_{ij} = selskabs i's omkostninger til kategori j

N_{ij} = selskabs i's antal styk af kategori j

Bilag 3 indeholder en detaljeret beskrivelse af, hvordan omkostningsækvivalenterne er beregnet for de 23 kategorier.

For hvert selskab opgøres, hvor mange omkostninger et gennemsnitligt selskab ville have ved at drive et net svarende til det pågældende selskabs net. Dette beløb betegnes netvolumen, og opgøres ved at gange hvert af selskabets anførte enheder med de dertilhørende omkostningsækvivalenter.

Ved at dividere selskabets faktiske omkostninger med dets netvolumen beregnes et indeks, der udtrykker selskabernes relative effektivitet. Dette indeks betegnes omkostningsindekset, og er defineret som nedenfor:

$$e_i = \frac{\text{omk}_i}{\sum_j w_j N_{ij}}, \quad j = 1, \dots, 23$$

e_i = omkostningsindeks for selskabs i

Omk_i = selskabs i's omkostninger

w_j = omkostningsækvivalent for kategori j

N_{ij} = selskabs i's antal styk af kategori j

Et selskabs effektiviseringspotentiale kan efterfølgende fastsættes ved at sammenholde det individuelle selskabs omkostningsindeks med omkostningsindekset for de mest effektive selskaber, benchmark-fraktilen. Potentialet beregnes som:

$$\text{Potentiale}_i = \left(\max \left(0; 1 - \frac{e_{\text{lav}}}{e_i} \right) \right) * 100$$

Potentiale_i = effektiviseringspotentiale for selskabs i

e_i = omkostningsindeks for selskabs i

e_{lav} = gennemsnit af de mest effektive selskabers omkostningsindeks

Effektiviseringspotentialet kan antage værdier mellem 0 og 100 pct. og udtrykker det individuelle selskabs effektiviseringspotentiale.

Benchmarking af de regionale transmissionsselskabers omkostningseffektivitet

Ud fra netvolumen-modellen opgør Energitilsynets sekretariat for et givet selskab, hvor mange omkostninger et gennemsnitligt netselskab ville have ved at drive et tilsvarende net, jf. boks 1.1. ovenfor. Dette beløb bliver betegnet netselskabets netvolumen. For hvert enkelt netselskab er netvolumen således givet ved antallet af netselskabets forskellige netkomponenter ganget med de tilhørende omkostningsækvivalenter.

Hvert selskabs omkostningsindeks bliver derefter opgjort ved at dividere selskabets faktiske omkostninger med selskabets netvolumen. Et netselskabs omkostningsindeks angiver dermed selskabets faktiske omkostninger relativt til de omkostninger, som et gennemsnitligt netselskab ville have forbundet med at drive et tilsvarende net. Et netselskabs omkostningsindeks er således et udtryk for netselskabet relative omkostningseffektivitet.

For de regionale transmissionsselskaber opgøres selskabernes omkostningsindeks:

$$e_i^{\text{reg tr, gruppen}} = \frac{\text{driftsomk}_i^{\text{RR, reg tr, gruppen}} + \text{afskrivninger}_i^{\text{RR, reg tr, gruppen}} - \text{nettab}_i^{\text{reg tr, gruppen}} - \text{ekstraordinære omk}_i^{\text{reg tr, gruppen}}}{\sum_j w_j^{\text{reg tr}} n_{ij}^{\text{reg tr, land}}}, j = 1, \dots, 23$$

$e_i^{\text{reg tr, gruppen}}$ = omkostningsindeks for et regionalt transmissionsselskabi, der tilhører gruppen, hvor $n = 1, 2$
 $\text{driftsomk}_i^{\text{RR, reg tr, gruppen}}$ = driftsomkostninger ifølge reguleringsregnskab for regionalt transmissionsselskabi, der tilhører gruppen
 $\text{afskrivninger}_i^{\text{RR, reg tr, gruppen}}$ = afskrivninger ifølge reguleringsregnskab for regionalt transmissionsselskabi, der tilhører gruppen
 $\text{nettab}_i^{\text{reg tr, gruppen}}$ = omkostninger til nettab for regional transmissionsselskabi, der tilhører gruppen
 $\text{ekstraordinære omk}_i^{\text{reg tr, gruppen}}$ = ekstraordinære omkostninger for regional transmissionsselskabi, der tilhører gruppen
 $n_{ij}^{\text{reg tr, gruppen}}$ = antalstyk af kategori j for regionalt transmissionsselskabi, der tilhører gruppen
 $w_j^{\text{reg tr}}$ = omkostningsækvivalent for regionale transmissionsselskaber hørende til kategori j

Energitilsynets sekretariat opgør et givet netselskab effektiviseringspotentiale ved at sammenholde det enkelte selskabs omkostningsindeks med et gennemsnit af de mest effektive netselskabers omkostningsindeks. Gennemsnittet af de mest omkostningseffektive netselskaber bliver i netvolumen-modellen betegnet benchmark-fraktilen.

Såfremt et netselskab er blandt de mest omkostningseffektive netselskaber, har netselskabet ifølge netvolumen-modellen ikke et uudnyttet effektiviseringspotentiale. Derimod vil et netselskab have et uudnyttet effektiviseringspotentiale, såfremt netselskabets omkostningsindeks er større end gennemsnittet blandt de mest effektive netselskaber.

Netvolumen-modellen skal vise, hvor omkostningsniveauet ville være for et selskab i en situation, hvor det var konkurrenceudsat. Ved Tilsynsafgørelsen af 28. september 2009 om reduktion af elnetselskabernes indtægtsrammer for 2010 fastsatte Energitilsynet benchmarkingfraktilen til at være omkostningsgennemsnittet for de 20 pct. mest omkostningseffektive regionale transmissionsselskaber. De mest effektive selskaber blev opgjort som de selskaber, der havde det laveste omkostningsindeks, og som tilsammen udgjorde 20 pct. af den samlede netvolumen. Energitilsynet har ved dette års benchmarking fastholdt denne metode til at fastsætte benchmarkingfraktilen. For at minimere risikoen for, at ekstreme observationer får indflydelse på benchmarkingen, er det endvidere et krav, at forskellen i omkostningsmæssig effektivitet mellem det mest omkostningseffektive selskab og det næstmest omkostningseffektive selskab er mindre end 20 pct. Hvis forskellen er større end 20 pct. udgår det mest omkostningseffektive selskab af det gennemsnit, som de øvrige selskaber sammenlignes med.

Energitilsynets sekretariat har løbende gennemført validitetstest af netvolumen-modellen, jf. bilag 2. Derudover er det Energitilsynets sekretariats vurdering, at datagrundlaget er forbedret set i forhold til tidligere år. Energitilsynets sekretariat finder det derfor fortsat rimeligt, at benchmarke selskaberne i forhold til gennemsnittet af de 20 pct. mest effektive selskaber. Det er dog sekretariatets vurdering, at der fortsat er en lille usikkerhed forbundet med korrektionen for fordyrende rammevilkår for de regionale transmissionsselskaber. Dette er årsagen til, at Energitilsynets sekretariat ikke har benchmarket de regionale transmissionsselskaber i forhold til de 10 pct. mest effektive selskaber som ved benchmarkingen af distributionsselskaberne.

Det historisk opbyggede uudnyttede effektiviseringspotentiale for hvert enkelt transmissionsselskab er opgjort som følger:

$$\text{Potentiale}_i^{\text{reg transmission}} = \left(\max \left(0; 1 - \frac{e_i^{\text{reg transmission}}}{e_{\text{lav}}^{\text{reg transmission}}} \right) \right) * 100$$

$\text{Potentiale}_i^{\text{reg transmission}}$ = effektiviseringspotentiale for regionalt transmissionsselskab i,
 $e_i^{\text{reg transmission}}$ = omkostningsindeks for regionalt transmissionsselskab i
 $e_{\text{lav}}^{\text{reg transmission}}$ = gennemsnit af omkostningsindeks for de mest effektive regionale transmissionsselskaber,

Effektiviseringspotentialet kan antage værdier mellem 0 og 100 pct., og udtrykker det individuelle selskabs potentiale til at effektivisere sine omkostninger på baggrund af spredningen i den økonomiske omkostningseffektivitet mellem selskaberne.

Benchmarking af distributionsselskaber

Som ved benchmarkingen af de regionale transmissionsselskabers omkostningseffektivitet anvender Energitilsynets sekretariat netvolumen-modellen, som er nærmere beskrevet i boks 1.1 til at bestemme et netselskabs omkostningsindeks. Hvert distributionsselskabs omkostningsindeks er dermed opgjort ved at dividere selskabets faktiske omkostninger med selskabets netvolumen. Et distributionsselskabs omkostningsindeks angiver dermed distributions-

skabets faktiske omkostninger relativt til de omkostninger, som et gennemsnitligt distributionselskab ville have forbundet med at drive et tilsvarende net. Et distributionselskabs omkostningsindeks er således et udtryk for distributionselskabet relative omkostningseffektivitet. For distributionselskaber opgøres selskabernes omkostningsindeks som:

$$e_i^{\text{distr}} = \frac{\text{driftsomk}_i^{\text{RR, distr}} + \text{afskrivninger}_i^{\text{RR, distr}} - \text{nettab}_i^{\text{distr}} - \text{ekstraordinære omk}_i^{\text{distr}}}{\sum_j w_j^{\text{distr og transf}} n_{ij}^{\text{distr}}}, \quad j = 1, \dots, 23$$

e_i^{distr} = omkostningsindeks for distributionselskab i
 $\text{driftsomk}_i^{\text{RR, distr}}$ = driftsomkostninger ifølge reguleringsregnskab for distributionselskab i
 $\text{afskrivninger}_i^{\text{RR, distr}}$ = afskrivninger ifølge reguleringsregnskab for distributionselskab i
 $\text{nettab}_i^{\text{distr}}$ = omkostninger til nettab for distributionselskab i
 $\text{ekstraordinære omk}_i^{\text{distr}}$ = ekstraordinære omkostninger for distributionselskab i
 n_{ij}^{distr} = antal styk af kategori j for distributionselskab i
 $w_j^{\text{distr og transf}}$ = omkostningsækvivalent for distributionselskaber og transformerforeninger hørende til kategori j

Distributionselskaberne er i forskelligt omfang omfattet af fordyrende rammevilkår, og af den årsag foretages en korrektion af selskabernes omkostningsindeks inden selskabernes relative effektivitet fastsættes. Dette indeks benævnes 'det korrigerede omkostningsindeks', og metoden til fastsættelsen er beskrevet i bilag 2.

Et mål for selskabernes omkostningsmæssige effektivitet opgøres herefter ved at sætte det enkelte selskabs korrigerede omkostningsindeks i forhold til gennemsnittet af korrigerede omkostningsindeks for de mest effektive selskaber, benchmark-fraktilen. Antallet af mest effektive selskaber bestemmes ved det antal selskaber, der har de laveste korrigerede omkostningsindeks og tilsammen udgør 10 pct. af alle distributionselskabers netvolumen. For at minimere risikoen for, at ekstreme observationer får indflydelse på benchmarkingen, er det endvidere et krav, at forskellen i omkostningsmæssig effektivitet mellem det mest omkostningseffektive selskab og det næstmest omkostningseffektive selskab er mindre end 20 pct. Hvis forskellen er større end 20 pct. udgår det mest omkostningseffektive selskab af det gennemsnit, som de øvrige selskaber sammenlignes med.

I afgørelsen fra 2008 vurderede man selskabernes effektivitet i forhold til gennemsnittet for de 25 pct. mest effektive selskaber. Der er løbende gennemført validitetstests af modellen og Sekretariatet vurderer, at datarobustheden er forbedret, hvilket bl.a. medfører en mere robust estimering af korrektionsfaktoren for distributionselskabernes fordyrende rammevilkår, jf. bilag 2. Sammenholdes disse forhold med ønsket om, at modellen skal afspejle en konkurrencesituation, vurderer Sekretariatet, at det i dette års afgørelse i lighed med afgørelsen i 2009 er rimeligt at benchmarke selskaberne i forhold til gennemsnittet af de 10 pct. mest effektive selskaber.

Det historisk opbyggede uudnyttede effektiviseringspotentiale i de enkelte distributionselskaber opgøres herefter som:

$$Potentiale_i^{distr} = \max \left(0; 1 - \frac{e_i^{korrigeret, distr}}{e_{lav}^{korrigeret, distr}} \cdot 100 \right)$$

$Potentiale_i^{distr}$ = effektiviseringspotentiale for distributionselskab i
 $e_i^{korrigeret, distr}$ = kundetæthedskorrigeret omkostningsindeks for distributionselskab i
 $e_{lav}^{korrigeret, distr}$ = gennemsnit af kundetæthedskorrigerede omkostningsindeks for de mest effektive distributionselskaber

Effektiviseringspotentialet kan antage værdier mellem 0 og 100 pct., og udtrykker det individuelle selskabs potentiale til at effektivisere sine omkostninger på baggrund af spredningen i den økonomiske effektivitet mellem selskaberne.

Benchmarking af transformerforeninger

Transformerforeningerne benchmarkes efter samme princip som i boks 1.1, hvilket medfører, at der for hvert selskab opgøres et beløb, der beskriver, hvor mange omkostninger et gennemsnitligt selskab ville afholde ved at drive et net svarende til det pågældende selskabs net. Dette beløb - *netvolumen* - opgøres ved at gange hvert af selskabets anførte styk enheder med de dertil hørende vægte.

Hvert selskabs omkostningsindeks opgøres derefter ved at dividere selskabets omkostninger med dets netvolumen.

For transformerforeninger opgøres selskabernes omkostningsindeks som:

$$e_i^{transformer} = \frac{\text{driftsomk}_i^{RR, transformer} + \text{afskrivninger}_i^{RR, transformer} - \text{nettab}_i^{transformer} - \text{ekstraordinære omk}_i^{transformer}}{\sum_j w_j \frac{\text{distribution og transformer}}{n_{ij}^{transformer}}}, \quad j = 1, \dots, 23$$

$e_i^{transformer}$ = transformerforening i's omkostningsindeks
 $\text{driftsomk}_i^{RR, transformer}$ = transformerforening i's driftsomkostninger jf. reguleringsregnskabet
 $\text{afskrivninger}_i^{RR, transformer}$ = transformerforening i's afskrivninger jf. reguleringsregnskabet
 $\text{nettab}_i^{transformer}$ = transformerforening i's omkostninger til nettab
 $\text{ekstraordinære omk}_i^{transformer}$ = transformerforening i's ekstraordinære omkostninger
 $n_{ij}^{transformer}$ = transformerforening i's antal styk af kategori j
 w_j = omkostningsækvivalent for distributionselskaber og transformerforeninger hørende til kategori j

Et mål for selskabernes effektiviseringspotentiale opgøres herefter ved at sammenholde det enkelte selskabs omkostningsindeks med et gennemsnit af de mest effektive selskabers omkostningsindeks, benchmark-fraktilen. Et indeks højere end indekset for de mest effektive

selskaber betyder, at der er et historisk opbygget effektiviseringspotentiale i selskabet, og omvendt, hvis selskabet har et indeks, der er lavere end indekset for de mest effektive selskaber.

De mest effektive selskaber opgøres som de selskaber, der har det laveste omkostningsindeks, og som tilsammen udgør 20 pct. af den samlede netvolumen. For at minimere risikoen for, at ekstreme observationer får indflydelse på benchmarkingen, er det endvidere et krav, at forskellen i omkostningsmæssig effektivitet mellem det mest omkostningseffektive selskab og det næstmest omkostningseffektive selskab er mindre end 20 pct. Hvis forskellen er større end 20 pct. udgår det mest omkostningseffektive selskab af det gennemsnit, som de øvrige selskaber sammenlignes med.

I afgørelsen fra 2008 benchmarkede Energitilsynets sekretariat selskabernes effektivitet i forhold til gennemsnittet for de 25 pct. mest effektive selskaber. Der er løbende gennemført validitetstests af modellen, og på baggrund af Energitilsynets sekretariats vurdering om en forbedret datarobusthed og ønsket om, at modellen skal afspejle en konkurrencesituation, vurderer Sekretariatet derved samlet, at det i dette års afgørelse i lighed med afgørelsen for 2009 er rimeligt at benchmarke selskaberne i forhold til gennemsnittet af de 20 pct. mest effektive selskaber.

Det historisk opbyggede uudnyttede effektiviseringspotentiale i de enkelte transformerforeninger opgøres herefter som:

$$Potentiale_i^{\text{transformer}} = \left(\max \left(0; 1 - \frac{e_{\text{lav}}^{\text{transformer}}}{e_i^{\text{transformer}}} \right) \right) * 100$$

$Potentiale_i^{\text{transformer}}$ = effektiviseringspotentiale for transformerforening i
 $e_i^{\text{transformer}}$ = omkostningsindeks for transformerforening i
 $e_{\text{lav}}^{\text{transformer}}$ = gennemsnit af de mest effektive transformerforeningers omkostningsindeks

Effektiviseringspotentialet kan antage værdier mellem 0 og 100 pct., og udtrykker det individuelle selskabs potentiale til at effektivisere sine omkostninger på baggrund af spredningen i den økonomiske effektivitet mellem selskaberne.

Afrunding

Som det fremgår ovenfor, foretager Sekretariatet en separat benchmarking af de regionale transmissionsselskaber, distributionsselskaberne og transformerforeningerne. Det skyldes, at de forskellige selskabstyper opererer under rammevilkår, der ikke umiddelbart kan sammenlignes. Således er der eksempelvis forskellige forskrifter for netdriften på de forskellige spændingsniveauer, og transmissionsselskaberne adskiller sig fra distributionsselskaberne og transformerforeningerne ved ikke at have relationer til slutbrugerne.

Sekretariatet har efter dialog med branchen valgt at anvende netvolumen-modellen til benchmarking af selskaberne. Netvolumen-modellen er valgt, da den vurderes at være den bedste model til at sammenligne selskabernes omkostninger med. Sekretariatet har desuden gennemført en række analyser, der viser, at modellens resultater kun i mindre grad vil afhænge af,

hvilken model der anvendes til effektiviseringsvurderingen, og endvidere vurderes netvolumen-modellen at være robust over for datausikkerhed, jf. bilag 10.

Sekretariatet har vurderet, om det ville være fornuftigt at inddrage flere års data i benchmarkingen. Det har Sekretariatet fundet hensigtsmæssigt i forbindelse med fastsættelsen af korrektionsfaktoren for fordyrende rammevilkår for distributionsselskaberne, da man herved minimerer usikkerheden om denne estimation.

Sekretariatet har dog ikke fundet det hensigtsmæssigt at anvende data for flere år på selskabernes driftsomkostninger og afskrivninger i vurderingen af deres økonomiske effektivitet i det enkelte år.

Store udsving i selskabernes driftsomkostninger kan tale for at inddrage flere års data i benchmarkingen, da selskaberne derved ikke vil modtage krav som følge af hændelser, der kan have ført til store omkostninger i et enkelt år. Det vil særligt kunne være tilfældet for mindre selskaber, hvor omkostninger til drift og vedligeholdelse kan være koncentreret i enkelte år. På længere sigt må kravene ved reguleringen dog forventes at være udlignet. Således må det forventes, at den nuværende metode kan give udsving i det enkelte selskabs effektiviseringskrav, mens alternativet med flere års data må forventes at føre til stabile krav, der vil ligge i spændet mellem det højeste og laveste krav ved den nuværende metode.

To argumenter taler direkte imod at anvende flere års data for omkostninger i fastsættelsen af kravene.

- Selskaber, der tidligere har været effektive, vil få reduceret deres incitament til at opretholde en høj effektivitet, da de kan trække på historisk høj effektivitet i reguleringen, og derfor ikke vil mærke konsekvenserne af ikke at opretholde en høj effektivitet.
- Selskaber, der tidligere har været ineffektive, men som har indhentet et betydeligt effektiviseringspotentiale, vil blive straffet for den historiske ineffektivitet i reguleringen, selv om den ikke har med selskabets aktuelle effektivitet at gøre. Disse selskaber vil derfor mærke gevinsten ved at effektivisere i mindre grad i benchmarkingen.

Samlet har Sekretariatet derfor ikke fundet det hensigtsmæssigt at anvende flere års data for omkostninger i vurderingen af selskabernes økonomiske effektivitet, men har derimod fundet det hensigtsmæssigt at gøre det i forbindelse med beregningen af korrektionsfaktoren for fordyrende rammevilkår og forskellige tests af modellen.

Endvidere hæfter Energitilsynets sekretariat sig ved at effektivitetskrav ifølge lovgrundlaget udmeldes årligt af tilsynet, og denne udmelding baseres på data fra foregående kalenderår, dvs. reference perioden er også årlig.

En overgang til flerårige udmeldinger på baggrund af flere års referenceperiode vil således efter sekretariatets vurdering forudsætte en lovændring eller som minimum en bekendtgørelsesændring.

Bilag 2: Analyse af fordyrende rammevilkår

Indledning

Elnetselskaberne er i forskellig grad underlagt fordyrende rammevilkår, der knytter sig til eksempelvis vejbelæggninger, regler for håndtering af opgravet jord, trafikintensitet, særlige forskrifter for installationer, og koordination med andre forsyningsinstallationer. Disse elementer påvirker anlægs- og vedligeholdelsesomkostningerne pr. enhed netkomponent, og en retvisende model skal derfor korrigere for det varierende omfang af fordyrende rammevilkår.

Forskelle i omfanget af fordyrende rammevilkår knytter sig til benchmarkingen af de regionale transmissionsselskaber og distributionsselskaberne. For transformerforeninger er der ikke identificeret en korrelation mellem omkostningsindeks og omfanget af fordyrende rammevilkår.

Korrektion for fordyrende rammevilkår - distributionsselskaber

Oprindeligt var det tiltænkt, at de indhentede data var tilstrækkelige til, at det ikke var nødvendigt at foretage korrektion for fordyrende rammevilkår i netvolumen-modellen. Det var således tiltænkt, at netkomponenterne skulle opgøres for hhv. city, by og land. Disse indberetninger har dog vist sig ikke at være af en tilfredsstillende kvalitet, og i afgørelserne fra 2007, 2008 og 2009 har Energitilsynets sekretariat derfor taget højde for fordyrende rammevilkår ved at foretage en korrektion af omkostningsindekset. Dette er også udgangspunktet i beregningerne i dette bilag.

Branchen har oplyst, at den i øjeblikket arbejder på en alternativ metode til dataindberetningerne, hvor selskabernes netkomponenter indberettes efter deres placering i forskellige omkostningszoner – GIS (Geographical Information System). Når dette arbejde er implementeret i selskaberne, vil Sekretariatet vurdere, om det kan bruges til at foretage en mere præcis korrektion af de fordyrende rammevilkår.

Dansk Energi har i deres høringssvar af 23. august 2010 foreslået en ny metode til korrektion for fordyrende rammevilkår.

Energitilsynets sekretariat har besluttet at anvende den nye metode, som Dansk Energi har foreslået. I det følgende beskrives den nye metode til korrektion for fordyrende rammevilkår, som bliver anvendt fra og med dette års afgørelse.

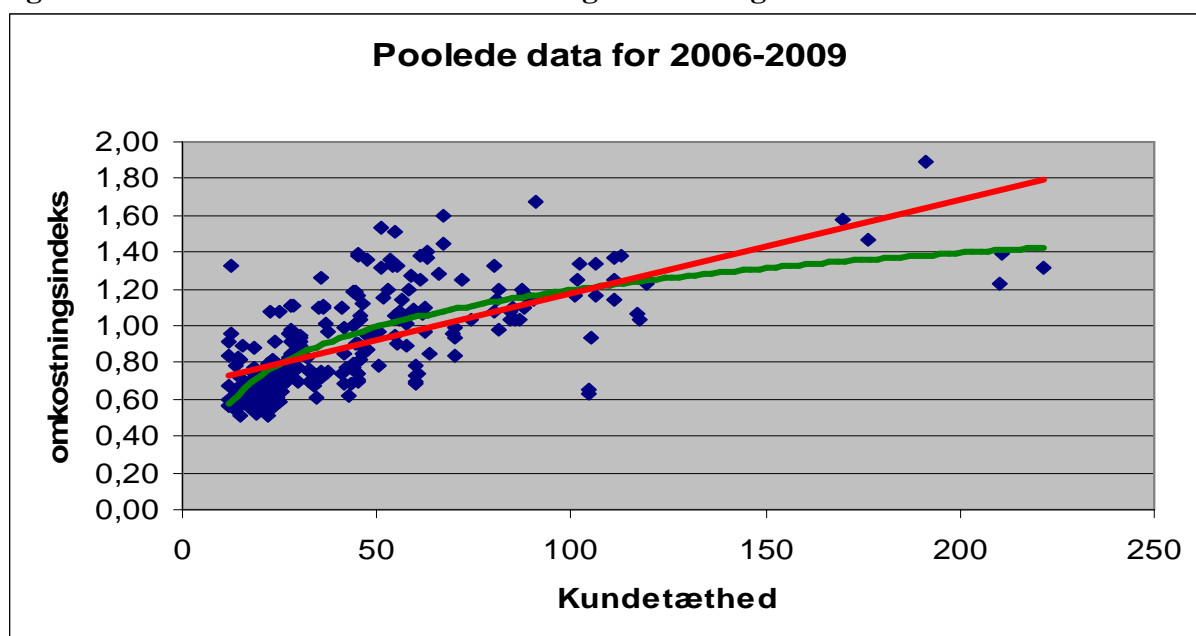
Analyse af sammenhængen mellem omkostningsindeks og kundetæthed

Energitilsynets sekretariat har udarbejdet en analyse af sammenhængen mellem omkostningsindekset og kundetætheden i bilagene til afgørelserne fra 2007, 2008 og 2009. Disse analyser viser, at et selskabs kundetæthed – opgjort som antal målere pr. km 0,4 kV-net – fremtræder som en robust indikator for omfanget af fordyrende rammevilkår. Ved at foretage en lineær regression af selskabernes omkostningsindeks på kundetætheden beregnes et udtryk for omfanget af fordyrende rammevilkår.

