

ANALYSE NR. 15 | 4. NOVEMBER 2014

Eldistributørernes rolle og fremtid

Analyse af de danske eldistributioners historiske performance og deres fremtidige rolle og opgaver.

Publikationen

Eldistributørernes rolle og fremtid. 4. november 2014

Dansk Energi

Kontaktinformation

Holger Jensen
hje@danskenergi.dk

Telefon 35 30 04 86

Disclaimer

Dette analysenotat er omhyggeligt udarbejdet, og indholdet er kvalitetssikret internt i Dansk Energi. Dansk Energi vil ikke kunne gøres ansvarlig for økonomiske tab af nogen art som følge af brug af information eller data behandlet i analysenotatet.



1 Indhold

2 Resumé 5

3 Eldistributørernes rolle og fremtid 7

- 3.1 Det danske eldistributionsnet 9
 - 3.1.1 Sådan reguleres eldistributørerne 10

4 Eldistributørernes historiske performance 11

- 4.1 De danske nettariffer 11
 - 4.1.1 Historisk udvikling i nettariffer 12
 - 4.1.2 Danske nettariffer i europæisk perspektiv 15
- 4.2 Danmark er topscorer i leveringssikkerhed 16
 - 4.2.1 Danmark gør sig bemærket med høj leveringssikkerhed og lave distributionstariffer 19
 - 4.2.2 Industriens betaling til eldistributørerne 20
- 4.3 Eldistributørerne har effektiviseret 21
 - 4.3.1 Reduktion af de påvirkelige omkostninger 24
 - 4.3.2 Indtægtsrammen er reduceret 25
- 4.4 Eldistributørernes historiske afkast sammenlignet med øvrige sektorer 26
 - 4.4.1 Danske eldistributørers afkast i relation til udenlandske eldistributører 27
 - 4.4.2 Danske eldistributørers afkast sammenlignet med Storebælt A/S28
- 4.5 Konsolidering blandt eldistributørerne 29

5 Eldistributørernes bidrag til den grønne omstilling 30

- 5.1 Eldistributørernes energispareindsats 30
 - 5.1.1 Værdiskabelse i husholdninger og vækst i industri 31
- 5.2 Timeafłæste elmålere 32
 - 5.2.1 Synergieffekter mellem timeafłæste elmålere og resten af energisystemet 32
- 5.3 Positiv samfundsøkonomi i timeafregning 33
- 5.4 Tilslutning af solceller 35

6 Forventninger til fremtidens distributionsnet 37

- 6.1 Decentral elproduktion 38

6.1.1	Udfordringer med landvind i opsamlingsnettene.....	39
6.2	Elektrificering	40
6.3	Smartgrid	42
6.3.1	Øget datamængde pga. fjernafmålte elmålere.....	44
6.3.2	Dansk projekt illustrerer mulighederne ved flere målinger i distributionsnettet.....	45

7 Historiske og fremtidige investeringer i eldistributionsnettet 47

7.1	Historiske investeringer i eldistributionsnettet	47
7.2	Fremskrivning af netinvesteringer fra 2013 til 2020.....	52
7.3	Underinvesteringer har konsekvenser.....	55
7.3.1	Underinvesteringer i et dansk distributionsnet	55
7.3.2	Underinvesteringer i det amerikanske elnet.....	56
7.3.3	Underinvesteringer i det danske jernbanenet	57
7.3.4	Underinvesteringer i de danske kloakker	58

8 Smart regulering 59

8.1	Nuværende regulering	59
8.2	Kritik af den nuværende regulering	61
8.2.1	Investeringsincitamenterne er uhensigtsmæssige	61
8.2.2	Incitamentstrukturen er uklar	61
8.2.3	Benchmarkingmodel matcher ikke omkostningsbilledet.....	62
8.2.4	Ex post-regulering skaber unødvendig usikkerhed	62
8.3	Smartgrid versus netforstærkninger – er vi udfordret på reguleringen?	62
8.4	Fair forrentning.....	64
8.4.1	Eldistributørernes vægtede gennemsnitlige kapitalomkostninger.....	64
8.4.2	Regulatorisk WACC for udenlandske eldistributører.....	67

9 Referencer 68

2 Resumé

De danske eldistributører står over for en stor opgave i de kommende år. En del af det danske eldistributionsnet er udlagt fra 60'erne og et par årtier frem – og består således af udstyr, som i dag står for at skulle udskiftes. Samtidigt gør den grønne omstilling det nødvendigt at modernisere eldistributionsnettet, så langt mere dataudveksling og stadigt voksende decentral elproduktion kan håndteres. Skal Danmark beholde sin førerposition i Europa med lave nettariffer og høj leverings-sikkerhed, så kræver det derfor investeringer. For at eldistributørerne har de rigtige incitamerter til at foretage disse investeringer, er det vigtigt, at den økonomiske regulering er fleksibel og giver et rimeligt økonomisk afkast.

Det danske eldistributionsnet er rygmarven i et af verdens bedste elnet, som sikrer, at der i 2013 var strøm i danskernes stikkontakter 99,997 % af tiden.

Denne førerposition skal vi beholde i fremtiden. Det kræver, at det danske eldistributionsnet både vedligeholdes i tilstrækkelig grad og samtidigt fremtidssikres mest effektivt. Eldistributørerne er ved at rulle timeafmålte målere ud til danskerne. Data fra timeafmålte målere giver mulighed for en mere effektiv styring af elnettet, samtidigt med at nettet kan drives tættere på sin kapacitet. Rigtigt anvendt kan det udskyde eller overflødiggøre ellers nødvendige netforstærkninger.

Elnettet står i de næste år over for udfordringer, som skal håndteres. Mængden af strøm fra solceller og vindmøller er steget voldsomt i de sidste 10 år, og denne udvikling vil fortsætte de næste mange år. For at den øgede mængde decentral, fluktuerende elproduktion kan håndteres, skal der investeres i eldistributionsnettet. Hvis udfordringerne fra den øgede centrale og fluktuerende elproduktion ikke følges op af investeringer fra eldistributørerne, vil Danmark miste sin flotte position på leveringssikkerhed.

Elsektoren blev liberaliseret i 1999, og den nuværende regulering som eldistributørerne opererer under blev indført med ELFOR-aftalen i 2004. Aftalen betød, at staten vederlagsfrit overtog det landsdækkende transmissionsnet og det overordnede ansvar for elsystemet.

Under denne regulering har eldistributørerne effektiviseret driften markant, og alene siden 2008 er de påvirkelige omkostninger reduceret med knap 800 mio. DKK svarende til 30 % – i løbende priser. Effektiviseringerne har betydet, at eldistributørerne har kunnet fastholde nettarifferne i faste priser over for kunderne, selvom elforbruget er faldet, og der fortsat er investeret i kabellægning af elnettet. I dag er de danske nettariffer de 4. billigste i landegruppen bestående af de gamle EU15-lande, ekskl. Portugal¹, korrigeret for prisniveau.

Den nuværende regulering sætter loft over den mulige forrentning på den investerede kapital. Forrentningsloftet er sat til den gældende lange byggerente + 1 %-point. Renten er faldet støt over de seneste mange år og er i dag på historisk lavt niveau. Den lave forrentning, som er lavere end i økonomiens

¹ Belgien, Danmark, England, Finland, Frankrig, Grækenland, Holland, Irland, Italien, Luxembourg, Spanien, Sverige, Tyskland og Østrig. Portugal ikke medtaget, da der ikke findes data tilgængelig i de offentlige statistikker.

Øvrige sektorer, gør det svært for eldistributørerne at tiltrække den nødvendige kapital til at vedligeholde og udvikle eldistributionsnettet. Dette har betydet, at aktivmassen i eldistributionsnettet er faldet i de seneste år, da investeringerne har været lavere end afskrivningerne.

For at kunne imødekomme de fremtidige udfordringer og sikre at det danske eldistributionsnet også i fremtiden indtager en international førerposition, er det vigtigt, at eldistributørerne får den nødvendige fleksibilitet, de rigtige incitamenter og kan tilbyde en tilpas forrentning af den investerede kapital. Reguleringen skal give rum til investeringer og sikre, at eldistributørerne kan tiltrække risikovillig kapital. I dag stilles eldistributørerne over for effektiviseringskrav baseret på en utidssvarende benchmarkingmodel. For at sikre muligheden for en optimal drift er det afgørende, at benchmarkingmodellen moderniseres og giver eldistributørerne kendte og stabile rammevilkår.

Kun med en moderne regulering kan vi koble en tårnhøj kvalitet og leverings-sikkerhed i det danske eldistributionsnet med en fornuftig pris. Det er samtidigt afgørende for, at eldistributørerne kan være omdrejningspunkt for den grønne omstilling og gøre den medfølgende udbygning af decentral, fluktuerende elproduktion mulig.

3 Eldistributørernes rolle og fremtid

Det danske eldistributionsnet er i verdensklasse, og elprisen ligger i den lave ende på EU-plan. Årsagen er blandt andet de store investeringer, eldistributørerne har gennemført i distributionsnettet. Siden liberaliseringen har eldistributørerne investeret under en monopolregulering baseret på eldistributørernes leverede mængde kilowatttimer. Den massive, grønne forandring af energisystemet vil i fremtiden betyde, at eldistributørernes rolle ændrer sig markant, idet de skal være det intelligente bindeled, der balancerer en svingende elproduktion med nye forbrugsmønstre. Men eldistributørernes vision er intakt: at levere en ydelse med en høj leveringssikkerhed til en fornuftig pris og være det solide grundlag for, at kunderne kan agere nemt på et forandret elmarked.

I dag tænker ingen danskere over, om der er elektricitet i stikkontakten. For det er der så godt som altid.

99,997 % af tiden kan danskerne stole på, at der er lys i lampen, koldt køleskab, opladede telefoner, eldrevet varme, produktionen kan snurre i industrien, bagerne kan bage brød, computere kan køre, intelligente skoletavler kan lyse rundt om på skolerne, og at der er strøm til at skabe både vækst og velfærd i Danmark.²

El er grundstammen i et moderne samfund. Det ligger i eldistributørernes DNA at tage ansvar for, at Danmark er bundet sammen hver dag. Det DNA er skabt i takt med elektricitetens udbredelse. Til forskel fra mange andre infrastrukturer er både elproduktionen og elnettet opstået ud af det private initiativ.

Det er privat, lokalt ejerskab, der har etableret produktionsanlæg og trukket ledninger ud i landet lige siden det første elværk åbnede i Køge i 1891. Fra 1900 til 1914 blev der stiftet 290 interessent- og andelsselskaber, der producerede og leverede el til danskere i hele landet. I 1939 var der el til 98 % af befolkningen og 75 % af landbefolkningen.

Siden er elforbruget vokset massivt. Det tredobledes således fra 1960'erne til i alt 32 TWh i 2012³ – og antallet af kilometer ledning er ligeledes vokset betragteligt. Eldistributørerne investerer omtrent 3 mia. DKK årligt i at vedligeholde og udbygge elnettet.⁴ Det er grundlaget for, at eldistributørerne kan udfylde rollen som leverandører af en kritisk infrastruktur med en høj leveringssikkerhed.

Tårnhøj leveringssikkerhed til fornuftig pris

De danske eldistributører har et konkret succeskriterie om tårnhøj leveringssikkerhed til en konkurrencedygtig pris – hvilket også er opnået: Den danske

² CEER, 2014

³ Dansk Energi, indrapportering fra eldistributørerne.

⁴ Dansk Energi, regnskabstal fra eldistributørerne.

leveringssikkerhed er i verdensklasse, og de danske eldistributører er de 4. billigste blandt de gamle EU15 lande⁵.

Det succeskriterie er også cementeret efter liberaliseringen af elsektoren, hvor distributørerne er udskilt enten som enkeltstående eldistributører eller som monopolregulerede datterselskaber i privatejede koncerner. Heraf er en overvægt af eldistributørerne andelsejede med 1,8 mio. danske husstande og virksomheder som andelshavere.⁶

Nye typer forbrug – ny regulering – ny rolle

Den nuværende regulering har flere brister i forhold til at modsvare de fremtidige opgaver, et grønt energisystem indebærer for eldistributørerne. Årsagen er, at den nuværende regulering blandt andet i høj grad er baseret på et udgangspunkt, der handler om transporteret mængde kilowatttimer – og ikke på at elnettet i høj grad leverer kapacitet, når der er brug for det.

Det betyder også, at eldistributørernes rolle er i skred, fordi det danske energisystem forandrer sig markant. Den grønne omstilling af energisystemet er et paradigmeskifte, der omfatter alt fra produktionen af elektricitet til, hvordan elkunden agerer. For med 50 % eller mere vindkraft i elforsyningen skal forbruget tilpasses produktionen. Tilsvarende er integrationen af solceller en voksende opgave.

Derfor står eldistributørerne på tærsklen til at skulle agere anderledes. Fremtiden er ikke kun at transportere kvantificerbare mængder af el, forstærke kabler og udbygge nettet. Fremtiden for eldistributørerne er også at være det intelligente bindeled og ansvarlig for balancen i et givet lokalt eller regionalt område. Eldistribution handler grundlæggende om at sikre, at solcelleejeren også har strøm på en kold, mørk vinterdag, hvor alle naboerne også trækker på nettet – fokus er altså på effekt og ikke kilowatttimer alene.

Et stigende omfang af decentral produktion - som eksempelvis solceller - betyder ikke lavere omkostninger ved at drive nettet. Tværtimod koster det penge, ingeniørrindsats samt ikke mindst langt flere it-investeringer og -kompetencer at sikre, at elnettet kan balancere decentral produktion med større mængder fluktuerende, central produktion. Alt imens man hele tiden skal matche nettets kapacitet til forbrugernes behov, også i spidslasttimer.

Samtidig betyder elementer som fjernaflæste elmålere og timeaflæsning, at datahåndteringen øges betragteligt. Det fremtidige databehov er et paradigmeskift fra at have udvekslet ét tal per kunde årligt til at udveksle ca. 8800 timeforbrugsværdier årligt. Elbiler og varmepumper vil også på sigt give behov for endnu større datamængder og vil ændre forbrugsmønstret, så der stilles nye krav til driften af elnettet.

Vision: Effektiv drift, høj kvalitet og et fremtidssikret net

Eldistributørernes vision er, at Danmark fortsat har en eldistribution, som kendetegnes af effektivitet, høj leveringskvalitet og at elnettet er krumtap i udviklingen af elsystemet.

Derfor denne rapport der beskriver, hvordan eldistributørerne konkret har leveret. Analysen ser samtidig også fremad og kigger på den nærmeste fremtid, som allerede stiller krav til gentænkning af de rammer og vilkår, som eldi-

⁵ Eurelectric(2014)

⁶ Dansk Energi, branchestatistik

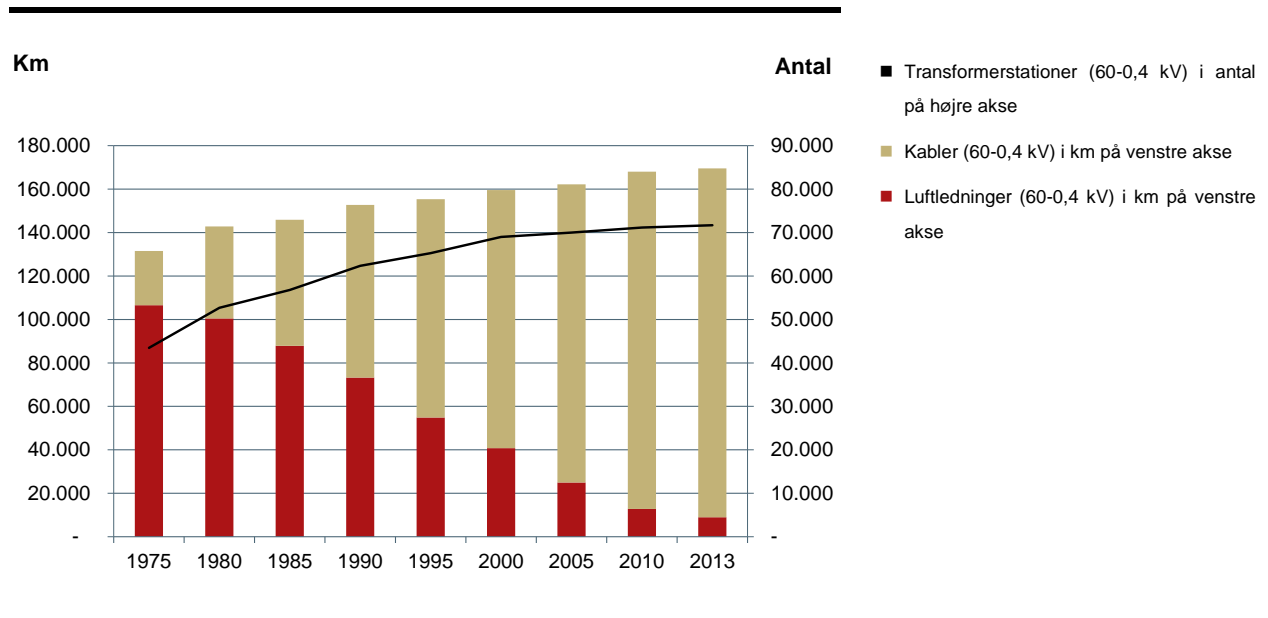
istributører skal agere under og drive forretning på. Det er nødvendigt, hvis eldistributørerne skal realisere deres vision om fortsat succesrigt at binde Danmark sammen – hver dag.

3.1 Det danske eldistributionsnet

Det danske eldistributionsnet indeholder tre vigtige elementer: kabler, transformerstationer og elmålere. I 2013 var længden af det samlede danske distributionsnet ca. 166.000 km, et omfang der er steget med 28,8 % siden 1975, jf. **Figur 1**. Samtidig er der sket en omlægning af distributionsnettet fra luftledninger til kabler, således at 94 % af distributionsnettet i dag udgøres af kabler. I 1975 var det kun 19 %, der var kabellagt.

I distributionsnettet er der installeret næsten 72.000 transformerstationer, der forbinder net med forskellige spændingsniveauer. Foran kundernes installationer er der 3,25 mio. elmålere, som måler forbruget og/eller produktionen til brug for afregning af elsalg, nettariffer og afgifter.

Figur 1 Udvikling i distributionsnettets netaktiver, 1975-2013.



Kilde: Dansk Energi – statistikdata.

Eldistributionssektoren består, afhængig af afgrænsning, af 76 eldistributører inklusive transformerforeninger.⁷ I vores nabolande varierer antallet af eldistributører markant, fra seks og otte i henholdsvis Storbritannien og Holland og op til 899 i Tyskland (**Tabel 1**). I forhold til befolkningens størrelse ligger Danmark på et gennemsnitligt niveau, når der ses bort fra Storbritannien og Holland. Antal eldistributører er et resultat af historiske beslutninger og liberalisering, konkurrenceudsættelse og ansvarsfordeling.

Eldistributørerne adskiller sig også ved den leverede energimængde til forbrugerne. I **Tabel 1** fordeler landene sig i to grupper: Norge og Sverige som har et højt elforbrug per indbygger, hovedsageligt fordi en stor andel af rum-

⁷ Dansk Energi, branchestatistik

opvarmning sker ved brug af el. Dette skyldes, at disse lande historisk har haft adgang til billig elproduktion (vandkraft i Norge og vandkraft samt atomkraft i Sverige). De resterende lande, inklusive Danmark, har et væsentligt lavere elforbrug per indbygger, idet elandelen i rumopvarmning er lille.

Tabel 1 Danske eldistributører og eldistributører i vores nabolande.

	DK	SE	NO	FR	GB	DE	NL
Antal eldistributører	76	170	150	158	7	896	8
Antal indbyggere per eldistri- butør ('000)	74	56	34	421	9.157	90	2.111
Leveret mængde el (TWh)	33	137	118	384	326	511	109
Leveret mængde i forhold til indbyggere (MWh per capita)	6	14	23	6	5	6	6

Kilde: Eurelectric (2013).

3.1.1 Sådan reguleres eldistributørerne

Som naturlige monopoler har eldistributørerne været underlagt særlig regulering siden liberaliseringen af elsektoren i 1999. Den nuværende regulering er baseret på principper, som blev fastlagt i en aftale mellem branchen og staten gældende fra 2005 (ELFOR-aftalen).

Den nuværende regulering baserer sig overordnet på 3 regulerende mekanismer, nemlig forrentningsloftet, indtægtsrammen og benchmarking:

- **Forrentningsloft**, der er udtryk for en retvisende markedsbaseret forrentning af selskabernes netaktiver.
- **Indtægtsrammen**, der er baseret på historiske omkostninger i 2004, da man indgik ELFOR-aftalen, der satte rammen for regulering af eldistributører. Indtægtsrammen reguleres efter den transporterede mængde el.
- **(Effektiviseringskrav fra) benchmarking**, der sigter på, at sammenligne eldistributørernes effektivitet og sikre, at alle selskaber agerer effektivt.

I kapitel 8 gives en nærmere beskrivelse af den nuværende regulering.

4 Eldistributørernes historiske performance

Danske distributionstariffer er stabile og blandt de laveste i Europa. Samtidig er leveringssikkerheden helt i top. Eldistributørerne har gennemlevet en årrække med store effektiviseringer svarende til en nedbringelse af de påvirkelige driftsomkostninger med ca. 30 % i forhold til 2008.

I den samme periode har danske eldistributører været underlagt et økonomisk pres. Man har levet med faldende indtægtsrammer, stigende effektiviseringskrav og meget lave afkastgrader, både hvis der sammenlignes internationalt og i forhold til andre sektorer i Danmark. Det har bl.a. ført til en øget konsolidering, hvor flere eldistributører er lagt sammen eller opkøbt for at opnå den synergieffekt, der ligger i større driftsomfang.

I dag udgør omkostningen til distributionstariffer ca. 9 % af en almindelig industrivirksomheds samlede omkostningsbillede. Til gengæld nyder industrien sammen med resten af den danske økonomi godt af et kvalitetsprodukt til en rigtig god pris.

4.1 De danske nettariffer

Det koster naturligvis penge at anlægge, drive og udvikle den infrastruktur, der danner grundlaget for, at strømmen fra de store centrale værker og vindmølleparker kan ledes ud til hver enkelt kunde.

Nettarifferne er eldistributørernes primære indtægtskilde. Indtægterne går til at dække eldistributørernes kapitalomkostninger og løbende driftsomkostninger. I 2008 udgjorde de løbende driftsomkostninger 53 % af den samlede indtægtsramme. I 2012 var de blevet reduceret til ca. 42 % igennem en periode, hvor værdien af netaktiverne ikke er steget tilsvarende.⁸ Et resultat af en betydelig effektivisering af eldistributørernes drift af elnettet.

Dette har udmøntet sig i, at eldistributørerne har formået at holde nettarifferne konstante (i faste priser) i de seneste 5 år for både husholdninger og store erhvervskunder. Kun mindre erhvervskunder har oplevet en marginal stigning.

I den periode, hvor eldistributørerne har formået at holde nettarifferne konstante, har eldistributørerne samtidigt stået over for stigende udfordringer i form af en større indfasning af fluktuerende elproduktion fra både sol og vind.

Særligt solcelleudbygningen giver eldistributørerne udfordringer på driften og kræver nye investeringer, da solcellerne producerer el ude i lavspændingsnettet. Solcellerne betyder bl.a., at en voksende mængde el i en stor del af tiden

⁸ Statens Energitilsyn, ET(2014)

"løber baglæns" fra husstandene og ind i nettet, hvor nettet ellers traditionelt kun har skullet håndtere centralt produceret el, som løber ud til husstandene.

