

**Redegørelse om
muligheder for og
virkninger af ændrede af-
gifter på elektricitet med
særlig henblik på bedre
integration af vedvarende
energi
(dynamiske afgifter)**

Maj 2010



Indledning.....	3
Sammenfatning.....	5
1. Udvikling i forbrug af elektricitet.....	26
2. Afgift på elektricitet	30
2.1 Sats.....	30
2.2 Fiskal og parafiskal beskatning af el.....	33
2.3 Lempelser af afgifterne på el.....	38
2.4 Afgiftsgrundlag.....	40
2.5 Virkninger af at ændre de nuværende afgifter.....	44
2.6 CO2-kvoter.....	57
2.7 Administration af den nuværende elafgift.....	61
3. Alternative indretninger af elafgift.....	71
3.1 Reduceret brændselsafgift.....	77
3.1.1 Brændselsafgift – lille sats.....	77
3.1.2 Brændselsafgift med benchmark/grænseudligning.....	80
3.1.3 Kommentarer til modellen.....	84
3.2 Alternative forbrugsafgifter.....	85
3.2.1 Generelle virkninger af punktafgifter mv.....	86
3.2.2 Lavere afgifter om natten – og højere afgifter resten af døgnet.....	95
3.3 Kraftvarmefordel mv.....	134
Vindkraft, sæsonvariation og varmebehov.....	139
3.3.2 Om elpatronordningen.....	145
Fløjtemodellerne.....	153
4 Administrative forhold mv.....	165
4.1 Måler tekniske muligheder	165
”Intelligente” elmålere	165
Klima- og energiministeriets initiativer til at fremme det intelligente elforbrug.....	166
4.2 Hvordan er målerne udbredt.....	171
4.3 EU-regler.....	175
4.4 Indretning af elmarked – spot termin etc.	176



SKATTEMINISTERIET

Indledning

Af *Aftale om bedre integration af vind* fra oktober 2009 mellem (regeringen (Venstre og Det Konservative Folkeparti), Socialdemokraterne, Dansk Folkeparti, Socialistisk Folkeparti og Det Radikale Venstre) fremgår følgende:

”I aftale om indførelse af ”elpatronloven” blev de særlige afgiftssatser for forbrug af el i første omgang vedtaget, at gælde i fire år fra loven trådte i kraft (1. januar 2008), idet partierne ville tage stilling til en eventuel forlængelse på baggrund af en uafhængig analyse.

EA Energianalyse og Risø DTU har den 9. juni 2009 færdiggjort den uafhængige analyse *Bedre integration af vind. Analyse af elpatronloven, treledestarif-fer for mindre kraftvarmeanlæg, afgifter og andre væsentlige rammebetingelser*.

I forlængelse af analysens anbefalinger, og med henblik på bedre at integrere vind i energisystemerne, er aftalepartierne bag elpatronloven (regeringen (Venstre og Det Konservative Folkeparti), Socialdemokraterne, Dansk Folkeparti, Socialistisk Folkeparti og Det Radikale Venstre) enige om:

1. Elpatronloven gøres permanent.
2. Krav om ejerskab lempes, så ordningen også gælder:
 - Fjernvarmeværker uden egen kraftvarmekapacitet der leverer til fjernvarmenet, hvor hovedparten af varmen kan forsynes fra kraftvarmeanheder.
 - Virksomheder med kraftvarmekapacitet hvor varmen bruges i samme interne varmesystemer.
3. Skatteministeren fremlægger inden den 1. juni 2010 en redegørelse om muligheder for, og virkninger af, ændrede afgifter på elektricitet med særlig henblik på bedre integration af VE (dynamiske afgifter).
4. Klima- og energiministeren fremlægger inden den 1. juni 2010 en redegørelse om muligheder for, og virkninger af, ændrede tariffer for elektricitet med særlig henblik på bedre integration af VE (dynamiske tariffer).
5. Energiaftalepartierne orienteres årligt om udviklingen i mindre kraftvarmeværkers overgang til markedsvilkår på baggrund af op-

gørelser fra Energinet.dk, første gang i juni 2010. De små værker kan dog fortsat anvende treledstariffen, hvis de måtte ønske det.

6. Energinet.dk undersøger mulighederne for at udvikle rammerne for regulerkraftmarkedet, således at elforbrug og andre mindre enheder kan indgå i regulerkraftmarkedet. Energinet.dk rapporterer herom inden den 1. juni 2010.”

Nærværende redegørelse vedrører alene aftalens punkt 3 vedrørende muligheder for, og virkninger af, ændrede afgifter på elektricitet med særlig henblik på bedre integration af VE (dynamiske afgifter).

Redegørelse om muligheder for, og virkninger af, ændrede tariffer for elektricitet med særlig henblik på bedre integration af VE (dynamiske tariffer) vil blive fremlagt af klima- og energiministeren.

Sammenfatning

Denne redegørelse er foranlediget af aftale mellem energiforligspartierne om at gøre elpatronordningen permanent.

Forud for aftalen havde Ea energianalyse og Risø DTU, efter forligspartiernes ønske, udarbejdet *Bedre integration af vind. Analyse af elpatronloven, tredstariffen for mindre kraftvarmeanlæg og andre væsentlige rammebetingelser. Juni 2009.*

Den overordnede linie i analyserne og anbefalingerne var, at det var muligt at integrere langt mere vindkraft end i dag. Men at det ville blive endnu mere hensigtsmæssigt, at man på mange forskellige områder øgede markedets fleksibilitet – virkninger af ændrede priser – såvel på udbudssiden som på efterspørgselssiden. På efterspørgselssiden blev det blandt andet anbefalet, at muligheder og virkninger af såkaldte dynamiske afgifter blev undersøgt.

Der er mange fortolkninger af, hvad dynamiske afgifter er. Derfor omfatter denne redegørelse en lang række alternative måder at indrette elafgiften på, der på den ene eller anden måde kan tænkes at øge markedets fleksibilitet. Nogle af modellerne er sandsynligvis administrativt umulige, eller hindres af EU. Men alle modellerne er undersøgt under den (måske urealistiske) forudsætning, at de også kan gennemføres i praksis.

Normalt vil en undersøgelse af skatter og afgifter fokusere på, hvorvidt de lever op til de klassiske mål for god skattepolitik:

- Evne til at finansiere offentlige udgifter
- Få forvridninger
- Internalisere eksterne omkostninger
- Rimelig fordelingsvirkning
- Gennemskuelighed og forudsigelighed
- Virker konjunkturdæpende
- Få administrative omkostninger

Disse virkninger er også undersøgt. Men da redegørelsen er foranlediget af et ønske om at få belyst, hvordan man bedre kan integrere større mængder vindkraft, har udgangspunktet for undersøgelserne været, hvordan de forskellige modeller virker i forhold til vindkraft. Også selv om de klassiske mål for skattepolitikken måske udelukker nogle af modellerne på forhånd.

Vindkraftens karakteristika

Vindkraften har i de seneste 5 år udgjort 17-20 pct. af det samlede danske elforbrug før nettab, 2,5-3 pct. af det samlede bruttoenergiforbrug og 3,5-4 pct. af det endelige energiforbrug.

Andelen var højst i Vestdanmark, 21-25 pct., hvor omkring 60 pct. af el forbruges, og lavest i Østdanmark, 10-12 pct.

Ved undersøgelse af vindkraftens virkninger har udgangspunktet været forholdene i Vestdanmark – dvs. vest for Storebælt i 2008-2009 og delvist 2007.

Der er mål om, og Danmark er i EU forpligtet til, at andelen af energiforbruget fra vedvarende energi (VE) skal stige til 30 pct. af det endelige energiforbrug i 2020.

En stigning i vindkraftproduktion med 150 pct., så vindmøllernes andel af elforbruget kommer op mod 50 pct., vil yde et væsentligt bidrag til VE-målene. I det omfang det sker ved vindmøller vil det i øvrigt ud fra den statistiske konvention også føre til et fald i det udenrigshandelskorrigerede bruttoenergiforbrug.

På kort sigt reagerer vindkraftproduktionen ikke på ændrede priser. De marginale omkostninger er lave, mens der er betydelige omkostninger til etablering af anlæg. På længere sigt vil højere priser på el fra vindmøller øge vindkraftproduktionen i forhold til ellers.

Vindkraftproduktionen på kort sigt er derfor bestemt af den skiftende vind. Energien i vind firedobles, når vindhastigheden fordobles. Og andelen af energien der kan udnyttes af møllerne stiger med vindhastigheden op til en vis vindhastighed. Derfor er vindkraftproduktionen meget fluktuerende.

Produktionen varierer ikke omkring et typisk niveau. Det typiske niveau dvs. produktionen i de fleste timer – er næsten 0.

Det betyder, at der i 20 pct. af tiden, hvor der er mindst vind, produceres 2 pct. af den samlede produktion.

I den halvdel af tiden hvor der er mindst vind, produceres 15 pct. af den samlede produktion.

I de 20 pct. af tiden hvor der er mest vind, produceres 50 pct. af den samlede produktion.

I de 10 pct. af tiden, hvor der er mest vind, produceres 30 pct. af den samlede produktion.

De vindrige og vindfattige perioder optræder på alle tider af døgnet og i løbet af alle årstiderne.

Der er dog nogle helt overordnede mønstre:

- De vindrige timer kommer ofte i bølger – det blæser generelt kraftigt i længere tid ad gangen – dage/uger – eventuelt midlertidigt afbrudt af enkelte kortere mere stille perioder eller så kraftig vind, at møllerne stopper.
- De vindfattige timer kommer oftest i længere bølger – der er stille eller svag til jævn vind i længere tid ad gangen – dage/uger/måneder – eventuelt midlertidigt afbrudt af kortere perioder med hård vind eller kuling.
- I gennemsnit, men med meget stor variation omkring gennemsnittet er der større produktion i løbet af dagen end om natten. Vindkraftproduktionen varierer således overordnet på samme måde som forbruget over døgnets timer og med den normale variation i døgnets priser om end ikke helt så kraftig.
- Sammenholdes forbrug og produktion ved en væsentlig udbygning af vindkraften vil produktionen oftest overstige forbrug om natten og om eftermiddagen, mens forbruget oftest vil være størst om morgenen og formiddag og delvist i løbet af aftenen.
- I gennemsnit, men med stor variation omkring gennemsnittet er der ca. 50 pct. større produktion i vinterhalvåret end i sommerhalvåret. Forbruget er også større om vinteren end om sommeren, men sæsonvariationen er mindre end for vindkraften. Priserne er i gennemsnit højere fra begyndelsen af efteråret til slutningen af vinteren. Priserne bestemmes mere af forholdene i udlandet end i Danmark.
- Vindkraftproduktionen er overordnet særlig stor i de samme årstider, hvor kraftvarmeproduktionen er stor.
- Selv om der er disse overordnede mønstre, er vindkraften meget tilfældig. Den er dog ret forudsigelig på kort sigt i de vindstille perioder – og i de perioder det blæser særligt meget – jf. at produktionen på møllerne når sit maksimum før kuling/stormende kuling.
- I Vestdanmark varierer forbruget mellem ned til 1.250 MW og op 3.750 MW (mellem 1,25 og 3,75 mio. kWh pr. time) omkring gennemsnittet på godt 2.400 MW.

- Hvis vindkraftproduktionen udbygges med 150 pct. i Vestdanmark vil vindkraftproduktionen variere mellem mange timer tæt på 0 og få timer op mod 5.500 MW og i gennemsnit udgør ca. 1.500 MW. Udsving i vindkraftproduktion er således langt kraftigere end udsving i forbrug. I omkring 22 pct. af tiden vil produktionen være større end forbruget, selv om vindkraft kun i gennemsnit udgør godt 60 pct. af forbruget.
- Vindkraftproduktionen varierer fra år til år med typisk 5-10 pct. omkring gennemsnittet.

Der er store omkostninger ved at lagre elektricitet som elektricitet. Elektricitet kan dog for få omkostninger lagres som potentiel vandkraft og eventuelt som varme jf. senere.

Forbrug og produktion af elektricitet skal ske samtidig.

Den fluktuerende vindkraftproduktion forudsætter derfor:

- at forbruget øges kraftigt i den mindre del af tiden, hvor størstedelen af vindkraften produceres/reduceres noget, når vindkraften er normal.
- at anden produktion reduceres kraftigt i den mindre del af tiden, hvor størstedelen af vindkraften produceres/øges noget, når vindkraften er normal
- at nettoeksporten øges kraftigt i den mindre del af tiden, hvor størstedelen af vindkraften produceres/der importeres lidt mere end normalt, når vindkraften er normal.

I praksis vil det ske ved kombinationer, der vil skifte over tiden.

Markedet vil selv finde ud af, hvilken kombination, der er samfundsøkonomisk mest hensigtsmæssig, når unødige barrierer er elimineret.

Når der er særlig stor vindproduktion, vil markedsprisen tendere mod at være noget lavere end gennemsnittet, mens den er lidt højere end gennemsnittet ved normal produktion.

Forbruget af el reagerer på ændrede priser, men normalt er prisfølsomheden lav, særligt på kort sigt. Der er dog visse typer forbrug (særligt varme, pumpning, køling og eventuelt vask), der eventuelt kan forskydes i kortere perioder. Kommer der elbiler vil dette forbrug også kunne forskydes. Potentialet, der med rimelighed kan forventes at kunne flyttes, svarer optimistisk til op mod 300 MW samlet set, for erhverv og husholdninger i forholdsvis få timer. Det kan øges ved større udbredelse af elvarme og elbiler.

Selv ved meget store variationer i elprisen vil det næppe være hensigtsmæssigt med f.eks. fleksibel mødetid i skoler og på arbejdspladser (skoletiden og den tidlige arbejdstid er sammenfaldende med perioder med størst forbrug) ud fra udsigter til elpris næste dag etc. Og det vil kunne overbelaste lokale elnet, hvis alle i landsbyen med varmepumper producerer til dagens behov i få timer, hvor elprisen er særlig lav. Potentialet for elbiler er af Ea Energianalyse opgjort til 200 MW for hele landet på længere sigt ved en betydelig andel elbiler. Men i praksis vil dette potentiale kun kunne udnyttes på de tider af døgnet, hvor belastning af lokale net er lav, hvilket ikke systematisk hænger sammen med de timer, hvor vindkraftproduktionen er kraftigst.

I alle tilfælde vil et ekstraordinært stort forbrug ikke kunne opretholdes i længere tid ad gangen.

Hvis prisen på el bliver så lav, at el bliver konkurrencedygtig overfor brændsel, vil elforbruget kunne reagere meget kraftigt. Dels fordi fjernvarmeproduktionen er af samme størrelsesorden som elforbruget, dels fordi varme kan oplagres. Ea Energianalyse har opgjort potentialet her og nu til 1.000 MW vedrørende elpatroner for hele landet. Men fjernvarmekapaciteten er væsentlig større. Teknisk kan elvarmepumper også bidrage, men det kan betale sig at anvende varmepumper også ved normale elpriser. Forbrug af el til varmepumper kan derfor ikke forventes at stige ekstraordinært andet end meget kort ved meget lave elpriser – forskydning af forbrug, men kan afbrydes i længere tid ved høje priser, hvis der er en alternativ varmekilde.

Der kan være særlige forbrugere, der har gode muligheder for at variere forbruget.

Produktionen på kraftværker og kraftvarmeverker kan varieres inden for kortere perioder, og produktionen reagerer på ændrede priser – i størrelsesordenen 100 MW i Vestdanmark, hver gang prisen ændres 1 øre/kWh omkring det normale niveau, (svarer til omkring 1,5 mia. kWh årligt for hele Danmark).

Var Vestdanmark ikke forbundet med udlandet med kraftige elforbindelser, ville der med godt 60 pct. vindkraft komme meget stor prisvariation, og måske mindst 10 pct. af vindmøllernes produktion skulle destrueres.

Afgørende for muligheder af en stor vindkraftproduktion er derfor forbindelser til udlandet:

Fra Vestdanmark til Norge/Sverige	1.780 MW
Fra Vestdanmark til Tyskland	1.500 MW
Fra Vestdanmark til Sjælland (fra 2010)	600 MW

Og særligt forbindelserne mod nord. Er der stor vindkraftproduktion i Vestdanmark, er der det sandsynligvis også i Slesvig Holsten og i Østdanmark.

Vindkraft og vandkraft i Norden, hvor nedbør om vinteren falder som sne, samt vindkraft og det overordnede forbrugsmønster i Norden kan næsten ikke passe bedre sammen.

Øges den vestdanske vindkraftproduktion med 150 pct. til godt 60 pct. af forbruget, vil produktionen svinge mellem 10-15 mia. kWh årligt.

Alene i Norge produceres mellem godt 105 og hen ved 145 mia. kWh/år ved vandkraft.

Vandkraften kan varieres med få omkostninger på kort sigt. Produktionen kan sættes kraftigt op i længere tid ad gangen og også indstilles for de producenter, der har et vandkraftmagasin.

Den samlede kapacitet i vandkraftmagasinerne svarer til godt 120 mia. kWh.

Var der ubegrænset kapacitet i ledningerne til Norden ville 1 uges uafbrudt maksimal produktion på vindmøllerne svare til $\frac{3}{4}$ pct. af lagerkapaciteten i magasinerne. Det er lidt i forhold til den normale variation.

Yderligere gælder det, at der er bedst plads i magasinerne, når vindmølleproduktionen i gennemsnit er størst. Magasinerne tømmes gradvist, fra når vinteren sætter ind, forbruget stiger, og nedbøren falder som sne indtil slutningen af april, hvor forbruget (af elvarme) falder, og sneen smelter.

Det nordiske elforbrug er endvidere meget større om vinteren end om sommeren sammenlignet med Danmark.

Overordnet set for hele Norden vil en udbygning af vindkraft i Norden således udjævne den samlede "ubalance" mellem forbrug og produktion i Norden snarere end øge den. Det gælder også, hvis udbygningen sker i Danmark, og der ellers er tilstrækkelig kapacitet.

Det kan dog ikke betale sig at udbygge forbindelserne, således at der altid er ledig kapacitet. Forbindelserne kan bryde sammen, og i visse tilfælde begrænses de af ikke markedsmæssige årsager.

De allerede eksisterende gode forbindelser mod nord og vandkraftens store fleksibilitet på kort sigt gør, at priserne varierer langt mindre i Danmark end på kontinentet, herunder Tyskland.

I Tyskland er der en klassisk døgnvariation i priserne. I gennemsnit var forskellen på døgnets dyreste time (mellem kl. 18-19) og døgnets billigste time mellem kl. 3-4 på godt 25 øre/kWh i 2009. I Vestdanmark og Sverige var forskellen mellem dyreste time (mellem kl. 10 -11) og de billigste (mellem kl. 3-5) på omkring 10 øre/kWh, og i Norge var forskellen omkring 5 øre/kWh.

Samlet giver en kraftig dansk udbygning af vindkraft vel udfordringer, men den hindres ikke af uoverstigelige tekniske barrierer først og fremmest på grund af naboskabet til Norge og delvist Sverige.

I sig selv vil mere vindkraft øge de kortsigtede fluktuationer i priserne i Danmark, men et af svarene herpå – udbygning af forbindelserne mod nord vil paradoksalt nærmest dæmpe hyppigheden af de helt kortsigtede prissving.

Med en mere fælles nordisk prisstruktur vil prissvingningerne snarere komme som længere ”dønninger” end som små krappe bølger. Kombination af meget nedbør (der er også vandkraftværker uden større magasin) og meget vind i en periode vil kunne give længere sammenhængende perioder med meget lave priser, og omvendt vil der ved stor kulde og lidt umiddelbar brugbar nedbør som i vinteren 2010 kunne komme længere perioder med meget høje priser.

Fordi det ikke kan betale sig at udbygge forbindelserne mod nord, så kapaciteten altid er rigelig, vil der dog også, særligt når det blæser kraftigt eller ved defekt i forbindelserne til Norge mv., komme kortere perioder med store prisudsving.

Den overordnede konklusion fra Ea Energianalyse om, at hensigtsmæssigheden af at fjerne yderligere unødige barrierer mv. for fleksibelt dansk forbrug og produktion øges ved mere vindkraft, holder således stadigvæk, og er i øvrigt anbefalelsesværdig selv uden vindkraftudbygning.

Øget fleksibilitet på produktionssiden

- Der er allerede skabt større fleksibilitet på produktionssiden ved decentrale kraftvarmeværkers overgang til markedsvilkår og afkobling af støtten fra produktionen.
- Der er dog fortsat få værker på treledstarif eller anden fast afregningspris – f.eks. biogasværker.
- Støtten til vindmøller i form af en garanteret pris tilskynder særligt til udbygning, hvor det blæser mest, mens et pristilskud vil føre til flere vindmøller dér, hvor prisen, når møllerne producerer mest, ikke trykkes af de andre møller.

- Støtten til møller, som via at tilskuddet gives op til et vist antal fuldlasttimer, tilskynder til, at møllernes maksimale effekt bliver større, end den ellers ville have været. Dermed vil en større del af produktionen finde sted på de tider, hvor der i forvejen er stor produktion/lave priser.
- Ved elpatronordningen er kraftvarmeværkernes produktion af el ved lave priser blevet mere fleksibel. Før var afgiftsrabatten på kraftvarme betinget af, at varmen blev fremstillet som kraftvarme. Nu er hovedparten af afgiftsrabatten fra værkerne betinget af, at der er tilstrækkelig kraftvarmekapacitet. Det ændrer ikke på incitamentet til at fremstille varmen som kraftvarme ved normale priser, men når priserne er lave, vil afgiftsrabatten ikke længere holde elproduktionen, (der da konkurrerer med f.eks. vindkraft), kunstigt i gang.
- Ved ligestilling af afgiftsvilkår for central og decentral kraftvarme, der blev gennemført ved *Forårspakke 2.0*, er fleksibiliteten udvidet til også at gælde de centrale kraftvarmeværker. Det gjorde det muligt at ændre afgiftsreglerne, så kortvarig by-pass blev en realistisk mulighed. Før førte afgiftsreglerne til, at priserne skulle være stærkt negative, før det kunne betale sig for visse værker at ophøre med at fremstille el.
- Ved høje PSO-afgifter er produktionen på industrielle kraftvarmeanlæg uflexibel selv ved lave elpriser, jf. at der gives rabat i PSO-afgiften for det forbrug, der forsynes fra eget industrielt kraftvarmeanlæg.
- Ved afgiftsrationaliseringens regler om CO₂-afgift på brændsler til fremstilling af el uden for kvotesektoren, metanafgiften og NO_x-afgiften vil mindre decentrale kraftvarmeværker ophøre med produktion ved lidt højere elpriser end før, hvilket skaber bedre plads til vindkraften.

Fleksibilitet på forbrugssiden

- På forbrugssiden er det klart største potentiale for såkaldt nedregulering – forøget forbrug når priserne er lave – elkedler i kollektive varmeområder. Teknologien er umiddelbart tilgængelig.
- Der er skabt sikkerhed for investeringer i elpatroner ved aftalen om at gøre ordningen permanent.

- Ordningen er endvidere blevet udbredt, således at det ikke længere er en betingelse at værket selv har kraftvarmekapacitet, men nu blot at værkets varme konkurrerer med kraftvarme.

Store skridt til at gøre elmarkedet mere fleksibelt er således allerede taget.

Men det er ikke en undskyldning for ikke at rydde resterende barrierer af vejen herunder tarif- og afgiftsmæssige barrierer.

Afgifter på forbrug af brændsel til fremstilling af el

I denne redegørelse undersøges muligheder og virkninger af at erstatte de nuværende afgifter på forbrug af el med afgifter på brændsel til fremstilling af el.

Brændsel til el var tidligere helt fritaget for afgift. Ved introduktion af CO₂-kvoteordningen, er forbrug af brændsel nu blevet belastet af udgifter ved forbrug af CO₂-kvoter. Det har øget fleksibiliteten i elproduktionen ved, at termiske værker ophører med produktion af el ved højere elpriser end før, hvilket gavner vindkraften. Men har også ført til, at ”udbudskurven” er blevet mere stejl, jf. at den marginale producent oftest udleder mere CO₂, end den producent, der er marginal ved lidt lavere priser.

Afskaffes afgifter på forbrug af el, vil en række anvendelser af el kunne blive konkurrencedygtige med brændsel. Det er særligt de anvendelser af el, hvor der er meget nære substitutionsmuligheder, der kan blive fleksibel.

Erstattes forbrugsafgifterne med afgifter på brændsel ved elproduktion, vil det lige som CO₂-kvoterne gavne vindmøllerne. Men det vil gøre den termiske elproduktion meget ufleksibel forstået på den måde, at de ved såvel lave, normale som høje markedspriser vil ophøre med at producere. Alene det forhold, at kapaciteten til udlandet er begrænset, vil levne plads til en vis dansk termisk elproduktion, idet det er omkostningerne i Danmark, der er afgørende for markedspriserne, når importen er begrænset af ledningskapacitet.

En sådan omlægning vil være stærkt forvridende og give samfundsøkonomiske tab på i størrelsesorden ca. 7 mia. kr., provenutab for staten på 10 mia. kr., belaste erhverv med ca. 4 mia. kr., elværkerne med 2,5 mia. kr., men gavne husholdninger og vindkraftproducenter mv. med henholdsvis 6,5 mia. kr. og knap 3 mia. kr.

Markedspriserne vil svinge kraftigt og give forbrugerne incitamenter til fleksibelt forbrug.

Modellen kan ud fra almindelige skattepolitiske succeskriterier ikke anbefales.

Lille afgift på brændsel til produktion af el

Afgørende for de meget store negative virkninger er, at fuld brændselsafgift er meget høj. Forvridningsomkostningerne er fire gange større ved dobbelt afgiftssats, men stiger lineært med elasticiteten. Da udbudselasticiteten for dansk el på kort sigt er omkring 10 gange større end efterspørgselselasticiteten på langt sigt, er en meget betydelig virkning uundgåelig. Høje satser og stor elasticitet giver meget store forvridninger.

Men med en meget lille afgiftssats på brændsel er forvridninger små.

Der er undersøgt en model, hvor brændsel belastes med 1,25 kr./GJ i afgift.

Det vil give staten en provenugevinst på ca. 260 mio. kr., men belaster elværkerne med ca. 210 mio. kr., forbrugerne med ca. 65 mio. kr., men giver VE-elproducenter en gevinst på brutto ca. 25 mio. kr., men alene netto ca. 5 mio. kr. efter modregning af lavere tilskud. Netto taber samfundet ca. 10 mio. kr. Havde Danmark i forvejen været nettoimportør i stedet for som forudsat nettoeksportør, ville tabet være over dobbelt så stort.

Selv om forvridningsomkostningerne er små i forhold til provenuet, skal man være meget opmærksom på, at det afgørende forudsætter meget lave satser. Det gælder da trivielt, at virkningerne også vil være små.

Afgift på brændsel med grænseudligning

Uden grænseudligning – godtgørelse af afgifter ved eksport og pålæg af afgifter ved import - vil en høj afgift på brændsler være stærkt hæmmende for danske elværkers konkurrenceevne. Hvis man derimod kan udligne de gennemsnitlige afgifter, vil en omlægning til brændselsafgifter være konkurrenceevneneutral for elværkerne i gennemsnit.

Men konkurrenceevnen forbedres netto for dem, der havde den bedste konkurrenceevne i forvejen, og falder for dem med den dårligste konkurrenceevne. Derfor falder den danske elproduktion med ca. 5 mia. kWh. Producenterne af VE får umiddelbar en gevinst på 4 mia. kr. – som staten taber, og staten får særligt ved ændret adfærd et meget stort provenutab.

Godtgøres afgifterne ned til det nuværende niveau for erhverv, fastholdes den nuværende pris for husholdningerne ved fortsat at have en forbrugsafgift og fastholdes støtten til VE ved at pålægge VE-el afgift, svarende til forskellen mellem nuværende støtte og den fremtidige støtte, er virkningerne for staten

ved uændret adfærd som udgangspunkt neutrale, når der netto ikke er udenrigshandel.

Hvis man blot erstatter forbrugsafgifterne med afgifter på brændsel vil afgiften for husholdninger falde kraftigt, mens erhvervenes belastning vil stige, og VE-producenterne vil få en betydelig gevinst.

Modellen er dog ikke mulig at gennemføre. Det stiller EU-traktaten sig hindrende i vejen for, ligesom andre internationale aftaler.

En medlemsstat må således alene godtgøre afgifter ved eksport, som staten er sikker på, har belastet produktionen. Ved modellen er VE-el ikke belastet med afgift. En medlemsstat må aldrig pålægge import højere afgift end hjemlig produktion. Da hjemlig VE-produktion er fritaget for afgift, betyder det i praksis, at man ikke må pålægge importen afgift.

Fleksibelt elforbrug

Fleksibelt elforbrug kan også fremmes ved andre indretninger af forbrugsafgifterne.

Der er to hovedmuligheder:

- A. Markedets prissignaler forstærkes af afgifterne, der bliver tids- eller værdiafhængige.
- B. Afgifterne ved brug af el sættes ned mod et niveau, der gælder for andre konkurrerende energiarter på de områder, hvor ensartede afgiftsvilkår kan forventes at føre til, at udsving i den rene markedspris for el fører til stor variation i elforbruget.

Virkningerne ved model A er først og fremmest, at forbrug af el forskubbes over tiden, uden at forbruget nødvendigvis netto stiger.

Virkningerne ved model B er først og fremmest, at forbruget af el på de områder, hvor forbruget er mest prisfølsomt, stiger. Herved er der et større potentiale for at opsuge "overskudsel" fra vindmøller.

I redegørelsen er de forskellige muligheder undersøgt.

Nat/dag afgift

Forbruget af el er normalt større om dagen end om natten. Priserne på el er også normalt større om dagen end om natten. En betydelig del af prisvariationen er importeret fra Tyskland, der har 2,5 gange så stor variation i døgnets priser som Danmark, hvor prisforskellen mellem døgnets dyreste og billigste time er omkring 11 øre/kWh, og forskellen i gennemsnit mellem priserne om

dagen og om aften/nat er på omkring 4,5 øre/kWh i Vestdanmark. I Østdanmark er prissvingningerne større – i gennemsnit ca. 6,5 øre/kWh mellem de timer, hvor forbruget er over gennemsnittet, og de timer hvor forbruget er under.

Der er undersøgt en model, hvor afgiften fra kl. 19 til kl. 5 er på 50 øre/kWh, mens statslige afgifter sættes op til 92,3 øre/kWh om dagen. Det giver 78 øre/kWh i gennemsnit, idet knap 34 pct. af forbruget finder sted om aftenen/natten, der udgør knap 42 pct. af døgnets timer.

Ved uændret adfærd går det lige op for staten.

Lidt optimistisk regnes der med, at det vil føre til, at forbruget i husholdningerne mv. falder med ca. 475 mio. kWh mellem kl. 5 og kl. 19, mens det stiger med ca. 500 mio. kWh – ca. 10 pct. af forbruget mellem kl. 19 og kl. 5.

Det har været forudsat, at afgiftsændringen har været afgørende for, at der blev installeret de nødvendige målere.

Staten taber ca. 190 mio. kr. ved at forbruget flytter, mens forbrugerne vinder ca. 115 mio. kr. før administrative omkostninger.

For den del af forbrugsflytningen, der ville ske ved ens afgifter, vinder samfundet. Det er givet, at målerne er gratis. Men måleromkostningerne mv. vil i mange tilfælde være større end forbrugernes gevinst ved at flytte forbruget.

For den del, der sker på grund af afgiftsforskellen, taber samfundet, selv hvis målerne var der i forvejen.

Staten vil tabe afgiftsforskellen på 42,3 øre pr. kWh, der flyttes. Men borgerne vil være villige til at bære op til 42,3 øre/kWh i andre omkostninger (mistet komfort mv.) for at kunne spare afgiften. Derfor taber samfundet netto, jo større afgiftsforskellen er, både fordi tabet pr. kWh, der flyttes bliver større, og fordi der flyttes mere.

Der er meget små virkninger for vindmøllerne i gennemsnit. Det skyldes, at vindkraftproduktionen samvarierer med forbruget over døgnets timer i gennemsnit. Det er således en myte, at man bør bruge el om natten af hensyn til vindmøllerne. Gevinst er således kun på omkring 1,15-1,47 mio. kr. ved at flytte på det danske forbrug.

Selv hvis der ikke var administrative omkostninger ved modellen, taber samfundet således, uden at ændringerne fører til nogen videre fordel med hensyn til at integrere mere vind.

Værdiafgift

Ved en værdiafgift er der sandsynligvis større præcision end ved en dag/nat afgift.

Hvis markedsprisen i gennemsnit over de kommende år vil være 35 øre/kWh vil afgiftssatsen blive 225 pct.

Fra år til år varierer elprisen ofte med 20-25 pct. på grund af ændringer i priser på brændsel og nedbør i Norden.

Priserne vil således ofte svinge fra år til år med 32,5 øre/kWh, heraf værdiafgifter 22,5 øre/kWh.

Statens provenu vil dermed variere tilfældigt med omkring 3 mia. kr. fra år til år. Det vurderes også at være usikkerheden vedrørende det gennemsnitlige fremtidige niveau. Det kan således vise sig, at staten vinder 3 mia. kr. ved en omlægning til en værdiafgift, men også at den taber 3 mia. kr.

Selv om værdiafgiften er mere præcis end nat/dagafgiften, flyttes der mindre forbrug over (kort) tid. Det skyldes, at prisforskellene i en given uge, trods alt ikke er så store, andet end i kortere perioder. Den største del af prisforskellen skyldes ikke kortvarige prissving, men længere bølger af timer/dage/uger med lave priser og omvendt dage/uger/måneder med normale eller høje priser. Der bliver således færre lejligheder, og lejlighederne vil komme på uventede tidspunkter, mens afgiftsskift skete regelmæssigt ved nat/dagmodellen.

Derimod stiger forbruget mere i år med lave priser, mens det falder mere i år med høje priser. Dette afhjælper ikke de kortsigtede fluktuationer.

Samfundet taber ved, at noget forbrug belastes med en høj sats og andet med en lav sats. Statens tab svarer til forskellen i afgiftssatsen i øre/kWh ganget med variationen i forbruget på grund af afgiftsforskellen.

Prisvariationerne fra år til år skyldes kun i begrænset omfang vindmøllerne. Vindkraften varierer fra år til år, men selv om vindkraften udbygges til omkring 50 pct. af det danske forbrug, vil variationen sjældent være større end 5 mia. kWh fra det vindfattigste til det vindrigeste år. Alene vandkraften i Norge varierer med 30-35 mia. kWh om året. Hertil kommer variationen i brændselspriser og forbrug fra år til år.

Værdimodellen integrerer måske mere VE, men det er fortrinsvis vandkraft. Gevinsten for dansk vindkraft er igen stort set usynlig.

Fløjtemodel 1

Ved fløjtemodel 1. sættes afgiften for el ned til 29 øre/kWh, når vindkraften udgør mindst 100 pct. af forbruget, mens afgiften er 101,8 øre/kWh i resten af tiden. Det er inklusive PSO afgiften, der er 0, når der ”fløjtes”.

Øges vindkraften med 150 pct. i forhold til forholdene i 2008 og 2009 således at vindkraften vil udgøre hen ved 50 pct. af forbrug før nettab, vil vindkraften være større end forbruget i 22 pct. af tiden i Vestdanmark og omkring det halve af tiden i Østdanmark.

I gennemsnit falder afgiften således i Vestdanmark, mens den stiger i Østdanmark. For et typisk parcelhus vinder dem i vest 160 kr./år, mens dem i øst taber 240 kr./år.

Selv om der kommer en meget stor forskel i afgiften, flytter det dog ikke nødvendigvis så stort et forbrug som ved dag/natmodellen, hvor afgiften skiftede to gange dagligt.

Det skyldes, at den store vindkraftproduktion kommer i længere sammenhængende bølger afbrudt af midlertidige korte perioder, hvor vinden løjer af. Omvendt kan der gå måneder afbrudt af enkelte timer med stor vindkraftproduktion. Derfor vil modellen ikke have den store betydning for f.eks. elbiler varmepumper eller individuel elvarme, hvor man eventuelt kan forskyde forbrug i en kort tid.

Vindmøllernes gevinst er derfor begrænset. Der vil ikke være flere, der installerer elvarme og varmepumper, jf. at gennemsnitsafgiften er den samme, og gevinsten ved at flytte forbrug er lille på grund af de få skift i afgiften. Forbruget kan dog stige, hvis forbrugerne samtidig har elvarme og brændselsvarme.

De lave afgifter vil hyppigst forekomme om natten, hvor forbruget er lavt, og om eftermiddagen, hvor vindkraftproduktionen er særlig stor. De høje afgifter om morgnen og formiddagen og delvist om aftenen. Men der vil komme lave afgifter på alle døgnets timer, og i hovedparten af døgnene vil der være høje afgifter gennem natten.

Fløjtemodel 2

Ved fløjtemodel 2. sættes afgiften inklusive PSO ned til 29 øre/kWh, når markedsprisen på el er lavere end et vist niveau – f.eks. 20 øre/kWh, hvor det sandsynligvis gælder, at omkostningerne ved at fremstille el ved brændsel er højere. Afgiften inklusive PSO sættes op til 119 øre/kWh, når markedsprisen er over 20 øre/kWh

Den lave afgift forventes at gælde i $\frac{1}{3}$ af tiden før der tages hensyn til virkningerne af, at forbrugssammensætningen ændres.

Der vil være en vis effekt ved, at forbruget flyttes over tid. Det taber samfundet dog ved. Men der kan næppe forventes flyttet meget, selv om incitamentet er meget stort. Det skyldes, at de lave afgifter vil komme i stimer, og de høje i længere sammenhængende perioder.

Der vil også være en effekt i form af, at forbruget af el netto stiger. Det vil særligt forekomme, når forbrugerne har mulighed for at skifte mellem brændselsvarme og elvarme. Det vinder samfundet ved, hvis den lave afgift er lig med eller højere end afgiften på brændsel.

Afgiften vil kunne variere med ca. 40 øre/kWh fra år til år, svarende til 5,5 mia. kr. Usikkerheden omkring det gennemsnitlige provenu er på omkring 3 mia. kr.

Elpatronordningen

Det klart største bidrag til fleksibelt elforbrug ved lave elpriser er elpatronordningen.

Ordningen vil få den fulde forventede effekt i det omfang, at elværkernes tariffer nærmer sig idealet om, at være strengt kostægte på marginalen ud fra de lokale forhold. Den store effekt skyldes, at fjernvarmeforbruget er lige så stort som elforbruget, og at der er særlig meget vind i de kolde måneder.