Ved afgørelserne fra 2007 og 2008 valgte Energitilsynets sekretariat udelukkende at anvende årets data til fastsættelse af korrektionsfaktoren. I forbindelse med sidste års afgørelse vurderede Energitilsynets sekretariat, at sekretariatet ville opnå en mere korrekt korrektionsfaktor ved at beregne estimatet for korrektionsfaktoren på baggrund af data for årene 2006, 2007 og 2008 vha. en såkaldt *Pooled OLS-regression*.

Beregningerne viser, at der er en signifikant positiv sammenhæng mellem omkostningsindeks og kundetæthed. Når kundetætheden øges, så øges omkostningsindekset. Sammenhængen mellem kundetætheden og omkostningsindekset virker mere konkav frem for lineær. Det ses af figur 2.1.

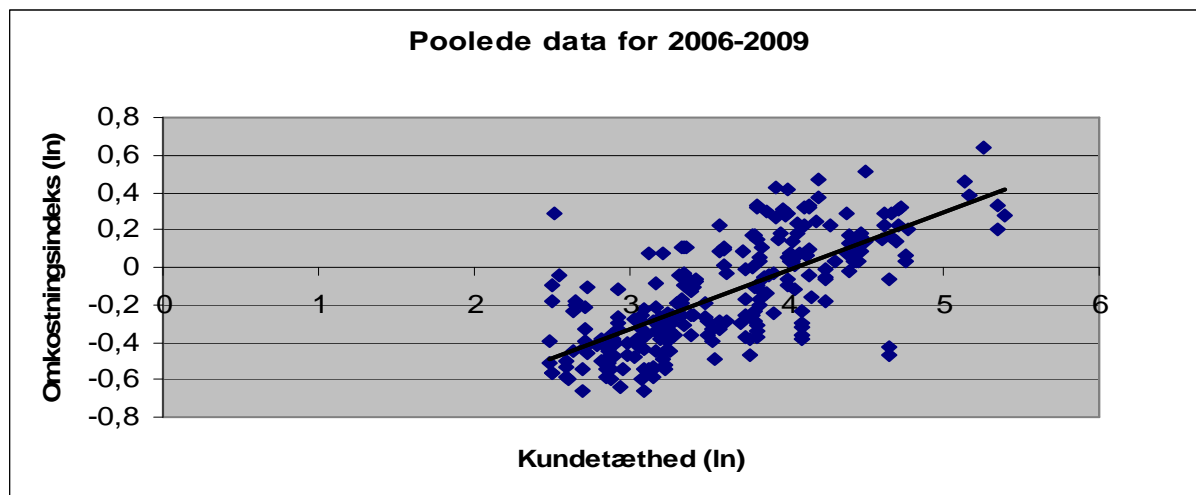
Figur 2.1. Observationer af kundetæthed og omkostningsindeks



Intuitionen bag en konkav sammenhæng er, at den marginale omkostning som følger af øget kundetæthed er aftagende. På den baggrund har Energitilsynets sekretariat valgt at ændre beregningen af korrektionen for fordyrende rammevilkår fra og med benchmarkingen for 2010.

Energitilsynets sekretariats beregning tager udgangspunkt i de poolede data for perioden 2006-2009. Sekretariatet har valgt at tage den naturlige logaritme til hhv. kundetæthed og omkostningsindeks for de poolede data. På baggrund af observationerne mellem kundetæthed og omkostningsindeks udtrykt i logaritmeværdier, kan der foretages en lineær regression, der udtrykker en positiv sammenhæng, men med aftagende marginal omkostning som følge af øget kundetæthed. Regressionen fremgår af figur 2.2.

Figur 2.2. Sammenhæng mellem kundetæthed og omkostningsindeks



Denne regression er signifikant og medfører en højere R^2 værdi i forhold til den tidligere anvendte model (0,52 i forhold til 0,44). Energitilsynets sekretariat har derfor valgt at beregne et nyt estimat for korrektionsfaktoren på baggrund af data for 2006, 2007, 2008 og 2009 vha. en *Pooled OLS-regression*, der er baseret på logaritmeværdier til hhv. kundetæthed og omkostningsindeks. Data er beskrevet i boksen nedenfor.

Boks 2.1. Beskrivelse af en pooled OLS-regression med logaritmeværdier

Energitilsynets sekretariat har analyseret sammenhængen mellem kundetæthed og måltæthed udtrykt i logaritmeværdier vha. følgende regressionsmodel:

$$O_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 K_{i,t} + e_{i,t} \quad (1)$$

$O_{i,t}$ = Selskab i's omkostningsindeks i år t udtrykt i ln

β_0 = Konstant, omkostningsindeks ved en kundetæthed på nul udtrykt i ln

β_1 = Hældningskoefficient, der angiver den faktor som selskabs omkostningsindeks bliver ændret med ved en stigning i kundetætheden udtrykt i ln

$K_{i,t}$ = Selskabs i's kundetæthed i år t udtrykt i ln

$e_{i,t}$ = Restled indeholdende den variation, som ikke er beskrevet af modellens variable.

Energitilsynets sekretariat har estimeret koefficienterne i regressionsligning (1) vha. af Pooled OLS-regression. Resultatet af denne analyse er gengivet i tabellen nedenfor.

Parameterestimer			
	<i>Estimat</i>	<i>Standardfej</i>	<i>P-værdi</i>
β_0	-1,2757	0,069405	0,001>P
β_1	0,3142	0,019027	0,001>P
R ²	0,52		

I tabellen ovenfor er det testet om hældningskoefficienten er nul. Hypotesen afvises, da signifikanssandsynligheden (0,001 pct.) er markant mindre end signifikansniveauet på 5 pct. Kundetætheden $K_{i,t}$ er en stærkt signifikant forklarende variable i regressionsmodellen (1), jf. tabellen ovenfor.

R² giver en indikation af den andel af variationen i omkostningsindeks blandt distributionsselskaberne, som kan forklares vha. af variation i kundetætheden. R² indikerer således, at variation i kundetætheden kan forklare ca. 52 pct. af variationen i omkostningsindekset blandt distributionsselskaberne.

Beregningen af koefficienten for kundetætheden gør det muligt at sammenholde distributionsselskabernes omkostningsindeks ud fra en fælles referenceramme. I modellen anvender Energitilsynets sekretariat den med netvolumen vægtede gennemsnitlige kundetæthed som referenceniveauet for kundetætheden. Distributionsselskaberne bliver dermed benchmarket på dette niveau. Energitilsynets sekretariat har beregnet den gennemsnitlige kundetæthed til 40 målere pr. km. 0,4 kV-net.

Energitilsynets sekretariat har for hvert distributionsselskab således beregnet et gennemsnitligt omkostningsindeks vha. følgende formel:

$$\text{Korrigeret omkostningsindeks}_i = \ln(\text{Omkostningsindeks}_i) - 0,3142 \cdot (\ln(\text{kundetæthed}_i) - \ln(40))$$

hvor 0,3142 er parameterestimatet for kundetætheden, jf. tabellen ovenfor, og $\ln(40)$ er logaritmen til den med netvolumen vægtede gennemsnitlige kundetæthed.

Det korrigerede omkostningsindeks transponeres ved at anvende eksponentialfunktionen, således at samtlige korrigerede omkostningsindeks har positive værdier. Energitilsynets sekretariat har dermed korrigeret for forskelle i distributionsselskabernes kundetæthed og dermed fordyrende rammevilkår.

Herefter beregnes benchmark-fraktil og effektiviseringskrav efter samme metode som tidligere.

En log-log regression af data vil øge forklaringsgraden af sammenhængen mellem omkostningsindeks og kundetæthed.

Det samlede effektiviseringskrav falder alt andet lige ved den nye metode. Enkelte selskaber får hævet effektiviseringskravet, mens andre selskaber får reduceret kravet som følge af metodeskiftet. Typisk vil selskaber med høj kundetæthed opleve en reduktion af effektiviseringskravene i forhold til den tidligere model.

Den anvendte korrektionsmetode medfører, at distributionsselskaber med en kundetæthed over den med netvolumen vægtede gennemsnitlige kundetæthed, får et lavere korrigeret omkostningsindeks end deres ikke korrigerede omkostningsindeks. Omvendt medfører korrektionsmetoden, at distributionsselskaber med en lavere kundetæthed end den med netvolumen vægtede gennemsnitlige kundetæthed, får et højere korrigeret omkostningsindeks end deres ikke korrigerede omkostningsindeks.

Som ved tidligere års benchmarking er det Energitilsynets sekretariats vurdering, at sekretariats analyse af sammenhængen mellem omkostningsindeks og kundetæthed etablerer et solidt grundlag for at gennemføre en samlet benchmarking af distributionsselskaber, der opererer under forskellige omfang af fordyrende rammevilkår.

Korrektion for fordyrende rammevilkår – regionale transmissionsselskaber

Energitilsynets sekretariat analyser i bilagene til Tilsynsafgørelserne i 2007 og 2008 vedr. benchmarking af de regionale transmissionsselskabers økonomiske effektivitet for reguleringssårene 2006 og 2007 viste, at det ikke umiddelbart er muligt at identificere en entydig metode, hvorefter de regionale transmissionsselskabers omkostningsindeks skal korrigeres i netvolumen-modellen. Det er således i modsætning til distributionsselskaberne, hvor Energitilsynets sekretariat som vist ovenfor anvender variation i kundetæthed til at korrigere distributionsselskabernes omkostningsindeks.

Energitilsynets sekretariats analyser fra afgørelserne i 2007 og 2008 viste imidlertid, at graden af kabellægning og andelen af selskabernes 50/60 kV-net udgør indikatorer for omfanget af fordyrende rammevilkår. På det grundlag er de regionale transmissionsselskaber inddelt i to grupper:

Den ene gruppe består af regionale transmissionsselskaber, der enten har en kabellægningsgrad på 25 pct. eller derover, eller har en andel af 50/60 kV-net i forhold til det samlede net på 50 pct. eller derover.

Den anden gruppe repræsenterer selskaber med en kabellægningsgrad på under 25 pct., og hvor andelen af 50/60 kV nettet samtidig udgør under 50 pct. af det samlede net.

Energitilsynets sekretariat har valgt at inddrage disse forhold, da sekretariatet tidligere har observeret, at der dels forekommer en relativt stor spredning på selskabernes enhedsomkostninger på 132 kV-kabler, og dels at der forekommer en relativt stor spredning på de regionale transmissionsselskabers omkostninger for 50/60 kV-nettet, set i forhold til 50/60 kV-nettets andel af det samlede net. Dette indikerer således, at der forekommer en variation i de regionale transmissionsselskabers omkostninger, der således ikke nødvendigvis kan tilskrives selskabernes omkostningseffektivitet.

Energitilsynets sekretariat har tidligere dels gennemført en analyse af omkostningsvariationerne ud fra selskabernes kabellægningsgrad målt ved 132/150 kV og 50/60 kV-kablers andel af den samlede netvolumen. Disse analyser har vist, at de regionale transmissionsselskaber adskiller sig i to grupper – hhv. en gruppe med selskaber, der har en kabellægningsgrad på 25 pct. eller derover, eller har en andel 50/60 kV-net i forhold til det samlede net på 50 pct. eller derover, og en anden gruppe af selskaber med en kabellægningsgrad på under 25 pct. og hvor andelen af 50/60 kV-nettet samtidig udgør under 50 pct. af det samlede net.

Energitilsynets sekretariat har ved tidligere års afgørelser fastsat grænseværdien for kabellægningsgraden på 25 pct. ved at sammenholde selskabernes omkostningsindeks med deres kabellægningsgrad. Ved denne sammenligning har Energitilsynets sekretariat vurderet, at de regionale transmissionsselskaber adskiller sig i to grupper. Den ene gruppe har en kabellægningsgrad over 25 pct., mens den anden gruppe har en kabellægningsgrad på under 25 pct.

Grænseværdien på 50 pct. for andelen af 50/60 kV-nettet i forhold til det samlede net, har Energitilsynets sekretariat fastsat på tilsvarende vis. Energitilsynets sekretariat har dermed sammenholdt selskabernes omkostningsindeks med andelen af 50/60 kV-nettet i forhold til det samlede net. På dette grundlag har Energitilsynets sekretariat vurderet, at selskaberne fordeles sig i to grupper. Den ene gruppe har en andel på under 50 pct. og den anden gruppe har en andel på over 50 pct.

Statistisk analyse af de to grupper af regionale transmissionsselskaber

I forbindelse med de foregående års afgørelser har flere netselskaber fundet Energitilsynets sekretariats korrektionsmetode beskrevet ovenfor problematisk. Grundet det relativt begrænsede antal af regionale transmissionsselskaber er benchmarkingen udarbejdet på et relativt spinkelt datagrundlag. Energitilsynets sekretariat har derfor i bilagene til de foregående års afgørelser udarbejdet en række analyser af den valgte metode til at korrigere for fordyrende rammevilkår, hvorved Energitilsynets sekretariat udarbejder en separat benchmarking for de to grupper af transmissionsselskaber. På det grundlag vurderede Energitilsynets sekretariat det mest retvisende fortsat at anvende opdelingen af de regionale transmissionsselskaber i to grupper til at korrigere for fordyrende rammevilkår. Energitilsynets sekretariat fandt f.eks. statistik belæg for, at regionale transmissionsselskaber med en kabellægningsgrad på over 25 pct. har et højere omkostningsindeks end regionale transmissionsselskaber med en kabellægningsgrad på under 25 pct.

Derudover fandt Energitilsynets sekretariat statistisk belæg for, at regionale transmissionsselskaber med en andel 50/60 kV-net i forhold til det samlede net på 50 pct. eller derover ligeledes har et højere omkostningsindeks end regionale transmissionsselskaber med en andel 50/60 kV-net i forhold til det samlede net på under 50 pct.

I forbindelse med dette års benchmarking har Energitilsynets sekretariat ud fra data for perioden 2006-2009 testet om, der fortsat findes en signifikant forskel i det gennemsnitlige omkostningsindeks mellem de to grupper af regionale transmissionsselskaber. Energitilsynets sekretariat har dermed pooled observationer fra hhv. gruppe 1 og gruppe 2, og efterfølgende testet om der er en signifikant forskel mellem det gennemsnitlige omkostningsindeks for de pooled observationer fra gruppe 1 og det gennemsnitlige omkostningsindeks for de pooled

observationer fra gruppe 2. Metoden til at gennemføre dette test er beskrevet nærmere i boks 2.2.

Boks 2.2. t-test for sammenligning af to middelværdier med ens varians

I testen, hvor to middelværdier sammenlignes, beregnes først en pooled varians. Den pooled varians er givet ved:

$$s_p^2 = \frac{(n_x - 1)s_x^2 + (n_y - 1)s_y^2}{(n_x + n_y - 2)}, \text{ hvor}$$

s_x^2 = den estimerede varians for x - variabelen

s_y^2 = den estimerede varians for y - variabelen

n_x = antal observationer af x

n_y = antal observationer af y

Hypotesen, at middelværdierne er identisk opstilles som:

$$H_0 : \mu_x - \mu_y = 0$$

mod alternativet

$$H_A : \mu_x - \mu_y \neq 0$$

, og H_0 forkastes, hvis:

$$\frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{s_p^2}{n_x} + \frac{s_p^2}{n_y}}} < -t_{n_x+n_y-2, \alpha/2} \quad \text{eller} \quad \frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{s_p^2}{n_x} + \frac{s_p^2}{n_y}}} > t_{n_x+n_y-2, \alpha/2}, \text{ hvor}$$

\bar{X} = den estimerede middelværdi for x

\bar{Y} = den estimerede middelværdi for y

, mens $t_{n_x+n_y-2, \alpha/2}$ er værdien i students t - fordelingen givet antallet af observationer og det valgte signifikansniveau.

Energitilsynets sekretariat har først testet for ens varians mellem de to grupper af observationer. Testresultatet er opgivet i tabel 2.1 nedenfor.

Tabel 2.1. Test for ens varians

	Gruppe 1	Gruppe 2
Middelværdi	0,77	0,64
Varians	0,03	0,02
Observationer	15	36
Frihedsgrader	14	35
Teststørrelse	1,81	
P(F<=f) en-halet	0,08	
F-kritisk en-halet	1,99	

Anm. Energitilsynets sekretariat har valgt at se bort fra DONG Energy Nord Elnet i 2008 og 2009, da selskabet havde et omkostningsindeks over 3 gange så stort som middelværdien for gruppe 2. Energitilsynets sekretariat betragter dermed disse observations som outliers.

Ud fra dette datagrundlag, er det dermed ikke muligt at afvise, at de to grupper har en identisk varians, da teststørrelsen (1,81) er indenfor grænsen for acceptområdet (1,99). Det er dermed muligt at anvende t-testen for ens middelværdi, som er beskrevet i boks 2.2 ovenfor. Hypotesen for denne test er, at middelværdien af omkostningsindekset blandt selskaberne i de to grupper er identisk. Testresultatet er opgivet i tabel 2.2 nedenfor.

Tabel 2.2. Test for ens varians

	Gruppe 1	Gruppe 2
Middelværdi	0,77	0,64
Varians	0,03	0,02
Observationer	15	36
Puljevarians	0,03	
Hypotese for forskel i middelværdi	0	
Frihedsgrader	49	
Teststørrelse	2,87	
P(T<=t) to-halet	P < 0,01	
T-kritisk to-halet	2,01	

Anm. Energitilsynets sekretariat har valgt at se bort fra DONG Elnet Nord Elnet i 2008 og 2009, da selskabet havde et omkostningsindeks over 300 pct. større end middelværdien for gruppe 2. Energitilsynets sekretariat betragter dermed denne observation som en outlier.

Ud fra data for perioden 2006-2009 forekommer det således rimeligt at afvise hypotesen om, at middelværdien for de to grupper er identisk, da teststørrelsen (2,87) falder uden for acceptområdet (-2,01;2,01). Energitilsynets sekretariat finder dermed som ved tidligere års afgørelser statistisk belæg for, at de to grupper er underlagt forskellige fordyrende rammevilkår i form af kabellægningsgrad og andel af 50/60 kV-net i forhold til det samlede net. Energitilsynets sekretariat har lagt dette til grund, og har dermed valgt fortsat at korrigere for fordyrende rammevilkår ved at udarbejde en separat benchmarking for hver af de to grupper.

Analyse af korrosion

I hørings svarene fra efteråret 2008 fremførte både Dansk Energi og en række vestjyske selskaber, at en række forhold medfører, at driften af elnettet ved den jyske vestkyst er forbundet med højere omkostninger relativt til andre dele af landet. Det blev endvidere fremført, at selskaberne med elnet ved den jyske vestkyst derfor bør kompenseres herfor i benchmarkingen. Selskaberne fremførte, at især et mere korrosivt miljø ved vestkysten som følge af den relativt høje koncentration af salt i luften vil medføre højere omkostninger for selskaber med net i disse områder. I dette bilag er det analyseret, om denne formodning stiller de korrosionsudsatte selskaber dårligere end andre selskaber i Sekretariatets benchmarking.

Problemstillingen er belyst gennem to delanalyser. I første delanalyse undersøges det, om selskaber med elnet ved den jyske vestkyst fremstår dårligere i deres resultater i benchmarking-modellen end de øvrige selskaber. Analysen viser, at selskaberne ved den jyske vestkyst hverken har et højere niveau for omkostninger eller et højere niveau for de omkostninger, der i benchmarkmodellen er korrigeret for fordyrende rammevilkår. Det resultat indikerer, at selskaberne med elnet ved den jyske vestkyst, ikke stilles dårligere i benchmarking-modellen i forhold til andre selskaber.

Det kan imidlertid ikke udelukkes, at selskaberne ved den jyske vestkyst generelt er mere effektive end de øvrige netselskaber. Er det tilfældet, vil en eventuel effekt af korrosion kunne være sløret i den første delanalyse. Denne problemstilling leder til den anden delanalyse, der analyserer selskabernes omkostninger på de enkelte netkomponenter.

I analysen opdeles netkomponenterne i grupper, der kan forventes at være hhv. påvirket og upåvirket af korrosion. Hvis det i denne analyse viser sig, at de korrosionsudsatte selskaber er mere effektive end andre selskaber på netkomponenter, der er upåvirket af korrosion og mindre effektive på korrosionsudsatte netkomponenter er der risiko for, at Sekretariatets benchmarking-model ikke tager tilstrækkeligt højde for omkostninger til korrosion. Resultaterne viser, at selskaberne med elnet ved den jyske vestkyst er mere effektive end de øvrige netselskaber på begge typer af netkomponenter. Samtidig viser analysen, at selskabernes effektivitet ikke er mindre på de netkomponenter, der er påvirket af korrosion. Der er derfor ingen indikationer af, at selskaberne med elnet ved den jyske vestkyst er påvirket af korrosion i benchmarkingresultaterne.

Samlet kan analyserne således ikke bekræfte, at selskaber med elnet i et mere korrosivt miljø bør korrigeres yderligere for fordyrende rammevilkår i forhold til den gældende benchmarking.

Hypotesetest

I de statistiske analyser anvendes hypotesetest, hvor man på baggrund af et parameterestimat i en tilgængelig stikprøve ønsker at forklare, hvordan det forholder sig med parameterens sande værdier.

I en hypotesetest opstilles en H_0 -hypotese som testes overfor den alternative hypotese (H_A). Hypotesen kan både opstilles som en ensidet eller en tosidet hypotese afhængig af, om der er

et lighedstegn eller et ulighedstegn i H_0 -hypotesen. På baggrund af den statistiske hypotese beregnes herefter en teststørrelse. Herudover defineres et acceptområde ud fra antallet af observationer og det valgte signifikansniveau. Ligger teststørrelsen i acceptområdet, vil man acceptere hypotesen. Har teststørrelsen derimod en værdi udenfor acceptområdet (det kritiske område), forkastes hypotesen.

Accept af H_0 -hypotesen betyder, at man med en statistisk sandsynlighed ikke kan afvise hypotesen. I statistiske test anvendes som standard et signifikansniveau på 5 pct. Det betyder, at man i den statistiske test maksimalt vil acceptere, at man forkaster en sand H_0 -hypotese i 5 pct. af tilfældene. I en fortolkning af hypotesetestene er det vigtigt at bemærke, at man ikke kan slutte, at den alternative hypotese er sand, fordi H_0 forkastes. Ligeledes kan man ikke være sikker på, at H_0 er sand, fordi man ikke forkaster den. Det man kan slutte, når H_0 forkastes er, at de undersøgte data ikke støtter H_0 i tilstrækkelig grad til, at man tør tro på H_0 .

Delanalyse 1

I delanalysen indgår 3 statistiske test. Først testes det, om distributionsselskabernes korrigerede omkostningsindeks adskiller sig signifikant afhængig af, om de er placeret i et korrosivt miljø. Det testes herefter, om distributionsselskabernes omkostningsindeks adskiller sig signifikant afhængig af deres geografiske placering¹. Den tredje test undersøger, om transformerforeningernes omkostningsindeks adskiller sig afhængig af, om de er placeret i et korrosivt miljø. Alle test for korrosion medtager data for perioden 2006-2009.

Som det var tilfældet i den oprindelige analyse (bilag 4 i tilsynets afgørelse fra den 28. september 2009), opdeles populationen i to stikprøver: én stikprøve med selskaber med elnet ved den jyske vestkyst og én uden. Selskaberne inddeles i de to stikprøver afhængig af, om det enkelte selskab har elnet i en afstand mindre end 25 km fra den jyske vestkyst².

