

## **Reduktion af elnetselskabernes indtægtsrammer for 2010**

28-09-2009  
GAS  
4/0706-0300-0019  
/RFW, CPS

**ENERGITILSYNET**  
sekretariatsbetjenes af  
**KONKURRENCESTYRELSEN**  
Centrene for Energi

### **1 Resumé**

1. Energitilsynet skal i henhold til elforsyningsloven og indtægtsrammebekendtgørelsen årligt udmelde individuelle krav til reduktion af elnetselskabernes indtægtsrammer. Udmeldingen skal ske på baggrund af en benchmarking af elnetselskaberne både for så vidt angår deres økonomiske effektivitet i driften af selskaberne og for så vidt angår selskabernes kvalitet i levering af elektricitet.
2. Selskaberne har et naturligt monopol på at transportere elektricitet i hvert deres geografiske område. Derfor er markedet for transport af elektricitet ikke konkurrencepræget. Det er hverken rentabelt for virksomhederne, eller samfundsøkonomisk rentabelt at have 2 parallelle elnet. Når der ikke er konkurrence mellem selskaberne, er der ikke markedsbaserede incitament til effektivisering. Derfor er der en offentlig regulering af selskaberne. Først og fremmest er selskaberne underlagt en såkaldt indtægtsrammeregulering. Som udgangspunkt er selskabernes tariffer låst fast på niveauet fra 1. januar 2004 – dog med mulighed for pristalsregulering.
3. Indtægtsrammereguleringen blev for første gang i 2007 suppleret med en effektivitetsregulering, hvor tilsynet pålagde selskaberne effektiviseringskrav på baggrund af en benchmarking af selskabernes økonomiske effektivitet. Fra 2008 blev denne regulering suppleret med en benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet.
4. Ved at foretage en benchmarking af selskabernes økonomisk effektivitet – og udmelde krav til reduktion af indtægtsrammen – tilnærmes de konkurrencevilkår, som gælder for virksomheder på et konkurrencepræget marked. Benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet har det sigte, at selskaberne ikke reducerer omkostningerne på bekostning af kvalitet i levering af elektricitet. Reguleringen skal tilskynde selskaberne til

at øge effektiviteten samtidig med, at forbrugerne stadig oplever en god, pålidelig og effektiv transport af elektricitet til den lavest mulige pris.

5. Økonomisk effektivitet i driften af et selskab opgøres ved at sammenligne, hvor effektivt eller ineffektivt selskabet omkostningsmæssigt er til at drive sit eget elnet i forhold til, hvor effektive eller ineffektive andre danske selskaber ville være til at drive et tilsvarende elnet. Det sker ved hjælp af netvolumenmodellen, som nu anvendes for tredje gang til at benchmarke selskabernes effektivitet.

6. Netvolumenmodellen, der benchmarker selskabernes relative økonomiske effektivitet, tager højde for selskabernes individuelle sammensætning af elnettet. Det sker konkret ved, at der tages højde for variationer i nettenes størrelse og opbygning, før selskabernes omkostninger sammenlignes med hinanden. Metoden muliggør en sammenligning af f.eks. et selskab med mange transformere og få kilometer ledning med et selskab, der har færre transformere og flere kilometer ledning. Denne metode er valgt, fordi man på en forholdsvis enkel og gennemsigtig måde kan sammenligne selskabernes omkostninger til at drive el-nettet.

7. Desuden anvendes den forventede fremtidige produktivitetsvækst i sammenlignelige brancher som en benchmark for, hvilken produktivitetsvækst, der må kunne forventes i elnetselskaberne i den nærmeste fremtid. Ved denne benchmarking fastsættes et fremtidigt effektiviseringspotentiale i selskaberne, der skal sikre, at selskaberne får et incitament til at søge de fremtidige produktivitetsstigninger, der på lige fod med andre brancher må forventes løbende at opstå.

8. Kvalitet i leveringen af elektricitet måles ved elnettets leveringssikkerhed. Leveringssikkerhed opgøres ved antallet af afbrud og varigheden af afbrud, der opstår i elnettet. Energitilsynet foretager en benchmarking på både aggregeret niveau og på enkeltkundeniveau.

9. Modellen for benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau tager afsæt i selskabernes afbrudsstatistik og tager desuden højde for en række forhold, herunder forskellige spændingsniveauer.

10. I modellen for benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau benchmarkes kun selskaber på spændingsniveauerne 0,4-6 kV og 6-25 kV. Energitilsynet har alene foretaget en benchmarking af afbrudshyppighed på enkeltkundeniveau og ikke af afbrudsvarighed på grund af tvivlsom datakvalitet for så vidt angår indberetninger af afbrudsvarighed på enkeltkundeniveau.

11. Energitilsynet har fastsat tærskelværdier for tilfredsstillende kvalitet i levering på aggregeret niveau (den gennemsnitlige kvalitet i levering i det

enkelte selskabs område) henholdsvis enkeltkundeniveau (andelen af selskabets kunder som ikke får en acceptabel kvalitet i levering).

12. Ud af 97 selskaber overskrider 13 selskaber samlet set tærskelværdierne på aggregeret niveau, mens 3 selskaber overskrider tærskelværdierne på enkeltkundeniveau. Èt selskab overskrider tærskelværdierne på både aggregeret niveau og på enkeltkundeniveau. Regionale transmissionselskaber benchmarkes ikke på kvalitet i levering på enkeltkundeniveau, fordi disse selskaber ikke har direkte kontakt med kunderne.

13. Tilsynets udmelding om reducerede indtægtsrammer omfatter i alt 97 selskaber. Kravene om reduktion af omkostninger udmeldes som procentdele af selskabernes påvirkelige omkostninger – det vil sige driftsomkostninger eksklusiv nettab og eventuelle konkrete ekstraordinære omkostninger (og dermed også eksklusiv afskrivninger). Reduktionerne håndhæves i forbindelse med tilsynets godkendelse af reguleringsregnskaberne for 2010. Dette forventes at ske medio 2011.

14. Ved udmeldelsen af effektiviseringskrav, som fremkommer ved den økonomiske benchmarking af selskaberne, tager Energitilsynet udgangspunkt i det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale i selskaberne og i selskabernes forventede fremtidige produktivitetsvækst. Pga. de regionale transmissionselskabers reducerede muligheder for at effektivisere deres omkostninger, fastsættes der mere lempelige effektiviseringskrav til disse.

15. Et selskab, der har en mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau, pålægges en 1-årig reduktion af indtægtsrammen – en såkaldt "forbrugerkompensation" – på 1,0 pct. af selskabets påvirkelige omkostninger i 2008. Det er sigtet med dette krav på den ene side at kompensere forbrugerne for en mindre tilfredsstillende kvalitet i leveringen af elektricitet og på den anden side at give selskaberne et incitament til at øge kvaliteten i leveringen – ved at øge kvaliteten kan selskaberne jo undgå at skulle betale kompensation til forbrugerne. Et selskab, der har en mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau, pålægges en 1-årig forbrugerkompensation på op til 0,5 procentpoint af selskabets påvirkelige omkostninger i 2008. Forbrugerkompensationen er størst på aggregeret niveau, da mindre tilfredsstillende kvalitet i levering her berører flere kunder end mindre tilfredsstillende kvalitet i levering på enkeltkundeniveau.

16. Samlet set udgør de pålagte varige effektiviseringskrav og 1-årige forbrugerkompensationer en reduktion af selskabernes indtægtsrammer på ca. 150 mio. kr. i 2010, jf. tabel 1. Heraf udgør varige effektiviseringskrav 144,5 mio. kr. og 1-årige forbrugerkompensationer 5,5 mio. kr. Den samlede reduktion af indtægtsrammerne i 2010 er i alt på ca. 5,4 pct. af selskabernes påvirkelige omkostninger. Det svarer til en samlet procentvis reduktion af selskabernes indtægtsrammer på ca. 2,1 pct. Den samlede reduktion er

blevet forøget i forhold til sidste år, hvor tilsynet stillede samlede effektiviseringskrav for 2008 på 2,8 pct. af selskabernes påvirkelige omkostninger, hvilket var 1,2 pct. af indtægtsrammerne.

17. De udmeldte krav svarer til en reduktion af de samlede indtægtsrammer for de regionale transmissionsselskaber på ca. 0,4 pct. For distributionsselskaberne svarer kravene til en samlet reduktion på ca. 2,6 pct., og for transformerforeningerne svarer kravene til en samlet reduktion af indtægtsrammen på ca. 5,7 pct. For alle selskaberne under ét svarer kravene som nævnt til en reduktion af selskabernes samlede indtægtsrammer på 2,1 pct.

18. Målt i forhold til selskabernes påvirkelige omkostninger svarer de udmeldte krav til en effektivisering på ca. 3,8 pct. for de regionale transmissionsselskaber, ca. 5,5 pct. for distributionsselskaberne, og endelig ca. 11,0 pct. for transformerforeningerne.

19. I fastsættelsen af kravene ved den økonomiske effektivitet har Energitilsynet lagt vægt på den betydelige spredning, der er i selskabernes omkostningsmæssige økonomiske effektivitet. Det fastsatte effektiviseringspotentiale ved selskabernes relative effektivitet viser, at der er ineffektive selskaber i branchen, og at der er plads til forbedringer i branchen. En række af de ineffektive selskaber kan således blive mere effektive, eller med fordel kunne drives af de mere effektive selskaber. Dette fastsatte effektiviseringspotentiale samt det øgede og forbedrede datagrundlag, der fører til en forbedret benchmarking, er medvirkende til, at effektiviseringskravene kan hæves i forhold til sidste år. Herudover fører Energitilsynets inddragelse af forventede fremtidige produktivitetsstigninger også til at det samlede effektiviseringspotentiale i selskaberne øges. Energitilsynet finder det derfor rimeligt, at selskaberne pålægges større reduktioner i dette års afgørelse end i sidste års afgørelse.

20. I nedenstående indstilling udmelder Energitilsynet individuelle krav om reduktioner af selskabernes indtægtsrammer for 2010. Energitilsynets benchmarking af selskabernes økonomiske effektivitet i 2008 ligger til grund for udmeldingen af varige effektiviseringskrav, mens Energitilsynets benchmarking af selskabernes kvalitet i levering i 2008 ligger til grund for udmeldingen af 1-årige reduktioner i selskabernes indtægtsrammer – såkaldte forbrugerkompensationer.

21. Rammevilkårskorrektionen for distributionsselskaberne er genberegnet efter, at afgørelsen blev sendt i høring. Årsagen er, at den gennemsnitlige kundetæthed beklageligvis var beregnet som et simpelt gennemsnit over selskaberne, og ikke som den netvolumenvægtede gennemsnitlige kundetæthed, der er anvendt i de tidligere års afgørelser. Dette medfører mindre ændringer i effektiviseringskravene for alle distributionsselskaberne.

## 2 Afgørelse

### 22. Energitilsynet udmelder

- på baggrund af benchmarking af selskaberne de individuelle effektiviseringskrav for 2010 til selskaberne, jf. tabel 1. Udmeldingen sker i medfør af elforsyningslovens § 70, stk. 2, jf. lovbekendtgørelse nr 1115 af 8.november 2006, med ændringer, herunder lov nr. 286 af 20. maj 2009, lov om ændring af lov om naturgasforsyning, og i medfør af § 19, stk. 1, samt § 20, stk. 1 og 4, i bekendtgørelse nr. 1520 af 23. december 2004 om indtægtsrammer for netvirksomheder og regionale transmissionsvirksomheder omfattet af elforsyningsloven.

**Tabel 1: Individuelle reduktioner af selskabernes indtægtsrammer i 2010**

Selskab	Økonomisk effektivitet		Kvalitet i levering		Samlet
	Varige effektiviseringskrav for 2010 og frem fra benchmarking af økonomisk effektivitet (pct)	Varige effektiviseringskrav for 2010 og frem fra benchmarking af økonomisk effektivitet (kr.) (A)	1-årig forbrugerkompensation kun for 2010 (pct)	1-årig forbrugerkompensation kun for 2010 (kr.)(B)	
<i>Regionale transmissionselskaber</i>					
Vestjyske net 60 kV A/S	0,60	55.118	0	0	55.118
Vestjyske Net 150 kV A/S	0,60	60.075	1	100.125	160.200
Syd Net A/S	0,60	47.437	0	0	47.437
Fyns net Amba.	1,09	150.402	0	0	150.402
Sydøstjyske Net A/S	1,60	131.722	0	0	131.722
SEAS-NVE Transmission AS	2,85	1.076.185	0	0	1.076.185
Frederiksberg Eltransmission A/S	2,99	33.951	0	0	33.951
NV Net A/S	3,77	721.222	1	191.238	912.460
KE Transmission A/S	3,85	818.803	0	0	818.803
SEAS-NVE NET (Transmissionsdel)	4,17	952.741	0	0	952.741
FynsNet 150 KV A/S	4,33	277.226	0	0	277.226
Midtjyske Net A/S	5,31	873.979	1	164.458	1.038.437
Dong Energy Nord Elnet	11,62	1.409.629	0	0	1.409.629
<b>I alt</b>		<b>6.608.491</b>		<b>455.821</b>	<b>7.064.312</b>

<i>Distributionsselskaber</i>					
DONG Energy Frederiksberg Elnet A/S	0,60	234.728	0	0	234.728
Bjerringbro Elværk	0,60	10.030	0	0	10.030
ENV Net A/S	0,60	172.912	0	0	172.912
NRGi Net A/S	0,60	620.049	0	0	620.049
ESV Net A/S	0,82	192.635	0	0	192.635
NOE Net A/S	1,40	355.942	0	0	355.942
HEF Net A/S	1,99	984.163	1,21	599.522	1.583.895
AKE Net	2,08	1.047.072	0	0	1.047.072
EnergiMidt Net A/S	2,17	2.451.432	0	0	2.451.432
Nibe Elforsyning Net Amba	2,19	51.355	0	0	51.355
Aars El-Forsyning Netvirksomhed	2,70	64.241	1,5	35.750	99.991
Energi Fyn Net A/S	2,74	1.505.915	0	0	1.505.915
TRE-FOR Elnet A/S	3,17	2.636.025	0	0	2.636.025
MES Net A/S	3,27	632.686	0	0	632.686
Thy Højspændingsværk Net A/S	3,28	523.570	1	159.718	683.288
ELRO Net A/S	3,49	1.530.893	0	0	1.530.893
Køge Elnet A/S	3,51	253.185	0	0	253.185
SEF Net A/S	3,62	632.681	0	0	632.681
Kjellerup Elnet	3,89	73.612	1	18.915	92.527
RAH Net A/S	4,07	1.074.212	0	0	1.074.212
Nyfors Net A/S	4,15	1.539.814	0	0	1.539.814
EnergiMidt Net Vest A/S	4,32	1.890.725	0	0	1.890.725
Energi Randers Net A/S	4,43	1.369.391	0	0	1.369.391
Ærø Elforsyning Net A/S	4,49	218.407	0	0	218.407
Østjysk Energi Net A/S	4,69	2.154.965	0	0	2.154.965
Galten Elværk Net A/S	4,81	1.065.412	0	0	1.065.412
Faaborg Elforsyning A/S	4,82	616.332	0	0	616.332
SYD ENERGI Net A/S, SYD Energi Net 60 kV A/S	5,22	13.314.240	0	0	13.314.240
SEAS-NVE Net	5,26	14.173.004	0	0	14.173.004
Videbæk Elnet	5,31	81.242	0	0	81.242
Vildbjerg Elværk Amba	5,44	101.069	0	0	101.069
Læsø Kommune	5,47	125.629	1	22.966	148.595
Helsingør Elforsyning	5,75	657.309	0	0	657.309
LEF Net A/S	5,82	720.747	0	0	720.747
Thy-Mors El-Net A/S	5,96	2.106.077	0	0	2.106.077
Energi Fyn City Net A/S	6,00	2.767.298	0	0	2.767.298
Energi Hillerød Net	6,08	562.102	0	0	562.102
Brabrand Net A/S	6,59	362.001	0	0	362.001
Østkraft	6,91	2.480.264	0,16	57.468	2.537.732
DONG Energy City Elnet A/S	6,97	24.327.523	0	0	24.327.523
VOS Net A/S	6,99	567.410	0	0	567.410
Vordingborg Elnet	7,19	265.146	0	0	265.146
Midtfyns Elforsyning Amba	7,40	372.861	0	0	372.861
Viborg Elnet A/S	7,51	1.272.688	0	0	1.272.688
Nyborg Elnet A/S	7,53	557.873	0	0	557.873

Dong Energy Nord Elnet Før NESANET A/S	7,61	31.112.918	1	4.087.533	35.200.451
Tarm Elværk Net A/S	7,65	161.856	0	0	161.856
Hornum El-forsyning Netvirk-somhed	7,73	63.248	1	8.181	71.429
Vestforsyning Net A/S	7,81	1.291.673	0	0	1.291.673
NKE Elnet A/S	7,92	1.073.492	0	0	1.073.492
Roskilde Kommune, Forsynin-gen	7,97	1.118.840	0	0	1.118.840
Hurup Elværk Net A/S	8,38	213.183	0	0	213.183
Frederikshavn Elnet A/S	8,99	1.871.242	0	0	1.871.242
Ikast Værkerne Net A/S	9,14	769.836	0	0	769.836
Hammel El-Forsyning	9,31	334.283	0	0	334.283
Struer Forsyning Elnet AS	9,52	570.703	0	0	570.703
Ravdex A/S	9,61	1.945.085	0	0	1.945.085
GEV Net A/S	10,42	674.009	0	0	674.009
Viby Net A/S	10,47	1.307.319	0	0	1.307.319
Ringkøbing-Skjern Forsyning A/S	10,54	1.275.480	0	0	1.275.480
Nakskov Elnet	10,80	978.891	0	0	978.891
SK Elnet A/S	11,55	2.880.204	0	0	2.880.204
<b>I alt</b>		<b>136.359.132</b>		<b>4.990.053</b>	<b>141.349.185</b>
<i>Transformerforeninger</i>					
Brenderup Netselskab	0,60	2.569	0	0	2.569
Øslev-Drøstrup Trans-formatorforening	0,60	83	0	0	83
Sunds Elforsyning	0,60	7.050	0	0	7.050
Borris El-Forsyning	1,91	6.306	0	0	6.306
Bårdesø El-forsyning	2,30	10.917	0	0	10.917
Klim Transformatorforening	4,88	1.775	0	0	1.775
Skovsgaard Elforsyning	5,83	7.042	0	0	7.042
Gøttrup Transformator forening	8,44	5.329	0	0	5.329
Rolfsted og Omegns Trans-formerforenings Netselskab A.m.b.A.	10,17	75.617	0	0	75.617
Kibæk Elværk	10,27	71.441	0	0	71.441
Studsgård Vand- og Elforsyning	10,74	12.158	0	0	12.158
Kongerslev Elnet ApS	10,75	45.393	1	4.228	49.622
Pårup Elforsyning	11,25	123.028	0	0	123.028
Hjerting Transformator-forening	11,52	161.809	1	14.053	175.863
Ejby Elnet Amba	11,90	67.369	0	0	67.369
Sdr. Felding Elforsyning	12,00	122.745	0	0	122.745
Aal El-Net A.m.b.a.	13,87	209.711	0	0	209.711
Taars Elnetselskab Amba	13,91	85.294	0	0	85.294
Knøsgård Transformator-forening	14,15	43.826	0	0	43.826
Hirtshals El-Netselskab A/S	14,46	224.055	0	0	224.055

Åbybro Elforsyning	15,02	107.593	0	7.167	114.760
Verninge Transformatorforening	17,89	153.499	0	0	153.499
<b>I alt</b>		<b>1.544.608</b>		<b>25.449</b>	<b>1.570.057</b>
<b>Alle elnetselskaber samlet</b>		<b>144.512.231</b>		<b>5.471.323</b>	<b>149.983.554</b>



## 3 Sagsfremstilling

### 3.1 Indledning

23. Netselskaberne har naturligt monopol på at transportere elektricitet i hvert deres geografiske område. Derfor er markedet for transport af elektricitet ikke konkurrencepræget. Det er hverken rentabelt for virksomhederne eller samfundsøkonomisk rentabelt at have 2 parallelle elnet. Der skabes ikke naturligt incitament til effektivisering gennem konkurrence mellem selskaberne. Det er baggrunden for, at selskaber, der besidder et naturligt monopol, er underlagt offentlig regulering. Alle selskaber har siden 1. januar 2005 været underlagt en såkaldt indtægtsrammeregulering. Som udgangspunkt er selskabernes tariffer låst fast på niveauet fra 1. januar 2004 – dog med mulighed for pristalsregulering. Indtægtsrammereguleringen blev for første gang i 2007 suppleret med effektivitetsregulering, hvor tilsynet pålagde selskaberne effektiviseringskrav på baggrund af en benchmarking af selskabernes økonomiske effektivitet. I år bliver benchmarkingen af selskabernes økonomiske effektivitet suppleret med en benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet.

24. Ved at foretage en benchmarking af selskabernes økonomiske effektivitet – og udmelde individuelle effektiviseringskrav til de enkelte selskaber – tilnærmes konkurrencevilkår, som gælder for selskaber på et konkurrencepræget marked. Ved samtidig at foretage en benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet sikres det, at selskaberne ikke effektiviserer ved at beskære omkostningerne på en måde, som vil gå ud over kvaliteten i levering af elektricitet. Reguleringen tilskynder selskaberne til at øge effektiviteten samtidig med, at forbrugerne stadig oplever en god, pålidelig og effektiv transport af elektricitet til den lavest mulige pris.

25. Elforsyningsloven indeholder en hjemmel for ministeren til at fastsætte regler om, at der ved opgørelse af effektiviseringspotentialer hos selskaberne skal tages hensyn til kvaliteten af transport af elektricitet. Ministeren har udnyttet hjemmelen til at udstede indtægtsrammebekendtgørelsen.<sup>1</sup> Indtægtsrammebekendtgørelsen foreskriver, at tilsynet skal udmelde individuelle effektiviseringskrav baseret på benchmarking af selskaberne.

26. I 2007 foretog tilsynet den første benchmarking af selskabernes økonomiske effektivitet på baggrund af selskabernes indberetninger for 2006, jf. tilsynets afgørelse af 27. september 2007 ”Effektiviseringskrav til elnet-selskaber for 2008”<sup>2</sup>.

27. De pålagte effektiviseringskrav fra sidste års benchmarking, som udmøntes i indtægtsrammerne i 2009, udgjorde i afgørelsen samlet set en

<sup>1</sup> Bekendtgørelse nr. 1520 af 23. december 2004 med senere ændringer.

<sup>2</sup> <http://www.energitilsynet.dk/afgoerelser-mv/4/elektricitet/>

reduktion af selskabernes indtægtsrammer på ca. 78,8 mio. kr. i 2009. Heraf udgør varige effektiviseringskrav 69,2 mio. kr. og 1-årige forbrugerkompensationer 9,6 mio. kr. Den samlede reduktion af indtægtsrammerne i 2009 udgjorde i alt på ca. 2,8 pct. af selskabernes påvirkelige omkostninger svarende til en samlet procentvis reduktion af selskabernes indtægtsrammer på i alt ca. 1,2 pct.

28. Benchmarkingen af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet inddrages i år for anden gang som led i benchmarkingen af selskabernes effektivitet.

29. Kvalitet i leveringen af elektricitet kan opleves på flere forskellige måder. Grundlæggende handler det om den kvalitet, som forbrugerne oplever i det produkt, de aftager fra selskaberne. Selskaberne transporterer elektricitet fra det overliggende transmissionsnet ud til forbrugerne, og det er kvaliteten af transportydelsen, der måles. Andre mål for kvalitet i levering af elektricitet kunne være selskabernes serviceniveau over for forbrugerne fx informationsniveauet fra selskabet til forbrugerne i forbindelse med elektricitetsafbrud.

30. Kvalitet i levering af elektricitet kan måles ved elnettets leverings-sikkerhed, som tilsynet opgør ved antallet og varigheden af elektricitetsafbrud, der opstår i elnettet.

31. Gennem benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet får selskaberne incitament til at sørge for en høj kvalitet og stabilitet i elnettet. Sikkerhed i leveringen af elektricitet er vigtig, idet afbrud i leveringen kan indebære både gener og omkostninger for såvel forbrugere som virksomheder.

32. I afgørelsen af 27. oktober 2008 vedrørende reduktion af elnet-selskabernes indtægtsrammer for 2009 var det første gang, at tilsynets afgørelse indeholdt data for kvalitet i levering af elektricitet. Analysen viste, at 15 ud af de 112 elnetselskaber overskred de fastsatte tærskelværdier i 2007, og blev dermed pålagt 1-årige effektiviseringskrav. Det er dog ikke første gang, at tilsynet har benchmarket selskaberne på kvalitet i levering. Tilsynet offentliggjorde i januar måned 2008 en indikativ benchmarking af selskabernes kvalitet af elektricitet for 2006.<sup>3</sup> Denne benchmarking medførte dog ingen effektivitetskrav, idet den som sagt bare var indikativ.