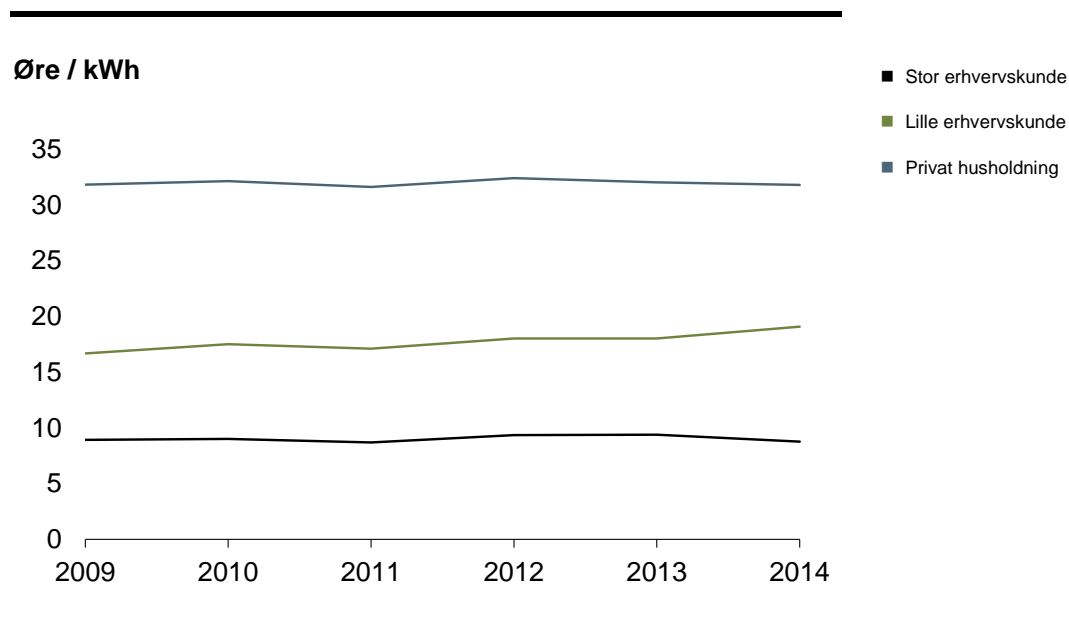
Samtidigt udfordrer solcelle-udbygningen eldistributørernes indtægtsgrundlag, da solcellerne leverer en del af husstandens forbrug, og distributionselskaberne derfor har en mindre mængde transporteret el at hente indtjeningen på. Men også vindmøllerne skaber udfordringer, da den variable vindproduktion øger nettabet.

Selv om vi internationalt set har lave nettariffer i Danmark, så formår eldistributørerne i Danmark alligevel at sikre et af Europas højeste niveauer for leveringssikkerhed.

4.1.1 Historisk udvikling i nettariffer

Eldistributørerne har i de seneste år formået at holde distributionstarifferne næsten konstant i øre pr. kWh for alle kundesegmenter på trods af bl.a. faldende, samlet elforbrug. Kun de mindre erhvervs kunder, defineret som kunder med et årsforbrug på over 100.000 kWh/år tilsluttet 0,4 kV-nettet, har oplevet en lille stigning. For husholdningerne har priserne været på niveau siden 2009, og faktisk haft et mindre fald fra 2013 til 2014, ligesom det har været tilfældet for de store erhvervs kunder.

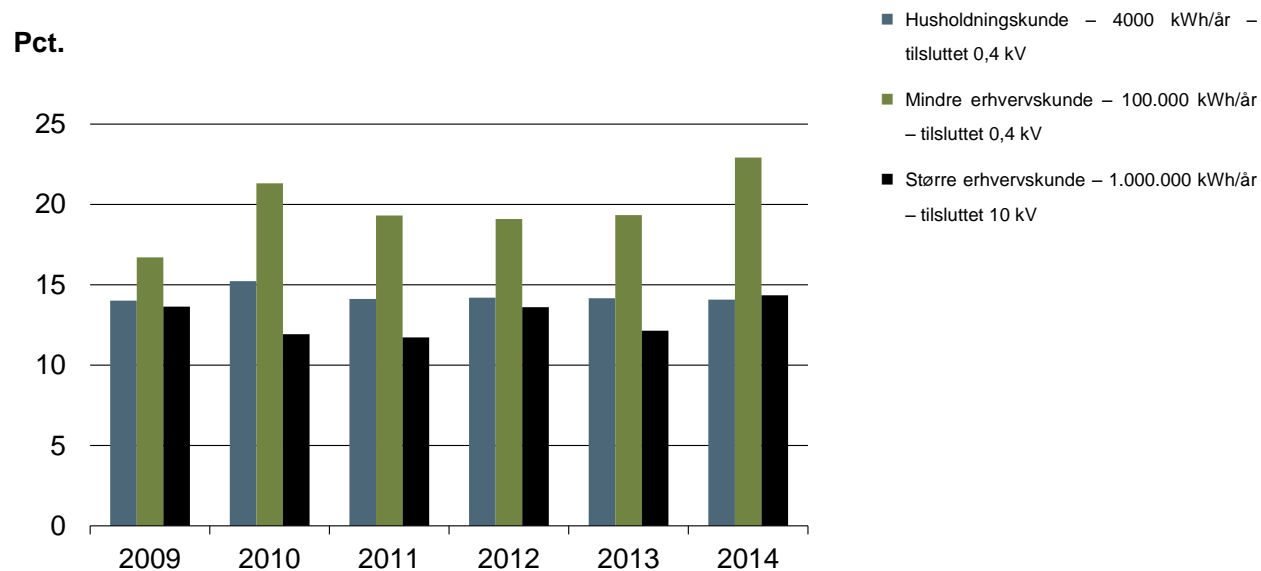
Figur 2 Historisk udvikling i distributionstarifferne, faste 2013-priser.



Kilde: Dansk Energi – statistikdata.

Nettariffernes andel af den samlede elpris, som kunderne møder, har ligeledes været konstant i perioden fra 2009 til 2014, for både husstande og større erhvervs kunder. Kun for de mindre erhvervs kunder er nettariffernes andel af den samlede elpris steget, jf. **Figur 3**.

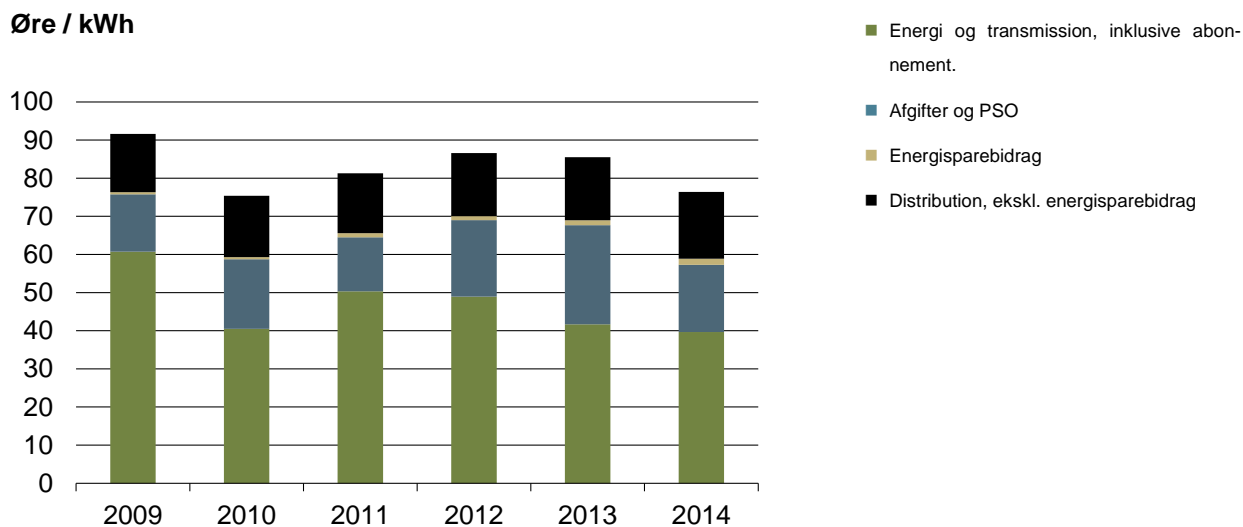
Figur 3 Distributionstariffernes andel af den samlede elpris, 2009-2014.



Note: Faste 2009-priser.

Kilde: Dansk Energi, Statistikdata.

Når nettariffernes andel af den samlede elpris er steget for de mindre erhvervs kunder, skyldes det i højere grad, at den rene elpris (nævneren) er faldet, end at nettariffen (tælleren) i DKK og øre er steget, som det fremgår af **Figur 4**.

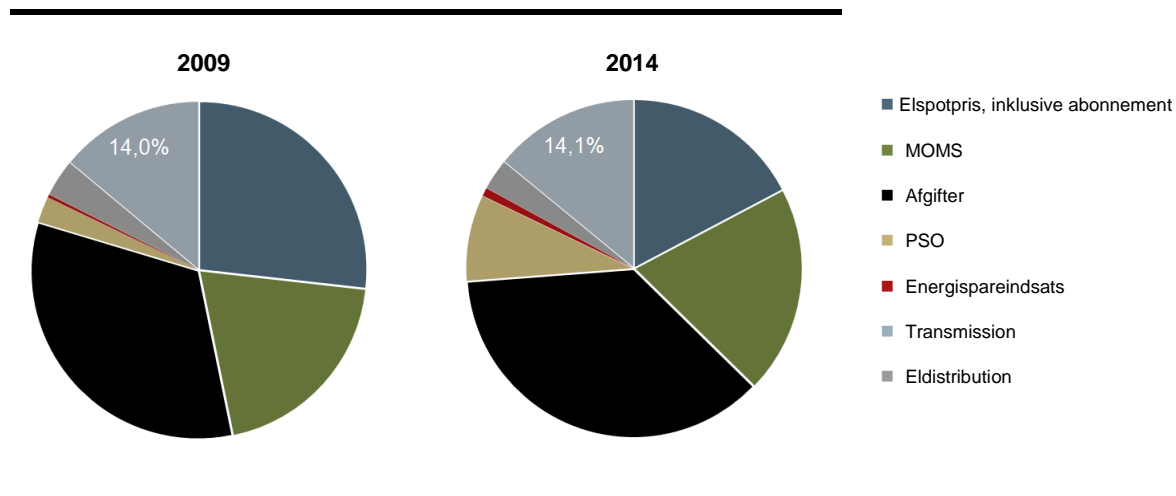
Figur 4 Dekomponering af elprisen, mindre erhvervskunde, 2009 – 2014.

Note: Faste 2009-priser.

Kilde: Dansk Energi, Statistikdata.

De nødvendige nyinvesteringer (primært til færdiggørelsen af kabellægning af distributionsnettet) har i de seneste år givet et lille opadgående pres på nettarifferne. I 2009 udgjorde afskrivning og forrentning af de nødvendige nyinvesteringer 3,8 % af nettariffen og i 2014 5,2 %.

I perioden fra 2009 er elspotprisen faldet og fylder en væsentlig mindre andel af den samlede elpris. Det, som i perioden er blevet dyrere, er statens afgifter på elforbruget, ligesom PSO'en er vokset, jf. **Figur 5**.

Figur 5 Dekomponering af elprisen, husholdningskunde, 2009 og 2014.

Kilde: Dansk Energi, Statistikdata.

4.1.2 Danske nettariffer i europæisk perspektiv

Internationalt set er prisen på eldistribution i Danmark i den lave ende. De danske husstandes priser på transport af el⁹ er sjette billigst ud af de 14 lande målt i øre/kWh.

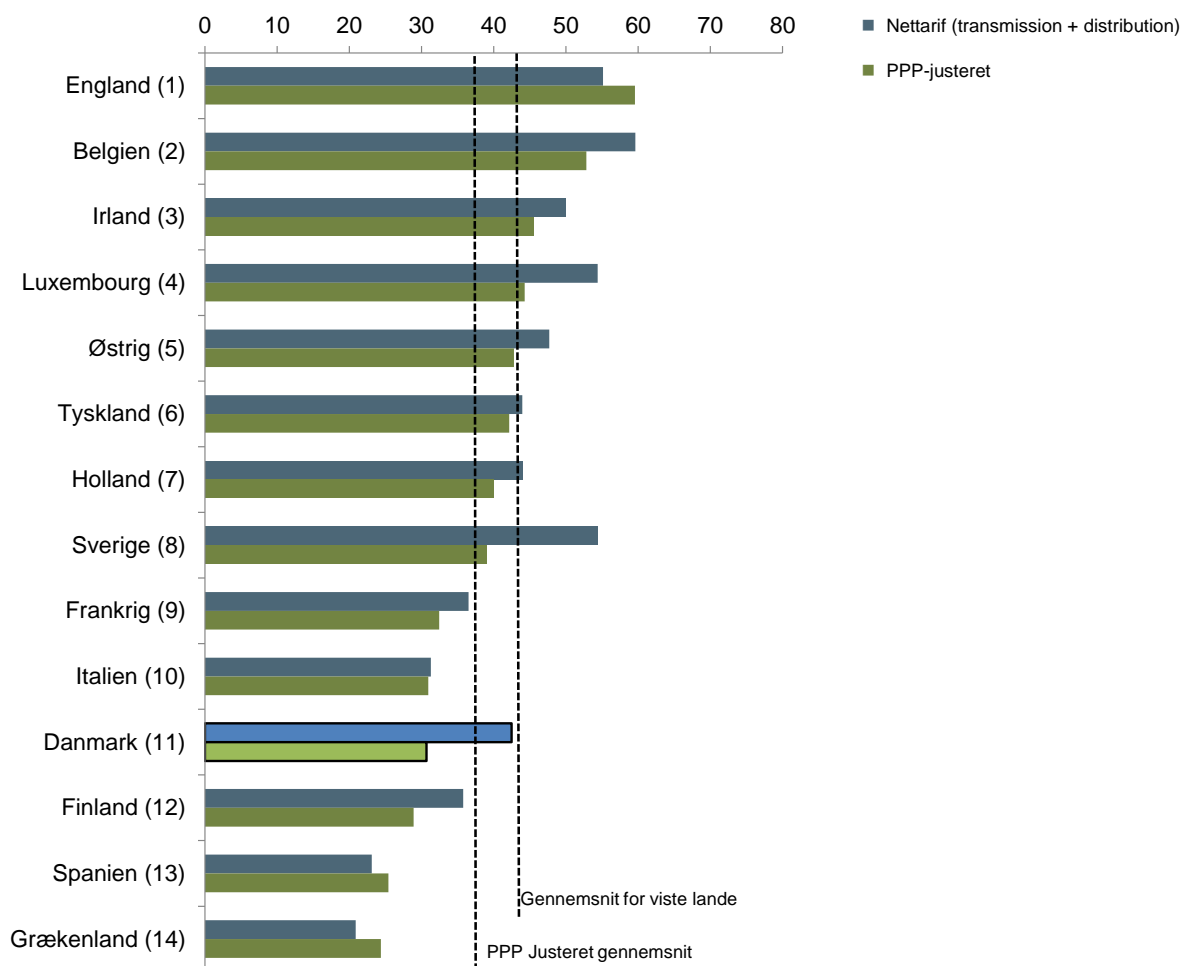
Prisen på eldistribution er et resultat af omkostningerne ved at etablere og drive eldistributionsnettene. En pris som igen er afhængig af det indenlandske prisniveau. Mellem lande er der både forskel i prisen på materialer, afgifter og lønninger, der igen spiller over på eldistributørernes omkostninger. Tallene vist med blå i **Figur 6** er målt i Euro/kWh uden at tage højde for det nationale prisniveau i de enkelte lande.

For at tage højde for forskelle i de nationale prisniveauer, bør der ved en international sammenligning foretages en justering for prisniveauet. Dette gøres ved en såkaldt "Purchasing Power Parity" (PPP) justering, hvor prisen på et produkt korrigeres for det nationale prisniveau. Det nationale prisniveau er nødvendigt at have med i en sådan sammenligning, da prisniveauet er afgørende for de nationale omkostninger til produktion/leverance af et givent produkt.

⁹ Transportomkostninger indeholder transmissions- og distributionsomkostninger for el. Dette skyldes mangel på tilgængelige og sammenlignelige data for distributionstariffen alene.

Justeret for det nationale prisniveau er Danmark fjerde billigst, blandt de 14 EU-lande, godt 20 % under EU14-gennemsnittet for prisen på transport af el for husstande. Dette er vist med grønne søjler i **Figur 6**.

Figur 6 Transportomkostninger til el for husstande i EU14, 2012 (øre/kWh).



Note: I parentes er vist landets rangering for den PPP-justerede transportomkostning for el. Figuren viser summen af transmissions- og distributionstariffen.

Kilde: Eurelectric (2014) og Eurostat for pristalskorrektion.

4.2 Danmark er topscorer i leveringssikkerhed

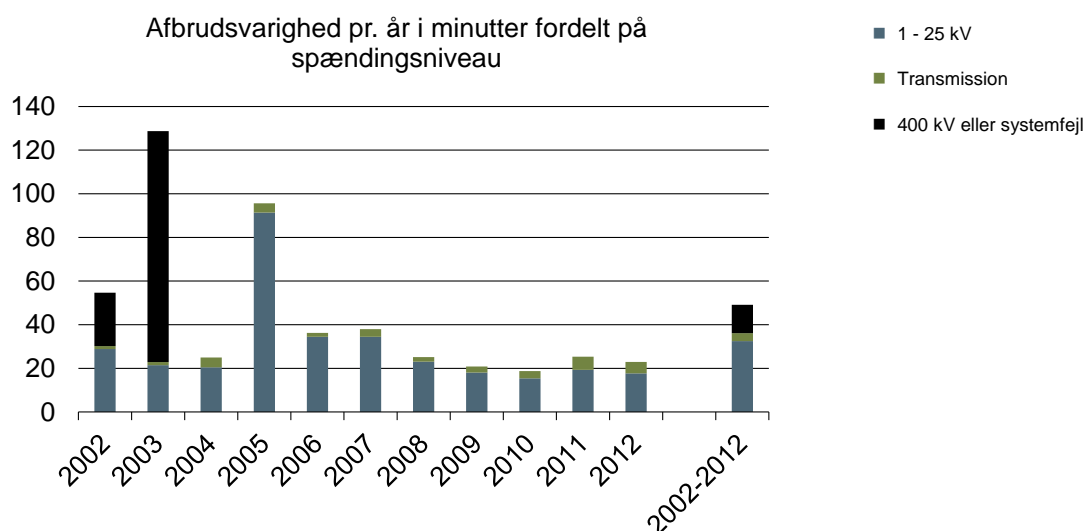
Danmark er i top på leveringssikkerhed. I gennemsnit er der el i stikkontakten 99,997 % af tiden.

Når der er udfald, er det oftest et resultat af fejl i lavspændings- eller højspændingsnettet. Som vist i **Figur 7** er der sket en ændring i årsagen til strømafbrydelser. I 2002 var den gennemsnitlige afbrudsvarighed forårsaget af fejl i 1-25 kV-nettet 28,8 minutter pr. år pr. leveringspunkt. Dertil skal læg-

ges 1,3 minutter pr. år fra fejl i transmissionsnettet og 24,5 minutter pr. år fra fejl i 400 kV-nettet eller systemfejl. I 2012 er dette billede forandret, således at fejl i 1-25 kV-nettet nu kun står for 17,7 minutters afbrydelse pr. år, hvorimod fejl i transmissionsnettet står for 5,3 minutter pr. år.

Ses alene på eldistributørerne over årene, så har de forbedret leveringssikkerheden, samtidig med at de har formået at fastholde de lave priser.

Figur 7 Bidrag til afbrudsvarigheden fordelt på spændingsniveau, 2002-2012.



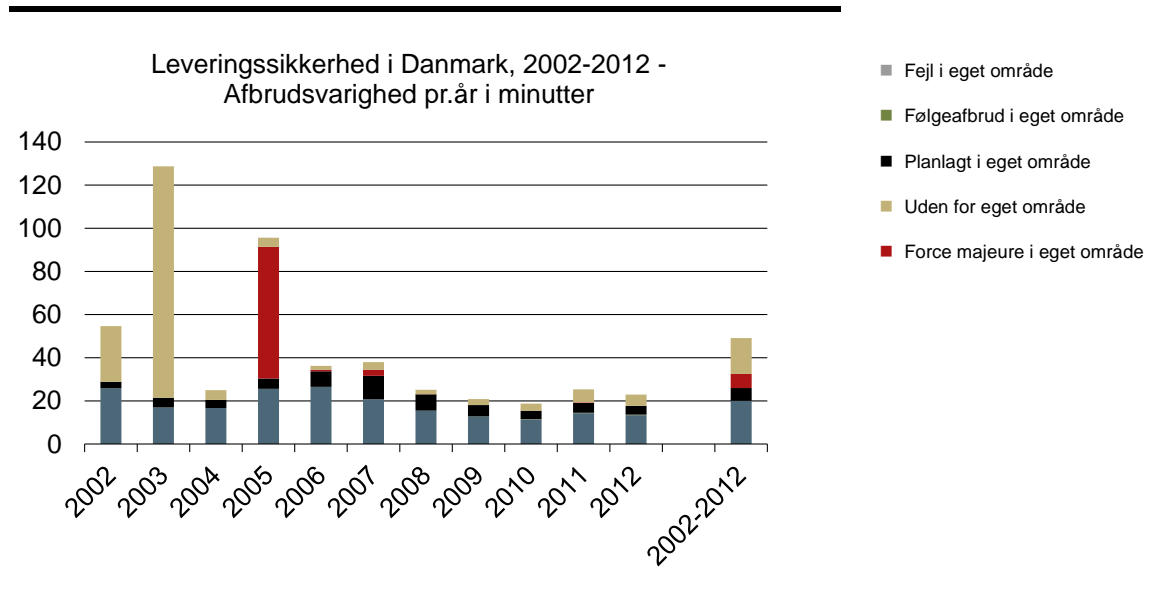
Note: Afbudsvarighed i minutter pr. år pr. leveringspunkt.

Kilde: Dansk Energi, DEFU.

Af **Figur 8** fremgår ligeledes, at eldistributørerne har fået nedbragt den gennemsnitlige afbrudsvarighed i eget område betragteligt i perioden fra 2002 til 2012. Afbudsvarigheden, som skyldes fejl i eget område, er næsten halveret i perioden fra 2002 til 2012, fra 25,9 minutter pr. år pr. leveringspunkt i 2002 til 13,4 minutter i 2012.

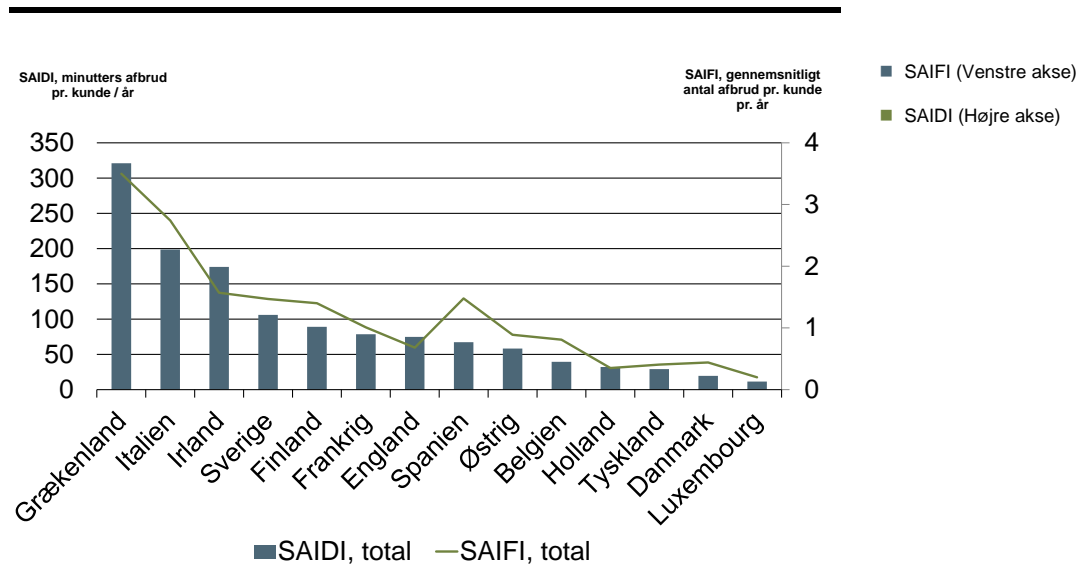
Til sammenligning er der i **Figur 9** vist den danske leveringssikkerhed til sammenligning med vores europæiske naboer og de største EU-lande. Som det ses af figuren, er Danmark i 2012 helt i front på leveringssikkerhed, når vi sammenligner os med vores europæiske naboer, både målt på antal af afbrydelser pr. kunde pr. år, (SAIFI) og målt på den gennemsnitlige afbrudsvarighed pr. kunde pr. år (SAIDI).

Figur 8 Årsager til afbrud i leveringen i Danmark, 2002-2012.



Note: Gennemsnitlig afbrudsvarighed i minutter pr. år pr. leveringspunkt.
Kilde: Dansk Energi, DEFU.

Figur 9 Indikatorer for leveringssikkerhed i Danmark og udvalgte lande, 2012.