Ud fra de samme principper som den gældende ordning, der omfatter varme-producenter, hvor varmen er i konkurrence med kraftvarme, vil ordningen kunne udbredes uden provenutab for staten og med gunstige miljøeffekter ved, at den nuværende ”elpatron 1 sats” på 20,8 øre/kWh varme suppleres med en ”elpatron 2 sats” på ca. 29 øre/kWh varme fremstillet ved el, der er i umiddelbar konkurrence med varme fra brændselskedler i fjernvarmeværker (uden kraftvarme) og erhvervsvirksomheder (uden kraftvarme). Særligt erhvervsvirksomheder med et jævnt forbrug over året kan supplere den nuværende ordning.

Det har skatteministeren foreslået aftalepartierne.

Ændringer i den nuværende afgiftsstruktur

Særlige afgifter på særlige varer kan vanskeligt begrundes ud fra almindelige skattepolitiske vurderinger. Er forbrug af varen imidlertid forbundet med en ekstern miljøbelastning mv., kan afgifter op til skadesomkostningerne begrundes.

De klassiske miljøskader ved energiforbrug – SO₂, NO_x og CO₂ reguleres ved afgifter eller kvoter.

Herudover er der imidlertid væsentlige afgifter – de såkaldte energiafgifter, der ofte benævnes de fiskale afgifter.

Energiafgifterne eller de fiskale afgifter er balanceret omkring 57,3 kr./GJ fossilt brændsel. Der er dog væsentlige lempelser for erhverv, særligt for konkurrenceudsatte energiintensive erhverv.

Det er blandt andet baggrunden for, at der normalt ikke opkræves energiafgift på brændsel til fremstilling af el.

Var forbruget af elektricitet fritaget for afgift, ville det føre til, at det endelige energiforbrug ville forskydes væk fra afgiftsbelagte brændsler og over mod el. Det ville føre til en unødigt forvriddning og ofte en stigning i det samlede brændselsforbrug.

Udgangspunktet er derfor, at forbrug af el også bør beskattes givet, at der er afgifter på brændsel.

Man kan argumentere for, at beskatningen bør være sammenlignelig med brændselsafgifterne. Det er særligt vigtigt, når el er i konkurrence med forbrug af brændsler.

Men man kan sammenligne afgifterne på el og afgifterne på de forskellige brændsler på flere forskellige måder. Er idealet, at energiafgifterne skal være ens pr. GJ bruttoenergiforbrug, kan brændselsafgifterne på 57,3 kr./GJ omregnes til omkring 50 øre/kWh el = ca. 135 kr./GJ el. Den højere afgift pr. GJ el skyldes, at en betydelig del af energien i brændsler går tabt, når energien omdannes til el. Ved andre omregninger når man andre resultater.

De danske afgifter på el er langt større end 50 øre/kWh. Staten vil, når *Forårspakke 2.0* er fuldt indfaset, opkræve 78 øre/kWh i 2010-niveau, dog 66,6 øre/kWh for elvarme i helårsboliger. Hertil kommer, at det statsejede Energinet.dk opkræver en el-PSO-afgift på i størrelsesorden 11 øre/kWh. Afgiften finansierer støtte til blandt andet VE. Det kan være hensigtsmæssigt, at energiforbrugerne betaler for støtten til VE, men for brændsler betales støtten

hovedsagligt af staten via mistede afgiftsindtægter. Endelig opkræver el-selskaberne visse tariffer, hvoraf nogle har fiskal karakter

Overordnet set er afgifterne på el således højere end afgifterne på brændsel, når man sammenligner med det bagvedliggende brændselsforbrug og forudsætter, at al el kommer ved brug af brændsel. Men sammenligner man f.eks. med beregnet CO₂-udledning og ignorerer kvoteordningen, er der bedre balance.

Er afgifterne derimod dimensioneret efter at give et bestemt provenu med færrest mulige afledte effekter, kan det imidlertid forsvares at have særlig høj på de områder, hvor prisfølsomheden er lavest. Da afgifterne på forbrug af brændsel, både reducerer forbruget via bedre isolering mv. og ved skift til afgiftsfrit VE brændsel, er prisfølsomheden for brændsel normalt større end for el i de fleste anvendelser.

El er imidlertid ved at skifte karakter fra at være en energiart, der bliver anset for at være særlig miljøbelastende til nu ofte at blive anset for at være blandt de mindst miljøbelastende. Det er dels sket ved vedtagelsen af EU's kvoteordning dels ved, at der bruges mere og mere VE ved fremstilling af el.

Forvandlingen af el fra at være baseret på særligt miljøbelastende brændsel til mindre miljøbelastende kilder, herunder vindkraft, kan give anledning til at se på satsernes højde.

Set fra et rent fiskalt synspunkt er elafgifterne ikke i almindelighed for høje sammenlignet med afgifterne på brændsel, bortset fra afgifterne på el til varmemål.

De overordnede virkninger af de forskellige afgifter på el er vist i følgende tabel.

Tabel A: Overordnede virkninger af forskellige afgifter på el		
	Omkostning for samfund ved reduktion af fossilt bruttoenergiforbrug med 1 GJ ved marginal forhøjelse af afgift⁽¹⁾	Omkostning for borgere ved 1 kr. marginalt nettoprovenu i statskassen⁽²⁾
El i husholdninger ej elvarme i helårshuse	119 kr.	1,3 kr.
Elvarme i erhverv	119 kr.	12,3 kr.
Elvarme sommerhuse	119 kr.	3,1 kr.
Elvarme i helårshuse	106 kr.	4,9 kr.
Almindelig el i erhverv	42 kr.	1,2 kr.
El til tung proces i industri	21 kr.	1,2 kr.
Brændsel i husholdninger	57 kr.	1,5 kr.
Brændsel til proces i erhverv	15 kr. ⁽³⁾	1,2 kr.

(1) Eksklusive værdi for samfund af mindre CO₂ uden for kvotesektoren når el fortrænger brændsel.

(2) Eksklusive virkninger via ændret arbejdsudbud.

(3) Før *Serviceeftersyn af Forårspakke 2.0*

Alt efter om succeskriteriet er laveste tal i anden eller tredje søjle kan man argumentere både for højere og lavere afgifter på el sammenlignet med brændsel.

Ud fra et ønske om, at reducere bruttoenergiforbruget for færrest omkostninger bør tallene i anden søjle nærme sig hinanden. Det tilsiger i almindelighed lavere afgifter på el/ højere afgifter på brændsel.

Fiskalt (tredje søjle) er høje elafgifter i almindelighed at foretrække frem for høje brændselsafgifter, fordi forbrugerne reagerer mindre på elafgifter end på brændselsafgifter. Derfor belaster elafgifterne for husholdningerne alene med ca. 1,3 kr. pr. nettoprovenukrone til staten, mod ca. 1,5 kr. i belastning ved brændselsafgifter for husholdningerne. Virkningen på arbejdsudbuddet, der øger belastningen med ca. 10 pct. er ikke medregnet.

For erhverv er der nogenlunde balance mellem afgifterne på el og brændsel.

For elvarme belaster afgifterne imidlertid forbrugerne med langt mere pr. nettoprovenukrone end på de andre områder.

Det skyldes, at forbrug af elvarme er i konkurrence med brændselsvarme, og at elvarme udgør klart den mindste del af varmemarkedet.

Forbrugerne ville derfor i gennemsnit blive belastet mindre, hvis staten i mindre udstrækning beskattede elvarme i forhold til de andre energiarter.

Herved vil man samtidigt kunne reducere energiforbruget for færre omkostninger for samfundet, opkræve et givet provenu med færre omkostninger for borgerne og yderligere kunne få en gevinst i form af lavere udslip af CO₂ uden for kvotesektoren.

En relativ lavere beskatning af el til varme vil i sig selv kunne øge fleksibiliteten i elsystemet, jf. at der er større muligheder for at skifte forbrug af el til varme over kortere tid end for det meste andet elforbrug.

Yderligere gælder det, at vindkraftproduktionen om vinteren er omkring 50 pct. større end om sommeren, mens elforbruget om vinteren alene er omkring 25 pct. større end om sommeren. Hertil kommer, at produktionen fra kraftvarmeværker er næsten 100 pct. større om vinteren end om sommeren. Det vil derfor særligt være om vinteren, at flere vindmøller vil kunne få vanskeligheder ved at få afsat produktionen til rimelige priser. Et større forbrug af el til varme vil således være til gavn for vindmøllerne.

Det kan tale for, at det i forbindelse med anden omlægning af afgifterne på energi overvejes at reducere afgifterne på el, herunder særligt vedrørende el til varme herunder til varmepumper, i forhold til afgifterne på brændsel.

Der er i forvejen lavere afgifter på varme, herunder varme fra el i særlige tilfælde elpatronordningen. Den gælder når varmen alternativt kan fremstilles som kraftvarme.

Afgifterne vedrørende el har her kunnet reduceres betragteligt uden statsligt provenutab. Det skyldes, at der ikke før blev brugt el.

Kraftvarme er normalt en meget effektiv energiform sammenlignet med fremstilling af el på et kondensværk og varme på et fjernvarmeværk. Men når elpriserne bliver meget lave f.eks. ved stor produktion fra vind- og vandkraft, vil kraftvarme ikke konkurrere med kondensel, men med VE-el. Ved betingelsen om, at værkerne skal have kraftvarmekapacitet og fastsættelse af afgiften lidt over den, der gælder, når varmen kommer fra kraftvarmeværket, sikrer man sig i praksis, at elvarmen ikke konkurrerer med kraftvarmen, men snarere med kedelvarme, og elforbruget kan øges uden miljøbelastning, når elprisen er så lav, at det sandsynligvis ikke er producenter, der bruger brændsel, der fremstiller den marginale el.

Elpatronordningen kan med fordel udvides til også at gælde dem uden kraftvarmekapacitet.

Samlet er konklusionen:

- Forstærkning af variationer i markedspriser ved værdiafgifter, nat/dagforskelle, særligt lave afgifter på el, når elprisen er under et vist niveau eller særligt lave elafgifter, når vindkraftproduktionen er over et vist niveau, vil først og fremmest virke gennem, at forbrug flyttes over tid. Flytning af forbrug over tid drevet ved markedsprisforskelle er gavnligt for samfundsøkonomien. Det gælder dog kun, hvis markedspriserne ved korrekt marginalt kostægte tarifiering og ved internalisering af de forskellige miljøomkostninger er udtryk for de samlede sande marginalomkostninger. Det er derfor vigtigt, at disse forudsætninger opfyldes. Er flytningen imidlertid drevet af forskelle i fiskale afgifter, skades samfundsøkonomien, idet borgerne vil være villige til at afholde omkostninger på op til det, de kan spare i afgift for at undgå den fiskale afgift. I øvrigt viser redegørelsen, at effekten for vindmøllerne ved at flytte forbrug er meget lille. Dels fordi mange af modellerne er upræcise, og dels fordi det er begrænset, hvor mange lejligheder, der vil være til at flytte forbruget og hvor meget forbrug, der kan flyttes over kort tid. Integration af vindmøller kræver først og fremmest anlæg, der kan aftage store mængder gennem længere perioder, fordi de vinddrige timer ofte kommer i stimer.
- Afgifter på brændsel til fremstilling af el i stedet for afgifter på forbrug vil være fremmede for vindkraft, men vil føre til store forvridninger, når høje afgifter gør dansk produktion urentabel. Det er ikke EU-retligt muligt at godtgøre afgifter på brændsel til elproduktion ved eksport af el eller beskatte import.
- Elpatronordningen har åbnet for en meget stor kapacitet til forbrug af store mængder el både på kort sigt og gennem længere sammenhængende perioder. Ved ordningen ophører kraftvarmeproduktion, når elpriserne bliver lave, og varmen fremstilles i stedet som ren fjernvarme ved brændsel. Ved meget lave elpriser, der er et næsten sikkert tegn på, at elektriciteten ikke kommer fra brug af brændsel, tager elpatronerne over. Ordningen kan eventuelt udvides yderligere som foreslået af skatteministeren.
- Fiskale afgifter forvrider særligt, når der er høj sats og høj prisfølsomhed. For el i almindelighed er satsen høj, men prisfølsomheden lavere end for f.eks. brændsel. Det gælder dog ikke for elvarme, herunder el til varmepumper. I det omfang el ikke længere anses for en særlig miljøbelastende energiart, kan det overvejes at nedsætte elvarmeafgiftssatsen. Det kan ske ved at udvide den nuværende rabatordning, der alene gælder forbrug af el ud over 4.000 kWh i helårsboliger med elvarme, med f.eks. el til kollektiv varme, el til varme i momsregistrerede erhverv og el til varme i anden bolig end helårshuse. Det kan også ske ved at øge afgiftsrabatten. En

eventuel afgiftsnedsættelse skal gælde al el til opvarmning herunder el til varmepumper. Selv om adfærdseffekter vil betale omkring halvdelen af afgiftsnedsættelserne på længere sigt, vil der dog være et provenutab. En sådan nedsættelse vil øge forbrug af el på de tider, hvor vindkraftproduktionen er særlig høj, og vil også kunne give mulighed for et større fleksibelt forbrug på kort sigt, om end virkningen herved ikke skal overvurderes.

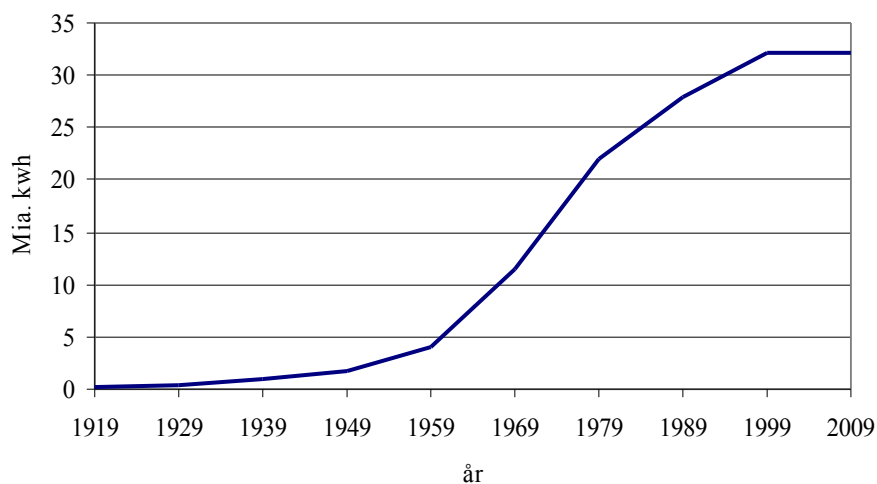
1. Udvikling i forbrug af elektricitet

Det endelige forbrug af el, bortset fra elværkernes eget forbrug og nettab, har i de sidste 10 år været på i størrelsesordenen 32-33 mia. kWh. Det svarer til ca. 120 PJ, hvilket kan sammenlignes med, at det samlede endelige energiforbrug i Danmark har været i størrelsesordenen 650 PJ i de seneste år.

Tidligere var der meget kraftig vækst i forbruget af el. På de 30 år, fra ca. 1920 til 1950, blev elforbruget omtrent tidoblet. I de næste 30 år fra 1950 til 1980 blev elforbruget mere end tidoblet. I de seneste 30 år er elforbruget steget med ca. 50 pct., og som nævnt har forbruget i de seneste 10 år stort set været konstant.

Udviklingen i elforbruget er vist i figur 1.1.

Figur 1.1: Udvikling i forbrug af el



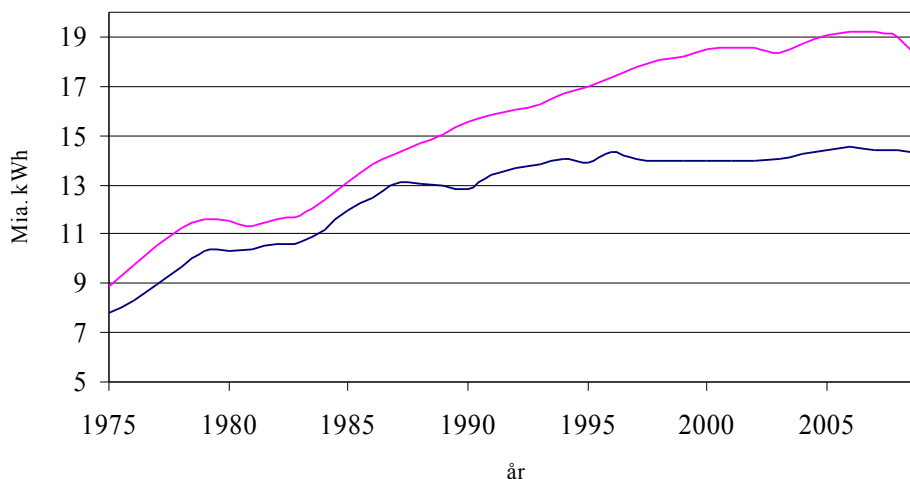
Kilde:

Energistyrelsen, Energistatistik og diverse årgange af Danmarks Statistiks årbog. Der er alene angivet forbrug hvert 10 år.

I Danmark har man siden slutningen af 1970'erne pålagt el afgift. Hovedparten af afgifterne påhviler husholdningerne, ikke-momsregistrerede erhverv samt rumvarme i erhverv. Afgifterne på el har været medvirkende til at bremse væksten i forbruget af el.

Udviklingen i forbruget siden 1975 er vist i figur 1.2.

Figur 1.2: Udvikling i forbrug af el



Kilde: Energistyrelsens energistatistik

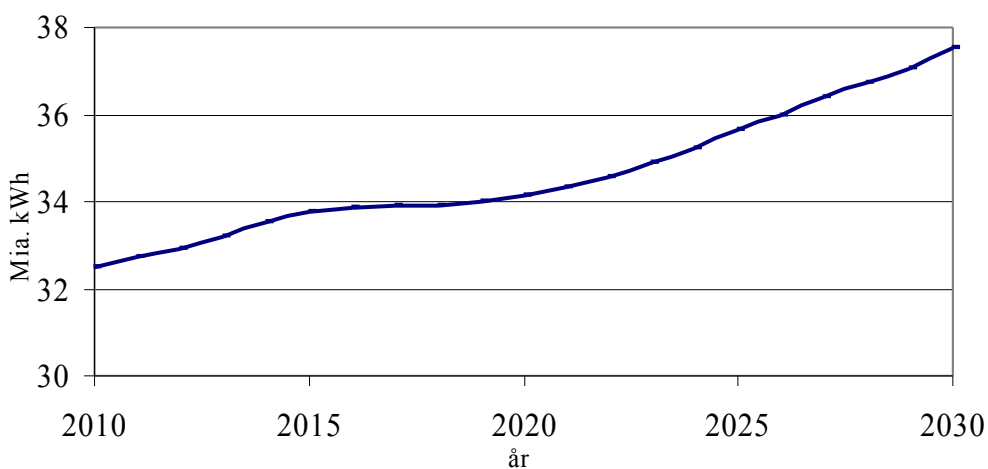
Den nederste kurve viser forbruget i husholdningerne, det offentlige samt 30 pct. af branchen forretningservice, mens den øverste kurve viser forbrug i øvrige erhverv. Den nederste kurve er en helt summarisk opgørelse af det nuværende afgiftsgrundlag i de forskellige år. Det ses af figuren, at forbrug i husholdninger mv. har været stagnerende siden midten af 1990'erne, mens erhvervsforbruget er fortsat med at stige til omkring 2005. Niveaue for de høje afgifter på el blev for alvor etableret i 1986, og steg yderligere i 1990'erne. Erhvervenes afgifter er indført gennem 1990'erne ved introduktion af CO₂-afgiften for erhverv i 1993, forhøjelse heraf fra 1996-1999 og ved indførelse af PSO-ordningerne omkring år 2000. I de seneste år er belastningen steget for begge grupper via kvoteordningen. Ved en helt overordnet betragtning virker afgifterne klart dæmpende på forbrugsudviklingen på længere sigt. Sammenlignet med andre lande har der været en klar mindre vækst i forbrug i Danmark end i de fleste andre lande.

I de sidste par år er forbruget af el faldet. Det er særligt i industrien. Faldet i forbruget skal ses i lyset af nedgangen i produktionen i forbindelse med finanskrisen. En del af faldet er således konjunkturbestemt og dermed formentlig midlertidigt.

Der hersker usikkerhed om den fremtidige udvikling i forbruget af elektricitet. Energistyrelsen og Energinet.dk udarbejder prognoser om udviklingen i elforbruget under en række forudsætninger. Efter Energistyrelsen vil forbruget stige fra 2010-2015 og igen fra 2020 til 2030, mens forbruget stagnerer fra 2015

til 2020. Væksten i de første år er sandsynligvis betinget af, at der efter nogle år med negativ vækst i BNP, alt andet lige kan forventes større vækst, når økonomien skal tilbage på det gamle niveau. Stagnationen i 2015-2020 er sandsynligvis udtryk for, at Energistyrelsen tillægger aftaler om energibesparelser stor vægt i forklaring af forbruget. Væksten efter 2020 er udtryk for, at Energistyrelsen regner med, at forbruget af el stiger delvist i takt med den almindelige økonomiske vækst. I nedenstående figur 1.3 er vist Energistyrelsens fremskrivning (eksklusive elbiler og el til fjernvarme).

Figur 1.3: Energifremskrivning 2010



Kilde: Energifremskrivning april 2010

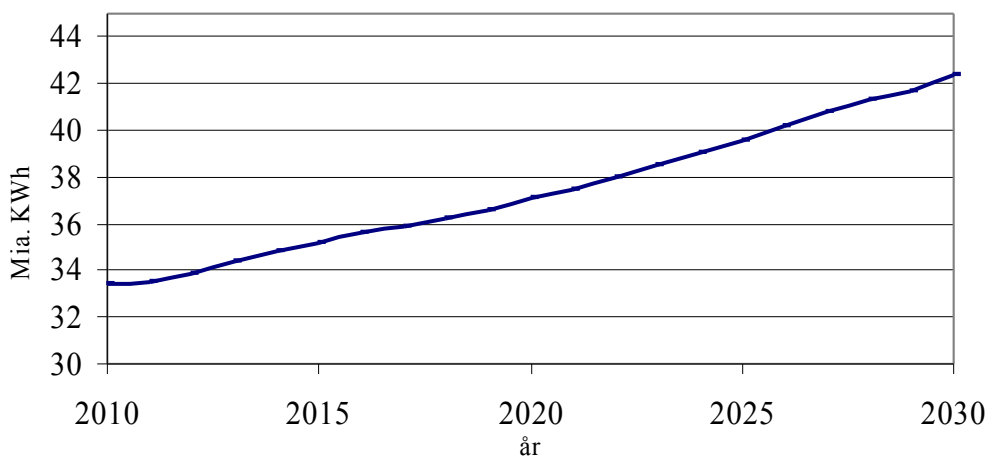
Samlet set vokser elforbruget med ca. 0,7 pct. om året i perioden 2010-2030, idet forbruget dog falder 0,4 pct. årligt i husholdningerne og i det offentlige, mens det stiger ca. 1,3 pct. årligt i private erhverv. Elforbruget vokser hurtigere end andet endeligt energiforbrug. Som anført er den skønnede udvikling eksklusiv eventuelt forbrug til elbiler og el til fjernvarme.

Energinet.dk's fremskrivning fra oktober 2009 viser en kraftigere vækst. Fra 2010 til 2030 stiger forbruget med i gennemsnit 1,2 pct. Forskellen er sandsynligvis større, end det umiddelbart fremgår, idet Energinet.dk ikke synes at have taget fuldt hensyn til forbrugsfaldet i 2009.

Der er størst vækst i forbruget i industrien, men også en vækst på ca. 0,5 pct. i husholdningernes forbrug. Energinet.dk's fremskrivning indeholder heller ikke eventuelle elbiler. Energinet.dk forklarer forskellen til Energistyrelsens fremskrivning med, at Energistyrelsen regner med en større effekt af energispareaftaler. For begge gælder, at der er en tendens til stigende elpriser, men at ingen af institutionerne regner med, at elforbruget reagerer særligt stærkt på priserne.

Det er vanskeligt at skønne over udviklingen i forbruget af en vare som el. Det skyldes, at el ikke er en forbrugsvare som sådan, men et råstof, der bruges sammen med maskiner og apparater mv. Den tidligere kraftige vækst skyldes ikke mindst udbredelsen af en række elforbrugende apparater. Nye opfindelser kan dog også føre til apparater, der bruger mindre el. Skatteministeriets fremskrivninger er mest på linie med Energistyrelsens, om end mere forsigtige.

Figur 1.4: Energinet.dk fremskrivning



Udviklingen i elforbruget og provenu fra elafgifter

Det stagnerende forbrug af elektricitet gør, at selv om afgiftssatserne på el indekseres med prisudviklingen, vil afgifterne i fortsat mindre omfang være i stand til at finansiere udgifter til offentligt forbrug og overførsler, hvor udgifterne stiger parallelt eller hurtigere end BNP.

Ved en trendmæssig vækst på -0,5 pct. årligt er elafgifterne på husholdningernes forbrug alene i stand til varigt at finansiere offentlige udgifter, svarende til 40-45 pct. af det nuværende provenu. Provenuvirkningerne af forskellige afgiftsændringer vil dog i denne rapport normalt være angivet ud fra det nuværende relative elforbrug.

2. Afgift på elektricitet

2.1 Satser

I Danmark beskattes energi ved forskellige love og ordninger.

Staten beskatter direkte energi via:

- NO_x-afgift
- SO₂-afgift
- CO₂-afgift
- Energiafgift – afgift af olie, gas, kul, affald og el.

Hertil kommer, at der opkræves en el-PSO-afgift, hvor provenuet blandt andet anvendes til visse tilskud til visse typer af elproduktion mv. Endelig har dele af tariffene for el mv. samme virkninger som afgifter.

Afgifterne kan være differentieret, både med hensyn til hvilket brændsel der anvendes, og med hensyn til det formål energien anvendes til.

Helt overordnet er afgifterne på brændsel følgende:

- Energiafgifter 57,3 kr./GJ
- CO₂-afgift 155,4 kr./ton CO₂, svarende til ca. 11 kr./GJ
- NO_x-afgift 5 kr./kg NO_x, hvilket typisk er 0,2-0,3 kr./GJ
- SO₂-afgift 10,4 kr./kg SO₂, hvilket i gennemsnit er 0,1 kr./GJ

Energiafgifter på brændslerne olie, gas og kul, herunder affaldsvarme, er balanceret omkring et fælles niveau på 57,3 kr./GJ.

Anvendes brændslerne til motorformål, er satserne højere. Anvendes brændslerne til procesformål i erhverv, er satserne væsentlig lavere. De 57,3 kr./GJ anvendes således f.eks. ved rumvarme samt i almindelighed hos husholdningerne, og ikke momsregistrerede erhverv, herunder det offentlige selv.

Vedvarende energi (VE) er normalt fritaget for energiafgift. Der opkræves dog normal energiafgift af affaldsvarme, der stammer fra blandinger af affald, hvoraf en del regnes som VE, ligesom der er afgift på visse bioolier.

CO₂-afgiften er balanceret omkring 155,4 kr./ton CO₂ i 2010. Brændsler med stort indhold af C (Carbon, dvs. kulstof) – belastes forholdsvist meget. Anvendes brændslerne til proces eller elfremstilling inden for CO₂-kvotesektoren, er satserne nul. VE er fritaget for CO₂-afgift.

NO_x-afgiften og SO₂-afgiften er delvist såkaldte emissionsafgifter. Afgiftsgrundlagene opgøres ud fra målinger af NO_x og SO₂ i røgen fra skorstene. Ikke alle måler dog. For dem der ikke måler, opkræves afgifter af forbrug af brændsel, herunder VE.

Afgifter på elektricitet er bygget op efter samme skabelon som afgifter på brændsler. I sagens natur er forbrug af el ikke direkte forbundet med udledninger af SO₂, NO_x og CO₂.

Afgiftssatserne for forbrug af el er normalt højere end satserne for brændsel. Udgangspunktet er, at el bliver beskattet med ca. 78 øre/kWh (fra 2011 i 2010 niveau) svarende til ca. 216,7 kr./GJ efter Skatteministeriets afgiftslove. Der er dog lavere satser for elvarme i helårsboliger. Ligeledes er der væsentlig lavere satser for el, der anvendes til proces i erhverv.

I følgende tabeller 2.1 er vist afgiftsbelastningen for nogle af de energiarter, der bruges til henholdsvis motorformål, rumvarme og proces:

Tabel 2.1: Afgiftssatser for energi						
	Enhed	Energiafgift	CO₂-afgift	NO_x-afgift	SO₂-afgift	I alt
Til vejtransport mv.						
Fossil benzin	Kr./GJ	118,1	11,3	0,2	0	129,6
Biobenzin ⁽¹⁾	Kr./GJ	118,1	0	0,2	0	118,3
Fossil diesel	Kr./GJ	69,1	11,5	0,3	0	80,9
Biodiesel ⁽¹⁾	Kr./GJ	69,1	0	0,3	0	69,4
Elektricitet ⁽²⁾	Øre/kWh	71,8	6,2 ⁽³⁾	0	0	78,0
Elektricitet netto	Kr./GJ	199,4	17,2	0	0	216,7
Elektricitet brutto ⁽⁴⁾	Kr./GJ	82,4	7,1	0	0	89,5
Til rumvarme						
Fyringsolie	Kr./GJ	57,3	11,5	0,3	0	69,1
Naturgas	Kr./GJ	57,3	8,9	0,2	0	66,4
Kul	Kr./GJ	57,3	14,8	0,5	2 ⁽⁵⁾	74,6
Halm mv.	Kr./GJ	0	0	0,5	1,7 ⁽⁵⁾	2,2
Elvarme ⁽²⁾⁽⁶⁾	Øre/kWh	60,4	6,2 ⁽³⁾	0	0	66,6
Do netto	Kr./GJ	167,8	17,2	0	0	185,0
Do brutto ⁽⁴⁾	Kr./GJ	69,3	7,1	0	0	76,4
Anden el ⁽²⁾	Øre/kWh	71,8	6,2 ⁽³⁾	0	0	78,0
Do netto	Kr./GJ	199,4	17,2	0	0	216,7
Do brutto ⁽⁴⁾	Kr./GJ	82,4	7,1	0	0	89,5
Til proces						
Fyringsolie	Kr./GJ	4,5 ⁽⁷⁾	11,5 ⁽⁸⁾	0,3	0	16,0
Naturgas	Kr./GJ	4,5 ⁽⁷⁾	8,9 ⁽⁸⁾	0,2	0	13,4
Kul	Kr./GJ	4,5 ⁽⁷⁾	14,8 ⁽⁸⁾	0,5	2 ⁽⁵⁾	21,8
Halm mv.	Kr./GJ	0	0	0,5	1,7 ⁽⁵⁾	2,2
El	Øre/kWh	2,6 ⁽⁹⁾	6,2 ⁽¹⁰⁾	0	0	8,8
Do netto	Kr./GJ	7,2	17,2	0	0	24,4
Do brutto ⁽⁴⁾	Kr./GJ	3,0	7,1	0	0	10,1
Brændsler til elproduktion						
Inden for kvotesektoren	Kr./GJ	0	0	0-2	0-5	1 ⁽¹¹⁾

Uden for kvotesektoren	Kr./GJ	0	8,9-148	0-2	0-5	10 ⁽¹¹⁾
------------------------	--------	---	---------	-----	-----	--------------------

- (1) Til sammenblanding med fossilt brændstof.
- (2) Sats i 2011 i 2010-niveau. I 2010 er satsen 5,9 øre/kWh lavere. El er indirekte belastet med SO₂- og NO_x-afgift i det omfang, der ved produktionen udledes NO_x og SO₂ og disse afgifter delvist overvæltet.
- (3) Sats med hjemmel i CO₂-afgiftslov – er ikke en afgift på CO₂ og benævnes derfor energispareafgift.
- (4) Under forudsætning af en virkningsgrad på 41,3 pct. af forbruger.
- (5) Varierer .
- (6) Af forbrug udover 4.000 kWh i helårsboliger registreret som elopvarmede.
- (7) Gælder ikke mineralogiske og metallurgiske processer samt primær jordbrug, hvor sats er nul. Fra 2013 15 kr./GJ Ved *Serviceeftersyn af Forårspakke 2.0* reduceres afgifter på proces i forhold til det vedtagne. Ved ensartet nedsættelse af stigninger til knap 8 kr./GJ
- (8) Gælder ikke for brændsel anvendt til proces samt elfremstilling inden for kvotesektoren, hvor satsen er nul
- (9) Sum af eldistributionsbidrag på 1 øre/kWh, der gælder for forbrug op til 15 mio. kWh og energiafgift på 1,6 øre/kWh (fra 2013 5,9 øre/kWh i 2010-niveau), der ikke gælder mineralogiske proces mv. Ved *Serviceeftersyn af Forårspakke 2.0* reduceres afgifter på proces i forhold til det vedtagne. Ved ensartet nedsættelse af stigningen til ca. 3,2 øre/kWh fra 2012
- (10) For let proces. For tung proces 2,6 øre/kWh. For tung proces med aftale 0,3 øre/kWh.
- (11) I gennemsnit omkring 1 kr./GJ efter NO_x og svovlrensning inden for kvotesektoren og ca. 10 kr./GJ uden for kvotesektoren.

Det ses af tabellen, at elektricitet umiddelbart er langt hårdere beskattet end fossilt brændsel. Det gælder såvel, når elektriciteten anvendes til vejformål, rumvarme og proces. Der er dog ofte et betydeligt tab af energi ved fremstilling af el. I det mindste på kort sigt vil det gælde, at der ved fremstilling af 1 kWh el af forbruger, vil være brugt godt 2,4 kWh afgiftsfrit brændsel ved fremstillingen i gennemsnit, når man bruger Skatteministeriets fordelingsregler af brændsel på el og varme.

Omregnes afgifterne på el til bruttoenergiforbrug under forudsætning af, at al el kommer fra brændselsværker, vil det gælde, at afgiften på el til vejtransport er lavere end afgiften på benzin, men såvel elvarmeafgiften som afgiften af anden el er højere end afgiften på fossil brændsel til rumvarme. For proces er Skatteministeriets afgifter på el også højere end de tilsvarende afgifter på brændsel, når der korrigeres for miljøvirkning mv., og klart højere når også den særlige PSO-afgift inkluderes.

2.2 Fiskal og parafiskal beskatning af el

Elektricitet beskattes via fire love og ordninger:

- Elafgiftsloven
- CO₂-afgiftsloven
- PSO
- Visse dele af tarifferne

I elafgiftsloven samt CO₂-afgiftsloven er der fastsat forskellige satser, samt en række regler for nedslag i afgiften ved særlige anvendelser. Efter indførelse af EU's CO₂-kvotesystem er der ikke nogen nettovirkning på de globale udledninger af CO₂ ved variationer i elforbruget, da el enten er kvoteomfattet, eller fremkommer ved vedvarende energi. Dette er i modsætning til tidligere. Ordensmæssigt burde der derfor ikke længere være afgift på el i CO₂-afgiftsloven. Det er kommet til udtryk ved, at afgiften på el med hjemmel i CO₂-afgiftsloven har fået et særligt navn – energispareafgift. Af praktiske/historiske grunde opkræves der dog fortsat afgift af el med hjemmel i CO₂-afgiftsloven.

De statslige afgifter på el består af en række elementer:

Tabel 2.2: Statslige afgifter på el

	Elvarme ⁽²⁾	Elvarme ⁽²⁾	Elvarme (brutto)	Anden el	Anden el	Anden el (brutto)
	Øre/kWh	Kr./GJ	Kr./GJ	Øre/kWh	Kr./GJ	Kr./GJ
Energiafgift	49,9	138,6	57,2	61,3	170,3	70,3
Eldistributionsbidrag	4,0	11,1	4,6	4,0	11,1	4,6
Energisparebidrag	0,6	1,7	0,7	0,6	1,7	0,7
Tillægsafgift fra 2011 i 2010-niveau	5,9	16,4	6,8	5,9	16,4	6,8
Afgift af el fra CO ₂ -afgiftsloven	6,2	17,2	7,1	6,2	17,2	7,1
I alt Skatteministeriet	66,6	185	76,4	78,0	216,7	89,5
PSO ⁽¹⁾	11,0	30,6	12,6	11,0	30,6	12,6
I alt staten	77,6	215,6	89,0	89,0	247,3	102,1
”Fiskale” tariffer ⁽³⁾	15,0	41,7	17,2	15,0	41,7	17,2
Alt i alt	92,6	257,3	106,2	104	289,0	119,3

- (1) Ab forbruger efter nettab. Tarif varierer over tiden. Afgiften brutto i kr./GJ svarer til den afgift på brændsel, der vil give en prisvirkning ab forbruger, der svarer til afgiftssatsen under forudsætning af, at brændselsafgiften kan overvælttes 100 pct., og elektriciteten fremstilles på et værk med en virkningsgrad på 41,3 pct. ab forbruger.
- (2) Elvarme er forbrug ud over 4.000 kWh i helårsboliger opvarmet med elvarme.
- (3) Fiskale tariffer består af tariffer til netselskaber og Energinet.dk, der ikke er strengt kosttægte på marginalen såvel på kort som langt sigt. Størrelsen varierer med forbrugets størrelse. Her er vist for forbrug i husholdninger.

Afgiftselementerne bortset fra de to bidrag hvor der er brede forlig, reguleres årligt med udviklingen i priserne. PSO-afgiften afhænger blandt andet af markedsprisen på el.

Som det ses, svarer energiafgiften på elvarme (49,9 øre/kWh) til, at brændsel til fremstilling af el var pålagt en afgift på 57,2 kr./GJ, og denne brændselsafgift var blevet overvæltet 100 pct. i højere elpriser, samt at al el blev fremstillet på værker med en virkningsgrad på 41,3 pct. De 41,3 pct. svarer til elproduktionen fratrukket ca. 7 pct. nettab i forhold til det samlede brændselsforbrug i brændselsbaserede kraftværker og kraftvarmeværker, fratrukket den del af brændslet der er henregnet til varme. Andelen varierer over tiden.

Ud over de 49,9 øre/kWh, der nogenlunde svarer til den almindelige energiafgift på brændsel, betales der yderligere afgifter af el.

For det første er der en ekstra energiafgift på anden el end elvarme i helårsboliger på 11,4 øre/kWh.

Hertil kommer, at der ved elliberaliseringen i slutningen af 1990'erne blev indført et eldistributionsbidrag på 4 øre/kWh. Ved elliberaliseringen, der forventedes at føre til lavere markedspriser på el, aftaltes det, at statens finanser skulle styrkes med i alt 2 mia. kr. Distributionsbidraget udmøntede en del af forbedringen.