33. Energitilsynet har i sin benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet (lig afgørelsen i 2008) valgt at lægge vægt på navnlig 2 parametre vedrørende kvalitet. Den ene parameter er afbrudshyppighed (SAIFI) i leveringen af elektricitet pr. kunde pr. år. Den anden parameter er

---

<sup>3</sup> [Http://www.energitilsynet.dk/afgoerelser-mv/udmeldinger-mv/ovrigepub/benchmarking-af-kvalitet-i-levering-af-stroem-i-2006/](http://www.energitilsynet.dk/afgoerelser-mv/udmeldinger-mv/ovrigepub/benchmarking-af-kvalitet-i-levering-af-stroem-i-2006/)

afbrudsvarighed (SAIDI) i levering af elektricitet pr. kunde pr. år. Tilsynet har valgt disse 2 parametre, idet det må forventes, at begge parametre er afgørende for forbrugernes opfattelse af kvaliteten i levering af elektricitet. Hertil kommer, at begge parametre er relativt nemme at kvantificere og kan sammenlignes på tværs af selskaber.<sup>4</sup>

34. I det følgende beskrives først kort de regulerede virksomheder og lovgrundlaget for benchmarking af selskaberne. Herefter følger en kort gennemgang af metoden for økonomisk benchmarking af selskaberne samt en gennemgang af metoderne til benchmarking af kvalitet i leveringen. Vurderingsafsnittet indeholder en grundig gennemgang af de indkomne data og de tiltag, som Energitilsynet har foretaget for at få alle aspekter af leveringskvaliteten belyst. Sluttelig følger de samlede resultater af den økonomiske og kvalitetsmæssige benchmarking af selskaberne.

### 3.2 De regulerede virksomheder

35. Selskabernes primære arbejdsopgave er at transportere elektricitet. De regulerede virksomheder opdeles i tre typer: Regionale transmissionselskaber, distributionsselskaber og transformerforeninger. Regionale transmissionselskaber driver typisk elnet på et højere spændingsniveau – ofte mellem 30 kV og 150 kV, mens distributionsselskaber hovedsageligt driver elnet på spændingsniveauer under 30 kV. Transformerforeninger er mindre selskaber, der typisk er karakteriseret ved at drive et elnet af en værdi på en mio. kr. eller mindre.

36. Selskabernes ejerskabsforhold er vidt forskellige. Der er både forbrugerejede andelsselskaber og kommunalt ejede (aktie)selskaber. DONG Energy A/S er en statslig virksomhed, som bl.a. ejer DONG Energy City Elnet og DONG Energy Nord Elnet.

37. Selskabernes årlige omkostninger varierede i 2008 mellem 14.000 kr. og 560 mio. kr. I 2008 udgjorde selskabernes samlede omkostninger (driftsomkostninger og afskrivninger) 5.4 mia. kr.

---

<sup>4</sup> I international sammenhæng anvendes også ofte afbrudshyppighed eller SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) og afbrudsvarighed eller SAIDI (System Average Interruption Duration Index) til at måle kvaliteten i levering af elektricitet. Tilsynet har endvidere overvejet andre kvalitetsparametre som fx spændingskvalitet (afvigelser fra 50 khz) og kundetilfredshed (herunder adgang til it-løsninger som fjernaflæsning). Imidlertid har tilsynet af ressourcemæssige årsager for så vidt angår dette års kvalitets-benchmarking af selskaberne valgt at fokusere på kvalitetsparametrene afbrudshyppighed og afbrudsvarighed. Tilsynet vil ikke udelukke, at andre end disse to kvalitetsparametre i en kvalitets-benchmarking af selskaberne fremover vil blive inddraget.

### 3.3 Lovgrundlag

38. Den generelle bestemmelse om indtægtsrammereguleringen af selskaberne findes i elforsyningslovens (herefter EFL)<sup>5</sup> § 70, stk. 2. Det fremgår af denne bestemmelse, at der hvert år fastsættes indtægtsrammer for selskaberne, og at ministeren fastsætter nærmere regler om denne indtægtsramme. Lovens § 70, stk. 10, indeholder en hjemmel for ministeren til at fastsætte regler om, at der ved opgørelse af effektiviseringspotentiale tages hensyn til kvaliteten af den transport af elektricitet med tilhørende ydelser, som selskabet skal gennemføre som bevillingshaver.

39. Ministeren har udnyttet hjemmelen til udstedelse af regler vedrørende benchmarking af selskabernes økonomiske effektivitet og leveringskvalitet, jf. indtægtsrammebekendtgørelsen.

40. Bekendtgørelsens § 19 og § 20 vedrører benchmarking og udmelding af individuelle effektiviseringskrav og lyder:

*”§ 19. Fra og med reguleringsåret 2008 udmelder Energitilsynet individuelle effektiviseringskrav baseret på benchmarking af virksomhederne, jf. § 20. Effektiviseringskravet gennemføres som en procentvis reduktion af den enkelte virksomheds reguleringspris eller rådighedsbeløb.*

*Stk. 2. Der vil ikke blive udmeldt individuelle effektiviseringskrav for reguleringsårene 2005-2007.*

*§ 20. Indtil udgangen af regnskabsåret 2006 benchmarker Energitilsynet virksomhederne på økonomisk effektivitet.*

*Stk. 2. Fra og med regnskabsåret 2007 bliver virksomhederne benchmarket på økonomisk effektivitet og kvalitet i leveringen.*

*Stk. 3. Grundlaget for benchmarkingen tages fra og med regnskabsåret 2007 op til revision mindst hvert fjerde år med henblik på eventuelle justeringer og inddragelse af nye vurderingskriterier.*

*Stk. 4. Resultaterne af benchmarkingen samt den anvendte metode for benchmarkingen offentliggøres årligt af Energitilsynet.”*

41. Reglerne om, at der ved fastsættelsen af effektiviseringspotentialet også kan tages hensyn til kvaliteten af transporten af elektricitet, blev indsat i EFL ved lov nr. 494 af 9. juni 2004. Det fremgår af forarbejderne til bestemmelsen, at formålet med også at inddrage kvalitet i reguleringen er at gennemføre en politisk aftale af 9. maj 2003, hvorefter selskaberne skal ha-

<sup>5</sup> Lovbekendtgørelse nr. 1115 af 8. november 2006 (herefter ”EFL”), med ændringer, herunder lov nr. 286 af 20. maj 2009, lov om ændring af lov om naturgasforsyning.

ve incitament til at opretholde en høj kvalitet og stabilitet i elnettet (ELFOR-aftalen).

42. Det fremgår videre af forarbejderne til bestemmelsen, at regler om kvalitet i leveringen af elektricitet kan udstedes, når der er etableret et system til registrering og kvantificering af elnet- og transmissionsydelsens kvalitet.

43. Bekendtgørelsens § 20 bestemmer, at der indtil udgangen af 2006 sker benchmarking i forhold til økonomisk effektivitet. Stk. 2 bestemmer, at fra og med regnskabsåret 2007 bliver virksomhederne sammenlignet på økonomisk effektivitet og kvalitet i levering af elektricitet. Stk. 2 definerer reguleringsåret som kalenderåret.

### **3.4 Benchmarking af økonomisk effektivitet**

44. Benchmarkingen af selskabernes økonomiske effektivitet sker ad to omgange i årets afgang.

45. Selskaberne benchmarkes med hinanden vha. netvolumenmodellen, og herved fastsættes det effektiviseringspotentiale, der historisk er opbygget i selskaberne som følge af fraværet af konkurrence i sektoren. Desuden anvendes produktivitetsvæksten i sammenlignelige brancher som benchmark for den fremtidige produktivitetsvækst i elnetselskaberne. Ved denne benchmarking fastsættes altså et fremtidigt effektiviseringspotentiale i selskaberne, der ligger ud over det effektiviseringspotentiale, der historisk er opbygget i selskaberne.

46. Benchmarkingen af selskabernes relative økonomiske effektivitet skal sikre, at selskaberne får et incitament til at indhente det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale, der måtte eksistere i selskabet.

47. Benchmarkingen af elnetselskaberne med den forventede fremtidige produktivitetsudvikling i sammenlignelige brancher skal sikre, at selskaberne får et incitament til at søge de fremtidige produktivitetstigninger, der opstår i elnetselskaberne på lige fod med andre brancher.

#### **Netvolumenmodellen**

48. I benchmarkingen af selskabernes relative økonomiske effektivitet benyttes netvolumenmodellen. Modellen er designet til at tage højde for variationer i nettenes størrelse og opbygning, før selskabernes omkostninger sammenlignes med hinanden. Netvolumenmodellen sammenligner selskabernes enhedsomkostninger ved de enkelte netkomponenter (kabler, luftledninger, stationer, felter m.v. på forskellige spændingskategorier samt målere, administrationsomkostninger, nettab m.v.). Metoden muliggør en sam-

menligning fx af et selskab med mange transformere og få kilometer ledning, med et selskab, der har færre transformere og flere kilometer ledning.

49. I netvolumenmodellen beregnes de gennemsnitlige omkostninger selskaberne har forbundet med at drive én enhed af de enkelte netkomponenter. Det er disse gennemsnitlige omkostninger, der efterfølgende danner udgangspunkt for at sammenligne selskabernes omkostninger og dermed selskabernes effektivitet. Enhedsomkostningerne benævnes omkostningsækvivalenter.

50. Beregningen af omkostningsækvivalenter foretages ved, at hvert selskab deler dets omkostninger ud på de i alt 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 enhedsomkostninger selskaberne i gennemsnit bruger inden for hver kategori, jf. bilag 5.

51. De enkelte kategorier vægtes dermed i forhold til størrelsen på de omkostninger, de giver anledning til. F.eks. bruger selskaberne i gennemsnit flere enhedsomkostninger på at drive kabler på 50 kV-niveau end på at drive kabler på 10 kV-niveau. Med andre ord har kabler på 50 kV-niveau en større omkostningsækvivalent end kabler på 10 kV-niveau.

52. Omkostningsækvivalenterne benyttes til en benchmarking af selskabernes omkostningsmæssige effektivitet. I modellen måles for hvert enkelt selskab, hvor mange omkostninger selskabet har forbundet med at drive dets net i forhold til, hvor mange omkostninger et gennemsnitligt selskab vil have forbundet med at drive et tilsvarende net. Jo lavere dette indeks er, jo mere effektivt fremstår selskabet.

53. Ved at foretage denne sammenligning med udgangspunkt i omkostningsækvivalenterne tages der højde for, at selskaberne ikke har den samme netstruktur, og derfor ikke kan sammenlignes direkte med hinanden, jf. bilag 1.

54. I modsætning til mange andre benchmarkingmodeller, er netvolumenmodellen en simpel model, der ikke baserer sig på komplicerede statistiske eller matematiske beregninger. Endvidere tager modellen selskabernes netstruktur for givet, hvorved den historisk valgte opbygning af nettet ikke får betydning i benchmarkingen.

55. Netvolumenmodellen dannede grundlag for fastsættelse af individuelle varige krav i afgørelserne fra 2007 og 2008. Af Energiklagenævnets kendelse af 5. maj 2008 fremgår det, at afgørelsen "Effektiviseringskrav til elnetselskaberne for 2008" af 27. september 2007 stadfæstes. Vedrørende netvolumenmodellen skriver klagenævnet i afgørelsen, at:

*”Energiklagenævnet finder ikke grundlag for at antage, at Energitilsynets valg af model er baseret på usaglige hensyn, eller at en benchmarking baseret på enhedsomkostninger er uegnet som grundlag for vurderingen af elnetselskabernes økonomiske effektivitet.*

*Energiklagenævnet finder endvidere ikke, at der i grundlaget for Energitilsynets skøn ved anvendelsen af den valgte metode for benchmarking er påvist væsentlige metodiske eller faktuelle fejl.”*

Energitilsynet har således ikke fundet anledning til at ændre på modelgrundlaget til vurderingen af selskabernes relative økonomiske effektivitet, jf. pkt. 89-94 i vurderingsafsnittet.

#### Benchmark for fremtidig produktivitetstigninger

56. Bedre organisering af arbejdet og bedre uddannelse af medarbejdere er begge forhold, der reducerer omkostningerne i såvel elnet-sektoren som i alle andre erhverv. I statistiske opgørelser kaldes disse for totalfaktorproduktivitet og arbejdskraftkvalitet.

57. Arbejdskraftkvaliteten udtrykker medarbejdernes produktivitet, der generelt er stigende som følge af et højere uddannelsesniveau. Ved en løbende stigning i medarbejdernes produktivitet, må det forventes, at selskaberne fremover kan opretholde samme produktion med anvendelse af mindre arbejdskraft. Det element inkluderes i vurderingen af produktivitetsvæksten, da produktionen fremover må forventes at kunne drives ved et lavere antal arbejdstimer, såfremt der sker en positiv vækst i kvaliteten af arbejdskraften.

58. Totalfaktorproduktiviteten udtrykker evnen til at opretholde samme produktion med anvendelse af færre ressourcer som følge af teknologiske fremskridt samt bedre organisation og arbejdstilrettelæggelse. Denne del inkluderes i vurderingen af produktivitetsvæksten, da produktionen fremover vil blive drevet med færre inputs, såfremt der sker en positiv vækst i totalfaktorproduktiviteten.

59. I elnetselskaberne eksisterer der ikke markedsbaserede incitamentter til at søge disse mulige produktivitetstigninger, men gennem benchmarkingen med sammenlignelige brancher sikres det, at selskaberne får tilsvarende incitamentter til fremtidig effektivisering.

60. Energitilsynet har fundet, at det er mest hensigtsmæssigt at benchmarke selskaberne i forhold til produktivitetudviklingen i den markeds-mæssige økonomi som helhed. Herved sikres det, at udsving i produktivitetudviklingen for en enkelt branche ikke får afgørende betydning for fastsættelsen af effektiviseringskravene.

61. Til at estimere den fremtidige produktivitetsvækst betragtes den historiske produktivitetsvækst. Den gennemsnitlige produktivitetsvækst i den markedsmæssige økonomi i perioden 1993-2007 betragtes i den forbindelse som et estimat på produktivitetsvæksten i den nærmeste fremtid i den markedsmæssige økonomi.

62. Elnetselskaberne pålægges et effektiviseringskrav ved en benchmarking af elnetselskaberne med den forventede fremtidige produktivitetsudvikling i den markedsmæssige økonomi.

### **3.4.1 Datagrundlaget vedrørende netvolumenmodellen**

63. Fastlæggelsen af omkostningsækvivalenterne i netvolumenmodellen er gennemført på baggrund af 2005-data for en række repræsentative selskaber. Selskaberne skal endvidere for hvert år indberette netkomponenter, driftsomkostninger, afskrivninger, ekstraordinære omkostninger m.v. Disse data anvendes i Energitilsynets benchmarking af selskabernes økonomiske effektivitet.

64. I 2008 var det muligt for tilsynet at validere data til brug for benchmarkingen af selskabernes økonomiske effektivitet i 2007 ved at sammenligne med netkomponentdata fra år til år og ved at se nærmere på markante udsving i data. Mulighederne for dette validitetstjek af data er forbedret med årets afgørelse, da der haves data for 3 sammenhængende år, og da der herved i højere grad kan følges op på udsving i data. Datarobustheden vurderes på den baggrund at være endnu bedre i årets afgørelse. Herved kan Energitilsynet have højere tillid til data under fastsættelsen af effektiviseringskravene ved den økonomiske benchmarking.

65. Selskabernes driftsomkostninger er samlet steget med 0,9 pct. fra 2007 til 2008, mens afskrivningerne er steget med 6,6 pct. , jf. tabel 2. Samlet er summen af driftsomkostningerne og afskrivningerne steget med 2,6 pct. Endvidere bemærkes, at nettabet (der er undtaget benchmarking og effektivitetskrav) er steget med 13,5 pct.



**Tabel 2: Oversigt over antallet af og udviklingen i netkomponenter og driftsomkostninger 2007-2008**

	2007	2008	Ændring 2007-2008	Ændring pct. 2007-2008
<i>Omkostninger, afskrivninger og leveret mængde</i>				
Driftsomkostninger i alt (kr.)	3.698.056.320	3.730.305.561	32.249.241	0,87%
Afskrivninger (kr.)	1.572.672.041	1.676.139.213	103.467.172	6,58%
Driftsomkostninger + afskrivninger (kr.)	5.270.728.361	5.406.444.774	135.716.413	2,57%
Nettab (kr.)	761.187.657	863.637.847	102.450.190	13,46%
<i>Netkomponenter</i>				
132kV felt, åben (stk)	692	512	-180	-26,01%
132kV felt, gasisoleret (stk)	79	69	-10	-12,66%
132kV kabel (km)	728	414	-314	-43,13%
132kV kabel, sø (km)	50	50	0	0,00%
132kV luftledning, enkelttracé (km)	1.376	1.274	-102	-7,41%
132kV luftledning, dobbeltracé (km)	1.400	1.029	-371	-26,50%
132/50kV transformer (stk)	175	165	-10	-5,71%
50kV kabel (km)	2.480	2.658	178	7,18%
50kV kabel, sø (km)	123	114	-9	-7,32%
50kV luftledning (km)	6.015	5.645	-370	-6,15%
50kV felt, åben (stk)	3.937	3.678	-259	-6,58%
50kV felt, gasisoleret (stk)	206	295	89	43,20%
50/10kV transformer (stk)	1.474	1.376	-98	-6,65%
10kV felt (stk)	10.902	10.749	-153	-1,40%
10kV kabel (km)	54.475	56.144	1.669	3,06%
10kV luftledning (km)	7.169	5.422	-1.747	-24,37%
10/0,4kV station (stk)	74.436	70.752	-3.684	-4,95%
0,4kV kabel (km)	87.709	88.295	586	0,67%
0,4kV luftledning (km)	7.784	6.294	-1.490	-19,14%
målere - fjernaflæsning (stk)	246.644	445.388	198.744	80,58%
Målere - ikke-fjernaflæsning (stk)	3.021.723	2.771.359	-250.364	-8,29%

Note: Underopdelingen af driftsomkostningerne summer ikke til driftsomkostningerne i alt, Det skyldes blandt andet, at ekstraordinære omkostninger m.v. ikke er med i tabellen.

Kilde: Tilsynets benchmarking af økonomisk effektivitet.

66. For så vidt angår netkomponenter er der ligeledes sket ændringer, jf. tabel 2. Det bemærkes, at der har været et fald i antallet af netkomponenter på det højere spændingsniveau, hvilket kan forklares ved selskabers frasalg af net til Energinet.dk på det høje spændingsniveau. Det kan af data også aflæses, at der sker en løbende udskiftning af luftledninger med nedgravede kabler på både 50 kV-, 10 kV- og 0,4 kV-niveauet. Ligeledes fremgår det, at der har været en udskiftning af målere fra ikke-fjernaflæste til fjernaflæste. Antallet af fjernaflæste målere er således steget med ca. 199.000 svarende til

81 pct., mens antallet af ikke-fjernaflæste målere er faldet med ca. 250.000 svarende til ca. 8 pct.

### 3.5 Benchmarking af kvalitet i leveringen af elektricitet

67. Kvalitet i leveringen af elektricitet måles og sammenlignes på både aggregeret niveau og på enkeltkundeniveau.

#### 3.5.1 Kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau

68. Jo længere tid og jo flere gange en forbruger eller en virksomhed oplever afbrud i forsyningen af elektricitet, des ringere er kvaliteten i leveringen. Forbrugerne og virksomhederne forbinder en høj sikkerhed i leveringen af elektricitet – det vil sige ingen eller få afbrud af begrænset varighed – med få gener og lave omkostninger.

69. Selskabernes indberetninger af kvalitet i levering af elektricitet omfatter blandt andet følgende årsager til afbrud i deres elnet: stormskader, is-slag, lynnedslag på luftledninger og skader forvoldt af andet vejrlig, graveskader på kabler, skader forvoldt af kraner og fugle på luftledninger, ødelagte elskabe m.v. som følge af skade fra køretøjer og lignende, eftersyn af materiel, rotter i stationer, skader på materiel som følge af fejl, kortslutning eller overbelastning af materiellet, samt skader på grund af ælde og slid.<sup>6</sup>

70. Et af nøglebegreberne i kvalitet i levering af elektricitet er selskabernes afbrudshyppighed pr. kunde pr. år. Et selskabs afbrudshyppighed er defineret ved det antal gange som selskabets kunder – det vil sige elmålere<sup>7</sup> – i gennemsnit bliver afbrudt i løbet af et kalenderår. Afbrudshyppigheden er således et selskabs samlede antal registrerede afbrudte kunder i løbet af et år i forhold til selskabets samlede antal kunder.

71. 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<sup>8</sup>. Derfor har Energitilsynet valgt at vægte de 5 forskellige afbrudstyper forskelligt i beregningen af den samlede afbrudshyppighed, jf. tabel 3. Således vil den af Energitilsynet beregnede afbrudshyppighed reelt være mindre end den faktiske afbrudshyppighed henholdsvis afbrudsvarighed, som kunderne oplever i praksis.

<sup>6</sup> Disse årsager er ikke en udtømmende liste over de årsager, der kan forårsage afbrud i elnettet.

<sup>7</sup> Typisk dækker det over en husstand eller virksomhed.

<sup>8</sup> Energitilsynet har lagt disse vægte til grund for beregningen af den samlede afbrudshyppighed henholdsvis afbrudsvarighed på baggrund af skøn. Det er således ikke en undersøgelse af forbrugernes nytte ved fx at blive afbrudt uvarslet i forhold til varslet, der ligger til grund for vægtningen af afbruddene.

**Tabel 3: Typer af elektricitetsafbrud der indgår i benchmarkingen og disses respektive vægte**

Type af elektricitetsafbrud		Vægt (pct.)
(i)	Uvarslede afbrud	100
(ii)	Varslede afbrud	50
(iii)	Afbrud forårsaget af tredje part	10
(iv)	Afbrud forårsaget af force majeure	0
(v)	Afbrud uden for eget statistikområde	0

72. Ad (i) Et uvarslet afbrud, der tælles 100 pct. med i opgørelsen af samlede antal afbrud af alle afbrudstyper, kunne fx være en uforudset fejl på et kabel, luftledning, transformestation m.v., der forårsager et afbrud i et selskabs eget elnet. I sådanne tilfælde er det klart, at selskabet ikke kan nå at varsle forbrugerne om afbruddet. Disse afbrud er til størst gene for forbrugerne. Hertil kommer, at selskaberne har størst indflydelse på, om uvarslede (og varslede) afbrud opstår eller ej. Derfor tæller uvarslede afbrud 100 pct. med i opgørelsen af det samlede antal afbrud.

73. Ad (ii) Et varslet afbrud tæller som angivet 50 pct. med i opgørelsen af det samlede antal afbrud af alle afbrudstyper. Et varslet afbrud er i sagens natur, når et selskab varsler, at kunderne vil blive afbrudt i et givent tidsrum, og kunderne efterfølgende bliver afbrudt i dette tidsrum. Det kunne eksempelvis være en planlagt vedligeholdelse, udskiftning eller reparation i selskabets elnet. Disse afbrud er til mindre gene for forbrugerne, da forbrugerne er forberedt på afbruddene. Hertil kommer, at selskaberne har en vis mulighed for at lade sådanne afbrud foregå på tidspunkter, hvor færrest kunder generes. Derfor tæller afbruddene kun 50 pct. med i opgørelsen af antal afbrud.

74. Ad (iii) Et afbrud forårsaget af tredjepart tælles 10 pct. med i opgørelsen af det samlede antal afbrud. Overgravning af et kabel henhører under denne kategori. Et selskab har kun begrænset indflydelse på, om der sker afbrud forårsaget af tredjepart. Derfor tæller disse afbrud kun 10 pct. med i opgørelsen af antal afbrud. Selskabet har mulighed for at begrænse denne type afbrud ved at beskytte sine kabler og kabelskabe godt eller oplyse grundigt om kabellægningen, så kablerne ikke helt så nemt risikerer at blive gravet over m.v.

75. Ad (iv) Afbrud som følge af force majeure tælles ikke med i opgørelsen af det samlede antal afbrud, og har derfor ingen indflydelse på afbrudshyppigheden. Et selskabs afbrud som følge af force majeure skyldes

forhold som fx ekstreme vejrlig eller lignende, som selskabet ikke selv er herre over. Eksempler herpå er stormflod og orkan.