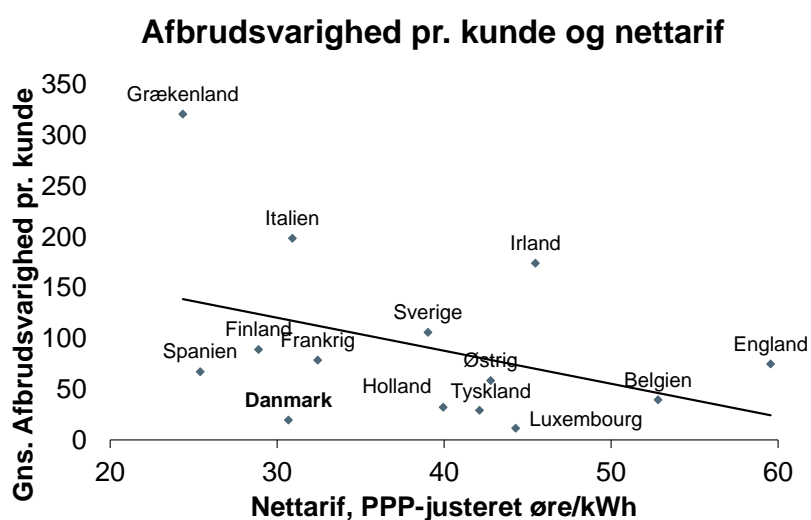


Note: På Europæisk niveau er der fra 2007 skiftet til, at SAIDI opgøres på kundeniveau.
 SAIFI: System Average Interruption Frequency Index (antal strømafbud pr. kunde pr. år).
 SAIDI: System Average Interruption Duration Index (afbrudsvarigheden pr. kunde pr. år).
Kilde: CEER(2014).

4.2.1 Danmark gør sig bemærket med høj leverings sikkerhed og lave distributionstariffer

På europæisk plan er der sammenhæng mellem distributionstariffen, som kunden betaler, og den leverings sikkerhed som kunderne oplever. Danmark gør sig bemærket ved at have den næstlaveste afbrudsvarighed blandt de sammenlignede lande og samtidigt have den 4. laveste nettarif.

Figur 10 Leverings sikkerhed versus gennemsnitlig distributionstarif (PPP), 2012.



Kilde: Eurelectric (2014), CEER(2014) og Eurostat for pristalskorrektion.

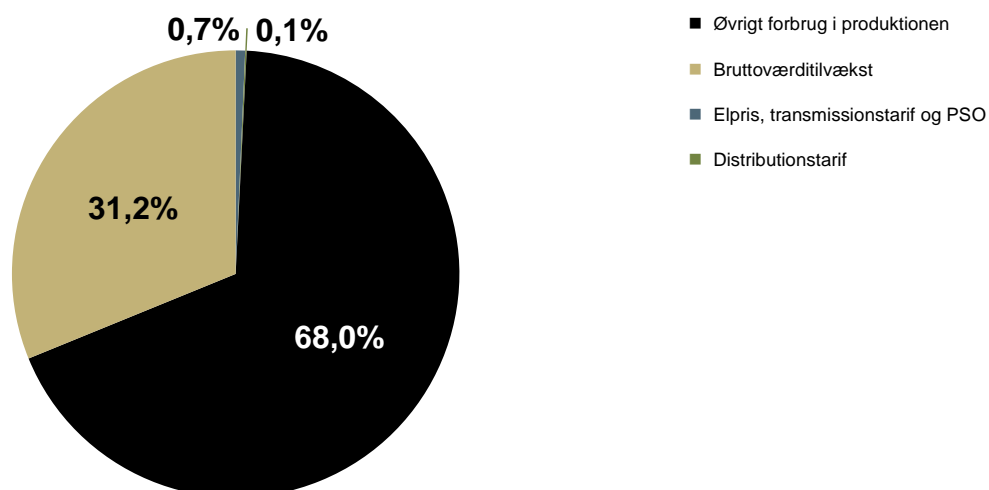
4.2.2 Industriens betaling til eldistributørerne

For erhvervskunderne udgør nettarriffen en mindre del af virksomhedernes omkostninger.

For en erhvervskunde med et årlig forbrug på 1 GWh er nettarriffen 8,8 øre/kWh ud af en samlet elpris på 61 øre/kWh (inklusive PSO-betaling). Altså svarende til 14 % af elprisen.

Samlet købte industrien i 2012 el for 5.204 mio. DKK.¹⁰ Heraf betalte de 729 mio. DKK til eldistributørerne i nettarif. Dette svarer til godt 0,1 % af industriens produktionsværdi og kun 0,16 % af de samlede omkostninger i industriens produktion. Målt på værditilvæksten udgør industriens betaling til eldistributørerne 0,35 %.

Figur 11 Disaggregering af industriens produktionsværdi.



Kilde: Udregnet af Dansk Energi på baggrund af Danmarks Statistik, statistikbanken.dk, tabel ENE4HA og tabel NABP19 samt tarifindberetninger fra medlemmer.

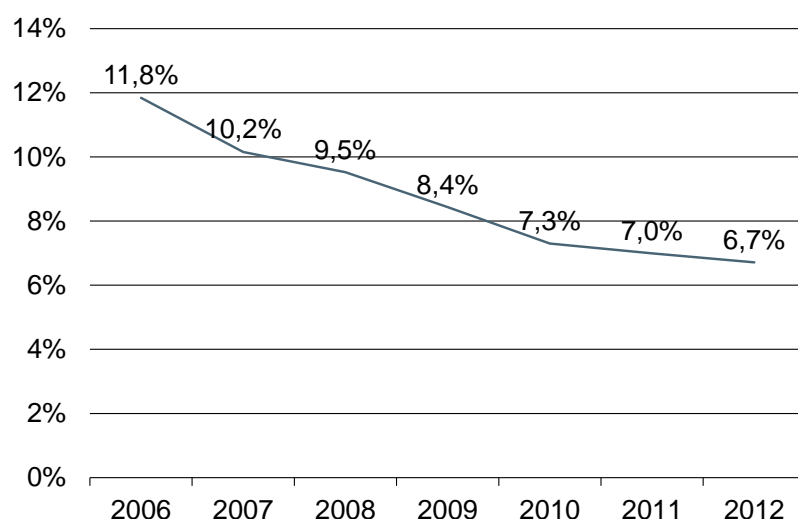
¹⁰ Danmark Statistik, statistikbanken.dk, tabel ENE4HA

4.3 Eldistributørerne har effektiviseret

Der har siden ELFOR-aftalen været stort fokus på at sikre en effektiv drift af eldistributørerne. Et af redskaberne til dette har været udstedelse af effektiviseringskrav, der er udmålt på basis af en benchmarking, der måler de samlede omkostninger for eldistributørerne op imod hinanden, fastlagt med udgangspunkt i deres individuelle driftsvilkår og det omkostningsbillede, der er afledt heraf.

Eldistributørerne har fra 2006 til 2012 reduceret driftsomkostningerne i forhold til de samlede aktiver med 43 %. Denne udvikling har gjort, at eldistributørerne har kunnet fastholde nettatariffen, målt i faste priser, på trods af at den transporterede mængde el, har været faldende over perioden. Det er altså lykkedes eldistributørerne at holde "stk."-prisen på el nede, på trods af et faldende volume. I et system med massive faste omkostninger, så lader det sig kun gøre givet besparelsen på driftsomkostningerne.

Figur 12 Udvikling i eldistributørernes omkostningsprocent, 2006-2012.



Note: Omkostningsprocenten er beregnet som de samlede driftsomkostninger divideret med de samlede aktiver.

Kilde: SET(2014).

Copenhagen Economics har i forbindelse med reguleringseftersynet, på foranledning af Energistyrelsen, estimeret det samlede potentiale for effektiviseringer i eldistributionen. På kort sigt (2-4 år) er potentialet estimeret til mellem DKK 224-427 mio., og på langt sigt (10-14 år) er der estimeret et yderligere potentiale på DKK 430-573 mio., jf. **Tabel 2**. I forhold til disse estimerede effektiviseringspotentialer er der allerede leveret besparelser i omegnen af DKK 350 mio. i perioden 2012-2015, hvor de DKK 330 mio. er varige reduktioner af indtægtsrammerne, jf. **Tabel 3**.

Tabel 2 Potentialer for effektivisering i eldistributionen.

<i>mio. 2011-DKK</i>	Kort sigt (2-4 år)	Lang sigt (10-14 år)
Nedre grænse	224	430
Øvre grænse	427	573

Kilde: Copenhagen Economics (2014).

Tabel 3 Akkumulerede effektiviseringskrav og reduktion i indtægtsramme fra solcellers egetforbrug.

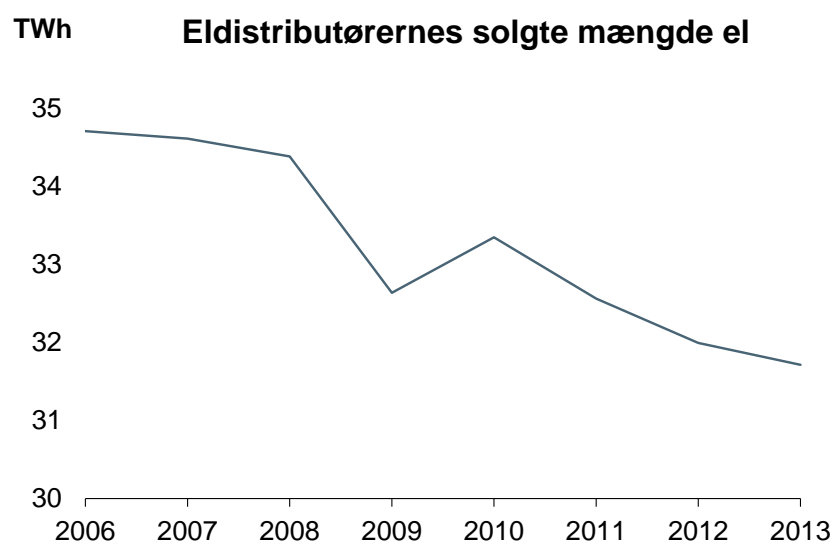
<i>Mio. 2013-DKK</i>	2012	2013	2014	2015
A <i>Akkumulerede effektiviseringskrav siden 2012 på baggrund af benchmarking</i>	78	156	241	330
B <i>Manglende indtægtsramme, som følge af øget solcelletilknyttet egetforbrug siden 2004 (akkumuleret)</i>	11	17	19	20
A + B: Samlet reduktion:	89	173	260	350

Kilde: Energilsynet effektiviseringskrav samt egne beregninger.

På **Figur 13** ses den samlede mængde solgt el i Danmark fra 2006-2013. Antallet af leverede kWh har betydning for eldistributørernes tilladte indtægter (indtægtsrammer). I perioden fra 2006 er indtægtsrammerne – alt andet lige – reduceret i takt med faldet i den transporterede energi.

Distributørernes økonomi udfordres af faldet i leverede kWh, fordi reduktion af indtægtsrammer overstiger de sparede omkostninger til nettab og vedligeholdelse.

Figur 13 Den samlede mængde solgt el i Danmark, 2006 – 2013.



Kilde: Dansk Energi, Statistikdata.

4.3.1 Reduktion af de påvirkelige omkostninger

Fra 2008 til 2014 har eldistributørerne skåret 31 % af de påvirkelige omkostninger fra DKK 2.659 mio. til DKK 1.832 mio. De påvirkelige omkostninger består af driftsomkostninger, fratrukket nettab og godkendte korrektioner for driftsomkostninger.

Eldistributørernes store reduktioner af de påvirkelige omkostninger, er kun blevet mødt med endnu flere krav om effektiviseringer. I 2008 blev eldistributørerne mødt med et pålagt effektiviseringskrav på DKK 42,9 mio. pr. år. År for år er der tillagt ekstra årlige krav, og i 2014 var det steget til DKK 90,6 mio. Det har betydet, at effektiviseringskravet i 2014 udgør 4,9 % af eldistributørernes påvirkelige omkostninger.

Tabel 4 Eldistributørernes påvirkelige omkostninger, 2008-2015.

<i>Løbende priser, DKK mio.</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Driftsomkostninger	3.629	3.423	3.481	3.220	2.812	2.764	2.790	2.717
(-) Godkendt korrektion driftsomkostninger	261	149	103	70	99	184	178	93
(-) Nettab	709	721	817	725	756	751	781	763
Påvirkelige omkostninger	2.659	2.553	2.561	2.426	1.957	1.829	1.832	1.861

Kilde: SET(2014), se <http://energitilsynet.dk/el/offentligt-tilgaengeligt-register/reguleringsregnskaber/>

Note: De påvirkelige omkostninger består af driftsomkostninger fratrukket nettab og godkendte korrektioner for driftsomkostninger

Omkostninger til fjernaflæste målere er trukket fra de påvirkelige omkostninger fra indtægtsrammeåret 2012 og frem.

Omkostninger til smart grid er trukket fra de påvirkelige omkostninger fra indtægtsrammeåret 2013 og frem.

Disse poster er indregnet i godkendt korrektion af driftsomkostninger.

Tal for 2015 er per 23.09.2014 i høring og er derfor foreløbige.

Tabel 5 Effektiviseringskrav i forhold til de påvirkelige omkostninger hos eldistributørerne, 2008-2015.

<i>Løbende priser, DKK mio.</i>	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Pålagte effektiviseringskrav	42,9	73,3	119,9	110,6	78,5	103,4	90,6	86,2
Akkumulerede effektiviseringskrav	42,9	116,2	236,1	346,7	425,2	528,6	619,2	705,4
Påvirkelige omkostninger	2.659	2.553	2.561	1.426	1.957	1.829	1.832	1.861
Ratio	1,6%	2,9%	4,7%	4,6%	4,0%	5,7%	4,9%	4,6%

Kilde: Energitilsynets Benchmarking Afgørelse (per 19.09.2014)

Note: Tal for 2015 er per 23.09.2014 i høring og derfor foreløbige.

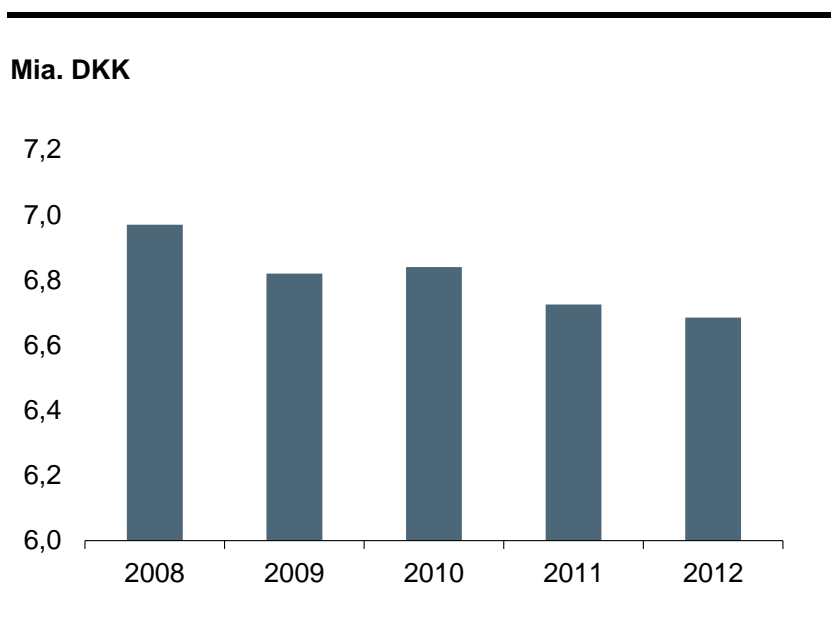
4.3.2 Indtægtsrammen er reduceret

I løbet af fire år fra 2008 til 2012 blev eldistributørernes samlede indtægtsramme reduceret med DKK 281 mio. Som det er set i det ovenstående afsnit, er de påvirkelige omkostninger reduceret med DKK 702 mio. i samme periode. I 2008 fyldte de påvirkelige omkostninger 39 % af den samlede indtægtsramme og i 2012 fyldte de 29 %.

Eldistributørerne har altså reduceret mere i de påvirkelige omkostninger end svarende til det pres, der er lagt igennem en løbende reduktion i indtægtsrammen. Det betyder, at eldistributørerne har effektiviseret driften mere, end de umiddelbart har været tvunget til igennem en lavere indtægtsramme.

Forklaringen på denne "ekstra" effektivisering skal findes i den måde, den nuværende regulering er skruet sammen på. De selskaber, som er bundet af indtægtsrammen, kan ikke opnå den forrentning af den investerede kapital, som ellers muliggøres under forrentningsloftet. Ved at skære mere i driftsindtægterne end effektiviseringskravet til indtægtsrammen tilsiger, kan der altså opnås en højere forrentning af den kapital, som elsektoren skal tiltrække. Forrentningen af kapital er dog begrænset til et loft, der svarer til den aktuelle lange byggerente plus 1 %-point.

Figur 14 Samlet indtægtsramme, 2008 – 2012.

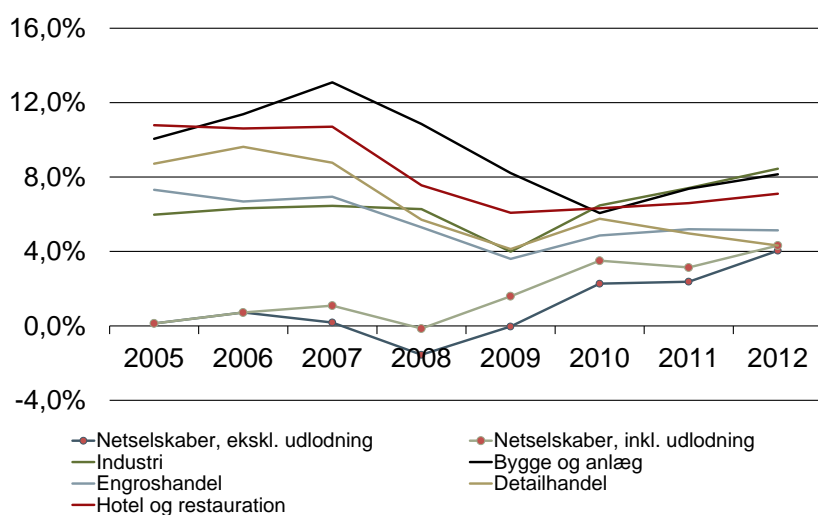


Kilde: Dansk Energi, baseret på SET(2014) og data fra SET.

4.4 Eldistributørernes historiske afkast sammenlignet med øvrige sektorer

Afkastgraden, beregnet som overskud før finansielle omkostninger og skat divideret med værdien af aktiverne, hos de danske eldistributører har i en lang periode været markant lavere end i andre private sektorer i økonomien. I perioden fra 2005 til 2009 har afkastgraden hos eldistributørerne været under 1 % i gennemsnit. Fra 2009 til 2012 er afkastgraden begyndt at vokse som resultat af effektivisering. I 2012 var afkastgraden hos eldistributørerne på niveau med industrien, men stadigvæk lavere end handel, hotel og restaurations og bygge og anlæg.

Figur 15 Afkastgrad hos eldistributører og andre sektorer i Danmark, 2005-2012.



Note: Afkastgrad er regnet som (EBIT / Gennemsnitlige aktiver) for det enkelte år.

Kilde: Danmarks Statistik, REGN5 og eldistributørernes årsrapporter indsamlet af Dansk Energi.

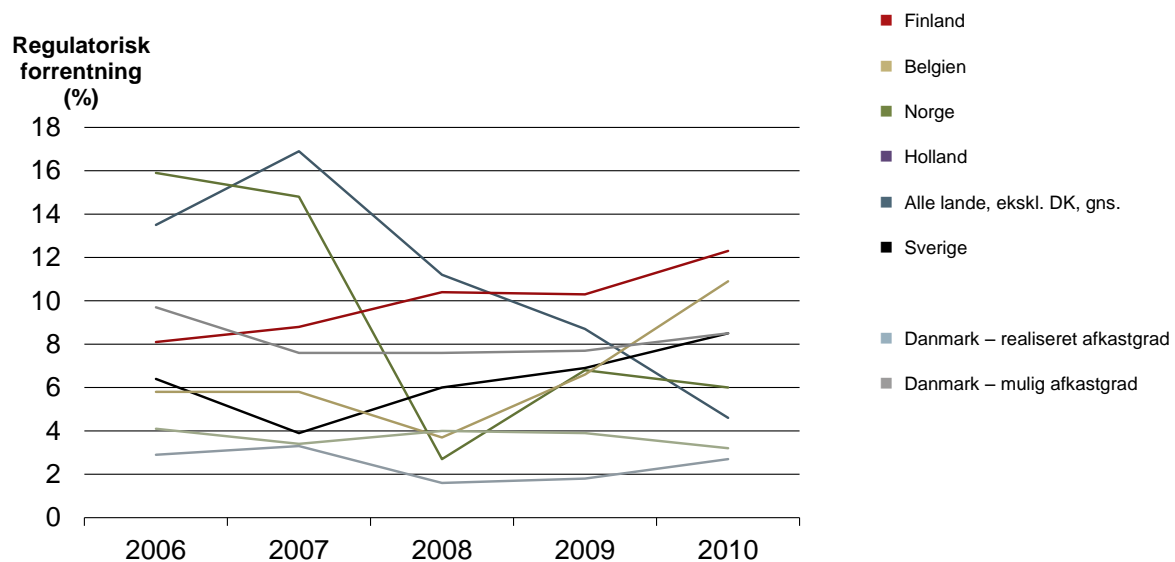
4.4.1 Danske eldistributørers afkast i relation til udenlandske eldistributører

Historisk set har de danske eldistributører også haft lavere forrentning (målt som den regulatoriske forrentning) end eldistributørerne i vores europæiske nabolande.

På **Figur 16** ses for Danmark både den realiserede og mulige afkastgrad. Forskellen på de to er, at den realiserede er den afkastgrad, som de danske eldistributører samlet set opnåede i et givet år, hvorimod den mulige afkastgrad er den, som eldistributørerne kunne have opnået, når der tages højde for det gældende forrentningsloft og indtægtsrammerne.

Den gennemsnitlige regulatoriske forrentning¹¹ i Belgien, Finland, Sverige, Norge og Holland var på 8,5 % i 2010. I Danmark var den regulatoriske forrentning under halvdelen heraf, nemlig 2,7 % samme år. Det ses af **Figur 16**, at Danmark skiller sig ud som det land med den laveste regulatoriske forrentning i alle år.

Figur 16 Regulatorisk mulig forrentning for eldistributører i Danmark og udvalgte lande, 2006-2010.



Note: Regulatorisk forrentning EBIT / (netaktiver * 1,02). Den mulige afkastgrad er begrænset til den laveste værdi af henholdsvis forrentningsloftet og den mulige forrentning, som sættes af indtægtsrammen.

Kilde: Deloitte(2012).

¹¹ Definitionen på regulatorisk forrentning er (driftsmæssige indtægter – driftsomkostninger - afskrivninger +/- differencer) / (Netaktiver + 2 %).

4.4.2 Danske eldistributørers afkast sammenlignet med Storebælt A/S

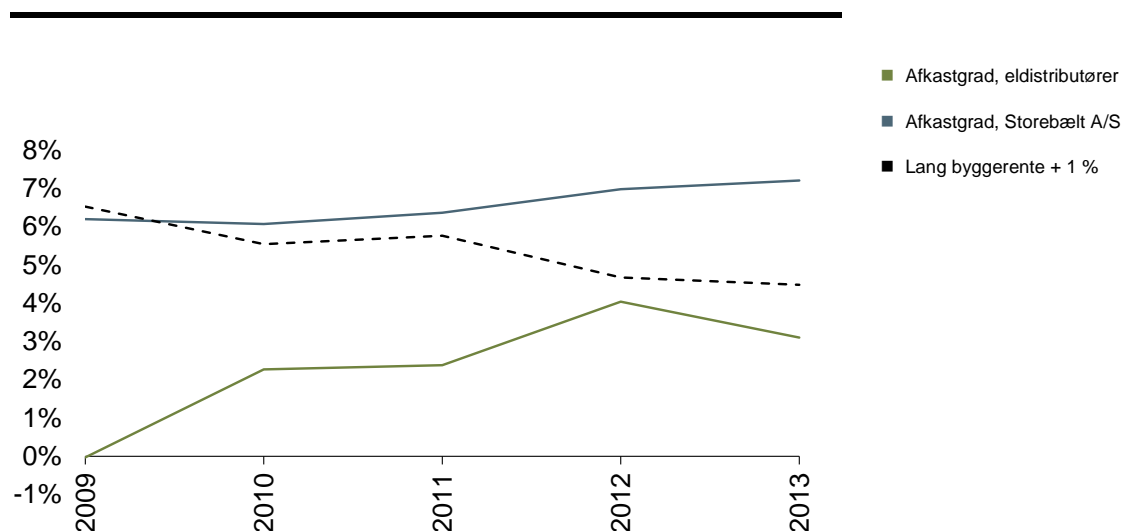
For at vurdere afkastgraden hos eldistributørerne, er der i det følgende foretaget en sammenligning imellem den tilladte og den faktiske afkastgrad hos eldistributørerne og afkastgraden i Storebælt A/S.