Elsparebidraget på 0,6 øre/kWh blev indført i forbindelse med oprettelse af Elsparefonden, hvis bevilling blev afstemt efter de forventede indtægter fra bidraget. Siden har elsparebidraget ændret navn til energisparebidrag i forbindelse med oprettelsen af Center for Energibesparelser.

Tillægsafgiften blev indført ved *Forårspakke 2.0*. Tillægsafgiften indføres fra 1. januar 2011 med 6 øre/kWh for husholdninger og ikke-momsregistrerede erhverv mv., og er omregnet til 2010-niveau på 5,9 øre/kWh. Afgiften blev foreslået som erstatning for visse forslag fra Skattekommissionen, der ikke kunne støttes af regeringen.

Afgiften af el med hjemmel i CO₂-afgiftsloven var oprindeligt på 10 øre/kWh. Afgiften blev indført ved introduktionen af CO₂-afgiften i begyndelsen af 1990'erne. Afgiften svarer til prisstigningen (oprundet fra ca. 9,6 øre/kWh) på el, såfremt elektriciteten fremstilles ved kulkraft belastet med 100 kr./ton CO₂, når værket har en virkningsgrad på 36 pct. af forbruger, og hele afgiften overvælttes i forbrugerpriserne.

Afgiften blev siden sat ned til 9 øre/kWh af administrative grunde, jf. at erhverv alene betalte 90 kr./ton CO₂ af brændsel til let proces. Afgiften er siden sat ned i forbindelse med tilbageføring af provenu ved introduktion af elpatronordningen og ved afgiftsrationaliseringen, og udgør fra 2010 6,2 øre/kWh.

Som nævnt kaldes afgiften ikke længere en CO₂-afgift, om end afgiften fortsat opkræves med hjemmel i CO₂-afgiftsloven.

CO₂-afgiften på el er en såkaldt outputafgift, jf. at det blev vurderet, at det vil have u hensigtsmæssige virkninger på elværkernes konkurrenceevne og landets bytteforhold, hvis afgiften var blevet opkrævet af brændsel, hvilket ellers ville have været ideelt.

Ved indførelsen af EU's CO₂-kvoteordning indføres der i praksis en CO₂-afgift på de større elværkers brændselsforbrug. Ved afgiftsrationaliseringen indføres en egentlig CO₂-afgift på de mindre elværkers brændselsforbrug. Som følge af kvotesystemets opbygning vil en reduktion i elforbruget ikke længere føre til lavere CO₂-udledning netto. Samtidig udgør CO₂-afgift på elforbrug, og CO₂-afgift og kvoter på brændselsforbrug en dobbeltregulering.

Dobbeltreguleringen blev oprindeligt planlagt afskaffet ved afvikling af CO₂-afgiften på el, når der var provenumæssig mulighed herfor, f.eks. når gratiskvoter blev afviklet. Siden har regeringen dog skærpet de energipolitiske ambitioner, og afgiften er nu begrundet i ønsker om lavere energiforbrug.

PSO-afgiften har afløst forskellige forpligtelser, som staten pålagde hvile-i-sig-selv elværkerne før elliberaliseringen i slutningen af 1990'erne, og er siden suppleret med andre tilskudsordninger mv.

PSO-afgiften er en såkaldt parafiskal afgift eller øremærket afgift. Energinet.dk, der ejes 100 pct. af staten, administrerer forskellige tilskudsordninger mv.:

- Tilskud til vindmøller og andre anlæg der producerer miljøvenlig energi (f.eks. ved halm og biogas)
- Tilskud til decentrale anlæg (decentrale kraftvarmeværker mv.)
- Tilslutning af vindmøller og decentrale kraftvarmeværker til elnettet
- Nettab i det net der opsamler elproduktion
- Forskning og udvikling i miljøvenlig elproduktion
- Forskning og udvikling i effektiv energianvendelse
- Forsyningssikkerhed
- Øvrige omkostninger til Sikkerhedsstyrelsen og tab på debitorer

Reglerne for tilskuddene mv. er fastsat af staten. Staten fastsætter samtidigt regler for, hvordan Energinet.dk kan få dækket udgifterne til ordningerne. Det sker ved et PSO-bidrag eller afgift/skat, der opkræves af bruttoelforbruget før

nettab. Samlet set kan der jf. skattestoppet dog højst betales 4,3 mia. kr., svarende til udgifterne til ordningen, da den nuværende regering trådte til. Måtte loftet overskrides, vil staten skulle bidrage med forskellen mellem udgifterne og de 4,3 mia. kr.

Når udgifterne, der PSO-finansieres, falder, reduceres PSO-afgiften og omvendt. Udgifterne til en del af tilskuddene til vindmøller mv. afhænger af markedsprisen på el, således at tilskuddene går ned når markedsprisen går op og omvendt. Derfor varierer PSO-afgiften fra kvartal til kvartal. Afgiften er her anført til 11 øre/kWh efter nettab, svarende til de aktuelt forventede markedspriser i de kommende år, og under forudsætning af den forventede udbygning med havvindmølleparker. Ved et forbrug på 32,5 mio. kWh efter nettab vil 11 øre/kWh give ca. 3,6 mia. kr. årligt. PSO-afgiften varierer kraftigt på kort sigt, og der hersker betydelig usikkerhed om niveauet på længere sigt.

Ud over de statslige fiskale og parafiskale afgifter er der de ”fiskale” tariffer. De afviger fra de ovenfor omtalte skatter, ved at provenuet ikke tilfalder statskassen.

Der er omkostninger ved transmission og distribution af elektricitet. Omkostningerne dækkes af tariffen, der som udgangspunkt er kosttætte. Hvis tariffen er strengt kosttætte, opkræves den enkelte forbruger en tarif svarende til de ekstra (marginale) omkostninger forbrugeren påfører elselskabet. Der er imidlertid betydelige stordriftsfordele ved elnet mv. Elnet er et naturligt monopol. Derfor er de gennemsnitlige omkostninger højere end de marginale.

Ligeledes gælder, at der ved strengt kosttætte tariffer vil skulle opkræves en effekttarif efter forbrug, på det tidspunkt hvor net er mest belastet, og net i fremtiden vil skulle udbygges. Det sker ikke, men i stedet opkræves tarif ud af det samlede forbrug, hvilket kan være en tilnærmelse til det strengt kosttætte, men ikke er det. Måtte elværkerne alene opkræve tarif efter de strengt kosttætte marginalomkostninger, ville værkerne give underskud, jf. at de gennemsnitlige omkostninger er større end de marginale. Elnetselskaberne er også ved frivillig aftale pålagt visse sparemål. Udgifterne hertil, f.eks. tilskud til elbesparelser, finansieres via højere indtægtsrammer, der giver mulighed for højere tariffer. Tidligere steg forbruget af el meget kraftigt. Det er sandsynligvis baggrunden for, at en del af transmissionsnettet mv. er dimensioneret til et langt større forbrug. I praksis vil ekstra forbrug derfor ikke føre til ekstra netomkostninger, bortset fra nettab dér hvor nettene er rigeligt dimensioneret. Lokalt kan der dog være begrænsninger i net.

Forskellen mellem de strengt kosttætte tariffer og de samlede omkostninger dækkes af ”fiskale tariffer”, heraf nogle på forbrug af elektricitet, mens andre er faste. For dem, der aftager el fra lavspændingsnettet, er denne fiskale tarif

omkring 15 øre/kWh, men med betydelig variation fra område til område. For store forbrugere, der får el direkte fra transmissionsnettet, er den fiskale tarif på ca. 5 øre/kWh. I redegørelsen om dynamiske tariffer er der en mere grundig gennemgang af tarifferne, der er delt op i flere enkelttariffer.

Det kan forekomme unødigt kompliceret, at afgifterne mv. af elforbrug er delt op i så mange forskellige elementer. Grunden er, at der har været forskellige politiske flertal bag forskellige forhøjelser. Yderligere har de forskellige flertal ønsket at lempe visse anvendelser af el, men på forskellig måde. Derfor er der forskellige lempelser for de forskellige elementer. Det vil på et passende tidspunkt være hensigtsmæssigt at samle de mange forskellige elementer i en fælles sats, og ligeledes at reducere antallet af måder afgifterne lempes.

2.3 Lempelser af afgifterne på el

Det største element i afgifterne på el er *energiafgiften* på (anden) el samt tillægsafgiften, der udgør henholdsvis 61,3 øre/kWh henholdsvis 5,9 øre/kWh (i 2010-niveau), det vil sige i alt 67,2 øre/kWh.

Energiafgiften godtgøres delvist af forbrug af el i momsregistrerede virksomheder, bortset fra når elektriciteten anvendes til rumvarme. Afgiften betales således af dem, der ikke er momsregistrerede – husholdninger, det offentlige selv og visse serviceerhverv f.eks. banker.¹

Netto vil de momsregistrerede betale 1,6 øre/kWh i 2010-2012 og 5,9 øre/kWh derefter (i 2010-niveau) efter vedtaget lovgivning. Der gives dog fortsat fuld godtgørelse, hvis elektriciteten anvendes til mineralogiske og metallurgiske processer (f.eks. ved fremstilling af cement og stål) mv. samt primær jordbrug. Ved serviceeftersyn af *Forårspakke 2.0* er det aftalt, at forhøjelsen af afgifterne på brændsel og el til proces i erhverv i 2013 skal reduceres med omkring $\frac{2}{3}$ af den stigning i 2013, der er lovgivet om. Til gengæld skal afgiften stige fra 2012 i stedet for 2013. Hvordan denne lempelse skal udnyttes, er ikke aftalt præcist. Hvis den aftalte lempelse bliver spredt lige meget ud til brændsler og el, og til alle procesanvendelser, vil de 1,6 øre/kWh i 2010 stige til omkring 3,2 øre/kWh i 2012. Det vil blive lagt til grund i det følgende.

Energisparebidraget på 0,6 øre/kWh godtgøres 100 pct. til momsregistrerede erhverv.

¹ Dertil kommer en række liberale erhverv som fx advokater, forlystelser mv., som heller ikke har adgang til afgiftsgodtgørelse, selv om de er momsregistrerede, jf. bilag 1 til elafgiftsloven.

Eldistributionsbidraget på 4 øre/kWh godtgøres på samme måde, bortset fra 1 øre/kWh der ikke godtgøres de første 15 mio. kWh af virksomhedernes årlige forbrug.

”CO₂-afgiften” på el godtgøres ned til 2,6 øre/kWh for el til såkaldt tung proces defineret som en række anvendelser opremset i den såkaldte procesliste til CO₂-afgiftsloven. Virksomheder, der indgår aftale med Energistyrelsen om energibesparelser, kan yderligere få tilskud til betaling af en del af afgiften, således at nettoafgiften kan komme ned på 0,3 øre/kWh.

PSO-afgiften varierer, men er her beregnet til 11 øre/kWh ab forbruger under forudsætning af, at markedets forventede elpriser realiseres samt udbygning med Anholt Vindmøllepark mv.

PSO-afgiften har et meget bredt grundlag, idet den formelle sats belaster omkring 95 pct. af det samlede elforbrug.

PSO-afgiften er lavere (ca. 1,3 øre/kWh) for forbrug af el i virksomheder, der selv producerer elektricitet til eget forbrug. I realiteten er der snarere tale om et tilskud til produktion af el end en reduceret skat på forbrug af el, så længe produktionen er lavere end forbruget. Når produktionen er større end forbruget, er der dog tale om en reduceret sats på forbruget. De 1,3 øre/kWh svarer til omkostningerne eksklusive tilskud til vedvarende energi og decentrale værker.

PSO-afgiften er ligeledes lempet til 3-5 øre/kWh for forbrug ud over 100 mio. kWh.

PSO-afgiften er nul for forbrug under den såkaldte elpatronordning. Ved denne ordning er der sat et loft på, hvor høj afgiftsbelastningen af varme kan være. Det gælder såvel forbrug af el i elkedler og varmepumper. Men elpatronordningen kan ikke bruges af alle.

For de ”fiskale tariffer” er der i sagens natur lempelser for dem, der slet ikke bidrager til omkostningerne. Dem der aftager el fra det overordnede transmissionsnet, bidrager derfor ikke til omkostningerne ved at drive lokale distributionsnet.

Der er yderligere en række mere specifikke lempelser og særlige regler mv. f.eks. vedrørende el til sporvogne, tog, trolleybusser, elbiler, elproduktion, eget forbrug hos små elproducenter ved solceller etc.

2.4 Afgiftsgrundlag

I følgende tabel 2.3 er vist en oversigt over afgiftssatser og grundlag efter *Forårspakke 2.0*. Før *Forårspakke 2.0* forventedes det, at der ville være et elforbrug eksklusive nettab og eget forbrug i elværkerne på i alt 33,5 mia. kWh. Efter *Forårspakke 2.0*, der på lidt længere sigt forventes at føre til en reduktion i forbruget med ca. 1 mia. kWh, forventes et forbrug på 32,5 mia. kWh ved en normal konjunktur. Det forventedes yderligere, at forbruget ville stige med ca. 0,55 pct. årligt til 35,3 mia. kWh frem til og med 2025, hvorefter der beregningsteknisk blev forudsat, at elforbruget vil stige parallelt med realudviklingen i BNP. Det er eksklusive forbrug af el anvendt direkte til fremstilling af fjernvarme i f.eks. elpatroner og elvarmepumper samt elbiler.

Da der er et meget stort antal kombinationer af forbrug, der er lettet for det ene og det andet bidrag og den tredje afgift, er forbruget søgt samlet i et begrænset antal kategorier, og der er anvendt gennemsnitlige satser for kategorierne.

Tabel 2.3: Grundlag og afgiftssatser efter fuld indfasning af Forårspakke 2.0 i 2010 niveau

	Enhed	Almindelig el	Elvarme	Let proces ej lempet	Let proces lempet	Tung proces ej lempet	Tung proces lempet ⁽¹⁾	Elpatroner rumvarme	El til biler	I alt
Grundlag	Mia. kWh	13,1	1,0	12,9	2,5	2,2	0,8	⁽²⁾	⁽³⁾	32,5
Statslige afgifter	Øre/kWh	78,0	66,6	10,4	7,2	4,2	1,0	20,8	78,0	38,5
PSO	Øre/kWh	11,0	11,0	11,0	10,0	9,0	9,0	0	11,0	10,7
Fiskale tariffer	Øre/kWh	15,0	15,0	15,0	15,0	5	5	0-10	15,0	14,1
I alt	Øre/kWh	104	92,6	36,4	32,2	18,2	15,0	21-31	104	63,3
I alt	Mia. kr.	13,624	0,926	4,696	0,805	0,400	0,120	-	-	20,571
Ændring i grundlag ved ændring i pris uden moms på 1 øre/kWh	Mio. kWh	30	15	60	15	20	10	Stort		150+ elpatroner
Effekt på forbrug af de samlede afgifter	Mia. kWh	3,12	1,39	2,18	0,48	0,36	0,15			7,68
Heraf statens afgifter	Mia. kWh	2,34	1,0	0,62	0,11	0,08	0,01			4,16
Heraf PSO	Mia. kWh	0,33	0,16	0,66	0,15	0,18	0,09			1,57
Størrelsesorden elasticitet		-0,45	-2,3	-0,45	-0,5	-0,6	-0,8	Meget stor		-0,5

(1) Lempet primær jordbrug, mineralogiske og metallurgiske processer.

(2) Meget varierende.

(3) I øjeblikke intet forbrug. Beregnet under forudsætning af at de i *Serviceeftersyn af Forårspakke 2.0* aftalte lempelser til erhverv er spredt jævnt ud.

Ved en markedspris på ca. 35 øre/kWh og i gennemsnit godt 5 øre/kWh i tarif pr. kWh, der strengt kostægte svarer til marginalomkostninger påført elværkerne, vil elprisen uden afgifter og afgiftslignende elementer belaste forbrugerne med ca. 13 mia. kr. ved det nuværende forbrug. I gennemsnit opkræves der ca. 38,5 øre/kWh i egentlige afgifter, ca. 10,7 øre i PSO-afgift og ca. 14,1 øre/kWh i tariffer der ligger udover de strengt marginale omkostninger

påført værkerne af forbrugerne. Hertil kommer faste tariffer, der ikke afhænger af forbruget.

De forskellige afgifter belaster elkunderne med ca. 20,6 mia. kr. ved nuværende forbrug. Samlet set koster el uden moms kunderne godt 103 øre/kWh i gennemsnit, hvoraf afgifter mv. udgør godt ca. 60 pct., og markedspris og strengt kosttægte tariffer inklusive faste bidrag udgør ca. 40 pct.

Afgifterne, herunder PSO, har alt i alt reduceret forbruget med ca. 15 pct. fra 40 mia. kWh til ca. 32,5 mia. kWh. Heraf tegner de statslige afgifter sig for de ca. 11 pct. og PSO for de ca. 4 pct. Det er sket gennem, at forbruget er steget mindre end det ellers ville være steget. En del af prisvirkningen er endnu ikke indtruffet. Det skal bemærkes, at de højere afgifter på brændsel isoleret set har reduceret faldet i forbruget af el, herunder særligt elvarme.

Som nævnt blev der i forårspakken regnet med, at grundlagene ville stige ca. 0,55 pct. hvert år. Skal denne stigning neutraliseres, forudsætter det en stigning i afgifter på alt el på godt 1 øre/kWh realt hvert år, svarende til hen ved 3 pct. realt for de statslige afgifter.

Afgifterne er stærkt differentierede hovedsagligt mellem husholdninger mv. og de fleste private erhverv. Inden for de private erhverv er afgifterne også stærkt differentierede, hvor nogle af de mest energiintensive stort set ikke betaler noget, mens andre (de ikke momsregistrerede) betaler den fulde afgift.

De fiskale tariffer er forskellige, men som udgangspunkt er der ikke differentieret ud fra erhvervsmæssige hensyn. PSO-afgiften er ens for næsten hele forbruget, men der gives væsentlige rabatter for særligt stort forbrug.

Husholdninger mv.

Den største elkategori er forbrug i husholdninger mv., der betaler den fulde afgift. Her forventes et forbrug på godt 13 mia. kWh, bortset fra el til elvarme i helårsboliger. Husholdningerne, det offentlige selv, ikke-momsregistrerede erhverv, f.eks. finansiel sektor samt rumvarme i erhverv, betaler den fulde afgift. Husholdninger uden elvarme har et forbrug på omkring 8,5 mia. kWh, det offentlige selv et forbrug på ca. 3,1 mia. kWh, ikke-momsregistrerede erhverv et forbrug på ca. 1,1 mia. kWh og elvarme i momsregistrerede erhverv ca. 0,4 mia. kWh.

Der regnes med, at forbruget er forholdsvis lidt følsomt over for ændrede afgifter. Ændres prisen med 1 øre/kWh, ændres forbruget med 30 mio. kWh på lidt længere sigt, efter ca. 5-10 år. På meget langt sigt er virkningen formentlig omkring dobbelt så stor, mens virkningen er mindre på kort sigt.

Prisfølsomheden svarer til en elasticitet på ca. -0,45 ved nuværende priser på mellemlang sigt. Den er formentlig højest for elvarme i husholdningerne og erhverv, der ikke er omfattet af den særlig lave elvarmesats, f.eks. elvarme i fritidshuse og erhvervenes rumvarmeforbrug, hvor der er mulighed for at erstatte el med brændsel som energikilde. Forbrug af el til elvarme, der ikke er omfattet af den lave sats, er hen ved 1 mia. kWh, heraf ca. 0,4 mia. kWh i momsregistrerede erhverv, ca. 0,2 mia. kWh i det offentlige og ikke-momsregistrerede erhverv og ca. 0,2 mia. kWh i husholdninger. Formentlig er elasticiteten derimod lavere for ikke-elvarmeforbrug. Den anførte prisfølsomhed er vedrørende isolerede danske prisændringer og ved forudsætning om nogenlunde parallel udvikling i afgifterne på brændsel. Ved internationale prisændringer er elasticiteten større.

Ved internationale prisændringer, f.eks. på grund af CO₂-kvoter eller ændrede brændselspriser, vil der yderligere komme en effekt via, at der udvikles mere energieffektivt udstyr til afsætning på det internationale marked. Det danske marked er oftest for lille til, at der udvikles udstyr med udgangspunkt i de danske priser.

Elvarme i helårsboliger

Der anvendes omkring 1 mia. kWh el til elvarme i helårsboliger for forbrug ud over 4.000 kWh i boliger, der er registreret som elopvarmede. Forbruget har været vigende gennem en længere årrække. Forbruget forventes at reagere forholdsvis kraftigt på ændrede priser, idet elvarme herunder varmepumper, kan erstatte brændselsvarme.

Let proces ej lempet

Den næststørste kategori er forbrug af el i handel- og serviceerhvervene og de fleste industrivirksomheder mv. Her forventes forbruget at blive ca. 12,9 mia. kWh. Forbruget ændres forholdsvis kraftigt ved ændrede priser. Det skyldes dels, at ændrede priser påvirker forbruget af el pr. produceret enhed, dels at afgifterne vil påvirke erhvervsstrukturen, så mindre energiintensive virksomheder vil udgøre en større andel af erhvervslivet, og modsat de mere energiintensive vil få mindre vægt. Endelig er der flere anvendelser af el, der konkurrerer indirekte med brændsel. Der er betydelig spredning i kategorien, dog meget få, der har et meget stort elforbrug. Et meget stort antal virksomheder har et lille elforbrug, mens almindelig industri ofte har et betydeligt forbrug. Inden for serviceerhverv har f.eks. frysehuse, vaskerier og metro et betydeligt elforbrug.

Samlet ændres forbruget med ca. 60 mio. kWh ved ekstra 1 øre/kWh. Igen vil effekten være større på meget lang sigt, mens den er mindre på kort sigt.

Let proces lempet

Kategorien omfatter hovedsagligt primær landbrug. Hertil kommer el til mineralogiske og metallurgiske processer. Der er en forholdsvis stor prisfølsomhed, jf. at afgiften ikke kun vil påvirke energiforbrug pr. produceret enhed men også sammensætning og omfang af landbrugsproduktion mv.

Tung proces ej lempet

Kategorien omfatter de energiintensive erhverv, bortset fra visse gartnerier, stålværker, jernstøberier, cementfabrikker og teglværker mv. Det er f.eks. en række energiintensive virksomheder inden for foder- og fødevarerforarbejdning, papirfabrikker, kemisk industri, saltproduktion og raffinaderier.

Forbruget er endnu mere prisfølsomt på grund af mulige struktureffekter.

Tung proces lempet

Kategorien omfatter visse gartnerier med vækstlys, stålværker, jernstøberier, cementfabrikker og teglværker mv.

Virksomhederne i kategorien er energiintensive, og prisfølsomheden er betydelig blandt andet på grund af mulige struktureffekter.

2.5 Virkninger af at ændre de nuværende afgifter

De nuværende statslige afgifter på el er udtrykt i øre/kWh. Afgifterne er differentieret efter anvendelsen af elektricitet.

Virkningerne af at ændre afgifterne er forskellig, alt efter hvilken anvendelse der ændres for.

I første omgang er der set på ændring af afgifterne for følgende forbrugskategorier:

A. Husholdninger mv. med et grundlag på 13,1 mia. kWh.

B. Heraf elvarme i momsregistrerede erhverv med et grundlag på ca. 0,4 mia. kWh.

C. Heraf elvarme i sommerhuse og i ikke-momsregistrerede erhverv med grundlag på ca. 0,4 mia. kWh.

D. Elvarme i helårsboliger med et grundlag på ca. 1 mia. kWh.

E. Elforbrug i almindelig industri og serviceerhverv med et grundlag på ca. 12,9 mia. kWh.

F. Elforbrug omfattet af tung proces, men ikke lempelser for tillægsafgift med et grundlag på 2,2 mia. kWh

Table 2.4: Virkninger af at nedsætte afgifterne for el med 1 øre pr. kWh

		A. hus- holdnin- ger mv.	B. Heraf elvarme i momsreg.	C. Heraf elvarme i sommerhu- se samt ej momsreg. erhverv ⁽³⁾	D. El- varme i helårs- huse	E. Al- minde- ligt for- brug i erhverv	F. Tung proces i indu- stri ej metal- lurgisk mv.
Grundlag	Mia. kWh	13,1	0,4	0,4	1,0	12,9	2,2
Nuværende af- gift	Øre/ kWh	78	78,0	78,0	66,6	10,4	4,2
PSO + fiskale tariffer	Øre/ kWh	26	26	26	26	26	14
Umiddelbart provenu	Mio. kr.	-131	-4	-4	-10	-129	-22
Ændring i for- brug ⁽¹⁾	Mio. kWh	+30	+6	+4	+15	+60	+20
Afledt elaf- gift ⁽¹⁾	Mio. kr.	+23,1	+4,62	+3,08	+9,84	+5,64	+0,64
Afledt PSO og tarif ⁽¹⁾	Mio. kr.	+7,8	+1,56	+1,04	+3,9	+15,6	+2,8
Afledt forbrug fossilt brænd- sel ⁽⁴⁾	GJ	-34.200	-20.500	-13.700	-51.250	-	-
Afledte ind- tægter brænd- sel inkl. CO ₂	Mio. kr.	-2,31	-1,39	-0,92	-3,46	-	-
Ændring i for- brug ⁽²⁾	Mio. kWh	+3,6	+0,7	+0,5	+1,8	+7,2	+1,3
Afledt elaf- gift ⁽²⁾	Mio. kr.	+1,4	+0,3	+0,2	+0,7	+2,8	0,5
Afledt PSO mv. ⁽²⁾	Mio. kr.	+0,9	+0,2	+0,1	+0,5	+1,8	0,3
Afledt brænd- sel	Mio. kr.	-0,0	-	-	-	-	-
I alt stat⁽⁵⁾	Mio. kr.	-108,8	-0,47	-1,64	-2,92	-120,6	-20,86
I alt borgere	Mio. kr.	+139,7	+5,76	+5,14	+14,4	+146,4	25,1
Gevinst borger pr. netto provenukrone	Kr.	1,28	12,3	3,13	4,9	1,21	1,20
CO ₂ uden for kvote	ton	2.260	1.350	910	3.320		

(1) Ved lavere pris stiger forbruget. Det giver øgede afgiftsindtægter til staten, men også til PSO og elværker.

(2) De ekstra indtægter til PSO og elværker anvendes til nedsættelse af tariffer, hvilket fører til et ekstra forbrug ikke kun for dem, hvor afgiften sættes ned, men for alle kategorier. De ekstra indtægter kommer ved at bruge gennemsnitsafgifterne på dette afledte ekstra forbrug.

(3) Her opgjort brutto. I praksis vil forbrug ud over 4.000 kWh i sommerhuse mv., der er elopvarmede være langt mindre måske det halve.

(4) Hovedparten af det ekstra elvarmeforbrug fortrænger anden varme. Det er forudsat, at 15 pct. af forbrugsstigningen kommer via, at der er flere, der får varmepumper med virkningsgrad på 300 pct., 35 pct. via, at der er færre, der skifter til fast VE og 50 pct. via, at der er færre end ellers, der erstatter elradiatorer mv. med olie/naturgasfyr.

(5) Der er ikke medregnet afledte indtægter fra ekstra arbejdsudbud og mindre CO₂.

Det ses af tabellen, at borgerne vil vinde mere, end staten taber ved nedsættelse af afgifterne på el. Sådan vil det være ved alle fiskale særavgifter. Ud over borgerne vinder det umiddelbare provenutab staten får, vinder borgerne de afledte indtægter af større forbrug for PSO og elselskaberne. Staten lider det umiddelbare provenutab, men får ekstra indtægter fra afgifter ved større forbrug. Herudover får staten ekstra indtægter fra større arbejdsudbud. Denne effekt på ca. 10 pct. af bruttoprovenu er ikke vist i tabellen. Ligeledes er effekten af lavere CO₂-udledning ikke vist.

Der er ikke umiddelbart råderum til at foretage nogen stor nedsættelse af de generelle elafgifter.

Det ses endvidere af tabellen, at det er særligt afgifterne på elvarme, der belaster borgerne meget i forhold til statens nettoprovenu. For almindelig el, inklusive elvarme i sommerhuse og virksomheder, belaster 1 kr. i nettoprovenu borgerne med 1,28 kr. Men for almindelig el, eksklusivt alt el til varme, belaster afgifterne borgerne med ca. 1,21 kr. pr. nettoprovenukrone. Det er i samme størrelsesorden som ved elafgifterne på erhverv.

Det kan umiddelbart forekomme overraskende, at belastningen pr. provenukrone fra erhverv er sammenlignelig med belastningen for husholdninger, jf. at forvriddingsomkostningerne ved afgifter vokser med afgiftssatsen i anden potens, og afgifterne er langt højere for husholdninger end erhverv. Forskellen i afgiftssatserne er dog mindre, når man også medregner PSO mv., og uden elvarme er prisen for husholdningernes elforbrug langt lavere end for erhverv.

Yderligere ses, at der er overskuelige provenutab ved nedsættelse af afgifterne for elvarme. Der kan dog i visse tilfælde være administrative omkostninger herved, hvis forbruget ikke i forvejen opgøres særskilt. Der er i forvejen en særlig afgift for forbrug af el ud over 4.000 kWh i helårsboliger, der er registreret som elopvarmede.

Man kan eventuelt udvide denne lempelse til også at omfatte elopvarmede fritidsboliger.

I momsregistrerede erhverv skal virksomhederne i forvejen opgøre forbruget af el til rumvarme.

Elvarme er den forbrugskategori, hvor der er størst sandsynlighed for, at forbruget vil reagere på ændrede priser, herunder på kort sigt, om end den fulde effekt først vil vise sig om mange år.

Det kan derfor være interessant at se nøjere på virkningerne af noget større nedsættelser end de anførte 1 øre/kWh.

Jf. afsnit neden for om eventuel omlægning af afgift på forbrug af el til afgift på brændsel til fremstilling af el, kan der argumenteres for, at der vil være en balance mellem skyggepris på energibesparelser for el og brændsel ved en afgift på elvarme på omkring 50 øre/kWh.

Danmark har tidligere forgæves anmodet EU om at få godkendt en nedsættelse af afgiften på el til drift af varmepumper i fjernvarmeværker. Anmodningen blev afslået, da lempelsen var selektiv. Der er sandsynligvis bedre muligheder for en godkendelse, hvis anmodningen omfatter en generel nedsættelse af afgiften til såvel elvarme som varmepumper og ved alle anvendelser.

Nærmere om elvarme

For de fleste anvendelser af el er der sjældent nogen større direkte konkurrence i forhold til andre energiarter – fjernvarme eller brændsler. Indirekte bidrager forbrug af el dog også til opvarmning af de lokaler, hvor det elforbrugende udstyr er placeret. Når varmeprisen stiger, er der ikke helt lige så store fordele ved elsparepærer som ved lave varmepriser, men effekten er næppe særlig stor.

For elektricitet, der anvendes til fremstilling af varme, er der imidlertid ofte en meget direkte konkurrence til brændsler, og forbruget af varme er normalt langt større end forbruget af el til andre formål.

Afgifterne på el bør indrettes under hensyntagen til afgiftsforholdene for andre energiarter. Det gælder særligt for afgifter på el til varme.

Tabel 2.5: Antal boliger (1.000 stk.) efter opvarmningsform

Boligform	Fjernvarme	Oliecentralvarme	Naturgascentralvarme	Centralvarme ej olie eller gas	El-ovne	Øvrige ovne	Uoplyst
Stuehuse	2	70	3	24	6	3	3
Parcelhuse	437	224	242	34	78	12	6
Rækkehuse mv.	241	19	76	1	24	1	2
Etageboligbebyggelse	851	42	61	1	7	2	2
Døgninstitutioner	7	1	2	0	0	0	0
Anden helårsbeboelse	6	4	2	1	1	0	1
Beboede fritidshuse	0	1	0	0	13	2	0

Kilde: Danmarks Statistik statistikbanken.

Omkring 7 pct. af parcelhuse, stuehuse og rækkehuse mv. er opvarmet med elovne, mens under 1 pct. af boliger i etagebebyggelse er elopvarmede. Elovne er den dominerende opvarmningskilde for beboede fritidshuse. I 1995 var der ca. 97.000 elopvarmede parcelhuse, nu er der 20 pct. færre. Siden 1995 er der sket et fald på ca. 20 pct. i antal stuehuse og rækkehuse, der opvarmes med el. Varmepumper vil sandsynligvis henhøre under centralvarme, ej olie eller gas, eller gemme sig under andre kategorier, hvis registeret ikke er ført ajour.

Der er formentlig mange boliger, der har en blanding af forskellige typer opvarmning f.eks. i form af, at oliefyr suppleres med brændeovne mv. Der vil således også være en del forbrug af el til varme i boliger med centralvarme, ligesom selve opvarmningen kan ske ved brændsel, mens varmt brugsvand kan være elopvarmet.

I øjeblikket anvendes el til opvarmningsformål ved individuel opvarmning, men sjældent ved fremstilling af fjernvarme, der er den dominerende varmekilde i Danmark. Der kan dog også bruges el ved fjernvarmefremstilling enten i form af elpatroner, der omdanner 1 kWh elenergi til 1 kWh varmeeenergi, eller eldrevne varmpumper, der omdanner 1 kWh elenergi (og godt 2 kWh varme fra omgivelser) til ca. 3 kWh brugbar varmeenergi af værk. Der er muligvis stordriftsfordele ved store varmpumper, men kollektive varmpumper har en konkurrenceulempe ved, at der tabes varme fra værk til kunde.

Ved individuel elvarme vil elradiatorer være forholdsvis dyre i drift, men til gengæld billige i anlæg, da det ikke kræver etablering af et vandbaseret distributionssystem. Elvarmpumper er dyrere ved etablering, men billigere i drift.

Selve varmepumpen mv. koster mere end en kedel, og normalt kræves også et vandbaseret distributionssystem.

Der er en tendens til, at elvarme særligt bruges i mindre boliger – der er stor-driftsfordele ved et vandbaseret system – mens varmepumper sandsynligvis særligt anvendes til opvarmning af store boliger eller boliger med stort varmebehov. Ud over mindre boliger kan elvarme være interessant for huse, der ikke anvendes så ofte – f.eks. sommerhuse samt for meget velisolerede boliger.

Korrigeres der for eventuelle forskelle i miljøvirkninger, kan der argumenteres for, at afgifterne bør være balanceret således, at der ikke gives fiskale incitamenter til at vælge det ene eller det andet opvarmningssystem.

Det viser sig dog, at der er væsentlig højere afgift på elvarme end på olie og naturgas mv.

Det kan ses af følgende tabel 2.6, der viser afgifterne ved forskellige opvarmningsformer.

Tabel 2.6: Afgifter ved forskellige opvarmningsformer

	Enhed	Ældre oliefyr	Nyt oliefyr	Ældre gasfyr	Nyt gasfyr	El- varme	Varme pumpe 250 pct. virk- nings- grad	Var- me pum- pe 300 pct. virk- nings- grad	Varme pumpe 350 pct. virk- nings- grad
Nettoforbrug i hus	GJ	60	60	60	60	60	60	60	60
Tab i hus, vandbaseret system	GJ	5	5	5	5	0	5	5	5
Leverance fra "kedel"	GJ	65	65	65	65	60	65	65	65
Virkningsgrad	Pct.	72	95	85	100	100	250	300	350
Afgiftsgrundlag	GJ	90,3	68,4	76,5	65	60	26	21,7	18,6
CO ₂ udledning	Ton	6,68	5,06	4,36	3,71	0	0	0	0
Bruttoenergiforbrug fossil ⁽¹⁾	GJ	90,3	68,4	76,5	65	145,3	63,0	52,5	45,0
Bruttoenergiforbrug VE	GJ	-	-	-	-	0	39,0	43,3	46,4
Afgifter helårshuse	Kr./GJ	68,84	68,84	66,18	66,18	185	185	185	185
Afgifter andre	Kr./GJ	68,84	68,84	66,18	66,18	216,7	216,7	216,7	216,7
Afgifter helårshuse	Kr.	6.229	4.721	5.061	4.302	11.100	4.810	4.015	3.441
Afgifter andre	Kr.	6.229	5.721	5.061	4.302	13.002	5.634	4.702	4.031
Værdi CO ₂ ved 155,4 kr./t	Kr.	-1.038	-787	-678	-577	-	-	-	-
Netto stat helårshuse	Kr.	5.175	4.934	4.383	3.725	11.100	4.810	4.015	3.441
Netto stat andre	Kr.	5.175	4.934	4.383	3.725	13.002	5.634	4.702	4.031
Andre end stat									
PSO og fiskale tariffer	Kr./GJ	-	-	15 ⁽²⁾	15 ⁽²⁾	72,2	72,2	72,2	72,2
PSO og fiskale tariffer	Kr.	-	-	1.147 ⁽²⁾	975 ⁽²⁾	4.332	1.877	1.567	1.343

(1) Pr. statistisk konvention anvendes fossilt brændsel til marginalt elfremstilling

(2) Der opkræves distributionstarif pr. m³ til dækning af faste omkostninger. Her skønnet til 15 kr./GJ. Der er også distributionsomkostninger ved olie, men de er variable.

Det ses af tabellen, at der betales langt mere i afgift ved elvarme end ved brug af brændsel. Det skyldes dels, at der er et større bruttoenergiforbrug ved elvarme, dels at afgift pr. GJ bruttoenergiforbrug er større for el end for brændsler.

For varmepumper med en høj virkningsgrad er afgifterne til staten lavere end for brændsel, for så vidt angår helårshuse. For andet end helårshuse er afgifterne for varmepumper med høje virkningsgrader, og efter korrektion for værdi af CO₂, højere end for de mest effektive gasfyr, og særligt når også PSO-afgiften medregnes. For varmepumper med lave og normale virkningsgrader er afgifterne højere end for brændsel efter korrektion for værdi af CO₂. Sammenlignes med ældre fyr er varmepumpevarme belastet med mindre afgift.

El belastes yderligere via PSO og fiskale tariffer.

Det samlede bruttoenergiforbrug ved varmepumper og særligt elvarme er efter konventionerne højere end for brændsel, når selve jordvarmen medregnes.

Der er også mulighed for at bruge elvarme og varmepumper ved fjernvarmefremstilling.

I følgende tabel 2.7 er afgiftsbelastningen sammenlignet ved fjernvarmefremstilling, hvor den fossile varme er uden for kvotesektoren.