76. Ad (v) Afbrud som følge af et afbrud uden for eget statistikområde forekommer, når et andet selskab, der selv eller via andre selskaber leverer elektricitet til dette selskab, har et afbrud og forårsager et afbrud i det førstnævnte selskabs elnet. Dette kunne fx være et selskab, der opererer på lavspændingsniveau (fx transformerforening), og et andet selskab (distributionselskab), der opererer på mellemspændingsniveau. Hvis distributionselskabet har et afbrud, der forplanter sig i transformerforeningens elnet, vil afbruddet i transformerforeningen være sket som følge af afbrud uden for eget statistikområde.

77. Udregningerne nedenfor illustrerer, hvorledes disse vægte anvendes til at udregne afbrudshyppigheden for et fiktivt selskab, jf. boks 1.

### **Boks 1: Eksempel på afbrudshyppighed pr. kunde vægtet efter afbrudstype**

Hvis et selskab, der har 10.000 kunder, i løbet af et år har haft et uvarslet afbrud, hvor 3.500 kunder blev afbrudt, og efterfølgende har selskabet et andet varslet afbrud, hvor 2.000 kunder blev afbrudt, og et tredje afbrud forårsaget af tredjepart, hvor 5.000 kunder blev afbrudt, samt ingen afbrud som følge af afbrud uden for eget statistikområde, er selskabets afbrudshyppighed:

$$((3.500*100 \%) + (2.000*50 \%) + (5.000*10 \%) + (0*0 \%))/10.000 = 0,5$$

78. Et andet nøglebegreb er afbrudsvarighed pr. kunde pr. år. Afbrudsvarighed er defineret ved det antal minutter, som en kunde i gennemsnit bliver afbrudt i løbet af et kalenderår. Afbrudsvarigheden er således et selskabs samlede antal registrerede afbrudte minutter i løbet af et år i forhold til selskabets samlede antal kunder.

79. På tilsvarende vis som ovenfor vægtes afbrudsvarigheden pr. kunde pr. år afhængigt af, om der er tale om et uvarslet, varslet, afbrud som følge af tredjepart, force majeure eller afbrud uden for eget statistikområde, jf. boks 2.

**Boks 2: Eksempel på afbrudsvarighed pr. kunde pr. år (minutter)**

Hvis et selskab, der har 10.000 kunder, i løbet af et år har haft et uvarslet afbrud af en varighed på 5 minutter, hvor 3.500 kunder blev afbrudt, og efterfølgende har et andet varslet afbrud af en varighed på 10 minutter, hvor 2.000 kunder blev afbrudt, og et tredje afbrud af en varighed på 15 minutter forårsaget af tredjepart, hvor 5.000 kunder blev afbrudt, samt ingen afbrud som følge af afbrud uden for eget statistikområde, er selskabets afbrudsvarighed pr. kunde pr. år:

$$\begin{aligned} & ((3.500 * 100 \% * 5) + (2.000 * 50 \% * 10) + (5.000 * 10 \% * 15)) / 10.000 \\ & = \underline{3,5} \end{aligned}$$

80. I 2008 afbrød selskaberne i gennemsnit elektriciteten til de danske kunder i ca. 5 minutter pr. kunde, og i gennemsnit blev hver 10. kunde afbrudt samme år, jf. tabel 4.<sup>9</sup> Til sammenligning blev de danske kunder afbrudt næsten 7 minutter i 2007, mens det også var hver 10. kunde der blev afbrudt i 2007.

**Tabel 4: Gennemsnitlig afbrudshyppighed og afbrudsvarighed pr. kunde pr. år på aggregeret niveau**

	I alt, alle selskaber
Gennemsnitlig afbrudshyppighed pr. kunde pr. år	0,09
Gennemsnitlig afbrudsvarighed pr. kunde pr. år	4,93

Kilde: Energitilsynets benchmarking-analyse af kvalitet i levering af elektricitet.

81. Afbrudshyppighed og afbrudsvarighed er udover at være vægtet efter afbrudstype også vægtet efter andele af km elnet på spændingsniveau. Derfor er det faktiske antal gange henholdsvis antal minutter, som hver kunde i Danmark er afbrudt, højere. Det faktiske antal gange en kunde blev afbrudt var 0,63 (svarende til næsten 2 ud 3 kunder) i 2008, og det faktiske antal minutter en kunde blev afbrudt var 26,26 minutter.

### 3.5.2 Kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau

82. Kvalitet i levering af elektricitet kan ikke udelukkende udtrykkes på baggrund af målinger på aggregeret niveau. Enkelte kunder eller grupper af kunder kan opleve flere og langvarige afbrud, selv om selskabet på aggregeret niveau har en tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet. Hvis et selskab udelukkende stilles over for krav om tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau, kunne der være risiko for, at kunder i fx tyndt befolkede områder ikke modtager en tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet. Derfor foretager Energitilsynet ikke kun en benchmar-

<sup>9</sup> Afbrudshyppighed og afbrudsvarighed er vægtet efter afbrudstype og efter andele af km elnet på spændingsniveau.

king af selskaberne på kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau men også kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau.

83. Energitilsynet har derfor indhentet oplysninger fra selskaberne om, hvor mange af deres kunder, der har oplevet henholdsvis 0, 1, ..., 10 afbrud og derover i 2008. Denne fordeling af det enkelte selskabs kundeafbrud kan kaste lys over, om eventuelle afbrud er jævnt fordelt mellem kunder eller om enkelte grupper af kunder gang på gang afbrydes.

84. Oplysningerne er indsamlet for de 2 laveste spændingsniveauer, 0,4-6 kV og 6-25 kV, hvor der er kundekontakt – det vil sige, hvorfra kunder typisk modtager elektriciteten fra elnettet. Da regionale transmissionselskaber ikke opererer på de 2 laveste spændingsniveauer, er data udelukkende indsamlet fra distributionselskaber og transformerforeninger.

85. Oplysningerne vedrørende afbrud på enkeltkundeniveau adskiller sig fra oplysninger vedrørende afbrud på aggregeret niveau. Oplysningerne adskiller sig blandt andet ved datakvaliteten og i mængden af oplysninger. På baggrund af, at det kun er anden gang selskaberne oplyser afbrud på enkeltkundeniveau, samt at kompleksiteten i data er højere end for det aggregeret niveau, må datakvaliteten stadig formodes at være højere for data på aggregeret niveau end på enkeltkunde-niveau.

86. Energitilsynet blev i forbindelse med udfærdigelsen af sidste års benchmarkingen (af data for 2007) gjort opmærksom på en tvetydig beskrivelse i vejledningen for indsamling af leveringssikkerhedsdata, hvorfor data vedrørende afbrudsvarighed på enkeltkundeniveau registreret via ELFAS<sup>10</sup> (hovedparten af data) ikke er indberettet som ønsket. Denne unøjagtighed i ELFAS har det ikke været muligt at rette med tilbagevirkende kraft, hvorfor data for 2008 ikke fremkommer som ønsket i ELFAS. Dermed er Energitilsynet ikke i besiddelse af data for hver enkelt kundes afbrudsvarighed summeret henover året, og derfor har Energitilsynet valgt udelukkende at foretage en benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau i forhold til *afbrudshyppighed* i 2008.

87. Overordnet set er oplysningerne vedrørende afbrud på enkeltkundeniveau vægtet efter afbrudstype svarende til afbrud på aggregeret niveau jf. pkt. 69-74. Energitilsynet har dog valgt at approksimere denne vægtning for at minimere kompleksiteten i indberetningen af oplysninger. Denne approksimation er nærmere beskrevet i bilag 3.

88. Det samlede resultat af selskabernes afbrud på enkeltkunde niveau i 2008 fordeler sig meget lig fordelingen for 2007. Således oplever over 98 pct. af kunderne på lavspænding ikke at være blevet afbrudt i 2008, mens

---

<sup>10</sup> ELFAS er et system, som de fleste af selskaberne anvender til registrering af afbruds- og fejlstatistik.

næsten 90 pct. af kunderne på 6-25 kV ikke oplevede nogen afbrud i 2008, jf. tabel 5.

**Tabel 5: Samlet fordeling af enkeltkunders afbrudshyppighed i 2008**

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



## 4 Begrundelse

89. Indtægtsrammebekendtgørelsen giver en ganske bred hjemmel for Energitilsynet i relation til gennemførelsen af benchmarkingen, herunder til konkret metodevalg og til etablering af relationen mellem benchmarking-resultaterne og effektiviseringskravenes størrelse. Dette bekræftes i såvel Energiklagenævnets kendelser af 5. maj 2008 og af 20. april 2009<sup>11</sup>, der stadfæster de to tilsyns afgørelser ”Effektiviseringskrav til elnetselskaberne for 2008” af 27. september 2007 og ”Reduktion af elnetselskabernes indtægtsrammer for 2009” af 27. oktober 2008.

90. Af Energiklagenævnets bemærkninger i kendelsen af 5. maj 2008 fremgår det, at Energiklagenævnet ikke finder grundlag for at antage, at netvolumenmodellen er baseret på usaglige hensyn, eller at benchmarking baseret på enhedsomkostninger er uegnet som grundlag for vurderingen af selskabernes effektivitet. Endvidere fremgår det, at der i grundlaget for tilsynets skøn ved anvendelsen af den valgte model for benchmarking ikke er påvist væsentlige metodemæssige eller faktuelle fejl.

91. Energiklagenævnet anfører i kendelsen:

”[...]

*Efter en samlet vurdering finder Energiklagenævnet herefter ikke grundlag for at tilsidesætte Energitilsynets udmelding af effektiviseringskrav til klager som urimelig. Energiklagenævnet har herved lagt vægt på, at Energitilsynet er tillagt et vidt skøn ved fastsættelsen af effektiviseringskravet, at den af Energitilsynet valgte metode må anses for egnet til vurdering af elnetselskabernes effektivitet og i øvrigt baseret på saglige hensyn, samt at der ikke ses at foreligge oplysninger om klagers særlige forhold, herunder oplysninger om klagers effektiviseringspotentiale, som kan føre til, Energitilsynets skøn i det konkrete tilfælde må anses for urimeligt.*

*Herefter stadfæstes Energitilsynets afgørelse af 27. september 2007”*

92. Af Energiklagenævnets bemærkninger i kendelsen af 20. april 2009<sup>12</sup> henvises til Energiklagenævnets afgørelse af 5. maj 2008, hvor det er fastslået, at Energitilsynet er tillagt et vidt skøn ved fastsættelsen af effektiviseringskrav, og at Energiklagenævnet fandt at netvolumenmodellen samt korrektionsmetoden for fordyrende rammevilkår var egnet grundlag for vurderingen af elnetselskabernes effektivitet.

93. Energiklagenævnet anfører endvidere i kendelsen:

<sup>11</sup> Energiklagenævnets afgørelse, J.nr.: 1011-331

<sup>12</sup> Energiklagenævnets afgørelse, J.nr.: 1011-331

”[...]

*Det er endvidere Energiklagenævnets opfattelse, at anvendelse af netvolumenmodellen i kombination med korrektioner for fordyrende rammevilkår generelt medfører en individuel vurdering af selskaberne og deres effektiviseringspotentialer.”*

94. Energitilsynet har i lyset af Energiklagenævnets stadfæstelser, således, for så vidt angår benchmarking af selskabernes relative økonomiske effektivitet, ikke fundet anledning til at ændre netvolumenmodellen eller den overordnede metode til korrektion for fordyrende rammevilkår.

95. Selskaberne benchmarkes i nærværende notat på deres præstationer i 2007 på 3 forskellige områder. For hvert område har Energitilsynet valgt en benchmarkingmetode, der tager højde for selskabernes forskelligartede vilkår på hvert område samt de tilgængelige data. De 3 områder er (i) økonomisk effektivitet, (ii) kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau og (iii) kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau.

96. Ad i) Benchmarkingen af selskabernes økonomiske effektivitet sker ad to omgange. Der foretages en benchmarking af selskaberne med henblik på at fastsætte fremtidige produktivitetstigninger i selskaberne. Herudover foretages en benchmarking af selskabernes relative økonomiske effektivitet vha. netvolumenmodellen med henblik på at fastsætte det historisk opbyggede effektiviseringspotentialer i selskaberne. Netvolumenmodellen blev præsenteret i tilsynets afgørelse ”Effektiviseringskrav til elnetselskaberne for 2008” i 2007, og afgørelsen blev endvidere stadfæstet af Energiklagenævnet. De tekniske dele af modellen er derfor ikke gengivet direkte i notatet. Der henvises i stedet til bilagsmaterialet, jf. bilagene 1, 4-5 og 7-12. Der er således blot en kort beskrivelse af modellen i nærværende notat samt en præsentation af resultaterne af benchmarkingen på baggrund af 2008-data.

97. Ad ii) Der foretages en benchmarking af alle selskaber på kvalitet i levering af elektricitet i én samlet gruppe – på aggregeret niveau. Der tages imidlertid højde for det enkelte selskabs fordeling af elnet på de 4 forskellige spændingsniveauer (0,4-6, 6-25, 25-70 og 70-170 kV), da afbrudseffektiviteten er forskellig på de forskellige spændingsniveauer.

98. Ad iii) Kun de selskaber, der har elnet på 0,4-6 kV og 6-25 kV benchmarkes på kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau, da kun disse har direkte relationer til slutbrugerne. De selskaber, der kun opererer på de højere spændingsniveauer - 25-70 og 70-170 kV - (regionale transmissionsselskaber) indgår ikke i benchmarkingen af kvalitet i leveringen af elektricitet på enkeltkundeniveau. Typisk vil selskaber på 70-170 kV-spændingsniveau have et aftaleforhold med selskaber på underliggende spændingsniveauer (typisk 25-70 kV) om at levere elektricitet. Der er således for så vidt angår regionale transmissionsselskaber ikke tale om levering

af elektricitet til egentlige forbrugere, men i stedet levering af elektricitet til kunder, der vidertransporterer elektriciteten. Tilsvarende har visse selskaber på samme måde et aftaleforhold om at levere elektricitet til selskaber på underliggende spændingsniveauer.

99. I de følgende afsnit beskrives modellerne for benchmarkingen af økonomisk effektivitet, benchmarkingen af kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau, og benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau. Resultaterne af hver benchmarking anføres endvidere i de enkelte afsnit. Slutteligt fastsættes de samlede effektiviseringskrav for selskaberne, og metoden til udmøntningen af kravene gennemgås.

#### **4.1 Benchmarking af økonomisk effektivitet**

100. I markeder, hvor der eksisterer en effektiv konkurrence, er der ikke plads til ineffektivitet i de enkelte selskaber, hvis de fortsat skal være en del af markedet. Selskaber, der fungerer i konkurrenceprægede markeder, er således under et konstant pres til at effektivisere deres processer og arbejdsgange for fortsat at kunne eksistere.

101. Elnetselskaberne er karakteriseret ved at være lokale monopoler. Den enkelte forbruger har således ikke mulighed for at vælge mellem flere udbydere til transporten af elektricitet på de forskellige spændingsniveauer, og elnetselskaberne indgår dermed ikke i konkurrence med hinanden.

102. Fraværet af konkurrence mellem selskaberne giver et samfundsmæssigt tab, da konkurrencefraværet medfører, at selskaberne ikke er tvunget til at gennemføre effektiviseringer. Det er baggrunden for at foretage en regulering af elnetselskaberne, der bl.a. skal sikre, at selskaberne drives effektivt gennem fastsættelsen af effektiviseringskrav til de enkelte selskaber.

103. I april måned afholdte Energitilsynets Sekretariat en workshop med elnetselskaberne, hvor inputs til den fremtidige benchmarking af selskaberne blev diskuteret. Selskaberne gav i den forbindelse udtryk for deres kritikpunkter af den nuværende model, og det har haft en indvirkning på, hvilke områder Energitilsynet har lagt særlig vægt på i årets afgørelse.

104. Vedr. selskabernes økonomiske effektivitet har Energitilsynet i årets afgørelse i særlig grad prioriteret områderne omkring kravskalaen, korrektionen for fordyrende rammevilkår og muligheden for at anvende data for flere år i modellen.

105. Benchmarkingen af selskabernes økonomiske effektivitet sker ad to omgange i årets afgørelse.

106. For det første ved at benchmarke selskaberne med hinanden, hvorved det effektiviseringspotentiale, der historisk er opbygget i selskaberne som følge af fraværet af konkurrence mellem selskaberne, kan fastsættes.

107. For det andet vil alle elnetselskaber, uanset om de historisk har opbygget et effektiviseringspotentiale, desuden kunne effektivisere deres omkostninger i fremtiden. Til brug for denne vurdering anvendes den forventede fremtidige produktivitetsvækst i sammenlignelige brancher som benchmark. Ved denne benchmarking fastsættes et fremtidigt effektiviseringspotentiale i alle selskaberne, der ligger ud over det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale.

108. Denne benchmarking sikrer således, at selskaberne både får et incitament til at indhente et eventuelt historisk opbygget effektiviseringspotentiale og søge de fremtidige produktivitetsstigninger, der løbende opstår.

109. I de følgende delafsnit (4.1.1 og 4.1.2) beskrives metoderne bag fastsættelsen af det historiske og fremtidige effektiviseringspotentiale i elnetselskaberne. Herefter bliver resultaterne af beregningerne også præsenteret i delafsnit 4.1.3 og 4.1.4, og afslutningsvis indgår en vurdering af de individuelle effektiviseringskrav til selskaberne i delafsnit 4.1.5.

#### **4.1.1 Metode til fastsættelse af selskabernes historisk opbyggede effektiviseringspotentiale**

110. Selskabernes historisk opbyggede effektiviseringspotentiale fastsættes ved en benchmarking af selskabernes relative effektivitet. Til denne benchmarking anvendes netvolumenmodellen.

111. Det skal i den forbindelse bemærkes, at det ved denne benchmarking ikke er muligt at fastsætte et historisk opbygget effektiviseringspotentiale for de mest effektive elnetselskaber. Baggrunden herfor er, at metoden antager, at de mest effektive selskaber drives så effektivt som muligt.

112. Netvolumenmodellen er opbygget på en måde, som gør det muligt at sammenligne selskabernes effektivitet på tværs af hinanden, selv om selskaberne har forskellige elnetstørrelser og har forskellige sammensætninger af deres elnet. Det er en vigtig egenskab ved modellen, at det på en enkel og gennemsigtig måde er muligt sammenligne selskaberne, selvom deres netstruktur varierer i størrelse og sammensætning.

113. Netvolumenmodellen kan på denne måde anvendes til at sammenligne selskabernes omkostninger – det vil sige driftsomkostninger og afskrivninger. Selskabernes driftsomkostninger og afskrivninger fremgår af deres anmeldte reguleringsregnskaber.

114. Modellens grundlæggende metode er kort illustreret i boks 3, mens en mere detaljeret gennemgang af netvolumenmodellen findes i bilag 1.

### Boks 3: Illustration af netvolumenmodellen

Betragt et selskab med et elnet bestående af 3 transformerstationer og 20 km luftledning. Selskabet har omkostninger for i alt 100.000 kr. Af de 100.000 kr. bruger selskabet 60.000 kr. på at drive de 3 transformerstationer, og 40.000 kr. på at drive de 20 km luftledning.

Selskabets enhedsomkostninger kan opgøres til at udgøre 20.000 kr. for at drive en transformerstation ( $60/3=20$ ) og 2.000 kr. for at drive 1 km luftledning ( $40/20=2$ ).

Antag, at gennemsnittet af alle andre selskabers omkostninger kan opgøres til 10.000 kr. for at drive en transformerstation, og 1.000 kr. for at drive 1 km ledning. Et gennemsnitligt selskab vil således kunne drive et elnet magen til selskabets eget elnet for en omkostning på 3 transformerstationer af 10.000 kr. og 20 km ledning af 1.000 kr. svarende til i alt 50.000 kr.

Selskabet bruger således 100.000 kr. på at drive samme elnet, som andre selskaber i gennemsnit ville bruge 50.000 kr. på at drive. Det indebærer, at selskabet i netvolumenmodellen vil fremstå som et relativt ineffektivt selskab.

#### Korrektion for fordyrende rammevilkår

115. Energitilsynets analyser har vist en sammenhæng (korrelation) mellem selskabernes relative omkostningseffektivitet – udtrykt ved omkostningsindekset - og omfanget af såkaldte fordyrende rammevilkår. Fordyrende rammevilkår knytter sig til f.eks. vejbelægnings, regler for håndtering af opgravet jord, trafikintensitet, særlige forskrifter for installationer, og koordinering med andre forsyningsinstallationer. Disse elementer påvirker anlægs- og vedligeholdelsesomkostningerne pr. enhed netkomponent – jo større omfang af fordyrende rammevilkår, des højere omkostningsindeks.

116. Netvolumenmodellen tager i sig selv ikke højde for, at nogle typer af selskaber står over for dyrere rammevilkår end andre. Dette har Energitilsynet efterfølgende taget højde for ved at benchmarke selskaber med forskellige rammevilkår i hver deres grupper. Det er derfor, at resultaterne af den økonomiske benchmarking er delt op i henholdsvis regionale transmissionselskaber (gruppe 1), regionale transmissionsselskaber (gruppe 2), distributionselskaber og transformerforeninger. Herudover er resultaterne i benchmarkingen af distributionselskaberne korrigeret for selskabernes kundetæthed, for at tage højde for de fordyrende vilkår, jf. bilag 12. Energitilsynet har foretaget en række analyser, men har ikke kunnet identificere andre signifikante rammevilkår, som selskaberne ikke allerede korrigeres for, herunder korrosion ved den jyske vestkyst, jf. bilag 4.

### Ekstraordinære omkostninger

117. Netvolumenmodellen inddrager selskabernes driftsomkostninger og afskrivninger i vurderingen af selskabernes relative økonomiske effektivitet. Driftsomkostninger og afskrivninger fremgår af reguleringsregnskabet og indeholder alle omkostningsposter – herunder også eventuelle ekstraordinære omkostninger.

118. Udgangspunktet for denne del af den økonomiske benchmarking er, at et selskabs samtlige omkostninger medtages, idet disse må antages at afspejle selskabets økonomiske effektivitet. Imidlertid har tilsynet allerede ved afgørelsen fra september 2007 valgt at trække visse poster ud af den økonomiske benchmark. Disse poster har tilsynet valgt at benævne ”ekstraordinære omkostninger”. Når man trækker nogle af et selskabs omkostninger ud af benchmarkinganalysen opnår selskabet alt andet lige et bedre benchmarkingresultat.

119. Flere forskellige omkostninger er omfattet af dette begreb, og begrundelserne for at trække posterne ud før den økonomiske benchmarking af selskaberne varierer. Helt overordnet er det et forsøg på at undgå åbenlyse uhensigtsmæssigheder ved afgørelserne. Et selskab, der på et enkelt år har brugt store beløb på reparation af nettet efter en helt usædvanlig og upåregnelig hændelse, vil fremtræde uforholdsmæssigt ineffektivt i benchmarkingen.

120. På den anden side er det jo vigtigt, at kostbare ledelsesbeslutninger med tvivlsom eller negativ effekt på selskabets økonomi medtages, fordi sådanne beslutninger er et udtryk for selskabets økonomiske effektivitet. Der er således tale om en vanskelig balancegang.

121. Ekstraordinære omkostninger undtages også for effektiviseringskrav, jf. bilag 11. De ekstraordinære omkostninger falder i 5 forskellige kategorier, hvor der er forskellige argumenter for at ekskludere omkostningerne i benchmarkingen og effektiviseringskravene.

- I den første kategori falder omkostninger til hændelser ved force majeure. Disse hændelser er enkeltstående og er svære for selskaberne at påvirke omfanget af. Energitilsynet finder det derfor ikke rimeligt, at selskaberne skal modtage varige effektiviseringskrav herved.
- I den anden kategori falder omkostninger, der afholdes af tredjemand. Strengt taget er der ikke tale om ”ekstraordinære omkostninger”, men om en udgiftspost, der i sidste ende ikke udgør en omkostning for selskabet.
- Den tredje kategori omhandler omkostninger, som ikke umiddelbart kan anses for at være ekstraordinære, men hvor

Energitilsynet har besluttet at benchmarking-modellen ikke bør indrettes således, at der opnås en uhensigtsmæssig adfærd hos selskaberne. F.eks. trækkes omkostninger i forbindelse med etablering af fjernaflæste målere fra virksomhedernes omkostninger/afskrivninger. Begrundelsen herfor er, at etableringen af fjernaflæste målere er relativt kostbar. Hvis selskaberne ønsker at holde omkostningerne nede med henblik på en optimal placering i benchmarkingen, kunne det være en løsning ikke at investere i fjernaflæste målere.