Når der sammenlignes med Storebælt A/S skyldes det to forhold: Dels er Storebælt A/S et naturligt monopol, i lighed med eldistributørerne. Dels er Storebælt A/S ejet af den danske stat, og afkastgraden her kan give indtryk af den afkastgrad, som staten finder rimelig, når indtægter i naturlige monopoler skal vejes op imod de priser, som borgene mødes med.

Der er i analysen kigget på perioden fra 2009 til 2013.

Fra 2009 til 2013 har den gennemsnitlige afkastgrad i Storebælt A/S været 6,6 %, 1,2 % point højere end eldistributørernes forrentningsloft (byggerenten + 1 %) som har været på 5,4 % i samme periode.

Figur 17 Afkastgrad i eldistributørerne og Storebælt A/S.



Kilde: Dansk Energi og årsregnskaber fra Storebælt A/S indsamlet af Dansk Energi.

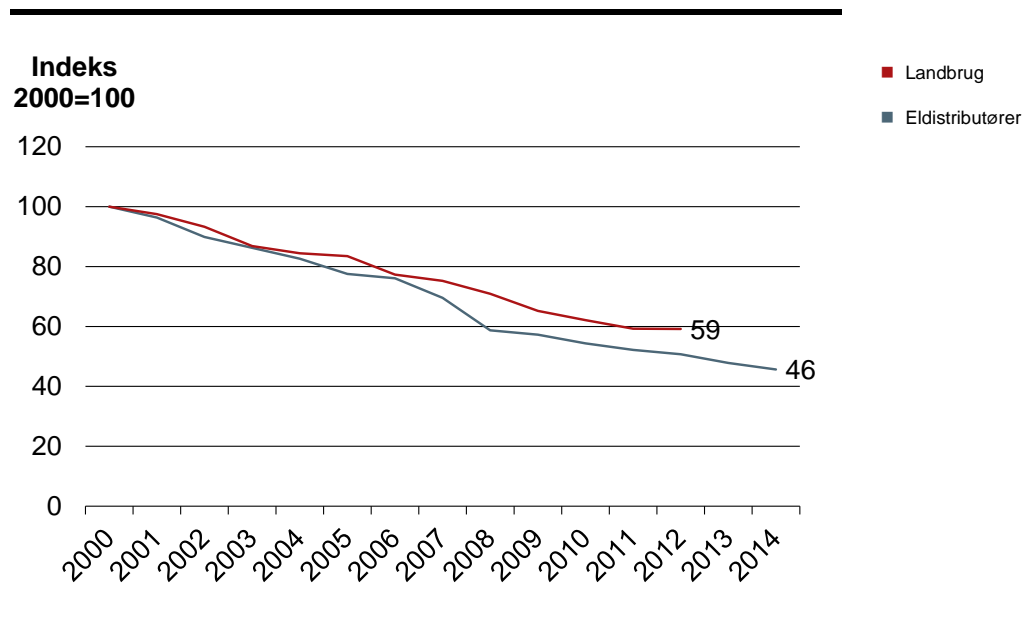
4.5 Konsolidering blandt eldistributørerne

Som det blev vist ovenfor, har eldistributørerne effektiviseret løbende over årene. Et af de brugte midler til effektivisering er konsolidering af eldistributørerne, hvor der kan hentes stordriftsfordele ved fusioner, således at eksempelvis administration og ledelse kan løses med færre ressourcer i et stort selskab end i to små. Siden år 2000 er antallet af eldistributører mere end halveret i kraft af konsolideringer på tværs af selskaberne som vist i nedenstående **Figur 18**.

Landbruget har historisk været en branche, hvor der har været særlig fokus på konsolideringer, og hvor hele erhvervsstrukturen er gået fra mange mindre landbrug til færre store landbrug.

Sammenlignet med landbruget har der faktisk været større konsolidering hos eldistributørerne i perioden 2000 til 2014, hvilket understreger, at udviklingen har været meget markant.

Figur 18 Udviklingen i antal landbrug og eldistributører, 2000-2014.



Kilde: Danmarks Statistik (tabel GF2) og Dansk Energi, branchestatistik.

5 Eldistributørernes bidrag til den grønne omstilling

Hele det globale energisystem er under en fundamental forandring i disse år. Elproduktionen skal gøres mindre forurenende, leveringssikkerheden skal øges eller fastholdes på et højt niveau og der skal stadigvæk leveres et produkt, som understøtter vækst i erhvervslivet og velstand blandt husstandene.

Eldistributørerne har en central rolle i den grønne omstilling af energisystemet. Det sker både direkte gennem en succesfuld energispareindsats, hvor eldistributørerne er en kerneaktør. Men også mindre synlige opgaver som indførelse af timeafłeste elmålere og indpasning af decentral produktion løftes af eldistributørerne.

En fuldstændig omlægning af et moderne samfunds primære forsyningskilde kræver sammenhængskraft og deltagelse fra centrale aktører. Forbrugerne oplever en gevinst ved energibesparelser og decentral produktion, og timeafregning vil også på sigt øge mulighederne for at tilbyde nye services til elkunderne.

Når vores energisystem er under fundamental forandring i disse år, sker det i nært samarbejde med eldistributørerne. Fluktuerende decentral produktion, elbiler eller smartere energiløsninger er alle store teknologiske landvindinger, der påvirker det samlede energisystem og ikke mindst eldistributørerne. Det er en udvikling, der forekommer i et højt tempo og kræver alle aktørernes aktive medvirken for at sikre et effektivt og sammenhængende elsystem fra produktion via transmission og distribution og ud til den endelige forbruger.

5.1 Eldistributørernes energispareindsats

Eldistributørerne bidrager med en stor indsats til, at der årligt skæres milliarder af kroner af kundernes energiregninger ved brug af energieffektivisering. Via en aftale med klima- og energiministeren har distributørerne på tværs af forsyningsarter forpligtet sig til at hjælpe forbrugere og virksomheder med at effektivisere deres energiforbrug til gavn for både miljø og økonomi. Færre omkostninger til energi skaber større råderum hos kunderne og øger vækst og investering. Indsatsen er dermed med til at sætte hjulene i samfundet i gang.

Opmærksomheden på energibesparelser er ligeledes steget i takt med, at man over de seneste mange år fra politisk side har fået fokus på potentialet. Energieffektivisering er i dag en helt central del af Danmarks energipolitik og den grønne omstilling, hvor der er fokus på bæredygtighed og den samfundsmæssige økonomiske gevinst ved energioptimering.

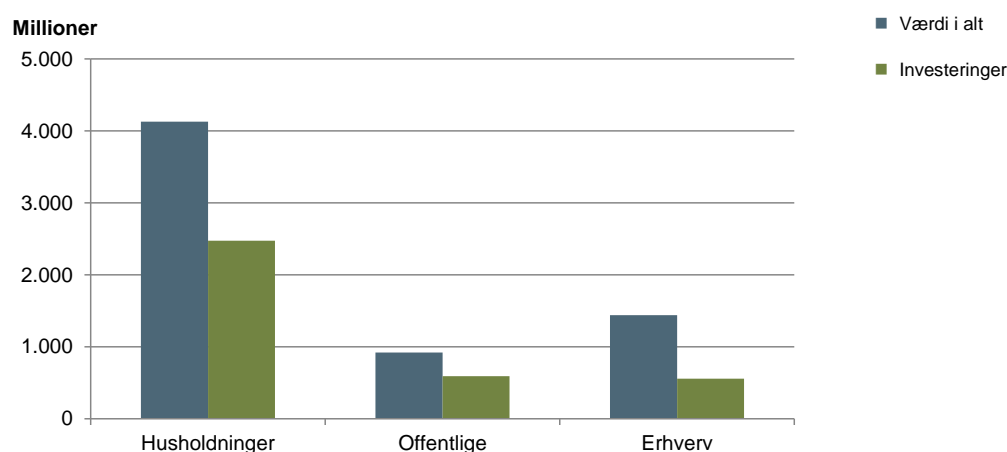
Energiselskaberne realiserer besparelser i både boliger, i den offentlige sektor og virksomheder. Et vigtigt kriterie er, at besparelserne skal være effektive og gennemføres så omkostningseffektivt som muligt.

5.1.1 Værdiskabelse i husholdninger og vækst i industri

Eldistributørerne har været en del af energispareaftalen siden 2006, hvilket udover at skabe værdi for slutbrugere har haft en positiv effekt på markedet for energiservices og –ydelser, som er vokset kraftigt i takt med, at besparelsesmålet er blevet forøget af flere gange. I perioden 2013-2015 skal eldistributørerne hjælpe danskerne med at realisere besparelser på i alt 3,9 TWh, hvilket svarer til det samlede energiforbrug i 185.000 husstande. Det udgør mere end 40 % af energiselskabernes samlede indsats.

Eldistributørernes indsats i 2013 bidrog til at realisere besparelser svarende til en værdi i levetiden på over DKK 6,5 mia. Fraregnes investeringsomkostninger svarer nettoværdien af besparelserne, som eldistributørerne hjælper med at realisere i 2013, til DKK 2,9 mia., jf. **Figur 19**.

Figur 19 Nutidsværdien af realiserede besparelser fordelt på sektorer i 2013.



Note: Nutidsværdi af besparelserne. Energiforbruget er forskelligt for husholdninger, det offentlige og erhverv. Dette afspejles i værdien af besparelserne. 10 % af den samlede indsats er konverteringer, optimering af ledningsnet mv.. Disse er ikke inkluderet i ovenstående beregning.

Kilde: Kilde: Dansk Energi, egne beregninger.

Energieffektivitet er ligeledes med til at styrke konkurrenceevnen direkte for dansk erhvervsliv og derigennem skabe job og vækst. De sidste tre år er dansk industris produktion vokset, mens energiforbruget er faldet. Energiselskabernes spareindsats udgør et væsentligt bidrag til den udvikling.

Energispareindsatsen giver gevinster på tre niveauer:

- Energibesparelser til gavn for miljø og økonomi
- Forbedret konkurrenceevne for dansk industri gennem lavere energiforbrug
- Job og vækst hos danske cleantech-leverandører

5.2 Timeafłæste elmålere

Eldistributørerne er ansvarlige for måling af levering og aftag af elektricitet i nettet. De bruger elmålere til at indsamle information om kundernes forbrug, således at der kan indkøbes energi samt betales afgifter og nettariffer til hhv. stat og eldistributørerne. Endvidere bruges målingerne til at synliggøre kundernes energiforbrug, så kunderne bliver bevidste om dette. I fremtiden vil timemåling af samtlige kunder stille store krav til eldistributørerne.

Fra oktober 2015 overgår forpligtigelsen med at forsyne brugerne af nettet med de nødvendige oplysninger om måling af elektriciteten, herunder om den enkelte forbrugers forbrugsdata til datahubben. Eldistributørernes opgaver består herefter i at indberette alle oplysninger af betydning for elhandlernes fakturering af slutbrugerne, herunder om de enkelte aftagenumres forbrug af elektricitet samt tarifoplysninger til datahubben.

For eldistributørerne forudsætter timemåling nye investeringer og processer til at drive målesystemerne. Mængden af information, elmålerne kan indsamle, er af et omfang, så eldistributørerne ikke uden videre kan hjemtage alle data løbende. Når der opstår behov, fx. et fald i spændingskvaliteten i et område, er det vigtigt, at eldistributøren har mulighed for at hjemtage forbrugsmålinger, men også målinger på spænding, strøm, reaktiv effekt mv. Det kræver både måleudstyr, kommunikationssystemer og datahåndteringssystemer til at løse denne opgave.

5.2.1 Synergieffekter mellem timeafłæste elmålere og resten af energisystemet

Timeafłæste elmålere tilvejebringer betydelig information om nettet, herunder detaljeret viden om forbrug og produktion overalt i nettet, registrering af spændingskvalitetsproblemer, registrering af afbrud samt registrering af skæv fordeling af belastningen på faserne. Denne viden benyttes, når der skal tages stilling til eventuelle forstærkninger af nettet eller iværksættelse af andre tiltag for at løse problemer fremkaldt af et stigende forbrug, når elektrificeringen tager fart i Danmark eller af en stigende decentral produktion i dele af nettet.

Samtidig med engrosmodellens indførelse gives eldistributørerne mulighed for i højere grad at kunne anvende tidsmæssigt- og geografisk differentierede tariffer med sigte på at realisere fleksibilitet i elforbruget og dermed reducere spidsbelastningen i nettet. Dette forudsætter også timeafłæste elmålere.

Dansk Energi har i samarbejde med Energinet.dk etableret et markedskoncept for mobilisering af det fleksible elforbrug. Her er udrulning af timeafłæste elmålere en grundlæggende forudsætning. Konceptet indebærer, at eldistribu-

tørerne og Energinet.dk efterspørger op- og nedreguleringsydelser på et marked, hvor større kunder selv kan udbyde disse ydelser, og for mindre kunder udbydes ydelserne via aggregatorer, der puljer ydelserne for den kundeportefølje, de repræsenterer.

Energinet.dk har udarbejdet en samfundsøkonomisk analyse af udrulning af fjernaflæste timeelmålere.¹² Her udviser analysen en positiv samfundsøkonomi. I basisscenariet medfører udrulning af timeaflæste elmålere en positiv værdi for samfundet på DKK 10 mio. årligt. Det konservative scenarie giver et negativt resultat på DKK -138 mio., mens det progressive scenarie giver en positiv værdi på DKK 60 mio. årligt.

5.3 Positiv samfundsøkonomi i timeafregning

Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen har udarbejdet en cost-benefit analyse af potentialet for samfundsøkonomiske besparelser gennem henholdsvis energibesparelser og fleksibelt elforbrug.¹³

Analysen indeholder blandt andet gevinster ved at flytte elforbruget til tidspunkter med lav elpris og fri kapacitet i distributionsnettet. Engrosprisen pr. kWh er generelt stigende med elforbruget og svinger derfor meget i løbet af et døgn. Da forbruget generelt er væsentligt højere om eftermiddagen og aftenen end om natten, er der et potentiale for økonomiske besparelser, da visse elforbrugende opgaver kan udskydes fra timer med høj elpris til timer med lav elpris. Timeafregning er en forudsætning for, at denne gevinst kan indhøstes. Uden timeafregnede elmålere betaler kunden en fast pris pr. kWh uafhængigt af tidspunktet for elforbruget i løbet af døgnet.

Konsulentfirmaet IT Energy har i 2011 gennemført en analyse af potentialet af det fleksible elforbrug (elforbrug der kan forskydes i tid) for henholdsvis husholdninger og de mindre erhverv.¹⁴ Analysen viser, at der er stor forskel på, hvor længe en elforbrugende opgave kan udskydes. Men det er f.eks. muligt at udskyde start af vaske- og opvaskemaskine fra om eftermiddagen til sidst på aftenen, og en fryser kan vha. smart styring indstilles til at afbryde elforbruget i timer med høje elpriser.

Forbrugere starter typisk opvaskemaskinen lige efter aftensmaden, hvor elprisen er høj. Groft sagt vil der ske en samfundsøkonomisk besparelse, hvis disse forbrugere venter med at starte opvaskemaskinen til fx efter midnat. Det er ikke umiddelbart klart, hvor stor en andel af de fleksible elforbrugende opgaver, der potentielt vil kunne udnyttes til at opnå økonomiske besparelser gennem en tilpasning af forbruget til tidspunkter med lave elpriser.

Konkurrence- og Forbrugerstyrelsen har af denne årsag valgt flere scenarier i deres samfundsøkonomiske analyse. Middelscenariet indebærer et potentiale for en årlig gevinst på 440 mio. DKK, jf. Tabel 6. For alle tre scenarier er der en positiv samfundsøkonomisk gevinst.

På længere sigt vurderes det samfundsøkonomiske potentiale at være større end de angivne tal i Tabel 6. Det skyldes, at ikke alene elforbruget, men også den fleksible andel af elforbruget forventes at stige betydeligt i takt med, at elbiler og eldrevne varmepumper løbende vil udgøre en større andel af energiforbruget til transport og opvarmning. Den mængde energi, som kan rykkes

¹² ENS(2013)

¹³ KFST(2011)

¹⁴ KFST(2011)

fra dyre til billige timer vil dermed vokse, og det gør et fleksibelt elforbrug endnu mere attraktivt set i forhold til i dag.

Tablet 6 Potentiale for samfundsøkonomiske gevinster¹⁵.

	Lavt scenarie (%)	Middel scenarie (%)	Højt scenarie (%)
<i>Antagelse om potentiale for at flytte elforbrug</i>	6	12	18
<i>Antagelse om potentiale for energibesparelser</i>	2	5	10
	(DKK mio.)	(DKK mio.)	(DKK mio.)
<i>Investeringsomkostninger</i>	124	124	124
<i>Måleromkostninger</i>	112	112	112
<i>Formidlingsomkostninger</i>	13	13	13
Omkostninger i alt pr. år	248	248	248
<i>Fleksibelt elforbrug</i>	191	381	572
<i>Energibesparelser</i>	121	303	605
<i>Øget effektivitet i nettet</i>	4	4	4
Potentialet for besparelser i alt per år	316	688	1.181
Samfundsøkonomisk nettogevinst pr. år	68	440	933

Kilde: KFST(2011).

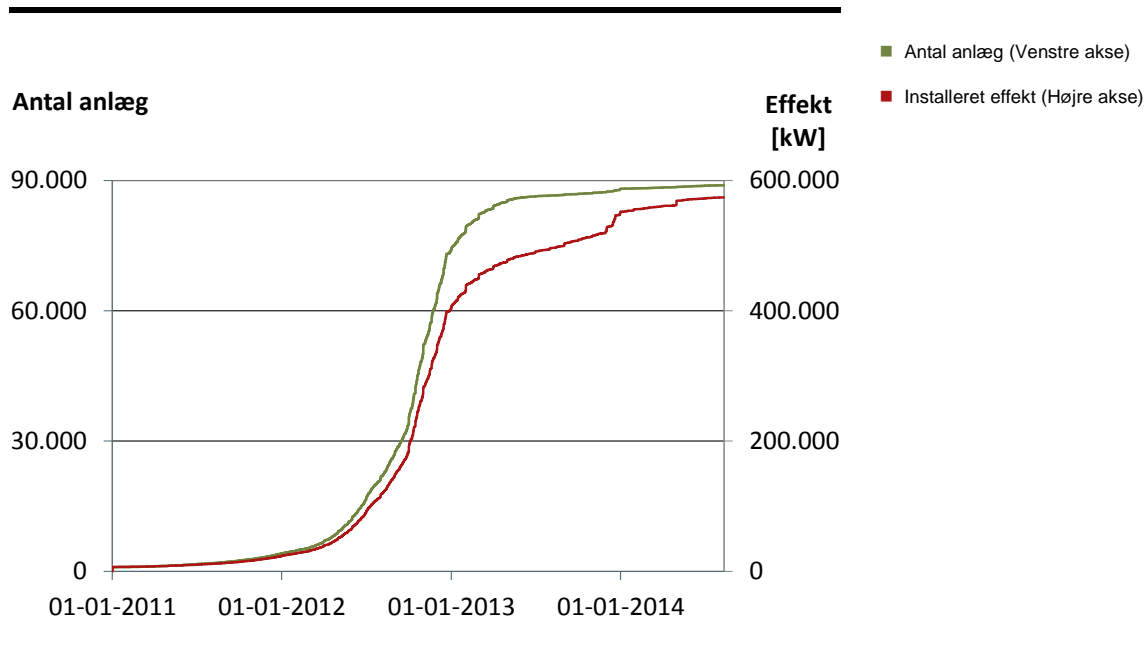
¹⁵ Note: Der er også indeholdt gevinster ved, at udrulning af timeafłæste elmålere medvirker til at skærpe priskonkurrencen og bevidstgøre kunden om sit forbrug og prisen på el. Samtidig vil timeafłæste elmålere bidrage til øgede energibesparelser ved at give forbrugerne adgang til detaljeret feedback om eget forbrug og dermed gøre dem i stand til at effektivisere eget elforbrug. I dag får kunder uden fjernafłæste elmålere ofte kun oplyst deres samlede elforbrug én gang om året. Det gør det svært for den enkelte forbruger at identificere sit potentiale for at opnå energibesparelser.

5.4 Tilslutning af solceller

I løbet af 2012 blev solceller hvermandseje i Danmark. Efter en årrække, hvor bl.a. tyske støtte regler havde skabt et stort marked med konkurrence, og man dermed høstede markante prisreduktioner på de installerede solcelleanlæg, kom bølgen til Danmark. De mange solceller blev installeret på almindelige danskeres parcelhuse og blev tilsluttet distributionsnettet.

Figur 20 viser, at der i en to-års periode (fra midt-2011 til midt-2013) blev installeret ca. 85.000 solcelleanlæg i distributionsnettene i Danmark. Eldistributørerne er gået proaktivt ind i udviklingen af solcelleområdet. Førsteprioritet har været at få behandlet de indkomne anmodninger om nettilslutning af solcelleanlæg på trods af øgede omkostninger som følge af den nye kundetype.

Figur 20 Udvikling i antal og installeret effekt af solceller i Danmark.



Kilde: Energinet.dk
<http://energinet.dk/DA/EI/Engrosmarked/Udtraek-af-markedsdata/Sider/Statistik.aspx>

Grundet usikkerheden omkring omkostningsfordelingen mellem solcelleejer og eldistributør har eldistributørerne i forbindelse med tilslutning af solcelleanlæg ladet tvivlen komme solcelleejerne til gode og påtaget sig omkostninger til forstærkning af lavspændingsnettet, hvor dette ikke har haft den fornødne kapacitet. I enkelte tilfælde har disse omkostninger været i samme størrelsesorden som den samlede anlægsinvestering af solcelleanlæggene.

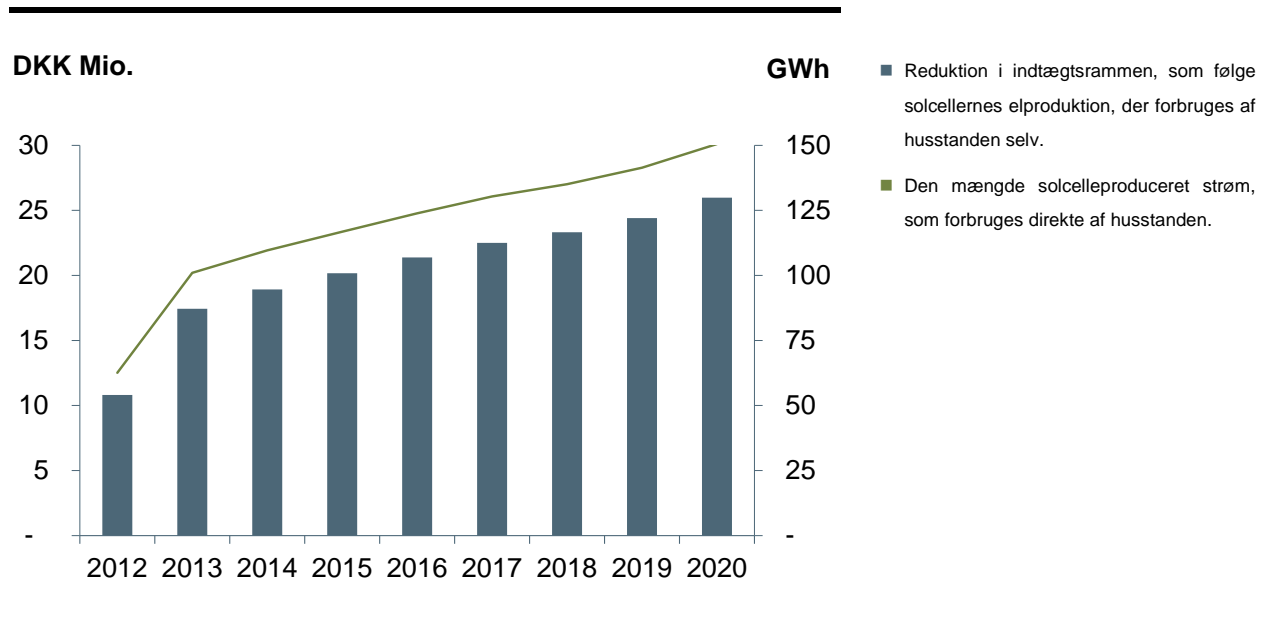
Ydermere har eldistributørerne haft væsentlig øgede omkostninger til administration af solcelleanlæg, dels grundet det store antal solcelleanlæg og dels grundet formodede støtteordninger for større anlæg. For så vidt gælder de større solcelleanlæg har der primært været tale om forespørgsler, dog med en ikke ubetydelig administrationsindsats fra eldistributørernes side, hvorfor langt størstedelen af omkostningerne er blevet afholdt af eldistributøren. Eldistributørerne har flyttet ressourcer fra andre områder over til administration af sol-

celleanlæg for ikke at stå i vejen for de i støtteordningernes indbyggede deadlines bl.a. i forhold til regulering af støttesatser.