Distributionsselskaberne med elnet ved den jyske vestkyst fremstår mere effektive efter korrektionen for fordyrende rammevilkår, da middelværdien for deres korrigerede omkostningsindeks (0,8627) er lavere end det korrigerede omkostningsindeks for øvrige selskaber (0,9019), jf. tabel 2.3 og tabel 2.4.

Tabel 2.3. Distributionsselskaber uden elnet på den jyske vestkyst

Distributionsselskab	Omkostningsindeks	Korrigeret omkostningsindeks
Middelværdi	0,9235	0,9019

Tabel 2.4. Distributionsselskaber med elnet på den jyske vestkyst

Distributionsselskab	Omkostningsindeks	Korrigeret omkostningsindeks
Middelværdi	0,7463	0,8627

¹ Omkostningsindekset og det korrigerede omkostningsindeks er beskrevet i bilaget om netvolumen-modellen.

² I analysen tages der ikke højde for, hvor stor en andel af selskabernes elnet, der ligger mindre end 25 km fra den jyske vestkyst, som de vestjyske selskaber angiver som grænsen for, hvor materiel er påvirket af korrosion i større eller mindre grad, og dermed korrosionskategori C5-M.

Det testes, om ovenstående forskel mellem korrosionsudsatte selskaber og øvrige selskaber er statistisk signifikant vha. en t-test. I testen, hvor middelværdier fra to stikprøver sammenlignes, opstilles testen som beskrevet i boks 2.2. Først testes der for om middelværdien er ens for korrosionsudsatte selskaber og øvrige selskaber og derefter testes der for om det ukorrigerede omkostningsindeks er. En betingelse for testet er, at variansen er ens for de to stikprøver.

Tabel 2.5. Test for ens varians i det korrigerede omkostningsindeks

	<i>Øvrige elnet</i>	<i>Elnet ved vestkysten</i>
Middelværdi	0,901931072	0,862685476
Varians	0,039978785	0,03999696
Observationer	218	35
Frihedsgrader	217	34
Teststørrelse	0,999545605	
P(F<=f) en-halet	0,473984487	

Det fremgår af tabel 2.5, at signifikanssandsynligheden 47,4 pct. er højere end signifikansniveauet på 5 pct. Hypotesen om ens varians accepteres dermed og der er grundlag for at fortsætte med et t-test som angivet i boks 2.2.

Dvs., at det testes om $H_0 : \mu_{El-net\ ved\ vestkysten} = \mu_{Ikke\ el-net\ ved\ vestkysten}$. Resultatet viser, at H_0 ikke kan forkastes. Dette er konklusionen, da teststørrelsen (1,078) falder indenfor acceptområdet (-1,969; 1,969). Det kan dermed ikke forkastes, at de to stikprøver har en identisk middelværdi for det korrigerede omkostningsindeks, jf. tabel 2.6. Resultatet indikerer derfor, at selskaberne ved den jyske vestkyst ikke stilles dårligere i benchmarking-modellen i forhold til de øvrige selskaber.

Tabel 2.6. T-test: To stikprøver for middelværdi i det korrigerede omkostningsindeks

	<i>Øvrige elnet</i>	<i>Elnet ved vestkysten</i>
Estimeret middelværdi	0,901931072	0,862685476
Estimeret varians	0,039978785	0,03999696
# obs.	218	35
Varians anvendt i test	0,039981247	
Hypotese	E(x)-E(y)=0	
Teststørrelse	1,07786598	
Alfa signifikansniveau	0,05	
Kritisk værdi: $t(n_x+n_y-2, \alpha/2) = t(251; 0,025)$	1,969460171	
Kritisk værdi: $-t(n_x+n_y-2, \alpha/2) = -t(251; 0,025)$	- 1,969460171	

Før der testes for om omkostningsindekset er identisk for de to stikprøver, skal der udføres et F-test for at undersøge om variansen er ens for de to stikprøver. Dette er efterprøvet jf. tabel 2.7.

Tabel 2.7. Test for ens varians det ukorrigerede omkostningsindeks

	<i>Øvrige elnet</i>	<i>Elnet ved vestkysten</i>
Middelværdi	0,923496756	0,746306359
Varians	0,070289755	0,054578966
Observationer	218	35
Frihedsgrader	217	34
Teststørrelse	1,287854291	
P(F<=f) en-halet	0,191035495	
F-kritisk en-halet	1,605605	

Det fremgår af tabel 2.7, at signifikanssandsynligheden 19,1 pct. er højere end signifikansniveauet på 5 pct. Hypotesen om ens varians accepteres dermed og der er grundlag for at fortsætte med et t-test som angivet i boks 2.2

Det testes om $H_0 : \mu_{El-net\ ved\ vestkysten} = \mu_{Ikke\ el-net\ ved\ vestkysten}$. I dette tilfælde kan H_0 forkastes, da teststørrelsen (3,727) falder udenfor accept-området (-1,969; 1,969), jf. tabel 2.8. Det kan dermed forkastes, at omkostningsindekset for de to grupper har ens middelværdi. Kategorien øvrige elnet har et højere omkostningsindeks end elnet ved vestkysten.

Tabel 2.8. T-test: To stikprøver for middelværdi i omkostningsindekset

	<i>Øvrige elnet</i>	<i>Elnet ved vestkysten</i>
Estimeret middelværdi	0,923496756	0,746306359
Estimeret varians	0,070289755	0,054578966
# obs.	218	35
Varians anvendt i test	0,0681616	
Hypotese	$E(x)-E(y)=0$	
Teststørrelse	3,727110767	
Alfa signifikansniveau	0,05	
Kritisk værdi: $t(nx+ny-2, \alpha/2) = t(251; 0,025)$	1,969460171	
Kritisk værdi: $-t(nx+ny-2, \alpha/2) = -t(251; 0,025)$	-1,969460171	

Som den tidligere analyse af korrosion også konkluderede, indikerer resultatet hermed, at distributionselskaber med elnet på den jyske vestkyst ikke stilles dårligere i benchmarking-modellen i forhold til de øvrige selskaber. Resultaterne indikerer dermed også, at selskaberne ikke lider under særlige rammevilkår, som den økonomiske benchmark ikke allerede tager højde for. Det kan dog ikke udelukkes, at ovenstående resultat skyldes, at selskaberne ved den jyske vestkyst generelt er mere effektive, hvorved eventuelt fordyrende rammevilkår ikke vil komme til udtryk i hverken omkostningsindekset eller i det korrigerede omkostningsindeks.

Derfor udføres en tilsvarende test af transformerforeningerne, og inddelingen i stikprøverne er illustreret nedenfor i tabellerne. I analysen anvendes udelukkende omkostningsindekset. Det hænger sammen med, at der i bechmarkingen *ikke* korrigeres for fordyrende rammevilkår for transformerforeningerne. Disse oplysninger findes derfor ikke.

Transformerforeningerne ved den jyske vestkyst er i gennemsnit mindre effektive end transformerforeninger uden elnet på den jyske vestkyst, som følge af den højere middelværdi for omkostningsindekset ($0,9528 > 0,9057$), jf. tabel 2.9 og tabel 2.10.

Tabel 2.9. Transformerforeninger uden elnet på den jyske vestkyst

Transformerforeninger	Omkostningsindeks
Middelværdi	0,9057

Tabel 2.10. Transformerforeninger med elnet på den jyske vestkyst

Transformerforeninger	Omkostningsindeks
Middelværdi	0,9528

Før der testes for om omkostningsindekset er identisk for de to stikprøver, skal der udføres et F-test for at undersøge om variansen er ens for de to stikprøver. Dette er efterprøvet ved et F-test, jf. tabel 2.11.

Tabel 2.11. Test for ens varians

	Øvrige elnet	Elnet ved vestkysten
Middelværdi	0,905676	0,952825
Varians	2,580894	0,082197
Observationer	100	10
Frihedsgrader	99	9
Teststørrelse	31,39903	
P(F<=f) en-halet	0,00000314	
F-kritisk en-halet	2,756042	

Det fremgår af tabel 2.11, at signifikanssandsynligheden er mindre end én promille og dermed højere end signifikansniveauet på 5 pct. Hypotesen om ens varians forkastes. Der er dog grundlag for at fortsætte med et t-test for to stikprøver med forskellig varians. Dette kaldes et heteroscedastisk t-test og er en standardfunktion i Excel. Testen er beskrevet i boks 2.3.

Boks 2.3. t-test for sammenligning af to middelværdier med forskellig varians

Hypotesen, at middelværdierne er identisk opstilles som:

$$H_0 : \mu_x - \mu_y = 0$$

mod alternativet

$$H_A : \mu_x - \mu_y \neq 0$$

, og H_0 forkastes, hvis:

$$\frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{S_1^2}{m} + \frac{S_2^2}{n}}} < -t_{0,025}(df) \quad \text{eller} \quad \frac{\bar{X} - \bar{Y}}{\sqrt{\frac{S_1^2}{m} + \frac{S_2^2}{n}}} > t_{0,025}(df) \quad , \text{ hvor}$$

\bar{X} = den estimerede middelværdi for x

\bar{Y} = den estimerede middelværdi for y

t er teststørrelsen

df er frihedsgraderne :

$$df = \frac{\left(\frac{S_1^2}{m} + \frac{S_2^2}{n} \right)}{\frac{\left(\frac{S_1^2}{m} \right)^2}{m-1} + \frac{\left(\frac{S_2^2}{n} \right)^2}{n-1}}$$

Nulhypotesen er derfor igen $H_0 : \mu_{El-net \text{ ved vestkysten}} = \mu_{Ikke el-net \text{ ved vestkysten}}$. Resultatet viser, at H_0 ikke kan forkastes, da teststørrelsen (- 0,256) falder i acceptområdet (-1,990; 1,990). Det kan dermed ikke forkastes, at de to stikprøver har en identisk middelværdi for omkostningsindeks, jf. tabel 2.12.

Tabel 2.12. t-test: To stikprøver for middelværdi for omkostningsindekset

	Øvrige elnet (y)	Elnet ved vestkysten (x)
Estimeret middelværdi	0,905675992	0,952824747
Estimeret varians	2,580893591	0,082196595
# obs.	100	10
Hypotese	E(x)-E(y)=0	
Teststørrelse	-0,255592566	
Alfa - signifikansniveau	0,05	
Kritisk værdi: $t_{(nx+ny-2, \alpha/2)} = t(81; 0,025)$	1,990	

Kritisk værdi: $-t(n_x+n_y-2, \alpha/2) = -t(81; 0,025)$

-1,990

Som det også var tilfældet i den ovenstående analyse af distributionselskaber, indikerer resultatet hermed, at transformerforeninger ved den jyske vestkyst ikke stilles dårligere i benchmarking-modellen i forhold til andre selskaber.

Bilag 3: Omkostningsækvivalenter

I bilag 3 beskrives formålet med fastsættelsen af omkostningsækvivalenterne og hvordan omkostningsækvivalenterne beregnes. Endelig opgøres de fastsatte omkostningsækvivalenter.

Til brug for netvolumen-modellen, som er detaljeret beskrevet i bilag 1, er der behov for at definere en række kategorier af selskabernes omkostningstunge arbejdsopgaver. Der kan være stor forskel på, hvordan selskabernes omkostninger fordeler sig på arbejdsopgaver. Kategorierne knytter sig hovedsageligt til en række forskellige netkomponenter (kabler, luftledninger, stationer, felter m.v. på forskellige spændingskategorier samt målere, administrationsomkostninger m.v.), da selskaberne bruger de fleste af deres omkostninger på at vedligeholde og afskrive nettet. For eksempel udgør antallet af kilometer 0,4 kV-kabel en selvstændig kategori, fordi selskabernes omkostninger til vedligeholdelse og afskrivning af 0,4 kV-kabel er omkostningstungt og stiger med antallet af kilometer kabel.

Metoden indebærer, at der for hver kategori udregnes, hvor mange enhedsomkostninger, selskaberne i gennemsnit bruger. For eksempel bruger selskaberne i gennemsnit flere enhedsomkostninger på at drive kabler på 50 kV-niveau end de bruger på at drive kabler på 10 kV-niveau. Disse gennemsnitlige enhedsomkostninger kaldes omkostningsækvivalenter, jf. boks 3.1. Således bliver selskaberne i højere grad kompenseret via omkostningsækvivalenten ”kabler på 50 kV-niveau” end ”kabler på 10 kV-niveau” i netvolumen-modellen.

Boks 3.1. Omkostningsækvivalenter

Omkostningsækvivalenter eller selskabernes gennemsnitlige enhedsomkostninger anvendes i netvolumenmodellen. Omkostningsækvivalenterne beregnes ved, at hvert selskab deler sine omkostninger ud på 23 fastlagte kategorier (kabler, luftledninger, stationer, felter m.v. på forskellige spændingskategorier samt målere, administrationsomkostninger, nettab m.v.) og samtidig angiver hvor mange styk, selskaberne har af hver. Ved at dividere de henførte omkostninger med anførte styk opnås et udtryk for hvor mange enhedsomkostninger selskaberne i gennemsnit bruger inden for hver omkostningskategori. Som udgangspunkt udregnes omkostningsækvivalenter særskilt for regionale transmissionsselskaber henholdsvis for distributionsselskaber/transformerforeninger.

Ved at benytte de vægte, som omkostningsækvivalenterne udtrykker, korrigerer netvolumenmodellen for forskelle i selskabernes udstrækning og opbygning af net. Modellen tillader selskaber, med relativt flere kabler på 50 kV-niveau end kabler på 10 kV-niveau, at afholde flere omkostninger samlet set end et tilsvarende selskab med relativt flest kabler på 10 kV-niveau. Netvolumen-modellen kan på denne måde anvendes til at sammenligne selskabernes omkostninger – dvs. driftsomkostninger og afskrivninger.

Beregninger

En udregning af omkostningsækvivalenter forudsætter, at hvert selskab deler sine omkostninger ud på 23 fastlagte kategorier og samtidig angiver hvor mange styk, de har af hver. Ved at dividere de henførte omkostninger med anførte styk opnås et udtryk for, hvor mange enheds-

omkostninger selskaberne i gennemsnit bruger inden for hver kategori. Selskabernes omkostninger fremgår af reguleringsregnskaberne og indeholder alle omkostningsposter – herunder også omkostninger til nettab og eventuelle ekstraordinære omkostninger. Da det ikke umiddelbart virker muligt for selskaberne at effektivisere nettab og ekstraordinære omkostninger er disse udeladt af beregningerne af omkostningsækvivalenterne. Summen af de samlede omkostninger, der er fordelt på netkomponenter kan således opgøres som:

$$\text{omk}_i^{\text{fordeling}} = \text{driftsomk}_i^{\text{RR}} + \text{afskrivninger}_i^{\text{RR}} - \text{nettab}_i - \text{ekstraordinære omk}_i \quad , \text{ hvor}$$

$\text{omk}_i^{\text{fordeling}}$ = selskab i's omkostning er til fordeling på kategorier

$\text{driftsomk}_i^{\text{RR}}$ = selskab i's driftsomkostninger ifølge reguleringsregnskabet

$\text{afskrivninger}_i^{\text{RR}}$ = selskab i's afskrivninger ifølge reguleringsregnskabet

nettab_i = selskab i's omkostning er til nettab

$\text{ekstraordinære omk}_i$ = selskab i's eventuelle indeholdte ekstraordinære omkostninger

Selskaberne opgør deres omkostninger for de 23 kategorier. Fordelingen foretages separat for omkostninger, der relaterer sig til driften, samt for omkostninger, der relaterer sig til afskrivninger:

$$\text{omk}_i^{\text{fordeling}} = \text{omk}_i^{\text{fordeling, drift}} + \text{omk}_i^{\text{fordeling, afskrivninger}} \quad , \text{ hvor}$$

$\text{omk}_i^{\text{fordeling}}$ = selskab i's omkostning er til fordeling på kategorier

$\text{omk}_i^{\text{fordeling, drift}}$ = selskab i's driftrelaterede omkostning er til fordeling på kategorier

$\text{omk}_i^{\text{fordeling, afskrivninger}}$ = selskab i's afskrivningsrelaterede omkostning er til fordeling på kategorier

I alt 110 selskaber har indberettet omkostningsdata for 2005 til tilsynet. Det har imidlertid ikke været muligt for alle selskaber at foretage en fordeling af omkostninger på det ønskede specifikationsniveau, da en række selskaber til daglig benytter sig af konteringsystemer, der indeholder færre omkostningskategorier. Sekretariatet har derfor udvalgt 48 indberetninger, der vurderes at være af høj kvalitet, og som benyttes til at fastlægge omkostningsækvivalenterne. De 48 udvalgte indberetninger fordeler sig på 7 indberetninger fra regionale transmissionselskaber, 35 indberetninger fra distributionsselskaber samt 6 indberetninger fra transformerforeninger.

Som udgangspunkt udregnes omkostningsækvivalenter særskilt for regionale transmissionselskaber henholdsvis for distributionsselskaber/transformerforeninger. Imidlertid har Sekretariatet valgt at opgøre fælles omkostningsækvivalenter på 50/60 kV-niveauet for distributionsselskaber og regionale transmissionselskaber, idet rammevilkårene for driften af net på dette spændingsniveau er identiske for de to selskabstyper. Det øger robustheden af ækvivalenterne for transmissionselskaberne væsentligt.

Beregninger: De regionale transmissionsselskaber

For de regionale transmissionsselskaber udregnes omkostningsækvivalenter som udgangspunkt selvstændigt. Data fra distributionsselskaberne indgår dog i beregningen af ækvivalenter på 50/60 kV-spændingsniveauet som det også er beskrevet ovenfor. Omkostningsækvivalenten beregnes som:

$$w_j^{\text{reg transmission}} = \frac{\sum_i \text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, reg transmission}}}{\sum_i n_{ij}^{\text{reg transmission}}}, i = 1, \dots, 7, \text{ hvor}$$

$w_j^{\text{reg transmission}}$ = omkostningsækvivalent for regionale transmissionsselskaber hørende til kategori j
 $\text{omk}_{ij}^{\text{fordeling}}$ = regional transmissionsselskab i's omkostninger hørende til kategori j
 $n_{ij}^{\text{reg transmission}}$ = regional transmissionsselskab i's antal styk af kategori j

Hver omkostningsækvivalent består af summen af en driftsækvivalent og en afskrivningsækvivalent:

$$w_j^{\text{reg transmission}} = w_j^{\text{reg transmission, drift}} + w_j^{\text{reg transmission, afskrivninger}}, \text{ hvor}$$

$w_j^{\text{reg transmission}}$ = omkostningsækvivalent for regionale transmissionsselskaber hørende til kategori j
 $w_j^{\text{reg transmission, drift}}$ = driftsækvivalent for regionale transmissionsselskaber hørende til kategori j
 $w_j^{\text{reg transmission, afskrivninger}}$ = afskrivningsækvivalent for regionale transmissionsselskaber hørende til kategori j

Driftsækvivalenten vedrører alene omkostninger forbundet med driften og opgøres ved:

$$w_j^{\text{reg transmission, drift}} = \frac{\sum_i \text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, reg transmission, drift}}}{\sum_i n_{ij}^{\text{reg transmission}}}, i = 1, \dots, 7, \text{ hvor}$$

$w_j^{\text{reg transmission, drift}}$ = driftsækvivalent for regionale transmissionsselskaber hørende til kategori j
 $\text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, regional transmission, drift}}$ = regional transmissionsselskab i's driftsrelaterede omkostninger hørende til kategori j
 $n_{ij}^{\text{reg transmission}}$ = regional transmissionsselskab i's antal styk af kategori j

Afskrivningsækvivalenten vedrører alene omkostninger til afskrivninger og opgøres ved:

$$w_j^{\text{reg transmission, afskrivning}} = \frac{\sum_i \text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, reg transmission, afskrivning}}}{\sum_i n_{ij}^{\text{reg transmission}}} \quad , i = 1, \dots, 7 \quad , \text{ hvor}$$

$w_j^{\text{reg transmission, afskrivning}}$ = afskrivningsækvivalent for regionale transmissionsselskaber hørende til kategori j
 $\text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, regional transmission, afskrivning}}$ = regional transmissionsselskab i's afskrivningsrelaterede omkostninger hørende til kategori j
 $n_{ij}^{\text{reg transmission}}$ = regional transmissionsselskab i's antal styk af kategori j

For hver af kategorierne 1 til 20 har Sekretariatet udregnet omkostningsækvivalenter ved at dividere de regionale transmissionsselskabers henførte omkostninger med antallet af netkomponenter. For kategorierne 8 til 13 indgår derudover data fra distributionsselskaberne.

Omkostningsækvivalenten for administrationsomkostninger (kategori 22) udregnes ved at dividere de henførte omkostninger med de forventede omkostninger til drift og vedligehold, energirådgivning samt kundeadministration. Det skyldes, at administrationsomkostninger udgør en back-up funktion til både drifts- og vedligeholdelsesopgaver, kundefølgelse samt energisparerådgivning.

Regionale transmissionsselskaber udfører i modsætning til distributionsselskaber og transformerforeninger ikke energirådgivning. Derfor udregnes omkostningsækvivalenten for 1-1 omkostninger (kategori 23) ved at dividere de henførte omkostninger med de forventede omkostninger til drift- og vedligehold, energirådgivning samt kundeadministration. Det skyldes, at 1-1 omkostningerne formodes at være drevet af størrelsen på selskabernes øvrige arbejdsopgaver – ligesom for administrationsomkostningernes vedkommende.

Af tabel 3.1 fremgår de beregnede ækvivalenter for de 23. kategorier.

Beregninger: Distributionsselskaber og transformerforeninger

For distributionsselskaber og transformerforeninger udregnes omkostningsækvivalenter fælles, på samme måde, som for de regionale transmissionsselskaber. Der indgår data fra de regionale transmissionsselskaber i beregningen af ækvivalenter på 50/60 kV-spændingsniveauet. Omkostningsækvivalenter for distributionsselskaber og transformerforeninger beregnes ved:

$$w_j^{\text{distribution og transformer}} = \frac{\sum_i \text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, distribution}} + \sum_k \text{omk}_{kj}^{\text{fordeling, transformer}}}{\sum_i n_{ij}^{\text{distribution}} + \sum_k n_{kj}^{\text{transformer}}}, \quad i = 1, \dots, 35 \quad k = 1, \dots, 6, \quad \text{hvor}$$

$w_j^{\text{distribution og transformer}}$ = omkostningsækvivalent for distributionselskaber og transformerforeninger hørende til kategori j
 $\text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, distribution}}$ = distributionselskab i's omkostninger hørende til kategori j
 $\text{omk}_{kj}^{\text{fordeling, transformer}}$ = transformerforening k's omkostninger hørende til kategori j
 $n_{ij}^{\text{distribution}}$ = distributionselskab i's antal styk af kategori j
 $n_{kj}^{\text{transformer}}$ = transformerforening k's antal styk af kategori j

Omkostningsækvivalenten består af summen af en driftsækvivalent og en afskrivningsækvivalent:

$$w_j^{\text{distribution og transformer}} = w_j^{\text{distribution og transformer, drift}} + w_j^{\text{distribution og transformer, afskrivninger}}, \quad \text{hvor}$$

$w_j^{\text{distribution og transformer}}$ = omkostningsækvivalent for distributionselskaber og transformerforeninger hørende til kategori j
 $w_j^{\text{distribution og transformer, drift}}$ = driftsækvivalent for distributionselskaber og transformerforeninger hørende til kategori j
 $w_j^{\text{distribution og transformer, afskrivninger}}$ = afskrivningsækvivalent for distributionselskaber og transformerforeninger hørende til kategori j

Driftsækvivalenten vedrører alene omkostninger forbundet med driften og opgøres ved:

$$w_j^{\text{distribution og transformer, drift}} = \frac{\sum_i \text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, distribution, drift}} + \sum_k \text{omk}_{kj}^{\text{fordeling, transformer, drift}}}{\sum_i n_{ij}^{\text{distribution}} + \sum_k n_{kj}^{\text{transformer}}}, \quad i = 1, \dots, 35 \quad k = 1, \dots, 6$$

$w_j^{\text{distribution og transformer, drift}}$ = driftsækvivalent for distributionselskaber og transformerforeninger hørende til kategori j
 $\text{omk}_{ij}^{\text{fordeling, distribution, drift}}$ = distributionselskab i's driftsrelaterede omkostninger hørende til kategori j
 $\text{omk}_{kj}^{\text{fordeling, transformer, drift}}$ = transformerforening k's driftsrelaterede omkostninger hørende til kategori j
 $n_{ij}^{\text{distribution}}$ = distributionselskab i's antal styk af kategori j
 $n_{kj}^{\text{transformer}}$ = transformerforening k's antal styk af kategori j

Afskrivningsækvivalenten vedrører omkostninger til afskrivninger og opgøres ved:

$$w_j^{\text{distribution og transformer, afskrivninger}} = \frac{\sum_i omk_{ij}^{\text{fordeling, distribution, afskrivninger}} + \sum_k omk_{kj}^{\text{fordeling, transformer, afskrivninger}}}{\sum_i n_{ij}^{\text{distribution}} + \sum_k n_{kj}^{\text{transformer}}}, i = 1, \dots, 35; k = 1, \dots, 6$$

$w_j^{\text{distribution og transformer, afskrivninger}}$ = afskrivningsækvivalent for distributionselskaber og transformerforeninger hørende til kategori j
 $omk_{ij}^{\text{fordeling, distribution, afskrivninger}}$ = distributionselskab i's afskrivningsrelaterede omkostninger hørende til kategori j
 $omk_{kj}^{\text{fordeling, transformer, afskrivninger}}$ = transformerforening k's afskrivningsrelaterede omkostninger hørende til kategori j
 $n_{ij}^{\text{distribution}}$ = distributionselskab i's antal styk af kategori j
 $n_{kj}^{\text{transformer}}$ = transformerforening k's antal styk af kategori j

For hver af kategorierne 1 til 20 har Sekretariatet udregnet omkostningsækvivalenter ved at dividere selskabernes henførte omkostninger med antallet af netkomponenter. For kategorierne 8 til 13 indgår derudover data fra de regionale transmissionsselskaber.