Alene vedrørende varme	Enhed	Gas-fjernvarme	Gas kraftvarme	El-varme	Varmepumpe 250 pct.	Varmepumpe 300 pct.	Varmepumpe 350 pct.
Nettoforbrug i hus	GJ	60	60	60	60	60	60
Tab i hus, vandbaseret system	GJ	5	5	5	5	5	5
Leverance af hus	GJ	65	65	65	65	65	65
Nettab	GJ	16,25	16,25	16,25	16,25	16,25	16,25
Leverance af værk	GJ	81,25	81,25	81,25	81,25	81,25	81,25
Virkningsgrad	Pct.	95	125	100	250	300	350
Afgiftsgrundlag ej elpatronordning	GJ	85,53	65	81,25	32,5	27,08	23,21
Afgifter helårshuse	Kr./GJ	66,18	66,18	216,7	216,7	216,7	216,7
Afgifter helårshuse	Kr.	5.660	4.302	17.604	7.042	5.868	5.030
Eventuel elpatronsats	Kr.	4.688	4.688	4.688	4.688	4.688	4.688
Værdi CO ₂ ved 155,4 kr./t	Kr.	-758	-576	0	0	0	0
Netto stat uden for kvotesektor kraftvarmeområde	Kr.	3.930	3.726	4.688	4.688	4.688	4.688
Netto stat andre	Kr.	5.175	4.934	4.383	13.002	4.702	4.031
Andre end stat							
PSO og fiskale tariffer ej kraftvarmeområde ⁽¹⁾	Kr./GJ	5	-	72,2	72,2	72,2	72,2
PSO og fiskale tariffer	Kr.	428	-	7.220	2.347	1.955	1.676
PSO og fiskale tariffer kraftvarmeområde ⁽¹⁾	Kr./GJ	5	5	41,7	41,7	41,7	41,7
Do	Kr.	428	325	3.388	1.355	1.129	968

(1) Der opkræves distributionstarif pr. m³ til dækning af faste omkostninger. Her skønnet til 5 kr./GJ for store forbrugere.

Det ses af tabellen, at afgifterne ved elvarme uden elpatronordningen ville have været langt højere end ved brug af brændsel. For varme fra varmepumper ville afgifterne være højere end for kraftvarme, og også højere end for fjernvarme ved lave eller normale virkningsgrader for varmepumpen.

Der er endvidere langt større PSO-afgift og fiskale tariffer ved brug af el i forhold til ved brug af brændsel.

Elpatronordningen, der kan anvendes når varmen konkurrerer med kraftvarme, reducerer afgiftsbelastningen for såvel brændselsfjernvarme, elvarme som for varmepumper. Ofte anføres det, at varmepumper ikke har gevinst ved elpatronordningen. Det er ikke sandt. Ud over at varmepumperne fritages for PSO-afgift, får de også reduceret de statslige afgifter. Herudover vil det være naturligt, at der vil blive givet rabat i de almindelige eltariffer, såfremt elvarme, herunder varmepumper, anvendes til fjernvarme. Dette er under betingelse af, at det lokale elselskab ikke har omkostninger herved, herunder har mulighed for at afbryde elleverancen til selve elvarmen, således at forbruget ikke på noget tidspunkt vil kræve netforstærkning.

Det kunne overvejes at reducere de forskellige statslige elafgifter ned til netto ca. 50 øre/kWh (energiafgiften på brændsel er ca. 57,33 kr./GJ, og 50 øre/kWh el svarer hertil ved en virkningsgrad af forbruger på 41,3 pct. – $57,33 \text{ kr./GJ} \times 0,0036 \text{ GJ/kWh} / 0,413 = 50 \text{ øre/kWh}$).

Et mindre vidtgående forslag vil være at udbrede satsen for elvarme, der gælder for forbrug af el ud over de første 4.000 kWh i helårshuse, der er registrerede som elopvarmede til alle de andre former for elvarme.

Virkningerne heraf vil være:

Tabel 2.8: Virkning af udbredelse af satsen for elvarme

	Enhed	Anden elvarme	Anden varme pumpe 3,0	Varmepumpe fjernvarme 3,0 kraftvarmeområde	Varmepumpe fjernvarme 3,0 ej kraftvarmeområde
Nuværende statslige afgifter	Øre/kWh	78,0	78,0	78,0	78,0
Ændring	Øre/kWh	-11,4	-11,4	-11,4	-11,4
Gevinst pr. hus	Kr.	1.900	686	-	858
Ny afgift pr. hus	Kr.	11.100	4.015	4.688	5.010
Do PSO	Kr.	1.833	662	828	828
Netto afgift stat, individuelt brændsel varme ⁽¹⁾	Kr.	4.554	4.554		
Netto stat, kraftvarme i kvotesektor ⁽²⁾	Kr.			4.302	4.302

(1) Uvægtet gennemsnit af ældre og nyt oliefy og gasfy.

(2) Her ved naturgas.

Det ses af tabellen, at en nedsættelse af afgifterne på el til elvarme for andet end helårshuse til 66,6 øre/kWh vil føre til en reduktion af de statslige afgifter med ca. 15 pct. for. Afgifterne vil dog fortsat være højere pr. hus ved almindelig elvarme.

For varmepumper vil afgiftsreduktionen i kroner pr. hus være mindre, jf. at der i forvejen betales mindre i afgift. Reduktionen vil bringe de statslige afgifter på varmepumpevarme ned under de tilsvarende afgifter for individuel brændselvarme.

Af tabellen, hvor virkningerne af at nedsætte afgifterne med 1 øre/kWh var vist, kunne det ses, at nettoprovenutabet var meget lille. Man kan imidlertid ikke regne proportionalt ved større nedsættelser.

I følgende tabel er vist provenuvirkningerne af henholdsvis, at bringe de statslige afgifter ned til 66,6 øre/kWh for al elvarme henholdsvis ned til 50 øre/kWh, når der ses bort fra kollektiv varme.

Tabel 2.9: Provenuvirkningerne af henholdsvis at bringe de statslige afgifter ned til 66,6 øre/kWh for al elvarme henholdsvis ned til 50 øre/kWh

		Helårs- huse	Moms- reg. Erhverv	Sommerhu- se og ej momsreg. erhverv ⁽³⁾	Moms- reg. erhverv	Sommer- huse og ej moms- reg. erhverv
Grundlag	Mia. kWh	1,0	0,4	0,4	0,4	0,4
Nuværende af- gift	Øre/ kWh	66,6	78,0	78,0	78	78
Nedsættelse	Øre/ kWh	16,6	28,0	28	11,4	11,4
PSO + fiskale tariffer	Øre/ kWh	26	26	26	26	26
Umiddelbart provenu	Mio. kr.	-166	-112	-112	-46,4	-46,4
Ændring i for- brug ⁽¹⁾	Mio. kWh	+249	+168	+112	+68,4	+45,6
Afledt elaf- gift ⁽¹⁾	Mio. kr.	+124,5	+84	+56	+45,6	+30,4
Afledt PSO og tarif ⁽¹⁾	Mio. kr.	+64,7	+43,7	+29,1	+17,8	+11,9
Afledt forbrug fossilt brænd- sel ⁽⁴⁾	GJ	-850.000	-575.000	-383.000	-234.000	-156.000
Afledte ind- tægter brænd- sel inkl. CO ₂	Mio. kr.	-57,4	-38,8	-25,9	-15,8	-10,5
Ændring i for- brug ⁽²⁾	Mio. kWh	+29,9	+20,2	+13,4	+8,2	+5,5
Afledt elaf- gift ⁽²⁾	Mio. kr.	+11,4	+7,7	+5,1	+3,1	+2,1
Afledt PSO mv. ⁽²⁾	Mio. kr.	+7,7	+5,3	+3,5	+2,1	+1,4
Afledt brænd- sel	Mio. kr.	-0,0	-	-	-	-
I alt stat	Mio. kr.	-87,5	-59,1	-76,8	-13,5	-24,4
I alt borgere	Mio. kr.	+238,4	+161	+144,6	+66,3	+59,7
Gevinst borger pr. nettoprove- nukrone ⁽⁵⁾	Kr.	2,7	2,7	1,9	4,9	2,4
CO ₂ uden for kvote	Tons	56.000	38.000	25.000	15.500	10.300

- 1) Ved nedsættelse af afgift stiger forbrug, hvilket giver afledte indtægter til staten samt PSO og elværkerne.
- 2) Ved ekstra indtægter til PSO og elværker, der anvendes til at sætte tariffer ned, stiger forbrug, hvilket giver afledte indtægter til staten og PSO mv.
- 3) Sandsynligvis er alle virkninger mindre, da forholdsvis få sommerhuse har forbrug ud over 4.000 kWh årligt.
- 4) Under forudsætning af, at 15 pct. af det ekstra elforbrug anvendes til varmepumper med virkningsgrad på 300 pct., der fortrænger fossil varme, 35 pct. fortrænger VE-brændsel, og 50 pct. anvendes til elradiatorer, der fortrænger fossilt brændsel.
- 5) Borgernes tilpasningsgevinst samt virkning på arbejdsudbud ignoreret.

Måtte det være muligt at nedsætte de statslige afgifter på elvarme ned til 50 øre/kWh, vil statens bruttoprovenutab være på omkring 400 mio. kr. Nettotabet efter ændret adfærd er 225 mio. kr. I forhold til statens nettotab vinder borgerne mindst ca. 550 mio. kr. En bedre balance mellem afgifterne på elvarme og brændsel vil således reducere forvridningerne i afgiftssystemet. Ændringen vil føre til mindre CO₂, men også et større bruttoenergiforbrug og særligt ved elradiatorer.

Der er ikke umiddelbart råderum til at foretage så store ændringer i afgifterne, og den bedre balance kan både skabes ved at nedsætte afgifterne på elvarme, eller hvis afgifterne senere skal forhøjes, at sætte afgifterne på brændsel op med mere, end afgiften stiger for el.

Ved det lavere afgiftsniveau vil det fortsat gælde, at flere elradiatorer netto vil øge statens indtægter. Derimod vil flere varmepumper ved det lavere afgiftsniveau reducere statens afgiftsindtægter, når varmepumpevarmen erstatter naturgas og olie. Det gælder særligt, når varmepumpen er meget effektiv. Statens finanser styrkes dog, hvis det er VE-brændsel, der erstattes.

Beregningerne ovenfor omfatter ikke varmepumper til kollektiv varme. Hvis der fortsat ikke anvendes varmepumper hertil, vil der ikke være noget umiddelbart provenutab, men der kan komme en afledt virkning. Det er meget usikkert om, og i givet fald hvorvidt, de lavere afgifter, der også vil omfatte kollektive varmepumper, vil føre til ændret adfærd.

Beregningen i tabellen neden for er derfor snarere en følsomhedsanalyse end et provenuskøn.

Tabel 2.10: Virkning af, at der eventuelt fremstilles 1 PJ varme ved kollektive elvarmepumper ved nedsættelse af afgiften på el til elvarme til henholdsvis 66,6 øre/kWh og 50 øre/kWh

	Enhed	Afgift på el til kollektiv varmepumpe er nedsat til 66,6 øre/kWh virkningsgrad 300 pct.	Afgift på el til kollektiv varmepumpe er nedsat til 66,6 øre/kWh virkningsgrad 350 pct.	Afgift på el til kollektiv varmepumpe er nedsat til 50 øre/kWh virkningsgrad 300 pct.	Afgift på el til kollektiv varmepumpe er nedsat til 50 øre/kWh virkningsgrad 350 pct.
Forbrug af el	Mio. kWh	92,6	79,4	92,6	79,4
Afgift i dag 78 øre/kWh	Mio. kr.	72,2	61,9	72,2	61,9
Do ved elpatronordning	Mio. kr.	57,8	57,8	57,8	57,8
Ved gaskraftvarme	Mio. kr.	53,0	53,0	53,0	53,0
Afgift ved 66,6 øre/KWh	Mio. kr.	61,7	52,9	46,4	39,7

Det ses af tabellen, at udbredelse af kollektive varmepumper ikke vil skade statens finanser, når satsen alene reduceres til 66,6 øre/kWh, og varmepumpen har en virkningsgrad på 300 pct. Ved virkningsgrad på 350 pct. skades statens finanser. Statens finanser belastes, hvis afgiften sættes ned til 50 øre/kWh, og varmen erstatter fossil varme. Erstatte varmen VE-brændselsvarme, vinder statens finanser.

PSO og eldistributionsselskaber vinder ved forbrug af el til kollektiv varme.

Kollektive varmepumper vil normalt ikke føre til færre udledninger af CO₂ uden for kvotesektoren. Derimod vil det korrigerede bruttoenergiforbrug stige betydeligt, særligt hvis varmepumperne fortrænger kraftvarme.

Virkning på bruttoenergiforbrug ved 1 PJ kollektiv varmepumpevarme, der fortrænger gaskraftvarme:

Bruttoenergiforbrug ved fremstilling af 0,333 PJ el	+0,8 PJ
Jordvarme	+0,7 PJ
Fortrængt gasenergi	-2,0 PJ
Bruttoenergiforbrug ved fremstilling af 0,75 PJ el på kondensværk i stedet for på kraftvarmeværk	+1,8 PJ
I alt korrigeret bruttoenergi	+1,3 PJ

2.6 CO₂-kvoter

Fra og med 1. januar 2005 har udledningerne af CO₂ fra elværker, og en række andre store udledere, været begrænset af EU's CO₂-kvoteordning. Efter

ordningen må anlæg med samlet effekt på mindst 20 MW, samt anlæg i visse brancher, ikke udlede CO₂, medmindre de har en tilladelse – en kvote.

Den samlede mængde kvoter er konstant og fastsat ud fra det overordnede ambitionsniveau i EU's klimapolitik. Kvotevirksomhederne kan dog i stedet for kvoter også bruge såkaldte kreditter – beviser på, at der er gennemført CO₂-reduktioner uden for EU. Men der er en overgrænse på virksomhedsniveau for, hvor mange kreditter der kan anvendes.

Kvotevirksomhederne har i de såkaldte NAP1- og NAP2-periode (2005-2007 og 2008-2011) fået tildelt hovedparten af det samlede antal kvoter gratis ud fra historiske udledninger. I tiden efter 2012 vil virksomhederne, herunder særligt elværker, få en stadig mindre del af kvoterne gratis.

Kvoterne er omsættelige.

CO₂-kvoteordningen øger de marginale omkostninger ved elproduktion ved brug af fossile brændsler, uanset hvor mange gratis kvoter, der er givet. Øges produktionen, må der enten købes flere kvoter, eller der er færre kvoter, der kan sælges.

Fremstilles der el på et kondensværk med en virkningsgrad på 40 pct., øges marginalomkostningerne med ca. 8,55 øre/kWh ved kul, og ca. 5,1 øre/kWh ved gas, hver gang kvoteprisen øges med 100 kr./t. Ved kraftvarme er belastningen omkring det halve.

Under de nuværende forhold kan der regnes med, at markedsprisen i Danmark bliver forøget med ca. 6 øre/kWh, for hver gang kvoteprisen er 100 kr./t CO₂. Kvoteordningen har således forringet økonomien i at fremstille el på kondensværker ved olie, og særligt kul, men forbedret økonomien ved VE-produktion og ved kraftvarmeproduktion.

Den store grad af overvæltning på i gennemsnit omkring 100 pct. for værker, der bruger fossilt brændsel, har forudsat, at ordningen gælder i hele EU, og der er begrænset udenrigshandel med el ud og ind af EU.

Værdien af de gratis kvoter påvirker ikke de marginale omkostninger mv., og vil derfor heller ikke påvirke markedsprisen. Værdien øger dog virksomhedernes overskud.

I første kvoteperiode blev der samlet udstedt for mange kvoter. Kvoterne kunne kun bruges i perioden 2005-2007. Når perioden var slut, ville der enten have været for få eller for mange kvoter. Havde der været for få, ville kvoteprisen blive lig bøden. Havde der været for mange, ville kvoteprisen blive nul.

I begyndelsen herskede der usikkerhed om, hvorvidt man ville komme i den ene eller den anden situation. Prisen på kvoterne var derfor dannet som et sandsynlighedsvægtet gennemsnit af bøden og 0. Da regnskabet skulle gøres op i foråret 2006 for den første år 2005, viste det sig, at der var for mange kvoter. Kvotepriisen faldt derefter mod 0 i resten af 2006 og 2007. For 2008-2012 er der formentlig udstedt så få kvoter, betydende at kvoterne vil få en positiv pris. Gennem foråret 2008 steg kvotepriisen mod 200 kr./t CO₂, men finanskrisen og fald i olie- og kulpriser mv. har efter midten af 2008 ført til et fald, således at kvotepriisen siden har været på omkring 100 kr./t CO₂.

Den 21. maj 2010 var kvotepriisen på knap 15 euro/t = ca. 110 kr./t. Prisen for kreditter, der umiddelbart kan anvendes, var ca. 90 kr./t.

Kvotepriisen forventes at stige til ca. 130 kr./t i 2014, mens kreditprisen forventes at være svagt faldende.

Kvotefordelingen har betydet et fundamentalt skifte i virkningerne af elforbrug og vindkraftproduktion mv. på de samlede CO₂-udledninger, og dermed også til, at virkningerne af afgifter på el, og tilskud til vindmøller, nu er helt anderledes end før.

Umiddelbart vil en forøgelse af forbruget af el føre til, at der samtidig skal ske en forøgelse af produktionen af el/reduktion af forbruget andet sted. I en stor del af tiden vil hovedparten af det ekstra elforbrug hovedsagligt komme fra værker, der fyrer med fossilt brændsel, hvorved CO₂-udledningerne stiger. På grund af konverteringstab, og fordi elværkerne bruger fossilt brændsel, der udleder særligt meget CO₂, førte en stigning i elforbruget tidligere til en forholdsvis kraftig stigning i udledningerne af CO₂.

Efter CO₂-kvotefordelingen er indført vil en umiddelbar stigning i udledningerne føre til, at værket må købe ekstra kvoter fra andre eller sælge mindre end ellers. Det vil føre til, at kvotepriisen stiger så meget, at andre værker reducerer deres udledninger, enten fordi de skifter til mindre CO₂-udledende brændsel, eller fordi forbruget falder ved højere priser på CO₂-kvoter, der overvælttes i højere elpriser.

Tilsvarende ved ekstra produktion på vindmøller. Vindmølleproduktionen vil umiddelbart føre til en lidt lavere markedspris på el, hvilket vil føre til en vis stigning i forbruget, men hovedsagligt et fald i produktionen af el på andre værker. Ved mindre produktion på andre værker reduceres udledningerne af CO₂ umiddelbart. Men ved færre udledninger af CO₂ kan værkerne sælge flere kvoter eller købe færre end ellers. Det vil få kvotepriisen til at falde. Og ved lavere kvotepriis vil der være andre værker i EU, der i mindre omfang skifter

til brændsler med lave CO₂-udledninger, og forbruget vil stige på grund af, at elprisen falder.

CO₂-udledningerne inden for kvotesektoren er i sidste ende nu bestemt af mængden af kvoter, der er udstedt. Og variation i forbrug af el og produktion på vindmøller fører ikke længere til ændringer i udledningerne af CO₂, men til ændret kvotepris. Hvis der er et ønske om at reducere CO₂-udledningerne fra elværkerne, er det nødvendigt at reducere antallet af CO₂-kvoter.

Som nævnt må de kvoteomfattede virksomheder bruge kreditter i stedet for egentlige kvoter. Dermed er det muligt, at et øget forbrug af el kan føre til en øget udledning af CO₂ fra EU's kvotevirksomheder, men som udgangspunkt burde et ekstra forbrug af kreditter modsvares af, at der udledes mindre CO₂ uden for EU. Det er dog blevet fremført, at reglerne for udstedelse af kreditter ikke altid sikrer, at der sker en tilsvarende reduktion i udledningerne, jf. at der kan være usikkerhed om, hvorvidt et CO₂-reducerede initiativ i udlandet ville være gennemført, uanset at initiativet delvist finansieres ved udstedelse af kreditter.

Det gælder dog, at den enkelte kvotevirksomhed højst må bruge et bestemt antal kreditter, uanset hvor store udledninger der er. Da det har vist sig, at prisen på kreditter er lavere end prisen på kvoterne, kan det betale sig for alle kvotevirksomhederne at bruge det maksimale antal kreditter. Det sker ved at købe kreditter til ca. 90 kr./t CO₂ og alt andet lige sælge tilsvarende ekstra kvoter. Da brugen af kreditter er begrænset, vil en ekstra efterspørgsel efter CO₂ ikke føre til højere pris på kreditter, men alene til, at prisen på de egentlige kvoter stiger.

Det er ikke alle elværker, der er omfattet af CO₂-kvoterne. I Danmark producerer værker, der anvender fossilt brændsel, men ikke er omfattet af kvoterne, omkring 1 mia. kWh, svarende til ca. 3 pct. af forbruget.

Alt andet lige vil en højere elpris på grund af CO₂-kvoterne føre til, at der vil blive produceret mere el på de små værker uden for kvotesektoren. I Danmark begrænses denne effekt dog af, at værker uden for kvotesektoren er pålagt CO₂-afgift på brændsel til elfremstilling.

Ligeledes kan kvotesystemet være "utæt", i det omfang el konkurrerer med forbrug af brændsel uden for kvotesektoren.

Disse "utæthed" i kvotesystemet ændrer dog ikke ved konklusionen om, at elafgifter ikke længere fører til reduktioner i CO₂-udledningerne - tværtimod. Sandsynligvis fører højere elforbrug nu til færre nettoudledninger, idet el i en

vis udstrækning fortrænger fossilt brændsel til f.eks. varme uden for kvotesektoren.

Alt andet lige fører indførelsen af CO₂-kvoter til, at nettoforvridningsomkostningerne ved afgifterne på el er steget. Før kunne man reducere nettoforvridningsomkostningerne ved mindre elforbrug forårsaget af afgifter, med værdien af mindre CO₂. Det er ikke længere muligt. CO₂-kvoterne har samtidig øget elprisen for forbrugerne, svarende til samme virkning som en afgift på forbruget. Der kan derfor argumenteres for, at staten alt andet lige burde have sat afgifterne på el ned – fjernet afgiften på el i CO₂-afgiftsloven. Det er også delvist sket. Men regeringen har fundet, at det var mere hensigtsmæssigt at reducere andre skatter og afgifter, end at gennemføre en fuld afskaffelse af CO₂-afgiften på el. Således er provenuet fra salg af CO₂-kvoter, der tidligere blev givet gratis, blevet reserveret til finansiering af en del af nedsættelserne af indkomstskat i *Forårspakke 2.0*.

Afgiften på el med hjemmel i CO₂-afgiftsloven har dog skiftet navn, og burde ordensmæssigt integreres med den almindelige energiafgift på el. Da lempelserne af CO₂-afgiften på el er anderledes end for energiafgiften af el, er det dog fundet hensigtsmæssigt indtil videre at have en del af den samlede energiafgift på el i CO₂-afgiftsloven.

2.7 Administration af den nuværende elafgift

Afgiftspligtens omfang

Afgiftspligten omfatter elektricitet, der forbruges her i landet.

Undtaget fra afgiftspligten er elektricitet, som

- Fremstilles på produktionsanlæg, hvis kapacitet er mindre end 150 kW.
- Fremstilles og forbruges i tog, skibe, luftfartøjer eller andre transportmidler.
- Fremstilles ved vindkraft, vandkraft, biogas eller anden vedvarende energi, og som forbruges af producenten.
- Fremstilles på nødstrømsanlæg i tilfælde, hvor den normale elforsyning svigter.
- Fremstilles på solcelleanlæg med en installeret effekt på højst 6 kW pr. husstand, og som er tilsluttet elinstallationen i boliger eller i anden ikke-erhvervsmæssig benyttet bebyggelse.

Anlæg mindre end 150 kW

SKAT kan efter anmodning bestemme, at elektricitet, der fremstilles på anlæg med en kapacitet på mellem 50 kW og 150 kW, og som har en årlig

produktion på mere end 50.000 kWh, eller på stationære anlæg med en kontinuerlig fremstilling af elektricitet, er afgiftspligtig. Afgiftspligten er betinget af, at virksomheden/elproducenten anvender den fremstillede elektricitet til helt eller delvis tilbagebetalingsberettigede formål (procesformål).

Bestemmelsen tager sigte på momsregistrerede virksomheder med anlæg til at fremstille elektricitet udelukkende til eget brug, f.eks. grusgrave med eget elproduktionsanlæg. Det er en betingelse for at kunne få godtgjort energiafgift på brændsel til elfremstilling, at elektriciteten er afgiftspligtig.

Elafgiftsloven giver endvidere mulighed for, at minikraftvarmeanlæg (anlæg med en elproduktionskapacitet på f.eks. 10 kW) kan blive registreret efter elafgiftsloven. Det gælder f.eks. minikraftvarmeanlæg, som installeres af landbrugsvirksomheder.

Egenproduceret elektricitet på vindmøller

Bestemmelsen om, at f.eks. vindkraft, som forbruges af producenten, er undtaget fra afgiftspligten, omfatter bl.a. vindkraft, som vindkraftproducenten forbruger til elvarme herunder drift af varmepumper samt andet elforbrug. Der skal dog være tale om et direkte eget forbrug. Vindkraftanlægget og varmepumpeanlægget og elvarmeanlægget mv. skal dermed være koblet på samme interne net, dvs. de skal være forbundne via det interne elnet hos vindkraftproducenten. Endvidere skal vindkraftanlægget og elforbrugsanlægget tilhøre samme juridiske enhed.

Solcelleel

Ved anden ikke-erhvervsmæssig benyttet bebyggelse forstås i det foreliggende tilfælde børneinstitutioner, skoler o.l. For så vidt angår institutioner, skoler og lignende sidestilles 100 m² bebygget institutionsareal med en husstand.

Det er en forudsætning for afgiftsfriheden, at netvirksomheden afregner solcelleproduceret elektricitet fra elproducenten og leverer el til elproducenten til samme pris pr. kWh, og at der ikke er sluttet anden form for elproduktionsanlæg til elinstallationen.

Regeringen har den 17. marts 2010 fremsat et lovforslag, hvori det bl.a. foreslås, at solcelleordningen udvides til at omfatte anden VE-el.

Afgiftspligtige virksomheder

Elafgiftsloven er opdelt på den måde, at nogle virksomheder *skal* registreres (registreringspligtige virksomheder), og andre *kan* vælge at blive registreret (frivillig registrering).

Registreringspligtige virksomheder

Nedennævnte virksomheder skal registreres efter elafgiftsloven og CO₂-afgiftsloven:

Den, der leverer elektricitet til forbrug her i landet: Ved den, der leverer elektricitet til forbrug her i landet, forstås net- og transmissionsvirksomheder, der er omfattet af § 19 i lov om elforsyning. Grundlæggende er der tale om de virksomheder, der driver elforsyningsnettet og varetager ”transporten” af elektricitet til forbrugeren, og som er ansvarlig for måling af elektricitet fra elforsyningsnettet. Disse virksomheder er efterfølgende benævnt ”netvirksomheder”.

Den, der til eget brug fremstiller elektricitet: Det gælder f.eks. industrivirksomheder, grusgrave og omrejsende tivolier med et elproduktionsanlæg, der fremstiller elektricitet til eget forbrug. Sådanne virksomheder er efterfølgende benævnt elproducenter. Det bemærkes, at decentrale kraftvarmeværker, der leverer hele produktionen af elektricitet til det kollektive elforsyningsnet, ikke er registreringspligtig efter denne bestemmelse.

Registreres skal endvidere virksomheder, der uden at være en netvirksomhed leverer elektricitet direkte til forbrug uden om transmissions- og distributionsnettet.

Frivillig registrering for forbrug af elektricitet

Momsregistrerede virksomheder, der forbruger elektricitet til procesformål kan – på visse betingelser – blive registreret efter elafgiftsloven.

Registreringen giver adgang til, at virksomheden kan få leveret elektriciteten uden elafgift og energispareafgift, hvilket som hovedregel giver en likviditetsmæssig fordel for forbrugeren, men en mindre likviditetsfordel for leverandøren. Da elværkerne overvælter likviditetsfordelen ved afgiftsbetalingen til alle forbrugere, vil enkelte forbrugere, der er forbrugsregistreret netto få en fordel. Forbrugsregistrerede virksomheder skal i stedet angive og betale afgift af det ikke tilbagebetalingsberettigede forbrug af elektricitet. Ordningen er indført af likviditetsmæssige hensyn for virksomhederne.

Den grundlæggende betingelse for at blive forbrugsregistreret er, at virksomhedens årlige forbrug er på over 100.000 kWh indenfor samme lokalitet, og at tilbagebetalingen af elafgift og energispareafgift samlet set skal udgøre mindst 90 pct. af afgiften efter elafgiftsloven og CO₂-afgiftsloven.

Ordningen blev indført den 1. september 2004.

Der er lignende bestemmelser for at blive registreret for forbrug af gas og varme.

Disse virksomheder er efterfølgende benævnt forbrugsregistrerede virksomheder.

Antal elafgiftsregistrerede virksomheder

På landsplan er der registreret ca. 350 virksomheder efter elafgiftsloven.

De registrerede virksomheder fordeler sig således:

Netvirksomheder, inkl. transformerstationer:	ca. 85 virksomheder
Elproducenter:	ca. 115 virksomheder
Forbrugsregistrerede virksomheder:	ca. 150 virksomheder.

Opgørelse af den afgiftspligtige mængde

Registrerede virksomheder skal opgøre den afgiftspligtige mængde for hver afgiftsperiode (kalendermåned), det vil sige den mængde elektricitet, som virksomheden skal betale elafgift og energispareafgift af.

Netvirksomheder skal opgøre den afgiftspligtige mængde særskilt for leverancer af elektricitet til opvarmning af helårsboliger og anden elektricitet.

Ved opgørelsen skal endvidere medregnes alle fakturerede leverancer af elektricitet, eget forbrug af elektricitet til procesformål og privatforbrug mv.

Forbrugsregistrerede virksomheder, der angiver og betaler en nettoafgift, skal ligeledes opgøre den afgiftspligtige mængde for hver måned.

I den afgiftspligtige mængde fradrages elektricitet, der er leveret uden afgift, f.eks. til andre elafgiftsregistrerede virksomheder.

Netvirksomheder

Hovedreglen er, at netvirksomheder opdeler deres kunder i såkaldte månedsafregnende kunder, hvor der sker en slutaftregning hver måned på baggrund af en måleraflæsning ved månedens udgang, og i årsafregnende kunder, hvor der hen over et afregningsår udsendes f.eks. tre a conto opkrævninger samt en slutaftregning ved afregningsårets udløb. I dette tilfælde sker der en årlig aflæsning af elmåleren.

Netvirksomhedens afgiftspligtige leverancer i en måned omfatter de leverancer, for hvilke der i den pågældende måned er udstedt fakturaer, herunder a conto opkrævninger.

Dette indebærer, at alle fakturaer og a conto opkrævninger, der udstedes i en måned, skal medtages ved opgørelsen af de afgiftspligtige leverancer for den samme måned.

Tidspunktet for opgørelse af den afgiftspligtige mængde elektricitet for månedsafregnende elkunder, hvor der sker en slutafregning for hver måned, kan vises ved følgende eksempel:

En leverance i januar, for hvilken der udstedes en faktura i februar, skal medregnes ved opgørelse af den afgiftspligtige mængde elektricitet for februar – hvor fristen for angivelse og betaling af afgifterne til SKAT er den 15. marts. For a conto opkrævninger, som sendes enkeltvis til elkunder for hver a conto periode, gælder der principielt de samme opgørelsesregler som nævnt oven for ved månedsafregnende elkunder.

Det betyder, at en a conto opkrævning, der udstedes i f.eks. marts omfattende en tre måneders a conto periode (februar, marts og april), skal medregnes ved opgørelse af den afgiftspligtige mængde elektricitet for marts.

Elproducenter

Elproducenter skal opgøre den afgiftspligtige mængde på grundlag af et produktionsregnskab over den mængde elektricitet, som virksomheden har produceret til forbrug i månedens løb.

I den afgiftspligtige mængde fradrages eget forbrug af elektricitet, der er tilbagebetalingsberettiget.

Forbrugsregistrerede virksomheder

For forbrugsregistrerede virksomheder er det tidspunktet for levering af elektricitet fra netvirksomheden og ikke faktureringstidspunktet, der er afgørende for, hvornår den forbrugsregistrerede virksomhed skal medregne en leverance til opgørelse af den afgiftspligtige mængde - herunder angive og betale nettoafgift.

Opgørelse på grundlag af leverancer fra kraftværker eller transmissionsvirksomheder

Som nævnt ovenfor er tidspunktet for, hvornår en leverance skal medregnes til den afgiftspligtige mængde, som hovedregel tidspunktet for fakturering af en leverance til elkunderne.

Netvirksomheder, der årligt afsætter mindre end 100 GWh, kan dog efter ansøgning til SKAT få tilladelse til at opgøre de afgiftspligtige leverancer på grundlag af de fakturerede leverancer af elektricitet fra kraftværker mv.

Virksomheder, der opgør de afgiftspligtige leverancer på grundlag af de tilfakturerede leverancer fra kraftværker mv., kan fradrage 4 pct. for ledningstab.

Tilladelsen gives på betingelse af, at endelig afregning af elafgiften over for SKAT finder sted mindst én gang om året ved opgørelse og afregning af de faktiske leverancer på grundlag af en aflæsning af forbruget hos samtlige forbrugere.

Tilbagebetaling til momsregistrerede virksomheder

En momsregistreret virksomhed kan få tilbagebetalt elafgiften i samme omfang, som den har fradragsret for moms af energiforbruget.

Det er en betingelse for tilbagebetaling, at energien er forbrugt af virksomheden.

Det er endvidere en betingelse, at virksomheden kan fremlægge dokumentation i form af fakturaer mv. Fakturaerne skal bl.a. oplyse størrelsen af energileverancen (elleverancen) og afgifterne på elektricitet (elafgiften og energispareafgiften).

Elafgift

De pt. gældende tilbagebetalingsregler i elafgiftsloven er udformet på den måde, at momsregistrerede virksomheders forbrug af elektricitet som udgangspunkt anses for at være anvendt til procesformål, f.eks.:

- Elektricitet til drift af maskiner, produktionsanlæg og edb-udstyr
- Elektricitet til belysning
- Elektricitet til pumper og blæsere i forbindelse med ventilation i virksomhedens lokaler. Opvarmning af luft i forbindelse med ventilation og drift af airconditionanlæg af komfortmæssige hensyn anses dog ikke for at være procesformål.

Virksomheder kan som nævnt få tilbagebetalt elafgift af elektricitet til procesformål. Retten til tilbagebetalingen nedsættes dog i 2010 og 2011 med 1,6 øre/kWh.

Fra 2012 nedsættes retten til tilbagebetaling yderligere som led i *Serviceeftersyn af Forårspakke 2.0*. Den præcise udformning er dog endnu ikke fastlagt.

Elektricitet anvendt af virksomheder med jordbrug, husdyrbrug, gartneri, frugtavl, skovbrug, fiskeri, dambrug og pelsdyravl er ikke omfattet af ovennævnte nedsættelse.

Ved *Serviceeftersyn af Forårspakke 2.0* er det besluttet at lempe afgifterne for erhverv. Såfremt udmøntningen af aftalen fører til, at stigningen i afgifterne på energi til proces efter 2010 reduceres lige meget for alle, vil nettoafgiften for el komme til at udgøre ca. 3,2 øre/kWh fra 2012 i 2010-niveau.

Eldistributionsbidrag

Virksomheden kan få tilbagebetalt 75 pct. af eldistributionsbidraget på 4 øre pr. kWh af den elektricitet, der bruges til proces, det vil sige 3 øre pr. kWh. Af forbrug ud over 15 mio. kWh godtgøres hele bidraget.

Energisparebidrag

Energisparebidraget på 0,6 øre pr. kWh, som tidligere hed elsparebidrag, betales tilbage på lige fod med resten af elafgiften.

Energispareafgift

Energispareafgift af elektricitet, som tidligere hed CO₂-afgift af elektricitet, betales generelt ikke tilbage.

Virksomheder, der udfører tung proces (aktiviteter nævnt i bilaget til CO₂-afgiftsloven) kan få tilbagebetalt 57,3 pct. af energispareafgiften.

Derudover kan virksomheder ved at indgå en aftale med Energistyrelsen om energieffektivisering opnå et tilskud på 37,6 pct. af energispareafgiften.

Elektricitet - liberale erhverv

Visse liberale erhverv kan ikke få tilbagebetalt afgiften af elektricitet, som er anvendt i virksomheden.

Det er virksomhedens aktiviteter, der er afgørende for, om virksomheden kan få tilbagebetalt energiafgiften. Følgende liberale erhverv kan ikke få tilbagebetalt afgift af elektricitet:

- Advokater
- Arkitekter
- Bureauer (bl.a. vagtbureauer, ægteskabsbureauer)
- Forlystelser, herunder teaterforestillinger, biografforestillinger med videre
- Landinspektører
- Mæglere
- Reklame
- Revisorer
- Rådgivende ingeniører.

Elforbrug til fremstilling af varmt vand, varme og køling

Virksomhederne kan ikke få tilbagebetalt afgift af elektricitet og varme, som forbruges i:

- Vandvarmere
- Varmepumper til opvarmning af brugsvand
- Elektriske radiatorer (dog ikke forbrug af elektricitet i varmeaggregater, der midlertidigt placeres i et lokale for at dække et kortvarigt rumvarmebehov)
- Strålevarmeanlæg
- Varmeblæsere
- Konvektionsovne
- Varmepumper og lignende anlæg, der anvendes til fremstilling af rumvarme
- Anlæg til produktion af varme, der leveres fra virksomheden
- Anlæg til produktion af kulde som forbruges til aircondition/komfortkøling
- Anlæg til produktion af kulde, der leveres fra virksomheden.

Hvordan tilbagebetales elafgiften?

Momsangivelsen

Momsregistrerede virksomheder får som hovedregel tilbagebetalt elafgiften (energiavgifter af tilbagebetalingsberettiget energiforbrug til procesformål) ved fradrag på virksomhedens momsangivelse.

Opgørelsen af afgift, som virksomheden kan få tilbagebetalt, skal ske for hver afgiftsperiode efter momsloven (momsperiode), det vil sige halvårlig, kvartalsvis eller månedsvis.

Fremskyndet tilbagebetaling af energiavgifter

Momsregistrerede virksomheder, som har et årligt tilbagebetalingsberettiget afgiftsbeløb på mindst 30.000 kr., kan få månedsvis tilbagebetaling af energiavgifter – i stedet for at bruge momsangivelsen.

Ca. 1.000 virksomheder har en sådan tilladelse.