Figur 21 viser et estimat af eldistributørernes forventede fald i indtægtsramme som følge af, at solcelleproduktion reducerer den leverede mængde el til de boliger, som har solceller. Indtægtsrammen beregnes nemlig som en reguleringspris multipliceret med det leverede antal kWh.

Den transporterede mængde el bliver reduceret, fordi solcelleproduktionen bliver brugt umiddelbart i den husstand, hvor solcellerne er installeret og afløser den mængde el, der ellers var blevet aftaget fra distributionsnettet. Solcellerne virker som en elbesparelse, der permanent reducerer indtægtsrammen for eldistributørerne. Akkumuleret frem til 2020 står eldistributørerne til at miste DKK 185 mio. i 2012-priser

Figur 21 Reduktioner i indtægtsrammen som følge af solcelleudrulning, 2012-2020, 2012-priser.



Kilde: Dansk Energi, egne beregninger.

6 Forventninger til fremtidens distributionsnet

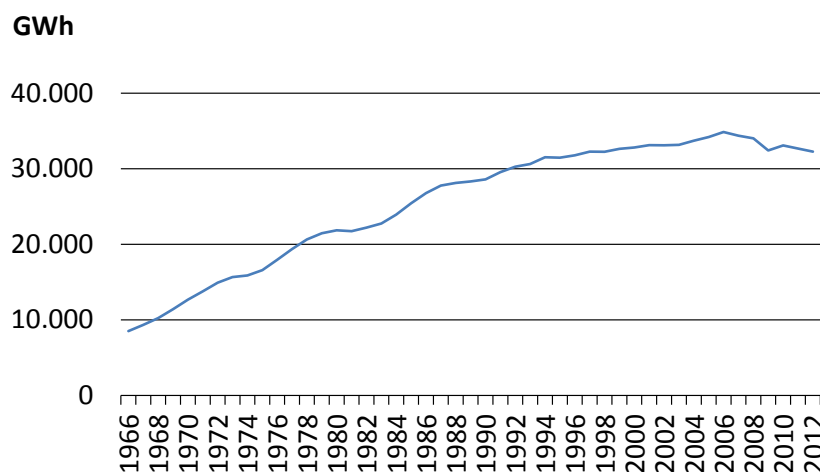
Fremtidens elnet skal kunne håndtere øget decentral elproduktion fra solceller samt langt større elforbrug fra energieffektive løsninger som elbiler og varmepumper.

Samtidig får eldistributørerne, der står for planlægning og drift af distributionsnettet, nye værktøjer som supplement til traditionel netforstærkning. Det gælder om at optimere driften gennem øget monitorering af nettet, nye smarte netkomponenter og fleksibelt elforbrug. Udviklingen af disse værktøjer kræver fortsættelse af igangværende udviklings- og demonstrationsaktiviteter og investeringer i en omverden, der er langt mere usikker end førhen.

Den betydelige usikkerhed forbundet til den fremtidige udvikling af solceller, elbiler og varmepumper i elnettene øger kompleksiteten og nødvendigheden af få flere værktøjer til at spille sammen, således at distributionsnettets funktionalitet og effektivitet kan følge med de teknologiske muligheder og samfundets udvikling.

Elforbruget er vokset stabilt i en lang årrække indtil for ca. 10 år siden, hvor væksten er vendt til en aftagende trend. (se **Figur 22**).

Figur 22 Elforbruget i brancher og husholdninger i Danmark, 1966-2012



Kilde: Danmarks Statistik, Energiregnskab (ENEHA1).

Den grundlæggende netplanlægningsopgave er blevet påvirket af mange teknologiske fremskridt, der har gjort elforbruget mere effektivt, håndtering af netovervågning og kundeservice mere digital, samt elproduktionen grønnere og mere decentral.

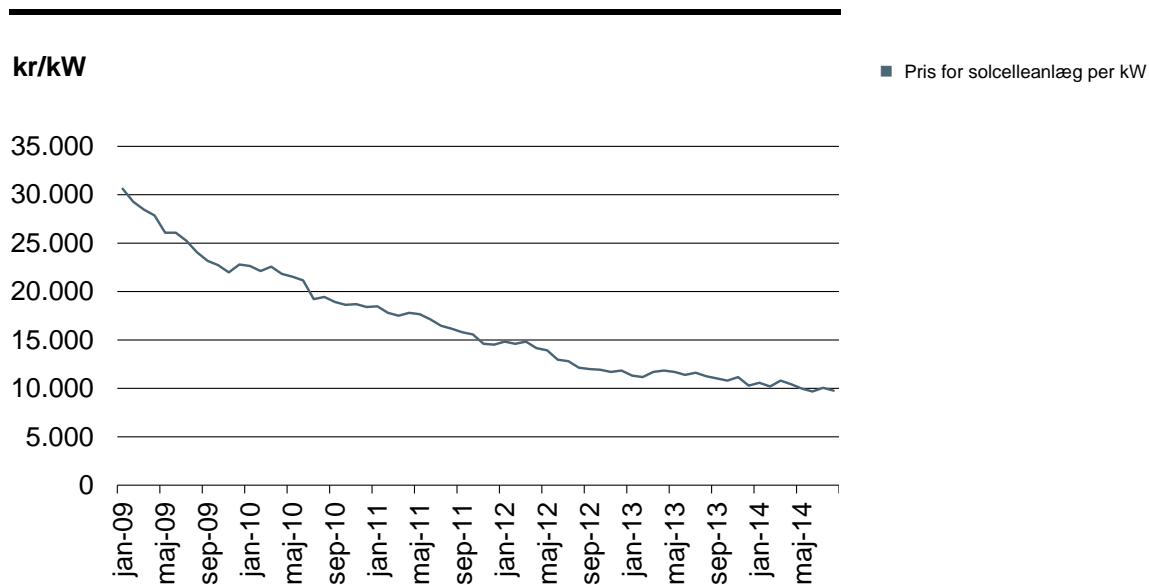
Forventningen er, at disse tendenser vil fortsætte fremover. Herudover forventes flere elbiler og varmepumper i husholdningerne og varmesystemet, hvilket vil resultere i et øget elforbrug. I dette afsnit gennemgås først udfordringerne for elnettet ved mere decentral elproduktion og flere elbiler og varmepumper. Herefter præsenteres mulighederne i smartgrid.

6.1 Decentral elproduktion

Prisen på solcelleanlæg er reduceret med ca. 66 % siden 2009 (se **Figur 23**).

Hvis prisreduktionerne fortsætter, kan der forventes en fortsat udbygning med solceller i distributionsnettene. Faldet i prisen på solceller gør, at virksomheder i liberale erhverv, som betaler den fulde elafgift i dag, kan have økonomisk gevinst ved at installere solceller til dækning af eget elforbrug. De erhverv som betaler fuld elafgift har et samlet elforbrug på ca. 4.500 GWh.¹⁶

Figur 23 Prisudvikling for tyske solcelleanlæg op til 100 kW i størrelse.



Kilde: <http://www.photovoltalk-guide.de/pv-preisindex>

EU-forskningsprojekter som DG-GRID og IMPROGRESS¹⁷ har vist, at en introduktion af decentral produktion i distributionsnettene vil føre til en stigning i både kapitalkrav og driftsudgifter for eldistributørerne i form af henholdsvis netforstærkninger og nettab.¹⁸ Effekterne for eldistributørerne afhænger bl.a. af elnettets kapacitet inden introduktion af decentral produktion, hvor høj kon-

¹⁶ Danmarks Statistik, Statistikbanken, tabel ENE1HA.

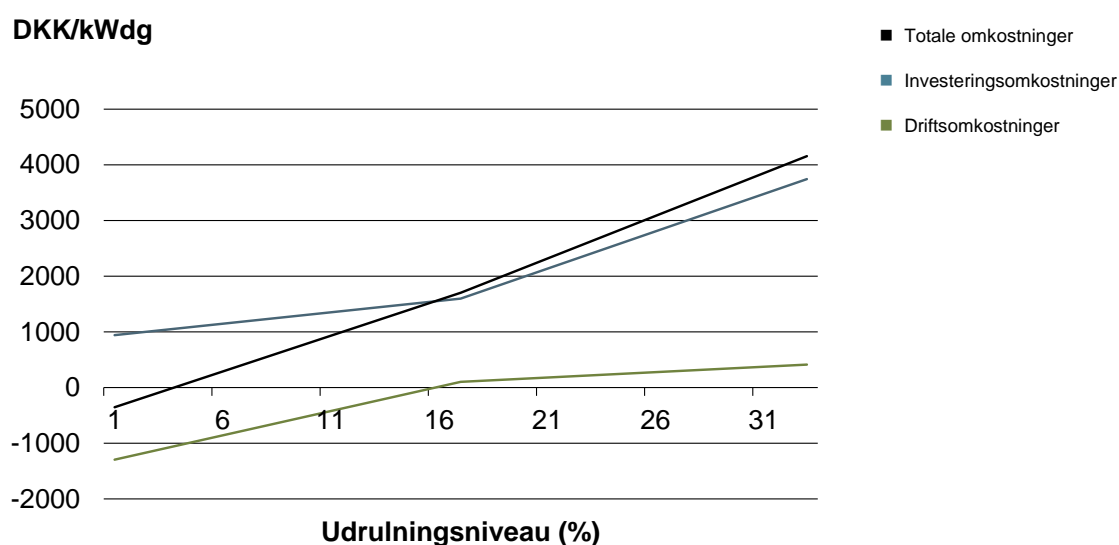
¹⁷ IMPROGRESS (2009).

¹⁸ DG GRID (2007).

centrationen af decentral produktion bliver, og på hvilket spændingsniveau anlæggene tilkøbes.

Figur 24 viser resultatet af et studie af introduktion af flere solceller og mikro-kraftvarme i tyske boligområder i Mannheim. Figuren viser, at der er et tæt sammenhæng mellem udrulning af solceller og mikro-kraftvarme og de omkostninger, som eldistributørerne har til nettet og den leverede mængde strøm. For hver 5 % udrulningsniveauet af solceller og mikro-kraftvarme er steget, er eldistributørernes totale omkostninger steget med omtrent 800 DKK pr. installeret kW decentral produktion.

Figur 24 Modelstudie af meromkostning for eldistributører ved indtrængning af solceller og mikro-kraftvarme i boligområder i Mannheim.



Udrulningsniveau beregnes som årsproduktionen fra decentral elproduktion divideret med års-elforbruget. kWdg = kW decentral produktion.

Kilde: IMPROGRESS(2009).

6.1.1 Udfordringer med landvind i opsamlingsnettene

I Danmark har distributionsnettene kunnet håndtere den første bølge af solcelleanlæg uden de helt store behov for netforstærkninger. Enkelte steder har man dog været nødsaget til at forstærke kabelanlæg, når koncentrationen af solceller er blevet for høj.

Til gengæld har der været væsentlige udfordringer i de voksende opsamlingsnet, som eldistributørerne driver. Et opsamlingsnet flytter strømmen fra landvindmøller og ind til knudepunkter i elnettet. Selv om nettab og etablering af opsamlingsnet dækkes via PSO'en, så gælder det ikke driften af nettet. Det rammer en række eldistributører på økonomien.

Når vinden blæser i områder med meget landvind og produktionen fra vindmøllerne overstiger det lokale forbrug, sendes strømmen igennem distributionsnettet og evt. via det overliggende net til andre forbrugere. Det medfører efterhånden et betydeligt nettab for nogle eldistributører.

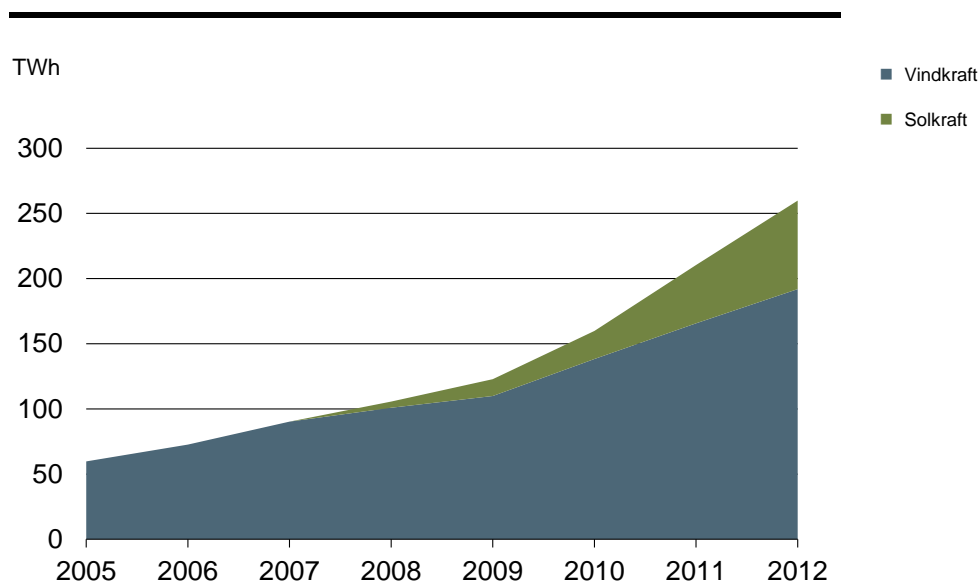
De omkostninger til nettab, som den overskydende vindstrøm forårsager i eksempelvis 60 kV-nettet, er en udfordring. Eksempelvis vil en aktuel tilslutning af en 15 MW vindmøllepark nær Salling koste EnergiMidt i omegnen af DKK 0,5 mio. årligt i nettab.¹⁹ Et beløb, der skal dækkes inden for den eksisterende indtægtsramme. Derved medfører udbygningen med landvind en indirekte udhuling af eldistributørernes indtægtsrammer.

6.2 Elektrificering

Mængden af elproduktion fra vind og sol er vokset i både Danmark og i Europa (se **Figur 25**), og væksten vil fortsætte de kommende år bl.a. pga. EU-landenes forpligtelser i forhold til deres vedvarende energimål i 2020.

VE-elproduktionen har fortrængt produktionen på termiske kraftværker, der bruger kul og naturgas. For at sikre en omkostningseffektiv udnyttelse af de øgede mængder vind- og solkraft samt en grøn omstilling af hele energisystemet viser adskillige studier²⁰, at el fremover skal have en større rolle i transportsektoren samt til rumopvarmning. Dette betyder, at antallet af elbiler og plug-in hybridbiler i transportsektoren samt varmepumper i fjernvarmen og i individuelle huse skal vokse.

Figur 25 Årlig vindkraft og solcelleproduktion i Europa.



Kilde: ENTSO-E dataportal.

Udviklingen i antallet af elbiler afhænger hovedsageligt af elbilernes forbrugerpris i forhold til konventionelle biler samt af, at de opnår en tilfredsstillende rækkevidde imellem opladninger. Derudover har forbrugernes kendskab til elbilerne samt eksistensen af tilstrækkelig opladningsinfrastruktur også betydning. Det har vist sig meget svært at frembringe gode forudsigelser af antallet af elbiler pga. usikkerhed om teknologiuudviklingen for elbiler, samt om de

¹⁹ EnergiMidt, Juni 2014.

²⁰ Se eksempelvis ENS(2014).

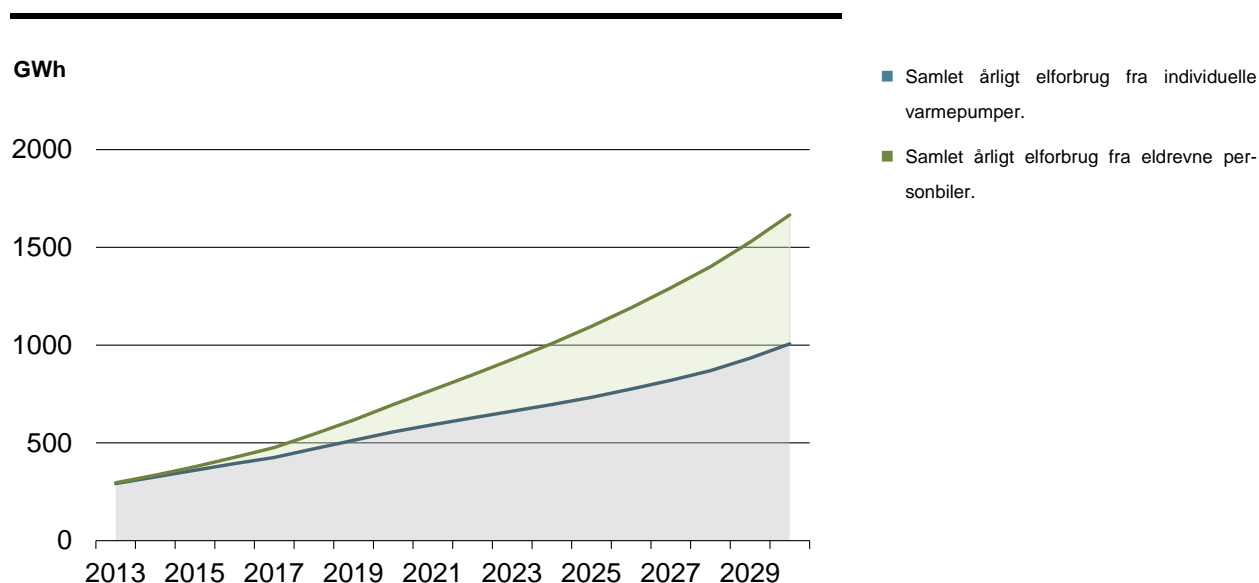
politiske vedtagne ordninger til fremme af elbiler. Erfaringer fra eksempelvis Norge viser dog, at elbilerne kan slå igennem med de rette vilkår.

For varmepumper betyder afgifterne på el brugt til rumopvarmning, at konkurrencesituationen over for biomassebaserede løsninger i både fjernvarmen og i individuelt opvarmede boliger er dårlig. Således sker udrulningen af varmepumper ikke nær så hurtigt som forventet. Energinet.dk forventer f.eks. kun 9,2 MW eleffekt fra varmepumper i fjernvarmen i 2016²¹.

Det er den danske energisektors²² forventning, at der i 2020 vil være installeret 76.000 yderligere individuelle varmepumper i Danmark, stigende til 152.000 i 2030. Ligeledes for elbiler i persontransporten forventer man, at 47.000 personbiler vil være eldrevne i 2020 og 220.000 i 2030.

For elsektoren er det interessante i den sammenhæng ikke så meget antallet af elbiler, men det øgede elforbrug, som konverteringen fører til. I **Figur 26** Øget elforbrug som følge af den forventede elektrificering, 2013-2030, er vist konsekvensberegninger for elbilernes og varmepumpernes effekt på det samlede årlige elforbrug i GWh. Det kan ses, at der allerede er varmepumper i boligerne, men at det samlede merforbrug alligevel løber op i 1.370 GWh i 2030.

Figur 26 Øget elforbrug som følge af den forventede elektrificering, 2013-2030.



Kilde: Energinet.dk (2013).

Når elbiler og varmepumper udrulles i større mængder, vil de potentielt set skabe udfordringer i distributionsnettene, som illustreret i **Figur 27**. Figuren viser, at det nye elforbrug fra elbiler og varmepumper medfører, at distributionsnettet overbelastes – og dette i særlig grad, hvis elbilernes opladning

²¹ Energinet.dk (2013).

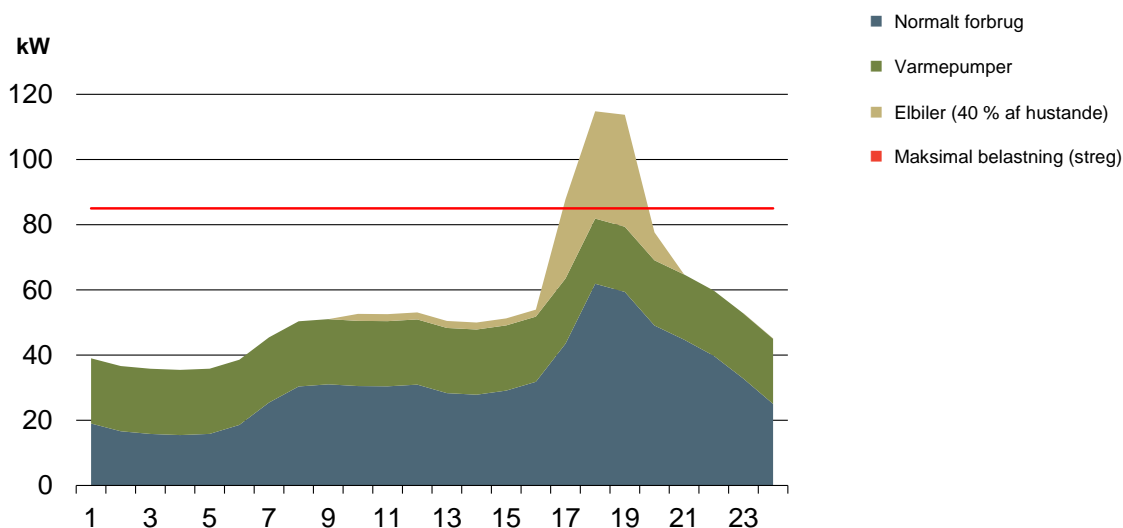
²² Det er middelscenariet udarbejdet af Energinet.dk, Dong Energy og Dansk Energi i 2013 der ligger til grund for energisektorens bemærkninger.

hovedsageligt sker, når folk kommer hjem fra arbejde. Opladningen vil være sammenfaldende med den traditionelle spids i elforbruget, som er relateret til madlavning, belysning og underholdning i hjemmet, hvilket særligt giver udfordringer i de kolde vintermåneder.

En løsning på overbelastningen kan være intelligent styring af de dele af elforbruget, som rent faktisk kan flyttes, hvor opladning af bilbatterier og opvarmning af hjemmet er oplagte kandidater. I kontrast til dette er det stort set irrelevant at overveje fleksibilitet i kategorier, som madlavning, belysning og underholdning. Det vil ikke være økonomisk holdbart at tilskynde til at flytte dette forbrug væk fra folks vanlige forbrugsmønstre.

Fjernstyring af forbrugsenheder i forhold til markedspriser på el og den aktuelle situation i distributionsnettet fordrer igen investeringer. Først i udvikling og demonstration af tekniske løsninger og senere til udvikling af forretningskoncepter og udrulning af teknologi til forbrugerne og nettets infrastruktur, samt endelig til datahåndteringen.

Figur 27 Elektrificering af transport og opvarmning over døgnets timer.



Note: Figuren viser effekttræk i en lavspændingsudføring med 48 husstande.

Kilde: Dansk Energi.

6.3 Smartgrid

Som tidligere beskrevet i afsnit 5.2.1 giver data fra de timeaflyste elmålere mulighed for, at eldistributørerne får en langt større viden om deres elnet end tidligere.

I tråd med dette viser en undersøgelse fra Eurelectric²³, at direktører fra eldistributører i Europa rangerer investeringer i netautomatisering og kommunika-

²³ Eurelectric(2014b)

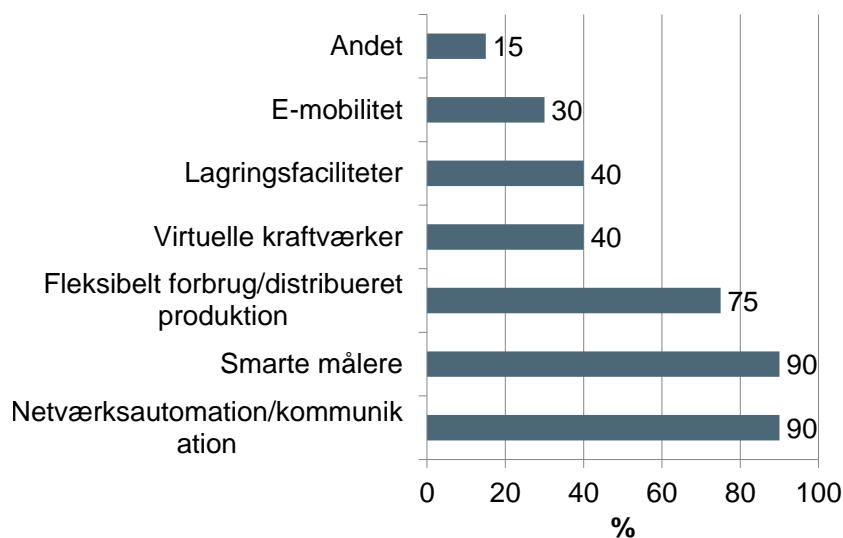
tion, fjernaflæste målere, samt fleksibelt forbrug og decentral produktion, som de vigtigste smartgrid-investeringer (se **Figur 28**).