Omkostningsækvivalenten for kunderelaterede omkostninger (kategori 21) er udregnet ved at dividere de henførte omkostninger med antallet af målere. Det skyldes, at antallet af kunder vurderes at drive de kunderelaterede omkostninger – for eksempel omkostninger til callcenter og fakturering.

Omkostningsækvivalenten for administrationsomkostninger (kategori 22) udregnes ved at dividere de henførte omkostninger med de forventede omkostninger til drift og vedligehold, energirådgivning samt kundeadministration. Det skyldes, at administrationsomkostninger udgør en back-up funktion til både drifts- og vedligeholdelsesopgaver, kundefølgelse samt energisparerådgivning.

Omkostningsækvivalenten for såkaldte 1-1 omkostninger (kategori 23) udregnes ved at dividere de henførte omkostninger med mængden af transporteret strøm målt i MWh. Det skyldes, at kategorien hovedsageligt udgøres af omkostninger til energibesparelse. Selskaber er pålagt at benytte et fast beløb til rådgivning om energibesparelse, og beløbet stiger med mængden af transporteret strøm.

Af tabel 3.2 fremgår de beregnede ækvivalenter for de 23. kategorier³.

Tabel 3.1. Omkostningsækvivalenter for regionale transmissionsselskaber

Kategori nr.	Type	Driftsækvivalent	Afskrivningsækvivalent	Omkostningsækvivalent i alt
1	132 kV-felt, åben	72.553	91.374	163.927

³ Bemærk, at teksten kategorierne omfatter flere typer komponenter. Kategorier med komponenter på 132 kV-niveau indeholder også komponenter på 150 kV-niveau. Tilsvarende indeholder kategorier med komponenter på 50 kV-niveau også komponenter på 60 kV-niveau, mens der i kategorier af komponenter på 10 kV-niveau også indgår komponenter på 15 kV og 20 kV-niveau.

2	132 kV-felt, gasisoleret	98.833	212.326	311.160
3	132 kV-kabel	17.706	112.047	129.753
4	132 kV-kabel, sø	2.865	38.712	41.578
5	132 kV-luftledning, enkelt-tracé	6.952	17.440	24.393
6	132 kV-luftledning, dobbelt-tracé	10.192	22.300	32.492
7	132/50 kV-transformer	139.970	112.890	252.860
8	50 kV-kabel	19.953	37.161	57.115
9	50 kV-kabel, sø	19.774	41.822	61.597
10	50 kV-luftledning	6.800	6.645	13.445
11	50 kV-felt, åben	20.149	23.903	44.052
12	50 kV-felt, gasisoleret	33.152	24.795	57.947
13	50/10 kV-transformer	29.170	35.498	64.667
14	10 kV-felt	8.072	4.414	12.486
15	10 kV-kabel			
16	10 kV-luftledning			
17	10/0,4 kV-station			
18	0,4 kV-kabel			
19	0,4 kV-luftledning			
20	Målere	13.556	111	13.667
21	Kunderrelaterede omkostninger			
22	Administrationsomkostninger	0,38		0,38
23	1 - 1 omkostninger	0,14		0,14

Tabel 3.2. Omkostningsækvivalenter for distributionsselskaber og transformerforeninger

<i>Kategori nr.</i>	<i>Type</i>	<i>Driftsækvivalent</i>	<i>Afskrivningsækvivalent</i>	<i>Omkostningsækvivalent i alt</i>
1	132 kV-felt, åben			
2	132 kV-felt, gasisoleret			
3	132 kV-kabel			
4	132 kV-kabel, sø			
5	132 kV-luftledning, enkelt-tracé			
6	132 kV-luftledning, dobbelt-tracé			
7	132/50 kV-transformer			
8	50 kV-kabel	19.953	37.161	57.115
9	50 kV-kabel, sø	19.774	41.822	61.597
10	50 kV-luftledning	6.800	6.645	13.445
11	50 kV-felt, åben	20.149	23.903	44.052
12	50 kV-felt, gasisoleret	33.152	24.795	57.947
13	50/10 kV-transformer	29.170	35.498	64.667
14	10 kV-felt	7.497	5.768	13.265
15	10 kV-kabel	3.234	4.982	8.215

16	10 kV-luftledning	6.616	2.514	9.129
17	10/0,4 kV-station	2.454	4.100	6.554
18	0,4 kV-kabel	5.108	4.423	9.531
19	0,4 kV-luftledning	11.106	2.360	13.467
20	Målere	56	19	74
21	Kunderrelaterede omkostninger	179		179
22	Administrationsomkostninger	0,38		0,38
23	1 - 1 omkostninger	7,38		7,38

Nedenfor følger en oversigt, hvor metoder til fastsættelse af omkostningsækvivalenter beskrives. For hver kategori specificeres dels hvilke aktiviteter, der driver omkostningerne, og dels hvilken størrelse omkostningerne normeres med for at udregne omkostningsækvivalenten, jf. tabel 3.3.

Tabel 3.3. Metode til fastsættelse af omkostningsækvivalenter

<i>Kategori</i>	<i>Omkostningsækvivalent</i>	<i>Aktiviteter der driver omkostninger</i>	<i>Normeringsstørrelse</i>
1-20	Driftsomkostninger	Medarbejdere i marken samt materiel	Antal netkomponenter
	Afskrivninger	Afskrivninger på anlægsinvesteringer	Antal netkomponenter
21	Kunderrelaterede omkostninger	IT-systemer og servicemedarbejdere	Antal målere
22	Administrationsomkostninger	Back-up funktion til drift- og vedligehold, kunderelaterede omkostninger samt energirådgivning	Forventede omkostninger (driftsvolumen) til drift- og vedligehold, kundehåndtering samt energirådgivning.
23	Energirådgivning (1-1 omkostninger)	Energirådgivning	Transporteret strøm (GWh)

Bilag 4: Korrektion af ekstraordinære omkostninger

Netvolumen-modellen inddrager selskabernes driftsomkostninger og afskrivninger. Driftsomkostninger og afskrivninger fremgår af reguleringsregnskabet og indeholder alle omkostningsposter, herunder også eventuelle ekstraordinære omkostninger.

Som udgangspunkt indgår samtlige af et netselskabs omkostninger i netvolumen-modellen. Et netselskabs samlede omkostninger må således antages at afspejle et netselskabs økonomiske effektivitet. Imidlertid har Energitilsynet i forbindelse med tidligere års afgørelser vedr. benchmarkingen af netselskabernes økonomiske effektivitet valgt at trække visse typer af omkostninger ud af benchmarkingen af netselskabernes økonomiske effektivitet. Omkostninger der bliver holdt ude af benchmarkingen, har Energitilsynet valgt at kalde ekstraordinære omkostninger.

Energitilsynets sekretariat har fastsat en korrektionsgrænse således, at der i forbindelse med benchmarkingen ikke bliver korrigeret for omkostninger, der udgør under 0,5 pct. af det enkelte selskabs netvolumen⁴. Energitilsynet tillader generelt ikke, at flere omkostninger slås sammen for at få beløbet over korrektionsgrænsen. Under anmeldelseskemaet i Energi Data Online (EDO) har Energitilsynet endvidere udarbejdet den såkaldte positiv-negativ-liste over omkostninger, der hhv. bliver betragtet og ikke betragtet som ekstraordinære omkostninger. Denne liste var tilgængelig for selskaberne, da de skulle anmelde de ekstraordinære omkostninger. Energitilsynet har ved mail af 29. april 2010 endvidere oplyst overfor netselskaberne, at sidste frist for indberetning af ekstraordinære omkostninger var 1. juni 2010. Ekstraordinære omkostninger indberettet efter 1. juni 2010 bliver ikke korrigeret i den model som indgår i Tilsynsnotatet vedr. reduktionen af netselskabernes indtægtsrammer for 2011.

Der forekommer ikke nogen udtømmende definition af ekstraordinære omkostninger i hverken elforsyningsloven eller den tilhørende indtægtsrammebekendtgørelse. Som ved tidligere års benchmarking af netselskabernes økonomiske effektivitet er det således op til Energitilsynet at definere, hvilke omkostninger der er at betragte som ekstraordinære omkostninger. I det følgende vil Energitilsynet derfor præsentere, hvilke typer af omkostninger Energitilsynet betragter som ekstraordinære omkostninger.

Indledningsvis bemærker Energitilsynet, at ekstraordinære omkostninger falder i forskellige kategorier. Der forekommer derfor forskellige begrundelser for at undtage forskellige typer af omkostninger af den økonomiske benchmarking. Som ved tidligere års afgørelser har Energitilsynet fastlagt, hvilke typer af omkostninger, der bliver betragtet som ekstraordinære omkostninger ud fra et objektive, gennemsigtigt og ikke-diskriminerende grundlag.

Ved dette års benchmark kan de af Energitilsynet godkendte ekstraordinære omkostninger overordnet blive inddelt i fire overordnede omkostningskategorier.

⁴ Et selskabs netvolumen er udtrykt i kroner. Beløbet er beregnet ud fra de omkostningsækvivalenter, som danner grundlag for benchmarkingen af perioden 2006-2010. Konkret bliver netvolumen beregnet ved at tage summen et selskabs antal af forskellige netkomponenter ganget med de tilhørende omkostningsækvivalenter.

1. Omkostninger som afholdes af tredje mand

Den første kategori indeholder omkostninger, der bliver afholdt af tredjemand. Strengt taget er der ikke tale om ”ekstraordinære omkostninger”. Der er tale om en udgiftspost, der i sidste ende ikke udgør en omkostning for selskabet. Dette vil fx være tilfældet, hvor selskabet udfører arbejde for tredjemand, og hvor tredjemand afholder udgiften, eller hvor selskabet reparerer en opstået skade, der efterfølgende betales af forsikringsselskabet.

Energitilsynets sekretariat har besluttet, at netselskaberne gerne må summere flere små poster inden for kategorien ”omkostninger, der refunderes af tredje part” for dermed at komme over bagatelgrænsen. Årsagen til dette er, at disse omkostninger i virkeligheden slet ikke udgør en omkostning for selskabet.

2. Omkostninger til afholdelse af pensionsforpligtelser

I den anden kategori falder pensionsforpligtelser til fratrådte medarbejdere og disses ægtefæller. Baggrunden for at trække disse poster ud af selskabernes omkostninger er, at disse udgifter udspringer af historisk ledelse. Energitilsynet ønsker ikke at foretage en benchmarking på sådanne poster. Det er udelukkende pensionsforpligtelserne, der er omfattet af denne kategori. Det betyder, at fx fratrædelsesgodtgørelser til tjenestemænd ikke kan trækkes ud. Andre forhold, der kan siges at udspringe af historiske beslutninger, holdes heller ikke ude af benchmarkingen.

3. Force majeure lignende omkostninger

I den tredje kategori falder hændelser af ren force majeure lignende karakter. Inden for denne kategori indgår omkostninger, der opstår som følge af ekstreme vejrforhold eller enkeltstående hændelser af fuldstændig uforudsigelig karakter.

Energitilsynet bemærker i denne sammenhæng, at en specifik omkostning kun kan falde inden for denne kategori, såfremt den specifikke omkostning er forårsaget af en hændelse, som selskabet ikke kunne have forudset, og som netselskabet meget vanskeligt kunne have garderet sig i mod. Hvis et netselskab kunne have forhindret en beskadigelse af materiel som følge af ekstreme vejrforhold og dermed den tilhørende omkostning ved valg af stærkere materiel, vil Energitilsynet generelt ikke betragte omkostningen som værende en ekstraordinær omkostning.

4. Omkostninger med uhensigtsmæssig effekt på netselskabernes adfærd

I denne fjerde kategori falder omkostninger, som ikke umiddelbart kan anses for at være ekstraordinære. Energitilsynet har dog besluttet at trække disse omkostninger ud af benchmarkingen for at sikre, at benchmarking-modellen ikke fremtvinger en uhensigtsmæssig adfærd hos netselskaberne.

En udskiftning af gamle målere med fjernaflæste målere kan f.eks. være særdeles omkostningstungt, da et netselskab udover omkostninger til demontering af de gamle målere og op sætningen af de fjernaflæste målere også har omkostninger til køb af de fjernaflæste målere. Såfremt et netselskabs gamle målere ikke er fuldt afskrevet, når de bliver erstattet af fjernaf-

læste målere, vil netselskabets dermed også skulle bære et tab i form af en straks afskrivning af de gamle målere.

Hvis netselskaberne ønsker at holde omkostningerne nede med henblik på en optimal placering i benchmarkingen, kunne det være en løsning ikke at investere i fjernaflæste målere. Dette giver således risiko for en uhensigtsmæssig adfærd hos netselskaberne.

Energitilsynet ønsker ikke at forhindre, at netselskaberne i at investere i velfungere fjernaflæste målere. Derfor har Energitilsynet valgt at betragte følgende omkostninger i forbindelse med fjernaflæste målere som ekstraordinære omkostninger:

1. Omkostninger til demontering af gamle målere.
2. Omkostninger til montering af de fjernaflæste målere.
3. Afskrivninger på fjernaflæste målere.
4. Straksafskrivning på gamle skrottede målere.

Som ved tidligere år betragter Energitilsynet imidlertid ikke almindelig drift af fjernaflæste målere som en ekstraordinær omkostning, da denne omkostning forfalder årligt og dermed ikke kan betragtes som værende ekstraordinær i et givet år.

Ligeledes har Energitilsynet besluttet, at migreringsomkostninger af IT-systemer i forbindelse med en fusion bliver holdt ude af benchmarkingen. Der er tale om meget store poster, og benchmarking-modellen skal ikke være opbygget på en måde, der afholder selskaberne fra at fusionere.

Ved fusioner mellem selskaber er der dog utallige omkostninger som kan blive henført til fusionen. Energitilsynet bemærker, at det udelukkende er migreringsomkostninger af IT-systemer ved fusioner, der bliver betragtet som ekstraordinære omkostninger. Energitilsynet har dermed valgt at fastholde Energitilsynets indsnævring fra sidste år af, hvilke omkostninger, der anses for ekstraordinære i forbindelse med fusioner. Andre omkostninger som f.eks. juridisk bistand i forbindelse med en fusion bliver således ikke betragtet som en ekstraordinær omkostning.

Energitilsynet skal endvidere understrege, at poster, som har resulteret i en ekstraordinær forhøjelse af indtægtsrammen ved en fusion, ikke kan trækkes fra ved den økonomiske benchmarking.

I nedenstående tabel er anført samtlige de ekstraordinære omkostninger, som de forskellige selskaber har anmeldt inden udløbet af anmeldelsesfristen.

5. Ændringer i forhold til tidligere år

Energitilsynet har valgt i år ikke at betragte pålagte kabelomlægninger på de højere spændingsniveauer som ekstraordinære omkostninger. Ekstraordinære omkostninger skal i sagens natur generelt ikke omfatte relativt hyppigt forekomne omkostninger. Derudover kan en om-

kostning generelt kun betragtes som ekstraordinær, såfremt netselskabet ikke ville kunne have undgået denne omkostning.

Netselskaber bliver på både lavere og højere spændingsniveauer med jævne mellemrum anmodet om at flytte deres kabler, da netselskabers kabler er i jorden ud fra et gæsteprincip. Det er derfor Energitilsynets sekretariats vurdering, at denne omkostning er en del af den almindelige drift og dermed ikke ekstraordinær omkostning.

Som ved de lavere spændingsniveauer under 50 kV betragter Energitilsynet dermed med den afgørelse samtlige pålagte kabelomlægninger som værende en del af den almindelige drift. Derfor vil pålagte kabelomlægninger dermed ikke blive betragtet som værende ekstraordinære omkostninger.

Energitilsynets sekretariat anerkender, at et netselskab ikke helt kunne have undgået omkostninger relateret til den pålagte kabelomlægning. Det er dog Energitilsynets vurdering, at selskabet kan påvirke størrelsen af omkostningen. Energitilsynets sekretariat vil derfor inkludere disse omkostninger i selve benchmarkingen af netselskaberne for dermed at give netselskaberne incitament til at gennemføre disse pålagte kabelomlægninger med lavest mulige omkostninger. Ved beregningen af reduktionen af selskabets indtægtsramme vil Energitilsynets sekretariat derfor trække omkostningerne til den pålagte kabelomlægning ud af selskabets samlede påvirkelige omkostninger, der bliver anvendt til at beregne selskabets effektiviseringskrav. Dette vil betyde, at effektiviseringskravet vil blive mindre end, hvis omkostninger til de pålagte kabelomlægninger også indgik i et givet selskabs påvirkelige omkostninger.

6. Behandling af dette års anmodninger vedr. ekstraordinære omkostninger

Tabel 4.1. Behandling af anmodninger vedr. ekstraordinære omkostninger

<i>Selskab</i>	<i>Beløb (kr.)</i>	<i>Beskrivelse af korrektion</i>	<i>Accept (Foreløbig)</i>	<i>Afslag</i>	<i>Energitilsynets sekretariats kommentarer</i>
AKE Net	1.258.677	Korrektion af afskrivninger for udligning af tjenestemænd	X		Står på positivlisten
	444.460	Korrektion af afskrivninger for etableringsomkostninger til fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
Bjerringbro	714.653	Korrektion af afskrivninger for tab ved gamle målere	X		Står på positivlisten
DONG Energy Eldistribution	2.100.000	Korrektion af driftsomkostninger som følge af migreringsomkostninger til IT- og systemomkostninger,		X	Under bagatelgrænsen
	2.100.000	Korrektion af driftsomkostninger som følge af migreringsomkostninger til programledelse		X	Under bagatelgrænsen

	1.000.000	Korrektion af driftsomkostninger som følge af migreringsomkostninger til ekstraordinær juridisk- og revisorbistand.		X	Under bagatelgrænsen
Energi Fyn	4.577.968	Korrektion af afskrivninger som følge af afskrivning på fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
	1.464.313	Korrektion af afskrivninger som følge af skrotning af gamle målere	X		Står på positivlisten
Energi Fyn City	5.846.607	Korrektion af afskrivninger som følge af afskrivning på fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
	354.742	Korrektion af afskrivninger som følge af skrotning af gamle målere	X		Står på positivlisten
	1.846.745	Korrektion af driftsomkostninger for migreringsomkostninger af IT-systemer ved fusion	X		Står på positivlisten
Energi Hillerød (Verdo)	208.996	Korrektion af driftsomkostninger vedr. etablering af fjernaflæste målere.	X		Står på positivlisten
	861.252	Korrektion af afskrivninger vedr. fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
Energi Randers (Verdo)	432.869	Korrektion af driftsomkostninger som følge af afholdelse af pensionsforpligtelser	X		Står på positivlisten
Energi-Midt Net	4.343.600	Korrektion af driftsomkostninger som følge af pensionsforpligtelser	X		Står på positivlisten
	1.951.600	Korrektion af driftsomkostninger som følge etablering af leasede fjernaflæste målere	X		Energitilsynet vil gerne give netselskaberne et økonomisk incitament til at etablere fjernaflæste målere. Ejerforholdene er i benchmarkingen Energitilsynets sekretariat uvedkommende.
Energi-Midt Net	162.280	Korrektion af driftsomkostninger vedr. etablering af		X	Under bagatelgrænsen

Vest		leasede fjernaflæste målere			
ENV Net	7.033.684	Korrektion af driftsomkostninger for udskiftning af mekaniske målere.	X		Står på positivlisten
	703.368	Korrektion af afskrivninger for udskiftning af mekaniske målere.	X		Står på positivlisten
	22.451.176	Korrektion af driftsomkostninger for kabellægning af 60 kV nettet		X	Driftsomkostninger til nødvendige nyinvesteringer indgår benchmarkingen som andre driftsomkostninger
	561.279	Korrektion af afskrivninger for kabellægning af 60 kV nettet		X	Under bagatelgrænsen
ESV Net	988.027	Korrektion af driftsomkostninger for transitomkostninger betalt til AKE NET i stil med tidligere år	X		Omkostningerne er allerede afholdt i AKE
Frederikshavn Elnet	439.202	Korrektion af driftsomkostninger for fjernaflæste målere.		X	Omkostningerne vedr. kun driften af de fjernaflæste målere. Det er udelukkende driftsomkostninger i forbindelse med etableringen af fjernaflæste målere, der regnes som ekstraordinære driftsomkostninger, jf. afsnit 4 ovenfor.
	461.030	Korrektion af driftsomkostninger som følge af fusion	X		Omkostningerne vedr. udelukkende omkostninger til migrering af IT-systemer. Står på positivlisten.
	59.233	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere.		X	Under bagatelgrænsen
	2.589.913	Korrektion af afskrivninger som følge af overdragelse af et 30-50-60 kV felt til ESV uden vederlag, der dog er bogført til 6.221.000.	X		Der er tale om en atypisk omkostning i det anlægget ikke er skrottet, men nu indgår ESV's net. Energitilsynets sekretariat bemærker endvidere, at overdragelse af anlægget er gennemført for at optimere strukturen af elfor-

					syningsnettet i området.
	1.669.916	Korrektion af afskrivninger som følge af overdragelse af et 10-15-20 kV felt til ESV uden vederlag, der dog er bogført til 6.221.000.	X		(Se ovenfor)
	1.960.926	Korrektion af afskrivninger som følge af overdragelse af et 30-50-60 kV kabel til ESV uden vederlag, der dog er bogført til 6.221.000	X		(Se ovenfor)
Galten Elværk Net	1.066.552	Korrektion af driftsomkostninger for omkostninger, hvor selskabet modtager fuld refusion fra tredjepart.	X		Står på positivlisten
	557.827	Korrektion af driftsomkostninger vedr. etablering af fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
	94.746	Korrektion af afskrivninger vedr. fjernaflæste målere		X	Under bagatelgrænsen
	345.498	Korrektion af driftsomkostninger pga. pålagt flytning af kabel i forbindelse med Vejdirektoratets udvidelse af motorvejsbro.		X	Energitilsynet betragter kabelomlægninger som følge af gæsteprincippet som en del af den alm. drift, jf. afsnit 5 ovenfor.
Hammel Elforsyning	201.438	Korrektion af driftsomkostninger som følge etablering af fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
HEF Net	28.332.889	Korrektion af driftsomkostninger vedr. opsætning af fjernaflæste målere.	X		Står på positivlisten
	1.187.624	Korrektion af driftsomkostninger for omkostninger vedr. forsikringskader, hvor selskabet modtager fuld refusion fra tredjepart.	X		Står på positivlisten
Ikast Værkerne Net A/S	698.128	Korrektion af afskrivninger til afskrivninger på fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
KE Transmission	14.214.419	Korrektion af driftsomkostninger pga. pålæg fra myndighed vedr. omlægning		X	Energitilsynet betragter kabelomlægninger som følge af gæsteprincippet

		kabelstrækning ved marmor-molen			som en del af den alm. drift, jf. afsnit 5 ovenfor.
Midtfyns Elforsyning	86.213	Korrektion af driftsomkostninger ved etablering af fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
	923.831	Korrektion af afskrivninger for afskrivninger på fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
	548.942	Korrektion af afskrivninger for straksafskrivninger på gamle målere erstattet med fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
NRGi Net	1.206.150	Korrektion af driftsomkostninger for 60 kV anlæg pålagt af Energinet.dk		X	Energitilsynet betragter kabelomlægninger som følge af gæsteprincippet som en del af den alm. drift, jf. afsnit 5 ovenfor.
	3.934.524	Korrektion af driftsomkostninger for diverse 10/15 kV anlæg pålagt og betalt af 3. part	X		Står på positivlisten
	1.606.285	Korrektion af driftsomkostninger for diverse 0,4 kV anlæg pålagt og betalt af 3. part	X		Står på positivlisten
	1.203.232	Korrektion af driftsomkostninger for diverse 10/15 kV anlæg pålagt af 3. part, men betalt af NRGi		X	Energitilsynet betragter kabelomlægninger som følge af gæsteprincippet som en del af den alm. drift, jf. afsnit 5 ovenfor.
	792.581	Korrektion af driftsomkostninger for diverse 0,4 kV anlæg pålagt af 3. part, men betalt af NRGi		X	Energitilsynet betragter kabelomlægninger som følge af gæsteprincippet som en del af den alm. drift, jf. afsnit 5 ovenfor.
Ringkøbing-Skjern Elnet	164.747	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
SEAS-NVE Net	5.650.033	Korrektion af driftsomkostninger for omkostninger til administration, som er fuldt refunderet	X		Står på positivlisten
	3.116.950	Korrektion af driftsomkostninger for fusion. Til migrering af IT-systemer er anvendt kr.2.531.262.		X	De kr.2.531.262. er under bagatelgrænsen
SEAS-NVE	7.922.740	Korrektion af driftsomkostninger for egen betaling		X	Denne omkostning er forekommet på et PSO-

Transmission		vedr. forsikringsforlig			anlæg. Denne omkostning vedr. således ikke driften af netselskabets.
	4.386.406	Korrektion af driftsomkostninger for sprængning af masteø	Udgår		Denne post skal udgå af selskabets driftsomkostninger i reguleringsregnskab og aktiveres da det er en nødvendig nyinvestering.
Syd Energi Net	35.783.434	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
Tarm Elværk	55.453	Korrektion af driftsomkostninger for kunderelaterede omkostninger	X		Godkendt periodisering af en omkostning, jf. tidligere års afgørelser for 2008 og 2009.
	63.133	Korrektion af driftsomkostninger for fjernaflæste målere		X	Omkostninger vedr. den årlige drift, der ikke bliver betragtet som værende ekstraordinære omkostninger, jf. afsnit 4 ovenfor.
	202.304	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
TRE-FOR Elnet	6.641.934	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
Viborg Elnet	205.019	Korrektion af driftsomkostninger for reparationsomkostninger, som er betalt af tredjemand	X		Står på positivlisten
Viby Elnet	351.267	Korrektion af driftsomkostninger for etablering af fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
	72.632	Korrektion af driftsomkostninger for omkostninger til vedr. netselskabets værdipapirer	Udgår		Bør hverken indgå i reguleringsregnskab eller benchmarking
Videbæk Elnet	108.221	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
VOS Net	763.279	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
Ærø Elforsyning	620.804	Korrektion af driftsomkostninger for etablering af fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
	29.145	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere fra 2009		X	Under bagatelgrænsen
	93.687	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere	X		Står på positivlisten
	78.182	Korrektion af afskrivninger for skrotning af gamle må-	X		Står på positivlisten

		lere ved udskiftning til fjernaflæste			
Østjysk Energi	838.644	Korrektion af afskrivninger for fjernaflæste målere.	X		Står på positivlisten
	1.711.358	Korrektion af driftsomkostninger for omkostninger betalt af 3. part.	X		Står på positivlisten

Bilag 5: Modellen – benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau

Som beskrevet i notatet bliver selskaberne benchmarket på både afbrudshyppighed og afbrudsvarighed. Til dette formål har Energitilsynets sekretariat opdelt selskabernes på fire spændingsniveauer. Det højeste spændingsniveau (70-170 kV) transporterer elektriciteten væk fra producenterne, mens det laveste spændingsniveau (0,4-6 kV) transporterer elektriciteten ud til forbrugerne. De resterende spændingsniveauer (6-25 kV og 25-70 kV) forbinder højspændingsnettet med lavspændingsnettet.