- Ligeledes finder Energitilsynet, at omkostninger til migrering af IT-systemer i forbindelse med en fusion skal holdes ude af benchmarkingen. Der er igen tale om meget store poster, og benchmarking-modellen skal *ikke* være opbygget på en måde, der afholder selskaberne fra at fusionere.
- I den sidste 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.

122. Ekstraordinære omkostninger anmeldt efter at afgørelsen blev sendt i høring indgår ikke i afgørelsen. Selskaberne får mulighed for at anmelde ikke medtagne ekstraordinære omkostninger primo 2010, hvorefter der vil blive foretaget en genberegning af benchmarkingen. I denne genberegning vil benchmarkfraktilen være låst på niveauet fra afgørelsen.

#### Investeringer i nettet

123. Benchmarkingen skal være med til at sikre, at forbrugere får en tilstrækkelig sikker og effektiv transport af elektricitet til den lavest mulige pris. For også at sikre en effektiv transport af elektricitet i fremtiden, er det nødvendigt, at selskaber løbende foretager investeringer i nettet. Af denne årsag er det hensigtsmæssigt at indrette reguleringen af selskaberne på en sådan måde, at den økonomiske tilskyndelse til at foretage investeringer ikke påvirkes uhensigtsmæssigt. Dette tager netvolumenmodellen højde for, jf. bilag 9.

#### **4.1.2 Metode til fastsættelse af selskabernes fremtidige effektiviseringspotentiale**

124. Som beskrevet i indledningen til afsnit 4.1 vil alle elnetselskaber uanset om de historisk har opbygget et effektiviseringspotentiale kunne effektivisere deres omkostninger i fremtiden, som det også er tilfældet for selskaber i øvrige brancher i økonomien.

125. På den baggrund finder Energitilsynet det rimeligt at anvende den forventede produktivitetsudvikling i sammenlignelige brancher som benchmark for, hvilken produktivitetsudvikling, der kan forventes i elnetselskaberne i den nærmeste fremtid. Ved denne benchmarking fastsættes et fremtidigt effektiviseringspotentiale i alle selskaberne, der ligger ud over det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale

126. Udgangspunktet, for metoden til fastsættelsen af den forventede fremtidige produktivitetsudvikling, er at betragte den historiske produktivitetsudvikling i sammenlignelige brancher.

127. På baggrund af data for den historiske produktivitetsudvikling beregnes et estimat for produktivitetsudviklingen i den nærmeste fremtid.

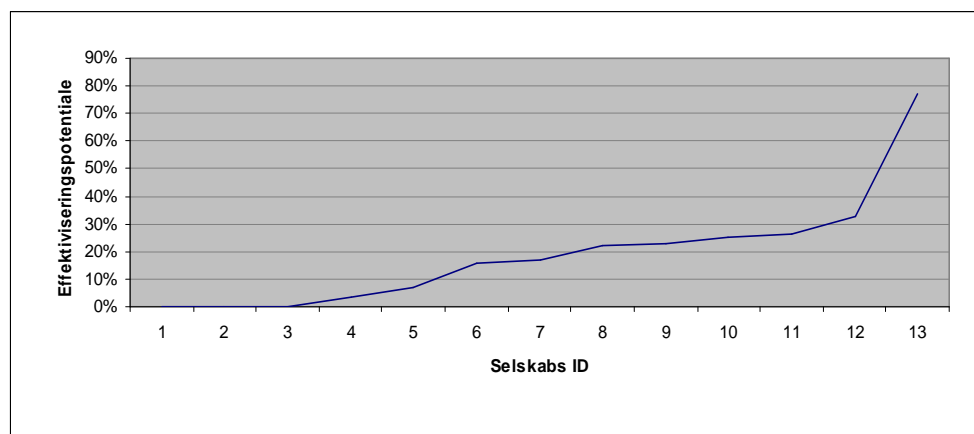
128. Med estimatet for den fremtidige produktivitetsudvikling for sammenlignelige brancher haves et benchmark for, hvilken produktivitetsvækst elnetselskaberne må kunne forventes at skabe i den nærmeste fremtid.

#### 4.1.3 Resultater ved fastsættelse af selskabernes historisk opbyggede effektiviseringspotentiale

129. Som beskrevet i afsnit 4.1.1 benchmarkes de regionale transmissionsselskaber, distributionsselskaberne og transformatorforeningerne hver for sig på deres relative økonomiske effektivitet vha. netvolumenmodellen.

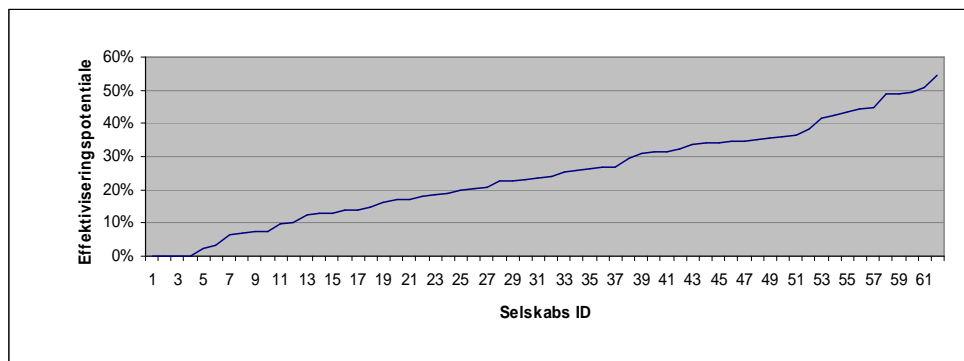
130. I netvolumenmodellen beregnes for hvert selskab det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale. Nedenfor er effektiviseringspotentialet illustreret for hhv. de regionale transmissionsselskaber, distributionsselskaberne og transformatorforeningerne, jf. figur 1.a – 1.c, og gengivet i tabel 6.

**Figur 1.a: Historisk opbygget effektiviseringspotentiale i de regionale transmissionsselskaber**

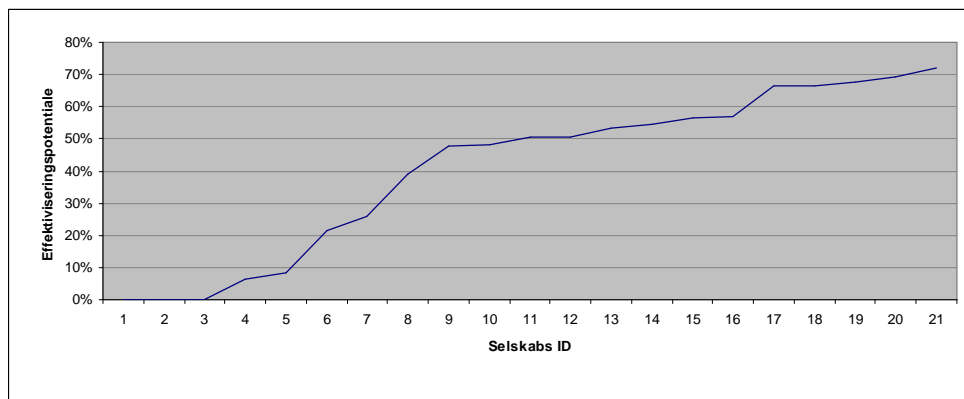




**Figur 1.b: Historisk opbygget effektiviseringspotentiale i distributionselskaber**



**Figur 1.c: Historisk opbygget effektiviseringspotentiale i transformatorforeninger**



**Tabel 6: Historisk opbygget effektiviseringspotentiale i regionale transmissionsselskaber, distributionselskaber og transformatorforeninger**

Selskab	Effektiviseringspotentiale i pct.
<b>Regionale transmissionsselskaber</b>	
Vestjysk net 60 Kv A/S	0
Vestjyske Net 150 kV A/S	0
Syd Net A/S	0
Fyns net Amba	3
Sydøstjyske Net A/S	7

SEAS-NVE Transmission AS	16
Frederiksberg Eltransmission A/S	17
NV Net A/S	22
KE Transmission A/S	23
SEAS-NVE NET (Transmissionsdel)	25
FynsNet 150 KV A/S	26
Midtjyske Net A/S	33
Dong Energy Nord Elnet	77
<b>Distributionselskaber</b>	
DONG Energy Frederiksberg Elnet A/S	0
Bjerringbro Elværk	0
ENV Net A/S	0
NRGi Net A/S	0
ESV Net A/S	1
NOE Net A/S	4
HEF Net A/S	7
AKE Net	7
EnergiMidt Net A/S	8
Nibe Elforsyning Net Amba	8
Aars El-Forsyning Netvirksomhed	10
Energi Fyn Net A/S	11
TRE-FOR Elnet A/S	13
MES Net A/S	13
Thy Højspændingsværk Net A/S	13
ELRO Net A/S	14
Køge Elnet A/S	15
SEF Net A/S	15
Kjellerup Elnet	16
RAH Net A/S	17
Nyfors Net A/S	18
EnergiMidt Net Vest A/S	19
Energi Randers Net A/S	19
Ærø Elforsyning Net A/S	19
Østjysk Energi Net A/S	20
Galten Elværk Net A/S	21
Faaborg Elforsyning A/S	21
SYD ENERGI Net A/S, SYD Energi Net 60 kV A/S	23
SEAS-NVE Net	23
Videbæk Elnet	24
Vildbjerg Elværk Amba	24
Læsø Kommune	24
Helsingør Elforsyning	26
LEF Net A/S	26

Thy-Mors El-Net A/S	27
Energi Fyn City Net A/S	27
Energi Hillerød Net	27
Brabrand Net A/S	30
Østkraft	32
DONG Energy City Elnet A/S	32
VOS Net A/S	32
Vordingborg Elnet	33
Midtfyns Elforsyning Amba	34
Viborg Elnet A/S	35
Nyborg Elnet A/S	35
Dong Energy Nord Elnet Før NESANET A/S	35
Tarm Elværk Net A/S	35
Hornum El-forsyning Netvirksomhed	36
Vestforsyning Net A/S	36
NKE Elnet A/S	37
Roskilde Kommune, Forsyningen	37
Hurup Elværk Net A/S	39
Frederikshavn Elnet A/S	42
Ikast Værkerne Net A/S	43
Hammel El-Forsyning	44
Struer Forsyning Elnet AS	45
Ravdex A/S	45
GEV Net A/S	49
Viby Net A/S	49
Ringkøbing-Skjern Forsyning A/S	50
Nakskov Elnet	51
SK Elnet A/S	55
<b>Transformatorforeninger</b>	
Brenderup Netselskab	0
Øslev-Drøstrup Transformatorforening	0
Sunds Elforsyning	0
Borris El-Forsyning	6
Bårdesø El-forsyning	8
Klim Transformatorforening	21
Skovsgaard Elforsyning	26
Gøttrup Transformatorforening	39
Rolfsted og Omegns Transformerforenings Netselskab A.m.b.A.	48
Kibæk Elværk	48
Studsgård Vand- og Elforsyning	51
Kongerslev Elnet ApS	51
Pårup Elforsyning	53

Hjerting Transformatorforening	55
Ejby Elnet Amba	56
Sdr. Felding Elforsyning	57
Aal El-Net A.m.b.a.	66
Taars Elnetselskab Amba	67
Knøsgård Transformatorforening	68
Hirtshals El-Netselskab A/S	69
Åbybro Elforsyning	72
Verninge Transformerforening	86

#### 4.1.4 Resultater ved fastsættelse af selskabernes fremtidige effektiviseringspotentiale

131. Ved at anvende metoden beskrevet i afsnit 4.1.2 vurderer Energitilsynet, hvilke produktivitetsstigninger, det må være rimeligt at forvente af elnetselskaberne i den nærmeste fremtid. Det fastsatte mål for fremtidig produktivitet består af totalfaktorproduktiviteten tillagt produktiviteten for arbejdskraftkvaliteten.

132. I fastsættelsen af den forventede fremtidige produktivitetsudvikling for elnetselskaberne er der foretaget en vurdering af, hvilke brancher, der er bedst egnede til at sammenholde elnetselskaberne med, og hvordan produktivitetsudviklingen i den nærmeste fremtid bedst estimeres.

133. Det er vanskeligt at vurdere, hvilke brancher, der er sammenlignelige, hvad angår muligheder for at udnytte produktivitetsstigninger. Alle brancher er således i et varierende omfang underlagt forskellige muligheder for at opnå produktivitetsstigninger. Det skyldes, at der brancherne imellem ikke eksisterer de samme muligheder for at udnytte et højere uddannelsesniveau, teknologiske fremskridt og for at introducere mere effektive arbejds-gange og bedre organisering.

134. I benchmarkingen af gasdistributionsselskaberne har tilsynet fastsat effektiviseringskrav bl.a. ved en vurdering af den forventede fremtidige produktivitetsudviklingen i den markedsmæssige økonomi som helhed. Det forhold er blevet påklaget af gasdistributionsselskaberne, men Energiklagenævnet har givet tilsynet medhold i dets vurdering<sup>13</sup>.

135. På baggrund af ovenstående er det Energitilsynets vurdering, at den forventede fremtidige produktivitetsudvikling i den markedsmæssige økonomi som helhed vil være det bedst egnede mål som en benchmark for den fremtidige produktivitetsudvikling i elnetselskaberne.

<sup>13</sup> Energiklagenævnets afgørelse om gasdistributionsselskabernes klage over Energitilsynets afgørelse af 31. oktober 2005, side 30 m.

136. Efter Energitilsynets vurdering eksisterer der ikke brancher som elnetselskaberne er oplagte at sammenholde med direkte. Desuden kan det være problematisk at basere en forventning til elnetselskabernes produktivtetsudvikling med produktivtetsudviklingen i enkelte brancher, da der inden for de enkelte brancher kan være særlige strukturelle forhold, som medfører en markant høj eller lav produktivtetsvækst. På den baggrund har Energitilsynet valgt at basere et effektiviseringskrav på den markedsmæssige økonomi som helhed.

137. Som beskrevet tager Energitilsynet udgangspunkt i totalfaktorproduktiviteten og arbejdskraftproduktiviteten i fastsættelsen af produktivteten. Disse produktivtetsmål udtrykker selskabernes evne til at producere samme output ved færre inputs, jf. boks 4.

#### Boks 4: Beregning af produktivtetsudvikling

Beregningen af produktivtetsudviklingen bygger på data i datasættet NAT25 (Danske branchers produktivtetsudvikling) fra Danmarks Statistik. Disse data er beregnet ved en dekomponeringen af produktivteten ved en standardmetode med udgangspunkt i følgende produktionsfunktion<sup>14</sup>

$$Y_t = A_t f(K_t, B_t L_t) \quad (1)$$

$Y_t$  er bruttoværditilvæksten (BVT) i periode  $t$ ,  $f$  er en funktion, der er stigende i kapitalapparatet ( $K_t$ ) og i arbejdsindsatsen ( $B_t L_t$ ).  $B_t$  angiver kvaliteten af arbejdskraft, mens  $L_t$  er arbejdstimer. Funktionen samler faktorindsatsen i én variabel, og  $A_t$  beskriver faktorindsatsens effektivitet. I estimeringen er der antaget konstant skalaafkast i produktionen som det fremgår af (1)

Foretages en Cobb-Douglas specifikation af  $f(K_t, B_t L_t)$ , kan (1) opstilles som

$$Y_t = A_t K_t^a (B_t L_t)^{1-a} \quad (2)$$

Ved totaldifferentiation og log-transformation skrives (2) herefter som:

$$d\ln(Y_t) = a d\ln(K_t) + (1-a) d\ln(L_t) + (1-a) d\ln(B_t) + d\ln(A_t) \quad (3)$$

Relation (3) siger, at væksten i produktionen kan forklares ved vækst i kapitalapparatet, arbejdsindsatsen, kvaliteten af arbejdskraften og/eller totalfaktorproduktiviteten. Med antagelse om fuldkommen konkurrence og profitmaksimering aflønnes produktionsfaktorerne med værdien af deres mar-

<sup>14</sup> For yderligere beskrivelse af metodemæssige forhold i forbindelse med produktivtetsudviklingen henvises til ”Produktivtetsudviklingen i Danmark 1966-2003”, Danmarks Statistik 2005.

ginalprodukt, så  $a$  er aflønningen til kapitalapparatet af den samlede indkomst, og  $(1-a)$  er aflønningen til arbejdskraften af den samlede indkomst.

Produktivitetens mål, der anvendes i denne afgørelse, inkluderer udelukkende ændringer i arbejdskraftkvaliteten og totalfaktorproduktiviteten.

*Arbejdskraftkvaliteten* er generelt stigende og udtrykker, at medarbejdernes produktivitet er stigende. Som følge af en løbende stigning i medarbejdernes produktivitet, må det forventes, at selskaberne fra år til år kan opretholde samme produktion med anvendelse af mindre arbejdskraft. Denne del inkluderes i vurderingen af produktivitetsvæksten, da produktionen fremover må forventes at kunne drives ved et lavere antal arbejdstimer, såfremt der sker en positiv vækst i kvaliteten af arbejdskraften.

*Totalfaktorproduktiviteten* udtrykker evnen til at opretholde samme produktion med anvendelse af færre ressourcer som følge af teknologiske fremskridt samt bedre organisation og arbejdstilrettelæggelse. Denne del inkluderes i vurderingen af produktivitetsvæksten, da produktionen fremover vil blive drevet med færre inputs, såfremt der sker en positiv vækst i *Totalfaktorproduktiviteten*.

Der fastlægges ikke effektiviseringskrav på selskabernes kapitalapparat, og forventede fremtidige produktivitetstilvækster ved væksten i kapitalintensiteten holdes derfor ude af beregningen.

Den forventede fremtidige produktivitetstilvæksten estimeres ved et historisk gennemsnit i summen af totalfaktorproduktiviteten og arbejdskraftkvaliteten i den senest tilgængelige 15 års periode, 1993-2007.

138. Historiske data for produktivitetstilvækst anvendes til at forklare den fremtidige produktivitetstilvækst i Energitilsynets estimater.

139. Den gennemsnitlige produktivitetstilvækst i den senest tilgængelige 15 års periode, 1993-2007, vurderes at afspejle tendensen i den grundlæggende produktivitetstilvækst, og betragtes derved som et estimat på produktivitetstilvæksten i den nærmeste fremtid.

140. Der er en vis usikkerhed knyttet til Danmarks Statistiks beregninger af produktivitetstilvæksten i de enkelte brancher i de enkelte år. Ved at anvende data for en længere periode vil estimatet på den grundlæggende produktivitetstilvækst imidlertid være robust. Den periodelængde, der anvendes i estimatet, skal således vælges ud fra en afvejning mellem estimatets robusthed og dataenes aktualitet. Energitilsynet vurderer i den forbindelse, at gennemsnittet for produktivitetstilvæksten over de seneste 15 år afspej-

ler tendensen i den grundlæggende produktivitsudvikling samtidig med, at en eventuel datausikkerhed er minimeret.

141. Energitilsynet kunne alternativt have betragtet produktivitsudviklingen over en periode på eksempelvis 10 eller 20 år. Energitilsynet finder dog, at usikkerheden i Danmarks Statistiks estimater taler for at se på en periode længere end 10 år. Samtidig finder Energitilsynet, at data, der er 20 år gamle, ikke er relevante i forbindelse med en vurdering af tendens i den grundlæggende produktivitsudvikling, og Energitilsynet har på den baggrund valgt at bygge vurderingen på data for de seneste 15 år.

142. Energitilsynet har endvidere undersøgt, om der er en trend i den historiske produktivitsudvikling, der kunne lægge til grund for at forvente en højere eller lavere produktivitsvækst i den nærmeste fremtid. Analyserne viser dog, at der ikke kan identificeres en sådan trend, jf. bilag 7.

143. Energitilsynets beregninger viser en gennemsnitlig produktivitsvækst i den markedsmæssige økonomi som helhed på 0,62 pct. over perioden 1993-2007, jf. tabel 7.

**Tabel 7: Vækst i summen af totalfaktorproduktivitet og arbejdskraftkvalitet for den markedsmæssige økonomi i alt.**

Branche	Gns. 1993-2007
Markedsmæssig økonomi i alt	0,62

144. På baggrund af produktivitsvæksten over de seneste 15 år forventes den markedsmæssige økonomi således at opnå en produktivitsvækst på 0,62 pct. om året i den nærmeste fremtid.

145. Ved at anvende den forventede fremtidige produktivitsvækst i den markedsmæssige økonomi som en benchmark forventes elnetselskaberne således at kunne skabe produktivitsstigninger på 0,62 pct. om året i den nærmeste fremtid.

#### **4.1.5 Fastsættelse af krav til reduktion af indtægtsrammer ved benchmarking af den økonomiske effektivitet**

146. Kravskalaen, der fører til fastsættelsen af de selskabsspecifikke effektiviseringskrav fra den økonomiske benchmarking, er ændret i forhold til afgørelsen fra 2008.

147. Grundlæggende foretages der to ændringer af kravskalaen i forhold til afgørelsen fra 2008. For det første indføres et effektiviseringskrav, der skal sikre, at selskaberne søger de fortsatte muligheder for øget produktivitet som beskrevet i afsnit 4.1.2 og i afsnit 4.1.4. Herudover indføres der en æn-

dring i metoden for, hvordan det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale fører til effektiviseringskrav.

148. Med dette års afgørelse fastsætter Energitilsynet således effektiviseringskrav med henblik på, at selskaberne over en årrække skal indhente deres historisk opbyggede effektiviseringspotentiale og samtidig opnå en produktivitetsudvikling, som det er tilfældet i andre brancher i den danske økonomi.

149. I tilsynsafgørelserne fra 2008 blev selskaberne pålagt effektiviseringskrav ud fra en kravskala, der var inddelt i 11 intervaller efter den relative effektivitet. Selskaber i den bedste, næstbedste, tredje bedste og frem til elvte bedste gruppe blev tildelt et krav på henholdsvis 0,0 pct., 0,5 pct., 1,0 pct. og op til 5,0 pct.<sup>15</sup>

150. Det overvejene argument for at anvende en trappeinddelt kravskala i afgørelsen fra 2008 var, at det med en forventet usikkerhed i datagrundlaget har været svært at argumentere for at give selskaberne effektiviseringskrav på én decimal.

151. Der er dog særligt to forhold, der gør denne kravskala uhensigtsmæssig.

Med den oprindelige diskrete kravskala kan marginale ændringer i et selskabs relative effektivitet medføre en ændring i effektiviseringskravet på 0,5 pct., hvilket kan forekomme uhensigtsmæssigt.

I den oprindelige skala har et øvre loft over størrelsen af effektiviseringskravene medført, at de mest ineffektive selskaber stilles gunstigt i modellen. For disse selskaber har effektiviseringskrav set i forhold til potentialet været mindre end for de mere effektive selskaber.

152. Ved at tage direkte udgangspunkt i det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale i kravfastsættelsen undgås de ovenfor nævnte problemer, og desuden vil selskabernes incitamentet til at effektivisere sig øges, da alle gennemførte effektiviseringer vil komme selskaberne til gavn ved lavere effektiviseringskrav i benchmarkingen.

153. Fra branchens side er der ført en tilsvarende kritik af de uhensigtsmæssige incitamentet med kravskalaen fra 2008. Samlet anser Energitilsynet det derfor som hensigtsmæssigt at indføre en ny kravskala, hvor effekti-

---

<sup>15</sup> I kravskalaen for de regionale transmissionsselskaber indgik der 9 intervaller, og kravene gik fra 0 pct. og op til et maksimum på 4 pct. De regionale transmissionsselskaber blev tildelt lavere krav, da en lavere del af deres omkostninger er påvirkelige på det korte sigt.



viseringskravet tager direkte udgangspunkt i effektiviseringspotentialet og ikke fastsættes i forhold til diskrete intervaller.

154. Energitilsynet vurderer samtidig, at det i denne afgørelse vil være rimeligt at fastsætte effektiviseringskravene således, da den forbedrede datakvalitet tillader det. I de tidligere afgørelser er der gennemført validitetstests af netvolumenmodellen, der har understøttet netvolumenmodellens egenskaber til at fastsætte effektiviseringspotentialet i selskaberne. Til dette års afgørelse har Energitilsynet endvidere rådighed over selskabers indberetninger for 3 år, og datarobustheden vurderes at være høj, hvorved de estimerede effektiviseringspotentialer fremstår valide<sup>16</sup>. En kravskala, der tager direkte udgangspunkt i det estimerede effektiviseringspotentiale, vil derfor være anvendelig.

155. Det ene element i kravskalaen, inkluderes ved at multiplicere det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale, som fastsat i afsnit 4.1.3, med en konstant faktor.

156. Denne konstante faktor udtrykker varigheden af effektiviseringsprocessen. Varigheden skal afspejle, hvor lang tid selskaberne ville have til at indhente et tilsvarende effektiviseringspotentiale, hvis de skulle fortsætte med at eksistere i et marked med fri konkurrence.