Med de rette investeringer kan udfordringerne i forbindelse med solceller, elbiler og varmepumper håndteres effektivt. Via smart styring og interaktion med decentrale produktionsenheder, lettes håndteringen af nedbrud og forringet spændingskvalitet, og dermed minimeres netinvesteringer og nettab. Samtidigt kan smart styring sørge for, at elforbruget fordeles mest hensigtsmæssigt over døgnet under hensyntagen til komfortkravene fra forbrugerne. Øget monitorering af elnettet i kombination med avancerede driftsværktøjer vil muliggøre, at nettet kan drives mere effektivt.

Der er iværksat en lang række udviklings- og demonstrationsprojekter, som undersøger forskellige teknologiske og markedsmæssige aspekter af et fremtidigt smartgrid.

Danmark er førende inden for smartgrid-projekter i EU15 målt på kr./indbygger og kr./MWh, og blandt de førende nationer målt på F&U-projekter. Også målt på udviklings- og demonstrationsprojekter er Danmark med helt fremme. Kun de helt store lande som Frankrig, UK, Tyskland, Spanien og Italien bruger mere end Danmark på udviklings- og demonstrationsprojekter. I 2014 blev der tildelt godt 1,6 mia. DKK til forsknings-, udviklings- og demonstrationsprojekter inden for smartgrid i Danmark.²⁴ Men det er væsentligt, at gå skridtet videre, så de enkelte løsninger kan blive helt klar til anvendelse i elsystemet, når behovet opstår i fremtiden.

Figur 28 Vigtigste smartgrid-investeringer ifølge direktører fra eldistributionsvirksomheder.



Kilde: Eurelectric 2014b.

²⁴ <https://portal.smartgridsprojects.eu/>

6.3.1 Øget datamængde pga. fjernaflæste elmålere

Data fra nye fjernaflæste elmålere giver netvirksomhederne forbedrede muligheder for fejlfinding og styring af elnettet og er forudsætningen for afregning af det fleksible elforbrug.

I Danmark er der lidt over 40.000 timeafregnede elkunder (kriteriet for timeafregning er et årsforbrug over 100.000 kWh). Herudover er der produktionsmålepunkter og afgrænsningsmålepunkter, som også timeafregnes. Afgrænsningsmålere måler, hvor meget strøm der går ind og ud af de enkelte netområder. I alt er der således omkring 60.000 timeserier i Danmark som udveksles mellem aktører.²⁵

Herudover er der godt 3 mio. småkunder. Disse skabelonafregnes, dvs. at deres summerede forbrug aflæses enten årligt, kvartalsvist eller månedligt, mens fordelingen af deres elforbrug over døgnet estimeres ved at allokere kunden til en skabelon med en given tidsprofil af elforbruget.

Det fremtidige forøgede databehov vil betyde et skift, hvor man skal gå fra historisk at have udvekslet oftest kun ét tal pr. kunde om året til at udveksle de ca. 8800 årlige timeforbrugsværdier. Hertil kommer, som også nævnt ovenfor, de øvrige databehov om elnettets tilstand af hensyn til fejlfinding og styring af elnettet.

Mange eldistributører har – før myndighederne gjorde det til et påbud – sat fjernaflæste målere op. Siden blev der lovgivet således, at der blev sat funktionalitetskrav til fjernaflæste målere, hvis de blev sat op ud fra eldistributørens egen business-case, altså stadig uden påbud. Herpå blev der endelig lovgivet om, at fjernaflæste målere, der kan timeopdele forbrug på timeniveau (faktisk på kvartersniveau) skal være rullet ud til alle kunder inden 2020 med henblik på, at kunder kan afregnes på baggrund af timeforbrugsværdier.

Mange eldistributører hjemtager allerede i dag timeværdier for småkunderne og viser disse data på diverse webløsninger for kunderne. Dette betyder dog endnu ikke, at kunderne afregnes efter disse data. For at dette kan ske, skal timeværdierne også valideres og formidles til elhandlerne, som køber og sælger kundernes strøm. Man skal så at sige først have en markedsmodel for håndteringen af timedata for småkunder.

Modellen kaldes flexafregning. De store timeafregnede kunder (+100.000 kWh pr. år) håndteres med stor omhyggelighed. Dette har omkostninger, hvilket giver god mening, da forbruget og pengene derfor er ”store”. For de små kunder giver dette ikke mening. Derfor er ”flexafregnings-regimet” defineret på en mere lempelig måde. Der tillades længere tid for eldistributørerne til at indsamle og videresende 100 % af data. På denne måde bliver omkostningerne lavere.

Fra oktober 2015 skal flexafregning være mulig. Flexafregnede kunder vil da være kunder, som afregnes på basis af timedata, og hvis timedata indgår i elmarkedets balanceafregning.

I 2020 skal alle 3 millioner småkunder være flexafregnede. Overgangen fra skabelon- til flexafregnede skal ske med stærk styring, så ikke datakvalitet og balancehåndtering lider under det (altså lider ved manglende eller forkerte værdier – med forsinket afregning og forkerte prognoser til følge).

²⁵ Dansk Energi, DEFU.

It-strukturen, som er tiltænkt at håndtere elforbrugernes data i fremtiden, er den såkaldte datahub. Denne datahub gik i drift i marts 2013 og har siden været en central database med alle danske elkunders forbrugsdata og den kommunikationsmodpart, alle netvirksomheder og elhandlere skal bruge, når de sender og modtager elforbrugsdata. Også for datahubben må det forventes at være en stor udfordring at gå fra få til mange data for småkunderne.

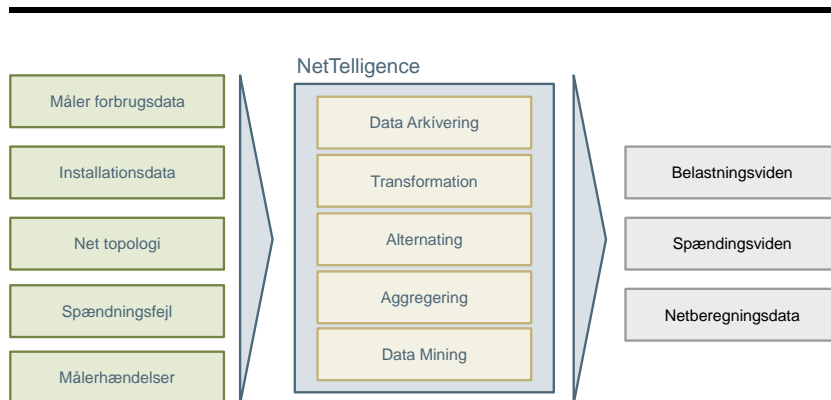
6.3.2 Dansk projekt illustrerer mulighederne ved flere målinger i distributionsnettet

Adgangen til store mængder data giver en lang række muligheder for at træffe dispositioner på et bedre oplyst grundlag. Indhentningen af data løser dog ikke opgaven alene. Den store værdi i indsamling af målinger ligger i, at man evner at omsætte data til nyttige informationer og analyser, der kan bidrage til de strategiske og driftsmæssige beslutninger, eldistributørerne står over for i deres planlægning og daglige drift af distributionsnettet.

SEAS-NVE har drevet projektet, NetTelligence, der netop sigter på at indhente data og identificere de nyttige informationer og analyser, de kan uddrage deraf.

Projektet har gået ud på at indsamle data fra nettet. Helt konkret er der samlet 33 milliarder målinger omhandlende forbrugs- og installationsdata, nettets topologi, spændingsfejl og målerhændelser. Den information er så blevet født ind i NetTelligence; en software, der står for at håndtere de indsamlede data og generere rapporter. Rapporterne anvendes til at øge den viden, som man har fået hjem via de mange målinger, og omsætte dem til praktiske information, f.eks. vedrørende nettets belastninger og spændingskvalitet. Dette workflow er illustreret i **Figur 29**.

Figur 29 Illustration af NetTelligence-projektets data workflow.



Kilde: Illustrativ beskrivelse fra SEAS-NVE.

Slutproduktet for SEAS-NVE er helt nye muligheder for at drive nettet langt mere proaktivt og effektivt. Den information, de henter vedr. strøm- og spændingsforhold, har ikke været tilgængelig før. Udfordringer kan håndteres i opløbet ved aktivt at anvende fleksibelt elforbrug knyttet til distributionsnettet. Leveringskvaliteten bliver synlig, og dermed kan man sikre sig en mere effek-

tiv håndtering heraf. Det er særlig vigtigt med udrulningen af solceller, varmepumper og elbiler.

7 Historiske og fremtidige investeringer i eldistributionsnettet

De danske eldistributører investerer årligt ca. 3 mia. DKK i den danske økonomi. Investeringerne lægges for at sikre, at Danmark har et eldistributionsnet i verdensklasse, og at nettet kan imødekomme de fremtidige udfordringer.

Siden udbygningen af elnettet og frem til efter år 2000 er aktivmassen i det danske eldistributionsnet vokset. Den tendens er dog vendt de seneste 10 år. I stedet for et net, som løbende udvikles, er aktivmassen af nettet de seneste år blevet udhulet, da investeringerne ikke har kunnet følge trop med afskrivningerne i nettet. Årsagen til de lavere investeringer er en usikker fremtid, hvor en usikker regulering ikke giver incitamentet til at investere. Derfor vægtes det i højere grad at vedligeholde gamle net i stedet for at modernisere.

Resultatet vil være, at vi inden for 10 år står med et betydeligt investeringsefterslæb i nettet. For at handle rettidigt er der behov for, at investeringerne snarest muligt igen kommer i vækst.

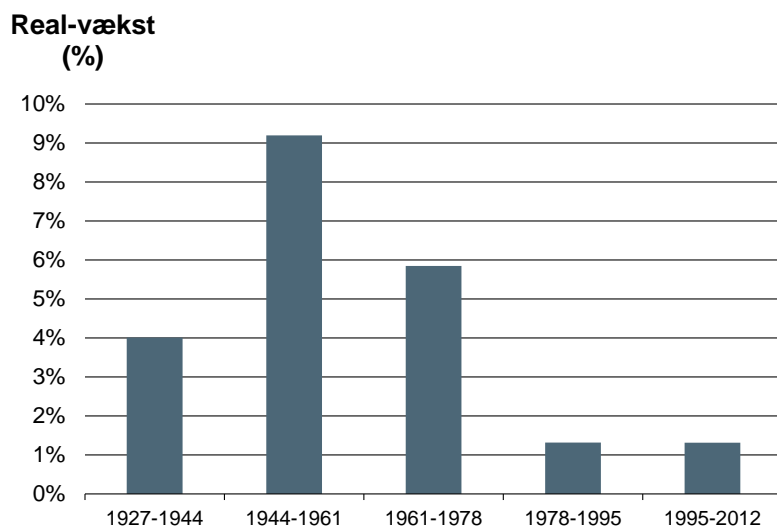
7.1 Historiske investeringer i eldistributionsnettet

I dette afsnit gennemgås de historiske investeringer i det danske eldistributionsnet i perioden fra 1927 til 2013. Analysens fokus er at identificere trends i udviklingen og give et billede af det fremtidige investeringsbehov.

I perioden fra 1927 til 2013 er de årlige investeringer vokset fra 96 mio. DKK i 1927 til 2.646 mio. DKK (middel af 2009-2013, begge år i 2013-priser). Dette svarer til en gennemsnitlig årlig realvækst på knap 4 %.

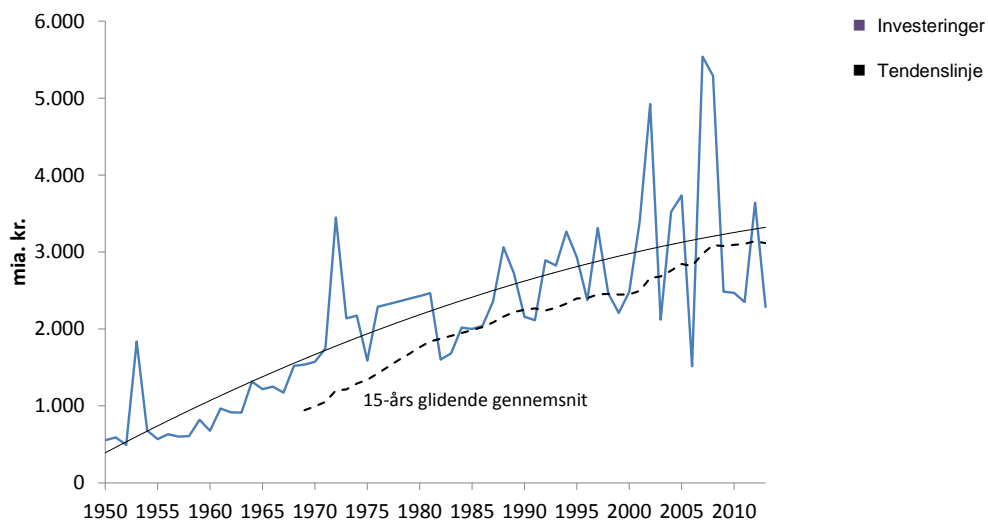
Den gennemsnitlige årlige vækstrate opdelt i 5 perioder er vist i **Figur 30**.

Som det ses af **Figur 30**, har der været en periode med kraftig vækst i elnetinvesteringerne i efterkrigstiden og frem til slutningen af 1970'erne. Denne periode har været fulgt op af en periode med markant lavere vækst fra 1978 og frem til nu. I sen-efterkrigstiden skete en stor vækst i eldistributionsnettet. De klassiske netkomponenter har en teknisk levetid på 30-50 år og er ved at have udtjent deres levetid. En stor del af nettet har derfor allerede nu udtjent sin økonomiske levetid. Det investeringsboom, der sås fra 1944 til slut-1970'erne, står derfor for at skulle reinvesteres, for at vi kan sikre et eldistributionsnet af høj kvalitet.

Figur 30 Realvækst i netinvesteringer, 1927-2012.

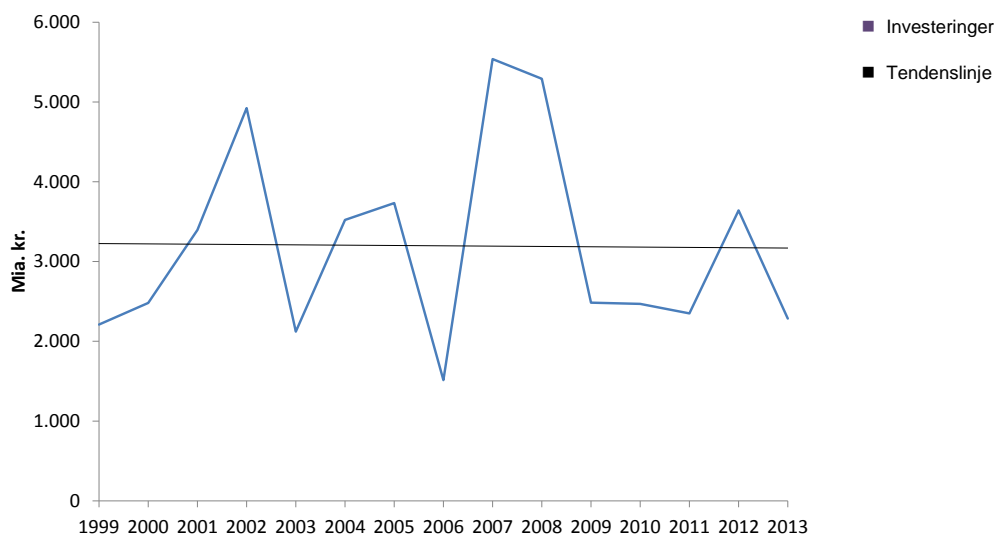
Kilde: Dansk Energi, statistik over eldistributørernes historiske investeringer samt Danmarks Statistik, statistikbanken, tabel PRIS9.

Ser man på investeringsniveauet blandt eldistributørerne fra 1950 og frem, kan der identificeres nogle interessante tendenser. Investeringerne har fulgt en pæn trend i perioden, afbrudt af enkelte spidser med særligt høje investeringer. Her er tale om 1953, 1972, 2002 og 2007-2008. Disse investeringsspidser har holdt den overordnede trend oppe. Som det ses af **Figur 31**, er trenden dog bøjet af over perioden. I modsætning til den første del af perioden, har investeringsspidserne i 2002 og 2007-2008 både efterfulgt og været efterfulgt af et større dyk i investeringerne. Dermed har disse investeringsspidser i 2002, 2007 og 2008 ikke givet en generel højere vækst i investeringerne, men blot holdt trenden delvist oppe.

Figur 31 Historiske elnetinvesteringer, 1950-2013, 2013-priser.

Kilde: Dansk Energi, statistik over eldistributørernes historiske investeringer samt Danmarks Statistik, statistikbanken, tabel PRIS9.

Set over de sidste 15 år, fra 1999 til 2013, har væksten i investeringerne været svagt nedadgående (se **Figur 32**). Perioden har været kendetegnet af store udsving, med et par toppe i henholdsvis 2002, 2007 og 2008. Kigges på 2004, hvor ELFOR-aftalen blev indgået, ligger investeringerne en anelse over trenden, men stadigvæk lavt i forhold til investeringsspidserne i 2002, 2007 og 2008 og lavt i forhold til den historiske vækst.

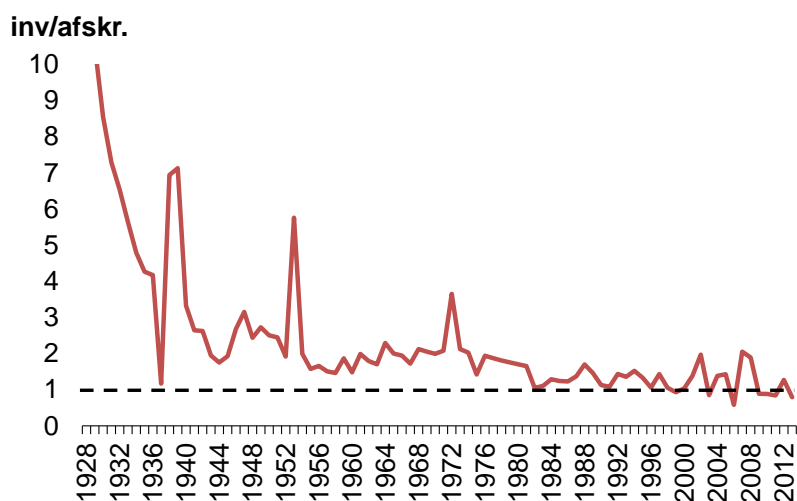
Figur 32 Historiske elnetinvesteringer, 1999 til 2013, 2013-priser.

Kilde: Dansk Energi, historiske investeringstal samlet fra flere kilder

Den aftagende trend i investeringer har allerede fået den effekt, at aktivmassen i eldistributionsnettet er begyndt at aftage, og at vi bevæger os imod et efterslæb af investeringer. Hvert eneste år siden 1927, hvorfra data for eldistributørernes investeringer starter, og frem til 2002, har der været investeret mere end de akkumulerede afskrivninger. Dette har betydet, at den samlede aktivmasse i eldistributionsnettet er vokset. Vi har altså fået et bedre og bedre elnet.

Denne tendens blev brudt første gang i 2003, hvor afskrivningen i nettet var større end de inflationskorrigerede investeringer. Det samme gjorde sig gældende i 2006, samt 2009, 2010, 2011 og 2013, hvor aktivmassen i eldistributionsnettet faldt (se **Figur 33**).

Figur 33 Årlige investeringer, andel af årlige afskrivninger, 1928-2013.

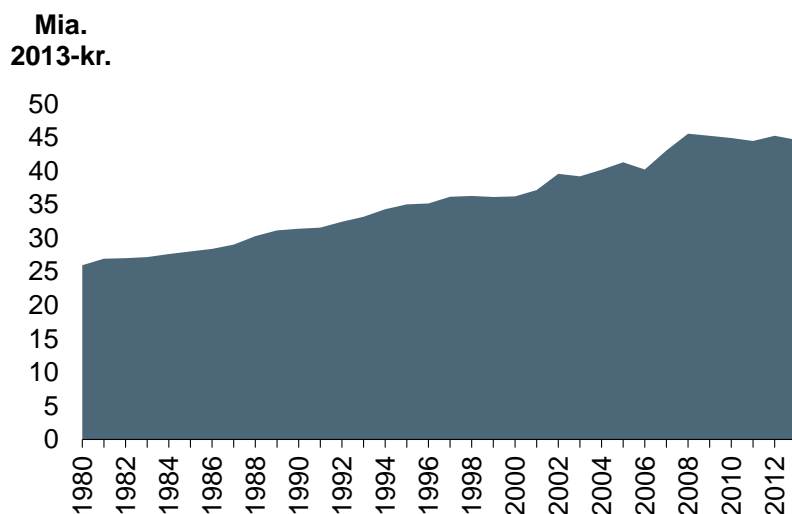


Note: Der er antaget en gennemsnitlig, økonomisk levetid på eldistributionsnettets komponenter på 35 år. De 35 år er fundet ved kalibrering, således at aktivmassen i nettet, beregnet fra de historiske investeringer fratrukket afskrivninger, flugter med de faktisk opgjorte aktiver i eldistributørernes regnskaber i 2013.

Kilde: Dansk Energi, statistik over eldistributørernes historiske investeringer samt Danmarks Statistik, statistikbanken, tabel PRIS9.

Figur 34 viser aktivmassen i det danske elnet, beregnet på baggrund af investeringstal og årlige afskrivninger.²⁶ I 2013 blev nettets aktivmasse, målt som de samlede anlægsaktiver, opgjort til godt 41 mia. DKK. I hele perioden frem til 2003 er aktivmassen i eldistributionsnettet vokset, og vi har løbende fået et bedre elnet. Fra 2002 til 2003 faldt aktivmassen i eldistributionsnettet, for første gang, og som det ses af figuren, er aktivmassen i, målt i faste priser, faldet fra 2008 og frem til 2013. Det risikeres altså, at der oparbejdes et betydeligt efterslæb i eldistributionsnetinvesteringer.

²⁶ Afskrivningerne er beregnet som en lineær afskrivning over 35 år. Teknisk har eldistributionsnetkomponenterne en levetid på 25-50 år. Afskrivningsperioden er kalibreret til at matche den regnskabsmæssige opgjorte værdi af eldistributionsnettet i 2013.

Figur 34 Aktivmasse i eldistributionsnettet, 1980 – 2013, 2013-priser.

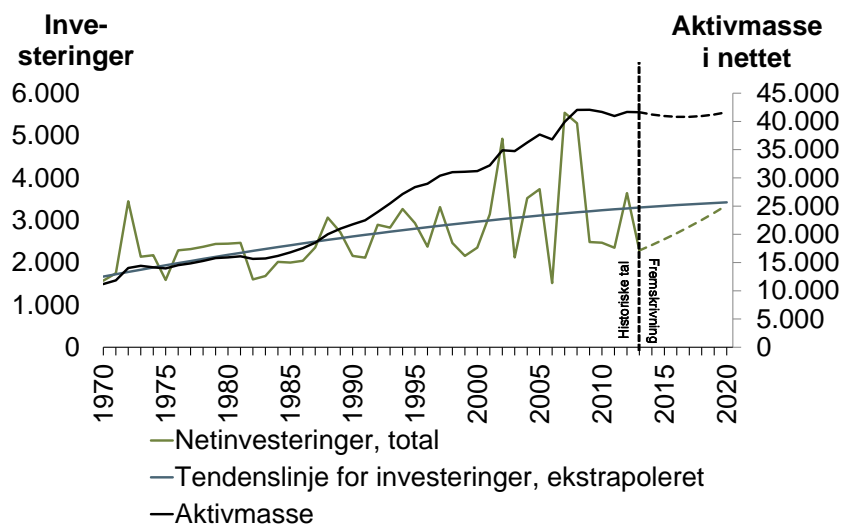
Kilde: Dansk Energi, egne beregninger på basis af statistik over eldistributørernes historiske investeringer samt Danmarks Statistik, Statistikbanken, tabel PRIS9.