Selskaberne har indberettet, hvor mange kundeafbrud de har haft i 2009 samt varigheden af disse afbrud på hvert af de fire spændingsniveauer. Herudover indberetter selskaberne antallet af kunder og km net på hvert spændingsniveau. På baggrund af disse data udregner Energitilsynets sekretariat afbrudshyppigheder samt -varigheder for hvert selskab.⁵

Der er imidlertid forskel på, hvor meget (i) et uvarslet afbrud, (ii) et varslet afbrud, (iii) et afbrud som følge af tredjepart (iv) et force majeure afbrud eller (v) afbrud som følge af afbrud uden for eget statistikområde generer forbrugerne og virksomhederne, samt hvor meget selskaberne kan lægges til last for de forskellige afbrudstyper. Derfor har Energitilsynets sekretariat valgt at vægte de fem forskellige afbrudstyper forskelligt i beregningen af den samlede afbrudshyppighed, jf. tabel 5.1⁶. Således vil den beregnede afbrudshyppighed reelt være mindre end den faktiske afbrudshyppighed henholdsvis afbrudsvarighed, som kunderne oplever i praksis.

Tabel 5.1. Typer af elektricitetsafbrud der indgår i benchmarkingen og disses respektive vægte

<i>Typer af elektricitetsafbrud</i>	<i>Vægt (pct.)</i>
(i) Uvarslede afbrud	100
(ii) Varslede afbrud	50
(iii) Afbrud forårsaget af tredje part	10
(iv) Afbrud forårsaget af force majeure (f.eks. orkaner og stormflod)	0
(v) Afbrud uden for eget statistikområde	0

Dernæst vægtes afbrudshyppighederne og -varighederne med selskabernes fordeling af km net på hvert spændingsniveau, hvorved hvert enkelt selskabs vægtede afbrudshyppighed samt afbrudsvarighed findes. Ved at vægte med km net tages der hensyn til afbrudseffektiviteten på

⁵ Afbrudshyppighed (SAIDI) er defineret ved antal kundeafbrud i forhold antallet af kunder, mens afbrudsvarighed (SAIFI) er defineret ved varigheden (målt i minutter) af kundeafbruddene i forhold til antallet af kunder.

⁶ Energitilsynets sekretariat har lagt disse vægte til grund for beregningen af den samlede afbrudshyppighed henholdsvis afbrudsvarighed på baggrund af skøn. Der ligger således ikke en undersøgelse af forbrugernes nytte ved at blive afbrudt uvarslet i forhold til varslet afbrud til grund.

de enkelte spændingsniveauer, altså at der kan forventes flere og mere længerevarende afbrud på nogle spændingsniveauer end andre. Særligt 6-25 kV-niveauet har en lav afbrudseffektivitet med mange og længere afbrud.⁷

Overordnede tærskelværdier

For at vurdere, om et selskab har en lav kvalitet i levering af elektricitet fastsættes nogle overordnede tærskelværdier for hvert af de fire spændingsniveauer.

Energitilsynets sekretariat har for alle selskaberne under ét beregnet overordnede tærskelværdier for afbrudshyppigheder henholdsvis afbrudsvarigheder for hvert af spændingsniveauerne 0,4-6 kV, 6-25 kV, 25-70 kV, og 70-170 kV. Tærskelværdierne for 0,4-6 kV, 6-25 kV og 25-70 kV er beregnet på baggrund af oplysninger om selskabernes afbrud i perioden 2008-2009 samt selskabernes fordeling af km elnet på de tre spændingsniveauer. Tærskelværdierne for 70-170 kV er beregnet på baggrund af oplysninger om selskabernes afbrud i perioden 2007-2009 samt selskabernes km elnet på dette spændingsniveau. Metoden til at beregne tærskelværdierne er beskrevet nedenfor, jf. boks 5.1.

Boks 5.1. Beregning af den overordnede tærskelværdi

Den overordnede tærskelværdi for fx afbrudshyppigheder beregnes ved at opliste selskabernes afbrudshyppigheder (afbrud pr. kunde pr. år) begyndende med selskabet med den laveste afbrudshyppighed og sluttende med selskabet med den højeste afbrudshyppighed. Dernæst summeres løbende hvert af disse selskabers andele af det samlede antal km elnet (kabler og luftledninger tilsammen). Når hvert af disse selskabers elnet er summeret, og 80 pct. af selskabernes samlede elnet er identificeret, har man fundet de 80 pct. af selskaberne som klarer sig bedst i forhold til afbrudshyppigheder og dermed også de 20 pct. af selskaberne, der klarer sig dårligst. Hvis de 80 pct. ikke "rammes" præcist, fortages der en lineær interpolation af de to selskaber på hver sin side af de 80 pct.

Tærskelværdierne svarer således til 80 pct.-fraktilen for afbrudshyppighed henholdsvis afbrudsvarighed målt i forhold til selskabernes akkumulerede antal km kabel- og luftledningsnet på det givne spændingsniveau, jf. boks 4 i "Reduktion af elnetselskabernes indtægtsrammer for 2011". Populært sagt ligger 20 pct. af nettet i perioden således over denne tærskelværdi, mens 80 pct. ligger under tærskelværdien.

Tærskelværdien for afbrudsvarighed er fastsat efter præcis samme princip som for afbrudshyppighed.

I det følgende fremstilles generelt, hvorledes beregningen af en overordnet tærskelværdi for afbrudshyppigheden på et spændingsniveau beregnes. Der benyttes hvert selskabs afbrudshyppighed og hvert selskabs andel af spændingsniveauets samlede km elnet.

⁷ Det skal bemærkes, at 6-25 kV er det spændingsniveau med flest afbrud af alle spændingsniveauer. Varigheden af de enkelte afbrud er også længere end dem, der finder sted i de to øverste spændingsniveauer, mens varigheden af afbruddene på lavspænding i gennemsnit er større.

I stigende orden sorteres selskaberne efter afbrudshyppighed med tilhørende andel af spændingsniveauets samlede km elnet.

Som udgangspunkt for beregning af den overordnede tærskelværdi tages den afbrudshyppighed, H_u , hvis akkumulerede andel af nettet, A_u , er tættest på, men som stadig ligger under 80 pct. For at ramme en afbrudshyppighed, hvis akkumulerede andel af nettet er præcis 80 pct., skal der lægges et tillæg til H_u ved brug af den afbrudshyppighed, H_o , hvis akkumulerede andel af nettet, A_o , er tættest på, men som er over 80 pct.

Tillægget beregnes ved først at tage forskellen fra afbrudshyppigheden, hvis akkumulerede andel af nettet er lige under 80 pct., H_u , og op til den lige over 80 pct., H_o . Da H_o ikke skal vægte fuldt ud i tillægget til H_u ganges førnævnte forskel med den normerede andel af nettet, der er nødvendig for, at H_u plus tillægget bliver den afbrudshyppighed, hvis akkumulerede andel af nettet er præcis 80 pct.:

$$H_u + (H_o - H_u) * (80 \text{ pct.} - A_u) / (A_o - A_u)$$

På samme vis beregnes den overordnede tærskelværdi for afbrudsvarigheden.

Individuelle tærskelværdier

For at vurdere, om et selskab har en lav kvalitet i levering af elektricitet fastsættes for det enkelte selskab en individuel tærskelværdi, som selskabet skal overholde for at undgå at blive pålagt forbrugerkompensation. Selskabets individuelle tærskelværdi er beregnet ved at vægte de overordnede tærskelværdier fra hvert spændingsniveau med selskabets procentvise fordeling af km elnet inden for hvert spændingsområde, jf. boks 5.2.

Boks 5.2. Eksempel på beregning af individuelle tærskelværdier for afbrudshyppigheden for et hypotetisk selskab A med net på alle spændingsniveauer

Overordnede tærskelværdier for hvert spændingsniveau:

0,4-6kV = 0,2; 6-25kV = 0,3; 25-70kV = 0,1; 70-170kV = 0,05

Selskab A's fordeling af kabel og luftledningsnet på spændingsniveauer:

0,4-6kV = 40 pct.; 6-25kV = 30 pct.; 25-70kV = 20 pct.; 70-170kV = 10 pct.

Selskab A's individuelle afbrudshyppighedstærskelværdi:

$$(0,2 * 40 \%) + (0,3 * 30 \%) + (0,1 * 20 \%) + (0,05 * 10 \%) = \underline{0,20}$$

Selskab A's faktiske afbrudshyppigheder på spændingsniveauerne er:

0,4-6kV = 0,1; 6-25kV = 0,2; 25-70kV = 0,3; 70-170kV = 0,1

Selskab A's samlede afbrudshyppighed er:

$$(0,1 * 40 \%) + (0,2 * 30 \%) + (0,3 * 20 \%) + (0,1 * 10 \%) = \underline{0,17}$$

Det vil sige, at selskab A afbrød sine kunder 0,17 gange i det pågældende år, når man har taget højde for de forskelligt vægtede afbrudstyper (varslet, uvarslet, afbrud som følge af tredjepart m.v.)

Således ligger selskab A's afbrudshyppighed på 0,17 under selskabets individuelle tærskelværdi på 0,20 og selskabet pålægges dermed ikke forbrugerkompensation.

Ved at fastsætte individuelle tærskelværdier for selskaberne tages hensyn til, at selskaberne har forskellig sammensætning af elnettet, og at elnettene på de fire spændingsniveauer har forskellige afbrudskarakteristika.

Hvert selskab har en individuel tærskelværdi, der er beregnet på baggrund af (i) de overordnede tærskelværdier på de forskellige spændingsniveauer og (ii) fordelingen af selskabernes km elnet på de forskellige spændingsniveauer.

De overordnede tærskelværdier for hvert af de fire spændingsniveauer er således ikke bindende for selskaberne. Et selskab kan godt overskride tærskelværdien på et spændingsniveau uden, at selskabet overskrider den individuelle tærskelværdi. Det vil være tilfældet, hvis selskabet ligger tilstrækkeligt under tærskelværdierne på de øvrige spændingsniveauer.

Særlige forhold for afbrud på 25-70 kV og 70-170 kV

I drøftelser med branchen har det været fremført, at kundeafbrud som følge af fejl på de to højeste spændingsniveauer, 25-70 kV og 70-170 kV, er sjældnere og mere tilfældige samt berører flere kunder end afbrud på de to laveste spændingsniveauer (0,4-6 kV og 6-25 kV).

I forbindelse med sidste års afgørelse udarbejdede Energitilsynets sekretariat analyser af, om kundeafbrud i de to øverste spændingsniveauer i højere grad er resultat af tilfældigheder end egentlig mislighold af net. Hvis det er tilfældet, at 25-70 kV og 70-170 kV er udsat for en større varians end 0,4-6 kV og 6-25 kV bør dette derfor inddrages i vurderingen af selskaber, der opererer på 25-70 kV og 70-170 kV. Disse analyser er opsummeret nedenfor.

Til brug for vurdering af om der er færre men større afbrud på de højere spændingsniveauer end på de lavere spændingsniveauer, er der udarbejdet to analyser i og ii. (i) I den første analyse anvendte Energitilsynets sekretariat de oplysninger om afbrud i 2006-2008, som selskaberne har indberettet til Energitilsynets sekretariat. (ii) I den anden analyse har Energitilsynets sekretariat anvendt oplysninger leveret af DEFU (Dansk Energi, Forskning og Udvikling) for selskabers afbrud i 2001-2005. Oplysningerne fra DEFU findes imidlertid kun for et udsnit af alle selskaberne.

Ad (i) I den første analyse har Energitilsynets sekretariat undersøgt forholdet mellem gennemsnittet af afbrud i alle selskaber med afbrud og gennemsnittet af afbrud i samtlige selskaber. Hvis der for de højere spændingsniveauer således er tendens til færre men mere omfangsrige afbrud, vil der i analysen være en højere værdi ud for de højere spændingsniveauer end for de lavere spændingsniveauer.

Af tabel 5.2 fremgår disse variansudtryk, der er beregnet på baggrund af selskabernes indberettede data for 2006-2008 for 0,4-6 kV (kun 2007 og 2008), 6-25 kV, 25-70 kV og 70-170 kV på følgende måde:

Gennemsnitsværdi af alle afbrudshyppigheder = A

Gennemsnitsværdi af alle afbrudshyppigheder for selskaber med afbrud = B

Udsving i afbrudshyppighed = B/A

Ad (ii) I den anden analyse har Energitilsynets sekretariat undersøgt selskabernes maksimale afbrud i forhold til selskabernes gennemsnitlige afbrud over femårs perioden fra 2001 til 2005. Hvis selskaberne på de højere spændingsniveauer har færre men mere omfangsrige afbrud, vil deres maksimale afbrud være forholdsmæssigt større end deres gennemsnitlige afbrud i de fem år. Derved vil der være en større indikator for de højere spændingsniveauer end for de lavere spændingsniveauer. Dette er tilfældet, jf. tabel 5.2. Beregningerne er lavet på følgende måde:

- Selskab i's gennemsnitsværdi af afbrudshyppigheder over fem år = C_i
- Selskab i's maksimalværdi af afbrudshyppigheder over fem år = D_i
- Selskab i's maksimalværdi/gennemsnitsværdi af afbrudshyppigheder over fem år = D_i/C_i
- Selskabernes gennemsnitlige "maksimalværdi/gennemsnitsværdi" i forhold til afbrudshyppigheder over fem år for n selskaber = $(\sum_{i=1}^n D_i/C_i)/n$.

Tabel 5.2. Udtryk for varians i afbrudshyppighed på forskellige spændingsniveauer

<i>Spændingsniveau</i>	<i>Udsving i afbrudshyppighed (2006-2008)</i>	<i>Gennemsnitligt "maksimalværdi/gnsværdi" forhold (2001-2005)</i>
0,4-6 kV	1,2	-
6-25 kV	1,1	1,7
25-70 kV	2,2	2,5
70-170 kV	2,4	2,5

Anm.: "-" betyder ingen observationer.

Det ses i tabel 5.2, at de to højeste spændingsniveauer, 25-70 kV og 70-170 kV, er karakteriseret ved en højere varians end de to laveste spændingsniveauer. Af anden kolonne fremgår det, at udsvinget på afbrudshyppigheden på de to lavere spændingsniveauer er på 1,2 henholdsvis 1,1, mens udsvinget på afbrudshyppigheden er væsentligt større på spændingsniveauerne 25-70 kV og 70-170 kV – 2,2 henholdsvis 2,4.

I 3. kolonne i tabel 5.2 ses, hvorledes de enkelte selskabers afbrudshyppigheder har svinget på de enkelte spændingsniveauer over en femårig periode. For et gennemsnitsselskab er den største afbrudshyppighed på 6-25 kV-elnettet 1,7 gange større end middelværdien af selskabets afbrudshyppigheder i den femårige periode. For et gennemsnitsselskab er den største afbrudshyppighed både på 25-70 kV- og 70-170 kV-elnettene 2,5 gange større end gennemsnitsværdien af selskabets afbrudshyppigheder i den femårige periode. Energitilsynets sekretariats analyser af afbrudsvarigheden for selskaber på 25-70 kV- og 70-170 kV-elnettene viser tilsvarende resultater.

Afbrudshyppigheder og afbrudsvarigheder for 25-70 kV- og 70-170 kV-elnettene har således en større varians end 0,4-6 kV og 6-25 kV-elnettene. Derfor har Energitilsynets sekretariat valgt at behandle afbrud i 25-70 kV- og 70-170 kV anderledes end afbrud i el-elnet på lavere spændingsniveauer. I forbindelse med denne afgørelse har Energitilsynets sekretariat derfor konkret vurderet om afbruddene for netselskaber som overskrider tærskelværdierne på de højere spændingsniveauer er forårsaget af tilfældigheder og dermed ikke er et udtryk for en vedvarende mangelfuld vedligeholdelse af nettet.

Udmøntning af krav

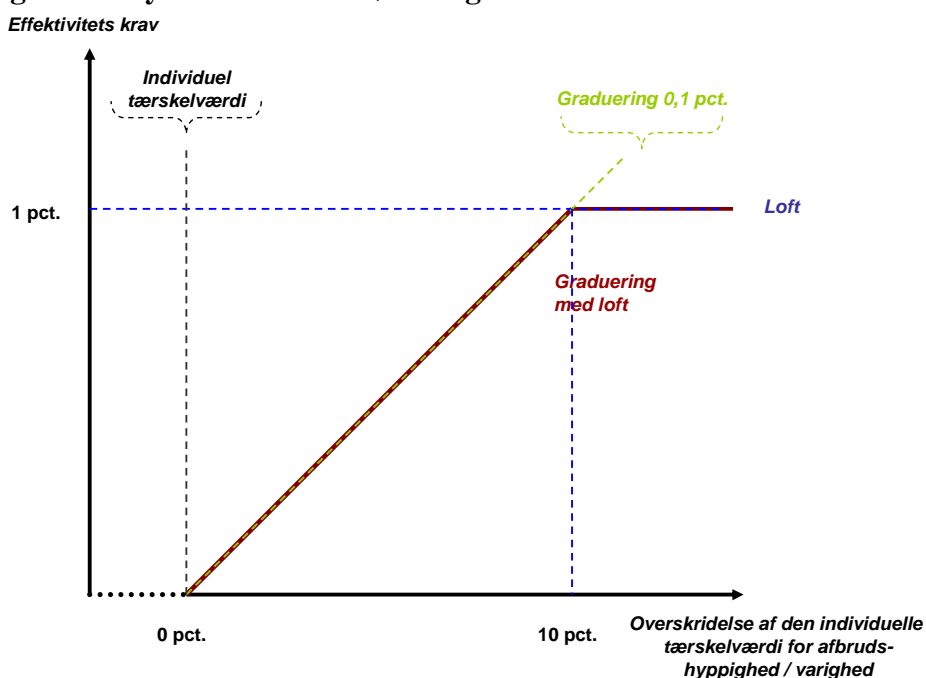
Ved sidste års afgørelse blev et netselskab, som havde overtrådt sin individuelle tærskelværdi for enten afbrudshyppighed og/eller afbrudsvarighed pålagt et effektiviseringskrav på 1 pct. af netselskabets påvirkelige omkostninger. Der blev således ikke taget højde for, hvor meget netselskabet havde overskredet sin individuelle tærskelværdi med eller om netselskabet havde overtrådt sin individuelle tærskelværdi for både afbrudshyppighed og afbrudsvarighed.

Ved dette års afgørelse har Energitilsynets sekretariat udarbejdet en ny model, hvor med resultatet af Energitilsynets sekretariats benchmarking af netselskabernes kvalitet i leveringen bliver udmøntet. For aggregeret niveau er der således indført en graduering af effektivitetskravet med et loft på 1 pct.

- *Graduering* sikrer netselskaberne et incitament til at begrænse deres afbrud, da selskabet får en procentuel stigning i kravet for hver procentuel overskridelse af den individuelle tærskelværdi.
- *Loftet* sikrer, at selskaber med høje afbrudshyppigheder og/eller varigheder ikke bliver ramt u hensigtsmæssigt hårdt. Loftet fastsættes som en procentsats over selskabernes individuelle tærskelværdi.

Det er Energitilsynets sekretariats vurdering, at den nye model øger netselskabernes incitament til at forbedre netselskabets afbrudsstatistik, da en lille overskridelse af den individuelle tærskelværdi med den nye model ikke medfører samme krav som en stor overskridelse af den individuelle tærskelværdi. Den nye model er illustreret nedenfor, jf. figur 5.1.

Figur 5.1. Ny metode til udmøntningen af krav



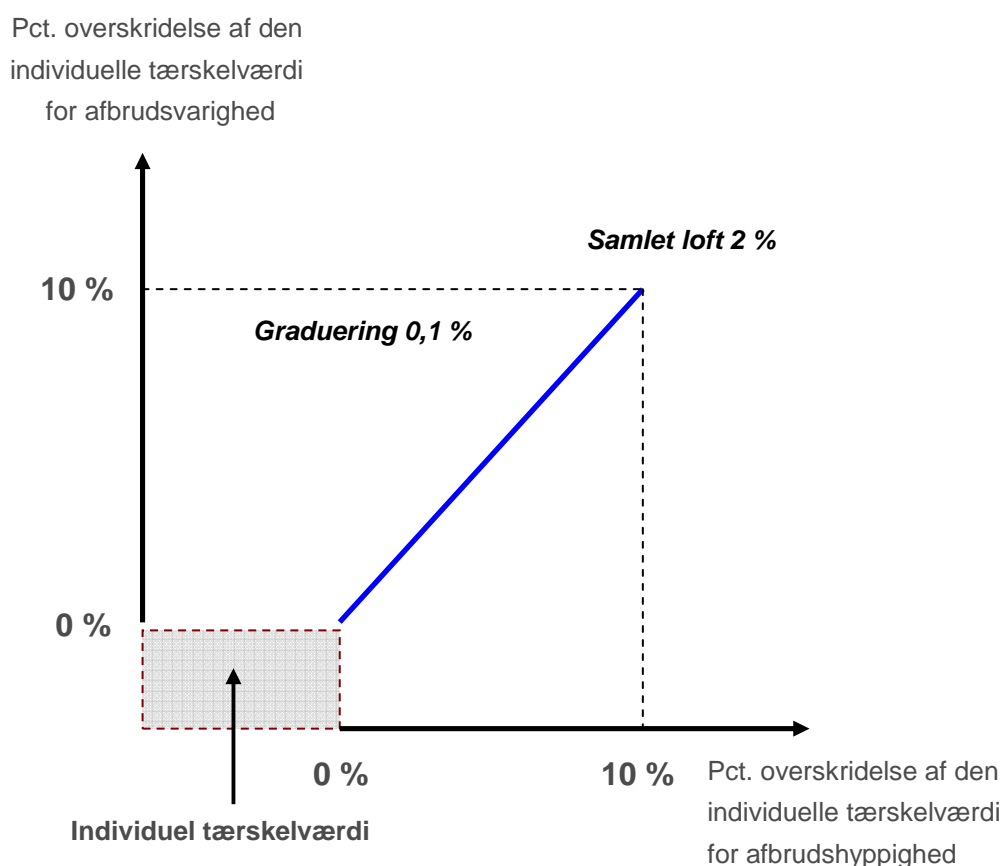
Af figur 5.1 fremgår det, at et netselskab vil få et gradueret effektivitetskrav på mellem 0 og 1 pct. ved en overskridelse på mellem 0 til 10 pct. af den individuelle tærskelværdi. En overskridelse på 10 pct. og derover vil give et fast effektiviseringskrav på 1 pct. Helt konkret vil en overskridelse på f.eks. 4 pct. af den individuelle tærskelværdi medføre et effektivitetskrav på 0,4 pct., mens en overskridelse på 50 pct. af den individuelle tærskelværdi vil medføre et effektivitetskrav på 1 pct.