157. Med kravskalaen fra afgørelsen i 2008 ville de mest ineffektive selskaber have mere end 18 år til at indhente deres effektiviseringspotentiale på de påvirkelige omkostninger. Energitilsynet vurderer, at det vil være rimeligt at foretage en betydelig reduktion af denne effektiviseringsperiode, som der argumenteres for i det følgende.

158. I brancher, hvor selskaberne producerer goder med en begrænset heterogenitet er det urealistisk, at et selskab vil kunne overleve i markedet med en betydelig ineffektivitet over en periode på 18 år.

159. Erhvervs – og Byggestyrelsen under Økonomi- og Erhvervsministeriet udgav i 2005 en rapport, der er udarbejdet i samarbejde med Danmarks Statistik, om vækst og dynamik i nye selskaber<sup>17</sup>. Rapportens kapitel 4 omhandler en analyse af selskabers overlevelse og vækst.

160. I analysen følges danske selskaber, der er etableret fra 1990 til 1999, frem til 2002. Det diskuteres, at flere forhold kan påvirke selskabers mulig-

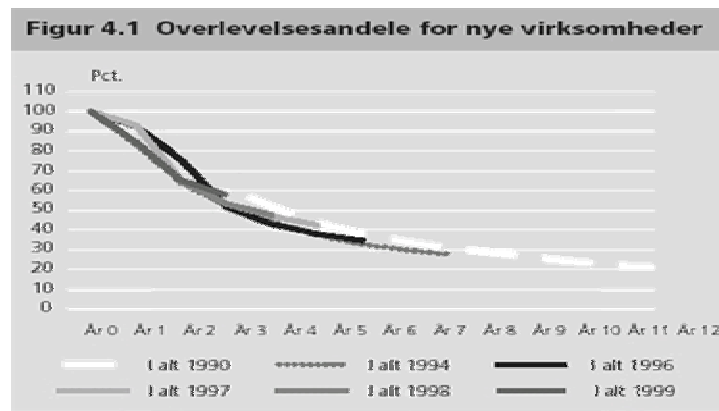
---

<sup>16</sup> Med data for 2006, 2007 og 2008 har tilsynet haft mulighed for at følge op på selskabernes indberetninger og få bekræftet eventuelle udsving i data. Herved føler tilsynet sig forsikret vedr. datarobustheden, og tilsynet vurderer, at selskaberne foretager deres indberetninger efter et ensartet grundlag for så vidt angår benchmarkingen af den økonomiske effektivitet.

<sup>17</sup> Vækst og dynamik i nye virksomheder – 5. statistiske portræt, juni 2005, Erhvervs- og Byggestyrelsen.

heder for at overleve, herunder konjunkturer og branchetilhørsforhold. Men afgørende for selskabernes fortsatte beståen er omkostningernes størrelse i forhold til indtægterne. Samtidig viser analysen tydeligt, at især selskabers andet og tredje år efter etableringen er de kritiske for selskaberne, og mange selskaber lukkes hér. Ca. 50 pct. af selskaberne er således lukket efter 3 år, hvorefter faldet i antallet af overlevede selskaber er aftagende, jf. figur 2.

**Figur 2: Overlevelsesandel for nyetablerede selskaber**



Kilde: Figur 4.1 fra Vækst og dynamik i nye virksomheder – 5. statistiske portræt, juni 2005, Erhvervs- og Byggestyrelsen.

161. En meget stor del af de nystartede selskaber, der fungerer på markeder, der er mere konkurrenceudsatte end elnetselskaberne, formår ikke at overleve i konkurrencen med andre selskaber i mere end tre år. Det ligger langt fra de op imod 18 år, som tilsynet i sin afgørelse fra 2008 gav elnetselskaberne til at indhente et oparbejdet effektiviseringspotentiale.

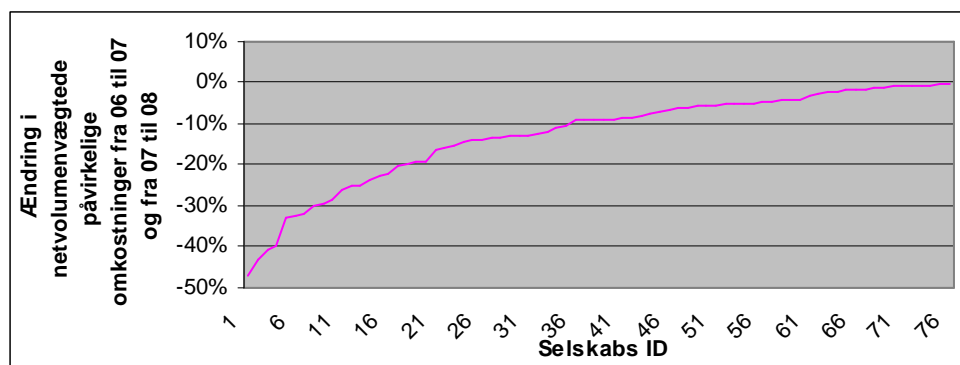
162. I fastsættelsen af en rimelig effektiviseringsperiode indgår der en afvejning af hensynet til selskabernes muligheder for at tilpasse deres omkostninger og til forbrugerne, der i sidste ende betaler for meromkostningerne.

163. En større andel af selskabernes påvirkelige omkostninger består af lønomkostninger og omkostninger til maskiner, der er fuldt fleksible på det helt korte sigt (maksimalt 2 år), og det vil derfor være muligt for selskaberne at skabe store effektiviseringsgevinster på det korte sigt. Samtidig kan selskaberne dog have kontraktlige forpligtelser, der binder dem for en længere periode, hvorved en del af deres påvirkelige omkostninger ikke er fuldt fleksible på det korte sigt.

164. Selskabernes historiske egenskaber viser endvidere, at selskaberne faktisk er i stand til at skabe betydelige effektiviseringer på et kort sigt, jf. figur 3. Mere end 30 gange har selskaber således været i stand til at reducere

dets påvirkelige omkostninger med mere end 10 pct. fra 2006 til 2007 eller fra 2007 til 2008<sup>18</sup>.

**Figur 3: Procentuel ændring i påvirkelige omkostninger fra 2006 til 2007 og fra 2007 til 2008 for selskaber med reduktion i omkostningerne.<sup>19</sup>**



165. En tilgang til at skabe effektiviseringsgevinster kan være gennem fusioner. Energitilsynets analyser viser, at elnetselskaberne øger deres effektivitet efter fusioner - særligt i de første år efter at fusionerne er gennemført, hvor processerne genovervejes, og hvor relativt let tilgængelige gevinster indhentes. Analyserne viser endvidere, at effektiviseringsgevinsterne er markante i de første par år efter at fusionen er gennemført, hvorefter gevinsterne aftager. Selskaber, der er fusioneret i 2000-2002, er således kun svagt mere effektive i 2007 end i 2003.<sup>20</sup>

166. Sammenholdes tilsynets analyse af fusioner med analysen fra Erhvervs- og Byggestyrelsen, indikeres det, at elnetselskaberne skal kunne indhente deres effektiviseringspotentiale på kort sigt (2-3 år), og at de vil være i stand til det.

167. Under hensyn til elnetselskabernes evne til at nedbringe deres omkostninger, og at forbrugerne rammes af ineffektiviteten, vurderer Energitilsynet, at distributionselskaberne og transformatorforeningerne realistisk set må kunne effektivisere deres påvirkelige omkostninger fuldt ud på 2 til 5 år. Der kan være individuelle forhold, der medfører, at processen med at indhente effektiviseringspotentialet kan være længere i nogle selskaber end i andre. Ved en forsigtig vurdering finder Energitilsynet, at distributionssel-

<sup>18</sup> En række selskaber har også oplevet stigninger i deres påvirkelige omkostninger i den tilsvarende periode. Disse er ikke gengivet i figuren.

<sup>19</sup> Selskabernes omkostninger er vægtet med deres netvolumen i de enkelte år. Herved tages der højde for de ændringer de ellers forholds stabile netstrukturer kan have på selskabernes omkostninger. Omkostningerne er endvidere korrigeret for udviklingen i priser og lønninger efter samme princip som indtægtsrammen fremskrives med. For 2008 er der anvendt data anmeldt inden høringsperioden i beregningerne.

<sup>20</sup> Fusioners betydning for elnetselskabers effektivitet, Energitilsynet 2009.

skaberne og transformatorforeningerne bør pålægges at indhente deres effektiviseringspotentiale i løbet af maksimalt 5 år.

168. Andelen af omkostninger, der er svære at nedbringe på kortere sigt, udgør en relativt større andel af omkostningerne for regionale transmissionsselskaber end for distributionsselskaberne og transformatorforeningerne. Det skyldes især, at regionale transmissionsselskaber – modsat distributionsselskaber og transformerforeninger – ikke afholder omkostninger til kundeadministration, der udgør 20-25 pct. af distributionsselskabernes omkostninger, jf. bilag 8. Det indebærer, at regionale transmissionsselskaber relativt til distributionsselskaberne og transformatorforeningerne kun har mulighed for at gennemføre besparelser på en mindre andel af deres omkostninger på det helt korte sigt. Derfor pålægges de regionale transmissionsselskaber krav under lempeligere vilkår end distributionsselskaber og transformatorforeninger.

169. Energitilsynet vurderer, at en effektiviseringsproces i de regionale transmissionsselskaber må forventes at være forlænget med 1/4 i forhold til i distributionsselskaberne og transformatorforeningerne. Ved oprunding finder Energitilsynet herefter, at de regionale transmissionsselskaber bør pålægges det krav at indhente deres potentiale i løbet af 7 år.

170. Elementet i kravskalaen vedrørende det historisk opbyggede effektiviseringspotentiale fastsættes derved som:

$$E_{krav_i} = \left(\frac{1}{j}\right) (\text{potentiale}_i)$$

potentiale<sub>i</sub> = historisk opbygget effektiviseringspotentiale for selskab i

$E_{krav_i}$  = procentuelt effektiviseringskrav sfa. opbygget potentiale

$j = 5$  for distributionsselskaber og transformatorforeninger

$j = 7$  for regionale transmissionsselskaber

171. Som det fremgår af delafsnit 4.1.2 og 4.1.4 kan selskaber endvidere forventes at effektivisere deres processer i fremtiden. Energitilsynet giver derfor elnetselskaberne effektiviseringskrav som følge af deres fremtidige potentiale.

172. Reguleringen sikrer herved, at selskaberne får incitamenter til at søge de fremtidige produktivetsgevinster, der løbende opstår, og som selskaber i øvrige brancher er tvunget til at søge for ikke at blive udkonkurreret.

173. Energitilsynets beregninger viser, at elnetselskaberne må forventes i fremtiden at kunne skabe effektiviseringer på 0,62 pct. om året, jf. delafsnit 4.1.4.

174. Ved afrunding pålægges de mest effektive selskaber dermed effektiviseringskrav på 0,6 pct., mens selskaberne med et historisk opbygget effektiviseringspotentiale pålægges et krav herudover.

175. Ved at inkludere de to gennemgåede elementer i kravskalaen vedr. den økonomiske effektivitet fastsættes de selskabsspecifikke effektiviseringskrav som:

$$\text{effektiviseringskrav}_i = 0,006 + \left(\frac{1}{j}\right)(\text{potentiale}_i)$$

potentiale<sub>i</sub> = historisk opbygget effektiviseringspotentiale for selskab i

effektiviseringskrav<sub>i</sub> = procentuelt effektiviseringskrav for selskab i

j = 5 for distributionselskaber og transformatorforeninger

j = 7 for regionale transmissionsselskaber

176. Som det også var tilfældet i afgørelserne fra 2007 og 2008, tager Energitilsynet ved udmøntningen af individuelle krav til reduktion af indtægtsrammer afsæt i selskabernes muligheder for at nedbringe deres omkostninger. Det er imidlertid ikke alle omkostninger, der kan nedbringes på kort sigt. Nogle omkostninger – f.eks. afskrivninger og nettab – er upåvirkelige på kort sigt. Afskrivninger er konstante over hele investeringens levetid og kan først nedbringes i forbindelse med reinvesteringer, mens nettab kan være svære at påvirke uden samtidig at omlægge nettet, og dette kan kun lade sig gøre på længere sigt.

177. Energitilsynet undtager derfor afskrivninger, nettab og ekstraordinære omkostninger for krav, og kravene pålægges derved udelukkende selskabernes påvirkelige omkostninger. Det forhold har stor betydning for størrelsen af de absolutte effektiviseringskrav og de procentuelle krav set i forhold til størrelsen af selskabernes indtægtsrammer.

178. Det samlede effektiviseringskrav ved den økonomiske benchmarkingen for 2010 og frem udgør 5,14 pct. i forhold til selskabernes påvirkelige omkostninger og 1,99 pct. i forhold til selskabernes indtægtsrammer.

179. Selskabernes samlede individuelle effektiviseringskrav fremgår af tabel 8, og fordelingen af hhv. effektiviseringspotentiale og effektiviseringskrav er illustreret i figurene 4a - c.

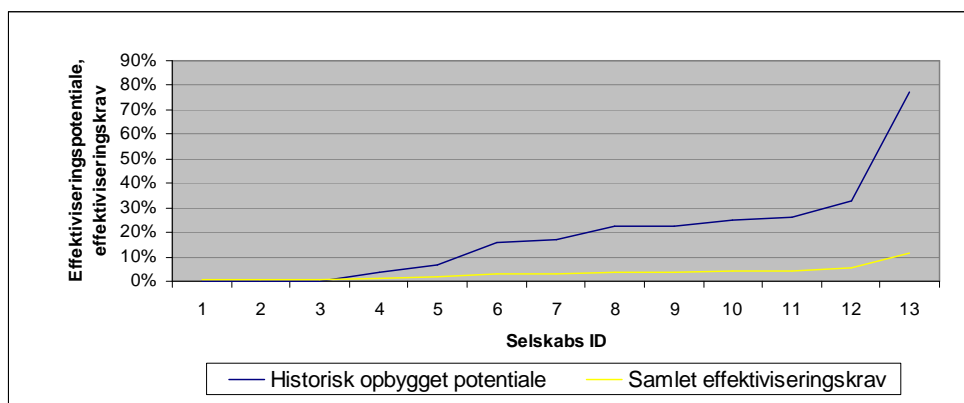
**Tabel 8: Oversigt over de samlede effektiviseringskrav til selskaberne i 2010 ved den økonomiske benchmarking**

Selskab	Samlet effektiviseringskrav ved økonomisk benchmarking
<b>Regionale transmissionsselskaber</b>	
Vestjyske Net 60 kV A/S	0,60 %
Vestjyske Net 150 kV A/S	0,60 %
Syd Net A/S	0,60 %
Fyns Net Amba	1,09 %
Sydøstjyske Net A/S	1,60 %
SEAS-NVE Transmission AS	2,85 %
Frederiksberg Eltransmission A/S	2,99 %
NV Net A/S	3,77 %
KE Transmission A/S	3,85 %
SEAS-NVE NET (Transmissionsdel)	4,17 %
FynsNet 150 KV A/S	4,33 %
Midtjyske Net A/S	5,31 %
Dong Energy Nord Elnet	11,62 %
<b>Distributionselskaber</b>	
DONG Energy Frederiksberg Elnet A/S	0,60 %
Bjerringbro Elværk	0,60 %
ENV Net A/S	0,60 %
NRGi Net A/S	0,60 %
ESV Net A/S	0,82 %
NOE Net A/S	1,40 %
HEF Net A/S	1,99 %
AKE Net	2,08 %
EnergiMidt Net A/S	2,17 %
Nibe Elforsyning Net Amba	2,19 %
Aars El-Forsyning Netvirksomhed	2,70 %
Energi Fyn Net A/S	2,74 %
TRE-FOR Elnet A/S	3,17 %
MES Net A/S	3,27 %
Thy Højspændingsværk Net A/S	3,28 %
ELRO Net A/S	3,49 %
Køge Elnet A/S	3,51 %
SEF Net A/S	3,62 %
Kjellerup Elnet	3,89 %
RAH Net A/S	4,07 %
Nyfors Net A/S	4,15 %

<b>Selskab</b>	<b>Samlet effektiviseringskrav ved økonomisk benchmarking</b>
EnergiMidt Net Vest A/S	4,32 %
Energi Randers Net A/S	4,43 %
Ærø Elforsyning Net A/S	4,49 %
Østjysk Energi Net A/S	4,69 %
Galten Elværk Net A/S	4,81 %
Faaborg Elforsyning A/S	4,82 %
SYD ENERGI Net A/S, SYD Energi Net 60 kV A/S	5,22 %
SEAS-NVE Net	5,26 %
Videbæk Elnet	5,31 %
Vildbjerg Elværk Amba	5,44 %
Læsø Kommune	5,47 %
Helsingør Elforsyning	5,75 %
LEF Net A/S	5,82 %
Thy-Mors El-Net A/S	5,96 %
Energi Fyn City Net A/S	6,00 %
Energi Hillerød Net	6,08 %
Brabrand Net A/S	6,59 %
Østkraft	6,91 %
DONG Energy City Elnet A/S	6,97 %
VOS Net A/S	6,99 %
Vordingborg Elnet	7,19 %
Midtfyns Elforsyning Amba	7,40 %
Viborg Elnet A/S	7,51 %
Nyborg Elnet A/S	7,53 %
Dong Energy Nord Elnet Før NESANET A/S	7,61 %
Tarm Elværk Net A/S	7,65 %
Hornum El-forsyning Netvirksomhed	7,73 %
Vestforsyning Net A/S	7,81 %
NKE Elnet A/S	7,92 %
Roskilde Kommune, Forsyningen	7,97 %
Hurup Elværk Net A/S	8,38 %
Frederikshavn Elnet A/S	8,99 %
Ikast Værkerne Net A/S	9,14 %
Hammel El-Forsyning	9,31 %
Struer Forsyning Elnet AS	9,52 %
Ravdex A/S	9,61 %
GEV Net A/S	10,42 %
Viby Net A/S	10,47 %
Ringkøbing-Skjern Forsyning A/S	10,54 %
Nakskov Elnet	10,80 %

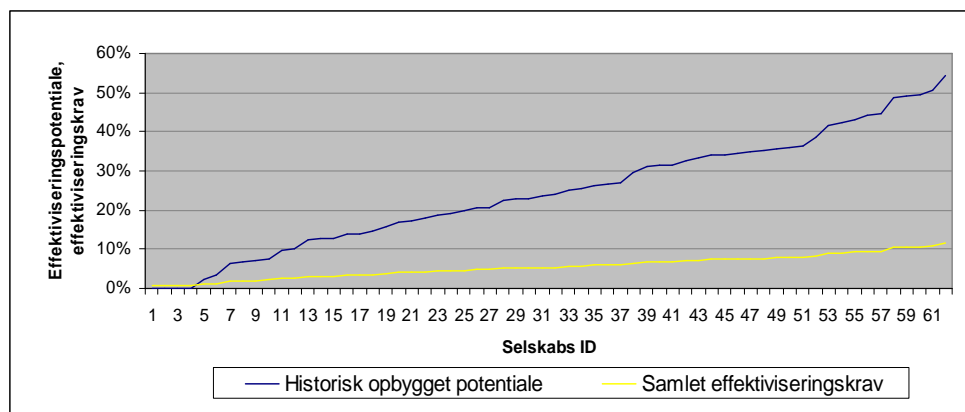
Selskab	Samlet effektiviseringskrav ved økonomisk benchmarking
SK Elnet A/S	11,55 %
<b>Transformatorforeninger</b>	
Brenderup Netselskab	0,60 %
Øslev-Drøstrup Transformatorforening	0,60 %
Sunds Elforsyning	0,60 %
Borris El-Forsyning	1,90 %
Bårdesø El-forsyning	2,29 %
Klim Transformatorforening	4,86 %
Skovsgaard Elforsyning	5,81 %
Gøttrup Transformatorforening	8,43 %
Rolfsted og Omegns Transformerforenings Netselskab A.m.b.A.	10,16 %
Kibæk Elværk	10,26 %
Studsgård Vand- og Elforsyning	10,73 %
Kongerslev Elnet ApS	10,74 %
Pårup Elforsyning	11,24 %
Hjerting Transformatorforening	11,51 %
Ejby Elnet Amba	11,90 %
Sdr. Felding Elforsyning	12,00 %
Aal El-Net A.m.b.a.	13,87 %
Taars Elnetselskab Amba	13,90 %
Knøsgård Transformatorforening	14,14 %
Hirtshals El-Netselskab A/S	14,45 %
Åbybro Elforsyning	15,01 %
Verninge Transformerforening	17,89 %

**Figur 4a: Fordeling af 2010-krav og potentiale for regionale transmissionselskaber**

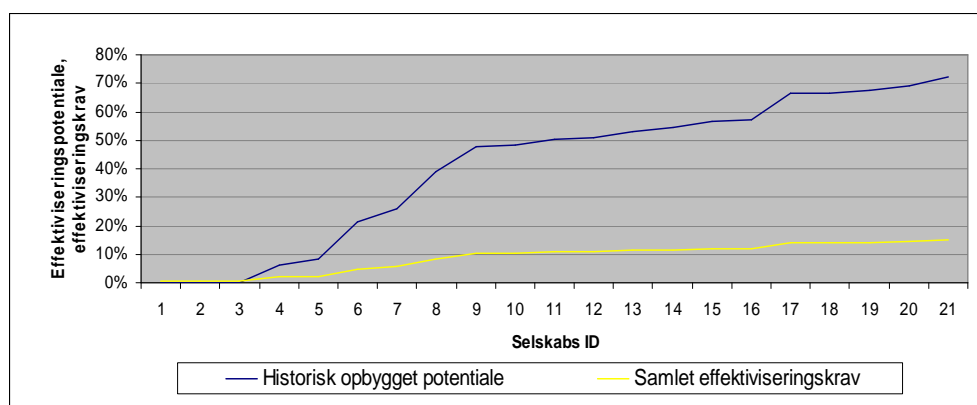




**Figur 4b: Fordeling af 2010-krav og potentiale for distributions-selskaber**



**Figur 4c: Fordeling af 2010-krav og potentiale for transformatorforeninger**



## 4.2 Benchmarking af kvalitet i levering

### 4.2.1 Modellen – benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau

180. Nedenfor beskrives kort modellen for Energitilsynets benchmarking af elnetselskabernes kvalitet i levering på aggregeret niveau. I bilag 2 findes en mere detaljeret gennemgang af modellen.

181. Energitilsynet har i forbindelse med fastlæggelsen af modellen til benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet anvendt de af selskaberne til tilsynet indberettede data vedrørende kvalitet i levering af elektricitet for 2006, 2007 og 2008 på henholdsvis 0,4-6 kV, 6-25 kV, 25-70 kV, og 70-170 kV.

182. Endvidere har Energitilsynet blandt andet anvendt data fra DEFU<sup>21</sup> fra 2001-2005 vedrørende afbrudshyppighed og afbrudsvarighed på henholdsvis 6-25kV, 25-70kV, og 70-170kV målt på leveringspunkter<sup>22</sup>.

183. Selskabernes afbrud er opdelt på 4 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.

184. Selskabernes afbrudshyppigheder og afbrudsvarigheder varierer en del mellem de 4 spændingsniveauer, jf. tabel 9 nedenfor.

**Tabel 9: Vægtede gennemsnitsværdier og maksima af afbrudshyppigheder og afbrudsvarigheder 2008**

	Afbrudshyppighed (Antal afbrud pr. kunde pr. år)		Afbrudsvarighed (Antal afbrudte minutter pr. kunde pr. år)	
	Vægtede gennemsnitsværdier	Maksima	Vægtede gennemsnitsværdier	Maksima
0,4-6 kV	0,03	0,24	3,68	20,94
6-25 kV	0,28	2,02	11,90	708,53
25-70 kV	0,05	0,22	0,81	2,76
70-170 kV	0,06	0,18	0,21	0,61
Alle	0,09	2,02	4,93	708,53

Note: De høje maksima på afbrudshyppighed for "6-25 kV" henholdsvis "Alle" skyldes, at Læsø Elforsyning i 2008 havde 1.774.865 uvarslede afbrudsminutter på "6-25 kV" fordelt på 2.507 kunder. Især to afbrud har medvirket til dette høje antal afbrudsminutter: Læsø Elforsyning havde i 2008 et afbrud der ramte ca. 20 pct. af kunderne som varede i 46 timer. Derudover havde Læsø Elforsyning et afbrud, der ramte alle 2.507 kunder med en varighed på tre timer.