7.2 Fremskrivning af netinvesteringer fra 2013 til 2020

For at vi kan bibeholde et effektivt og driftssikkert net, som kan tilbyde den ydelse, som kunderne også historisk har kunnet forvente, er det centralt, at aktivmassen i nettet som minimum fastholdes.

Hvis aktivmassen i nettet skal fastholdes frem til år 2020, skal investeringerne nærme sig den historiske, langsigtede investeringstrend (se **Figur 35**). Den samlede investering i perioden 2013-2020 vil, såfremt aktivmassen bevares, beløbe sig til 22,3 mia. DKK. Dette vil betyde en årlig real-vækst på 5,6 % i investeringerne i denne periode.

Forsætter investeringerne på 2013-niveau, vil der derimod opstå et efterslæb i nettet på 4 mia. DKK frem mod 2020.

Figur 35 Fremskrivning af investeringer til 2020, Mio. DKK, faste 2013-priser.

Note: (Fremskrivning, fastholdt nettets aktivmasse, 5,6 % real vækst).

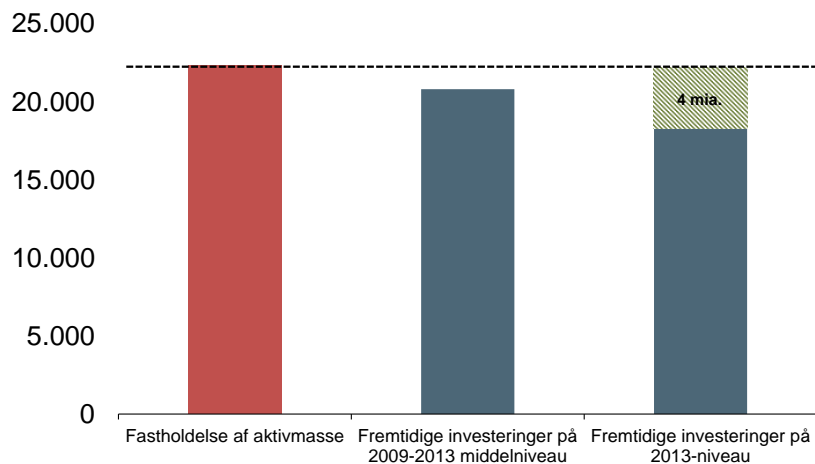
Kilde: Dansk Energi, egne beregninger pba. statistik over eldistributørernes historiske investeringer samt Danmarks Statistik, Statistikbanken, tabel PRIS9.

De samlede investeringer i nettet fra 2013-2020 er vist i **Figur 36** sammen med det efterslæb, der vil opstå i perioden i forhold til en fastholdelse af nettets værdi. Implement Consulting Group har ligeledes udarbejdet en fremskrivning af det kommende investeringsbehov i eldistributionsnettet. Deres analyse peger på et investeringsbehov på 23,8 mia. DKK, hvoraf de 5,4 mia. DKK er nødvendige nyinvesteringer.

Det er ikke over årene blevet billigere at udlægge og investere i eldistributionsnet, hvilket underbygger en fremskrivning baseret på aktivmassen i eldistributionsnettet. De vigtigste omkostningsdrivere i udlægning og investering i eldistributionsnettet er arbejds løn og råvareprisen til de store metalkomponenter, hovedsagelig kobber og aluminium. Som det ses af **Figur 37**, er lønnen i det private erhvervsliv steget med 75 % siden 1996, og prisen på basismetaller, herunder kobber og aluminium, er steget med 150 % i samme periode.

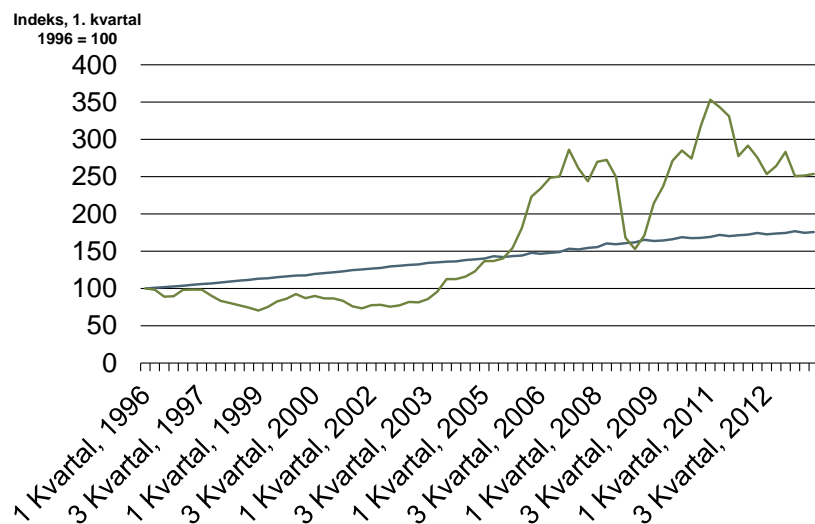
Figur 36 Efterslæb i perioden 2013-2020 i relation til fastholdelse af aktivmassen på 2013-niveau.

Mio. kr.



Kilde: Dansk Energi og Implement Consulting, intern analyse.

Figur 37 Lønudvikling og prisudvikling på basismetaller, 1996 – 2013.



Kilde: Danmarks Statistik, Statistikbanken, tabel ILON2 og ILON2X, samt Indexmundi.com/Commodities.

7.3 Underinvesteringer har konsekvenser

Eldistributionsnettet er karakteriseret ved at have en høj andel af bunden kapital i form af elnettet og de dertilhørende tekniske anlæg. Som nævnt har de typiske net- og anlægsinvesteringer i distributionsnettet en teknisk levetid på 30-50 år.

Levetiden kan forlænges yderligere ved at afholde yderligere omkostninger til vedligehold, men det vil typisk få det resultat, at der vil opstå flere fejl på nettet med afbrydelser til følge.

Hvis der i en periode ikke reinvesteres tilstrækkeligt i anlæg, som har overskredet den økonomiske levetid, vil der opstå et efterslæb, hvor en del af aktiverne har overskredet den tekniske levetid med et øget antal fejl/afbrydelser og øgede vedligeholdelsesomkostninger som konsekvens.

Risikoen for at der skabes et investerings-efterslæb er ikke blot en teoretisk mulighed, men har vist sig som et reelt og alvorligt problem i flere sammenhænge, eksempelvis de danske togbaner og kloaknet, samt i det amerikanske transmissionssystem.

Flere konkrete eksempler fortæller samme historie: Underinvesteringer, som skaber efterslæb i distributionsnettet, får hurtigt konsekvenser for leverings-sikkerheden.

7.3.1 Underinvesteringer i et dansk distributionsnet

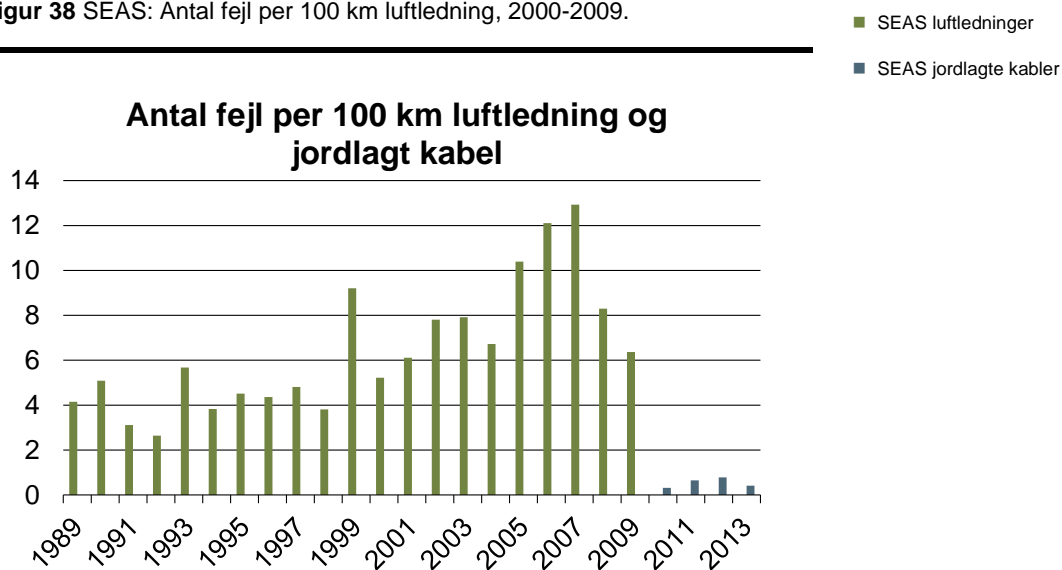
Kort efter årtusindeskiftet kabellagde SEAS (nu SEAS-NVE) deres luftledninger. I 2000 havde SEAS-NVE godt 3.000 km luftledning, som i 2012 var reduceret til under 100 km luftledning, grundet kabellægningen.

I starten af det sidste årti besluttede SEAS-NVE nemlig, at alle elkunder skulle have fordel af et kabellagt net med færre fejl. Det tager tid at kabellægge mange tusinde km luftledninger. For at spare elkundernes penge blev i overgangsperioden der sparet på vedligeholdelsen af luftledningerne vel vidende, at det kunne medføre lidt flere afbrud i overgangsperioden.

Alligevel var det overraskende, da SEAS ret hurtigt oplevede flere fejl på de resterende luftledninger. Fejlmængden voksede ganske markant i det øjeblik, der ikke på samme måde blev taget hånd om den del af elnettet. Som det fremgår af **Figur 38**, steg mængden af fejl i nettet til næsten det dobbelte på få år.

I samme periode var landsgennemsnittet for fejl i luftledningsnettet faldet fra fem fejl per år per 100 km luftledning til godt tre i 2009, og i samme periode faldt det totale antal fejl i SEAS's samlede net.

Heldigvis kom kablerne i jorden og fejlmængden kom ned igen – og endda markant under det tidligere niveau. Men ikke desto mindre er det et illustrativt eksempel på, hvad der sker, når vedligeholdelse og investering nedprioriteres. I dette tilfælde var det en velovervejede beslutning på nogle komponenter, der skulle tages ud af drift. Hvis vi reducerer vedligeholdelsesindsatsen på det samlede elforsyningsnet, vil det let få tilsvarende konsekvenser.

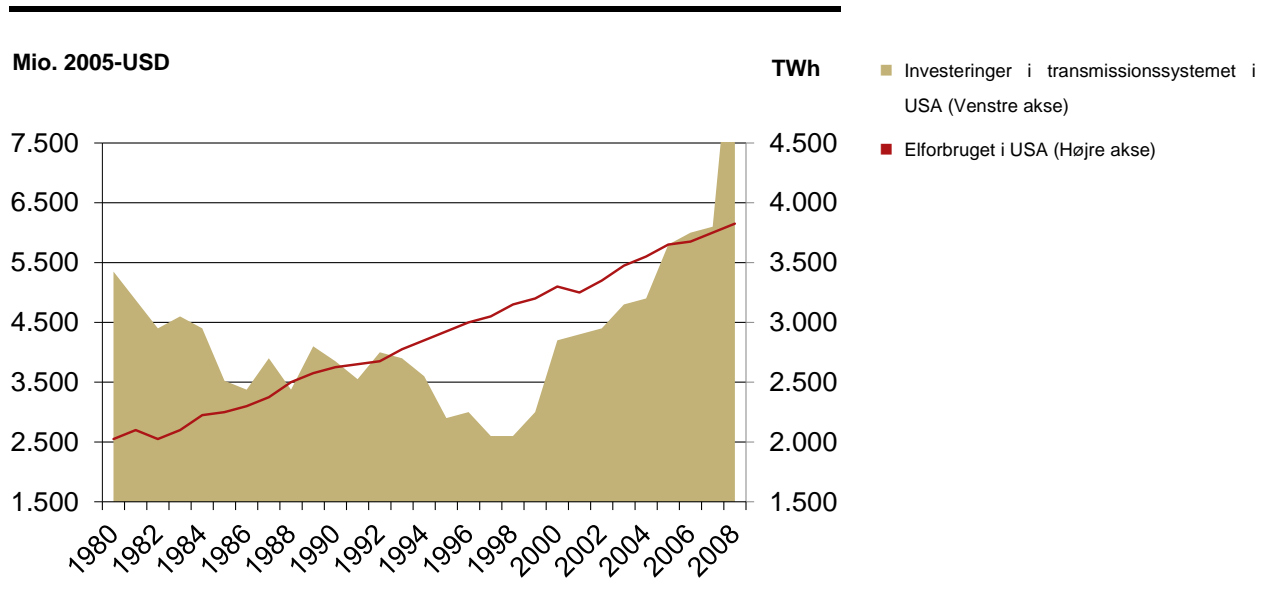
Figur 38 SEAS: Antal fejl per 100 km luftledning, 2000-2009.

Kilde: Dansk Energi, DEFU.

7.3.2 Underinvesteringer i det amerikanske elnet

Ligeledes har man i det amerikanske elnet haft underinvesteringer, som har givet anledning til et voksende efterslæb og flere fejl i nettet. Fra perioden 1980 til 1999 faldt investeringerne i det amerikanske transmissionsnet med 44 %, mens elforbruget i samme periode steg med 58 %. 70 % af transmissionsnettet var i 2010 mere end 25 år gammelt, og på distributionssiden var 50 % af elmasterne 30 – 50 år gamle og tæt på at overskride deres tekniske levetid.²⁷

²⁷ HarrisWilliams(2010)

Figur 39 Investeringer i transmission og elforbrug i USA, 1980-2008.

Kilde: EGSA (2012).

Siden 1994 er antallet af strømafbrydelser i USA vokset med 124 %, og op til 500.000 kunder oplever dagligt strømafbrydelser. Samtidigt er kapacitetsmarginen i nettet halveret på 20 år. Det er vurderet, at disse afbrydelser koster USA mellem 120-160 mia. USD om året, svarende til 2-3.000 DKK pr. amerikaner pr. år.²⁸

På trods af et allerede stort efterslæb i det amerikanske eldistributionsnet, er investeringerne faldet siden 2006 og var i 2013 mindre end helt tilbage i 1991. Fortsætter denne udvikling, forventes et investeringsefterslæb i distributionsnettet på 57,4 mia. USD i 2020.²⁹

7.3.3 Underinvesteringer i det danske jernbanenet

I Danmark har jernbanenettet haft lignende problemer med efterslæb. I perioden fra 2002 til 2006 faldt den såkaldte "kanalregularitet" (mål for den præcision som jernbanenettet præsterer) fra 97 % til 94 % på S-togsnettet og fra 96 % til 91 % på fjernbanenettet.

Årsagen var årtiers efterslæb, som havde efterladt jernbanenettet i en nedslidt og udtjent stand.³⁰

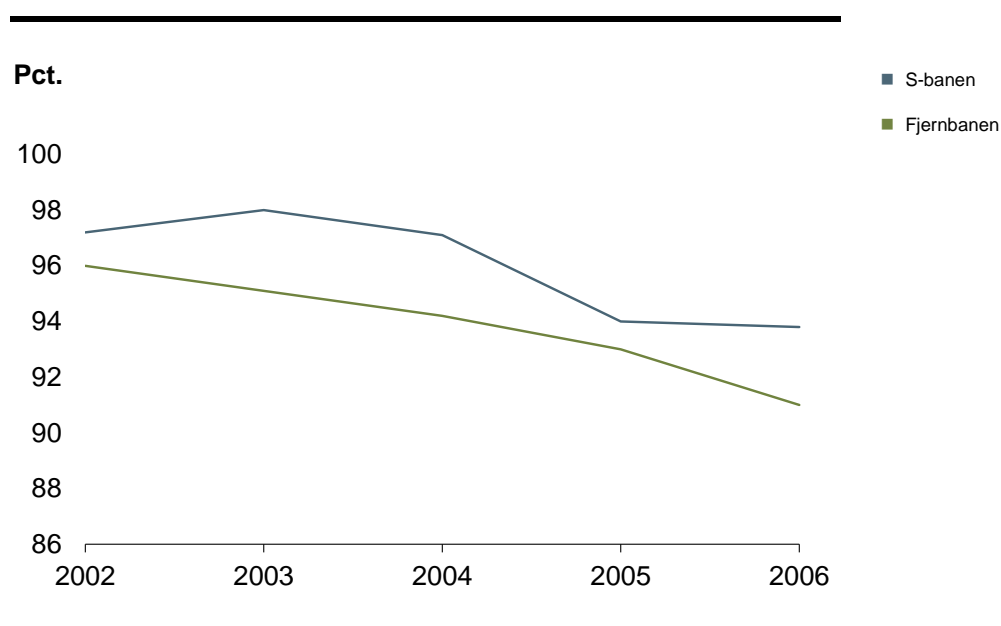
I 2007 blev det besluttet at rette op på dette efterslæb med "Aftale om trafik for 2007". Her blev afsat ekstra 4,7 mia. DKK i perioden 2007-2014, svarende til 600 mio. DKK årligt, alene til at indhente efterslæbet. Med de ekstra investeringer var S-togbanens regularitet igen oppe på 97,5 % i 2012 og fjernbanenettet oppe på 95,5 %.³¹

²⁸ EGSA (2012).

²⁹ ASCE (2013).

³⁰ Banedanmark (2007).

³¹ Banedanmark (2013).

Figur 40 Udviklingen i kanalregulariteten på fjernbanen og S-banen.

Kilde: Banedanmark (2007).

7.3.4 Underinvesteringer i de danske kloakker

Det danske kloaknet består af ca. 130.000 km kloaknet, omtrentligt ligeligt fordelt mellem offentlige kloakledninger og kloakledninger på privat grund.

Op igennem 1980'erne og frem til 2005 blev investeringer i kloaknettet dog nedprioriteret af kommunerne, hvilket førte til massive underinvesteringer. Efterhånden som Danmark oplevede mere ekstrem-regn, blev det tydeligt, at kloaknettets tilstand var i dårlig stand og ikke kunne håndtere de store mængder vand.

Værdien af det offentlige kloaknet blev i 2002 vurderet til en værdi på 130 mia. DKK. I 2008 blev værdien igen opgjort, denne gang til 98 mia. DKK. Der var altså tabt 32 mia. DKK i værdi i løbende kroner på bare 6 år, grundet underinvesteringer.³²

Det store efterslæb i investeringer har haft stor betydning for kloaknettets tilstand. Ifølge IDA er det blevet vurderet, at kloakkernes dårlige forfatning gjorde dem ude af stand til at håndtere ekstremregn. I 2006-2007 blev det af Forsikring og Pension vurderet, at skybruddet kostede 1 mia. DKK i erstatning.³³

³² IDA(2008)

³³ IDA(2008)

8 Smart regulering

De danske eldistributører er underlagt en økonomisk regulering, der blev grundlagt med liberaliseringen i 1999. I 2004 blev den økonomiske regulering af eldistributørerne revideret.

De rammevilkår, som eldistributørerne har arbejdet under siden, har vist sig at være både uklare og uhensigtsmæssige.

Det er i særdeleshed en udfordring for investeringerne i fremtidens distributionsnet. Investeringerne i fremtidens distributionsnet er forbundet med markant usikkerhed. Derfor er det altafgørende, at der kommer klare incitamenter og rimelige forhold for at tiltrække ny kapital. Ellers kan markedet ikke sikre en succesfuld overgang til et smartere og grønnere energisystem.

For samfundet og forbrugerne kan den nuværende regulering meget vel betyde, at afgørende investeringsbeslutninger ikke tages i tide, og at de danske elforbrugere ikke får adgang til den optimale teknologiske og funktionelle udvikling i de elbaserede services.

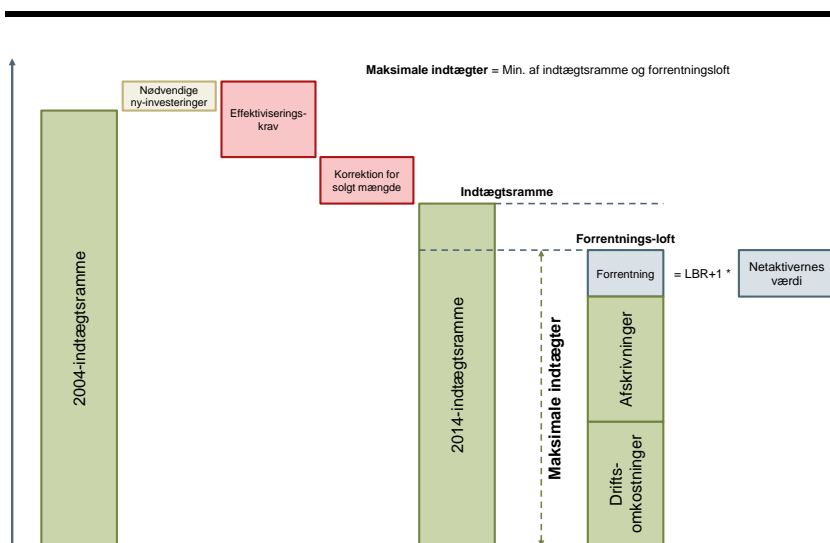
8.1 Nuværende regulering

Som kort fortalt i kapital 3 baserer den nuværende regulering sig overordnet på 3 regulerende mekanismer, nemlig forrentningsloftet, indtægtsrammen og benchmarking. Hertil er også nødvendige nyinvesteringer og korrektion for den transporterede mængde el centrale begreber:

- **Forrentningsloft**, der er udtryk for en retvisende markedsbaseret forrentning af selskabernes netaktiver.
- **Indtægtsrammen**, der er baseret på historiske omkostninger i 2004, da man indgik ELFOR-aftalen, der satte rammen for regulering af eldistributører. Indtægtsrammen reguleres efter den transporterede mængde el.
- **(Effektiviseringskrav fra) benchmarking**, der sigter på, at sammenligne eldistributørernes effektivitet og sikre, at alle selskaber agerer effektivt.
- **Nødvendige nyinvesteringer** er investeringer pålagt af det offentlige.
- **Transporteret mængde el** udgør en korrektion til eldistributørernes indtægtsramme, baseret på hvor meget den enkelte eldistributør leverer til kunderne.

Samlet er reguleringen vist i **Figur 41**, som viser, hvordan de enkelte begreber spiller sammen i reguleringen.

Figur 41 Nuværende regulering af eldistributørerne.



Kilde: Dansk Energi.

Indtægtsrammen sætter et maksimum for de enkelte selskabers indtægter, baseret på de historiske indtægter i 2004, justeret for nødvendige nyinvesteringer (kabellægning mv.), samt reduceret for effektiviseringskrav fra benchmarking og den transporterede mængde el.

Heroverfor står *forrentningsloftet*, som sætter et loft over eldistributørernes forrentning på den samlede investerede kapital (fremmed + egen). Forrentningsloftet siger, at selskaberne maksimalt må opnå en forrentning af kapitalen svarende til *den lange byggerente + 1 %*. Dette betyder, at overskuddet efter driftsomkostninger og afskrivninger, før skat, maksimalt må udgøre *x procent af den regulerede aktivmasse*, hvor *x* er den lange byggerente + 1 %.

Den maksimale indtægt over tid for den enkelte eldistributør er fastsat efter den mindste af indtægtsrammen og forrentningsloftet. Overordnet set fungerer det på den måde, at såfremt forrentningsloftet *ex post* viser sig at være overskredet, nedsættes indtægtsrammen årene efter. Der er altså en tidsmæssig forskydning i reguleringen, som bidrager til usikkerhed: Da forrentningsloftet først kan beregnes efter et regnskabsårs afslutning, kender eldistributørerne ikke den indtægtsramme, de skal operere efter de følgende år.

Som beskrevet i ovenstående boks, reguleres indtægtsrammen efter nødvendige nyinvesteringer, effektiviseringskrav fra benchmarking og korrektion for solgt mængde el. Med benchmarking måles de enkelte selskabers omkostnings-performance op mod hinanden. Herefter pålægges de selskaber, som har klaret sig dårligere end de bedste, et effektiviseringskrav. På den måde sikres en løbende reduktion af selskabernes omkostninger.

Endeligt korrigeres indtægtsrammen efter den solgte mængde el, som leveres til kunderne. Dette betyder, at der i 2004, ved ELFOR-aftalen for hver distribu-

tør, blev fastsat en tilladt pris per leveret kWh, altså øre/kWh-pris. Denne pris korrigeres efterfølgende, jf. benchmarking og nødvendige nyinvesteringer. Dermed fastsættes en maksimalpris, som selskaberne må tage per leveret mængde el. Deraf følger, at såfremt den leverede mængde el falder i et år, falder indtægtsrammen ligeledes.