Ved indførelse af loftet på 1 pct. undgås at enkelte netselskaber risikerer at blive straffet uforholdsmæssigt hårdt.

Yderligere har Energitilsynets sekretariat indført separate og additive krav således at et net-selskab, der både overtræder den individuelle tærskelværdi på afbrudshyppighed og varighed på aggregeret niveau, vil få effektivitetskrav for begge dele. Der har tidligere vist sig en vis korrelation mellem selskabernes overtrædelse af tærskelværdien for hyppighed og varighed.

Hvis et netselskabs vægtede afbrudshyppighed og vægtede afbrudsvarighed overskrider selskabets individuelle tærskelværdi for hhv. afbrudshyppighed og afbrudsvarighed bliver net-selskabet således pålagt en forbrugerkompensation på op til 1 pct. af selskabets påvirkelige omkostninger for både hyppighed og varighed, således at den maksimale pålagte forbruger-kompensation er 2 pct. af de påvirkelige omkostninger, jf. figur 5.2.

Figur 5.2. Ny metode til udmøntning af krav



Det viser sig imidlertid, at selskaber med mange afbrud godt kan være gode til at udbedre fejlene hurtigt og derfor falder bedre ud på afbrudshyppighed end varighed. Hensigten med den nye model er at differentiere mellem disse selskaber og de selskaber, der falder dårligt ud på både afbrudshyppighed og varighed. Samtidig har branchen fremsat et ønske om, at en sådan differentiering foretages.

Bilag 6: Modellen – benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på *enkeltkundeniveau*

Nedenfor illustreres analysen af selskabernes indberetninger af antal afbrud på enkeltkundeniveau ved hjælp af en række eksempler.

Det er tredje gang, selskaberne har indberettet hvor mange af deres kunder, der har oplevet henholdsvis 0, 1, ..., 10 afbrud og derover. Formålet har været, at Energitilsynets sekretariat har bedre mulighed for at vurdere, om der er enkelte kunder eller kundegrupper, som oplever mange afbrud, selv om et selskab på aggregeret niveau skulle have en tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet.

Selskaberne har indberettet data vedrørende enkeltkunders afbrud i 2009 for 0,4-6 kV- og for 6-25 kV-spændingsniveauerne, herunder om afbruddene er varslede eller uvarslede. Det skal bemærkes, at for 2009 måles kun på afbrudshyppighed for kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau og ikke på afbrudsvarighed på grund af utilstrækkeligt datagrundlag herfor.

Der forekommer fem forskellige typer af afbrud: Varslede, uvarslede, afbrud forårsaget af tredje mand, force majeure og hændelser uden for eget statistik område. De forskellige afbrudstyper i benchmarkingen af kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau skal vægte forskelligt ligesom i benchmarkingen af kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau.

For at minimere kompleksiteten af selskabernes indberetninger har Energitilsynets sekretariat dog kun bedt selskaberne om at opdele afbruddene på uvarslede og varslede, hvilket dog vanskeliggør vægtningen. Derfor bruges for hvert selskab dets fordeling af afbrudstyper på aggregeret niveau til at approksimere dets fordeling af afbrudstyper på enkeltkundeniveau. I boksene 6.1.a-c beskrives med sammenhængende eksempler, hvorledes selskabernes kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau beregnes og anvendes i benchmarkingen.

Boks 6.1.a. Eksempel på vægtning af uvarslede og varslede afbrud på enkeltkundeniveau

I denne boks anvendes som eksempel et hypotetisk selskab A's indberetning af dets fordeling af enkeltkundeafbrud på 6-25 kV-spændingsniveau. Selskabet forsyner 1.000 kunder.

Uvarslede afbrud vægtes med 100 pct. og varslede afbrud vægtes med 50 pct. Det fremgår af tabel 6.1, hvorledes selskab A's afbrudshyppigheder på enkeltkundeniveau fordeler sig for uvarslede henholdsvis varslede afbrud. De uvarslede afbrud vægtes med 100 pct. og de varslede afbrud vægtes med 50 pct. Den vægtede sum samles i én fordeling i yderste højre kolonne. Det skal bemærkes, at enkeltkunder med 0 varslede afbrud ikke vægtes med 50 pct., da der her ikke er afbrud, som kan vægtes.

Tabel 6.1. Selskab A's fordeling af antal afbrud på enkeltkundeniveau og vægtning af uvarslede- og varslede afbrud

<i>Antal afbrud</i>	<i>Antal kunder fsva. uvarslede afbrud</i>	<i>Antal kunder fsva. varslede afbrud</i>	<i>Antal kunder efter vægtede varslede afbrud</i>	<i>Antal afbrud efter vægtning af uvarslede- og varslede afbrud</i>
	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c=b*50 pct.</i>	<i>d = a + c</i>
0	965	900	900	1.865
1	10	80	40	50
2	15	20	10	25
3	5	0	0	5
4	0	0	0	0
5	5	0	0	5
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0	0	0	0
9	0	0	0	0
10	0	0	0	0
10 eller flere	0	0	0	0
Sum	1.000	1.000	950	1.950

Kilde: Konstrueret regneeksempel.

Idet det ikke har været muligt for selskaberne direkte at indberette oplysninger om, i hvilket omfang afbruddene på enkeltkundeniveau skyldes afbrud som følge af 3.-partsafbrud, force majeure eller afbrud uden for eget statistikområde, korrigerer Energitilsynets sekretariat efterfølgende herfor ved at anvende selskabets indberettede fordeling af disse afbrud på aggregeret niveau. Afbrud som følge af 3.-part vægtes med 10 pct., mens afbrud som følge af force majeure henholdsvis fejl uden for eget statistikområde vægtes med 0 pct., jf. tabel 5.1.

Det enkelte selskabs fordeling af afbrud på enkeltkundeniveau korrigeres for afbrud som følge af 3.-partsafbrud, force majeure eller afbrud uden for eget statistikområde, for i højere grad at kunne foretage en mere "reel" benchmarking af selskaberne. Således vil et selskab som fx har haft mange afbrud som følge af fejl uden for eget statistikområde i benchmarkingen efter kor-

reaktionen have et lavere antal kunder, der har oplevet afbrud i de respektive intervaller (0, 1, ..., 10 afbrud eller derover).

Boks 6.1.b. Eksempel på korrektionsfaktor beregnet efter selskabets fordeling af afbrudstyper

Denne boks bygger videre på de sammenvejede antal uvarslede og varslede afbrud på enkeltkundeniveau i boks 6.1.a. I denne boks beregnes en korrektionsfaktor K_i , der benyttes til at korrigere afbruddene på enkeltkundeniveau for, om selskabet har haft afbrud som følge af 3.-part (III), afbrud pga. force majeure afbrud (IV), samt afbrud uden for eget statistikområde (V), jf. tabel 6.2 nedenfor. For hvert selskab beregnes en korrektionsfaktor, K_i med udgangspunkt i denne tabel.

Tabel 6.2. Selskabs A's afbrud på aggregeret niveau fordelt på afbrudstype

<i>Afbrudstype</i>	<i>Antal</i>	<i>Pct.</i>
I. Uvarslede afbrud	60	30
II. Varslede afbrud	60	30
III. Afbrud som følge af tredjepart	30	15
IV. Afbrud som følge af force majeure	20	10
V. Afbrud uden for eget statistikområde	30	15
VI. Sum	200	100

Note: Det bemærkes, at selskab A har 1.865 kunder med 0 afbrud. Disse benyttes dog ikke ved beregningen af korrektionsfaktoren, jf. tabel 3.1 i boks 3.1.a.

Kilde: Konstrueret regneeksempel.

I denne boks fratrækkes andelen af selskabs A's afbrud som skyldes force majeure og fejl uden for eget statistikområde, samt den andel (90 pct.) af 3. parts afbrud, som ikke skal tælles med. Da der allerede i forrige boks blev korrigeret for varslede afbrud ved at vægte med 50 pct. skal dette ikke indregnes i korrektionsfaktoren. Dermed kan korrektionsfaktoren beregnes som $K_A = (60 + 60 + 30 \cdot 0,1) / 200 = 61,5$ pct. eller blot 30 pct. + 30 pct. + 0,1 * 15 pct. = 61,5 pct.

Korrektionsfaktoren ganges på det enkelte selskabs "Antal kundeafbrud efter vægtning af uvarslede og varslede afbrud". Hermed korrigeres afbrud som følge af 3.-part med 90 pct. (vægtes med 10 pct.), og afbrud som følge af force majeure henholdsvis fejl uden for eget statistikområde korrigeres med 100 pct. (vægtes med 0 pct.).⁸ Korrektionen sker ved at multiplicere den beregnede korrektionsfaktor på selskabets fordeling af antal afbrud på intervallerne 0, 1, ..., 10 afbrud og derover, jf. boks 6.1.c.

⁸ I den tilsvarende beregning med data på aggregeret niveau på 0,4-6 kV benyttes andelen af afbrud som følge af force majeure i forhold til alle afbrud fratrukket afbrud som følge af fejl uden for eget statistikområde. Dette skyldes, at afbrud som følge af fejl uden for eget statistikområde ikke er medtaget i selskabernes indberetninger af enkeltkundeafbrud på 0,4-6 kV-nettet, jf. side 43 i Energitilsynets vejledning om indsamling af leveringssikkerhedsdata fra marts 2008.

Boks 6.1.c. Eksempel på fordeling af enkeltkunders afbrudshyppighed

I denne boks fortsættes eksemplet fra boks 6.1.a og 6.1.b. Selskab A's antal afbrudte kunder efter vægtning af uvarslede og varslede afbrud, d , jf. tabel 6.3 nedenfor, beregnes ved at vægte antal afbrudte kunder som følge af henholdsvis 3.-part, force majeure og fejl uden for eget statistikområde sker ved korrektionsfaktoren, K_A , jf. boks 6.1.b. Fordelingen af antal afbrudte kunder på enkeltkundeniveau efter korrektionen beregnes ved at multiplicere d med K_A .

Tabel 6.3. Selskabs A's fordeling af afbrud på enkeltkundeniveau

Antal afbrud	Antal kunder efter vægtning af uvarslede og varslede afbrud	Fordeling af antal kunder på afbrudsintervaller	Fordeling af antal kunder på afbrudsintervaller (pct.)
	d	$F = K_A * d$ $= 61,5 \text{ pct.} * d$	Procentvis fordeling af F
0	1.865	1.865	97,3
1	50	31	1,6
2	25	15	0,8
3	5	3	0,2
4	0	0	0,0
5	5	3	0,2
6	0	0	0,0
7	0	0	0,0
8	0	0	0,0
9	0	0	0,0
10	0	0	0,0
10 eller flere	0	0	0,0
Sum	1.950	1.917	100,0

Note 1: Yderste højre kolonne summer ikke til 100,0 pga. afrunding.

Note 2: Antal afbrud for enkeltkunder med 0 afbrud multipliceres ikke med K_A , idet der ikke er afbrud at vægte.

Kilde: Konstrueret regneeksempel.

For så vidt angår fastsættelsen af tærskelværdierne vedrørende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau, så har et selskab en tilfredsstillende kvalitet, hvis mindre end 1 pct. af selskabets kunder ikke har flere afbrud end det acceptable antal på det enkelte spændingsniveau. Det acceptable antal afbrud for enkeltkunder er fastsat med udgangspunkt i den samlede fordeling af afbrudshyppigheder for enkeltkunder. Selskaberne er vægtet efter kundemasse for at få det mest retvisende billede af kvaliteten set fra enkeltkundernes synspunkt. Dette er forskelligt fra den anvendte fremgangsmåde ved tærskelværdierne på aggregeret niveau, der er vægtet med selskabernes antal km elnet for, at man kan se det enkelte spændingsniveaus afbrudseffektivitet.

Det acceptable antal afbrud for enkeltkunder i 2009 er fastsat ud fra den kvalitet i levering af elektricitet, som mindst 99,5 pct. af forbrugerne oplevede i 2008 + 2009. Det vil sige, at et selskabs kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau isoleret set ikke er tilfredsstillende, hvis 1 pct. af kunderne på 0,4-6 kV henholdsvis 6-25 kV oplever mindst to afbrud henholdsvis mindst tre afbrud, jf. tabel 6.4 nedenfor.

Tabel 6.4. Samlet fordeling af enkeltkunders afbrudshyppighed

<i>Antal afbrud</i>	<i>0,4-6 kV (pct.)</i>	<i>0,4-6 kV Σ(pct.)</i>	<i>6-25 kV (pct.)</i>	<i>6-25 kV Σ(pct.)</i>
0	98,5	98,5	89,7	89,7
1	1,4	99,9	8,0	97,7
2	0,1	100	1,8	99,5
3	0,0	100	0,4	99,9
4	0,0	100	0,1	100
5 eller flere	0,0	100	0,0	100

At det acceptable antal afbrud på enkeltkundeniveau er højere på 6-25 kV end på 0,4-6 kV understøttes af tærskelværdierne på aggregeret niveau. Der er således forskellige krav til effektiviteten på enkeltkundeniveau på 0,4-6 kV- henholdsvis 6-25 kV-spændingsniveauet.

Boks 6.2 nedenfor tager udgangspunkt i to hypotetiske selskaber – selskab A og B. Hvis et selskab har en mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau, så pålægges selskabet forbrugerkompensation som følge heraf.

Selskabets samlede pålagte forbrugerkompensation som følge af mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau beregnes proportionalt efter selskabets fordeling af sit elnet mellem 0,4-6 kV og 6-25 kV. Den maksimalt mulige pålagte forbrugerkompensation for selskaber med en mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet er 0,5 pct. Regionale transmissionsselskaber er udeladt af analysen vedrørende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau, idet disse selskaber ikke har 0,4-6 kV- eller 6-25 kV-elnet, og dermed ikke har direkte kunderelationer.

Boks 6.2. Eksempel på beregning af forbrugerkompensation som følge af mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau

Hvis over 1 pct. af et selskabs kunder på 0,4-6 kV- henholdsvis 6-25 kV-elnettet har minimum to afbrud henholdsvis minimum tre afbrud i 2009, er selskabets afbrudshyppighed på enkeltkundeniveau utilfredsstillende, og selskabet pålægges en forbrugerkompensation for mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau.

De overordnede tærskelværdier for enkeltkunders afbrudshyppighed fastsættes på baggrund af selskabernes fordeling af enkeltkundernes antal afbrud i 2008+2009. Minimumskvaliteten i levering af elektricitet fastsættes som den kvalitet i levering af elektricitet, som 99,5 pct. af kunderne oplevede i 2008+2009.

Den pålagte forbrugerkompensation er fastsat til 0,5 pct. for selskaber med et mindre tilfredsstillende niveau af afbrudshyppighed på enkeltkundeniveau. For selskaber med både 0,4-6 kV- og 6-25 kV-elnet bruges den indbyrdes fordeling heraf til at fordele den maksimalt mulige forbrugerkompensation på 0,5 pct. for en utilfredsstillende afbrudshyppighed, jf. tabel 6.5.

Tabel 6.5. Beregning af forbrugerkompensation som følge af mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau

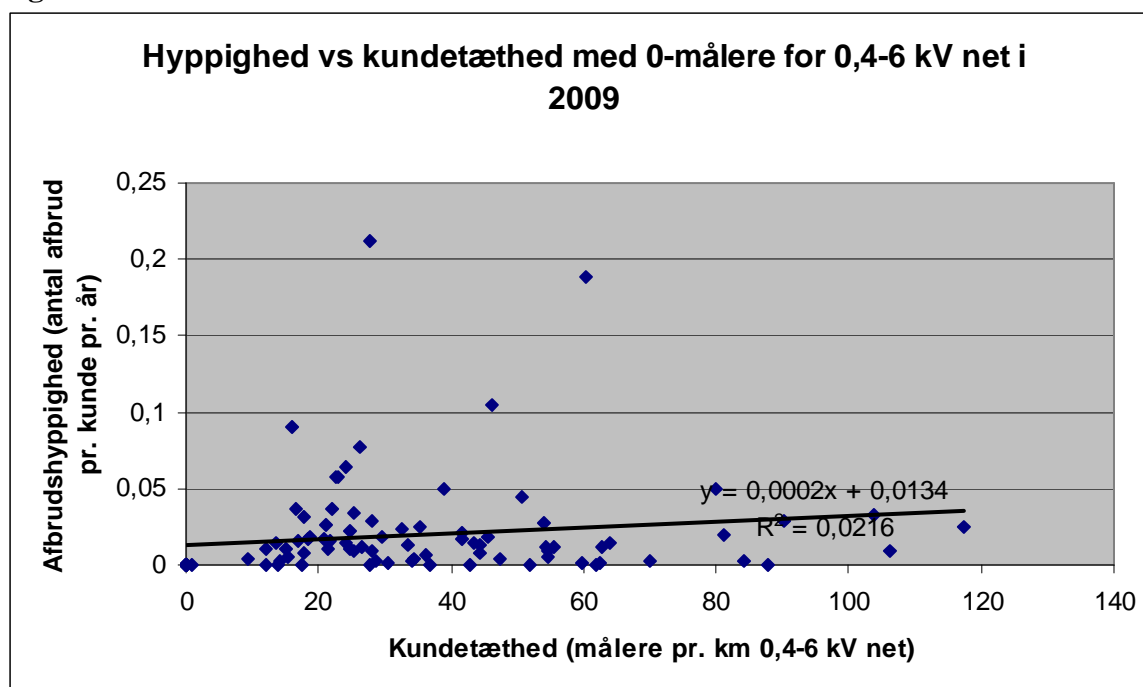
	<i>0,4-6 kV</i>	<i>6-25 kV</i>	<i>I alt</i>
<i>Selskab A's kundeandel med flere afbrud end acceptabelt (pct.)</i>	1,1	1,2	-
<i>Selskab A's fordeling af elnet ml. 0,4-6 kV og 6-25 kV (pct.)</i>	60	40	-
<i>Selskab A's forbrugerkompensation (pct.)</i>	60 pct. * 0,5 = 0,3	40 pct. * 0,5 = 0,2	0,5
<i>Selskab B's kundeandel med flere afbrud end acceptabelt (pct.)</i>	1,5	0,6	-
<i>Selskab B's fordeling af elnet ml. 0,4-6 kV og 6-25 kV (pct.)</i>	80	20	
<i>Selskab B's forbrugerkompensation (pct.)</i>	80 pct. * 0,5 = 0,4	20 pct. * 0,00 = 0	0,4

Af tabel 6.4 ovenfor fremgår det, at selskab A pålægges den fulde forbrugerkompensation som følge af mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau, idet selskabet på både 0,4-6 kV- og 6-25 kV-spændingsniveauet har over 1 pct. af kunderne, der har oplevet mindst to henholdsvis tre afbrud. Selskab B pålægges derimod ikke den fulde forbrugerkompensation (kun 0,4 pct. i forhold til det maksimalt mulige på 0,5 pct.), fordi mindre end 1 pct. af selskabets kunder i 2009 har haft mindst tre afbrud på 6-25 kV-spændingsniveauet.

Bilag 7: Analyse af sammenhæng mellem (i) kundetæthed vs. afbrudshyppighed hhv. afbrudsvarighed på både 0,4-6 kV-net og 6-25 kV-net

Energitilsynets sekretariat har undersøgt, om der er en sammenhæng mellem selskabernes kundetæthed (målt ved antallet af målere i forhold til selskabets antal km 0,4-6 kV-net hhv. 6-25 kV-net) og deres afbrudshyppigheder henholdsvis afbrudsvarigheder, jf. figurerne 7.1-7.8 og tabellerne 7.1-7.8 nedenfor. Energitilsynets sekretariat har både undersøgt, om der skulle være en korrelation mellem afbrudshyppighed / afbrudsvarighed vs. kundetæthed, når selskaber med 0 målere medtages (transformerforeninger som ikke selv ejer deres målere), og når selskaber med 0 målere ikke medtages. Samlet set ses der ikke at være nogen sammenhæng mellem afbrudshyppighed henholdsvis afbrudsvarighed og kundetæthed.

Figur 7.1.



Kilde: Sekretariatets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

Parameterestimerne og deres standardfejl fremgår af tabellen herunder.

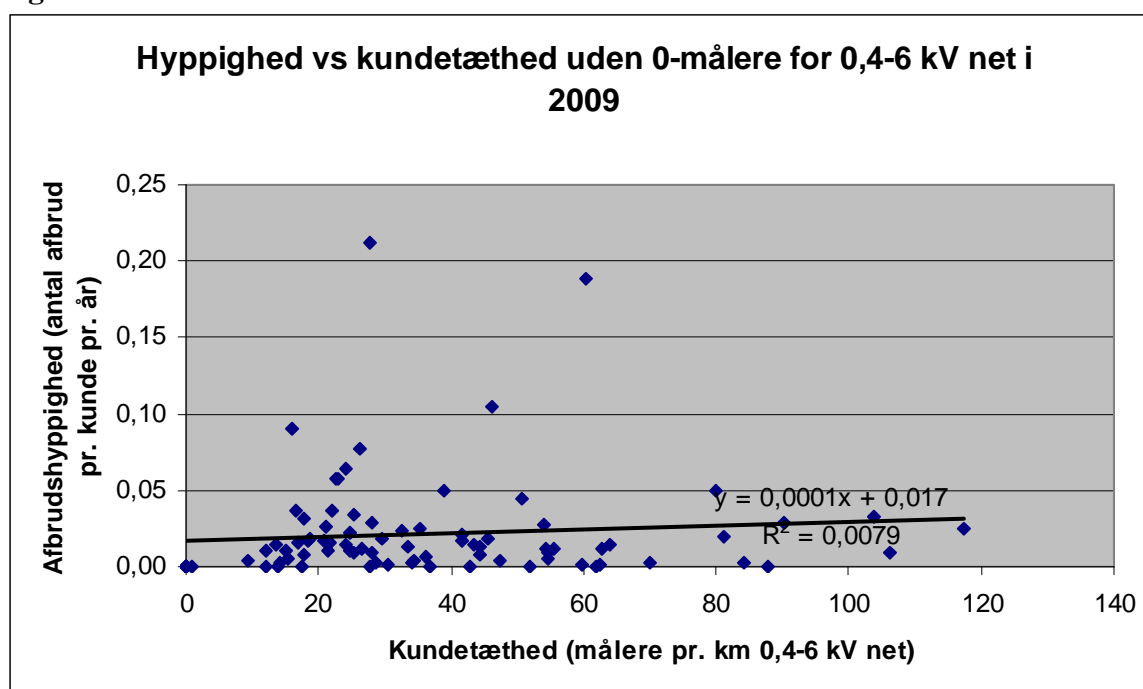
Tabel 7.1. Estimering af parametre

	Estimat	Standardfejl	P-værdi
β_0	0,01	0,005	0,02
β_1	0,0002	0,0001	0,16
R^2	0,02		

I tabel 7.1 ses, at kundetætheden ikke er en signifikant forklaringsfaktor for en del af variationen i afbrudshyppigheden, da hypotesen om at hældningsgraden er lig nul accepteres, idet signifikanssandsynligheden for testet er 16 pct.

R^2 viser, hvor stor en andel af variationen, i afbrudshyppigheden, kundetætheden forklarer. Kundetætheden forklarer altså 2 pct. af denne variation.

Figur 7.2.