185. Det fremgår, at afbrudshyppigheden for den vægtede middelværdi varierer mellem 0,03-0,28 afbrud, mens den maksimale afbrudshyppighed varierer mellem 0,13-2,02 afbrud inden for de 4 spændingsniveauer. Ligeledes fremgår det af tabellen, at de vægtede middelværdier af afbrudsvarighederne på de forskellige spændingsniveauer varierer mellem 0,21-11,90 minutter, mens de maksimale afbrudsvarigheder varierer mellem 0,61-708,53 minutter. Vægtningen af gennemsnitsværdierne er foretaget med afsæt i selskabernes km elnet.

186. Som det fremgår af tabel 9 er der stor forskel på både afbrudshyppighed og afbrudsvarighed mellem de 4 spændingsniveauer. Derfor inddra-

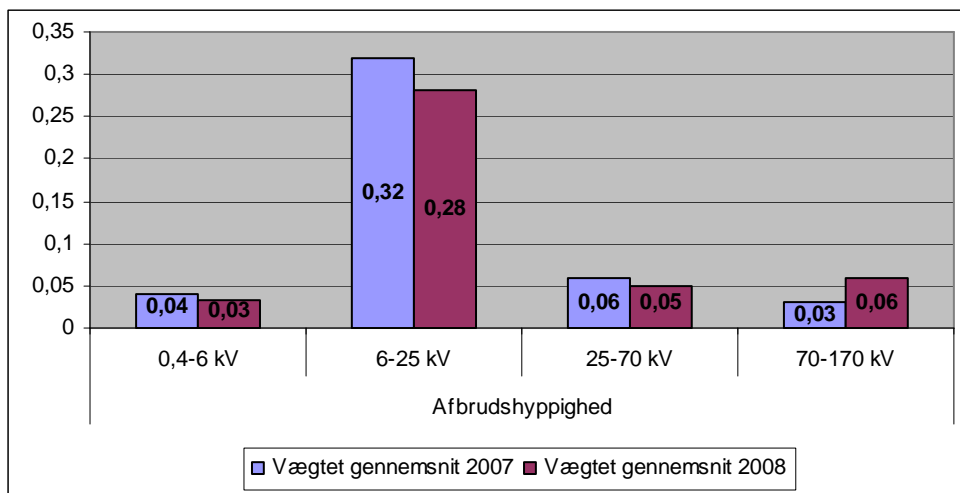
<sup>21</sup> Dansk Energi, Forskning og Udvikling. DEFU har indsamlet data for en række udvalgte selskaber.

<sup>22</sup> Et leveringspunkt er et punkt i nettet, hvor elektrisk energi udveksles mellem to statistikområder på samme eller forskelligt spændingsniveau eller mellem den kollektive elforsyning og en kunde på højspændingsniveau.

ges i modellen udstrækningen af elnet på hvert af de 4 spændingsniveauer, som de enkelte selskaber har. Dette gøres blandt andet ved at vægte med selskabernes antal km elnet i fastsættelsen af overordnede og individuelle tærskelværdier, jf. næste afsnit. Herved tages der hensyn til afbrudseffektiviteten på de enkelte spændingsniveauer, altså at der kan forventes flere og mere længerevarende afbrud på nogle spændingsniveauer end andre. Særligt 6-25 kV har en lav afbrudseffektivitet, hvilket fremgår af ovenstående tabel 9, og selskaber med en stor andel net på 6-25 kV korrigeres herfor i modellen.

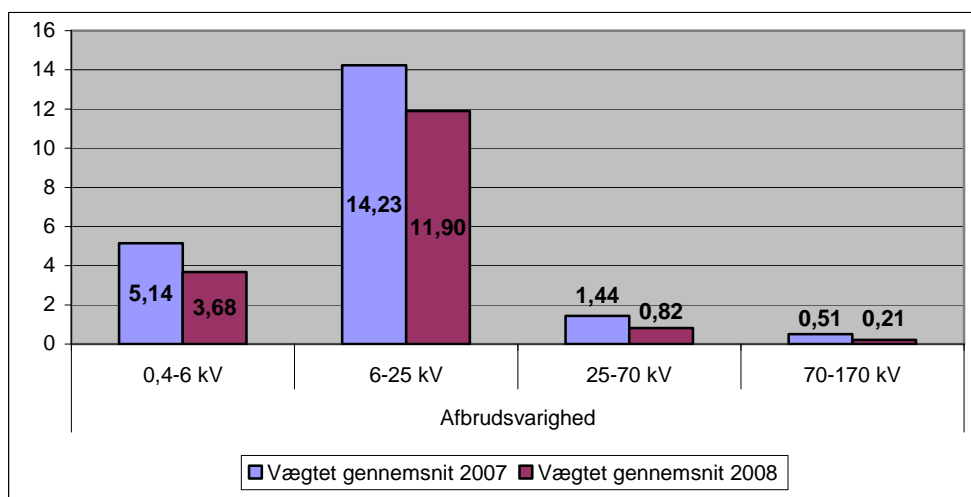
187. I forhold til 2007 er de vægtede gennemsnitsværdier faldet i 2008 – selskaberne er blevet mere afbrudsefficiente i 2008 end de var i 2007. Denne større grad af afbrudseffektivitet er dog mest udtalt, hvad angår varigheden af selskabernes afbrud, mens der for afbrudshyppighed er tale om et noget mere beskedent fald, jf. figur 5 og 6.

**Figur 5: Vægtede gennemsnitsværdier for afbrudshyppighed 2007-2008**



188. Som beskrevet i pkt. 184 er varigheden på afbruddene faldet mere end hyppigheden af afbruddene. Mest mærkbart er faldet på højspænding, hvor varigheden af afbruddene er faldet med ca. 59 pct. fra 0,51 til 0,21 minut pr. kunde pr. år, jf. figur 6.

**Figur 6: Vægtede gennemsnitsværdier for afbrudsvarighed 2007-2008**



#### Overordnede tærskelværdier

189. For at vurdere, om et selskab har en lav kvalitet i levering af elektricitet fastsættes nogle overordnede tærskelværdier for hvert af de 4 spændingsniveauer.

190. Energitilsynet 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 er beregnet på baggrund af oplysninger om selskabernes afbrud i perioden 2006-2008<sup>23</sup> samt selskabernes fordeling af km elnet på de 4 spændingsniveauer i 2006-2008.

191. Tilsynet havde ved afgørelsen af 27. oktober 2008 vedrørende reduktion af elnetselskabernes indtægtsrammer for 2009 foretaget en vurdering af, hvilke niveauer af afbrudshyppigheder og afbrudsvarigheder, der var tilfredsstillende og satte de overordnede tærskelværdier herefter. Tilsynet skønnede, at det var tilfredsstillende, hvis et selskab havde en afbrudshyppighed eller afbrudsvarighed, der var højere end det niveau, som 4/5 (80 pct.) af selskaberne havde haft i 2006 og 2007. På hvert af spændingsniveauerne samt både for afbrudshyppighed og afbrudsvarighed blev de overordnede tærskelværdier derfor fastsat som 80 pct.-fraktilen. Energitilsynet anser det stadig som værende rimeligt, at selskaberne skal leve op til en overordnet tærskelværdi, som er fastsat ved 80 pct.-fraktilen af selskabernes afbrudshyppigheder og afbrudsvarigheder i perioden 2006-2008.

<sup>23</sup> For spændingsniveauet 0,4-6 kV har tilsynet ikke data for året 2006.

192. Tærskelværdierne svarer således til 80 pct.-fraktilen af afbrudshyp-pighed henholdsvis afbrudsvarighed målt i forhold til selskabernes akkumu-lerede antal km kabel- og luftledningsnet på det givne spændingsniveau. Populært sagt ligger 20 pct. af nettet i perioden 2006-2008 således over denne tærskelværdi, mens 80 pct. ligger under tærskelværdien, jf. boks 5.

### Boks 5: Fastsættelse af 80 pct.-fraktil

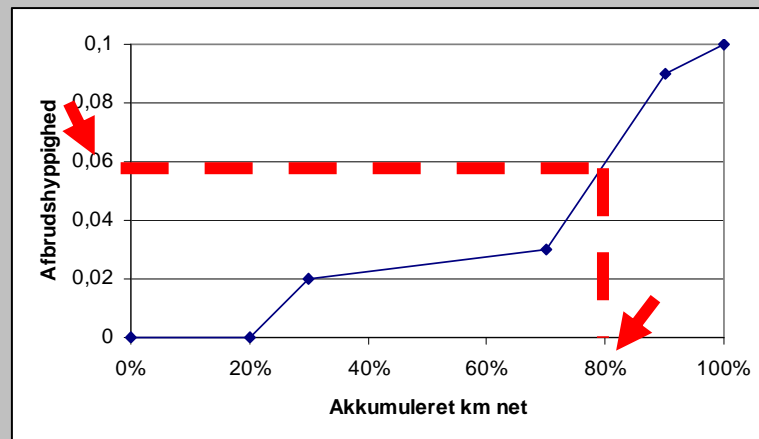
I denne boks er vist et eksempel på beregning af en overordnet tærskelværdi for afbrudshyppigheden på et spændingsniveau, hvor 5 selskaber (A, B, C, D, E) opererer. Beregningen sker på baggrund af selskabernes afbrudshyppigheder og deres km elnet på spændingsniveauet. Selskabernes sorteres efter afbrudshyppigheder (i stigende orden) og ved brug af selskabernes km elnet ses for hver enkelt afbrudshyppighed andelen af nettet, der ikke har en større afbrudshyppighed end denne, jf. tabel 10.

**Tabel 10: Selskabernes afbrudshyppigheder, km elnet og spændingsniveauets akkumulerede km elnet**

Selskab	A	B	C	D	E	I alt
Afbrudshyppighed	0	0,02	0,03	0,09	0,1	-
Selskabets km elnet	200	100	400	200	100	1000
Selskabets km elnet (pct.)	20	10	40	20	10	100
Spændingsniveauets akk. km elnet (pct.)	20	30	70	90	100	-

Tærskelværdien er 80 pct.-fraktilen, der ligger midt i mellem selskab C og D. Fraktilen beregnes som en lineær interpolation af afbrudshyppigheden lige under henholdsvis lige over 80 pct.-fraktilen, jf. figur 7.

Figur 7: Fordeling af afbrudshyppighed i forhold til akkumuleret km elnet



Figur 7 illustrerer grafisk, hvorledes 80 pct.-fraktilen beregnes. Beregningen af afbrudshyppigheden, som udgør 80 pct.-fraktilen og dermed den overordnede tærskelværdi, beregnes herunder efter princippet vist i figur 7.

Overordnet tærskelværdi:  $0,03 + (0,09 - 0,03) * (80 \text{ pct.} - 70 \text{ pct.}) / (90 \text{ pct.} - 70 \text{ pct.}) = 0,06$

193. De overordnede tærskelværdier for afbrudshyppigheder og afbrudsvarigheder på de forskellige spændingsniveauer er fastsat på niveauer, der er

op mod dobbelt så høje som middelværdierne (vægtet efter km elnet) for afbrudshyppigheder og afbrudsvarigheder, jf. tabel 11.

194. Herudover kan nævnes, at de overordnede tærskelværdier er mellem ca. 2 og 4,5 gange større end, hvad halvdelen af selskaberne (vægtet efter km elnet) præsterede i 2006, 2007 og 2008, jf. tabel 11. Det faktum, at 80 pct.-fraktilen er mindst dobbelt så høj som medianen (50 pct.-fraktilen) er tegn på, at de selskaber, der overskrider tærskelværdierne ved 80 pct.-fraktilen, har væsentlig lavere afbrudseffektivt, end hvad der er ”normalt”. Dermed vil selskaber med gennemsnitlige afbrudshyppigheder/-varigheder ikke pålægges forbrugerkompensationer, og kun selskaber, som har meget høje afbrudshyppigheder og/eller -varigheder, vil være i fare for at overskride tærskelværdierne.

**Tabel 11: 80 pct.-fraktil, median og vægtet gennemsnit 2006-2008**

	<b>80 pct. fraktil 2006-2008</b>	<i>Median 2006-2008</i>	<i>Vægtet gennemsnit 2006-2008</i>	<b>80 pct. fraktil 2006-2007</b>
<u>Afbrudshyppighed</u> (Afbrud pr. kunde pr. år)				
0,4-6 kV	<b>0,07</b>	0,02	0,03	<b>0,07</b>
6-25 kV	<b>0,52</b>	0,27	0,32	<b>0,58</b>
25-70 kV	<b>0,12</b>	0,03	0,07	<b>0,15</b>
70-170 kV	<b>0,08</b>	0,02	0,04	<b>0,07</b>
<u>Afbrudsvarighed</u> (Antal afbrudte minutter pr. kunde pr. år)				
0,4-6 kV	<b>8,00</b>	2,30	4,63	<b>10,82</b>
6-25 kV	<b>23,39</b>	11,87	15,02	<b>29,13</b>
25-70 kV	<b>1,83</b>	0,41	1,91 <sup>1</sup>	<b>4,06</b>
70-170 kV	<b>0,78</b>	0,39	0,51	<b>0,90</b>

Note 1: Fire selskaber (med mange km net) har haft så markant høje afbrudsvarigheder i 2006 og 2007, at det trækker det vægtede gennemsnit over 80 pct.-fraktilen. Det drejer sig om SEAS NVE Transmission A/S og DONG Energy City Elnet A/S som i 2007 havde afbrudsvarigheder på henholdsvis 6,38 og 12,69 minutter pr. kunde. Derudover havde HEF Net A/S og SYD ENERGI i 2006 afbrudsvarigheder på 9,14 henholdsvis 13,75 minutter pr. kunde.

Kilde: Tilsynets benchmarkinganalyse af kvalitet i levering af elektricitet.

195. Tærskelværdierne til brug for denne afgørelse (80 pct.-fraktil, 2006-2008) er på nogenlunde samme niveauer som tærskelværdierne, der lå til grund for sidste års afgørelse. Dog er tærskelværdien på 6-25kV og på 25-70kV noget lavere, hvilket skyldes, 80 pct.-fraktilerne sidste år lå mellem selskaber med høje afbrudsvarigheder relativt til den gennemsnitlige af-

brudsvarighed. Med inklusionen af 2008-data (med lavere afbrudsvarigheder) er disse selskaber (med høje afbrudsvarigheder) rykket over 80 pct.-fraktilen, og dermed har de ikke direkte indflydelse på 80 pct.-fraktilen. Derved er det et udtryk for, at selskaberne på disse to spændingsniveauer er blevet mere afbrudseffektive i 2008, hvad angår afbrudsvarighed.

#### Selskabsspecifikke tærskelværdier

196. 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. Denne er beregnet på baggrund af (i) tærskelværdierne på de forskellige spændingsniveauer og (ii) fordelingen af selskabernes km elnet på de forskellige spændingsniveauer.

197. Selskabets individuelle tærskelværdi er beregnet ved at vægte de overordnede tærskelværdier fra hvert spændingsniveau med selskabets procentvise fordeling af kabel- og luftledningsnet inden for hvert spændingsområde.

198. De overordnede tærskelværdier for hvert af de 4 spændingsniveauer er således ikke bindende for selskaberne. Et selskab kan godt overskride tærskelværdien på et spændingsniveau uden, at selskabet overskrider den selskabsspecifikke tærskelværdi. Det vil være tilfældet, hvis selskabet ligger tilstrækkeligt under tærskelværdierne på de øvrige spændingsniveauer.

#### Udmøntning af krav

199. På baggrund af selskabernes afbrudshyppigheder (afbrudsvarigheder) på hvert spændingsniveau udregnes der en samlet afbrudshyppighed (afbrudsvarighed) for hvert selskab – igen med afsæt i selskabernes procentvise fordeling af km net på hvert spændingsniveau.

200. Hvis denne samlede afbrudshyppighed (afbrudsvarighed) overskrider selskabets individuelle tærskelværdi bliver selskabet pålagt en forbrugerkompensation på 1 pct. af selskabets påvirkelige omkostninger. Hvis selskabets samlede afbrudshyppighed (afbrudsvarighed) omvendt holder sig under selskabets individuelle tærskelværdi, bliver selskabet ikke pålagt nogen forbrugerkompensation, jf. boks 6.

#### **Boks 6: Eksempel på beregning af selskabsspecifikke 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 0 40 pct.; 6-25kV = 30 pct.; 25-70kV = 20 pct.; 70-170kV = 10 pct.

Selskab A's individuelle afbrudshyppighedstærskelværdi:

$$(0,2 \cdot 40 \text{ pct.}) + (0,3 \cdot 30 \text{ pct.}) + (0,1 \cdot 20 \text{ pct.}) + (0,05 \cdot 10 \text{ pct.}) = \underline{0,20}$$

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:

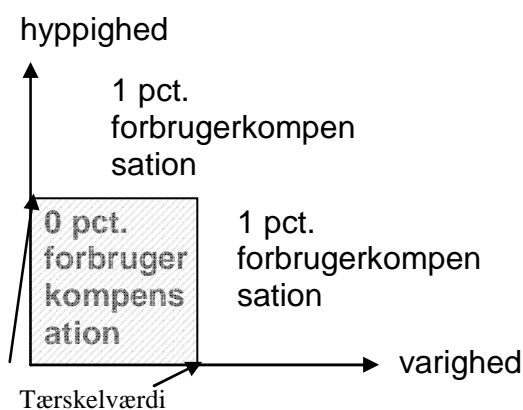
$$(0,1 \cdot 40 \text{ pct.}) + (0,2 \cdot 30 \text{ pct.}) + (0,3 \cdot 20 \text{ pct.}) + (0,1 \cdot 10 \text{ pct.}) = \underline{0,17}$$

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

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

201. Skulle et selskab overskride de individuelle tærskelværdier for både hyppighed og varighed, vil selskabets stadig kun blive pålagt en forbrugerkompensation på 1 pct., jf. figur 8, nedenfor.

**Figur 8: Forbrugerkompensation for afbrudshyppighed og -varighed**



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

202. Lig afgørelsen i 2008 har Energitilsynet undersøgt om kundefrafbrud 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.

203. 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, jf. tabel 12. (i) I den første analyse anvendes de oplysninger om afbrud i 2006-2008, som selskaberne har indberettet til tilsynet. (ii) I den anden analyse anvendes oplysninger leveret af DEFU for selskabers afbrud i 2001-2005. Oplysningerne fra DEFU findes imidlertid kun for et udsnit af alle selskaberne. For at få en mere grundig gennemgang af udregninger henvises til bilag 6, resultaterne af disse variansanalyser følger dog af tabel 12.

**Tabel 12: Udtryk for varians i afbrudshyppighed på forskellige spændingsniveauer**

<i>Spændingsniveau</i>	<i>Udsving i afbrudshyppighed (2006-2008)</i>	<i>Gennemsnitligt "maksimalværdi/middelværdi" 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.

204. Det ses af kolonne to og tre i tabel 12, at de 2 højeste spændingsniveauer, 25-70 kV og 70-170 kV, er netop karakteriseret ved en højere varians end de 2 laveste spændingsniveauer. Derfor har Energitilsynet valgt at behandle afbrud i 25-70 kV- og 70-170 kV anderledes end afbrud i elnet på lavere spændingsniveauer.

205. Som følge heraf vil et selskabs eventuelle høje afbrudshyppighed (eller afbrudsvarighed) på 25-70 kV eller 70-170 kV i 2008 blive korrigeret, hvis selskabets afbrudshyppighed (eller afbrudsvarighed) i årene 2006-2007 er blandt den bedste femtedel, da dette vil sandsynliggøre, at selskabets overskridelse af tærskelværdien i 2008 er sket som følge af en tilfældighed. Derved korrigeres et selskabs afbrudshyppighed/-varighed, således at selskabet ikke bliver pålagt nogen forbrugerkompensation.

#### Individuel vurdering

206. Energitilsynet har i årets afgørelse valgt at foretage individuelle vurderinger af de selskaber, som er blevet pålagt krav fra benchmarking af kvalitet i levering. Intentionen med denne individuelle vurdering er at identificere de selskaber, som har haft afbrud, der kan tilskrives konsekvenser af

hændelser, som selskabet umuligt kunne have forudset og derved ikke kunne have forebygget uden at skulle have investeret uforholdsvis mange penge i nettet. I sådanne tilfælde vil Energitilsynet se bort fra disse afbrud og afgøre på ny, om selskabet stadig skal pålægges krav fra benchmarking af kvalitet i levering.

207. Energitilsynet henvendte sig i den anledning til de elnetselskaber, som ikke har indsendt afbrudsrapporter, da selskabet indsendte deres data for afbrud i 2008, og som umiddelbart er blevet ramt af krav fra benchmarkingen af kvalitet i levering i 2008. I mailen opfordrede Energitilsynet selskaberne til at redegøre for de afbrud, som har fundet sted i 2008.

Resultat af benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau

208. I Energitilsynets benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau i 2008 overskrider 13 selskaber de fastsatte selskabsspecifikke tærskelværdier, jf. tabel 13. Af de 13 selskaber har 2 selskaber både en for høj afbrudshyppighed og afbrudsvarighed i forhold til deres selskabsspecifikke tærskelværdi, 9 selskaber har alene en for høj afbrudshyppighed i forhold til sin selskabsspecifikke tærskelværdi, mens 2 selskaber kun har en for høj afbrudsvarighed i forhold til sin selskabsspecifikke tærskelværdi, jf. tabel 13.