Det kan bemærkes, at de enkelte eldistributørers tilladte indtægter siden 2005 grundlæggende er fastsat på baggrund af de faktiske indtægter i 2004. Tilfældige forskelle i eldistributørernes bagvedliggende omkostninger, investeringer og udbyttepolitik i 2004 har således givet forskelle i eldistributørernes tilladte indtægtsrammer siden 2005.

8.2 Kritik af den nuværende regulering

Den nuværende regulering har vist sig meget indviklet og tung at administrere. Dette har givet sig udslag i, at eldistributørerne endnu ikke har fået udmeldt endelige indtægtsrammer for perioden 2005-2013. Udfordringerne med reguleringen kan sammenfattes i følgende hovedpunkter, som gennemgås enkeltvis i nedenstående afsnit:

- i. Investeringsincitamenterne er uhensigtsmæssige
- ii. Incitamentsstrukturen er uklar
- iii. Benchmarkingmodellen afspejler ikke omkostningsbilledet
- iv. Ex post-regulering skaber unødigt usikkerhed.

8.2.1 Investeringsincitamenterne er uhensigtsmæssige

Forrentningsloftet for eldistributørernes regulatoriske kapital er fastsat til den lange byggerente + 1 %-point. Det betyder, at en eldistributør, som er bundet af forrentningsloftet, maksimalt kan få forrentet en reinvestering med den lange byggerente + 1 %-point. I det tilfælde at eldistributøren er bundet af indtægtsrammen, kan en reinvestering slet ikke forrentes, med mindre driften effektiviseres endnu mere. Dette kan få den konsekvens, at nødvendige reinvesteringer ikke foretages.

Dertil matcher den lange byggerente + 1 %-point ikke altid eldistributørernes faktiske kapitalomkostninger. Dette gør det unødigt svært at tiltrække kapital til de nødvendige investeringer.

En ikke-retvisende benchmarking af nye investeringer er med til at skabe usikkerhed om den faktiske forrentning af den investerede kapital. Mange nye investeringer rammes efterfølgende af effektiviseringskrav, som resulterer i en lavere forrentning af kapitalen. Det skyldes, at afskrivninger og øvrige omkostninger på nye investeringer benchmarkes imod historiske investeringer, som er gennemført til de lavere priser, der var gældende på investeringstidspunktet. Resultater er at investeringer, der fx er 10 – 30 år gamle måles til at være mere effektive end tilsvarende investeringer i dagens prisniveau.

8.2.2 Incitamentstrukturen er uklar

En af reguleringens hovedformål er at sikre en samfundsøkonomisk optimal drift af eldistributørerne, herunder investeringer og løbende drift. På trods af det, medfører det stramme forrentningsloft kombineret med en markant økonomisk konsekvens ved overskridelse, at det er svært for mange eldistributører at finde et økonomisk incitament til at investere. Samtidigt oplever de eldistributører, der ligger tæt på forrentningsloftet, at de ikke har incitament til at

effektivisere. Det tyder på, at reguleringen forhindrer, at effektiviseringerne opnås, der hvor de er nemmest at gå til.

8.2.3 Benchmarkingmodel matcher ikke omkostningsbillet

Effektiviseringskrav udmøntes af Energitilsynet på baggrund af "Netvolumenmodellen".³⁴ I Netvolumenmodellen beregnes eldistributørernes omkostningseffektivitet ved at beregne omkostningerne pr. installeret komponent i deres respektive net. Netvolumenmodellens formål er at tage højde for eldistributørernes rammevilkår, eksempelvis i form af forskelle i geografi og kundetæthed, ved at beregne omkostninger på forskellige typer af komponenter.

En stor u hensigtsmæssighed i den anvendte benchmarkingmetode og udmøntning af effektiviseringskrav er, at eldistributører vil kunne blive pålagt et akkumuleret effektiviseringskrav og deraf følgende varige indtægtsrammereduktioner, som overskrider selskabets oprindeligt opgjorte effektiviseringspotentiale.

Generelt ligger der også en svaghed i den anvendte netvolumenmodels evne til at korrigere retvisende for de egentlige omkostninger, der er drivende i eldistributørernes rammevilkår. I modellen laves der en meget simpel korrektion for det, der kaldes kundetæthed, defineret som antal forbrugere per km 0,4 kV-kabel. Kundetætheden skal ses som en proxy for byområder, hvor grave- og vedligeholdelsesarbejde er dyrere. Korrektionen er summarisk og baseret på en simpel statistisk analyse.

8.2.4 Ex post-regulering skaber unødvendig usikkerhed

I den nuværende regulering baserer man sig på beregninger af de tilladte indtægter for eldistributørernes ex post, dvs. efter en periodes udløb. Dermed skabes der usikkerhed om samspillet mellem investeringer, benchmarkingens udmålte effektiviseringskrav, udvikling i den lange byggerente, samt de mulige indtægter og kapitalforrentning.

Det er en usikkerhed, der gør, at eldistributørerne famler i blinde, når de træffer beslutninger, der har langsigtede konsekvenser for deres økonomiske situation. Det indebærer reelt en unødvendig risiko for eldistributørerne, der på et konkurrenceudsat marked ville medføre markant højere risikopræmier og dermed også forbrugerpriser.

Det vil således give en langt bedre incitamentsstruktur at udmelde en samlet ramme for eldistributørerne ex ante, så de store dispositioner selskaberne træffer kan ske på et oplyst grundlag og uden unødvendig regulatorisk risiko.

8.3 Smartgrid versus netforstærkninger – er vi udfordret på reguleringen?

Afsnit 6.3 beskrev, hvordan eldistributørerne vil få en række nye værktøjer til at håndtere planlægning og drift af elnettene. En række af disse værktøjer er endnu under udvikling og demonstration. For at sikre den fortsatte udvikling af disse værktøjer til gavn for samfundet er det vigtigt, at eldistributørerne ikke straffes for at indgå i smartgrid-demonstrationsprojekter. Udfaldet af sådanne projekter er i sin natur mere usikkert end investering i moden teknologi, så nogle smartgrid-demonstrationsprojekter vil medføre højere omkostninger for

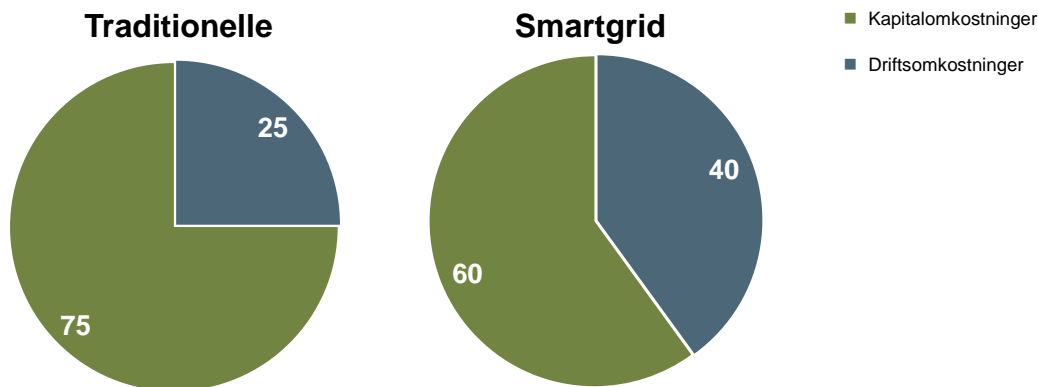
³⁴ Energitilsynet, <http://energitilsynet.dk/el/afgoerelser/tilsynsafgoerelser/2006/model-til-benchmarking-af-eldistributorer/>

eldistributørerne end planlagt. Det skal være muligt i den fremtidige regulering, at eldistributørerne kan påtage sig sådanne risici, da de spiller en nøglerolle i udviklingen af smartgrid-teknologierne og den langsigtede nedbringelse af sektorens omkostninger.

For at kunne foretage de bedst mulige investerings- og driftsbeslutninger er det afgørende, at eldistributørerne gives mulighed for at vælge den bedst mulige kombination af driftsudgifter (OPEX) i forhold til investeringsomkostninger (CAPEX).

Sammenlignes investeringer i smartgridløsninger med traditionelle netinvesteringer, vil smartgridinvesteringer kunne nødvendiggøre højere OPEX i forhold til CAPEX (se **Figur 42**). Dette skyldes eksempelvis øgede omkostninger til monitorering af nettet og drift af it-systemer. Til gengæld kan smartgrid reducere omkostningerne til netforstærkninger.

Figur 42 Forholdet mellem driftsudgifter og investeringsomkostninger for traditionelle netinvesteringer og smartgridinvesteringer.



Kilde: SE: estimat lavet til illustrative formål.

Det er derfor vigtigt, at den fremtidige omkostningsregulering af eldistributørerne tager højde for eldistributørernes individuelle arbejdsbetingelser.

Effektiviseringskrav bør således sigte på de totale omkostninger (summen af OPEX og CAPEX) og ikke kun fokusere på driftsomkostninger. Dette vil sikre, at eldistributørerne har mulighed for at vælge de mest omkostningseffektive løsninger i deres net, og ikke kun dem som minimerer driftsomkostningerne.

Der kan i en mere usikker fremtid være god grund til at lægge mere tyngde over i driftsomkostningerne fremfor kapitalomkostningerne. Det vil kun øge eldistributørernes tilpasningsevne i forhold til de hastige forandringer, de skal agere i, og dermed også muligheden for at sikre en lavere betaling for transport af el for elkunderne. Det vil være samfundsøkonomisk fordelagtigt, uanset om det er opnået gennem effektivisering af drifts- eller kapitalomkostninger.

8.4 Fair forrentning

Den økonomiske regulering af eldistributørerne skal give de rette incitamenter til investeringer og tillade en forrentning, der afspejler branchens reelle risikobillede.

De investeringer, som eldistributørerne gennemfører, kræver meget kapital. For at tiltrække denne kapital, kræver det en fair forrentning, som afspejler risikoen. Eldistributørernes adgang til kapital skal hentes på de frie markeder, uagtet at de opererer på et reguleret marked. Kapitalmarkederne vil nøgternt vurdere en reguleret eldistributør som "pris-tager" og stille et forrentningskrav, som eldistributørerne skal kunne leve op til for at kunne tiltrække investorer.

Eldistributørernes forrentningsloft er i dag fastsat til at være lig den lange byggerente + 1 %-point.

I forbindelse med Elreguleringsudvalgets arbejde skal det fremtidige forrentningsniveau for eldistributørerne fastlægges. Der er bred enighed om, at en ny retvisende model skal baseres på selskabernes vægtede gennemsnitlige kapitalomkostninger, også kaldet WACC (Weighted Average Cost of Capital).

8.4.1 Eldistributørernes vægtede gennemsnitlige kapitalomkostninger

En virksomheds kapital består sædvanligvis af gæld og egenkapital. Der er forskellige forrentningskrav og vilkår for henholdsvis egenkapital og gæld (fremmedkapital). Forholdet mellem egen- og fremmedkapital, kaldes kapitalstruktur eller gearing.

Egenkapital er de penge, som virksomhedens ejere stiller til rådighed for virksomheden, enten som indskudt kapital eller ikke-udbetalt overskud. Egenkapitalinvestorer kommer efter fremmedkapitalinvestorer, hvad angår retten til virksomhedens værdier. Derfor er forrentningskravet for egenkapital også højere end for fremmedkapital.

Fremmedkapital optages i virksomheden på faste lånevilkår, hvor der afdrages og betales renter efter en kontrakt. Det antages generelt, at det er attraktivt at inddrage fremmedkapital i finansieringen af en virksomhed. Dette skyldes, at der er fradrag for rentebetalinger på gæld.

For at beregne en virksomheds vægtede gennemsnitlige kapitalomkostninger, WACC, opstilles nedenstående ligning:

$$WACC = \frac{E}{D+E} * r_E + \frac{D}{D+E} * r_D(1 - T),$$

hvor E er markedsværdien af egenkapital, D er gæld, r_E er forrentning på egenkapital, r_D er forrentning på gæld og T er selskabsskattesatsen.

Ligningen siger, at virksomhedens gennemsnitlige kapitalomkostning, er

egenkapitalforrentningen vægtet med egenkapitalandelen + fremmedkapitalforrentningen (justeret for skattefradrag på renter) vægtet med fremmedkapitalandelen.

Forrentning af fremmedkapital (gæld)

Det er den aktuelle lånerente, som en eldistributør med en optimal kapitalstruktur kan opnå, der skal anvendes. Det vil sige en basisrente samt en kreditmargin, der afspejler långivers kreditvurdering, der baserer sig på forrentnings- og finansieringsrisiko associeret med eldistributøren.

Det er praksis, at man matcher basisrentens løbetid med virksomhedernes investeringshorisont. Da eldistributører er en going concern og ofte arbejder med 20-50-årige investeringsperspektiver, har man lagt sig på en relativt lang løbetid for renten - dvs. mindst 10 år. S&P(2007) har identificeret en stærk tendens til, at regulerede eldistributører finansierer sine aktiver via lange fastforrentede lån.

I tillæg til basisrenten fastlægges en kreditmargin, som långiver lægger på for at kompensere for virksomhedsspecifikke forhold. Den fastsatte kreditmargin vil afhænge af kapitalstruktur og kreditvurdering og kan findes ved at spørge efter prisindikationer fra etablerede långivere på markedet.

Forrentning af egenkapital

Den indskudte kapital - egenkapitalen - er også berettiget til en forrentning. Hvis dette ikke var tilfældet, vil egenkapitalinvestorerne trække egenkapitalen ud og placere dem anderledes.

En generel anerkendt tilgang til fastsættelse af egenkapitalens forrentningskrav er udtrykt i ligning 2.

$$r_E = r_{RF} + \beta * (r_M - r_{RF})$$

Hvor r_E er forrentningskrav for egenkapital, r_{RF} er forrentningen ved det risikofrie alternativ, r_M er afkastkravet for markedsporteføljen og er et mål for mængden af markedsrisiko. β er et mål for investeringens samvariation med det samlede marked. $\beta = 1$ beskriver en investering, som er perfekt samvarierende med markedet, og $\beta = 0$ beskriver en investering, som ingen samvariation har med markedet.

Ligningen siger, at egenkapitalens forrentning skal være lig en risikofri rente tillagt et markedsrisikotillæg, som afspejler den risiko, som investeringen giver til investorens portefølje.

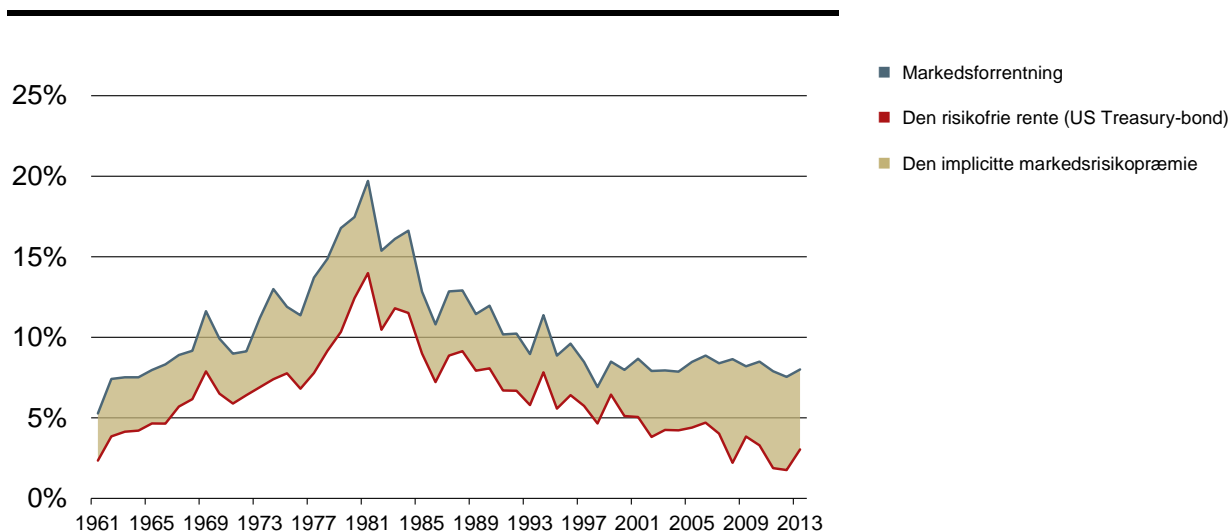
Den risikofrie rente afspejler minimumsafkastet fra en investering i et risikofrit aktiv.

Markedsrisikopræmien afspejler det merafkast, som en investor forventer ved at investere i en risikofyldt gennemsnitlig markedsportefølje sammenholdt med en risikofri investering (Brealey (2009)).

Historisk er markedsrisikopræmien steget, imens den risikofrie rente er faldet. Modsat de risikofrie renteniveauer, er det ikke muligt at måle markedsrisiko direkte. Den internationalt anerkendte forsker Damodaran³⁵ har i 2013 estimeret den implicite markedsrisiko, som vist i **Figur 43**.

³⁵ Damodaran (2013).

Figur 43 Markedsforrentning fordelt på risikofri rente og implicit markedsrisikopræmie, 1961-2013.



Kilde: Damodaran (2013).

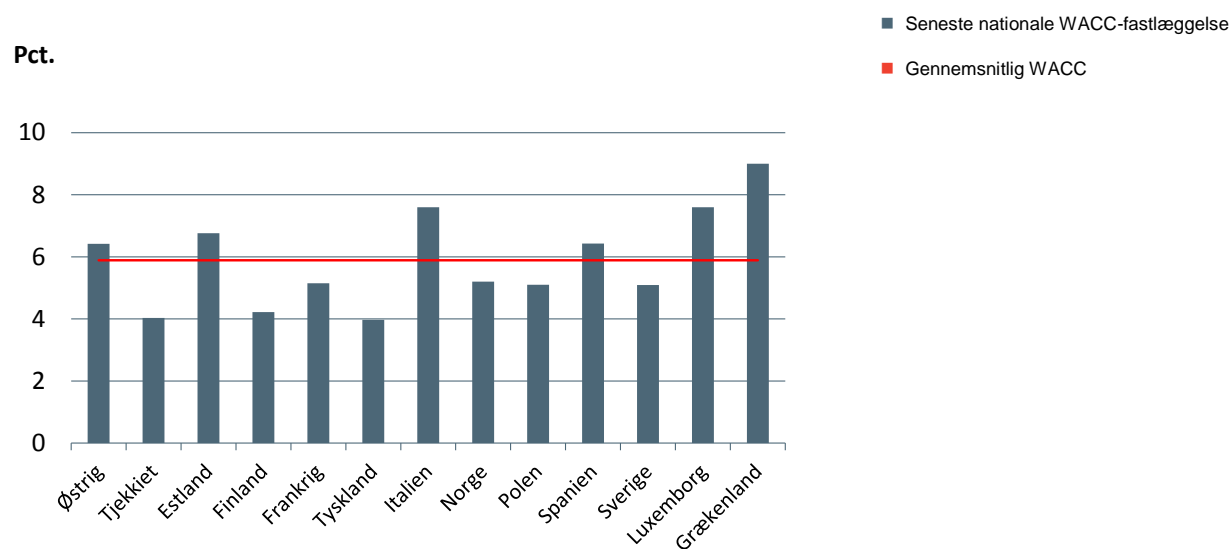
Som det ses af **Figur 43**, er markedsrisikopræmien steget i takt med, at den risikofri rente er faldet i perioden fra 1980 frem til nu.

Beta for egenkapital er et mål for den systematiske risiko, som man kalder forholdet mellem et givet investeringsafkast og markedets samlede afkast. Beta estimeres ved at beregne korrelationen mellem historiske afkast for virksomhederne og det historiske markedsafkast. Generelt er regulerede sektorer forbundet med en relativt lav beta-værdi, på omkring 0,4.

8.4.2 Regulatorisk WACC for udenlandske eldistributører

I de fleste andre europæiske lande er den regulatoriske forrentning baseret på et skøn for eldistributørernes WACC. Det seneste resultat af Eurelectrics interne undersøgelse viser, at de fleste lande i 2013 havde en regulatorisk real-WACC før skat på omkring 6 %. Det kan ses på **Figur 44**.

Figur 44 WACC-fastlæggelse for eldistributører i europæiske lande, 2013.



Note: Den WACC, der er angivet, er real før skat.

Kilde: Interviewundersøgelse blandt eldistributører, udført af Eurelectric.

Når WACC-estimerne varierer, skyldes det generelt, at der er forskel på renteniveauerne og tilgangen til anvendelsen af inputlandenes regulatorer imellem. Det er dog vigtigt at bemærke følgende gennemgående elementer i de udenlandske regulatorers WACC-beregninger:

- Kapitalstrukturen antages generelt til at bestå af 60 % gæld, men varierer fra 30 til 80 %.
- Langt størstedelen af landene baserer den risikofrie rente på en 10-årig statsobligation.
- Beta estimeres på baggrund af en større gruppe energiselskaber og regulerede forsyningselskaber fra Europa og USA.

9 Referencer

- ASCE(2013)** American Society of Civil Engineers, *2013 Report Card for America's Infrastructure*, 2013
- BaneDanmark(2007)** BaneDanmark, "*Jernbaneinfrastrukturen tilstand*", 2007
- BaneDanmark(2013)** BaneDanmark, "*Afrapportering på Aftale om trafik for 2007*", foråret 2013
- Brealey (2009)** Brealey, M. a. A., "*Principles of Corporate Finance*." 9. udgave red. s.l.:McGraw-Hill, 2009
- CEER(2014)** Council of European Energy Regulators, *CEER Benchmarking Report 5.1 on the Continuity of Electricity Supply*, 2014
- Copenhagen Economics(2014)** Copenhagen Economics, *endnu ikke offentliggjort rapport om eldistributørernes effektiviseringspotentiale*. 2014
- Damodaran(2013)** Damodaran, A., "*Equity Risk Premiums (ERP): Determinants, Estimation and Implications*". The 2013 Edition red. s.l.:Stern School of Business, 2013
- Dansk Energi(2013)** Dansk Energi og Energinet.dk, *Smartgrid i Danmark 2.0*, 2013
- Deloitte(2012)** Deloitte, *Analyse af forrentning af netaktiver*, 2012.
- Deloitte(2013)** Deloitte, *Eldistributørernes opgaver og regulering på elmarkedet i udvalgte europæiske lande*, 2013
- DG GRID(2007)** DG Grid project, *Regulating Innovation & Innovating Regulation*, 2007
- EGSA(2012)** Electrical Generating Systems Association, *Powerline Magazine, November/December 2012*, 2012
- Energinet.DK(2013)** Energinet.dk, *Energinet.dk's analyseforudsætninger 2013-2035*, 2013
- ENS(2013)** Energistyrelsen, *Samfundsøkonomisk analyse af udrulning af fjernafmålede timeelmålere*, 2013
- ENS(2014)** Energistyrelse, *Energiscenarier frem mod 2020, 2035 og 2050*, 2014
- Eurelectric(2013)** Eurelectric, *Power Distribution in Europe facts & figures*, 2013
- Eurelectric(2014)** Eurelectric, *Analysis of European Power Price Increase Drivers*, 2014
- Eurelectric(2014b)** Eurelectric, "*Electricity distribution investments: What regulatory framework do we need?*", 2014
- HarrisWilliams(2010)** HarrisWilliams & Co, "*Transmission and Distribution Infrastructure*", 2010
- IDA(2008)** Ingeniørforeningen, IDA, "*Tilstanden i landets kloaksystemer*", 2008.
- Improgress(2009)** Improgress, *Assessment of interactions between the economics of distributed generators, distribution system operators and markets*, 2009
- KFST(2011)** Konkurrence- og forbrugerstyrelsen, *Detailmarkedet for elektricitet*, 2011
- S&P(2007)** Standard & Poors, *U.S. Utilities Ratings Analysis Now Portrayed in The S&P Corporate Ratings Matrix*, 2007
- SET(2014)** Statens Energitilsyn, *Reguleringsregnskaber*, <http://energitilsynet.dk/el/offentligt-tilgaengeligt-register/reguleringsregnskaber/>, hentet oktober 2014.



DANSK ENERGI
ROSENØRNS ALLÉ 9
DK-1970 FREDERIKSBERG C
DENMARK

+45 3530 0400
WWW.DANSKENERGI.DK
DE@DANSKENERGI.DK