Kilde: Sekretariatets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

Parameterestimerne og deres standardfejl fremgår af tabellen herunder.

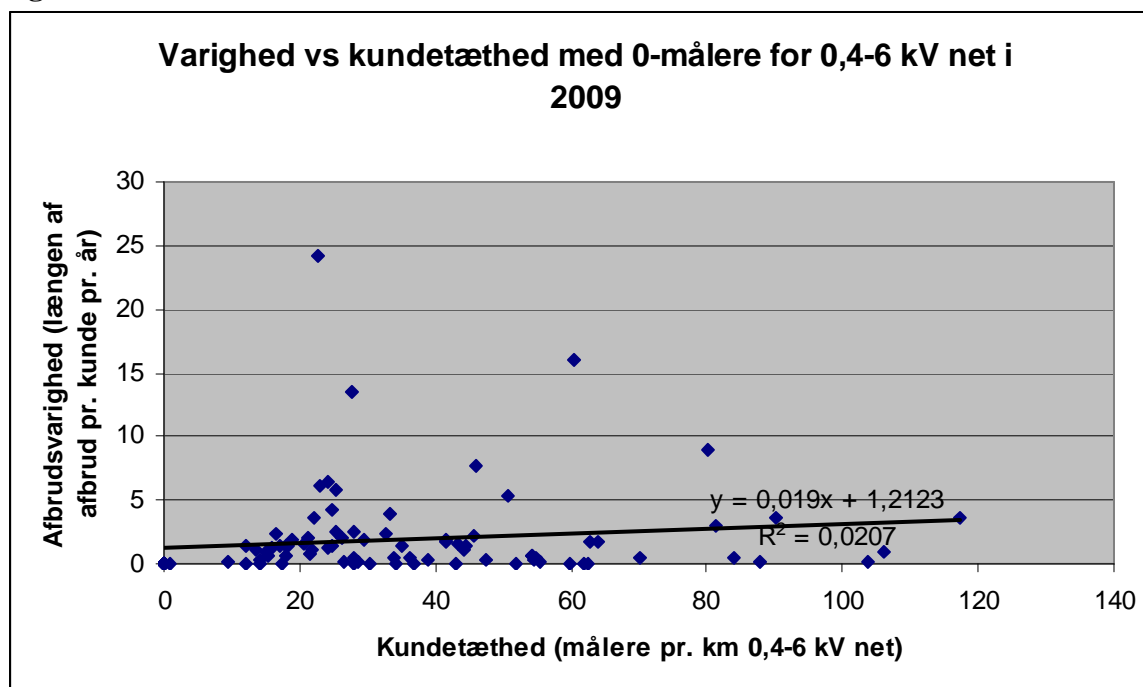
Tabel 7.2. Estimering af parametre

	<i>Estimat</i>	<i>Standardfejl</i>	<i>P-værdi</i>
β_0	0,02	0,006	0,009
β_1	0,0001	0,0001	0,42
R^2	0,008		

I tabel 7.2 ses, at kundetætheden ikke er en signifikant forklaringsfaktor for en del af variationen i afbrudshyppighed, da hypotesen om at hældningsgraden er lig nul accepteres, idet signifikanssandsynligheden for testet er 42 pct.

R^2 viser, hvor stor en andel af variationen, i afbrudshyppigheden, kundetætheden forklarer. Kundetætheden forklarer altså 0,8 pct. af denne variation.

Figur 7.3.



Kilde: Sekretariatets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

Parameterestimerne og deres standardfejl fremgår af tabellen herunder.

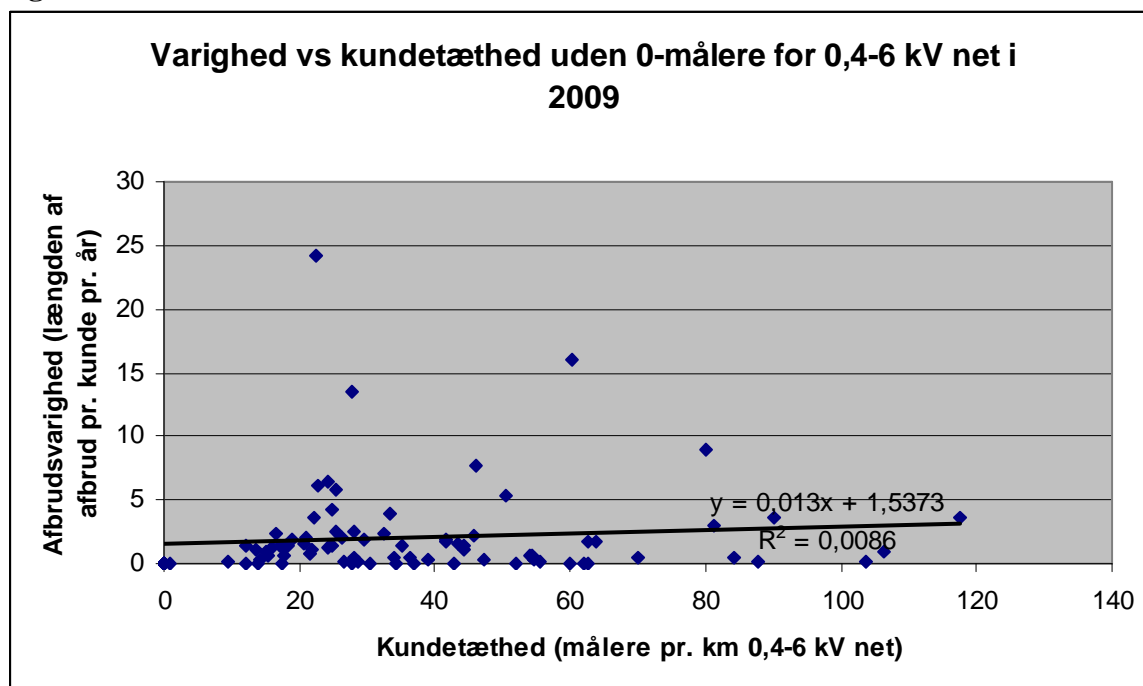
Tabel 7.3. Estimering af parametre

	<i>Estimat</i>	<i>Standardfejl</i>	<i>P-værdi</i>
β_0	1,21	0,57	0,04
β_1	0,02	0,01	0,17
R^2	0,02		

I tabel 7.3 ses, at kundetætheden ikke er en signifikant forklaringsfaktor for en del af variationen i afbrudsvarighed, da hypotesen om at hældningsgraden er lig nul accepteres, idet signifikanssandsynligheden for testet er 17 pct.

R^2 viser, hvor stor en andel af variationen, i afbrudsvarigheden, kundetætheden forklarer. Kundetætheden forklarer altså 2 pct. af denne variation.

Figur 7.4.



Kilde: Sekretariatets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

Parameterestimerne og deres standardfejl fremgår af tabellen herunder.

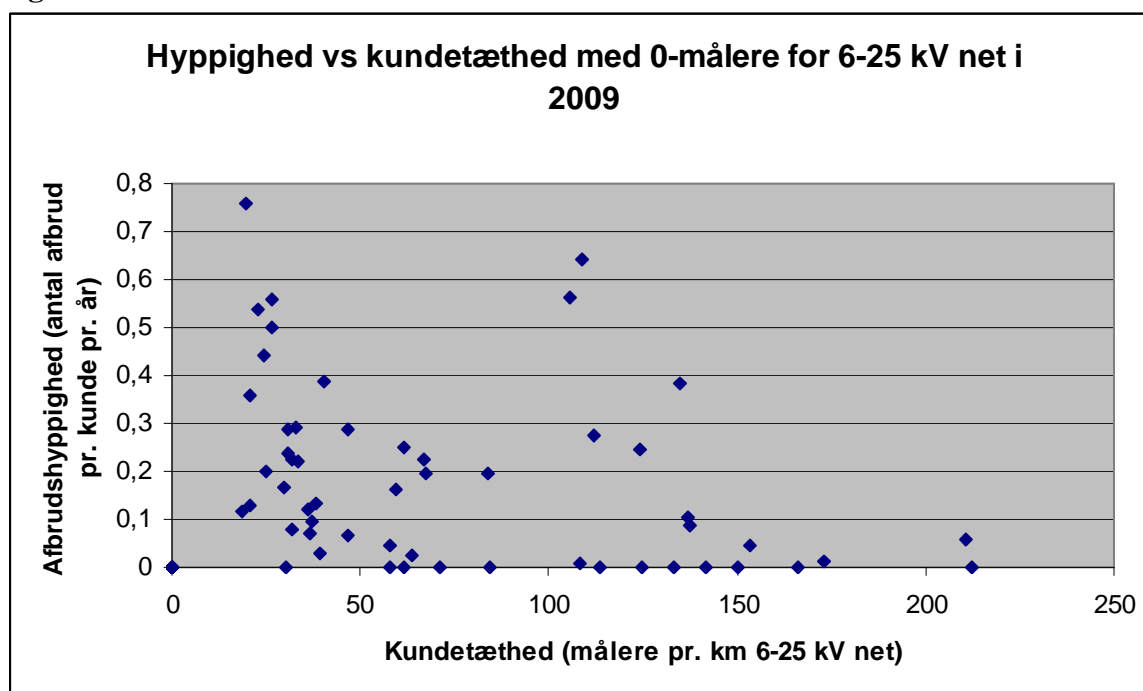
Tabel 7.4. Estimering af parametre

	<i>Estimat</i>	<i>Standardfejl</i>	<i>P-værdi</i>
β_0	1,54	0,67	0,02
β_1	0,01	0,02	0,40
R^2	0,009		

I tabel 7.4 ses, at kundetætheden ikke er en signifikant forklaringsfaktor for en del af variationen i afbrudsvarighed, da hypotesen om at hældningsgraden er lig nul accepteres, idet signifikanssandsynligheden for testet er 40 pct.

R^2 viser, hvor stor en andel af variationen, i afbrudsvarigheden, kundetætheden forklarer. Kundetætheden forklarer altså 0,9 pct. af denne variation.

Figur 7.5.



Kilde: Sekretariatets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

Parameterestimerne og deres standardfejl fremgår af tabellen herunder.

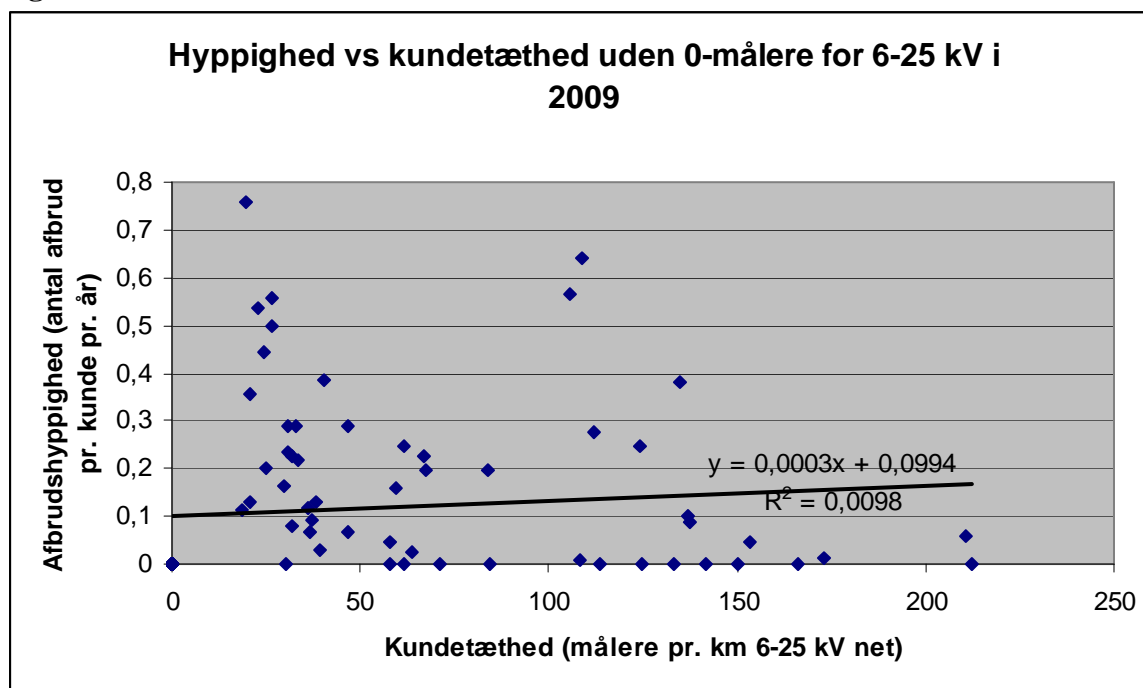
Tabel 7.5. Estimering af parametre

	<i>Estimat</i>	<i>Standardfejl</i>	<i>P-værdi</i>
β_0	0,09	0,02	0,0002
β_1	0,0004	0,0003	0,18
R^2	0,02		

I tabel 7.5 ses, at kundetætheden ikke er en signifikant forklaringsfaktor for en del af variationen i afbrudshyppighed, da hypotesen om at hældningsgraden er lig nul accepteres, idet signifikanssandsynligheden for testet er 18 pct.

R^2 viser, hvor stor en andel af variationen, i afbrudsvarigheden, kundetætheden forklarer. Kundetætheden forklarer altså 2 pct. af denne variation.

Figur 7.6.



Kilde: Sekretariatets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

Parameterestimerne og deres standardfejl fremgår af tabellen herunder.

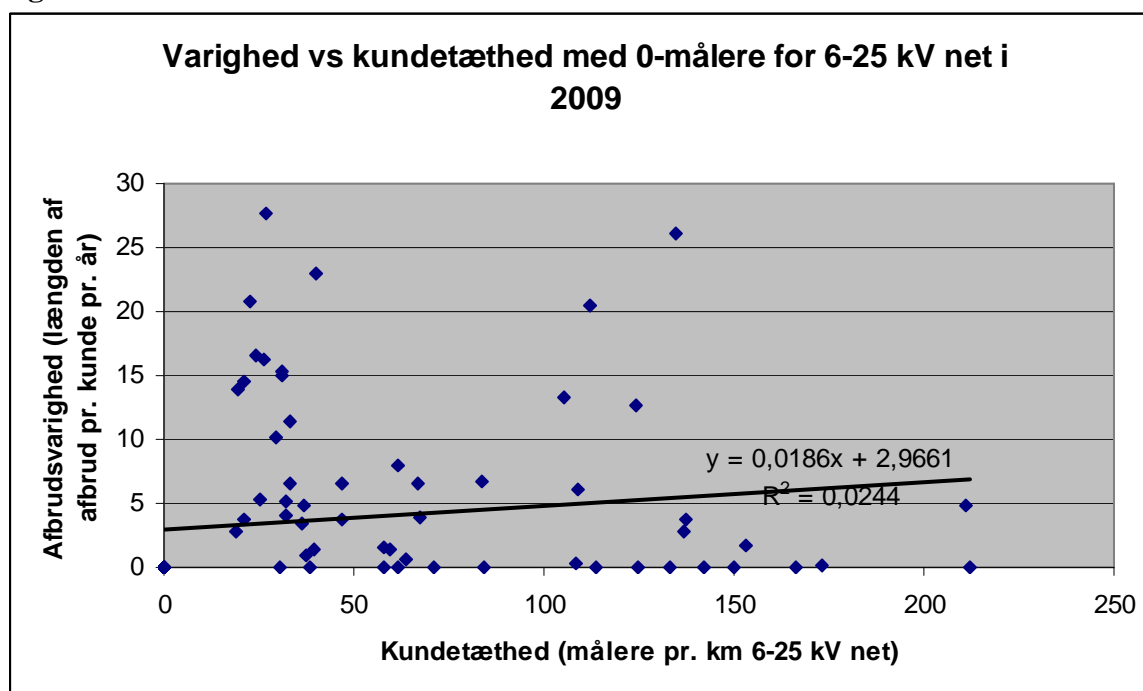
Tabel 7.6. Estimering af parametre

	Estimat	Standardfejl	P-værdi
β_0	0,10	0,02	0,0001
β_1	0,0003	0,0003	0,36
R^2	0,01		

I tabel 7.6 ses, at kundetætheden ikke er en signifikant forklaringsfaktor for en del af variationen i afbudshyppighed, da hypotesen om at hældningsgraden er lig nul accepteres, idet signifikanssandsynligheden for testet er 36 pct.

R^2 viser, hvor stor en andel af variationen, i afbudshyppigheden, kundetætheden forklarer. Kundetætheden forklarer altså 1 pct. af denne variation.

Figur 7.7.



Kilde: Sekretariatets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

Parameterestimaterne og deres standardfejl fremgår af tabellen herunder

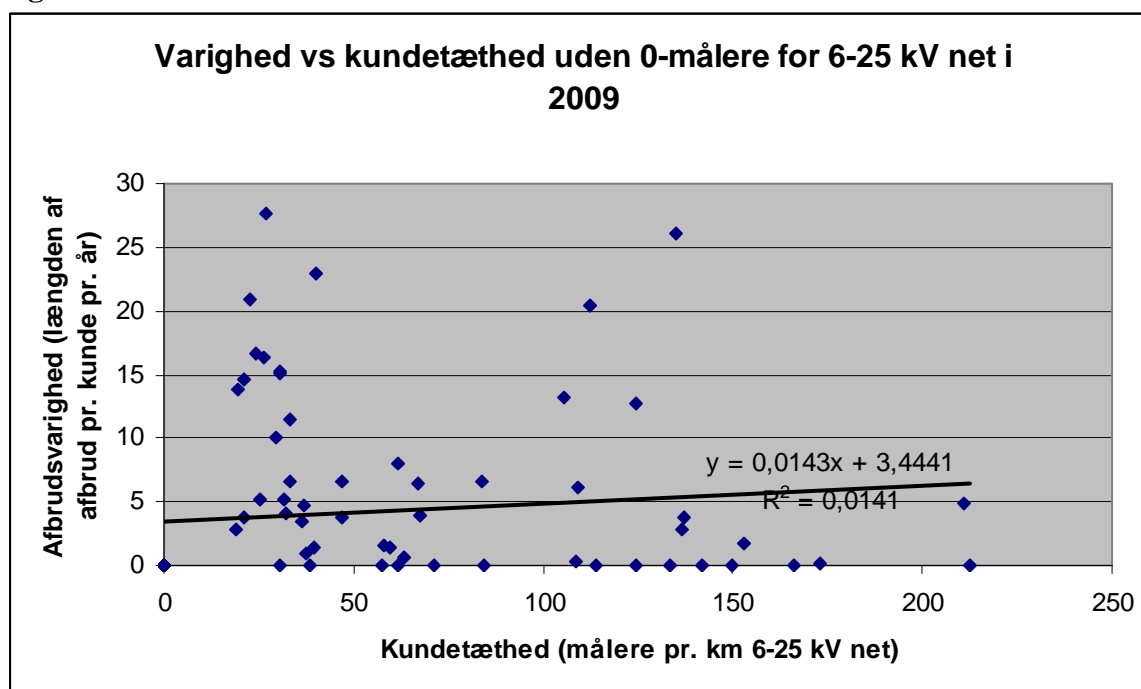
Tabel 7.7. Estimering af parametre

	Estimat	Standardfejl	P-værdi
β_0	2,97	0,85	0,0008
β_1	0,02	0,01	0,10
R^2	0,02		

I tabel 7.7 ses, at kundetætheden ikke er en signifikant forklaringsfaktor for en del af variationen i afbudsvarighed, da hypotesen om at hældningsgraden er lig nul accepteres, idet signifikanssandsynligheden for testet er 10 pct.

R^2 viser, hvor stor en andel af variationen, i afbudsvarigheden, kundetætheden forklarer. Kundetætheden forklarer altså 2 pct. af denne variation.

Figur 7.8.



Kilde: Sekretariatets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

Parameterestimerne og deres standardfejl fremgår af tabellen herunder

Tabel 7.8. Estimering af parametre

	Estimat	Standardfejl	P-værdi
β_0	3,44	0,95	0,0005
β_1	0,01	0,01	0,28
R^2	0,01		

I tabel 7.8 ses, at kundetætheden ikke er en signifikant forklaringsfaktor for en del af variationen i afbrudsvarighed, da hypotesen om at hældningsgraden er lig nul accepteres, idet signifikanssandsynligheden for testet er 28 pct.

R^2 viser, hvor stor en andel af variationen, i afbrudsvarigheden, kundetætheden forklarer. Kundetætheden forklarer altså 1 pct. af denne variation.

Bilag 8: Påvirkelige omkostninger

Energitilsynets sekretariat pålægger effektiviseringskrav med henblik på at nedbringe selskabernes omkostninger. Afskrivninger og nettab undtages for effektiviseringskrav, da selskaberne ikke kan nedbringe disse omkostninger på kort sigt.

Det er imidlertid ikke alle driftsomkostninger, som selskaberne har mulighed for at nedbringe på kort sigt. Det gælder f.eks. for ejendomsskatter, da disse kun kan nedbringes ved at flytte hovedkontor og dermed ikke umiddelbart står til at ændre.

Andelen af omkostninger, der er svære at nedbringe på kort sigt, formodes at udgøre en relativt større andel af omkostningerne for de regionale transmissionsselskaber end for distributionsselskaberne og transformerforeningerne. Det skyldes især, at de regionale transmissionsselskaber, modsat distributionsselskaberne og transformerforeningerne, ikke afholder omkostninger til kundeadministration. Kunderelaterede omkostninger udgør 16 pct. af distributionsselskabers samlede driftsomkostninger i regnskabsåret 2009. De regionale transmissionsselskaber har ingen kunderelaterede omkostninger. Det indebærer, at de regionale transmissionsselskaber har mulighed for at gennemføre besparelser på en mindre andel af deres omkostninger relativt til distributionsselskaberne og transformerforeningerne. På baggrund af ovenstående vil effektiviseringskravene overfor de regionale transmissionsselskaber være relativt mere lempelige end for distributionsselskaberne og transformerforeningerne.

Det har mærkbar betydning for effektiviseringskravenes absolutte størrelse, at afskrivninger og nettab undtages for effektiviseringskrav. I selskabernes dataindberetninger for regnskabsåret 2009 udgjorde de påvirkelige omkostninger som andel af de samlede omkostninger således ca. 39 pct. for de regionale transmissionsselskaber, mens de udgjorde hhv. ca. 51 pct. og 68 pct. for distributionsselskaberne og transformerforeningerne.

Bilag 9: Økonomisk tilskyndelse til at foretage investeringer

Selskabernes reguleringspriser er som udgangspunkt fastlåst per 1. januar 2004 og indeholder et beløb til at afskrive og forrente investeringer. I takt med at nettet nedslides, skal selskabet afholde reinvesteringer for dette beløb.

Et selskab kan øge sin forrentning ved at nedbringe sine omkostninger og vil derfor være økonomisk tilskyndet til at udskifte eksisterende net på det tidspunkt, det bliver billigere at afskrive og vedligeholde et tilsvarende nyt net.

Omkostninger til vedligeholdelse og afskrivning af det eksisterende net udgår af benchmarkingen på det tidspunkt, hvor nettet udskiftes. Det indebærer, at selskaber, ved udskiftning af eksisterende net, som udgangspunkt ikke ændrer placering i benchmarkingen.

Mens omkostninger til vedligeholdelse og afskrivning af det eksisterende net udgår af benchmarkingen, vil omkostninger til vedligeholdelse og afskrivning af det nye net blive medtaget. Afskrivninger på det nye net indgår til kostpris og afskrives efter en nærmere fastsat levetid, jævnfør § 23 i bekendtgørelse nr. 1227 af 10. december 2009.

Selskaber, der udskifter eksisterende net, vil umiddelbart opnå en bedre placering i benchmarkingen, da det indebærer en nedbringelse af de omkostninger, der indgår i benchmarkingen.

Energitilsynet inddrog i 2008 kvalitet i leveringen af el i benchmarkingen og pålægger en 1-årig forbrugerkompensation til selskaber med en mindre tilfredsstillende kvalitet i leveringen af el. Selskaberne kan dermed opnå en yderligere gevinst ved at reinvestere, hvis reinvesteringen samtidig øger nettets evne til sikkert at levere strøm til forbrugerne.

Selskaberne kan ansøge Energitilsynet om at få godkendt såkaldte nødvendige nyinvesteringer. Nødvendige nyinvesteringer omfatter især udvidelse af nettet til nye områder, samt omlægning af luftledninger til kabler med henblik på at øge leveringssikkerheden. Investeringer, der godkendes af Energitilsynet som nødvendige nyinvesteringer, medfører en forhøjelse af reguleringsprisen. I godkendte forhøjelser som følge af nødvendige nyinvesteringer indgår endvidere demonteringsomkostninger i afskrivningsgrundlaget for nyinvesteringen.

Et selskab, der investerer for at udvide nettet til nye områder, vil ikke umiddelbart opnå en anden placering i benchmarkingen. Samtidig med at selskabet får flere omkostninger til at vedligeholde og afskrive det nye net, vil dets omkostninger blive normeret med et større beløb som følge af det nu større net.