**Tabel 13: Resultat af benchmarking af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet på aggregeret niveau**

	Afbrudshyppighed	Tærskelværdi	Over tærskelværdi	Afbrudsvarighed	Tærskelværdi	Over tærskelværdi	Forbrugerkompensation
AKE Net	0,030	0,220		2,020	12,471		0,0
Bjerringbro Elværk	0,002	0,273		1,172	15,035		0,0
Borris El-Forsyning	0,000	0,070		0,000	7,997		0,0
Brabrand Net A/S	0,042	0,184		0,654	11,667		0,0
Brenderup Netselskab	0,001	0,070		0,029	7,997		0,0
Bårdesø El-forsyning	0,000	0,070		0,000	7,997		0,0
DONG Energy City Elnet A/S	0,102	0,253		12,264	13,669		0,0
<b>Dong Energy Nord Elnet (dist.)</b>	<b>0,169</b>	<b>0,220</b>		<b>13,999</b>	<b>12,981</b>	<b>X</b>	<b>1,0</b>
Dong Energy Nord Elnet (regtrans)	0,000	0,083		0,000	0,781		0,0
Ejby Elnet Amba	0,000	0,070		0,000	7,997		0,0
ELRO Net A/S	0,071	0,251		5,639	13,742		0,0
Energi Fyn Net A/S	0,070	0,264		5,190	14,716		0,0
Energi Randers Net A/S	0,009	0,210		0,690	12,255		0,0
EnergiMidt Net A/S	0,089	0,242		3,713	13,522		0,0
EnergiMidt Net Vest A/S	0,041	0,256		0,938	14,423		0,0
ENV Net A/S	0,040	0,231		0,841	13,093		0,0
ESV Net A/S	0,059	0,234		4,756	13,316		0,0
DONG Energy Frederiksberg El-	0,020	0,239		1,009	13,561		0,0

	Afbruds- hyppighed	Tærskel- værdi	Over tærskel- værdi	Afbruds- varighed	Tærskel- værdi	Over tærskel- værdi	Forbruger- kompen- sation
net A/S							
Frederiksberg Eltransmission A/S	0,000	0,083		0,000	0,781		0,0
Frederikshavn Elnet A/S	0,066	0,210		1,847	12,292		0,0
FynsNet Amba	0,000	0,116		0,000	1,827		0,0
FynsNet 150 kV	0,000	0,083		0,000	0,781		0,0
Faaborg Elforsyning A/S (Netvirk- somhed)	0,093	0,231		5,509	13,562		0,0
Galten Elværk Net A/S	0,030	0,247		0,757	13,754		0,0
GEV Net A/S	0,168	0,244		9,931	14,026		0,0
Gøttrup Transformatorforening	0,012	0,070		0,529	7,997		0,0
Hammel EI-Forsyning	0,193	0,218		11,341	13,129		0,0
<b>HEF Net A/S</b>	<b>0,266</b>	<b>0,252</b>	<b>X</b>	<b>9,872</b>	<b>14,016</b>		<b>1,0</b>
Helsingør Elforsyning	0,076	0,203		1,614	12,606		0,0
Hillerød Elforsyning (Energilille- rød er forsyningspligt)	0,029	0,235		2,712	13,708		0,0
Hirtshals EI-Netselskab A/S	0,005	0,070		0,114	7,997		0,0
<b>Hjerting Transformatorforening</b>	<b>0,189</b>	<b>0,070</b>	<b>X</b>	<b>3,976</b>	<b>7,997</b>		<b>1,0</b>
<b>Hornum EI-forsyning Netvirk- somhed</b>	<b>0,241</b>	<b>0,070</b>	<b>X</b>	<b>20,940</b>	<b>7,997</b>	<b>X</b>	<b>1,0</b>
Hurup Elværk Net A/S	0,000	0,143		0,000	10,535		0,0
Ikast Værkerne Net A/S	0,106	0,230		3,927	13,530		0,0
KE Transmission A/S	0,000	0,083		0,000	0,781		0,0
Kibæk Elværk	0,012	0,070		0,270	7,997		0,0
<b>Kjellerup Elnet</b>	<b>0,248</b>	<b>0,236</b>	<b>X</b>	<b>6,291</b>	<b>13,733</b>		<b>1,0</b>
Klim Transformatorforening	0,009	0,070		2,178	7,997		0,0
Knøsgård Transformatorforening	0,014	0,070		4,322	7,997		0,0
<b>Kongerslev Elnet ApS</b>	<b>0,091</b>	<b>0,070</b>	<b>X</b>	<b>7,220</b>	<b>7,997</b>		<b>1,0</b>
Køge Elnet A/S	0,008	0,170		0,371	11,465		0,0
LEF Net A/S	0,102	0,257		5,382	14,450		0,0
<b>Læsø Kommune</b>	<b>0,594</b>	<b>0,193</b>	<b>X</b>	<b>198,304</b>	<b>12,244</b>	<b>X</b>	<b>1,0</b>
MES Net A/S	0,133	0,249		5,684	13,824		0,0
Midtfyns Elforsyning Amba	0,012	0,070		0,075	7,997		0,0
<b>Midtjyske Net A/S</b>	<b>0,087</b>	<b>0,083</b>	<b>X</b>	<b>0,609</b>	<b>0,781</b>		<b>1,0</b>
Nakskov Elnet	0,164	0,206		12,115	12,694		0,0
Nibe Elforsyning Net Amba	0,069	0,070		4,026	7,997		0,0
NKE Elnet A/S	0,079	0,244		2,824	14,001		0,0
NOE Net A/S	0,182	0,278		11,016	15,138		0,0
NRGi Net A/S	0,074	0,231		3,010	13,069		0,0
<b>NV Net A/S</b>	<b>0,130</b>	<b>0,083</b>	<b>X</b>	<b>0,385</b>	<b>0,781</b>		<b>1,0</b>
Nyborg Elnet A/S	0,042	0,199		4,029	12,462		0,0
Nyfors Net A/S	0,090	0,232		3,721	13,289		0,0
Energi Fyn City Net A/S	0,006	0,238		0,898	13,808		0,0
Pårup Elforsyning	0,010	0,070		0,145	7,997		0,0
RAH Net A/S	0,055	0,264		3,504	14,698		0,0
Ravdex A/S	0,009	0,237		0,652	13,760		0,0
Ringkøbing-Skjern Elnet A/S	0,003	0,273		0,066	14,569		0,0

	Afbrudshyppighed	Tærskelværdi	Over tærskelværdi	Afbrudsvarighed	Tærskelværdi	Over tærskelværdi	Forbrugerkompensation
Rolfsted og Omegns Transformatorforenings Netselskab A.m.b.A.	0,001	0,070		0,116	7,997		0,0
Roskilde Kommune Forsyningsafdeling	0,152	0,243		7,778	13,969		0,0
Sdr. Felding Elforsyning	0,011	0,070		1,866	7,997		0,0
SEAS-NVE Net	0,215	0,237		12,275	13,778		0,0
SEAS-NVE Net (transmission)	0,026	0,104		0,253	1,440		0,0
SEAS-NVE Transmission AS	0,091	0,103		0,650	1,409		0,0
SEF Net A/S	0,017	0,220		1,481	13,197		0,0
SK-EI A/S	0,051	0,221		3,248	13,226		0,0
Skovsgaard Elforsyning	0,001	0,070		0,098	7,997		0,0
Struer Forsyning Elnet AS	0,006	0,196		0,303	12,362		0,0
Studsgård Vand- og Elforsyning	0,040	0,070		2,419	7,997		0,0
Sunds Elforsyning	0,007	0,070		0,637	7,997		0,0
SYD ENERGI Net A/S, SYD ENERGI Net 60 kV A/S	0,144	0,266		3,103	14,234		0,0
Syd Net A/S	0,000	0,086		0,000	0,885		0,0
Sydøstjyske Net A/S	0,000	0,083		0,000	0,781		0,0
Tarm Elværk Net A/S	0,035	0,223		0,159	13,306		0,0
<b>Thy Højspændingsværk Net A/S</b>	<b>0,318</b>	<b>0,239</b>	<b>X</b>	<b>8,530</b>	<b>13,848</b>		<b>1,0</b>
Thy-Mors EI-Net A/S	0,197	0,248		8,799	13,947		0,0
TRE-FOR Elnet A/S	0,057	0,248		2,567	13,727		0,0
Taars Elnetselskab Amba	0,000	0,070		0,000	7,997		0,0
Verninge Transformatorforening	0,000	0,070		0,000	7,997		0,0
Vestforsyning Net A/S	0,011	0,217		1,005	13,088		0,0
<b>Vestjyske Net 150 kV A/S</b>	<b>0,179</b>	<b>0,083</b>	<b>X</b>	<b>0,415</b>	<b>0,781</b>		<b>1,0</b>
Vestjyske Net 60 kV A/S	0,034	0,116		0,793	1,827		0,0
Viborg Elnet A/S	0,007	0,225		0,430	13,132		0,0
Viby Net A/S	0,072	0,199		4,968	12,334		0,0
Videbæk Elnet	0,005	0,212		0,299	12,919		0,0
Vildbjerg Elværk Amba	0,026	0,070		0,258	7,997		0,0
Vordingborg Elnet	0,000	0,210		0,000	12,832		0,0
VOS Net A/S	0,075	0,247		2,863	13,875		0,0
Ærø Elforsyning Net A/S	0,015	0,258		1,566	14,110		0,0
Øslev-Drøstrup Transformatorforening	0,000	0,070		0,000	7,997		0,0
Østjysk Energi Net A/S	0,066	0,247		3,651	13,830		0,0
Østkraft Net A/S	0,180	0,210		7,116	12,506		0,0
<b>Åbybro Elforsyning</b>	<b>0,050</b>	<b>0,070</b>		<b>11,553</b>	<b>7,997</b>	<b>X</b>	<b>1,0</b>
Aal EI-Net A.m.b.a.	0,005	0,070		0,735	7,997		0,0
<b>Aars Elforsyning Netvirksomhed</b>	<b>0,087</b>	<b>0,070</b>	<b>X</b>	<b>4,855</b>	<b>7,997</b>		<b>1,0</b>

209. I benchmarkingen af kvalitet i levering af elektricitet i 2008 har Energitilsynet ikke fundet lejlighed til at foretage nogle korrektioner, jf. afsnittet om særlige forhold for afbrud for selskaber på 25-70 kV og 70-170

kV. Ud af 13 selskaber, der overskrider tærskelværdien for afbrudshyppighed og/eller afbrudsvarighed er Midtjyske Net A/S, NV Net A/S og Vestjyske Net 150 kV A/S de eneste selskaber, der overtræder de konkrete tærskelværdier i de to højeste spændingsniveauer. Ingen af disse tre selskaber lå dog i den bedste femtedel af selskaberne i årene 2006-2007, hvorfor Energitilsynet ikke finder belæg for at korrigere.

Individuelle vurderinger samt udvikling i afbrudshyppighed i forhold til 2007 210. Blandt de selskaber, som overskrider deres individuelle tærskelværdi, er der stor forskel på variationen i forhold til året før. Fælles for dem alle er dog, at afbrudshyppigheden er steget fra 2007 og 2008, jf. tabel 14.

**Tabel 14: Udvikling i afbrudshyppigheder fra 2007-2008 for de selskaber der overskrider deres individuelle tærskelværdi**

Selskab	2007	2008
<b>Afbrudshyppighed</b>		
HEF Net A/S	0,19	0,27
Hjerting Transformatorforening *)	0,08	0,19
Hornum El-forsyning Netvirksomhed	0,003	0,24
Kjellerup Elnet	0,21	0,25
Kongerslev Elnet ApS	0,01	0,09
Læsø Kommune	0,03	0,59
Midtjyske Net A/S	0,002	0,09
NV Net A/S	0,03	0,13
Thy Højspændingsværk Net A/S *)	0,28	0,32
Vestjyske Net 150 kV A/S *)	0,11	0,18
Aars El-Forsyning Netvirksomhed	0,01	0,09

\*) ud for selskabernes navne indikerer, at selskabet også blev pålagt forbrugerkompensation i 2007 for en for høj afbrudshyppighed.

211. Som beskrevet i pkt. 203-204 har Energitilsynet bedt de selskaber, som umiddelbart er pålagt krav fra benchmarkingen af kvalitet i levering, at komme med beskrivelser af selskabets afbrud i det forgangne år. Ud fra disse beskrivelser/forklaringer har Energitilsynet vurderet om nogle af selskabernes afbrud skulle fritages fra benchmarkingen, og om selskabets afbrudsstatistik dermed skulle evalueres på ny. I pkt. 207-214 er listet de væsentligste forklaringer på afbruddene hos hvert enkelt selskab.

212. Hornum El-forsyning Netvirksomhed, Læsø Kommune, Midtjyske Net A/S samt Aars El-Forsyning Netvirksomhed har markant højere afbrudshyppighed end året forinden (2007). For Hornum såvel som for Aars

har denne variation været resultat af udskiftning af transformere samt en højere grad af vedligehold end normalt. Thy Højspændingsværk Net A/S havde ligeledes en del vedligehold der medførte afbrud samt omlægning fra ledning til kabelnet, hvilket har medført en høj afbrudshyppighed.

213. For Læsø Elforsyning gjaldt der, at selskabet i 2008 havde flere større afbrud. Selskabet havde udover flere mindre afbrud to afbrud, der ramte alle selskabets 2.507 kunder samt et afbrud, der ramte ca. 20 pct. af selskabets kunder. Midtjyske Net A/S har kun haft et afbrud, der til gengæld ramte en stor andel af de kunder, der er forsynet via Midtjyske Net A/S, som skyldtes afledte fejl af lynnedslag.

214. HEF Net A/S har i 2008 haft en svag stigning i afbrudshyppigheden. Dette skyldes, at selskabet har måttet udskifte flere kabler, samt at selskabet har haft flere problemer med en enkelt ledningsradial. Kjellerup Elnets afbrudsstatistik har været påvirket af, at der har fundet kloakering sted, som blandt andet har medført, at selskabet har etableret nye kabelskabe. Desuden har selskabet været påvirket af hærværk nytårsaften samt påkørsler af kabelskabe.

215. For NV Net A/S' vedkommende gælder der generelt om 2008, at afbruddene var af kortere varighed end 2007, men at NV Net A/S samtidig havde en højere afbrudshyppighed. Et fejlramt afstandsrelæ medførte blandt andet, at ca. 33.000 kunder var uden strøm i tre minutter.

216. Energitilsynet har endnu ikke modtaget svar eller afbrudsrapporter fra følgende selskaber: DONG Energy Nord Elnet A/S, Hjerting Transformatorforening, Kjellerup Elnet samt Vestjyske Net 150 kV A/S.

217. Ud fra ovenstående beskrivelser har Energitilsynet dog ikke fundet tilstrækkelig grunde til at revurdere nogle af selskabernes afbrudsdata, idet Energitilsynet ikke har fundet, at afbruddene har karakter af at være umulige at forudse og dermed at forebygge uden at skulle investere uforholdsvist mange penge i nettet.

Individuelle vurderinger samt udvikling i afbrudsvarighed i forhold til 2007

218. Variationen fra 2007 til 2008 for afbrudsvarighed blandt de tre selskaber, som umiddelbart pålægges krav, er ligeledes høj, jf. tabel 15.

**Tabel 15: Udvikling i afbrudsvarigheder fra 2007-2008 for de selskaber der overskrider deres individuelle tærskelværdi**

Selskab	2007	2008
<b>Afbrudsvarighed</b>		
Hornum El-forsyning Netvirksomhed	0,15	20,94

Læsø Kommune	3,02	198,30
Åbybro Elforsyning	0,01	8,00

\*) ud for selskabernes navne indikerer, at selskabet også blev pålagt forbrugerkompensation i 2007 for en for høj afbrudsvarighed.

219. Hornum El-forsyning Netvirksomhed og Læsø Kommune har en markant stigning i afbrudsvarighed i forhold til 2007. For Hornum har denne variation været resultat af en stor udskiftning af selskabets transformere samt af en højere grad af vedligehold end normalt. For Læsø Elforsyning gjaldt der, at selskabet i 2008 havde 1.774.865 uvarslede afbrudsminutter på "6-25 kV" fordelt på 2.507 kunder. Især to afbrud har medvirket til dette høje antal afbrudsminutter: Læsø Elforsyning havde i 2008 et afbrud der ramte ca. 20 pct. af kunderne som varede i 46 timer. Derudover havde Læsø Elforsyning et afbrud, der ramte alle 2.507 kunder med en varighed på tre timer.

220. Energitilsynet har endnu ikke modtaget svar eller afbrudsrapporter fra Åbybro.

221. Ud fra ovenstående beskrivelser har Energitilsynet ikke fundet tilstrækkelig grunde til at revurdere nogle af selskabernes afbrudsdata, idet Energitilsynet ikke har fundet, at afbruddene har karakter af at være umulige at forudse og dermed at forebygge uden at skulle investere uforholdsvist mange penge i nettet.

#### **4.2.2 Benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau**

222. Nedenfor beskrives kort modellen for Energitilsynets benchmarking af elnetselskabernes kvalitet i levering på enkeltkundeniveau. Det skal bemærkes, at for 2008 (lig for 2007) måles kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau kun på afbrudshyppighed. I bilag 3 findes en detaljeret gennemgang af modellen for afbrud på enkeltkundeniveau.

223. 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 for årene 2007 og 2008.

224. Det acceptable antal afbrud for enkeltkunder i 2008 på hvert spændingsniveau er fastsat ud fra den kvalitet i levering af elektricitet, som mindst 99,5 pct. af forbrugerne oplevede i 2007 + 2008. I 2007 + 2008 oplevede 99,7 pct. forbrugere enten 0 eller 1 afbrud for lavspænding, mens 99,7 pct. forbrugere på 6-25 kV oplevede 0, 1, 2 eller 3 afbrud, jf. tabel 16.



**Tabel 16: Samlet fordeling af enkeltkunders afbrudshyppighed 2007+2008**

<i>Antal afbrud</i>	<i>0,4-6 kV (pct.)</i>	<i>6-25 kV (pct.)</i>
0	<b>98,3</b>	<b>88,8</b>
1	<b>1,4</b>	<b>8,1</b>
2	0,2	<b>2,2</b>
3	0,1	<b>0,6</b>
4	0,0	0,2
5 eller flere	0,0	0,2

Note: Kolonne 3 summere til 100,1 på grund af en afrundingsfejl.

225. Et selskabs kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau er således ikke tilfredsstillende, hvis 1 pct. af kunderne i 2008 på 0,4-6 kV oplever mindst 2 afbrud og/eller hvis 1 pct. af kunderne i 2008 på 6-25 kV oplever mindst 4 afbrud, jf. tabel 16.

226. 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 0,50 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.

#### Individuel vurdering

227. Ligesom tilfældet var for benchmarkingen på aggregeret niveau vil Energitilsynet også foretage individuelle vurderinger af de selskaber, som er blevet pålagt krav fra benchmarking af kvalitet i levering enkeltkundeniveau. Vurderingerne baserer sig ligeledes på de beskrivelser, som selskaberne har indrapporteret til Energitilsynet. For, at selskaberne kan få revurderet sin afbrudsstatistik, gælder der lig benchmarking på aggregeret niveau, at afbruddene skal kunne tilskrives konsekvenser af hændelser, som selskabet umuligt kunne have forudset og derved ikke kunne have forebygget uden at skulle have investeret uforholdsvist mange penge i nettet.

#### Resultater af benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau

228. I Energitilsynet benchmarking af selskabernes kvalitet i levering på enkeltkundeniveau i 2008 er 3 ud af 85 selskaber blevet pålagt forbrugerkompensation som følge af en mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau. Det vil sige, at over 1 pct. af disse selskabers kunder oplever mere end 2 og/eller 4 afbrud på henholdsvis 0,4-6 kV- og/eller 6-25 kV-spændingsniveauet, jf. tabel 17 nedenfor. 2 selskaber er

blevet pålagt en forbrugerkompensation på mellem 0,0 pct. og 0,5 pct. Æt selskab er blevet pålagt den fulde forbrugerkompensation på 0,5 pct. som følge af en utilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau.

229. Energitilsynet har valgt at tage udgangspunkt i kundemasse ved fastsættelsen af tærskelværdierne for at få det mest rimelige billede af den kvalitet i levering, som enkeltkunder kan forvente at få. Dog er tærskelværdierne forskellige på de 2 spændingsniveauer, da afbrudseffektiviteten er forskellig.

**Tabel 17: Resultat af benchmarkingen af selskabernes kvalitet i levering af elektricitet på enkeltkundeniveau**

	0,4 - 6 kV		6 - 25 kV		Samlet forbrugerkompensation på enkeltkundeniveau (pct.)
	Kundeandel (pct.) med 2 eller flere afbrud	Netandel (pct.)	Kundeandel (pct.) med 4 eller flere afbrud	Netandel (pct.)	
AKE Net	0,027	64	0,000	36	0,00
Bjerringbro Elværk	0,000	54	0,000	46	0,00
Borris El-Forsyning	0,000	100	0,000	0	0,00
Brabrand Net A/S	0,000	74	0,000	26	0,00
Brenderup Netselskab	0,000	100	0,000	0	0,00
Bårdesø El-forsyning	0,000	100	0,000	0	0,00
DONG Energy City Elnet A/S	0,318	56	0,000	44	0,00
Dong Energy Nord Elnet (dist.)	0,202	66	0,135	34	0,00
Ejby Elnet Amba	0,000	100	0,000	0	0,00
ELRO Net A/S	0,102	57	0,000	43	0,00
Energi Fyn Net A/S	0,007	56	0,000	44	0,00
Energi Randers Net A/S	0,069	67	0,000	33	0,00
EnergiMidt Net A/S	0,038	60	0,027	40	0,00
EnergiMidt Net Vest A/S	0,013	58	0,000	42	0,00
ENV Net A/S	0,035	62	0,093	38	0,00
ESV Net A/S	0,266	62	0,000	38	0,00
DONG Energy Frederiksberg Elnet A/S	0,000	61	0,000	39	0,00
Frederikshavn Elnet A/S	0,000	67	0,000	33	0,00
Faaborg Elforsyning A/S (Netvirksomhed)	0,000	64	0,000	36	0,00
Galten Elværk Net A/S	0,000	59	0,000	41	0,00
GEV Net A/S	0,000	61	0,000	39	0,00
Gøttrup Transformatorforening	0,000	100	0,000	0	0,00
Hammel El-Forsyning	0,258	67	0,000	33	0,00
<b>HEF Net A/S</b>	<b>0,161</b>	<b>58</b>	<b>2,124</b>	<b>42</b>	<b>0,21</b>
Helsingør Elforsyning	0,000	70	0,000	30	0,00
Hillerød Elforsyning (Energi Hillerød er forsyningspligt)	0,074	63	0,000	37	0,00

	0,4 - 6 kV		6 - 25 kV		Samlet forbruger-kompensation på enkelt-kundeniveau (pct.)
	Kundeandel (pct.) med 2 eller flere afbrud	Netandel (pct.)	Kundeandel(pct.) med 4 eller flere afbrud	Netandel (pct.)	
Hirtshals EI-Netselskab A/S	0,000	100	0,000	0	0,00
Hjerting Transformatorforening	0,000	100	0,000	0	0,00
Hornum EI-forsyning Netvirksomhed	0,000	100	0,000	0	0,00
Hurup Elværk Net A/S	0,000	84	0,000	16	0,00
Ikast Værkerne Net A/S	0,228	64	0,000	36	0,00
Kibæk Elværk	0,000	100	0,000	0	0,00
Kjellerup Elnet	0,351	63	0,000	37	0,00
Klim Transformatorforening	0,000	100	0,000	0	0,00
Knøsgård Transformatorforening	0,000	100	0,000	0	0,00
Kongerslev Elnet ApS	0,000	100	0,000	0	0,00
Køge Elnet A/S	0,000	77	0,000	23	0,00
LEF Net A/S	0,000	58	0,000	42	0,00
Læsø Kommune	0,000	72	0,000	28	0,00
MES Net A/S	0,053	58	0,000	42	0,00
Midtfyns Elforsyning Amba	0,000	100	0,000	0	0,00
Nakskov Elnet	0,000	69	0,000	31	0,00
Nibe Elforsyning Net Amba	0,000	100	0,000	0	0,00
NKE Elnet A/S	0,077	61	0,000	39	0,00
NOE Net A/S	0,221	53	0,062	47	0,00
NRGi Net A/S	0,029	62	0,089	38	0,00
Nyborg Elnet A/S	0,199	71	0,000	29	0,00
Nyfors Net A/S	0,372	62	0,003	38	0,00
Energi Fyn City Net A/S	0,007	62	0,000	38	0,00
Pårup Elforsyning	0,000	100	0,000	0	0,00
RAH Net A/S	0,222	56	0,000	44	0,00
Ravdex A/S	0,090	63	0,000	37	0,00
Ringkøbing-Skjern Elnet A/S	0,000	52	0,000	48	0,00
Rolfsted og Omegns Transformerforenings Netselskab A.m.b.A.	0,000	100	0,000	0	0,00
Roskilde Kommune Forsyningsafdeling	0,009	61	0,000	39	0,00
Sdr. Felding Elforsyning	0,000	100	0,000	0	0,00
SEAS-NVE Net	0,539	62	0,863	38	0,00
SEF Net A/S	0,049	66	0,000	34	0,00
SK-EI A/S	0,000	66	0,000	34	0,00
Skovsgaard Elforsyning	0,000	100	0,000	0	0,00
Struer Forsyning Elnet AS	0,000	72	0,000	28	0,00
Studsgård Vand- og Elforsyning	0,000	100	0,000	0	0,00
Sunds Elforsyning	0,000	100	0,000	0	0,00
SYD ENERGI Net A/S, SYD ENERGI Net 60 kV A/S	0,057	53	0,561	47	0,00
Tarm Elværk Net A/S	0,000	66	0,000	34	0,00
Thy Højspændingsværk Net A/S	0,007	62	0,117	38	0,00
Thy-Mors EI-Net A/S	0,008	59	0,239	41	0,00

	0,4 - 6 kV		6 - 25 kV		Samlet forbruger-kompensation på enkelt-kundeniveau (pct.)
	Kundeandel (pct.) med 2 eller flere afbrud	Netandel (pct.)	Kundeandel (pct.) med 4 eller flere afbrud	Netandel (pct.)	
TRE-FOR Elnet A/S	0,046	58	0,000	42	0,00
Taars Elnetselskab Amba	0,000	100	0,000	0	0,00
Verninge Transformerforening	0,000	100	0,000	0	0,00
Vestforsyning Net A/S	0,009	67	0,000	33	0,00
Viborg Elnet A/S	0,007	64	0,000	36	0,00
Viby Net A/S	0,000	71	0,000	29	0,00
Videbæk Elnet	0,000	68	0,000	32	0,00
Vildbjerg Elværk Amba	0,000	100	0,000	0	0,00
Vordingborg Elnet	0,000	69	0,000	31	0,00
VOS Net A/S	0,081	59	0,000	41	0,00
Ærø Elforsyning Net A/S	0,063	56	0,000	44	0,00
Øslev-Drøstrup Transformatorforening	0,000	100	0,000	0	0,00
Østjysk Energi Net A/S	0,158	59	0,000	41	0,00
<b>Østkraft Net A/S</b>	<b>0,059</b>	<b>67</b>	<b>1,341</b>	<b>33</b>	<b>0,16</b>
Åbybro Elforsyning	0,000	100	0,000	0	0,00
Aal El-Net A.m.b.a.	0,000	100	0,000	0	0,00
<b>Aars El-Forsyning Netvirksomhed</b>	<b>1,646</b>	<b>100</b>	<b>0,000</b>	<b>0</b>	<b>0,50</b>

Note 1: Den "samlede korrektion" i yderste højre kolonne er en sammenvæjning af korrektionen for hvert spændingsniveau som følge af selskabets fordeling af elnet på 0,4-6 kV henholdsvis 6-25 kV.