Afgiftslempelse for varme

Elpatronordningen

Elpatronordningen indebærer, at afgifterne i energiavgiftslovene, herunder elavgiftsloven og CO₂-avgiftsloven på elektricitet og brændsler til fjernvarmeproduktion uden samtidig produktion af elektricitet er reduceret ned mod ni-

veuet for brændselsbaseret kraftvarme for fjernvarmeleverandører med kraftvarmekapacitet.

Afgiftsnedsættelsen omfatter kun momsregistrerede varmeproducenter med kraftvarmekapacitet. Ordningen gælder dermed ikke for almindelige fjernvarmeværker.

Ordningen har haft virkning fra 1. januar 2008.

For elektricitet blev ordningen gjort forsøgsvis i en 4-årig periode, det vil sige til udgangen af 2011.

Regeringen har den 17. marts 2010 fremsat et lovforslag, hvor der foreslås visse ændringer af elpatronordningen.

En af ændringerne er, at ordningen om elbaserede varmeleverancer, der som nævnt ovenfor er omfattet af en 4-årig forsøgsperiode, gøres permanent.

Endvidere foreslås bl.a., at elpatronordningens lave afgiftssatser for både elektricitet og brændsler også skal gælde for varme, som almindelige fjernvarmeværker leverer under forudsætning af, at der leveres til et net, hvor hovedparten af varmen kommer fra værker med kraftvarmekapacitet.

Elvarmeafgift

Under begrebet afgiftslempelse for varme falder endvidere den særlige elvarmesats.

Elvarmesatsen kan anvendes for elektricitet, der leveres til boligenheder, som er registreret i Bygnings- og Boligregistret (BBR) som elopvarmet helårsbolig. Den kan kun anvendes over for boligenheder og ikke for f.eks. fjernvarmeværker, der installerer en eldrevet varmepumpe, selv om varmepumpen producerer varme til boligopvarmning i konkurrence med andre opvarmnings-systemer, herunder eldrevne parcelhusvarmepumper.

Elvarmesatsen kan også anvendes for leverancer til sommerhuse (registreret i BBR som sommerhus), som ejeren lovligt kan anvende til helårsbeboelse.

Boligens elinstallation skal være registreret hos netvirksomheden som anvendt til opvarmning.

Vurdering af administration af elafgiftsloven

Det nuværende afgiftssystem efter elafgiftsloven er som nævnt overordnet set baseret på en afgiftssats for almindeligt forbrug af el og en afgiftssats for den såkaldte elvarmesats. Endvidere er netvirksomhedernes opgørelse af den af-

giftspligtige mængde og afregning af afgifter af el til SKAT (statskassen) grundlæggende baseret på virksomhedernes fakturering af el til forbrugerne.

Der er endvidere et vist sammenfald mellem netvirksomhedernes administration af elafgiften og de krav, rutiner mv., som netvirksomhederne pålægges i medfør af elforsyningslovens bestemmelser. F.eks. er netvirksomhederne ansvarlig for afregningsmålerne, det vil sige måling af el hos forbrugerne, der er en grundlæggende forudsætning for korrekt afregning af elafgifter.

Derudover har netvirksomhederne inden for de seneste år skullet foretage ændringer af administrative rutiner, der udelukkende kan henføres til afgiftslovgivningen. Dette gælder f.eks. den årlige indeksering af afgiftssatserne, og at CO₂-afgift af el er ændret til en energispareafgift. Yderligere skal netvirksomhederne fra 1. januar 2011 til at administrere en tillægsafgift på el.

På den ene side indeholder det nuværende afgiftssystem elementer med en vis kompleksitet og dermed i sidste ende en risiko for tab af provenu. På den anden side set anses de nuværende netvirksomheder som værende såkaldte ressourcestærke virksomheder.

3. Alternative indretninger af elafgift

Afgiften af elektricitet opkræves af forbrug af elektricitet her i landet. Til gengæld er brændsel til fremstilling af elektricitet fritaget for energiafgift og CO₂-afgift, når værket er omfattet af CO₂-kvotesystemet, og fritaget for energiafgift men pålagt CO₂-afgift, når værket ikke er omfattet af kvoterne.

I stedet for at beskatte forbruget af el i Danmark kunne et alternativ være, at der var normale afgifter på brændsel til fremstilling af elektricitet. Det vil sige, at der opkræves ca. 57,3 kr./GJ for fossilt brændsel samt affald i energiafgift.

Hovedparten af elektricitetsforbruget i Danmark forsynes fra danske værker, der bruger brændsel (termiske værker) jf. tabellen herunder:

Tabel 3.1: Oversigt over elproduktion og forsyning i Danmark i 2007 og 2008

PJ	2007	2008
Dansk produktion fra sol, vind og vand	25,933	25,042
Import	37,535	46,133
Eksport	40,955	40,899
Nettoudenrigshandel og ej termisk produktion	22,513	30,276
I alt brændsel	323,887	297,717
Produktion af varme	98,918	98,634
Produktion af el brutto	115,038	105,977
Forbrug af el til varme og elfremstilling	7,051	4,191
I alt el til nettet	130,500	132,062
Nettab	8,450	10,403
Til forbrug inklusive raffinaderier	122,05	121,659
Do mia. kWh	33,9	33,8

Kilde: Energistyrelsen Energistatistik 2008

I runde tal kommer ca. 25 PJ el fra vind, sol og vandkraft, og yderligere netto ca. 105 PJ el fra termiske værker. Af de ca. 130 PJ eksporteres ca. 40 PJ, mens importen også er omkring 40 PJ. Af de ca. 130 PJ, der tilføres nettet, tabes ca. 7 pct. eller 10 PJ, således at der er et forbrug i Danmark på ca. 120 PJ = 33,33 mia. kWh.

Værkerne brugte i 2007 ca. 325 PJ brændsel til fremstilling af el, men der blev også fremstillet varme på kraftvarmeværkerne.

Der er i forvejen fulde afgifter på brændsel, der anvendes til fremstilling af varme.

Når brændsel anvendes i kraftvarmeværker til samtidig produktion af el og varme ved kombineret produktion, er det nødvendigt at opgøre, hvor meget brændsel der vedrører varme, hvor der i forvejen er fulde afgifter, og hvor meget der vedrører el, hvor der ikke er afgifter på brændslet.

Der er ikke muligt at opgøre fordelingen af brændslet ved fysiske love mv.

Derfor er der i afgiftslovgivningen fastsat regler for fordelingen. Fra 2010 har værkerne mulighed for at anvende to sæt regler.

Efter den såkaldte 125 pct. regel vil brændslet til varme udgøre varmeproduktionen delt med 1,25. Resten af brændslet henføres til el.

Efter den såkaldte 65 pct. regel vil brændslet til el udgøre elproduktionen delt med 0,65. Resten af brændslet henføres til varme.

I praksis vil afgifterne på varme fra de centrale værker, fra affaldsforbrændingsanlæg og omkring halvdelen af de decentrale værker være bestemt af 125 pct. reglen, mens omkring halvdelen – typisk de store – decentrale værker bruger 65 pct. reglen.

Ud fra oplysninger om det samlede brændselsforbrug for hovedkategorierne af værker kan man herefter fordele brændselsforbruget til henholdsvis varme og el ved VE-brændsler henholdsvis fossile brændsler og affald – der fra 1. januar 2010 stort set beskattes som fossile brændsler.

Disse fordelinger er foretaget i følgende tabel ved 2010-reglerne, men produktion mv. som i 2007 og 2008.

Tabel 3.2: Fordeling af brændselsforbruget for 2007 og 2008

PJ	2007	2008
Brændsel i alt	323,887	297,717
- heraf fossilt og affald	299,317	274,862
- heraf VE	24,674	22,855
VE brændsel:		
- henregnes fiskalt til varme	11,350	10,513
- henregnes fiskalt til el	13,324	12,342
Varme af VE-brændsel	14,188	13,142
El af VE-brændsel	6,785	6,285
Fossilt		
- henregnes fiskalt til varme	66,713	67,330
- henregnes fiskalt til el	232,600	207,532
Varme af fossilt brændsel og affald	84,730	85,492
El af fossilt brændsel og affald	108,253	99,692
Eget forbrug af el fordelt efter brændselsfordeling fossil el	5,064	2,921
Netto fossilt el ab værk	103,189	96,771
Nettab fossil el forholdsmæssigt	6,682	7,623
Netto dansk fossil el til forbrug	96,507	89,148
Fossil virkningsgrad ab værk	44,4 pct.	46,6 pct.
Do ab forbruger	41,5 pct.	43,0 pct.

Af det samlede brændselsforbrug på ca. 324 PJ i 2007 udgør fossilt brændsel og affald knap 300 PJ.

Heraf fremstilles ca. 85 PJ fjernvarme og ca. 97 PJ el ab værk. Til fremstilling af de ca. 97 PJ el er der efter afgiftslovgivningens regler henregnet omkring 233 PJ fossilt brændsel og affald, mens der til fremstilling af de ca. 85 PJ fjernvarme er henregnet ca. 67 PJ brændsel.

Såfremt fossilt brændsel og affald til fremstilling blev pålagt de almindelige brændselsafgifter, 57,3 kr./GJ i energiafgift, ville indtægterne ved produktionen i 2007 og 2008 have været:

	Enhed	2007	2008
Energiafgift af fossilt brændsel og affald til fremstilling af el	Mio. kr.	13,328	11,892
Af elproduktion ab værk	Øre/kWh	46,5	44,2
Do hypotetisk ab forbruger	Øre/kWh	49,7	48,0

Det kan bemærkes, at energiafgiftssatsen for elvarme (forbrug udover 4.000 kWh i helårshuse) er beregnet ved en sådan hypotetisk situation, idet det er forudsat, at afgifterne på brændsel ville kunne overvæltet 100 pct. i højere forbrugerpriser. Elvarmesatsen er konkret 49,9 øre/kWh, men burde efter beregningerne her have været 49,7 øre/kWh ved 2007 forholdene og 48 øre/kWh efter 2008 forholdene. Forholdene varierer fra år til år. Den beregnede sats vil være forholdsvis høj i år med stor eleksport og lav i år med stor elimport.

Forestillede man sig, at der faktisk blev gennemført en sådan omlægning af afgifterne – afskaffede afgifter af forbrug – men at man til gengæld pålagde fossile brændsler til elfremstilling normale energiafgifter, vil det have meget store virkninger på produktionen af el i Danmark. Ved normale forhold regner Skatteministeriet med, at en stigning i omkostningerne ved dansk elproduktion på 1 øre/kWh, og givne priser, vil føre til et fald i den danske elproduktion på 1,5 mia. kWh ved givne priser. Ved normale forhold vil ca. 30 pct. af en isoleret dansk omkostningsstigning blive væltet over i højere priser i Danmark, og netto vil produktionen derfor alene falde med ca. 1,05 mia. kWh.

Hvis de danske omkostninger ved fremstilling af el isoleret set øges med omkring 45 øre/kWh ab værk, vil det helt klart være langt ude over forhold, hvor der er erfaringer. Oplagt vil man ikke kunne forestille sig, at produktionen på de termiske værker, der anvender fossilt brændsel, falder med ca. 47 mia. kWh, allerede fordi produktionen i 2007/2008 alene var på omkring 28 mia. kWh. Men hvis det gjaldt, at der ikke var begrænsninger i kapaciteten i forbindelserne med udlandet, kunne man med meget stor sandsynlighed forudsige, at al dansk produktion af el ved fossile brændsler ville falde væk.

Der er dog begrænsninger i kapaciteten i forbindelserne med udlandet. Samlet set er der en kapacitet til import på ca. 2.730 MW til Jylland og 2.500 MW til Sjælland, hvorigennem der teoretisk ville kunne importeres knap 24 mia. kWh til Jylland og knap 22 mia. kWh til Sjælland. Men forbindelserne er ikke altid i brug, og der kan være kapacitetsbegrænsninger andre steder, ligesom der i praksis vil være brug for en vis dansk produktion for at sikre nettenes funktion mv.

Der skal derfor måske ikke regnes med andet end, at den danske termiske produktion på ca. 28 mia. kWh reduceres med f.eks. 21 mia. kWh.

Med betydelig usikkerhed vil det derfor kunne beregnes, at virkningerne vil være:

Ekstra omkostninger ved dansk fossil produktion	+ 45 øre/kWh
Stigning i markedspris i Danmark	+ 31 øre/kWh
Dansk produktion på fossile termiske værker på kort sigt	- 21 mia. kWh
Elpris husholdninger	- 44 øre/kWh
Elpris erhverv	+ 22 øre/kWh
Elforbrug husholdninger	+1,8 mia. kWh
Elforbrug erhverv	- 2,4mia. kWh
Import af el	+20,4 mia. kWh

På kort sigt vil virkningen for staten og forbrugerne være:

Statens provenu før fra statens elafgifter	- 12,9 mia. kr.
Statens provenu fra brændselsafgifter uændret adfærd	+12,6 mia. kr.
Ændring i afgifter ved ændret adfærd ændret produktion	- 9,5 mia. kr.
I alt staten	- 9,8 mia. kr.
Husholdninger	+ 6,4 mia. kr.
Erhverv	- 3,8 mia. kr.
Danske VE producenter uændret adfærd	+ 2,8 mia. kr.
Danske fossile producenter	- 2,5 mia. kr.
I alt samfund i priser uden moms	- 6,9 mia. kr.

Det skal bemærkes, at der alene er tale om løselige beregninger af størrelsesordener og at der ikke er medregnet en række effekter, herunder, at man på sigt kan afvikle de forskellige PSO-finansierede elproduktionstilskud mv. Ligeledes at der her er forudsat, at der ikke sker en stigning i produktionen af VE-el. Konkurrenceanvnen for VE-el vil blive forbedret, hvilket vil føre til, at der kommer større produktion. Tilskuddene til en del VE-el er imidlertid i forvejen i samme størrelsesorden som stigningen i den danske markedspris. Man skal også være opmærksom på, at den anførte stigning i markedsprisen er et gennemsnit af perioder hvor prisen stiger 35-50 øre/kWh, og perioder hvor prisen alene stiger med 10-20 øre/kWh – typisk når der er stor produktion af VE-el. Yderligere, at elprisen vil falde ved mere VE-produktion, særligt på de tider hvor produktionen er særlig stor. Ligeledes er der ikke taget hensyn til, at der i flere perioder vil være større forskelle mellem elprisen i Danmark og i udlandet, hvorved indtægterne ved de udenlandske transmissionsledninger vil stige. En del af gevinsten herved vil tilfalde danske forbrugere, og på sigt vil der være incitament til at forstærke forbindelserne til udlandet.

Uanset usikkerheden står det dog fast, at nettoeffekten af at pålægge forbrug af brændsel, til dansk elproduktion, fulde energiafgifter/afskaffe de statslige elafgifter, vil føre til, at omkostningerne ved fossil dansk elproduktion vil stige ca. 45 øre/kWh. Markedsprisen vil dog i gennemsnit stige ca. 31 øre/kWh, således at de fossile producenter belastes med netto ca. 14 øre/kWh

Det fører til, at den danske produktion falder med 21 mia. kWh. Husholdningerne, der tidligere betalte ca. 77 øre/kWh i afgift, slipper for afgiften, men til gengæld stiger markedsprisen med 31 øre/kWh af værk og ca. 33 øre/kWh af forbruger. Før ændret adfærd vinder husholdningerne ca. 6,2 mia. kr. De vinder yderligere ca. 0,2 mia. kr. ved ændret adfærd. Modsat taber erhverv netto 3,8 mia. kr., jf. at elpriserne stiger 22 øre/kWh netto af forbruger, efter afskaffelse af de statslige afgifter.

Staten taber ca. 10 mia. kr., mens ejerne af fossile værker taber omkring 2,5 mia. kr. Modsat vinder ejerne af VE-værker omkring 2,8 mia. kr.

Netto taber samfundet i størrelsesordenen 7 mia. kr.

Men det skal understreges, at alle beregningerne er meget usikre, jf. at man bevæger sig udenfor det hidtidige erfaringsområde. Det skal også understreges, at der ikke er proportionalitet i beregningerne ved indførelse af lavere afgifter på brændsel til elproduktion. Måtte man f.eks. ”nøjes” med at indføre en afgift på en femtedel af de 57,3 kr./t, vil virkningerne på priserne være mindre end en femtedel, mens virkningerne på produktionen på fossile værker vil være større end en femtedel.

Hidtil har der været vurderet, at brændsel til fremstilling af elektricitet ikke skulle pålægges fiskale afgifter. Der er særligt store forvridningsomkostninger ved fiskale afgifter, når afgiftsgrundlaget er stærkt følsomt overfor ændrede priser.

Der er dog indført afgift på udledninger af SO₂ og NO_x, herunder på udledninger fra elværker i Danmark. Ligeledes belastes affald fra elproduktion med deponeringsafgift efter affaldsavgiftsloven.

Når afgiftssatsen er mindre end eller lig med skadesomkostningerne ved danske udledninger for danske interesser, giver sådanne afgifter en velfærdsggevinst for det danske samfund. Også selv om det belaster de danske elværkers konkurrenceevne, og værkerne ikke kun reagerer ved bedre rensning mv., men også ved lavere produktion.

3.1 Reduceret brændselsafgift

3.1.1 Brændselsafgift – lille sats

Ovenfor blev der indført en energiafgift på fossilt brændsel og affald til fremstilling af el på 57,3 kr./GJ, svarende til den normale brændselsafgift for husholdninger.

Afgiften havde meget store effekter på udenrigshandlen med el, og dansk fossil elproduktion blev alene opretholdt på grund af fysiske begrænsninger i mulighederne for, at overføre el mellem Danmark og udlandet. Derfor kunne en betydelig del af afgiftsstigningen overvælttes i højere priser. For energiafgifterne der ligger udover hvad udledninger af CO₂, NO_x og SO₂ kan begrunde, er der betydelige lempelser for proces. I 2010-2011 opkræves således en energiafgift på 4,5 kr./GJ brændsel til proces og fra 2013 en energiafgift på ca. 15 kr./GJ brændsel til proces, før lempelserne ved *Serviceeftersyn af Forårspakke 2.0*.

Der er helt fritagelse for energiafgift for brændsel til metallurgiske og mineralogiske processer samt for primært jordbrug (dog altid minimumsafgift). De tilsvarende energiafgifter er 1,6 øre/kWh i 2010-2011 og ca. 3,1 øre/kWh herefter foruden 1 øre/kWh i eldistributionsbidrag.

De lavere afgifter for proces er ikke mindst begrundet i hensynet til de udenlandske konkurrerende erhverv. Pålægges proces højere afgifter vil en del af adfærdsvirkningen være et skifte i erhvervsstrukturen væk fra virksomheder, der er energiintensive. Kraftværker og kraftvarmeverker er meget energiintensive og i direkte konkurrence med udlandet det meste af tiden, men lige som de energiintensive industrivirksomheder i visse tilfælde betaler en beskedne energiafgift, kunne det også overvejes, at elværkerne betalte mere end 0. Det kunne f.eks. overvejes, at opkræve en energiafgift på brændsel til elfremstilling på ca. 1,25 kr./GJ. Det vil øge omkostningerne ved elproduktion ved fossilt brændsel og affald med 1 øre/kWh ab værk. I øvrigt er 1,25 kr./GJ på niveau med EU's minimumsafgift (dog af øvre brændværdi).

I modsætning til virkningerne af en meget stor afgift på alle 57,3 kr./GJ, kan virkningerne af en mindre afgift på 1,25 kr./GJ beregnes.

Ved uændret adfærd og priser på el vil en ekstra omkostning på 1 øre/kWh ab værk ved produktion af el ved fossil brændsel og affald, give et provenu på ca. 280 mio. kr., heraf omkring $\frac{3}{4}$ for de centrale kraftværker og $\frac{1}{4}$ fra decentrale værker mv. Det er under forudsætning af en vis nettoeksport af el på ca. 2 mia. kWh.

Afgiften vil dog føre til ændret adfærd. Ved uændret pris vil produktionen falde med 1,5 mia. kWh, heraf ca. 1,2 mia. kWh fra centrale værker og 0,3 mia. kWh fra decentrale værker. Et mindre udbud vil trække i retning af højere markedspriser. Det vil særligt gælde på de tider, hvor Danmark har elpriser, der er forskellig fra priserne i Norden eller Tyskland. Her vil der næsten ske fuld overvæltning af den ekstra afgift. I hovedparten af tiden gælder det dog, at de danske priser enten er lig priserne i Tyskland eller lig priserne i Norden. Et mindre dansk udbud vil næppe i videre udstrækning påvirke priserne på kontinentet, men vil kunne påvirke priserne i Norden, hvor store dele af produktionen (vandkraft og delvist kernekraft) ikke er følsom over ændrede priser. Elforbruget er på kort sigt ikke særligt følsomt med hensyn til ændrede priser, men der er et meget stort elforbrug i Norden.

I gennemsnit vil der derfor være en overvæltning på ca. 0,3 øre/kWh ved en stigning i omkostningerne på 1 øre/kWh

Den delvise overvæltning fører til, at den danske produktion ikke falder 1,5 mia. kWh, men med 70 pct. heraf, eller 1,05 mia. kWh. Samtidig falder det danske forbrug med godt ca. 0,025 mia. kWh på lidt længere sigt. Resten af produktionsfaldet – godt 1 mia. kWh – erstattes ved ekstra import, muliggjort af en stigning i udenlandsk produktion på hen ved 675 mio. kWh, og et fald i udenlandsk forbrug på ca. 350 mio. kWh.

Virkningerne kan sammenfattes i følgende tabel:

Tabel 3.4: Virkningerne af at indføre afgift på fossilt brændsel til fremstilling af el på ca. 1,25 kr./GJ, svarende til ca. 1 øre/kWh ab værk på mellemkort sigt

Mio. kr.	Centrale værker	Decentrale værker	VE-el	Udland	Elforbrugere	Stat	Samfund
Umiddelbar virkning uændret adfærd og uændrede priser	-200	-80	0	0	0	+280	0
Overvæltning uændret mængde og før modregning af VE-tilskud	+60	+24	+27	-6	-105	0	+6
Modregning VE-tilskud	0	-22	-20	0	+42	0	0
Ændret mængde kortere sigt	-840 mio. kWh	-210 mio. kWh	0	+1.025 mio. kWh	- 0,025 mio. kWh	-	0
Virkning ændret mængde	+4,2	+1,05	0	+1,54	+0.0	-10,5	-5,25
Virkning afgifter på forbrug						-11	-11
I alt	-135,8	-76,95	+7	-4,46	-63	+258,5	-10,25

Tabellen viser effekten på mellemkort sigt, dvs. før der er taget hensyn til mulighed for ændringer i elproduktionskapaciteten i Danmark. Det ses, at elværkerne taber ca. 136 mio. kr. efter ændret adfærd, de decentrale værker ca. 77 mio. kr., hvoraf hovedparten væltes over i højere varmepriser, producenterne af VE-el vinder ca. 7 mio. kr., mens elforbrugerne taber ca. 63 mio. kr. Staten vinder efter ændret adfærd ca. 259 mio. kr. Samfundet taber ca. 10 mio. kr. Det forholdsvis beskedne samfundsøkonomiske tab afhænger kritisk af, at der har været forudsat en nettoeksport af el på 2 mia. kWh. Nationen Danmark får en bytteforholdsgevinst på 6 mio. kr. ved højere priser på eksportvaren, svarende til den umiddelbare markedsprisstigning. Havde udgangspunktet været, at Danmark f.eks. havde været nettoimportør af el, f.eks. 2 mia. kWh, ville Danmark modsat have fået et bytteforholdstab på 6 mio. kr., og det samfundsøkonomiske tab ville have været ca. 22 mio. kr.

Det skal bemærkes, at det er lagt til grund, at den mistede eksportindtægt stort set svarer til sparede importudgifter til brændsler og CO₂-kvoter mv.

Men konklusionen er, at en lille energiafgift på brændsel til elfremstilling har forholdsvis beskedne forvridningsomkostninger i forhold til provenuet. Det skal understreges, at dette kun gælder ved meget små energiafgifter.

På længere sigt vil afgiften føre til større adfærdsændringer i form af, at der kommer mere VE og mindre fossil produktionskapacitet, der bliver mere effektiv. Langt den største del af adfærdsændring vil dog fortsat være i form af skift i udenrigshandlen med el.

På kortere sigt vil næsten halvdelen af markedsprisstigningen blive neutraliseret ved, at tilskud til decentrale kraftvarmeværker og visse former for VE bliver reduceret tilsvarende. På længere sigt, når dette system er afviklet for decentrale kraftvarmeværker, og en større del af VE-el får tilskud via et fast pristillæg og ikke via en garanteret afregningspris, vil en mindre del blive neutraliseret.

3.1.2 Brændselsafgift med benchmark/grænseudligning

I afgiftssystemet som er beskrevet herover, blev der ikke givet godtgørelse af afgift ved eksport af el, og import af el blev ikke pålagt afgift. Det gjaldt yderligere, at der ikke blev givet godtgørelse af afgifter til erhverv mv.

Hypotetisk kunne man forstille sig følgende model:

- 57,3 kr./GJ energiafgift på fossilt brændsel og affald til elfremstilling
- + afgift på importeret el ca. 45 øre/kWh
- + godtgørelse af afgift på el til eksport på 45 øre/kWh
- + godtgørelse af afgift til proces i erhverv mv. ned til i gennemsnit 11 øre/kWh
- + fjernelse af forbrugsafgifter på erhverv
- + nedsættelse af fiskal afgift på husholdningernes elforbrug med ca. 49 øre/kWh

For de danske producenter, der bruger fossilt brændsel og affald til elfremstilling, og hvor den ”fiskale” virkningsgrad af værk er på i gennemsnit ca. 45,5 pct., vil de 57,3 kr./GJ føre til, at omkostningerne ved produktion af el af værk stiger med ca. 45,3 øre/kWh af værk (57,3 kr./GJ ganget 0,0036 GJ/kWh divideret med 0,455)

Da der gives en tilsvarende godtgørelse ved eksport, og importen belastes med de ca. 45 øre/kWh, er systemet konkurrenceevneneutralt i forhold til udlandet i gennemsnit.

Når elektriciteten af værk og grænsen bliver 45,3 øre/kWh dyrere, stiger forbrugerprisen efter nettab på ca. 7 pct. med ca. 49 øre/kWh.

For erhverv, der i forvejen belastes med i gennemsnit 11 øre/kWh, kan man afskaffe den nuværende forbrugsafgift, og yderligere give et tilskud på 38 øre/kWh, således at prisen ved uændret adfærd er uændret.

For husholdningerne kan den nuværende fiskale elafgift på i gennemsnit ca. 77 øre/kWh nedsættes med de nævnte ca. 49 øre/kWh

Effekten af et sådant forslag ved uændret adfærd er vist i følgende tabel:

Tabel 3.5: Effekt af brændselsafgift med grænseudligning

	Enhed	Før	Efter (uændret adfærd)
Dansk fossil produktion	Mia. kWh	28	28
Dansk VE-produktion	Mia. kWh	9	9
Import	Mia. kWh	8	8
Eksport	Mia. kWh	10	10
El til rådighed før nettab	Mia. kWh	35	35
Nettab	Mia. kWh	2,45	2,45
Nettoforbrug	Mia. kWh	32,55	32,55
- heraf husholdninger mv.	Mia. kWh	14,15	14,15
- heraf erhverv	Mia. kWh	18,4	18,4
Brændsel			
Fossilt brændsel til el	Mia. kWh	61,54	
Fossilt brændsel til el	PJ	221,538	
Brændselsafgift	Mio. kr.	0	+12,694
Afgift af import 45,3 øre/kWh	Mio. kr.	0	+3,627
Godtgørelse ved eksport 45,3	Mio. kr.	0	-4,534
Tilskud til erhverv 37,7	Mio. kr.	0	-6,946
Elafgift erhverv	Mio. kr.	2.024	0
Elafgift husholdninger	Mio. kr.	10.896	3.998
I alt stat før ændret adfærd	Mio. kr.	12.920	8.839
Ekstra tilskud VE	Mio. kr.	-	4.080

Systemet vil føre til, at prisen på el fra VE stiger med ca. 45,3 øre/kWh, hvilket vil give dem der producerer el ved VE en gevinst på ca. 4,1 mia. kr., svarende til statens provenutab. Husholdninger og erhverv har umiddelbart samme elpris, og dem der producerer el ved fossile brændsler, hverken taber eller vinder i gennemsnit.

VE-el subsidieres i forvejen via PSO. Afskaffes disse tilskud i lyset af, at markedsprisen for VE el er steget ca. 45,3 øre/kWh, og staten hæver elafgifterne tilsvarende, således at forbrugerpriserne fortsat er konstante, vil nettoeffekten for staten og VE-producenterne være stigningen i nettotilskuddet til VE-producenterne. De nuværende tilskud til VE-producenterne er ofte svært gennemskuelige. Nogle tilskud er pr. produceret kWh, mens andre er i form af forskellen mellem markedsprisen og en garanteret pris. Tilskuddene er på i størrelsesordenen 2,5 mia. kr., men vil falde ved udløb af overgangsordninger (fuldlasttimer mv.), men modsat stige ved flere havvindmølleparker à la den planlagte ved Anholt.

Umiddelbart vil der ikke ske ændringer i tilskyndelsen til at spare på elektriciteten. Derimod vil der blive givet betydelige ekstra tilskyndelser til at øge VE-produktionen samt reducere den såkaldte kondensproduktion.

Tabel 3.6: Eksempler på forskydninger i omkostninger og nettogevinst ved produktion mellem de forskellige værker

Værk	El	Varme	Brændsel til el	Brændsel til varme	Ekstra omkostning	Ekstra markedspris	Gevinst
	KWh	KWh	KWh	KWh	Øre/KWh el	Øre/kWh el	Øre/KWh el
Kondensværker							
1	0,3	0	1	0	68,8	45,3	-23,5
1	0,38	0	1	0	54,3	45,3	-9
1	0,4	0	1	0	51,6	45,3	-6,3
1	0,42	0	1	0	49,1	45,3	-3,8
1	0,44	0	1	0	46,9	45,3	-1,6
1	0,455	0	1	0	45,3	45,3	0
1	0,46	0	1	0	44,8	45,3	+0,5
1	0,48	0	1	0	43,0	45,3	+2,3
1	0,5	0	1	0	41,3	45,3	+4,0
Kraftvarme							
1	0,375	0,5	0,6	0,4	33,0	45,3	+12,3
1	0,35	0,5	0,6	0,4	35,4	45,3	+9,9
1	0,4	0,5	0,615	0,385	31,7	45,3	+13,6
1	0,3	0,55	0,56	0,44	38,5	45,3	+6,8
1	0,25	0,60	0,52	0,48	42,9	45,3	+2,4
1	0,2	0,65	0,48	0,52	49,5	45,3	-4,2
1	0,15	0,7	0,44	0,56	60,5	45,3	-15,2
1	0,15	0,8	0,36	0,64	49,5	45,3	-4,2

Det ses af tabellen herover, at rene kraftværker, med en virkningsgrad ab værk under 45,5 pct., vil tabe. For ældre værker med en lav virkningsgrad vil der være tale om et tab på 5-10 øre/kWh, og for meget ineffektive værker et tab på 20-25 øre/kWh.

Modsat vil de fleste kraftvarmeværker, herunder særligt de decentrale, vinde. De decentrale vil vinde 10-15 øre/kWh, mens de centrale vil vinde 5-10 øre/kWh. For affaldsværkerne med beskeden elproduktion, vil der dog komme et nettotab.

På kort sigt vil de ændrede incitamentet føre til en større kraftvarmeproduktion og en mindre kondensproduktion. Netto vil den danske elproduktion sandsynligvis falde med måske 5 mia. kWh fra fossile værker.

Der bliver incitamenter til opførelse af nye effektive værker, men det vil sandsynligvis tage en rum tid, da det næppe kan betale sig at skrotte ældre værker, der fortsat har adskillige års restlevetid.

Udbudskurven for de danske værker vil blive mere stejl. Det vil betyde, at der vil komme større svingninger i markedsprisen. Særligt vil elprisen stige på de tider, hvor den under de nuværende forhold er høj.

Der vil blive givet større incitamenter til fremstilling af VE-el, bortset fra ved biogas og meget dyre havvindmølleparker. Særligt for biomasse-el vil tilskyndelsen stige kraftigt.

På sigt vil det føre til en stigning i produktionen af VE-el. Stiger tilskyndelsen til VE-el med netto ca. 30 øre for biomasse-el og ca. 25 øre for landvindmøller og 15 øre for havvindmøller, vil det med betydelig usikkerhed føre til en stigning i VE-elproduktionen med måske 10-15 mia. kWh. Den ekstra VE-produktion vil trykke prisen på markedet, men i første omgang særligt føre til ekstra nettoeksport. På længere sigt vil kraftvarmeværker blive fortrængt mv.

For de allerdyreste VE-former vil tilskuddene dog falde.

I teorien vil man i takt med, at effektiviteten stiger mv., skulle reducere grænseudligningen.

3.1.3 Kommentarer til modellen

Der er mange, der i tidernes løb har foreslået den beskrevne model og undret sig over, at Danmark har valgt at beskatte elforbruget i stedet for brændsel til el.

Modellen giver tilskyndelse til mere effektiv produktion og en markedsdrevet vækst i VE-produktionen, der er teknologineutral.

Modellen kan imidlertid ikke realiseres på grund af internationale regler, herunder EU-regler.

Efter EU-traktatens regler for afgifter, må importen aldrig belastes med højere afgift end hjemlig produktion. Da en del af den hjemlige produktion i visse tilfælde ikke er belastet med afgift – fordi der ikke er brugt fossile brændsler – og det ikke kan udelukkes, at den faktiske import også har oprindelse fra VE – det er faktisk det mest sandsynlige når elektriciteten kommer fra vores nordiske naboer – er det ikke muligt at belaste importen.

Det er det samme, der gælder ved f.eks. selskabsskat eller arbejdsgiverafgifter. Her må lande med høj selskabsskat eller arbejdsgiverafgifter ikke belaste importen tilsvarende ud fra en gennemsnitsbetragtning, men højst med det, der svarer til den laveste belastning af den hjemlige produktion.

Tilsvarende ved eksport. Her gælder, at der aldrig må afløftes mere afgift ved eksport, end varen faktisk har været belastet med. Da en del af eksporten – faktisk i praksis en meget store del af bruttoeksporten – kommer fra VE, der ikke er belastet, må man ikke give godtgørelse ved eksport.

Det afgørende er, at man ikke kan henvise til beregninger af den effektive gennemsnitlige belastning af de danske producenter, som begrundelse for grænseudligning. Retspraksis på området er, at der aldrig må opkræves mere ved import end den mindst tænkelige belastning af dansk produktion mv.

Endelig vil godtgørelsen til erhverv, hvis der fortsat er et ønske om, at erhverv har adgang til konkurrencedygtig el, ikke kunne gives uden statsstøttegodkendelse. En sådan kan ikke udelukkes, men næppe i det omfang, der her er beskrevet.

Disse særlige regler er skrevet ind i selve EU-traktaten. Derfor kan EU-Kommissionen ikke give dispensation. Efter EU må man heller ikke give statsstøtte. Men her kan Kommissionen give dispensation. Det er derfor tilskud til vindmølleel mv. gives som direkte statsstøtte, og ikke indirekte via afgiftssystemet.

3.2 Alternative forbrugsafgifter

De nuværende afgifter på elektricitetsforbrug er specifikke afgifter – et beløb/fysisk enhed. Afgifterne er differentieret efter anvendelsen af elektricitet. Eventuelt kunne det overvejes at have forskellige afgiftssatser på forskellige tidspunkter eller eventuelt værdiafgifter.

Det er muligt at forestille sig mange forskellige kombinationer af tider og differentieringer. I det følgende vil der derfor blive set på spørgsmålet ud fra, at der er to perioder – nat og dag med hver deres afgiftssats. Natten kan eventuelt også omfatte weekender.

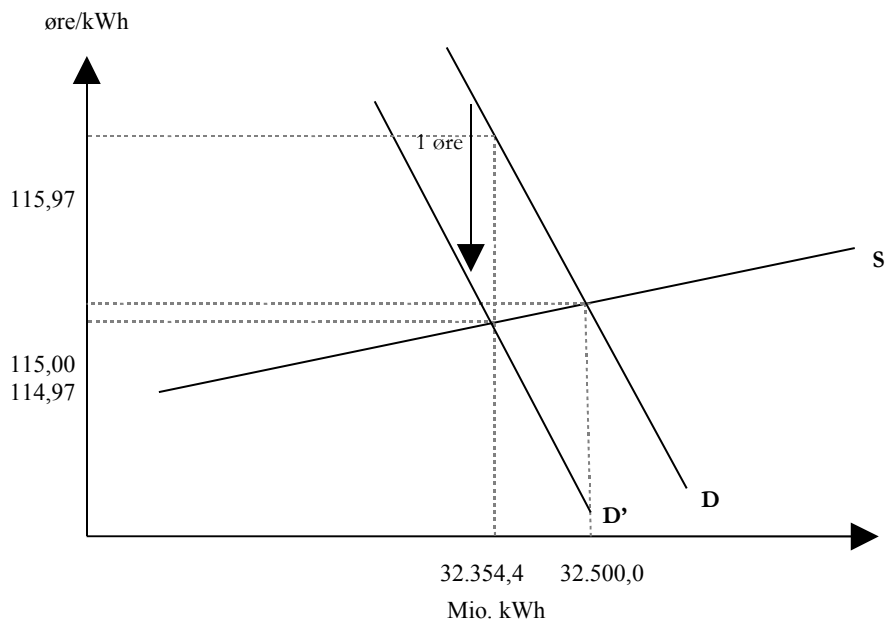
Før analysen vil det dog være nyttigt at gennemgå den almindelige lære om virkningerne af punktafgifter.

3.2.1 Generelle virkninger af punktafgifter mv.

De generelle virkninger af punktafgifter kan illustreres ved et eksempel, hvor visse af størrelsesordnerne minder om elmarkedet men ikke alle.

Markederne med én afgiftssats for alle anvendelser er vist i følgende figur 3.1.

Figur 3.1: Virkninger af én afgiftssats



Efterspørgselskurven D viser den marginale betalingsvillighed for elektricitet. Den marginale betalingsvillighed falder jo mere elektricitet, der bruges. Efterspørgslen falder med 150 mio. kWh., når elprisen, forbrugerne betaler, stiger med 1 øre/kWh.