Selskaber, der omlægger luftledninger til kabler med henblik på at øge deres kvalitet i levering, vil som udgangspunkt heller ikke ændre placering i benchmarkingen, da omkostninger til luftledninger udgår af benchmarkingen. Selskaberne kan imidlertid opnå en gevinst gennem en øget kvalitet i levering, da kabler normalt indebærer en mere sikker transport af el end luftledninger.

Selskaberne er underlagt et forrentningsloft svarende til den lange byggerente tillagt et procentpoint af aktivernes værdi. Nødvendige nyinvesteringer medfører en forhøjelse af regule-

ringsprisen og indeholder - foruden et beløb til at vedligeholde og afskrive det nye net – et beløb til at forrente det nye net svarende til den lange byggerente tillagt et procentpoint.

I og med at nødvendige nyinvesteringer indebærer en forhøjelse af reguleringsprisen svarende til den maksimalt tilladte forretning af den nye investerings værdi, kan selskaber øge deres gennemsnitlige forrentning ved at foretage nødvendige nyinvesteringer.

Samlet set kan der ikke konstateres entydigt negative effekter på selskabernes økonomiske tilskyndelse til at foretage økonomisk rentable investeringer som følge af benchmarkingen sammenholdt med den øvrige regulering på området.

Bilag 10: Følsomhedsanalyser af benchmarking-model

Netvolumen-modellen bygger på en række modeltekniske antagelser, der kan have betydning for selskabernes indbyrdes placering i benchmarkingen. Med henblik på at undersøge hvor stor indvirkning disse antagelser har på modellens resultater, foretog Energitilsynets sekretariat i 2007 en række beregninger af selskabernes indbyrdes placering ved brug af en række alternative modeller, der bygger på andre modeltekniske antagelser.

Antagelser og begrænsninger i netvolumen-modellen

Netvolumen-modellen bygger på en antagelse om såkaldt konstant skalaafkast. Konstant skalaafkast indebærer, at et selskab ikke har faste omkostninger, der er uafhængige af selskabets størrelse, men derimod alene omkostninger, der varierer med selskabets størrelse.

Hvis modellens antagelse om konstant skalaafkast ikke viser sig at holde stik, og selskaber i virkeligheden har faste omkostninger, der er uafhængige af deres størrelse, da vil store selskaber alt andet lige vurderes at være mere effektive set i forhold til små selskaber. Det skyldes, at større selskaber vil have lavere enhedsomkostninger, da de faste omkostninger deles ud på et større antal enheder.

Antagelsen om konstant skalaafkast vil indirekte sikre en højere grad af effektivitet i sektoren, da selskaberne får incitament til at søge skalafordele. Ved skalafordele til større selskaber vil de mindre selskaber i branchen således få et incitament til at udlicitere og derved øge effektiviteten. Hvis de faste omkostninger udgør et betydeligt beløb vil effektiviseringskravene på længere sigt desuden indebære, at selskaberne søger mod den ”optimale” selskabsstørrelse.

Netvolumen-modellen bygger også på en antagelse om perfekt substitution mellem driftsomkostninger og afskrivninger. Det betyder, at selskaber kan vælge forskellige investeringsstrategier og samlet set afholde de samme omkostninger. Et selskab med et gammelt net og fuldt ud afskrevet net, har ikke nogen afskrivninger, men derimod høje driftsomkostninger, da et gammelt net kræver megen vedligeholdelse. Omvendt vil et selskab med et nyt net have høje afskrivninger, men samtidig have lave driftsomkostninger da et nyt net stort set ikke skal vedligeholdes.

Udlicitering af ydelser kan ligeledes være med til at omallokere omkostninger fra afskrivningssiden til driftssiden. Som følge af disse substitutionsmuligheder summeres driftsomkostninger og afskrivninger, inden de indgår i benchmarkingen. Ved at inddrage afskrivninger i benchmarkingen – og på denne måde tage højde for såvel graden af udlicitering samt substitution mellem driftsomkostninger og afskrivninger – vil selskabernes indbyrdes placering også afhænge af deres investeringseffektivitet.

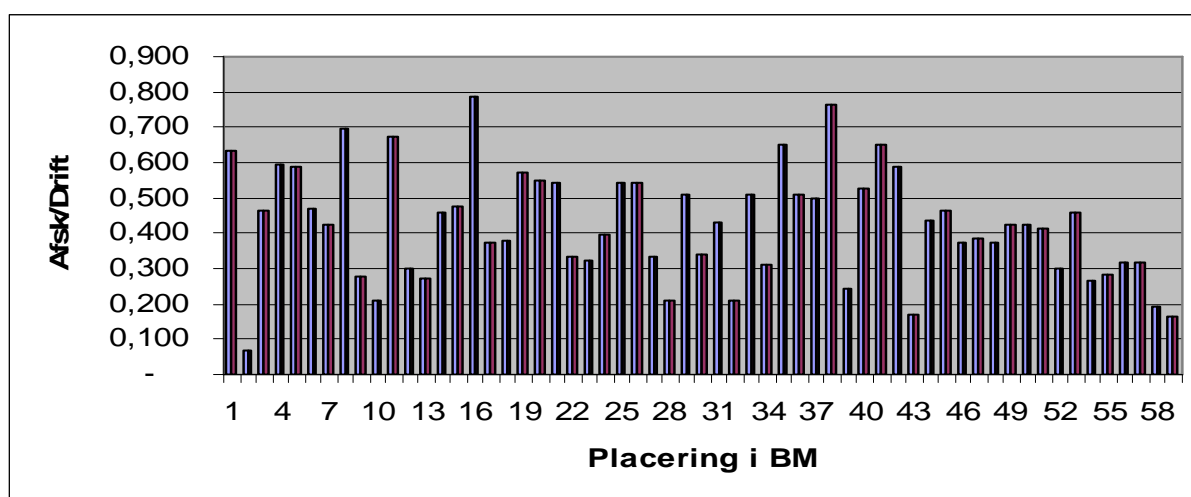
Som en konsekvens af lovgivningen indregnes afskrivninger idriftsat før år 2000 forskelligt fra afskrivninger idriftsat efter 1. januar 2000. Afskrivninger på aktiver idriftsat efter år 2000 indregnes til bogført værdi i benchmarkingen og er dermed et udtryk for selskabernes investeringseffektivitet. Afskrivninger på aktiver idriftsat før år 2000 er standardiseret ud fra generelle enhedsomkostninger per netelement. Metoden indebærer at afskrivninger falder med nettets alder.

Selskaber med samme netkomponenter og idriftsættelsestidspunkt vil have samme størrelse afskrivninger uanset selskabernes individuelle omkostninger forbundet med de foretagne anlægsinvesteringer. Selskabernes afskrivninger er på denne måde standardiseret og udtrykker dermed ikke selskabernes individuelle investeringseffektivitet. Desuden gælder det, at nye netkomponenter tildeles et højere afskrivningsbeløb end tilsvarende gamle netkomponenter. Dette følger af den benyttede standardiseringsmetode. Dette forhold modsvarer af, at vedligeholdelsesomkostninger normalt forventes at stige i netkomponenternes alder, og af den årsag er der ikke nogen entydig fordel ved at have et nyt eller gammelt net.

Energitilsynets sekretariat finder som udgangspunkt ikke et problem i, at afskrivningerne – og dermed benchmarkmodellen – ikke udtrykker selskabernes individuelle investeringseffektivitet før år 2000, da dette gælder for alle netselskaber.

Fra branchens side er der ført en kritik af modellens behandling af selskabernes afskrivninger, hvorfra det er anført, at selskabernes afskrivninger vægtes for højt i modellen. Det vil være problematisk, hvis modellens antagelse om perfekt substitution mellem driftsomkostninger og afskrivninger medfører, at selskaber med høje afskrivninger i forhold til driftsomkostninger har en tendens til at falde dårligt ud i modellen. Er det tilfældet vil selskabernes historiske investeringer kunne have en betydning for netvolumen-modellens effektivitetsvurdering. Det fremgår dog af Energitilsynets sekretariats analyse, at ovenstående kritikpunkt ikke er et problem i netvolumen-modellen. Der er således *ikke* en tendens til, at selskaber med høje afskrivninger i forhold til driftsomkostninger falder dårligt ud i modellen, jf. figur 10.1.

Figur 10.1. Sammenhængen mellem distributionsselskabernes forhold (afskrivninger/driftsomkostninger) og deres placering i netvolumen-modellen (2009-data)⁹



⁹ Energitilsynets sekretariat har endvidere testet sammenhængen mellem selskabernes (afskrivninger/driftsomkostninger) og deres effektiviseringspotentiale og finder en signifikant negativ sammenhæng. Med det resultat kan det ligeledes afvises, at selskabers relativt høje afskrivninger kan være årsagen til det estimerede effektiviseringspotentiale.

På baggrund af ovenstående vurderer Energitilsynets sekretariat, at netvolumen-modellens antagelse om perfekt substitution mellem afskrivninger og driftsomkostninger ikke er problematisk, og ikke er af afgørende betydning for modellens effektivitetsvurdering af selskaberne.

I netvolumen-modellen er det muligt for et selskab at blive kategoriseret som værende ineffektivt, selv om det har færre enhedsomkostninger på samtlige kategorier set i forhold til et andet selskab, der bliver vurderet som værende effektivt. Dette fænomen kaldes for Fox paradoks. For at opnå en høj placering i netvolumen-modellen er det ikke tilstrækkeligt at have relativt færre enhedsomkostninger på alle kategorier. Størrelsen på den mest effektive kategori har også indvirkning. Hvis selskabet bruger relativt mange omkostninger på den mindst produktive kategori, kan det resultere i en lav placering i benchmarkingen – på trods af lavere enhedsomkostninger.

Paradokset kan illustreres med et eksempel. Selskab A har færre enhedsomkostninger end selskab B på begge kategorier, men har relativt flere luftledninger i forhold til kabler. Se tabel 10.1.

Tabel 10.1. Eksempel på Fox paradoks

	<i>Selskab A</i>	<i>Selskab B</i>
Omkostninger til luftledninger	30	30
Antal luftledninger	15	10
Enhedsomkostninger til luftledninger	2	3
Omkostningsækvivalent til luftledninger ifølge model	4	4
Omkostninger til kabler	80	360
Antal kabler	10	40
Enhedsomkostninger til kabler	8	9
Omkostningsækvivalent til kabler ifølge model	50	50
Benchmark-resultat	20	19

Netvo

lumen-modellen opgør A's samlede omkostninger til $(30+80)/(15*4+10*50)*100 = 20$ og B's samlede omkostninger til $(30+360)/(10*4+40*50)*100 = 19$.

B er mere effektiv end A på trods af, at B har højere omkostninger på både luftledninger og kabler. Det skyldes, at A har relativt flest aktiviteter på den mindst produktive kategori (ledninger), mens B har relativt flest aktiviteter på den mest produktive kategori (kabler). Kabler er den mest produktive kategori fordi modellen tillader selskaber at benytte 50 enhedsom-

kostninger og begge selskaber benytter langt lavere enhedsomkostninger – henholdsvis 8 og 9.

Resultater af benchmarking ved brug af andre modeller end netvolumen-modellen

Energitilsynets sekretariat har i samarbejde med branchen valgt at bruge netvolumen-modellen til benchmarking af selskaberne. Netvolumen-modellen er valgt, fordi den vurderes at være den bedste model til at sammenligne selskabernes omkostninger med. Desuden er modellen karakteriseret ved at være relativt simpel regneteknisk, og baggrunden for modellens konklusioner fremstår relativt gennemskuelig.

Energitilsynets sekretariat er opmærksomt på, at valg af model kan være afgørende for resultaterne af benchmarkingen. Det er muligt, at selskabernes indbyrdes placering i benchmarkingen ville ændre sig, hvis Energitilsynets sekretariat valgte at benytte en anden model end netvolumen-modellen. Af den årsag foretog Energitilsynets sekretariat i 2007 en række beregninger af selskabernes indbyrdes placering ved brug af andre modeller end netvolumen-modellen. De forskellige typer af modeller er oplyst i boks 10.1.

Boks 10.1. Liste over alternative modeller til benchmarking af selskaber

DEA(Data Envelopment Analysis): Ikke parametrisk metode til at måle produktivitet. Produktivitetsudvikling over tid kan beregnes vha. Malmkvist-indekset. Resultatet er en DEA-værdi for hver DMU (Decision Making Unit) målt i forhold til randen (best practice).

Farrell-efficiens: Farrell-efficiensen er et afstandsmål, der måler en given DMU's efficiens som afstanden fra fronten. Farrell-målet giver en faktor der kan ganges på output for at komme på fronten. Farrell-efficiensen er defineret ved:

$$E^i = \min\{E \in R_0 | Ex^i \in L(y^i)\}$$

$$F^i = \max\{F \in R_0 | Fy^i \in P(x^i)\}$$

Hvor E^i repræsenterer inputefficiensen, som beskriver med hvilken faktor man ifølge teknologien kan reducere *alle* sine inputs og stadig bibeholde produktionsniveauet. $E^i \in [0,1]$. Hvor små værdier af E er inefficent mens en værdi på 1 angiver at DMU'en er efficient og dermed "på fronten". F^i viser outputefficiensen, der i intervallet $F^i \in [1,\infty]$ viser hvor meget alle output kunne forøges med uden at forbruge flere inputs.

FDH(Free Disposability Hull): Muligheden for at producere mindre output ved at bruge mindre input. FDH-fronten er en kantet trapez i et input-output diagram.

CRS: Konstant skalaafkast betyder, at en fordobling af alle input vil medføre netop en fordobling af alle output. Når der ikke tages hensyn til stordriftsfordele, anvendes CRS-scoren.

VRS: Varierende skalaafkast tager højde for, at der kan være voksende skalaafkast for små produktionsniveauer (mindre end den MPSS (most productive scale size)) og faldende skalaafkast for store produktionsniveauer (større end MPSS). VRS scoren anvendes, når der tages højde for stordriftsfordele.

Noter til CRS og VRS: Sammenligning af resultaterne i modellerne under konstant og varierende skalaafkast kan således give anledning til at vurdere, om en institution opererer ved et inoptimalt skalniveau, men ikke om skalaen er for stor eller for lille. Dette kan belyses ved DRS.

DRS = NIRS: DEA-modellen med aftagende skalaafkast er en kombination af modellerne med konstant skalaafkast og variabelt skalaafkast. Modellen er således baseret på konstant skalaafkast for små skalaniveauer og faldende skalaafkast for større skalaniveauer. DRS-kurven udspændes af CRS-kurven indtil MPSS og herefter af VRS-kurven.

NDRS: Udspændes af VRS-kurven indtil MPSS og herefter af CRS-kurven.

IRS: Ses ved sammenlægning af to DMU'er, hvor stordriftsfordele gør at dobbelt så meget input producerer mere end dobbelt så meget output.

Super efficiens: Er et mål for, givet Farrell-efficiensmålet bruges, hvor meget en given efficient DMU kunne have øget sine input med og så stadig have været efficient og på fronten; $E^{\text{SUPER}} = 1,2$ svarer til at DMU'en kunne have øget alle sine input med 20 pct. og stadig været på fronten. Tilsvarende for output, hvor meget en given DMU kunne have reduceret alle sine output med og så stadig have været på fronten og efficient; $F^{\text{SUPER}} = 0,9$ svarer til at DMU'en kunne have reduceret alle sine output med 10 pct. og stadig have været på fronten.

Bootstrapping analyse: Følsomhedsanalyse eller variansanalyse, laves ved at udtage en stikprøve i det datasæt man starter med at bruge, sådan at det nye datasæt består af samme antal observationer som oprindeligt, og så lave DEA-beregningen igen på de udvalgte data.

Bias korrektion: Datasæt kan i forbindelse med bootstrapping korrigeres for evt. bias i data.

SFA: Er i modsætning til DEA en parametrisk metode til at måle produktivitet. Metoden adskiller sig fra almindelig regressionsanalyse ved at der i SFA-modellen skal indgå et fejllid for stokastisk fejl(v) og et fejllid for inefficiens(u) i modellen.

Note:

Når der ikke tages hensyn til stordriftsfordele, anvendes CRS-scoren, mens VRS scoren anvendes, når der tages højde for stordriftsfordele. Dog anvendes VRS scoren kun i det tilfælde, hvor skalapotentialet skyldes stordriftsfordele ($\text{NIRS}=\text{CRS}<\text{VRS}$). Skyldes skalapotentialet stordriftsulemper ($\text{NIRS}=\text{VRS}>\text{CRS}$) benyttes CRS scoren, svarende til at stordriftsulemper ikke accepteres.

Resultaterne i de opstillede modeller kan umiddelbart sammenlignes med netvolumenmodellens resultater. Dog er der det forbehold, at modellerne ikke er individuelt tilpasset data, men i stedet er benyttet i deres generelle form, hvilket kan påvirke resultaterne. En sammenligning af resultaterne indikerer dog en eventuel forskel på modellerne.

Modsat netvolumen-modellen, der blandt andet antager konstant skalaafkast, og perfekt substitution mellem driftsomkostninger og afskrivninger, indeholder de oplyste modeller en række andre antagelser. Energitilsynets sekretariat har foretaget en række beregninger, der viser, i hvilken udstrækning selskabernes indbyrdes placering ændrer sig ved brug af alternative modeller set i forhold til netvolumen-modellen. I analysen foretages en sammenligning af netvolumen-modellen med de andre modeller, og der fastsættes en værdi i intervallet 0-1, der afspejler ændringen i selskabernes indbyrdes placering i forhold til modellerne. I den forbin-

delse udtrykker en værdi tæt på 1, at de indbyrdes placeringer er identiske mellem modellerne, mens en værdi tæt på 0 betyder, at de indbyrdes placeringer ændret sig meget afhængig af modelvalg.

Ved at anvende de alternative modeller sker der kun ændringer i selskabernes indbyrdes placering i forhold til netvolumen-modellen i mindre grad. Dette følger af en gennemsnitlig indekssværdi på 0,7, jf. tabel 10.2.

Tabel 10.2. Sammenligning netvolumen-modellen og en række alternative modeller

Model nr.	Modeltype	Ændring i indbyrdes placering i forhold til netvolumen-modellen	Ændring i absolut effektivitet i forhold til netvolumen-modellen
1	d_dea_far_vrs	0,7	0,05
2	d_dea_far_drs	0,8	0,05
3	d_dea_far_ndrs	0,8	-0,02
4	d_dea_far_crs	0,9	-0,03
5	d_dea_sup_far_vrs	0,6	0,11
6	d_dea_sup_far_drs	0,8	0,08
7	d_dea_sup_far_ndrs	0,6	0,04
8	d_dea_sup_far_crs	0,8	0,01
9	d_dea_far_vrs_biascorr	0,7	-0,04
10	d_dea_far_vrs_biascorr_c1	0,7	-0,11
11	d_dea_far_vrs_biascorr_c2	0,7	0,04
12	d_dea_far_crs_biascorr	0,9	-0,1
13	d_dea_far_crs_biascorr_c1	0,9	-0,15
14	d_dea_far_crs_biascorr_c2	0,9	-0,04
15	d_dea_far_ndrs_biascorr	0,8	-0,1
16	d_dea_far_ndrs_biascorr_c1	0,8	-0,16
17	d_dea_far_ndrs_biascorr_c2	0,8	-0,03
18	d_orderm_far	0,4	0,31
19	d_dea_shell_far[0,7	0,05
20	d_dea_shell_far[0,7	0,32
21	d_dea_shell_far[0,6	0,49
22	d_sfa_linear_far	0,3	0,15
23	d_sfa_loglinear_far	0,6	0,25
24	d_sfa_translog_far	0,5	0,14
25	d_sfa_normedloglinear_far	0,6	0,21
26	d_dea_far_se	0,4	0,22
Gennemsnit af modeller		0,7	7 procentpoint
Gennemsnit af CRS-modeller		0,9	-10 procentpoint

Vurderes modellen i forhold til andre modeller med antagelsen om konstant skalaafkast er resultatet endnu mere udtalt. Således opnås der i dette tilfælde et indeks på 0,9. Beregningerne viser endvidere, at selskaberne, ved brug af de alternative CRS-modeller, i gennemsnit vil opnå en absolut effektivitet, der er 10 procentpoint lavere end i netvolumen-modellens beregninger. Effektiviseringspotentialet beregnet i netvolumen-modellen fastsættes således forsigtigt.

Datausikkerhed

Selskabernes indberetninger til brug for fastsættelsen af omkostningsækvivalenterne blev i 2006 underlagt en kvalitetssikring. Revisionselskabet PricewaterhouseCoopers har på foranledning af Energitilsynets sekretariat foretaget en række undersøgelser af 10 udvalgte selskabers indberetninger. Revisionselskabet har aflagt besøg hos de 10 selskaber og foretaget en detaljeret gennemgang af hver af deres indberetninger. Undersøgelsen viste, at de fleste indberetninger er af høj kvalitet, men at enkelte indberetninger ikke havde en tilstrækkelig kvalitet til at kunne benyttes i det videre arbejde med at fastlægge modellen.

Som følge af resultaterne af de 10 virksomhedsbesøg må det forventes, at en række af de 48 udvalgte indberetninger – der benyttes i det videre arbejde med at fastlægge netvolumen-modellen – vil vise sig ikke at have en tilstrækkelig kvalitet, såfremt de blev underlagt et tilsvarende virksomhedsbesøg.

Af denne grund har Energitilsynets sekretariat undersøgt i hvor høj grad de vægte – der indgår i netvolumen-modellen - må forventes at ændre sig i tilfælde af, at alle 48 udvalgte indberetninger bliver underlagt et virksomhedsbesøg, og en række af disse indberetninger viser sig ikke at have en tilstrækkelig kvalitet til at indgå i grundlaget for fastlæggelse af netvolumen-modellen.

Energitilsynets sekretariat har foretaget en beregning, der viser, i hvilken grad netvolumen-modellen vil blive påvirket af at frasortere en række af de indberetninger der indgår i fastlæggelsen af netvolumen-modellen. Der frasorteres fra 1 op til 20 ud af de 35 distributionsselskabers indberetninger – som indgår i fastlæggelsen af modellen - på knap 1.000 forskellige måder. Beregningerne viser, at de vægte – der indgår i netvolumen-modellen – i gennemsnit ændres med omkring 1,5 procent, jf. tabel 10.4. Datakvaliteten fremstår således i høj grad valid, og da selskaberne på gennemsnittet må forventes at have foretaget deres indberetninger identisk, er det Energitilsynets sekretariats vurdering, at omkostningsækvivalenterne udtrykker de faktiske gennemsnitlige enhedsomkostninger.

Tabel 10.3. Udregning af vægte med færre indberetninger end de 35 udvalgte distributionselskaber

<i>Kategori nr.</i>	<i>Kategori type</i>	<i>Vægt beregnet ud fra de udvalgte 35 indberetninger</i>	<i>Ny vægt beregnet med færre end 35 indberetninger</i>	<i>Forskel i pct.</i>
1	132 kV-felt, åben	-	-	-
2	132 kV-felt, gasisoleret	-	-	-
3	132 kV-kabel	-	-	-
4	132 kV-kabel, sø	-	-	-
5	132 kV-luftledning, enkeltracé	-	-	-
6	132 kV-luftledning, dobbeltracé	-	-	-
7	132/50 kV-transformer	-	-	-
8	50 kV-kabel	67.053	64.911	-3,2
9	50 kV-kabel, sø	63.359	63.360	0,0
10	50 kV-luftledning	13.364	13.523	1,2
11	50 kV-felt, åben	48.166	47.871	-0,6
12	50 kV-felt, gasisoleret	63.672	61.250	-3,8
13	50/10 kV-transformer	72.577	71.970	-0,8
14	10 kV-felt	12.678	12.502	-1,4
15	10 kV-kabel	8.215	8.184	-0,4
16	10 kV-luftledning	9.130	9.184	0,6
17	10/0,4 kV-station	6.634	6.586	-0,7
18	0,4 kV-kabel	9.472	9.422	-0,5
19	0,4 kV-luftledning	14.615	14.508	-0,7
20	Målere	75	75	0,5
21	Kunderrelaterede omkostninger	179	176	-1,6
22	Administrationsomkostninger	0,4	0,36	-8,8
23	1 - 1 omkostninger	9	9	-0,4
Gennemsnit	-	24.325	23.971	-1,5

Bemærk, at kategorierne dækker flere typer komponenter. Kategorier med komponenter på 132 kV-niveau indeholder også komponenter på 150 kV. Tilsvarende indeholder kategorier

med komponenter på 50 kV-niveau også komponenter på 60 kV-niveau, mens der i kategorier af komponenter på 10 kV-niveau også indgår komponenter på 15 kV og 20 kV-niveau.