Individuelle vurderinger samt udvikling i afbrudshyppighed i forhold til 2007 230. Blandt de 3 selskaber, som overskrider tærskelværdien for afbrudshyppighed på enkeltkundeniveau, var det kun HEF Net A/S og Aars El-Forsyning Netvirksomhed som også pålagt krav i 2007, jf. tabel 18.

**Tabel 18: Andel (pct.) af kunder som oplevede flere afbrud end 2 eller 4 for henholdsvis 0,4-6 kV og 6-25kV i 2007 og 2008. Tabellen indeholder kun data for de selskaber, der overskred det acceptable niveau på 1 pct. i 2008**

Selskab	Spændingsniveau	2007	2008
<b>Enkeltkundeafbrud</b>			
HEF Net A/S *)	6-25 kV	1,33	2,12
Østkraft Net A/S	6-25 kV	0,00	1,34
Aars El-Forsyning Netvirksomhed *)	0,4-6 kV	1,02	1,65

\*) ud for selskabernes navne indikerer, at selskabet også blev pålagt forbrugerkompensation i 2007 for en for høj afbrudshyppighed.

231. Som beskrevet tidligere har HEF Net A/S i 2008 haft en svag stigning i afbrudshyppigheden. Dette skyldes, at selskabet har måttet udskifte

flere kabler, samt at selskabet har haft flere problemer med en enkelt ledningsradial. Aars El-forsyning har haft en del vedligehold i løbet af året og også udskiftet nogle transformere, som har medført en stigning i antallet af afbrud.

232. Ud fra ovenstående beskrivelser har Energitilsynet ikke fundet tilstrækkelig grunde til at revurdere nogle af selskabernes afbrudsdata, idet Energitilsynet ikke har fundet, at afbruddene har karakter af at være umulige at forudse og dermed at forebygge uden at skulle investere uforholdsvist mange penge i nettet.

233. Der er ikke modtaget en forklaring på årsagen til afbruddene fra Østkraft Net A/S.

#### Overvejelser vedrørende benchmarking af kvalitet i levering

234. Dansk Energi har ved sidste års afgørelse givet udtryk for, at en tærskelværdi på 80 pct. for hvert spændingsniveau vil have den uheldige effekt, at 20 pct. af selskaberne (mål i km net) vil have en dårlig kvalitet uanset det generelle niveau for kvalitet i levering blandt elnetselskaberne har været højt i det pågældende år.

235. Energiklagenævnet har dog i deres afgørelse af 23. april 2009 (j.nr. 1011-277, 1011-279 - 1011-330) givet Energitilsynet medhold i, at de fastsatte tærskelværdier er i overensstemmelse med, at selskaberne effektiviserer og forbedrer kvaliteten.

236. På baggrund af dette, samt at kvaliteten ikke umiddelbart har vist en klar fremgang (antallet af afbrud er stort set uændret og varigheden af afbruddene har kun set en beskedent fremgang) holdt Energitilsynet fast i 80 pct-fraktil for tærkselværdierne.

237. Endelig skal nævnes, at tærskelværdierne i 2008 er bestemt ud fra selskabernes kvalitet i perioden 2006-2008<sup>24</sup>. Havde alle selskaberne dermed været tilstrækkelig mere afbrudseffektive i 2008 i forhold til 2006-2007, kunne der have opstået en situation, hvor alle selskaber lå under tærskelværdierne for 2008 og dermed undgik krav. I tilfælde af, at mange selskaber havde forværret deres kvalitet i levering i 2008 relativt til perioden 2006-2007, ville der omvendt kunnet have opstået situationer, hvor mere end 20 pct. af selskaberne (målt i km net) blev pålagt krav.

238. Udmøntning af effektiviseringskrav til selskaber med en mindre tilfredsstillende *økonomisk* effektivitet har form af et sparekrav. Populært sagt har selskaberne brugt for mange penge, hvorefter tilsynet beskærer selska-

---

<sup>24</sup> For 0,4-6 kV findes der kun data for 2007 og 2008.

bernes indtægtsrammer. Der er tale om varige krav, da den *økonomiske* effektivitet skal opretholdes år efter år.

239. Krav til selskaber med lav kvalitet i leveringen af elektricitet pålægges derimod ikke med henblik på at få selskaberne til at bruge færre penge. Derimod er der tale om et element af reguleringen, som skal sikre, at selskabernes økonomiske effektivisering ikke går ud over leveringskvaliteten.

240. Energitilsynet har valgt at udmønte kravene, kaldet forbrugerkompensationer, som ikke varige krav (i form af procentvis reduktion af de påvirkelige omkostninger i indtægtsrammen) til selskaber med en mindre tilfredsstillende kvalitet i leveringen. Ved en beskæring af indtægtsrammen vil forbrugere, der i et givent kalenderår har oplevet en mindre tilfredsstillende kvalitet i leveringen, efterfølgende blive kompenseret for denne leveringskvalitet.

241. Når Energitilsynet har valgt at gøre kravene ikke varige hænger det sammen med, at kravene jo konkret beskærer selskabets indtægtsramme. Og det forekommer mindre hensigtsmæssigt, at et enkelt års mindre tilfredsstillende kvalitet i levering i årene fremover vil afspejle sig i selskabets økonomi i mange år fremover.

242. Omlægning af luftledninger til nedgravede kabler medfører næsten uafvendeligt et afbrud af kortere eller længere varighed. Energitilsynet har dog valgt at medtage disse afbrud i benchmarkingen af kvalitet i levering af elektricitet, idet selskaberne allerede bliver korrigeret for højere omkostningsækvivalenter. Herudover bliver selskaberne kompenseret for kabelægning ved en forhøjelse af indtægtsrammen. Endelig må det antages, at selskaber, der kabellægger, i en årrække vil opnå bedre resultater i tilsynets årlige benchmarking af kvalitet i levering af elektricitet. Hertil kommer, at selskaberne har en vis indflydelse på afbruddenes varighed. Ved at medtage denne type afbrud er modellen med til at give selskaberne yderligere incitament til at begrænse varigheden af disse afbrud.

243. Det afgørende er dog, at der er tale om reelle afbrud af forbrugerne, som selskaberne har indflydelse på, og at der selv ved omlægning fra luftledninger til kabler skal være incitament til at holde afbruddene så få og så korte som muligt.

244. Det kan ikke umiddelbart afvises, at der er en sammenhæng mellem det antal afbrud et selskab har i sit elnet og elnettets placering i et tæt eller tyndt befolket område. Man kunne fx forestille sig flere afbrud pr. kunde i områder, hvor der er flere kunder pr. km ledning – alene fordi flere bliver afbrudt ved et afbrud. Energitilsynet har derfor undersøgt, om der er sammenhæng mellem selskabernes kundetæthed (antal målere pr. km 10 kV-elnet) og deres afbrudshyppigheder og -varigheder i 2007. Der kunne ikke

påvises en sammenhæng, og Energitilsynet har derfor valgt ikke at korrigere for dette rammevilkår, jf. bilag 6.

### 4.3 Udmøntning af effektiviseringskrav

245. Effektiviseringskrav, der pålægges et selskab på baggrund af dets placering i den økonomiske benchmarking, skal efter § 19, stk. 1 i BEK 1520 gennemføres som en varig procentvis reduktion af det enkelte selskabs reguleringspris eller rådighedsbeløb.

246. En forbrugerkompensation, der pålægges et selskab på baggrund af dets placering i benchmarkingen af kvalitet i levering, gennemføres som 1-årig og dermed midlertidig procentvis reduktion af det enkelte selskabs reguleringspris eller rådighedsbeløb.

247. Tilsynet udmelder årligt en reguleringspris til selskaber og et rådighedsbeløb til transmissionsselskaber. Denne udmelding foregår ex post, og det betyder, at den endelige reguleringspris for 2010 først kendes i 2011.

248. Reguleringsprisen er en gennemsnitspris, og grundlaget for selskabernes reguleringspriser er opgjort som det enkelte selskabs samlede driftsindtægter i 2004 divideret med selskabets samlede mængde leveret strøm i 2004. Reguleringsprisen bliver pris- og lønreguleret og ændres på forskellig vis, fx som følge af nødvendige nyinvesteringer. Indtægtsrammen udgøres af reguleringsprisen ganget med den leverede mængde strøm.

249. Rådighedsbeløbet er en indtægtsramme, der udgøres af de årlige indtægter, som transmissionsselskaber må oppebære for at stille deres elnet til rådighed for den systemansvarlige virksomhed.

250. Indtægtsrammen er et loft for selskabets indtjening og skal foruden selskabets driftsomkostninger og afskrivninger dække andre poster, fx forrentning af fremmedkapital og forrentning af egenkapital.

251. Eftersom indtægtsrammereguleringen sker ex post, kan det samlede krav på de påvirkelige omkostninger i realiteten også først omregnes til en procentsats af selskabets reguleringspris/rådighedsbeløb ex post – det vil sige for 2010 kan denne omregning først gennemføres præcist i 2011.

252. Derfor udmøntes de samlede krav på de påvirkelige omkostninger i praksis ved at omregne de individuelle procentvise krav på påvirkelige omkostninger til et absolut kronebeløb for hvert selskab. Det er disse kronebeløb, selskabernes indtægtsrammer varigt bliver reduceret med fra og med 2010. Forbrugerkompensationerne udmøntes tilsvarende ved at omregne de individuelle procentvise krav på påvirkelige omkostninger til et absolut kronebeløb for hvert selskab. Det er disse kronebeløb, selskabernes indtægtsrammer midlertidigt bliver reduceret med i 2010. Konsekvensen for selska-

ber, der modtager krav, er, at de må reducere tarifferne i overensstemmelse med den pålagte reduktion i indtægtsrammen. Der foretages ikke pristalskorrektion af det absolutte kronebeløb, indtægtsrammen skal reduceres med i 2010.

253. Efter 2010 pristalsreguleres effektiviseringskravene ikke direkte. Da kravene imidlertid udmøntes som varige krav i kroner, som indtægtsrammerne reduceres med, sker der i princippet en efterfølgende pristalsregulering af kravene, fordi der løbende sker en pristalsregulering af indtægtsrammerne.

254. Metoden for udregning af det absolutte kronebeløb, indtægtsrammen skal reduceres med, er illustreret i tabel 19 nedenfor.

**Tabel 19: Udregning af 2009-krav i absolut kronebeløb**

<i>a</i>	2009-krav i procent pålagt selskabets omkostninger	3 pct.
<i>b</i>	Omkostninger jf. reguleringsregnskab (eksklusive afskrivninger og nettab)	100 mio.kr
<i>c</i>	Ekstraordinære omkostninger	20 mio.kr
$d=b-c$	Påvirkelige omkostninger	80 mio.kr
$e=a*d$	2009-krav omregnet til kronebeløb	2,4 mio.kr.

255. Flere regionale transmissionsselskaber opererer med to forskellige netbevillinger og dermed to forskellige indtægtsrammer – en mængdebase- ret indtægtsramme (reguleringspris) for 50/60 kV nettet og en ikke- mængdebaseret indtægtsramme (rådighedsbeløb) for 132/150 kV nettet. Disse selskaber indberetter således to forskellige reguleringsregnskaber. Da 2010-krav udmeldes selskabsvis, skal det kronebeløb, kravet svarer til, fordeles på de to forskellige indtægtsrammer. Fordelingen sker forholdsmæs- sigt efter de driftsomkostninger, der indgår i de to forskellige regulerings- regnskaber. Fremgangsmåden er vist i tabel 20.

**Tabel 20: Fordeling af absolut kronebeløb på to forskellige ind- tægtsrammer**

<i>a</i>	2009-krav omregnet til kronebeløb	3 mio. kr.
<i>b</i>	Driftsomkostninger fra reguleringsregnskab 1	100 mio.kr
<i>c</i>	Driftsomkostninger fra reguleringsregnskab 2	50 mio.kr
$d=a*b/(b+c)$	Reduktion i indtægtsramme 1	2 mio.kr
$e=a*c/(b+c)$	Reduktion i indtægtsramme 2	1 mio.kr.

256. Samlet set udgør de pålagte varige effektiviseringskrav og 1-årige forbrugerkompensationer en reduktion af selskabernes indtægtsrammer på ca. 150 mio. kr. i 2010, jf. tabel 21. Heraf udgør varige effektiviseringskrav



ca. 1444,5 mio. kr. og 1-årige forbrugerkompensationer ca. 5,5 mio. kr. Den samlede reduktion af indtægtsrammerne i 2010 svarer til en effektivisering på ca. 5,4 pct. af selskabernes påvirkelige omkostninger og til en samlet procentvis reduktion af selskabernes indtægtsrammer på i alt ca. 2,1 pct. Kravene håndhæves i forbindelse med tilsynets godkendelse af reguleringsregnskaberne for 2010. Dette forventes at ske medio 2011.

257. De udmeldte samlede krav svarer til en reduktion af den samlede indtægtsramme for de regionale transmissionselskaber på knap 0,4 pct. For distributionsselskaberne svarer kravene til en samlet reduktion på knap 2,6 pct. og for transformerforeningerne svarer de til en samlet reduktion af indtægtsrammen på 5,7 pct. For alle selskaberne under ét svarer de samlede krav til en reduktion af selskabernes samlede indtægtsramme på knap 2,1 pct.

258. Målt i forhold til selskabernes påvirkelige omkostninger svarer de udmeldte krav til en effektivisering på 3,5 pct. for de regionale transmissionselskaber, 5,3 pct. for distributionsselskaberne og endeligt 11,0 pct. for transformerforeningerne. For alle selskaber under ét svarer de udmeldte krav til en effektivisering på i alt 5,3 pct. målt i forhold til selskabernes påvirkelige omkostninger.

259. Det kan ikke udelukkes, at der efterfølgende fremkommer nye væsentlige faktuelle oplysninger fra enkelte selskaber. I så fald vil disse oplysninger blive betraget som anmodning om genoptagelse af denne afgørelse om ”Reduktion af elnetselskabernes indtægtsrammer for 2010” for det konkrete selskab. I den forbindelse bemærkes, at de tærskelværdier, som selskaberne måles op imod – benchmark-fraktilerne – med det nuværende grundlag betragtes som fastlagt, medmindre helt ekstraordinære forhold taler for at ændre benchmark-fraktilerne. Således vil korrektioner for enkelte selskaber herefter som udgangspunkt ikke have afledte effekter for andre selskabers effektiviseringskrav.

**Tabel 21: Individuelle reduktioner af selskabernes indtægtsrammer i 2010**

Selskab	Økonomisk effektivitet		Kvalitet i levering		Samlet Reduktion af indtægtsrammen 2010 (kr.)(C) = (A)+(B)
	Varige effektiviseringskrav for 2010 og frem fra benchmarking af økonomisk effektivitet (pct)	Varige effektiviseringskrav for 2010 og frem fra benchmarking af økonomisk effektivitet (kr.) (A)	1-årig forbrugerkompensation kun for 2010 (pct)	1-årig forbrugerkompensation kun for 2010 (kr.)(B)	
<i>Regionale transmissionsselskaber</i>					
Vestjyske net 60 kV A/S	0,60	55.118	0	0	55.118
Vestjyske Net 150 kV A/S	0,60	60.075	1	100.125	160.200
Syd Net A/S	0,60	47.437	0	0	47.437
Fyns net Amba.	1,09	150.402	0	0	150.402
Sydøstjyske Net A/S	1,60	131.722	0	0	131.722
SEAS-NVE Transmission AS	2,85	1.076.185	0	0	1.076.185
Frederiksberg Eltransmission A/S	2,99	33.951	0	0	33.951
NV Net A/S	3,77	721.222	1	191.238	912.460
KE Transmission A/S	3,85	818.803	0	0	818.803
SEAS-NVE NET (Transmissionsdel)	4,17	952.741	0	0	952.741
FynsNet 150 KV A/S	4,33	277.226	0	0	277.226
Midtjyske Net A/S	5,31	873.979	1	164.458	1.038.437
Dong Energy Nord Elnet	11,62	1.409.629	0	0	1.409.629
<b>I alt</b>		<b>6.608.491</b>		<b>455.821</b>	<b>7.064.312</b>
<i>Distributionsselskaber</i>					
DONG Energy Frederiksberg Elnet A/S	0,60	234.728	0	0	234.728
Bjerringbro Elværk	0,60	10.030	0	0	10.030
ENV Net A/S	0,60	172.912	0	0	172.912
NRGi Net A/S	0,60	620.049	0	0	620.049
ESV Net A/S	0,82	192.635	0	0	192.635
NOE Net A/S	1,40	355.942	0	0	355.942
HEF Net A/S	1,99	984.163	1,21	599.522	1.583.895
AKE Net	2,08	1.047.072	0	0	1.047.072
EnergiMidt Net A/S	2,17	2.451.432	0	0	2.451.432
Nibe Elforsyning Net Amba	2,19	51.355	0	0	51.355
Aars El-Forsyning Netvirksomhed	2,70	64.241	1,5	35.750	99.991
Energi Fyn Net A/S	2,74	1.505.915	0	0	1.505.915
TRE-FOR Elnet A/S	3,17	2.636.025	0	0	2.636.025
MES Net A/S	3,27	632.686	0	0	632.686
Thy Højspændingsværk Net	3,28	523.570	1	159.718	683.288

A/S					
ELRO Net A/S	3,49	1.530.893	0	0	1.530.893
Køge Elnet A/S	3,51	253.185	0	0	253.185
SEF Net A/S	3,62	632.681	0	0	632.681
Kjellerup Elnet	3,89	73.612	1	18.915	92.527
RAH Net A/S	4,07	1.074.212	0	0	1.074.212
Nyfors Net A/S	4,15	1.539.814	0	0	1.539.814
EnergiMidt Net Vest A/S	4,32	1.890.725	0	0	1.890.725
Energi Randers Net A/S	4,43	1.369.391	0	0	1.369.391
Ærø Elforsyning Net A/S	4,49	218.407	0	0	218.407
Østjysk Energi Net A/S	4,69	2.154.965	0	0	2.154.965
Galten Elværk Net A/S	4,81	1.065.412	0	0	1.065.412
Faaborg Elforsyning A/S	4,82	616.332	0	0	616.332
SYD ENERGI Net A/S, SYD Energi Net 60 kV A/S	5,22	13.314.240	0	0	13.314.240
SEAS-NVE Net	5,26	14.173.004	0	0	14.173.004
Videbæk Elnet	5,31	81.242	0	0	81.242
Vildbjerg Elværk Amba	5,44	101.069	0	0	101.069
Læsø Kommune	5,47	125.629	1	22.966	148.595
Helsingør Elforsyning	5,75	657.309	0	0	657.309
LEF Net A/S	5,82	720.747	0	0	720.747
Thy-Mors EI-Net A/S	5,96	2.106.077	0	0	2.106.077
Energi Fyn City Net A/S	6,00	2.767.298	0	0	2.767.298
Energi Hillerød Net	6,08	562.102	0	0	562.102
Brabrand Net A/S	6,59	362.001	0	0	362.001
Østkraft	6,91	2.480.264	0,16	57.468	2.537.732
DONG Energy City Elnet A/S	6,97	24.327.523	0	0	24.327.523
VOS Net A/S	6,99	567.410	0	0	567.410
Vordingborg Elnet	7,19	265.146	0	0	265.146
Midtfyns Elforsyning Amba	7,40	372.861	0	0	372.861
Viborg Elnet A/S	7,51	1.272.688	0	0	1.272.688
Nyborg Elnet A/S	7,53	557.873	0	0	557.873
Dong Energy Nord Elnet Før NESANET A/S	7,61	31.112.918	1	4.087.533	35.200.451
Tarm Elværk Net A/S	7,65	161.856	0	0	161.856
Hornum El-forsyning Netvirksomhed	7,73	63.248	1	8.181	71.429
Vestforsyning Net A/S	7,81	1.291.673	0	0	1.291.673
NKE Elnet A/S	7,92	1.073.492	0	0	1.073.492
Roskilde Kommune, Forsyningen	7,97	1.118.840	0	0	1.118.840
Hurup Elværk Net A/S	8,38	213.183	0	0	213.183
Frederikshavn Elnet A/S	8,99	1.871.242	0	0	1.871.242
Ikast Værkerne Net A/S	9,14	769.836	0	0	769.836
Hammel El-Forsyning	9,31	334.283	0	0	334.283
Struer Forsyning Elnet AS	9,52	570.703	0	0	570.703
Ravdex A/S	9,61	1.945.085	0	0	1.945.085
GEV Net A/S	10,42	674.009	0	0	674.009
Viby Net A/S	10,47	1.307.319	0	0	1.307.319

Ringkøbing-Skjern Forsyning A/S	10,54	1.275.480	0	0	1.275.480
Nakskov Elnet	10,80	978.891	0	0	978.891
SK Elnet A/S	11,55	2.880.204	0	0	2.880.204
<b>I alt</b>		<b>136.359.132</b>		<b>4.990.053</b>	<b>141.349.185</b>
<i>Transformerforeninger</i>					
Brenderup Netselskab	0,60	2.569	0	0	2.569
Øslev-Drøstrup Trans-formatorforening	0,60	83	0	0	83
Sunds Elforsyning	0,60	7.050	0	0	7.050
Borris El-Forsyning	1,91	6.306	0	0	6.306
Bårdesø El-forsyning	2,30	10.917	0	0	10.917
Klim Transformatorforening	4,88	1.775	0	0	1.775
Skovsgaard Elforsyning	5,83	7.042	0	0	7.042
Gøttrup Transformatorforening	8,44	5.329	0	0	5.329
Rolfsted og Omegns Transformerforenings Netselskab A.m.b.A.	10,17	75.617	0	0	75.617
Kibæk Elværk	10,27	71.441	0	0	71.441
Studsgård Vand- og Elforsyning	10,74	12.158	0	0	12.158
Kongerslev Elnet ApS	10,75	45.393	1	4.228	49.622
Pårup Elforsyning	11,25	123.028	0	0	123.028
Hjørtning Transformatorforening	11,52	161.809	1	14.053	175.863
Ejby Elnet Amba	11,90	67.369	0	0	67.369
Sdr. Felding Elforsyning	12,00	122.745	0	0	122.745
Aal El-Net A.m.b.a.	13,87	209.711	0	0	209.711
Taars Elnetselskab Amba	13,91	85.294	0	0	85.294
Knøsgård Transformatorforening	14,15	43.826	0	0	43.826
Hirtshals El-Netselskab A/S	14,46	224.055	0	0	224.055
Åbybro Elforsyning	15,02	107.593	0	7.167	114.760
Verninge Transformatorforening	17,89	153.499	0	0	153.499
<b>I alt</b>		<b>1.544.608</b>		<b>25.449</b>	<b>1.570.057</b>
<b>Alle elnetselskaber samlet</b>		<b>144.512.231</b>		<b>5.471.323</b>	<b>149.983.554</b>

## 5 Konklusion

260. Med dette års afgørelse benchmarkes selskaberne på såvel økonomiske effektivitet og kvalitet i levering af elektricitet, som det også var tilfældet med afgørelsen i 2008.

261. I modsætning til sidste års afgørelse er der sket den væsentlige ændring, at alle selskaber skal effektiviseres. Det skyldes, at selskaberne i modsætning til tidligere modtager et effektiviseringskrav, der skal sikre, at selskaberne søger de fremtidige produktivetsgevinster, der løbende opstår for alle selskaber. Herudover skal de enkelte selskaber indhente en del af det historisk opbygget effektiviseringspotentialer, der er opbygget i selskaberne.

262. Gennem benchmarkingen af selskabernes økonomiske effektivitet modtager selskaberne en varig – fra 2010 og frem – reduktion af selskabets påvirkelige omkostninger. Herudover skal selskaber, der har en mindre tilfredsstillende kvalitet i levering af elektricitet yderligere reducere deres påvirkelige omkostninger ikke-varigt – kun i 2010 – med op til 1,5 pct. i forbrugerkompensation (for de regionale transmissionselskaber dog højst 1 pct.). Dette sker i forhold til selskabets påvirkelige omkostninger i 2008.

263. Energitilsynet har i nærværende høringsudkast hævet de samlede krav i forhold til tilsynets afgørelse af 27. oktober 2008. I forhold til selskabernes samlede påvirkelige omkostninger er kravene samlet ændret fra 2,8 pct. til 5,4 pct. I forhold til selskabernes samlede indtægtsrammer er kravene ændret fra en reduktion på 1,2 pct. til en reduktion på 2,1 pct.

264. Energitilsynet baserer i et vist omfang sit skøn over størrelsen af effektiviseringskravene på analyserne af selskabernes historisk opbyggede og fremtidige effektiviseringspotentialer, samt en vurdering af selskabernes muligheder for at nedbringe deres omkostninger. Hertil skal lægges, at øget datarobusthed og kvalitetssikring af data isoleret set bevirker, at kravene kan hæves i forhold til de tidligere år.