Udbudskurven S er summen af dansk udbud og udenlandsk nettoudbud til Danmark. Udbudskurven afspejler marginalomkostningerne. Stiger markedsprisen, som producenterne får på det danske marked med 1 øre/kWh, vil det danske udbud stige med 1,5 mia. kWh, mens nettouddbuddet fra udlandet stiger med 3,5 mia. kWh altså i alt 5 mia. kWh. Det er således særligt udbuddet, der er følsomt over for ændrede priser.

Forenklet forudsættes en fælles afgiftssats på 65 øre/kWh, der består af:

Statslige afgifter	40 øre/kWh
PSO-afgift	11 øre/kWh

Fiskale tariffer

14 øre/kWh

Prisen uden afgift bestående af markedspris tillagt pinligt kosttægte tariffer pr. kWh, som forudsættes at være 50 øre/kWh. I øjeblikket er forbruget omkring 32,5 mia. kWh.

Sættes den statslige afgift i dette eksempel op med 1 øre/kWh, vil en del af afgiften blive overvæltet til forbrugerne, mens en anden del må bæres af elproducenterne.

Elforbrugerne vil bære $5 \text{ mia. kWh} / (5 \text{ mia. kWh} + 0,15 \text{ mia. kWh}) \times 1 \text{ øre/kWh} = 0,971 \text{ øre/kWh}$.

Herved falder forbruget 145,6 mio. kWh, og elprisen, som forbrugerne må betale, vil herefter være 115,971 øre/kWh, heraf udgør afgifter 66 øre/kWh.

Elproducenterne må bære $0,15 \text{ mia. kWh} / (5 \text{ mia. kWh} + 0,15 \text{ mia. kWh}) \times 1 \text{ øre/kWh} = 0,029 \text{ øre/kWh}$. Herved falder udbuddet med 145,6 mio. kWh, og elprisen for udbydere vil efter være 49,971 øre/kWh.

Omkring 97 pct. af afgiftsstigningen må bæres af forbrugerne, men alene 3 pct. af producenterne. Det skyldes, at efterspørgselselasticiteten i dette eksempel udgør ca. 3 pct. af summen af udbuds- og efterspørgselselasticiteten.

I praksis vil andelen, der bæres af forbrugerne og producenterne variere. Når der er ledig kapacitet i ledningerne til udlandet, vil producenterne bære en mindre del, mens producenterne vil bære en større del, når ændrede danske priser ikke kan føre til ændret udenrigshandel med el.

Ofte forenkles beregningerne derfor ved, at hele afgiftsstigningen bæres af forbrugerne. Men da et af formålene ved eventuelt at ændre afgifterne er at påvirke resultatet for producenterne, medtages denne virkning i denne fremstilling.

Ændringen i afgifterne påvirker alt andet lige dem, der får provenuet fra afgifter samt forbrugerne og producenterne.

Ved uændret adfærd (samme mængde) taber producenterne 9,425 mio. kr. ($0,029 \text{ øre/kWh} \times 32,5 \text{ mia. kWh}$).

Forbrugerne taber ved uændret adfærd 315,575 mio. kr. ($0,971 \text{ øre/kWh} \times 32,5 \text{ mia. kWh}$). Staten, der satte afgiften op, vinder ved uændret adfærd 325 mio. kr. Ved samme mængde er statens gevinst lig med borgernes tab.

Adfærden vil imidlertid blive ændret, jf. at forbruget falder i første omgang med 145,6 mio. kWh.

Forbrugerne ændrer adfærd, fordi det kan betale sig for dem at ændre adfærd.

Før da prisen med afgifter var 115 øre/kWh, må al den el, de har brugt, have givet forbrugerne en gevinst på mindst 115 øre/kWh. Den sidst forbrugte kWh må have haft en værdi for forbrugerne på 115 øre/kWh. Havde værdien været større for den marginale el, ville de have øget forbruget. Var værdien mindre, var forbruget blevet reduceret.

Efter at forbruget er reduceret, må det gælde, at al den el, der da forbruges, mindst har en værdi på 115,971 øre/kWh, svarende til den nye pris.

De 145,6 mio. kWh, der er opgivet, må således have haft en værdi på mellem 115 øre/kWh og 115,971 eller i gennemsnit 115,486 øre/kWh. Da forbrugerne ved den nye elafgift sparer 115,971 øre/kWh, når de reducerer forbruget, vinder de netto 0,485 øre/kWh. Forbrugerne reducerer altså deres tab med 0,706 mio. kr. ved ændret adfærd.

Forbrugernes nettotab ved afgiftsstigningen er derfor 314,869 mio. kr. (315,575 mio. kr.– 0,706 mio. kr.). Ved små afgiftsændringer er forbrugernes tab tæt på den umiddelbare virkning.

Producenterne

Ved det mindre salg mister producenterne en omsætning på 72,758 mio. kr. (145,6 mio. kWh x 49,971 øre/kWh), men samtidig reduceres omkostningerne. Marginalomkostningerne var før 50 øre/kWh, men må efter være på 49,971 øre/kWh. Omkostningerne for de 145,6 mio. kWh, der ikke længere produceres, må derfor være i gennemsnit på 49,986 øre/kWh eller 0,0145 øre/kWh over den nye pris. Producenterne vinder derfor 0,021 mio. kr. ved den ændrede adfærd. Netto har producenterne derfor tabt 9,404 mio. kr. (9,425 mio. kr.– 0,021 mio. kr.). I praksis vil omkring halvdelen af dette tab blive båret af forbrugerne, jf. at tilskud til elproducenter fra PSO stiger ved lavere markedspriser.

Afgiftsopkræverne

Faldet i forbruget på 145,6 mio. kWh giver afgiftsopkræverne følgende tab:

Staten:	59,696 mio. kr. (145,6 mio. kWh x 41 øre/kWh)
PSO:	16,016 mio. kr. (145,6 mio. kWh x 11 øre/kWh)
Tarifmodtagere:	20,384 mio. kr. (145,6 mio. kWh x 14 øre/kWh)
I alt	96,096 mio. kr. (145,6 mio. kr. x 66 øre/kWh)

Jf. ovenfor under producenter, måtte PSO bære omkring halvdelen af producenternes tab – ca. 4,7 mio. kr. og taber yderligere ved uændret sats ca. 16,0 mio. kr. altså i alt 20,7 mio. kr.

Tarifmyndigheden taber ca. 20,4 mio. kr. Disse tab på i alt 41,1 mio. kr. vil føre til, at tarifferne sættes yderligere op med 0,127 øre/kWh, hvilket vil føre til yderligere fald i energiforbruget og yderligere stigninger i tariffer etc. etc.

De samlede virkninger er derfor i praksis, at elpriserne for forbrugerne stiger mere end den umiddelbare afgiftsstigning. Indtil videre ignoreres disse andenomgangsændringer.

Virkningerne for forbrugerne, producenterne og afgiftsopkræverne kan sammenfattes i følgende tabel.

Tabel 3.7: Virkninger for forbrugere, producenter og afgiftsopkrævere

Mio. kr.	Forbrugere	Producenter	Staten	PSO	Tariffer	Skatteopkræver i alt	I alt
Virkning ved uændret mængde af 1 øre/kWh til staten	-315,575	-9,425	+325	-	-	+325	0
Virkning af ændret mængde	+0,706	+0,021	-59,696	-16,016	-20,384	-96,096	-95,369
Netto	-314,869	-9,404	265,304	-16,016	-20,384	+228,904	-95,369

Forbrugerne og producenterne taber samlet ca. 324,3 mio. kr., mens skatteopkræverne vinder ca. 228,9 mio. kr. Samlet taber samfundet ca. 95,4 mio. kr.

For staten alene er der en såkaldt selvfinansieringsgrad (SFG) på ca. 18,4 pct. For samtlige skatteopkrævere er der en SFG på ca. 29,6 pct.

Der er en tæt sammenhæng mellem velfærdstab ved afgiftsændringerne og skattesatsen. Som det fremgår af tabellen, er tabet for samfundet ved marginalt højere afgifter stort set lig med skatteopkrævernes tab ved ændret adfærd.

Skatteopkrævernes tab er lig med afgiftssatsen ganget med mængdeændringen. Derfor er afgiftssatserne lig med omkostningen for samfundet ved, at forbruget ændres marginalt. I eksemplet ovenfor tabte skatteopkræverne 66 øre/kWh elforbruget faldt. Samfundet taber derfor 66 øre/kWh ved det lavere

elforbrug. Ud over tabet af punktafgiften er der også en virkning på arbejdsudbuddet.

Samfundets tab i kroner afhænger også af, hvor meget forbruget ændres. Her er elasticiteten afgørende og afgiftsændringen, jf. at jo mere afgiften stiger jo mindre el bruges der.

Ved opkrævning af skatter er et af målene at undgå unødige forvriddingsomkostninger eller velfærdstab. I eksemplet ovenfor fik skatteopkræverne netto 228,9 mio. kr. i kassen, men belastede forbrugere og producenter med ca. 324,3 mio. kr. Borgerne er således belastet med ca. 1,42 kr. for hver nettokrone, statskassen modtager. Borgernes omkostninger pr. nettokrone benævnes MCPF (Marginal Cost of Public Funds). Ved små skatteændringer er:

$$\text{MCPF} = 1 / (1 - \text{SFG})$$

SFG kan beregnes mere direkte ved formler. Ved proportionale skatter (og ingen nære skattebelagte substitutter mv.) vil:

$$\text{SFG} = (1 / (1/E_d + 1/E_s)) \times \text{skattesats i procent af pris uden afgift } (\tau)$$

I eksemplet ovenfor er efterspørgselselasticiteten E_d på omkring -0,23 (1 øre/kWh ekstra = 2 pct. af prisen uden afgift førte til et fald i forbruget på 0,461 pct.), mens udbudselasticiteten E_s er på 7,69 (1 øre/kWh ekstra = 2 pct. af prisen uden afgift førte til en stigning i udbuddet på ca. 15,38 pct.). Summen af $1/E_d$ og $1/E_s = 4,35 + 0,13 = 4,48$ og $1/4,48 = 0,223$

Afgiftssatserne af prisen uden afgift er 132 pct.

SFG er da $0,223 \times 132 \text{ pct.} = 29,4 \text{ pct.}$

Hvis hele afgiften bliver væltet over i højere priser, forudsætter det, at udbudselasticiteten er uendelig stor.

Formlen for SFG bliver da:

$$\text{SFG} = E_d \times \tau$$

Hvis man da ønsker at reducere forvriddingsomkostningerne, bør SFG være ens på tværs af de forskellige afgifter. Det er dog en forudsætning, at markederne med de forskellige punktafgifter ikke er særligt forbundne.

Er SFG for afgift A på 60 pct., men 10 pct. for afgift B, vil samfundet vinde ved at nedsætte afgift A og forhøje afgift B, indtil SFG er ens (og samme provenu opnået).

Det er den såkaldte Ramsey-regel – der bør være høje satser på varer med lav elasticitet og lave satser på varer med høj elasticitet.

Det er dog en forudsætning, at markederne med de forskellige punktafgifter ikke er særligt forbundne.

Formlen $SFG = Ed \times \tau$ vil føre til en anbefaling af, at de særlige afgifter skal være værdiafgifter, hvis det gælder, at elasticiteten er ens for forskellige varer.

Hvis der ikke er nogen viden om, hvad elasticiteterne er, er det mest sandsynlige, at de er ens.

I optimum er SFG ens for de forskellige afgifter, og er Ed også forudsat ens, skal τ , der er afgiftssatsen i procent af prisen uden afgift, også være ens.

Men denne konklusion hviler på nogle skrøbelige forudsætninger, herunder om ens elasticiteter, og som nævnt, især at der ikke er særlige substitutionsvarer mv.

Ramsey-princippet kan illustreres ved følgende tabel, hvor det gælder, at markedet består af to dele, f.eks. Jylland og øerne. Prisen i Jylland er 40 øre/kWh, mens prisen på øerne er 60 øre/kWh uden afgift. I Jylland reagerer forbruget med 90 mio. kWh, hver gang prisen ændres med 1 øre/kWh, mens mængden ændres med 60 mio. kWh på Sjælland, hver gang prisen ændres med 1 øre/kWh.

I tabellen er vist forskellige kombinationer af afgiftssatser i Jylland og på øerne, der giver det samme nettoprovenu som en ensartet afgift på 65 øre/kWh.

Elasticiteten i forhold til prisen uden afgift er da i begge landsdele ca. -0,22, men afgiften i pct. af prisen er højere i Jylland (ca. 163 pct.) end på øerne (ca. 108 pct.). Det giver en SFG i Jylland på ca. 36 pct., mens SFG på øerne er ca. 24 pct. Efter Ramsey-princippet bør afgiften være ens i procent af prisen uden afgift – altså den jyske afgift bør være ca. $\frac{1}{3}$ lavere end afgiften på øerne.

Tabel 3.8: Illustration af den mulige velfærdsgevinst ved at følge Ramsey-princippet og differentiere afgifterne mellem Jylland og øerne

Afgift		Forbrug			Provenu			Forvridning		
Jylland	Øerne	Jylland	Øerne	I alt	Jylland	Øerne	I alt	Jylland	Øerne	I alt
øre/kWh	øre/kWh	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.
45	87,138	18.050	14.922	32.972	8.123	13.002	21.125	911	2.278	3.189
50	80,428	17.600	15.324	32.924	8.800	12.325	21.125	1.125	1.941	3.066
51	79,197	17.510	15.398	32.908	8.930	12.195	21.125	1.170	1.882	3.052
52	78	17.420	15.470	32.890	9.058	12.067	21.125	1.217	1.825	3.042
53	76,835	17.330	15.540	32.870	9.185	11.940	21.125	1.264	1.771	3.035
55	74,597	17.150	15.674	32.824	9.433	11.692	21.125	1.361	1.669	3.031
56	73,522	17.060	15.739	32.799	9.554	11.571	21.125	1.411	1.622	3.033
60	69,491	16.700	15.981	32.681	10.020	11.105	21.125	1.620	1.449	3.069
65	65	16.250	16.250	32.500	10.563	10.563	21.125	1.901	1.268	3.169

Ved samme afgift på 65 øre/kWh i begge dele af landet er forbruget på i alt 32,5 mio. kWh, og provenuet på 21,125 mio. kr. Forvridningerne er 3,17 mia. kr. ($65 \text{ øre/kWh} \times 150 \text{ mio. kWh} / (\text{øre/kWh}) \times 65 \text{ øre/kWh} \times 0,5 = 3,16875 \text{ mia. kr.}$)

Sættes afgiften ned i Jylland og op på øerne, så samme provenu opnås, falder de samlede forvridningerne, indtil afgiften i Jylland er sat ned til 55 øre/kWh, og afgiften på øerne er sat op til ca. 74,6 øre/kWh.

Omkring denne pris er elasticiteten i Jylland på ca. 0,21, mens den på Sjælland er ca. 0,23, og skattesatsen i Jylland er 137,5 pct. og 124,33 pct. på øerne. Det giver samme SFG på knap 29 pct. i begge landsdele – betingelsen for optimale afgifter.

Samlet set for landet er forvridningerne faldet med ca. 140 mio. kr. Jydernes belastning er reduceret med 1.670 mio. kr. fra 12.464 mio. kr. til 10.794 mio. kr., mens øboernes belastning er steget med 1.530 fra 11.831 mio. kr. til 13.361 mio. kr.

Hvis det afgørende ved elafgiften var at finansiere offentlige udgifter for færrest forvridninger, ville en sådan landsdelsdifferentieret afgift ved den givne forudsætning – elasticiteten er stort set ens, men prisen uden afgift er lavere i Jylland - således reducerer forvridningsomkostningen. Om en sådan omlægning vil blive fundet fordelingspolitisk acceptabelt og tilladelig i forhold til andre regler er et andet spørgsmål.

Det kan desuden noteres, at effekten også ville være, at forbruget af el samlet steg med 324 mio. kWh. Den optimale elafgift giver den mindste nedgang i forbruget givet samme provenu.

Hvis der er en politisk vilje til at reducere forbruget af el, så længe det koster under de oprindelige 65 øre/kWh, betyder det stigende elforbrug et tab på ca. 210 mio. kr. I så fald vil omlægningen ikke have reduceret forvridningerne, men øget dem.

Det skal også fremhæves, at en afgørende forudsætning var, at der er en konstant traditionel elasticitet i begge dele af landet. Måske er der ikke en sådan elasticitet i begge dele af landet, men snarere en såkaldt quasielasticitet, og da vil det være tilfældigt, om den er størst, der hvor priserne er lavest eller omvendt. I bilag B er spørgsmål om efterspørgselskurvens form nærmere diskuteret.

Der er særlige substitutionsvarer/komplementære varer

Ramsey-reglen er enkel, men hviler på en forudsætning om, at de beskattede varer ikke er særligt nære substitutter eller komplementære med andre beskattede varer. Det er dog ingenlunde tilfældet. De beskattede varer kan være komplementære (bruges sammen) eller substitutter (bruges i stedet for hinanden).

Den vare, der lægges afgift på, er komplementær med en anden vare, der er afgift på

Der sælges f.eks. 100.000 60 W pærer til havegangsbelysning hvert år, og levetiden er f.eks. 1 år à 2.000 timers forbrug.

Elasticiteten er sandsynligvis så lav, at der ved en afgift på 1 kr. pr. pære kan regnes med et fald i salget på kun f.eks. 200 stk.

Virkingen vil da være:

Umiddelbart provenugevinst 100.000 stk. a 1 kr.	100.000 kr.
- adfærdsændring 200 stk. a 1 kr.	-200 kr.
Netto for staten	99.800 kr.

Pæreafgiften har da alene kostet skatteyderne ca. 1,002 kr. pr. nettoprove-nukrone. Altså en meget lidt forvridende skat isoleret set.

Men samtidig falder salget af elektricitet med 200 pærer à 60 W i 2.000 timer = 24.000 kWh, jf. at forbrug af pærer og elektricitet er komplementære varer.

Det mister alene staten 18.720 kr. ved i statslige afgifter² - sats 78 øre/kWh. Allerede ved kun at tage hensyn til virkningerne på elsalget er statens nettoprovenu fra pæreaafgiften kun 81.080 kr. Pæreaafgiften har således kostet skatteyderne 124,9 kr. pr. 1 kr. i nettoprovenu for staten. Pæreaafgiften er således en ganske forvridende afgift.

Ser man på elafgiften, vil en nedsættelse af afgiften med 0,833 øre/kWh på alle 12 mio. kWh, der bruges til havegangsbelysning, give et umiddelbart provenutab på 100.000 kr. Det vil dog samtidig give afledte indtægter fra et ekstra salg via 200 flere pærer, der bruger 24.000 kWh/år, på 18.520 kr. Borgerne har således fået en gevinst på ca. 1,23 kr. pr. tabt nettoprovenukrone for staten (når man ser bort fra virkning på arbejdsudbud).

Samlet set bør man således korrigere Ramsey-anbefalingerne, når afgiftsvaren er komplementær med andre varer, hvor der er tilskud eller afgifter. Er der afgifter på de komplementære varer, skal afgiftssatsen være lavere, end Ramsey-princippet tilsiger.

Afgifter på substitutter

I stedet for at sætte afgiften ned med 0,833 øre/kWh kr. for alt el til havegangsbelysning, kunne man også overveje at sætte afgiften ned med 55,555 øre/kWh for el, der bruges af pæremærke A. Dette pæremærke sælger i dag 1.500 stk., og bruger 180.000 kWh årligt (120 kWh pr. år pr. pære). Det vil også koste 100.000 kr. i umiddelbart provenutab. Virkningen vil måske være, at salget af el til dette pæremærke stiger med 820.000 kWh fra 180.000 kWh til 1 mio. kWh.

Efter Ramsey-reglen ville man umiddelbart tro, at man ved at nedsætte afgiften for el til pæremærke A med 55,555 øre/kWh ville reducere forvridningsomkostningerne kraftigt. Der må klart være en meget høj priselasticitet for el til pæremærke A i forhold til elasticiteten for el til andre pærer.

For el til pæremærke A, hvor afgiften er sat ned, vil der komme merindtægter for staten på 820.000 kWh à 22,444 øre/kWh dvs. 184.044 kr., og borgerne vil i gennemsnit vinde 27,777 øre/kWh ekstra el til pæremærke A eller 227.778 kr. Hertil kommer de 100.000 kr., de vandt for det el, de i alle tilfælde ville have brugt til pæremærke A.

Men samtidigt falder salget af el til de andre pæremærker med f.eks. 800.000 kWh. Borgerne vinder i alt 327.778 kr., mens staten taber 624.000 kr. Den isolerede nedsættelse af afgiften for mærke A med 100.000 kr. har således ko-

² Der mistes også indtægter for PSO og fiskale tariffer og sandsynligvis også fra indkomstskatter, men det ses der i eksemplet bort fra.

stet samfundet næsten 300.000 kr., mens samfundet vandt ca. 18.000 kr. ved at nedsætte afgiften bredt for el til alle pærer.

En ureflektet anvendelse af Ramsey-reglen kan således føre til helt forkerte resultater. Det er særligt, hvis den vare, man sætter afgifterne op og ned for konkurrerer eller bruges sammen med andre varer, hvor der er høje tilskud eller afgifter.

Når virkningerne af afgiftsændringer skal undersøges, er det i princippet nødvendigt at se på alle markederne og ikke kun på det marked, hvor afgiften indføres. Særligt bør man se på de markeder, hvor der er komplementære varer eller substituerbare varer med høje skatter og tilskud.

3.2.2 Lavere afgifter om natten – og højere afgifter resten af døgnet

Det kan overvejes at differentiere afgifterne på el, således at de er lavere, når elforbruget er under gennemsnittet og højere, når forbruget er over gennemsnittet. Forbruget af el varierer over døgnet, og i følgende tabel 3.9 er vist fordelingen af årsforbruget på døgnet timer for hovedparten af elforbruget.

Tabel 3.9: Fordelingen af elforbrug på døgnets timer

Time	Pct. af elforbrug	Andel af jævnt forbrug pct.
0-1	2,74	66
1-2	2,70	65
2-3	2,73	66
3-4	2,91	70
4-5	3,37	81
5-6	4,20	101
6-7	4,98	120
7-8	5,33	128
8-9	5,49	132
9-10	5,56	133
10-11	5,42	130
11-12	5,32	128
12-13	5,18	124
13-14	4,85	116
14-15	4,53	109
15-16	4,43	106
16-17	4,45	107
17-18	4,43	106
18-19	4,24	102
19-20	3,98	96
20-21	3,73	90
21-22	3,42	82
22-23	3,11	75
23-24	2,87	69
I alt	100	

Kilde: Dansk Energi. Gennemsnit for 2007, for alle bortset fra lejligheder med elvarme, landbrug med elvarme, gade- og vejbelysning, jernbaner og øvrig transport. Medregnes disse anvendelser vil forbruget blive udglattet.

Hvis forbruget var helt jævnt over døgnets timer, ville der hver time blive forbrugt 4,17 pct. af døgnets elforbrug. Det ses af tabel 3.9, at der bruges mindre el end i gennemsnit fra kl. 19 til næste dag kl. 5. Her udgør forbruget op til 35 pct. mindre end i gennemsnit. Modsat er der et særligt stort forbrug i arbejdstiden fra kl. 6 til kl. 15, hvor forbruget udgør op til 33 pct. mere end i gennemsnit. Forbruget i de timer hvor forbruget er højest (kl. 8-10), er ca. dobbelt så stort som i de timer hvor forbruget er lavest (kl. 23-4).

Døgnvariationen varierer fra forbrugergruppe til forbrugergruppe. Variationen er særlig stor for industri, mens modsat f.eks. gartnerier og markvanding har et større forbrug om natten end om dagen.

Det kunne overvejes at have en lavere afgift på el i de 10 timer, der går fra kl. 19 til kl. 5 næste dag.

En sådan lavere differentiering af afgiften forudsætter målere, der kan måle forbruget i de enkelte timer.

For dem, der betaler den fulde afgift – dem, der ikke er momsregistrerede – samt rumvarme i erhverv, udgør forbruget i disse 10 timer ca. 33,8 pct., mens forbruget udgør 62,8 pct. i de øvrige timer. Det var i 2007, hvor kun få havde målere, der kunne skelne forbruget på de enkelte timer.

Hvis der kommer sådanne målere, kan der forventes en vis udglatning af forbruget. Men det forudsættes her, at der ikke foreløbigt kommer sådanne målere, med mindre der indføres afgiftsregler, der forudsætter sådanne målere.

Ved uændret adfærd ville en kombination af en nedsættelse af satsen om natten med 28 øre/kWh og en forhøjelse om dagen med 14,3 øre/kWh være provenuneutralt ved uændret adfærd.

For den almindelige sats, der i dag er 78 øre/kWh, giver det en afgift om natten på 50 øre/kWh og om dagen på 92,3 øre/kWh. For elvarme, hvor satsen i dag er på 66,6 øre/kWh, vil satsen om natten da blive 38,6 øre/kWh, og satsen om dagen på 80,9 øre/kWh.

I følgende tabel er vist fordelingen af forbruget på døgnets timer for de forbrugsgrupper, der betaler de fulde afgifter.

Tabel 3.10: Fordelingen af forbruget af el på døgnets timer for de (fleste) kunde grupper, der betaler den fulde afgift

Time	I alt	Lejligheder	Fælles	Huse uden elvarme	Huse med elvarme	Fritids huse	Bank og forretnings service	Undervisning mv.	Sundhed	Sociale inst. Foreninger	Off. Adm.
0	2,67	2,53	2,69	2,58	2,94	3,39	2,67	2,25	2,87	2,61	3,11
1	2,53	2,38	2,60	2,32	2,84	3,24	2,69	2,25	2,88	2,57	3,10
2	2,49	2,32	2,55	2,22	2,82	3,19	2,80	2,31	2,88	2,52	3,09
3	2,54	2,35	2,67	2,21	2,89	3,19	3,08	2,51	2,99	2,56	3,14
4	2,84	2,57	3,17	2,41	3,10	3,32	3,49	3,04	3,55	3,25	3,44
5	3,49	3,12	4,08	2,92	3,60	3,55	4,19	4,12	4,66	4,80	4,18
6	4,25	3,79	4,75	3,61	4,21	3,88	5,00	5,69	5,52	5,95	5,04
7	4,71	4,08	4,97	4,04	4,65	4,30	5,52	6,73	5,91	6,50	5,53

8	4,90	4,26	5,36	4,16	4,68	4,77	5,77	7,04	6,02	6,99	5,73
9	4,97	4,48	5,56	4,19	4,67	4,84	5,90	7,11	6,01	6,89	5,74
10	4,88	4,55	5,47	4,13	4,48	4,64	5,92	6,85	5,89	6,46	5,73
11	4,78	4,60	5,52	4,08	4,29	4,37	5,90	6,48	5,61	5,83	5,68
12	4,64	4,68	5,31	4,02	4,21	4,15	5,84	5,97	5,13	5,01	5,45
13	4,47	4,78	4,73	4,02	4,13	4,05	5,65	5,17	4,59	4,35	5,03
14	4,48	5,09	4,47	4,27	4,30	4,05	5,24	4,47	4,22	4,09	4,43
15	4,84	5,84	4,69	5,04	4,81	4,27	4,67	4,00	3,99	3,95	3,92
16	5,31	6,36	4,92	6,12	5,28	4,65	4,08	3,70	3,86	3,78	3,64
17	5,60	6,22	4,77	6,94	5,53	5,09	3,64	3,54	3,76	3,70	3,54
				Huse uden elvarme	Huse med elvarme	Fritids huse	Bank og forretnings service	Undervisning mv.	Sundhed	Sociale inst. Foreninger	Off. Adm.
Time	I alt	Lejligheder	Fælles								
18	5,41	5,83	4,41	6,75	5,45	5,29	3,39	3,40	3,62	3,51	3,53
19	5,03	5,31	4,11	6,22	5,12	5,07	3,19	3,20	3,49	3,29	3,53
20	4,63	4,71	3,83	5,71	4,78	4,73	3,03	2,93	3,39	3,11	3,48
21	4,09	4,00	3,43	4,93	4,27	4,35	2,87	2,59	3,21	2,87	3,40
22	3,49	3,33	3,09	3,99	3,70	3,98	2,76	2,38	3,03	2,74	3,32
23	2,98	2,82	2,84	3,11	3,24	3,65	2,71	2,29	2,91	2,68	3,19
	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Nat 19-5	33,29	32,32	30,98	35,71	35,71	38,12	29,28	25,75	31,21	28,20	32,81
Ny sats i snit øre pr.	78,22	78,63	79,19	77,20	77,19	76,17	79,91	81,41	79,10	80,37	78,42

Redegørelse om dynamiske elafgifter

kWh												
Stigning øre pr. kWh	0,22	0,63	1,19	-0,80	-0,81	-1,83	1,91	3,41	1,10	2,37	0,42	

Kilde: Dansk Energi vedrørende 2007

Hvis forbruget var fuldstændigt jævnt fordelt på døgnets timer, ville der blive brugt 4,17 pct. i hver time.

Det ses af tabellen, at forbruget af el i tiden mellem kl. 19 og kl. 5 næste morgen i gennemsnit udgør ca. 33,3 pct. for de kundegrupper, der er repræsenteret i tabellen. For de øvrige (lejligheder og landbrug med elvarme, gadelys samt transport), hvor der ikke umiddelbart er oplysninger om forbruget, er det lagt til grund, at dette forbrug er jævnt fordelt over døgnets timer i gennemsnit. For de anvendelser af el, hvor der ikke gives godtgørelse af afgiften – dvs. de ikke-momsregistrerede samt rumvarme, kan det beregnes, at forbruget i løbet af natten udgør ca. 33,8 pct. af det samlede forbrug.

Det ses, at der er et særligt lavt forbrug gennem aften og nat hos de ikke-momsregistrerede erhverv, herunder særligt undervisning, mens der er mindst variation for sommerhuse.

En provenuneutral tidsdifferentiering med en nedsættelse af afgiften med 28 øre/kWh om aftenen og natten og en forhøjelse med 14,3 øre/kWh igennem morgenen og dagen, vil føre til en vis ændring i den gennemsnitlige afgift. For undervisning vil afgiften stige ca. 3,4 øre/kWh = ca. 30 mio. kr., mens afgiften vil falde med ca. 1,8 øre/kWh for fritidshuse = ca. 12 mio. kr. Der er ikke nogen stor forskel mellem fordelingen for hus med og uden elvarme. For gadelys, hvor hovedparten af forbruget er om natten, kan lempelsen være på 75-100 mio. kr.

Efter *Forårspakke 2.0* forventes forbruget i perioden kl. 19 til kl. 4.59 at udgøre ca. 4,77 mia. kWh, mens forbruget i perioden kl. 5 til kl. 18.59 forventes at udgøre ca. 9,33 mia. kWh., for dem, der betaler de fulde afgifter.

Brutto bliver afgifterne om natten således sat ned med ca. 1.335 mio. kr., mens de sættes op med ca. 1.335 mio. kr. om dagen.

Differentieringen forventes at føre til en vis ændring i forbruget.

Det vil både være gennem, at afgifterne bliver forskellige, og gennem at der installeres de nye typer målere, hvorved svingningerne i markedspriserne kan udnyttes.

Markedspriserne varierer også mellem døgnets timer.

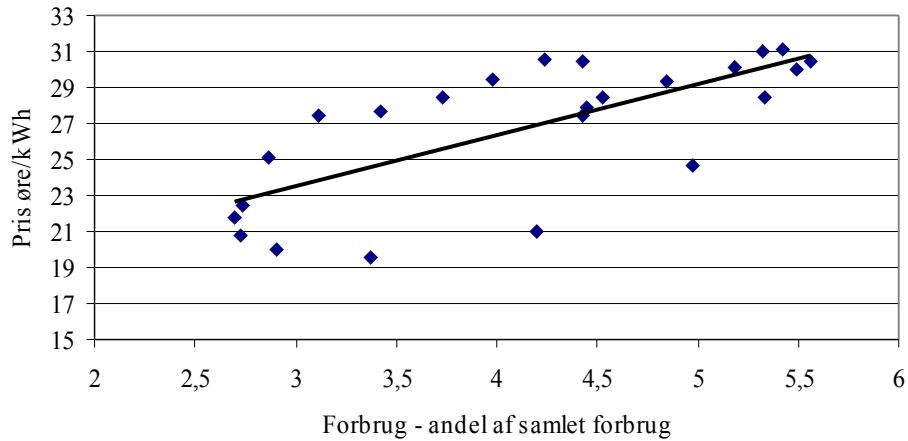
Tabel 3.11: Fordelingen af forbruget af el over døgnet timer i 2007 i Danmark og priserne på el i Østdanmark og Vestdanmark i 2009

Time	Andel af forbruget	Østdanmark	Vestdanmark
	Pct.	Øre/kWh	Øre/kWh
0-1	2,74	25,2	22,4
1-2	2,70	23,8	21,8
2-3	2,73	22,7	20,8
3-4	2,91	22	20
4-5	3,37	22	19,6
5-6	4,20	23,6	21
6-7	4,98	26	24,7
7-8	5,33	30,8	28,5
8-9	5,49	33	30
9-10	5,56	34,3	30,5
10-11	5,42	35,1	31,1
11-12	5,32	35,4	31
12-13	5,18	33,8	30,1
13-14	4,85	32,5	29,3
14-15	4,53	31,8	28,4
15-16	4,43	30,9	27,5
16-17	4,45	33,6	27,9
17-18	4,43	36,4	30,5
18-19	4,24	34,6	30,6
19-20	3,98	32,8	29,4
20-21	3,73	30,1	28,4
21-22	3,42	28,3	27,7
22-23	3,11	27,6	27,5
23-24	2,87	25,9	25,1

Som det ses, er der en vis sammenhæng mellem forbruget og priserne, idet det dog forekommer, at priserne vedbliver med at være forholdsvis lave i morgentimerne når forbruget stiger, og modsat vedbliver med at være høje i aften-timerne når forbruget falder.

Tendensen er illustreret i følgende figurer.

Figur 3.2: Sammenhæng mellem forbrug i Danmark i døgnets timer i 2007 (som andel af det samlede forbrug) og priserne døgnets timer i Vestdanmark i 2009



Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk samt oplysninger fra DE

I 2009 var priserne i Vestdanmark i gennemsnit på uvægtet ca. 26,8 øre/kWh. I tiden mellem kl. 19 og kl. 5 var priserne 24,3 øre/kWh, mens priserne i tiden mellem kl. 5 og kl. 19 var 28,7 øre/kWh i gennemsnit.

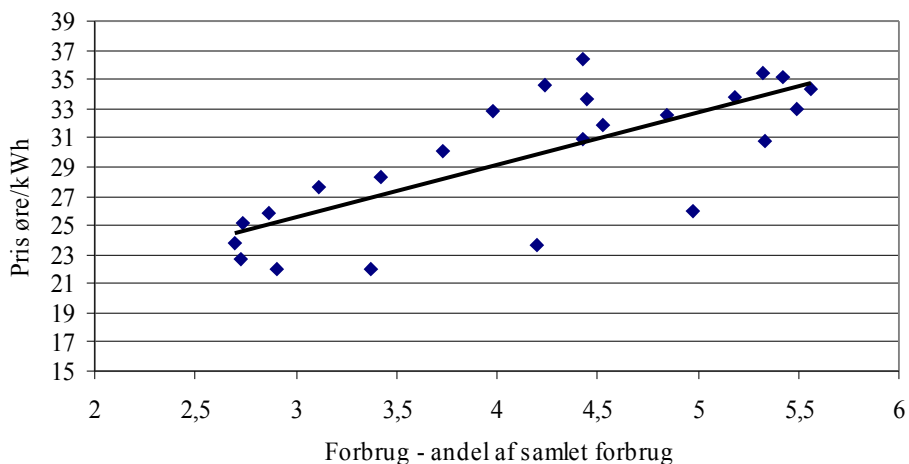
I gennemsnit var der en prisforskel på 11,5 øre/kWh mellem den time, hvor priserne var lavest – mellem kl. 4 og kl. 5 til den time hvor priserne i gennemsnit var højest – mellem kl. 10 og kl. 11. Forskellen mellem nat- og dagprisen var i gennemsnit ca. 4,4 øre pr. kWh.

Der er en vis sammenhæng mellem variationerne i døgnforbruget, der er forudsat at være konstante fra år til år, og variationerne i priserne. Er forbruget i en given time 10 pct. over det gennemsnitlige forbrug er priserne ca. 1,16 øre/kWh højere.

Det er dog vigtigt at være opmærksom på, at Danmark elmæssigt er forbundet med nabolande. Døgnvariationerne i Sverige og særligt Norge er mindre end i Danmark, mens de er større på kontinentet. En del af prisvariationerne er således ”importeret” fra Tyskland samt Sydsverige og er ikke foranlediget af udsving i dansk forbrug.

I figuren nedenunder er vist sammenhængen i Danmark øst for Storebælt.

Figur 3.3: Sammenhæng mellem forbrug i Danmark i døgnets timer i 2007 (som andel af det samlede forbrug) og priserne døgnets timer i Østdanmark i 2009



Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk

I Østdanmark er der større prisvariation mellem døgnets timer. Den uvægtede gennemsnitspris var 29,7 øre/kWh, mens prisen i gennemsnit mellem kl. 19 og kl. 5 var 26,0 øre/kWh, og 32,3 øre/kWh mellem kl. 5 og kl. 19.

Forskellen mellem de billigste timer kl. 3-5 og den dyreste time kl. 17-18 var 14,4 øre/kWh. Mens forskellen mellem nat og dag var ca. 6,3 øre/kWh.

På figurene virker det som om, at der både er en kurve over og under gennemsnittet repræsenteret ved tendenslinien. Kurven under tendenslinien består blandt andet af morgentimerne, hvor priserne er ”uforklarligt” lave. Forbruget af fjernvarme er imidlertid særligt stort om morgnen. Elprisen bestemmes ikke kun af dansk forbrugsmønster, men også af udenlandsk forbrugsmønster.

På Sjælland mv. vil en stigning i forbruget i en given time på 10 pct., føre til en prisstigning på ca. 1,5 øre/kWh, men igen er det ikke kun den danske døgnvariation, der bestemmer priserne, men også den importerede prisvariation.

De danske elpriser er i vidt omfang bestemt af de udenlandske elpriser.

Fra 1. januar 2009 til midten af november 2009 gjaldt, at prisen i Vestdanmark i gennemsnit var bestemt således:

$$\begin{aligned}
 \text{Vestdansk elpris kr./MWh} = & \\
 & +69,5 \text{ pct. af nordisk elpris (den svenske elpris)} \\
 & +21,4 \text{ pct. af den tyske elpris} \\
 & -0,021 \times \text{vindmølleproduktion i timen i MWh}
 \end{aligned}$$

+0,0049 x forbrug i timen i MWh

I 2009 gjaldt, at den danske elpris var:

Identisk samtidig med den svenske, norske og tyske elpris	ca. 200 timer
Identisk samtidig med den svenske og den, norske, men ikke den tyske	ca. 3.400 timer
Identisk med den svenske, men ikke den norske og tyske	ca. 1.800 timer
Identisk med den norske, men ikke den svenske og tyske	ca. 800 timer
Identisk med den tyske, men ikke den norske og svenske	ca. 700 timer
Forskellig fra såvel norsk, svensk og tysk	ca. 1.900 timer

Tabel 3.12: Priserne i gennemsnit i de enkelte timer i Vestdanmark, Norge, Sverige og Tyskland i 2009

	Vestdanmark	Norge	Sverige	Tyskland
1	22,4	24,5	25,1	22,6
2	21,8	23,5	23,9	18,7
3	20,8	22,4	22,8	15,5
4	20,0	21,8	22,2	14,2
5	19,6	21,8	22,3	14,6
6	21,0	22,9	23,8	18,2
7	24,7	24,3	25,9	22,8
8	28,5	25,3	28,1	30,9
9	30,0	26,3	29,8	33,5
10	30,5	26,5	30,4	35,7
11	31,1	26,6	30,7	37,6
12	31,0	26,5	30,4	39,9
13	30,1	26,4	29,6	37,4
14	29,3	26,1	29,0	34,8
15	28,4	25,8	28,9	32,2
16	27,5	25,6	28,9	30,0
17	27,9	25,8	31,3	29,9
18	30,5	26,2	32,0	33,9
19	30,6	26,3	29,3	37,2
20	29,4	26,2	28,6	36,4
21	28,4	26,0	27,9	33,5
22	27,7	25,8	27,5	30,1
23	27,5	25,7	27,2	29,8
24	25,1	24,7	25,7	25,2
Forskel mellem time med højst pris og time med lavest pris	11,5	4,8	9,8	25,7

Det ses, at prissvingningerne over døgnets timer er langt større i Tyskland end i Danmark, mens prissving modsat er mindre i Norge end i Danmark over døgnets timer. I vandkraftlande som Norge vil producenter med rigelig kapacitet i søen før vandkraftværket producere, når prisen er over det forventede gennemsnit og undlade at producere, når prisen er under gennemsnittet. Dermed udlignes prisforskellene over døgnets timer. Der er dog nogle vandkraftværker, der har meget begrænset kapacitet i vandkraftmagasinet, og som derfor må producere stort set samtidig med at nedbøren falder eller sneen smel-

ter. Derfor kommer der perioder i Norge med meget lave priser samtidig med store mængder nedbør.

I Tyskland svinger prisen meget kraftigt. I Tyskland – og resten af kontinentet - er priserne meget høje i spidslast omkring kl. 12 og kl. 18. I disse få timer fermstilles el uden samtidig fremstilling af varme på anlæg, der bruger f.eks. gas, der er et dyrt brændsel, men hvor anlægget er forholdsvis billigt. Om natten bliver prisen ofte meget lav. Her kan kernekraftværker og brunkulsværker, med lave omkostninger til brændsel og store omkostninger ved at variere produktionen forsyne hele forbruget.

Forbruget i den enkelte time samvarierer med den tyske elpris. Ved en estimation er det derfor svært at afgøre i hvilket omfang prisvariationerne over døgnet timer er importerede eller skabes af variationer i dansk forbrug. Med hensyn til virkningen af ændret vindmølleproduktion viser estimationen, at såfremt produktionen i en time fordobles i forhold til det normale niveau fører det til et prisfald i Vestdanmark i denne time på 1,3 øre/kWh i gennemsnit. Estimationen er dog usikker og virkningen måske undervurderet. Også fordi de udenlandske priser delvist påvirkes af de danske forhold herunder dansk vindkraftproduktion.

Som nævnt er det forudsat, at afgiftsdifferentieringen er afgørende for, at der installeres de særlige målere, og at det ikke kun er differentieringen der påvirker forbrugets sammensætning mellem døgnet timer, men også variationerne i markedspriserne.

Men det vil klart være afgiftsforskellene, der vil give det største incitament.

Ser man bort fra, at der kan flyttes forbrug fra dag til nat, er prisfølsomheden sandsynligvis mindre end den sædvanlige elasticitet. En del af virkningen af højere priser er, at der anskaffes færre apparater, der bruger el, at apparaterne bliver mere eleffektive og apparaterne anvendes mindre. Her stiger afgifterne i visse perioder, mens de falder i andre, således at der ikke netto ændres i incitamenterne til at anskaffe sig eleffektive apparater.

Det kan dog ikke udelukkes en nettovirkning på måske 25 mio. kWh, idet forbruget om natten stiger med ca. 100 mio. kWh, mens det falder med ca. 75 mio. kWh om dagen. Det vil følge af, at der anvendes en helt konstant priselasticitet vedrørende den del af elasticiteten der skyldes, at givne apparaters brug ved forskellige priser.

Hertil kommer, at der i et vist omfang vil blive flyttet forbrug fra dag til nat. Effekten heraf er måske højt sat 400 mio. kWh.

Der er omkring 50 pct. af elforbruget i boliger, hvor det er svært at forestille sig at de tjenester elektriciteten er med til at fremstille, vil blive flyttet over tid (lys 12 pct., PC 8 pct., TV 9 pct., madlavning 9 pct. og mindre apparater 12 pct.). Derimod kan man forestille sig at en del af forbruget af el til varme 14 pct., vaskeapparater – 16 pct. og køl/frys – 20 pct. kan flyttes over tid i visse tilfælde.

I praksis kræver det ekstra besvær/omkostninger at flytte forbruget i forhold til det foretrukne tidspunkt. Men hvis der for overskuelige omkostninger kan indbygges automatik i apparaterne mv., der reagerer på prissignaler, kan man ikke udelukke at der vil blive flyttet forbrug, der svarer til ca. 10 pct. af forbruget (der er belagt med de høje afgifter) gennem morgens og dagens timer til varme, køle og vask kan flyttes til forbrug om aften og nat.

Virkningerne af den beskrevne tidsdifferentiering

Samlet set forventes det at forbruget om morgnen og dagen falder med 475 mio. kWh, mens det stiger med ca. 500 mio. kWh om aftenen og natten. Det er vedrørende det fuldt afgiftsbelagte forbrug. Virkningerne for erhvervsforbruget, der vil være langt mindre jf. de mindre afgifter, er ignoreret.

Det svarer til, at forbruget i dagtimerne falder med godt 2 pct., mens det stiger med ca. 4,5 pct. i aften- og nattetimerne.

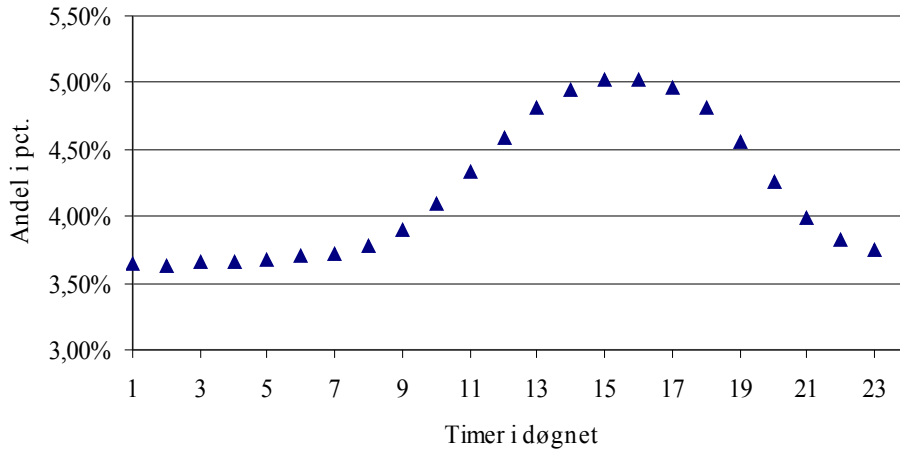
Før blev der brugt ca. 33,8 pct. om natten og 66,2 pct. om dagen, mens der ved et helt jævnt forbrug ville være brugt 41,7 pct. om natten og 58,3 pct. om dagen. Efter vil der blive brugt ca. 35,3 pct. om natten. Forskellen mellem det jævne forbrug på 7,9 pct. point indskrænkes dermed med ca. 1,4 pct. point eller knap 18 pct.

Hvis omkring halvdelen af prisvariationerne højt sat skyldes dansk forbrugsstruktur, kan det forventes at føre til, at prisforskellen mellem de to perioder, der i dag er på ca. 5 øre/kWh i gennemsnit, reduceres med knap 9 pct., svarende til omkring 0,45 øre/kWh formentlig ved, at prisen falder med ca. 0,15 øre/kWh om dagen og stiger med 0,3 øre om natten.

Det flytter brutto omkring 32 mio. kr. fra forbrug om dagen til forbrug om natten, der uden afgift bliver dyrere end før. Formentlig vil over halvdelen af prisvariationen mellem døgnets timer være importeret. Prisforskydningerne er derfor sandsynligvis overvurderet.

Denne prisændring vil give producenterne herunder de termiske værker en fordel, jf. at der er en tendens til eksport gennem nattetimerne, og import gennem dagtimerne for at udnytte vandkraftens ”lagermuligheder”. Men også vindmøllerne vinder jf. følgende figur:

Figur 3.4: Fordelingen af vindmølle produktionen på døgnets timer i Vestdanmark i 2009



Kilde: Markedsdata fra energinet.dk

I praksis er der mere vind i dagtimerne end om natten. 37,8 pct. af vindproduktionen finder sted mellem kl. 19 og kl. 5, mens 62,2 pct. finder sted mellem kl. 5 og kl. 19.

Måtte det gælde, at vindmøllerne producerer 37 pct. af elektriciteten i nattetimerne og 63 pct. i dagtimerne og samlet 7 mia. kWh, vil ændringen gavne vindmøllerne med ca. 1,15 mio. kr. om året. Hvis fordelingen er 38 pct. om natten og 62 pct. om dagen vil gevinsten være 1,47 mio. kr.

Det er i alle tilfælde forholdsvis beskedne virkninger. Hvis det er hensynet til vindmøllerne og andre VE producenter, der ligger bag ønsket om differentierede afgifter, virker tidsdifferentierede afgifter ikke.

Markedsprisændringerne vil også påvirke forbrugerne.

Bortset fra nærings- og nydelsesmiddelindustrien har industrien et forholdsvis skævt forbrug. Omkring 25 pct. af de ca. 7,5 mia. kWh finder sted om natten. Gevinsten via ændrede markedspriser vil være ca. 3 mio. kr. Gartnerne, der bruger forholdsvis meget el om natten, vil modsat tabe omkring 1/4 mio. kr. Også for de forskellige andre forbrugsgrupper er tale om små variationer. Det skyldes, dels at der er tale om små ændringer i markedsprisen dels, at grupperne både har forbrug om dagen og om natten.

De store ændringer kommer via det forbrug, der flytter fra dag til nat.

Virkningerne heraf er vist i følgende tabel 3.13:

	Mængde	Forbrugerne	Staten	I alt
	Mio. kWh	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.
Afgift sættes op med 14,3 øre/kWh om dagen - uændret adfærd	9.334	-1.335	+1.335	0
Afgiften sættes ned med 28 øre/kWh om natten	4.766	+1.335	-1.335	0
Forbrug falder om dag – uden at blive flyttet til nat	75	+5,925	-69,225	-63,3
Forbrug stiger om natten – uden at blive flyttet fra dag	75	+11,625	+37,5	+49,125
Netto ekstraforbrug om natten	25	+3,875	+12,5	+16,375
Forbrug falder om dagen for at flytte til nat	400	+31,6	-369,2	-337,6
Forbrug stiger om natten flyttet fra dag	400	+62,0	+200	+262
Netto flyttet forbrug	400	+93,6	-169,2	-75,6
Administrative omkostninger ved meget forsigtigt 50 kr./år pr. måler og ca. 3,3 mio. målere		-165	?	-165
I alt		-49,975	-188,425	-238,4

Såvel borgerne som staten taber ved ordningen under forudsætning af, at de ekstra målere og administration af tidsdifferentieringen er betinget af, at afgiftsreglerne ændres. Det samlede tab er ca. 238 mio. kr., hvoraf de meget forsigtigt opgjorte administrationsomkostninger udgør 165 mio. kr. og resten at forbruget flytter fra perioder med høj betalingsvillighed (uden afgifter) til perioder med lav betalingsvillighed.

Øges afgiftsforskellen helt marginalt således at der flytter 1 ekstra kWh fra dag til nat, mister staten afgiftsforskellen på 42,3 øre/kWh uden, at borgerne vinder. Måtte der komme et ekstra forbrug på netto 1 kWh ved denne marginale forøgelse af afgiftsforskellen, vinder staten herved 50 øre/kWh.

Det er således det forhold, at forbruget flytter, der er afgørende for, at staten taber ved ændringen.

Ser man isoleret på virkningen af, at der flyttes et forbrug på 400 mio. kWh fra dag til nat, er statens tab på afgiftsforskellen på 42,3 øre/kWh ganget med forbrugsflytningen. = 169,2 mio. kr.

Borgerne vinder derimod hele prisforskellen (afgiftsforskellen på $42,3 + 4,5$ øre/kWh i markedsprisforskel) for den første kWh de flytter, men 0 for den sidste. I gennemsnit således 23,4 øre/kWh 93,6 mio. kr. Netto koster det samfundet 75,6 mio. kr. Var der allerede flyttet 50 mio. kWh på grund af markedsprisforskellen og der alene flyttes 362 mio. kWh på grund af afgiftsforskellen, taber staten 153,126 mio. kr., mens borgerne vinder det halve heraf = 76,563 mio. kr., således at samfundet netto har tabt 76,563 mio. kr.

Den del af flytningen, der sker på grund af markedsprisforskellene giver således en gevinst på ca. 0,9 mio. kr.

Der er således gevinster for samfundet ved, at borgerne flytter forbruget når det ved markedsprisforskelle kan betale sig, men tab hvis forbruget flytter på grund af afgiftsforskelle.

Andre forhold

Man kan forestille sig andre modeller. Ved fastsættelsen af de timer, hvor afgiften var lav blev der set på hvordan det samlede forbrug var i forhold til gennemsnittet. Forbrugsflytningen ville således netto udglatte forbruget i gennemsnit. Man kan dog risikere, at der netop omkring de tider, hvor afgifterne vil blive ændret, vil ske en ophobning af forbrug lige efter afgiften falder og lige før afgiften stiger, hvilket kan skabe underlige markedspriser, systemudfordringer og kapacitetsproblemer i net, hvor spidslasten er afvigende fra normalen.

Der er i øvrigt her forudsat, at der ikke er andre administrative spørgsmål end de rent omkostningsmæssige, der som nævnt er meget forsigtigt gættet.

Statens provenutab ved den ændrede adfærd kan undgås ved at sætte afgiften lidt mere op i dagtimerne. I givet fald må satsen sættes op, således at der tages hensyn til virkningen på forbruget, hvis ordningen skal være neutral for statskassen efter ændret adfærd.

Det vil imidlertid ikke reducere det samfundsøkonomiske tab, men øge tabet. Statens tab bliver mindre 0, men borgerens tab stiger endnu mere, jf. de ekstra forvriddingsomkostninger ved højere satser. Øges satserne så staten har uændret provenu efter ændret adfærd vil borgerne samlet tabe ca. 150 mio. kr. før ekstra administrative omkostninger.

Når man ser på virkningerne, er der svært at se fordelene ved ændringen. Gevinsten for vindmøller og producenter er marginal. Hermed ikke være sagt, at vindmøllerne ikke kan have fordel af, at forbruget i videre udstrækning følger vindmøllernes produktion, men en fast differentiering mellem nat og dag gi-

ver ikke vindmøllerne nogen videre fordel, fordi der i gennemsnit er nogenlunde sammenfald mellem produktionen og forbrug om dagen og om natten.

Vindmøllernes ”problem” er mere tilfældigheden i produktionen i et givet døgn eller en given time. Her kan produktionen være op til 100 pct. lavere end gennemsnittet og 300 pct. over gennemsnittet, om end det er sjældent at alle vindmøller på en gang står stille og alle på engang kører på fuld kapacitet.

Set over lang tid, er der ikke den store spredning i gennemsnit mellem produktion og forbrug – måske 10 pct. og som nævnt samvarierer produktionen med forbruget.

Der er dog udsigt til en vis gevinst for møllerne – men det er i størrelsesordenen 1-2 mio. kr. om året.

Denne gevinst er dog langt større end tabet ved at forbruget kunstigt flyttes fra dag til nat ved afgiftsforskelle. Givet at borgerne må betale statens provenutab ved ændret adfærd taber borgerne omkring 150 mio. kr. før administrative omkostninger, der også må bæres af borgerne.

Isoleret set har borgerne og samfundet gevinst ved at forbruget reagerer på forskelle i markedspriserne – her beregnet til hen ved 1 mio. kr. Man skal dog være opmærksom på, at der er noget større ”tilfældige” udsving i markedspriserne end de gennemsnitlige variationer mellem døgnets timer. Det forekommer således, at priserne om dagen kan være lavere end om natten f.eks. på grund af tilfældige variationer i vindkraftproduktionen mv. Ved en tidsdifferentiering af afgiften vil reaktionen på markedsprisforskellene derfor blive upræcis.

Værdiafgifter

I stedet for at afgifterne på el er udtrykt som et beløb pr. kWh kunne afgiften også udtrykkes som en andel af markedsprisen på el.

I de sidste 10 år er salg og køb af el i de fleste tilfælde blevet afregnet efter markedsprisen og ikke en omkostningskalkuleret pris, idet mindste når der er tale om ”en gros” handel.

Markedsprisen for el er ustabil. Det skyldes, at kun en lille del af forbruget er prisfølsomt på kort sigt, mens produktionen er kendetegnet ved, at der er stor forskel mellem producenternes marginalomkostninger, der i øvrigt varierer ved ændringer i priser for brændsel og CO2 kvoter mv.

I Norden gælder i øvrigt, at en meget stor del af produktionen kommer fra vindmøller, kernekraft og vandkraft. Vandkraftproduktionen er meget fleksibel på kort sigt, men er over en længere periode bestemt af nedbørmængder.

Man kan få et overblik over prisudviklingen ved at se på følgende tabel, der viser priserne i Vestdanmark, Østdanmark og Sverige (der repræsenterer de udenlandske priser).

Tabel 3.14: Markedspriserne på el 2000-2010 i Vestdanmark, Østdanmark og Sverige

Øre/kWh	Vestdanmark	Østdanmark	Sverige	Norsk vandkraft mia. kWh
2000	11,1	-	10,6	143,2
2001	17,7	17,5	17,0	122,0
2002	18,9	21,2	20,5	139,7
2003	25,0	27,3	27,1	107,3
2004	21,4	21,1	20,9	110,6
2005	27,7	25,2	22,1	138,0
2006	33,0	36,2	35,9	121,5
2007	24,1	24,6	22,5	137,2
2008	42,1	42,2	38,1	142,7
2009	26,8	29,7	27,6	138,8
Jan 2010	32,2	49,2	49,0	14,3
Feb 2010	32,3	69,9	70,0	12,1
Marts 2010	31,3	41,9	43,9	10,6
April 2010	30,6	30,6	32,9	
Maj 2010	31,1	29,2	29,5	

Som det ses varierer priserne meget fra år til år. De absolutte prisvariationer synes at være taget til. Det er vanskeligt at skønne over prisen om f.eks. et år. På længere sigt vil priserne dog samle sig i gennemsnit omkring omkostningerne ved at fremstille el ved nye værker. Men brændsels- og kvotepriser er usikre. I øjeblikket forudses priserne i de næste 3-4 år at blive på ca. 35 øre/kWh. Siden forventes priserne at blive højere. Priserne fastsættes hovedsagligt via udlandet. Men priserne i Norden bestemmes i et overraskende stort omfang af omkostningsforholdene i Danmark (og Finland), der har en forholdsvis stor prisfølsom produktion. I tabellen er vist vandkraftproduktionen i Norge, der set over længere tid ikke er prisfølsom. Det ses, at variationerne i den norske vandkraftproduktion, der kan være på op til 30 mia. kWh fra år til år, påvirker elprisen fra år til år. Det norske forbrug varierer med omkring 5 mia. kWh år fra år, men ikke kun på grund af variation i elprisen.

I begyndelsen af 2010 har priserne været høje i Norge og Sverige. De nordiske vandkraftmagasiner, der har en lagerkapacitet på samlet ca. 121 mia. KWh – ca. 3,5 gange det årlige danske forbrug – har gennem vintermånederne i 2010 været op til 20 mia. KWh lavere end de plejer at være.

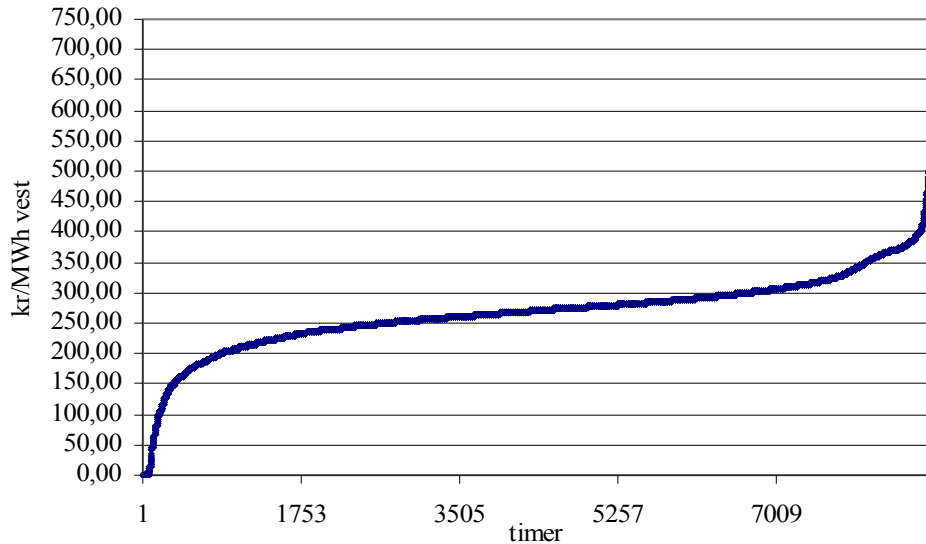
De langt større mængder fluktuerende vandkraftproduktion i Norge mv. er en påmindelse om, at man ikke skal overdrive udfordringen med at integrere mere vindkraft i Danmark – hvis der ellers er tilstrækkelig kapacitet i ledningerne til norden. De nordiske vandkraftmagasiner er normalt mest fyldt, når vinteren sætter ind og på det laveste niveau umiddelbart før vinterens sne tør i slutningen af april.

Når man ser på gennemsnitspriserne i løbet af et år, er der stort set samme priser i Vestdanmark og Østdanmark selv om der ikke er nogen direkte elforbindelse. Men der kan være betydelige forskelle på kortere sigt. Prisforskellene vil blive mindre når Storebæltskablet kan tages i brug.

I de seneste par år ses, at priserne steg kraftigt fra 2007, hvor forår og sommer var vandrige, til 2008, hvor omkostningerne var høje på grund af høje priser på brændsel og CO2 kvoter. Priserne faldt igen fra slutningen af 2008 i forbindelse med Finanskrisen, der reducerede forbruget af el og priserne på brændsel. Gennem 2009 var priserne i det meste af tiden på 25-30 øre/kWh. I 2010 er priserne steget meget kraftigt i Norden og på Sjælland formentlig på grund af det kolde vejr, hvilket paradoksalt sandsynligvis har været med til, at gøre Jylland til et område med forholdsvis lave priser på grund af stor kraftvarmeproduktion. Priserne er nu nede omkring 30 øre/kWh.

Gennem et år er der betydelig spredning i priserne. Man kan få et indtryk af den ” normale ” spredning ved at se på 2009, hvor der ikke var ” dramatiske ” ændringer i forudsætningerne bag priserne.

Figur 3.5: Prisspredningen for el i Vestdanmark i 2009



Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk

Året 2009 bestod af 8.760 timer. I de 20 pct. af timerne, hvor prisen var lavest = 1753 timer, var priserne under ca. 22,5 øre/kWh. I 60 pct. af timerne var prisen mellem ca. 22,5 øre/kWh og 30 øre/kWh, mens priserne var over 30 øre/kWh i omkring 20 pct. af årets timer. Den laveste pris, der ikke er gengivet i figuren var – 89,2 øre/kWh og den højeste pris 149,1 øre/kWh

I hovedparten af tiden er der forholdsvis ”normale” priser, men der er også et betydeligt antal timer, hvor priserne er væsentligt under omkostningerne ved fremstilling på et termisk værk.

I følgende tabel 3.15 kan man mere detaljeret se prisspredningen:

Tabel 3.15: Prisspredning i 2009

	Vestdanmark	Østdanmark
Laveste pris	-89,2 øre/kWh	0 øre/kWh
Øre/kWh	Antal timer, hvor priserne er højst	Antal timer, hvor priserne er højst
Negative	9	0
0	55	4
5 øre/kWh	112	47
10 øre/kWh	181	70
15 øre/kWh	351	144
20 øre/kWh	854	475
25 øre/kWh	2.687	2.276
30 øre/kWh	6.703	6.199
35 øre/kWh	8.002	7.476
40 øre/kWh	8.594	8.075
45 øre/kWh	8.669	8.263
50 øre/kWh	8.700	8.400
Højeste pris	149,1 øre/kWh	1041,8 øre/kWh

Det ses af tabellen, at Vestdanmark havde forholdsvis mange lave priser, mens Østdanmark havde forholdsvis mange meget høje priser.

I tabellen ovenfor, hvor priserne i perioden 2000 til april 2010 er angivet, er det det simple gennemsnit af priserne i årets timer, der er beregnet. Da forbruget varierer, er der forskel imellem det simple gennemsnit og det vægtede gennemsnit.

I følgende tabel 3.16 er vist priserne for forskellige forbrugere og producenter i 2008, 2009 og de første 4 måneder af 2010.

Tabel 3.16: Elpriser i Vest- og Østdanmark

Øre/kWh	Simpelt gennemsnit	Vægtet gennemsnit centrale værker	Vægtet gennemsnit centrale værker	Vægtet gennemsnit vindmøller	Vægtet gennemsnit forbrug
Vestdanmark					
2006	33,0	34,7	34,9	30,2	34,2
2007	24,1	27,0	28,3	21,3	25,9
2008	42,1	44,2	43,6	38,2	43,4
2009	26,9	28,6	28,9	25,7	27,9
Jan-april 2010	31,7	33,2	33,5	30,1	32,9
Østdanmark					
2008	42,2	44,8	43,0	39,6	43,5
2009	29,8	32,1	32,0	29,6	31,2
Jan-april 2010	47,6	52,0	52,1	45,8	50,9

Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk

Det ses af tabellen, at den vægtede pris med forbruget er godt 1 øre/kWh højere i Vestdanmark end det simple gennemsnit af priserne i årets timer. I Østdanmark er priserne omkring 1,5 øre/kWh højere end det simple gennemsnit. Det ses også, at den pris, vindmøllerne får i gennemsnit vægtet med deres produktion, er 1,2 – 2,9 øre/kWh lavere end de simple gennemsnitspriser i Vestdanmark og 0,2- 2,6 øre/kWh lavere i Østdanmark. De priser, de termiske værker får vægtet med deres produktion, er noget højere end den pris, forbrugerne betaler. En del af forskellen skyldes, at der eksporteres særligt meget, når priserne er høje, mens en større del af forbruget dækkes ved import, når priserne er lave.

Ofte anføres, at den store andel vindmøller i Danmark fører til store prisudsving. Det er sandsynligvis korrekt, men de danske prisudsving begrænses samtidig af adgangen til at bruge de norske og svenske vandkraftmagasiner som batterier. Prisspredningen er således langt større på kontinentet end i Danmark.

Det kan ses af følgende tabel 3.17:

Tabel 3.17: Fordelingen af priserne på el i Vestdanmark, Sverige, Norge og Tyskland i 2009

Pct. af tiden	Vestdanmark	Norge	Sverige	Tyskland
5	16,4	17,2	19,5	8,7
10	20,1	18,4	22,1	15,0
20	23,2	22,2	24,2	20,4
30	24,9	23,9	25,3	23,9
40	26,0	25,0	26,2	26,3
50	27,1	25,8	27,0	28,4
60	28,0	26,6	27,9	30,6
70	29,1	27,5	28,9	33,0
80	30,7	28,7	30,1	36,7
90	34,0	29,9	31,9	44,7
95	36,9	31,1	34,5	52,5

Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk. Alene til og med midten af november 2009, da data fra Tyskland mangler herefter

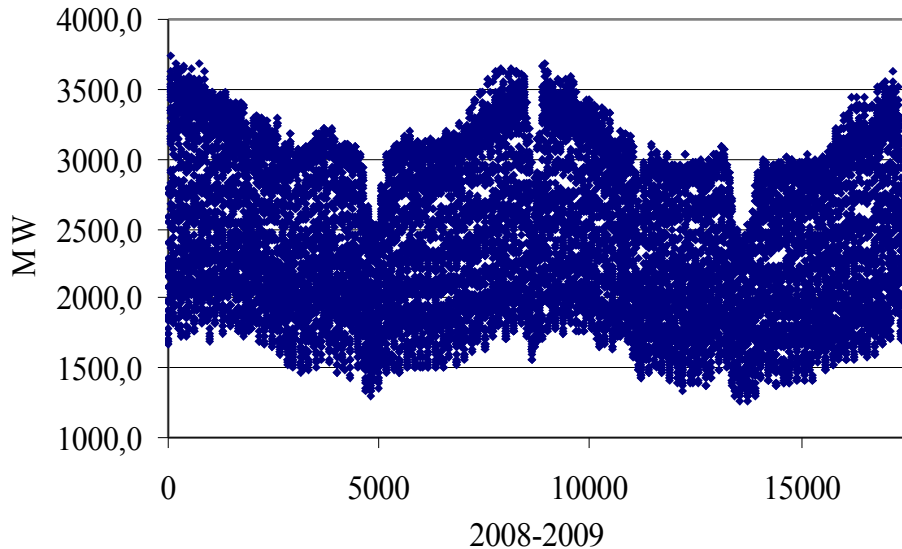
Tabellen læses således. I de 5 pct. af tiden, hvor priserne var lavest, var den højeste pris i Vestdanmark 16,4 øre/kWh, i Norge 17,2 øre/kWh, i Sverige 19,5 øre/kWh og i Tyskland 8,7 øre/kWh. I de 50 pct. af tiden hvor priserne var lavest var (median)prisen 27,1 øre/kWh i Vestdanmark og 28,4 øre/kWh i Tyskland.

Som det ses, er prissving noget større på kontinentet end særligt i Norge og Sverige, mens Danmark indtager en mellemposition.

Der er udsigt til, at Danmark vil få flere vindmøller end i dag. I dag er der flest vindmøller i Vestdanmark, hvor vindmøllerne producerer hen ved 25 pct. af forbruget før nettab, mens andelen for hele Danmark er hen ved 20 pct. Øges vindkraftproduktionen med 150 pct. vil godt 60 pct. af forbruget kunne dækkes af vindkraft i Vestdanmark. Forbruget af el varierer over døgn og sæson mv. I Vestdanmark svinger forbruget mellem ca. 1.250 MW og 3.750 MW, jf. følgende figur, der viser timeforbruget gennem 2008 og 2009.

Figur 3.6: Forbrug af el i Vestdanmark i 2008 og 2009

Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk



I figuren er vist forbruget time for time i Vestdanmark igennem 2008 og 2009. Den øvre del af bæltet viser forbruget i dagtimerne på hverdage, mens den nedre del forbruget om natten mv. I sommerferien og i juleferien er forbruget forholdsvis lavt også i dagtimerne. Forbruget i en time er vist i MW. I gennemsnit blev der således brugt omkring 2,4 mio. kWh pr. time i Vestdanmark. Forbruget i 2008 og særligt 2009 var lavere end sædvanligt.

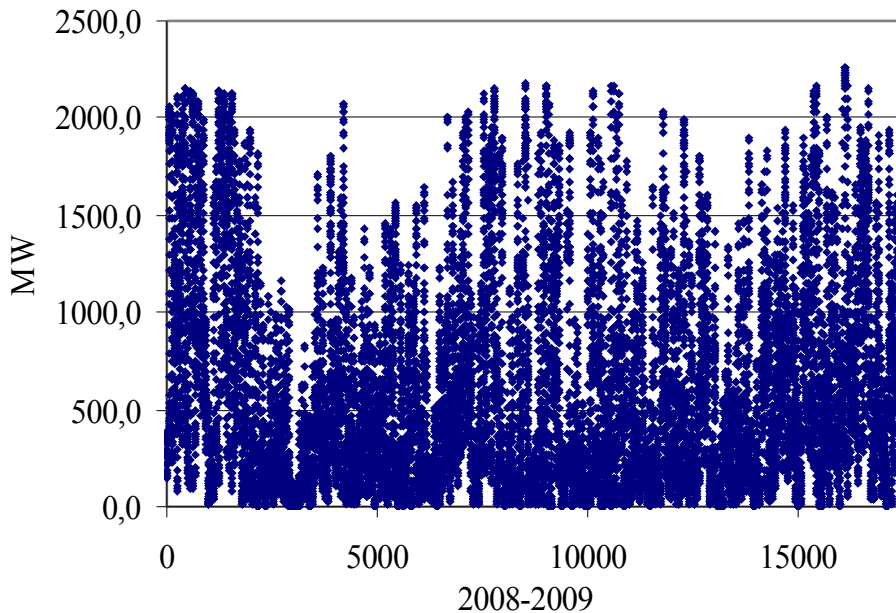
Der er udsigt til, at Danmark vil få væsentlig flere vindmøller end i dag. I dag producerer vindmøllerne i Vestdanmark mellem ca. 0 og godt 2.000 MW. Såfremt der kommer 2,5 gange så meget vindkraft i Danmark vil produktionen i de enkelte timer udgøre mellem ca. 0 og ca. 6.000 MW. Når produktionen er højest, vil vindkraft således forsyne ca. 2.500 MW mere end forbruget. Der er muligheder for at eksportere en del af denne produktion. Forbindelserne mellem Vestdanmark og udlandet er:

- Jylland –Norge	1.040 MW
- Jylland –Sverige	740 MW
- Jylland –Tyskland (mod syd)	1.500 MW
- Fyn Sjælland	600 MW

Men i praksis skal der også være en vis produktion på termiske værker herunder af kraftvarme, og hvis der også sker en kraftig udbygning af vindkraft i Slesvig-Holsten, vil mulighederne for at kunne eksportere mod syd være be-

grænsede. Ligeledes vil større vindkraftproduktion i Sydsverige kunne begrænse eksportmulighederne.

Figur 3.7: Vindkraftproduktion i Vestdanmark i 2008 og 2009



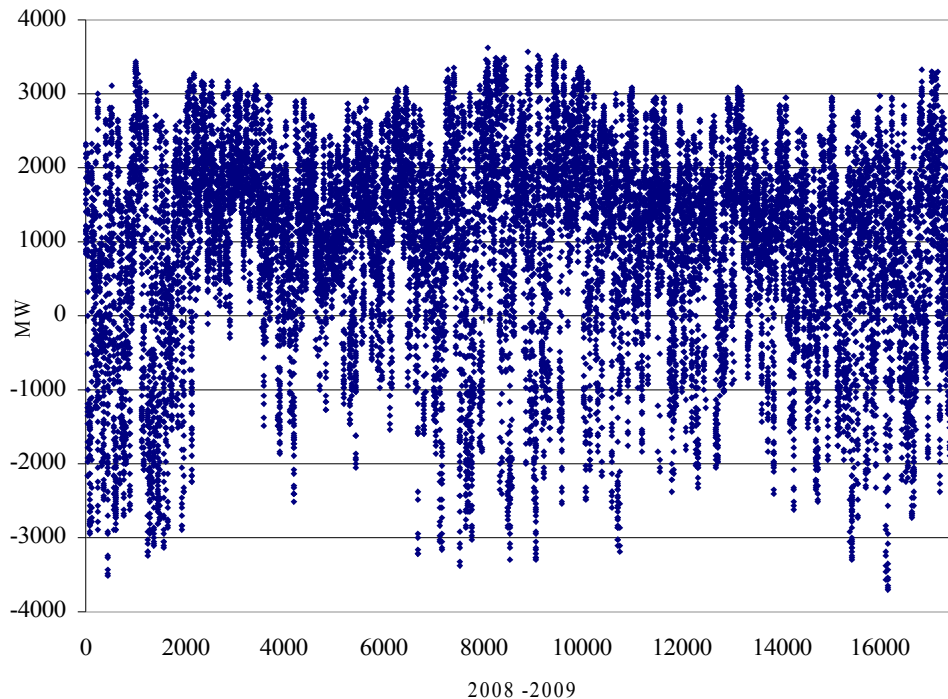
Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk

Spredningen i den nuværende produktion er vist i figuren ovenfor. Her er for hver time vist elproduktion på Vestdanske møller i de 17.544 timer. Fluktuationen er stor, som det ses, og har karakter af, at det typiske niveau er under gennemsnittet.

Ved 2,5 gange den nuværende elproduktion i Danmark, vil der komme langt større udsving i forskellen mellem forbrug og vindkraftproduktion. Denne større forskel vil alt andet lige føre til større prisspredning. Men den større prisspredning vil også gøre det mere fordelagtigt end i dag at udbygge transmissionsforbindelserne mod nord, hvilket vil reducere prisspredningen. Det er derfor vanskeligt at skønne, hvor stor prisspredning, der vil komme ved en kraftigere udbygning af vindkraftproduktionen netto.

I følgende figur er vist forbrug i Vestdanmark fratrukket 2,5 x vindkraftproduktionen i timerne i 2008 og 2009.

Figur 3.8: Forbrug - 2,5 x vindkraft i Vestdanmark



Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk

Mens forbruget kunne variere op til 2.500 MW og vindkraftproduktion op til hen ved 6.000 MW, vil forbrug fratrukket produktion kunne variere med 8.000 MW.

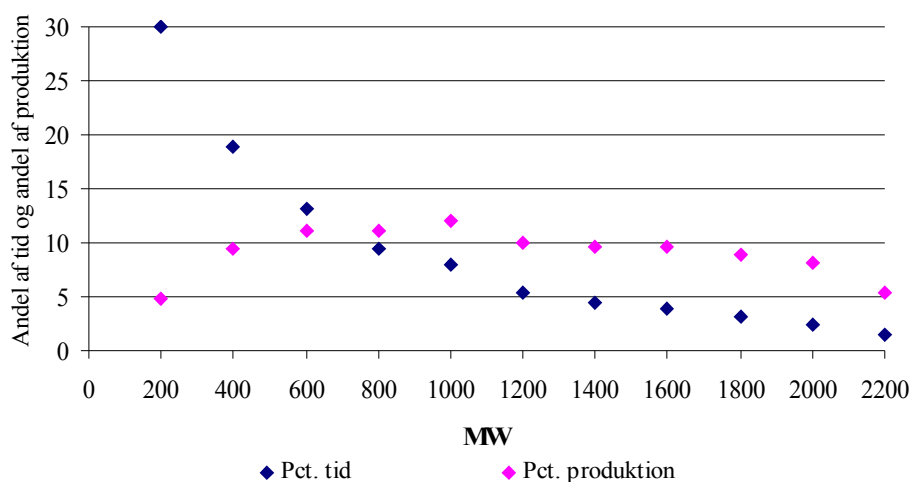
Prisspredningen vil dog sandsynligvis få en anden karakter end den nuværende i Danmark, der meget afhænger af døgnets timer. Ved kraftig udbygning af vindkraft og samtidig forbindelser mod nord kommer der ikke nødvendigvis større systematisk prisspredning over døgnets timer, jf. også at vindkraftproduktion samvarierer i gennemsnit med forbrug over døgnets timer og for den sags skyld også for så vidt angår forbrug gennem de forskellige årstider.

Derimod vil der kunne komme længere sammenhængende perioder med lave priser og for den sags skyld senere, når den termiske kapacitet er tilpasset, også længere sammenhængende perioder med høje priser samt mere vejrtilfældige timer med lave/høje priser.

I praksis kan det næppe betale sig at udbygge nettene mod nord således, at det til enhver tid er muligt at eksportere overskudsproduktion fra vindmøller – det kan bedre betale sig at placere møllerne omkring vandkraftmagasinerne.

Vindkraftproduktionen er ujævn. I store dele af årets timer er det næsten vindstille. Vindkraftproduktionen i MW i Vestdanmark er vist i følgende figur:

Figur 3.9: Timer med forskellig vindkraft - Vestdanmark 2008-09



Kilde: Markedsdata fra Energinet.dk

I 30 pct. af tiden produceres 0-200 MW, og produktionen i disse 30 pct. af timerne udgør 4,8 pct. af den samlede produktion. Der produceres mellem 200-400 MW i knap 20 pct. af tiden, og produktionen her er ca. 10 pct. af den samlede produktion etc.

Fordelingen bag figuren ovenfor er vist i følgende tabel 3.18, hvor timerne er fordelt i deciler.

I de 50 pct. af tiden, hvor produktionen er lavest, produceres knap 15 pct. af vindkraftproduktionen. I de 30 pct. af tiden, hvor produktionen er højest, produceres knap 66 pct. af produktionen. Halvdelen af produktionen kommer i de 20 pct. af pct. af timerne, hvor produktionen er størst:

Tabel 3.18: Fordelingen af produktion på deciler af vindkraft i Vestdanmark 2008-2009

Deciler	Andel produktion	Andel produktion akkumuleret	Produktion
	Pct.	Pct.	MW
1	0,5	0,5	0-59
2	1,6	2,1	59-126
3	2,8	4,8	126-200
4	4,2	9,0	200-292
5	6,0	14,9	292-416
6	8,3	23,2	416-563
7	11,2	34,5	563-766
8	15,1	49,5	766-1020
9	20,7	70,2	1020-1442
10	29,8	100	1442-2262

I gennemsnit forbrugtes ca. 2.400 MW, og vindkraften udgjorde i gennemsnit ca. 588 MW. I godt 70 pct. af tiden var produktionen dog mindre end i gennemsnit, mens den var op til 3,85 gange større i de hen ved 30 pct. af tiden, hvor produktionen var over gennemsnittet.

Den store spredning i vindkraftproduktionen understøttes af den måde, hvorved man giver tilskud. Tilskuddet gives som et beløb eller garanteret pris i et vist antal fulldlasttimer. Det giver tilskyndelse til at dimensionere de forskellige dele af vindmøllerne således, at de når den største produktion ved en forholdsvis kraftig vind, men til gengæld producerer forholdsvis få timer ved maksimal effekt. Blev tilskuddet givet pr. kWh i stedet, ville møllerne sandsynligvis blive konstrueret således, at de nåede den maksimale produktion ved en lavere vindhastighed. Sådanne møller er billigere pr. kWh produceret, men producerer mindre. Nedgangen i produktionen sker dog i de timer, hvor der er fare for samlet overproduktion.

Udbygges vindkraften med en faktor 2,5 vil vindkraften svare til ca. 61 pct. af bruttoforbruget i Vestdanmark. I ca. 22 pct. af tiden vil vindkraften da kunne forsyne hele forbruget, og der vil i gennemsnit skulle eksporteres ca. 1.100 MW, i de timer, hvor produktionen er over forbruget.

I 30 pct. af tiden vil vindkraften udgøre under 20 pct. af forbruget.

Forbruget og vindproduktionen samvarierer svagt i gennemsnit. I Vestdanmark kan 3 pct. af udviklingen i forbruget ”forklares” med variation i vindproduktionen. Stiger vindproduktionen med 100 MW stiger forbruget med ca.

18 MW. Samvariationen skyldes dels, at det i gennemsnit blæser mere i dagtimerne, hvor forbruget er størst, end om natten, og at megen vind ofte er forbundet med koldt vejr.

Men der er også en samvariation med kraftvarmeproduktion. Der er større behov for varme, når det blæser dels direkte på grund af, at det blæser mere i de kolde perioder af året.

Man kan få en ide om, hvor mange timer, hvor der vil være lave priser ved at se på følgende tabel:

Tabel 3.19: Andel af tid, hvor forbrug – 2,5 x vindkraftproduktion (i 2008 og 2009) i Vestdanmark er i forskellige intervaller

Forbrug – 2,5 x vindkraftproduktion	Andel af timer
Under - 2000 MW	3,4 pct.
Mellem -2.000 og – 1.000 MW	7,3 pct.
Mellem -1.000 og 0 MW	11,6 pct.
Mellem 0 og 1.000 MW	21,1 pct.
Mellem 1.000 og 2.000 MW	35,3 pct.
Mellem 2.000 og 3.000 MW	19,0 pct.
Mellem 3.000 og 4.000 MW	2,3 pct.
I alt	100 pct.

I godt 20 pct. af tiden vil vindkraftproduktionen overstige forbruget, og i andre 20 pct. af tiden vil vindkraftproduktionen udgøre en meget lille del af forbruget.

Man kan få et vist indtryk af karakteren af den nye type prisspredning ved at se på det vestdanske forbrug x 2,5 vindkraftproduktionen i 2008-2009 beregnet som det løbende gennemsnit af 14 dages perioder, jf. følgende figur. Udover den mere tilfældige variation som følge af pludselige vindskift, er der også en mere langsigtet tilfældig variation fordi det i længere perioder blæser mere eller mindre end normalt.

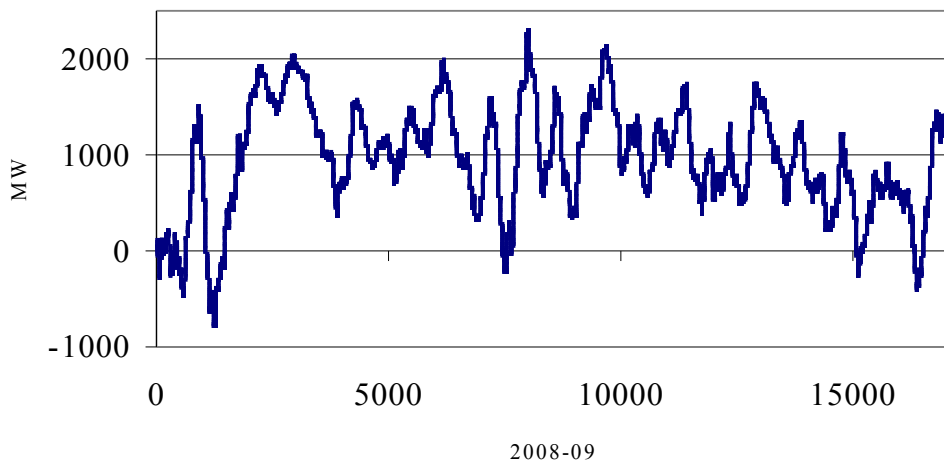
De helt korte variationer kan eventuelt delvist udlignes med variationer i forbruget. Men i Vestdanmark varierer forbruget fra time til time over døgnet med ca. 800 MW omkring gennemsnittet.

Ved 2,5 gange så meget el fra vindkraft vil produktionen kunne variere med ca. 1.500 MW under gennemsnittet og ca. 4.000 MW over gennemsnittet.

Udfordringen ved vindkraft er således, at man i en mindre del af tiden har en overordentlig stor produktion, mens man i store dele af tiden ikke har særlig stor vindkraftproduktion. Da vindkraftproduktionen i øvrigt samvarierer med

forbruget, vil der i de timer, hvor forbruget i forvejen er størst være vanskeligheder ved at øge forbruget i husholdninger mv., da det vil kunne foranledige lokale kapacitetsproblemer i nettene. Selv om man kunne flytte en del af forbruget, vil det ikke rigtigt batte i forhold til den store variation i vindkraftproduktionen. Skal man undgå problemer med lokale kapacitetsbegrænsninger, må det især være forbrugere, der er tilknyttet de overordnede net, der skal variere forbruget. De store elforbrugende industrivirksomheder samt kraftværkerne og kraftvarmeværkerne er tilknyttet det overordnede net sammen med udlandet.

Figur 3.10: Forbrug - 2,5 gange vind i Vestdanmark 08-09 i rullende gennemsnit for 14 dage



(Tabellen viser Forbrug – 2,5 gange vindkraftproduktionen i rullende gennemsnit for kommende 336 timer = 14 dage fra den første time til ca. den 1.700 time i perioden 2008-2009. Time 0 er første time 1. januar 2008, time 5.000 i slutningen af juli 2008, time 10.000 i midten af februar 2009, og time 15.000 omkring midten af september 2009)

Det ses, at selv når man tager et løbende gennemsnit på 14 dage, er der betydelig variation i forbruget – 2,5 gange vindkraftproduktionen omkring gennemsnittet på knap 1.000 mW. I 14 dages perioder vil der i gennemsnit være behov for nettoeksport af 1.000 MW udover det, der produceres på kraftværker og kraftvarmeværker. I andre længere perioder, vil vindkraften kun dække 20 pct. af forbruget i gennemsnit.

Den konkrete model

Hvor høj skal værdiafgiften være.

Det vil i praksis være meget vanskelig at fastsætte en sats for en værdiafgift, der vil sikre provenuneutralitet ved uændret adfærd.

I de næste 3-4 år regnes med en markedspris på omkring 35 øre/kWh

Den samlede fulde afgift bliver i 2011 på 78 øre/kWh i 2010 niveau.

Det vil give en værdiafgift på omkring 225 pct. af markedsprisen. Satsen for elvarme vil blive ca. 190 pct.

Også i fremtiden vil priserne sandsynligvis svinge med typisk omkring 20-30 pct. mellem årene og i visse år mere.

Fra år til år vil afgiften udtrykt i øre/kWh derfor svinge med ca. 20 øre/kWh oven i markedsprissvingningen fra år til år på hen ved 10 øre/kWh.

Indtægterne fra elafgifterne til staten vil dermed svinge med ca. 3 mia. kr. fra år til år. Og som nævnt er det sandsynligvis også mindst usikkerheden omkring det gennemsnitlige niveau over en række år. Staten har dog andre skatter, hvor der er lige så store variationer fra år til år – registreringsafgift, selskabsskat og skat af pensionsafkast. Dette er dog ikke et ideal.

For en bolig med elvarme, hvor forbruget er f.eks. 20.000 kWh, må man regne med en variation i elregningen på 7-8.000 kr. fra år til år ved samme forbrug. I år som 2010, hvor vinteren har været forholdsvis hård, ville der være brugt 10.000 kWh i et hus med elvarme i de første 3 måneder, hvilket ville have kostet ca. 22.500 kr. i afgifter og markedspris med moms på Sjælland, mod normalt ca. 14.200 kr.

I Jylland ville 10.000 kWh, som var brugt i de første 3 måneder, have kostet ca. 13.500 kr. mod normalt ca. 14.200 kr.

Virkningerne af værdiafgift

Det er meget vanskeligt at forsøge at skønne over virkningerne af en værdiafgift. Priserne svinger fra år til år, gennem året, over ugen og over døgnets timer.

Virkningen vil særligt være, at nogle forbrugere vil forsøge at flytte forbrug fra et tidspunkt til et andet. Der vil dertil ofte være længere perioder, hvor priserne er unormalt lave og andre længere perioder, hvor priserne er unormalt høje.

Over døgnets timer vil der typisk kunne være en forskel på omkring 10 øre/kWh fra perioder med laveste priser til perioder med højeste priser. Hvor når disse perioder er, vil være forskellig fra døgn til døgn. Det er ved den nuværende udbygning med vindmøller.

Ved en prisforskel på 10 øre/kWh vil prissvingninger med afgifter være på ca. 32,5 øre/kWh med en værdiafgift på 225 pct. Det er dog få timer, hvor der er så stor prisforskel.

Det er noget mindre end den prisforskel, der blev skabt ved en tidsdifferentieret afgift jf. afsnittet herom, hvor der var omkring 47 øre/kWh i prisforskel mellem nat og dag.

Der kan derfor alene forventes flyttet omkring den halve mængde el fra perioder med høje priser til perioder med lave priser, således at forbruget stiger med omkring 2-3 pct. i de perioder, hvor priserne er lavest og falder med hen ved 1 pct. i de perioder, hvor priserne er højst.

Adfærdsvirkningerne vil således være et afledt provenutab for staten på 50-100 mio. kr., og et velfærdstab på omkring 50 mio. kr. før ekstra administrative omkostninger.

Prisudligningen vil være på ca. 0,15 øre/kWh højere priser, når priserne er lavest, og modsat et fald på ca. 0,05 øre/kWh, når priserne er højst. Ved en kraftig udbygning med vindmøller vil prisvariationerne sandsynligvis få en anden karakter. Man vil måske fortsat i gennemsnit have variation over døgnets timer, men i et givet døgn vil det ofte kunne forekomme, at priserne vil være lavest om dagen og højest om natten. En model, hvor man forsøger at udnytte de nuværende prisforskelle over døgnets timer, vil derfor give et meget uforudsigeligt mønster for, hvornår man skal flytte forbruget fra og til.

Værdiafgiften vil også føre til, at forbruget er lavt i år med høje priser og højere end normalt i år med lavere priser.

Kortsigtede variationer i prisniveauet fører måske til, at forbruget ændres med ca. 20 mio. kWh pr. øre/kWh prisen er forskellig fra det normale.

I året, hvor markedsprisen er 10 øre/kWh højere end normalt, vil prisen være 32,5 øre/kWh højere end normalt og afgiften 110,5 øre/kWh. Her vil forbruget da være 650 mio. kWh lavere end normalt., heraf 450 mio. kWh på grund af den højere afgift.

Modsat i året, hvor markedsprisen er 10 øre/kWh lavere end normalt, hvor forbruget vil være 650 mio. kWh højere end normalt.

Umiddelbart skulle man tro, at det gik lige op, men det er ikke tilfældet.

I året med høje priser taber staten 653,25 mio. kr., mens forbrugeren vinder 105,625 mio. kr. ved ændret adfærd, når der er værdiafgift.

Ved afgift på øre/kWh vil forbrugsnedgangen være 200 mio. kWh. Da taber staten 156 mio. kr., mens forbrugeren vinder 10 mio. kr. ved ændret adfærd. Netto taber staten således 497,25 mio. kr., mens forbrugeren vinder 95,625 mio. kr. i år med særligt høje priser via adfærdsændringer, når der er værdiafgift i stedet for stykafgift.

I de år, hvor elprisen er 10 øre/kWh lavere end normalt, er forbruget tilsvarende 650 mio. kWh større end normalt, heraf 450 mio. kWh fordi der er værdiafgift i stedet for fast afgift.

Ved værdiafgift vinder staten 360,75 mio. kr. ved det ekstra forbrug, når der er værdiafgift, mens borgerne vinder 105,625 mio. kr. ved den ændrede adfærd.

Er der fast afgift, ændres forbruget med 200 mio. kWh, hvilket staten vinder 156 mio. kr. ved, mens borgeren vinder 10 mio. kr. ved ændret adfærd.

For borgeren er der således en større gevinst ved ændret adfærd ved værdiafgift, men for staten et endnu større tab.

Tabel 3.20: Virkning af en fast afgift og en værdiafgift				
	Ændring forbrug	Borger	Stat	I alt
	Mio. kWh.	Mio. kr.	Mio. kr.	Mio. kr.
<i>Fast afgift 78 øre/kWh</i>				
I år med markedspriser 10 øre/kWh over normalt	-200	+10	-156	-146
I år med markedspriser 10 øre/kWh under normalt	+200	+10	+156	+166
Sum de to år	0	20	0	+20
<i>Værdiafgift 225 pct.</i>				
I år med markedspriser 10 øre/kWh over normalt	-650	+105,625	-653,25	-547,625
I år med markedspriser 10 øre/kWh under normalt	+650	+105,625	+360,75	466,375
Sum de to år	0	+211,25	-292,5	-81,25
Virkning af at gå til værdiafgift sum af to år	0	+191,25	-292,5	-101,25

Netto taber samfundet således godt 100 mio. kr. sammenlagt for de to unormale år alene ved, at forbrugsniveauet ændres kunstigt meget ved at gå til værdiafgift.

De 101,25 mio. kr. svarer til det halve af afgiftsforskellen mellem de to år – 44,5 øre/kWh ganget med forbrugsændringen på grund af afgiftsforskellen 450 mio. kWh ganget med 0,5.

Svingningerne i den gennemsnitlige pris fra år til år kan skyldes variationer i nedbørsmængderne eller variationer i brændselspriser.

Virksomheder for vindmøller

Man kan få et vist indtryk af virkningerne af at flytte forbrug mv. ved at se på de gennemsnitlige priser, der gælder vægtet med henholdsvis central-

produktion, decentralproduktion, vindkraftproduktionen og forbruget i henholdsvis Vestdanmark og Østdanmark.

Tabel 3.21: Gennemsnitlige priser i Vest- og Østdanmark

	Uvægtet prissnit	Central produktion vægtet	Decentral produktion vægtet	Vindkraft vægtet	Forbrug vægtet
Vestdanmark	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
2006	33,0	34,7	34,9	30,2	34,2
2007	24,1	27,0	28,3	21,3	25,9
2008	42,1	44,3	43,6	38,2	43,5
2009	26,9	28,7	28,9	26,7	27,9
2010 jan-apr.	31,7	32,3	33,5	30,1	32,9
Østdanmark					
2008	42,2	44,8	43,0	39,6	43,5
2009	29,8	32,1	32,0	29,6	31,2
2010 jan-apr.	47,6	52,0	52,1	45,8	50,9

Det ses af tabellen, at de centrale værker får en højere pris end det simple gennemsnit af alle priserne, jf. at de særligt producerer, når prisen er høj, men undlader at producere, når prisen er lav. Det samme gælder decentrale værker. Derimod vil vindmøllerne få lavere priser end gennemsnitsprisen, fordi de særligt producerer, når prisen er lav. Ikke fordi forbruget er lavt mv., men fortrinsvis, fordi stor vindkraftproduktion trykker prisen på el.

Tendensen er dog ikke særlig stabil. Mer- og mindrepriser i forhold til det uvægtede gennemsnit er vist i følgende tabel:

Tabel 3.22: Mer- og mindrepriser i forhold til et uvægtet gennemsnit

	Uvægtet prissnit	Central produktion vægtet	Decentral produktion vægtet	Vindkraft vægtet	Forbrug vægtet
Vestdanmark	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
2006	0	+1,7	+1,9	-2,8	+1,2
2007	0	+2,9	+4,1	-2,8	+1,8
2008	0	+2,2	+1,5	-3,9	+1,4
2009	0	+1,7	+2,0	-1,3	+1,0
2010 jan-apr.	0	+0,6	+1,9	-1,5	+1,3
Østdanmark					
2008	0	+2,6	+0,7	-2,6	+1,3
2009	0	+2,3	+2,2	-0,2	+1,5
2010 jan-apr.	0	+4,4	+4,5	-1,8	+3,3

Forbrugerne betaler i gennemsnit godt 1,25 øre/kWh mere for den el, de bruger, end det simple gennemsnit af elprisen. Det skyldes, at elprisen er højere på de tidspunkter, der er særligt stort forbrug. De 1,25 øre/kWh kan f.eks., skyldes, at der er en prisforskel mellem perioder med høje priser og lave priser på 12,5 øre/kWh, og at forbrugerne bruger 10 pct. point mindre el når priserne er lave, end når priserne er høje.

For vindkraften gælder, at prisen, vindmøllerne får i spotmarkedet, er i gennemsnit godt 2,0 øre/kWh lavere end markedsprisen. Det er særligt i 2008, at der er en forskel. Det skyldes, at der var lav produktion på vindmøller gennem foråret 2008, hvor brændselspriser og elpriser samtidigt var høje. Spotprisen dannes dagen før. På selve timen vil dem, der ikke rammer den annoncerede produktion/forbrug påføre Energinet.dk balanceomkostninger, som de selv må betale for. Det reducerer yderligere afregningen med et par øre/kWh for vindkraft.

Da vindkraften i øvrigt varierer med forbruget i gennemsnit, er virkningen af uregelmæssigheden i vindkraftproduktionen snarere 3,25 øre/kWh efter denne helt summariske undersøgelse.

Koncentrationen af vindkraftproduktionen i få timer, i kombination med at stor vindproduktion reducerer priserne, fører til, at vindkraften får en lavere afregningspris end i gennemsnit.

Virkningerne er illustreret med et eksempel:

Table 3.23: Virkning på priser

Andel af årets timer	Andel af årets vindkraft	Vindproduktion Vestdanmark i timerne	Virkning på priserne
Pct.	Pct.	MW	Øre/kWh
50	15	175	-0,53
20	20	600	-1,8
20	35	1.025	-3,1
10	30	1.750	-5,25
Gennemsnit priser vægtet med timer			- 1,76
Gennemsnit vægtet med vindproduktion			-3,09

Efter eksemplet falder markedspriserne med 0,3 øre/kWh i en given time for hver 100 MW vindkraftproduktion i denne time øges i Vestdanmark. I halvdelen af tiden, hvor vindproduktionen er lille, fører det til et prisfald på 0- 1,2 øre/kWh eller i gennemsnit ca. 0,5 øre/kWh. Men i de 10 pct. af timerne, hvor vindkraftproduktionen er størst, falder priserne med ca. 5,3 øre/kWh. Vægtes med antal timer falder priserne med i gennemsnit ca. 1,75 øre/kWh, men vægtes med vindkraftproduktionen falder priserne med ca. 3,1 øre/kWh.

Det er særlig spidsen i vindkraftproduktion, der bidrager til den lavere pris.

Når vindkraftproduktionen er særlig stor, afregnes vindkraften med ca. 5,3 øre/kWh mindre end det normale prisniveau. Øges vindkraftproduktionen øges denne effekt. En forøgelse af vindkraftproduktionen med 150 pct. fører alt andet lige til et yderligere prisfald på ca. 7,8 øre/kWh for vindmølleel i disse perioder.

I eksemplet er forskellen ca. 1,3 øre/kWh mellem elprisen for forbrugerne og prisen til vindmøllerne. Som anført ovenfor fører en summarisk sammenligning af priser til vindmøller og priser for forbrugere til, at der er en forskel på godt 3 øre/kWh ved de forhold der gjaldt i 2008, 2009 og de første 4 måneder af 2010, hvoraf en del dog skyldtes, at lav vindkraftproduktion faldt sammen med en periode med høje brændselspriser..

I eksemplet med den tidsdifferentierede tarif, blev der flyttet 400-500 mio. kWh fra dag til nat. Det svarede til, at forbruget steg ca. 125 MW i lavafgiftsperioderne, der udgjorde omkring 41 pct. af tiden, og faldt ca. 100 MW i højafgiftsperioden.

Der er kortere perioder, hvor prisen er særlig lav på grund af stor vindkraftproduktion. Perioderne falder ikke regelmæssigt om natten, men kan også falde om dagen, hvor stor vindkraftproduktion kan neutralisere den normale hø-

jere dagspris. Lav-/højprisperioder vil ikke skifte regelmæssigt med korte intervaller, men komme i uregelmæssige bølger.

Hvis man under disse omstændigheder regner med, at man kan få forbruget til at stige med højt sat 50 MW i Vestdanmark, når prisen er lav i de 30 pct. af tiden, hvor vindproduktionen er særlig stor, mens forbruget stiger 20 MW i de timer, hvor produktionen er lav, vil virkningen alene være en forbedring af afregningspriserne for på ca. 0,08 øre/kWh vindkraft ved forudsætningerne i eksemplet. Det svarer til en gevinst for hele landet til vindmøller på brutto 5 mio. kr. i spotpris.

Sammenfatning værdiafgift

Hvis de nuværende afgifter på elforbrug skal erstattes med en værdiafgift vil afgiften sandsynligvis skulle være på omkring 225 pct. af markedsværdien. Der hersker dog stor usikkerhed om, hvor høj den provenuneutrale sats i givet fald skal være. Usikkerheden svarer til omkring 3 mia. kr. om året.

Værdiafgiften vil medføre stærkt svingende provenu og elregning fra år til år. Der er en vis systematik i prissvingningerne mellem døgnets timer, men den største del af spredningen skyldes andre forhold såsom årets nedbørsmængde og lignende.

Hvis man ændrer afgiften til en værdiafgift vil det for den enkelte bedre kunne betale sig at bruge elektriciteten, når prisen er lav og tilsvarende udskyde forbrug, når prisen er høj. Samfundet taber dog herved. Den enkelte er villig til at bære omkostninger ved forbrugsflytningen på op til prisforskellen inklusive afgifter, men for samfundet kan det alene betale sig at afholde omkostninger på op til prisforskellen eksklusivt afgifter. Forbrugerne vil derfor overreagere på prissvingningerne.

Værdiafgiftsmodellen fører til mindre kortsigtet forskydning i forbruget end tidsmodellen, men giver større forskydninger mellem årene med lave og høje priser. Sandsynligvis vil velfærdstabets derfor være noget større end ved tidsdifferentieringen.

Effekten for vindmøllerne er sandsynligvis større. Det skyldes, at vindmøllerne ikke havde særligt gavn af, at forbruget steg om natten, jf. at møllerne i forvejen producerer mindst om natten.

Den absolutte gevinst for vindmøllerne er fortsat beskeden – måske 5 mio. kr. brutto før modregning for de møller, der får garanteret pris.

3.3 Kraftvarmefordel mv.

Som nævnt har man i det nuværende system behov for regler for, hvordan man skal fordele brændsel ved kraftvarmeproduktion mellem afgiftsfrit brændsel til elproduktion og afgiftsbelagt brændsel til varmeproduktion.

Ovenfor fremgik det, at brændselsafgiften normalt ville fremme produktion af el på kraftvarmeverker. Det var fordi der blev taget udgangspunkt i en antagelse om, at den fiskale fordeling også var den teoretisk rette fordeling. Som nævnt er der dog ikke nogen fysiske love, der kan bestemme den rette fysiske fordeling.

Efter afgiftsreglerne kan værkerne fordele brændslerne B til varme (B_v) og el (B_e) efter to regler:

125 pct. reglen:

$B_v = V/1,25$, hvor V er varmeproduktion.

Da er

$$B_e = B - B_v = B - V/1,25$$

65 pct. reglen:

$B_e = E/0,65$ - hvor E er elproduktionen

Da er

$$B_v = B - B_e = B - E/0,65$$

Det skal understreges, at der er tale om regler, der er fastsat i afgiftslovgivningen (125 pct. reglen også i CO₂ kvotelovgivningen) og således ikke nødvendigvis afspejler fysiske love.

Traditionelt har man diskuteret fordelingen ud fra forholdene på konkrete værker.

Her gælder det f.eks., at der er mulighed for at fremstille el på et kondensværk og varme på et rent fjernvarmeverk jf. følgende eksempel:

Tabel 3.24: El på kondensværk og varme på rent fjernvarmeværk

GJ	Kondensværk	Fjernvarmeværk	Kondens + fjernvarme adskilt produktion
Brændsel	75	62,5	137,5
El	30	0	30
Varme	0	50	50
Skorstens tab	15	12,5	27,5
Afkøling	30	0	30

På kondensværket, der antages at have en marginal elvirkningsgrad på 40 pct., anvendes 75 GJ brændsel til fremstilling af 60 GJ damp under tryk. Dampen føres gennem turbiner. I praksis vil der ofte være to turbiner; En højtryksturbin og en lavtryksturbin. Fra højtryksturbinen fremstilles f.eks. 22,5 GJ el ud af de 60 GJ i dampen. Efter højtryksturbinen er der fortsat 37,5 GJ i dampen (i form af høj temperatur og i form af, at vandet er i dampform). De 37,5 GJ føres da via lavtryksturbinen, hvor dampen efter turbinen kondenseres via afkøling. Da vil der i eksemplet komme yderligere 7,5 GJ el, mens de 30 GJ i kølevandet har en så lav temperatur, at det ikke har nogen nyttig anvendelse. Det er muligt ved forskellige konstruktioner af turbinerne – hvilket tryk og temperatur dampen forlader højtryksturbinen - at variere elproduktionen på henholdsvis højtryks- og lavtryksturbinen, og ligeledes kan lavtryksturbinens effektivitet givet tryk og temperatur i damp, der tilføres den, være forskellig.

De effektive lavtryksturbiner er normalt dyrere. Lavtryksturbinen er i øvrigt langt større end højtryksturbinen.

På fjernvarmeværket, hvor der i eksemplet er det samme skorstenstab mv. på 20 pct., vil man skulle bruge af 62,5 GJ brændsel for at kunne fremstille 50 GJ fjernvarme, der er fjernvarmebehovet.

Samlet set vil man bruge 137,5 GJ brændsel til fremstilling af 30 GJ el og 50 GJ varme, og 57,5 GJ går således tabt.

Man kan herefter tage udgangspunkt i kondensværket og på dette undlade at lade dampen køre gennem lavtryksturbinen. Dampen fra højtryksturbinen har en så høj temperatur, at varmen kan nyttiggøres som fjernvarme. Der kommer da 22,5 el og 37,5 fjernvarme, og afkølingstabet er elimineret.

Tabel 3.25: Udgangspunkt i kondensværk

GJ	Kondensværk	Kraftvarme værk – damp fra lavtryks- turbine bliver til fjernvarme samme brændsel	Kraftvarmeværk samme el- produktion som før
Brændsel	75	75	100
El	30	22,5	30
Varme	0	37,5	50
Skorstens tab	15	15	20
Afkøling	30	0	0

Traditionelt har man da gjort det tankeeksperiment, at man har øget brændselsforbruget på netop dette værk, indtil der blev fremstillet den samme mængde el. Det vil kræve 25 GJ ekstra brændsel hvoraf 7,5 GJ ville blive til el og 12,5 GJ vil blive til varme. Ved at øge brændselsforbruget til 100 GJ eller med 25 GJ har man således samme el- og varmeproduktion som ved adskilt produktion, hvor der blev brugt 137,5 GJ.

Forskellen på de 37,5 GJ kaldes kraftvarmefordelen.

Set fra dette perspektiv, hvor udgangspunktet er et kondensværk, der oprindeligt alene fremstiller el, der herefter både fremstiller el og varme, har man fået 50 GJ varme mod et ekstra forbrug af brændsel på 25 GJ uden at det er gået ud over elproduktionen. Man taler om, at værket har marginal varmeeffektivitetsgrad på 200 pct. Parallelt hermed er der brugt 75 GJ brændsel til fremstilling af 30 el altså samme marginale elvirkningsgrad som på kondensværket. Hele kraftvarmefordelen er da tildelt varmedelen.

Man kan imidlertid lige så godt tage udgangspunkt i varmeværket og lade en del af dampen herfra anvendes til at fremstille el.

Tabel 3.26: Udgangspunkt i varmeværk

GJ	Fjernvarmeværk	Kraftvarmeværk samme brændsel	Kraftvarme værk – damp fra lavtryks- turbine bliver til fjern- varme samme varme
Brændsel	62,5	62,5	100
El	0	18,75	30
Varme	50,0	31,25	50
Skorstens tab	12,5	12,5	20
Afkøling	0	0	0

Tages der udgangspunkt i varmebehovet ses, at der er brugt 62,5 GJ brændsel til at fremstille 50 GJ varme på fjernvarmeværket. Fremstilles også el fås af

samme brændselsmængde 18,75 GJ el og 31,25 GJ varme. Skal man fremstille 50 GJ varme, må man øge brændselsforbruget med 37,5 GJ. Da bruger værket 100 GJ brændsel og fremstiller 30 GJ el og 50 GJ varme. I eksemplet er der således brugt 37,5 GJ brændsel ekstra for at kunne fremstille 30 GJ el uden, at det går ud over varmeproduktionen. Mens der fortsat er brugt 62,5 GJ brændsel til varme:

I eksemplet gælder således, at 50 GJ varme enten har forudsat et brændselsforbrug på 25 GJ eller 62,5 GJ, mens 30 GJ el enten har forudsat 75 GJ brændsel eller 37,5 GJ brændsel.

I eksemplet gælder derved, at 1 GJ el har krævet et sted mellem 1,25 GJ og 2,5 GJ brændsel – en elvirkningsgrad mellem 40 og 80 pct. -, mens 1 GJ varme har krævet et sted mellem 0,5 GJ og 1,25 GJ brændsel – en varmeevirkningsgrad mellem 80 og 200 pct. I gennemsnit, hvor kraftvarmefordelen er delt ligeligt, er der brugt 43,75 GJ brændsel til fremstilling af de 50 GJ varme. Det giver en varmeevirkningsgrad på ca. 114 pct. og en elvirkningsgrad på ca. 53 pct.

I eksemplet, når udgangspunktet var kondensværket, blev det forudsat, at kraftvarmeverket producerede samme mængde el som kondensværket. Det er dog en forudsætning, der ikke altid er realistisk.

I markedet vil variationer i elforbruget blive forsynet fra den marginale elproducent. Det vil være en tilfældighed, at værket i eksemplet er det marginale værk. Hvis elprisen bestemt af det marginale værk er højere end marginalomkostningerne for værket i eksemplet, vil dette værk – uden varmeproduktion – producere så meget el som muligt. Når der da samtidigt skal produceres varme, vil den manglende el ikke komme fra værket i eksemplet, men fra det marginale værk.

Ved samme brændselspris vil det marginale værk være det af de værker, der producerer, der har den dårligste virkningsgrad f.eks. 38 pct.

Da kraftvarmeproduktionen har reduceret elproduktionen på værket i eksemplet med 7,5 GJ, og denne elproduktion skal produceres på det marginale værk med virkningsgrad 38 pct., vil det marginale værk skulle øge brændselsforbruget med 19,74 GJ ($7,5/0,38$) for at kunne opretholde elforsyningen, når kondensværket i eksemplet fremstiller 37,5 GJ varme. Det vil sige, at man har brugt 0,526 GJ ekstra brændsel på marginalen for at kunne fremstille 1 GJ ekstra varme.

Det kan også tænkes, at det marginale værk har en virkningsgrad på 42 pct. Da ville værket med en virkningsgrad på 40 pct. under normale omstændighe-

der ikke fremstille el. Når værket i eksemplet alligevel fremstiller el, er det fordi, der er et varmebehov. De 30 GJ el, der da fremstilles i eksemplet, fortrænger da et brændselsforbrug på det marginale værk på 71,43 GJ (30/0,42), og der er da brugt 28,57 GJ brændsel til fremstilling af 50 GJ varme eller 0,5714 GJ brændsel til fremstilling af 1 GJ varme.

Yderligere gælder det, at der normalt er en højere virkningsgrad på et fjernvarmeværk end på et kraftvarmeværk.

Udgangspunktet er f.eks. da, at der fremstilles 50 GJ varme ved f.eks. 55 GJ brændsel på en fjernvarmekedel, og 30 GJ el ud af 71,43 GJ brændsel på et andet kraftværk.

Når der da i stedet for 50 GJ fjernvarme ud af 55 GJ brændsel fremstilles 50 GJ varme og 30 GJ el som kraftvarme, mens kondensproduktionen på værket med en virkningsgrad på 42 pct. ophører, er der netto sparet 16,43 GJ brændsel, og elproduktionen på kraftvarmeværket har krævet mellem 45 og 71,43 GJ brændsel, mens varmeproduktionen mellem 55 og 28,57 GJ brændsel.

Fremstilling af 50 GJ varme og 30 GJ el som kraftvarme giver i dette tilfælde da ikke en kraftvarmefordel på 37,5 GJ, men alene ca. 2/3 heraf.

Er det marginale værk vandkraft, vindkraft eller et andet kraftvarmeværk er der ikke nogen kraftvarmefordel – tværtimod. Det skyldes, at varmeværket har en samlet virkningsgrad, der er større end kraftvarmeværket.

Fordelingen af kraftvarmefordelen, og dermed beregningen af, hvor meget brændsel der er brugt til el og varme, afhænger således ikke så meget af værket indretning, men snarere af, hvordan forholdene er for den varme og el fra andre producenter, som kraftvarmeværkets produkter konkurrerer med.

Disse forhold varierer over tiden i Danmark.

Den formel, der anvendes til at fordele kraftvarmefordelen, er måske ikke så langt fra det rigtige i gennemsnit, men i visse perioder er afgiftsbelastningen for varmen for stor (når kraftvarme el konkurrerer med el fra kondensværker) og på andre tidspunkter for lille (når kraftvarmeel konkurrerer med andre kraftvarmeværker eller VE).

Den heraf følgende upræcision i afgiftslovgivningen kunne undgås, hvis man blot pålagde brændslet afgift. Men jf. afsnit herom vil det føre til en kraftig forvriddning, når der er tale om fiskale afgifter.

Man skal imidlertid have upræcisionen i kraftvarmebeskatningen i erindring, når man sammenligner elvarmepumper i konkurrence med decentral kraftvarme.

Vindkraft, sæsonvariation og varmebehov

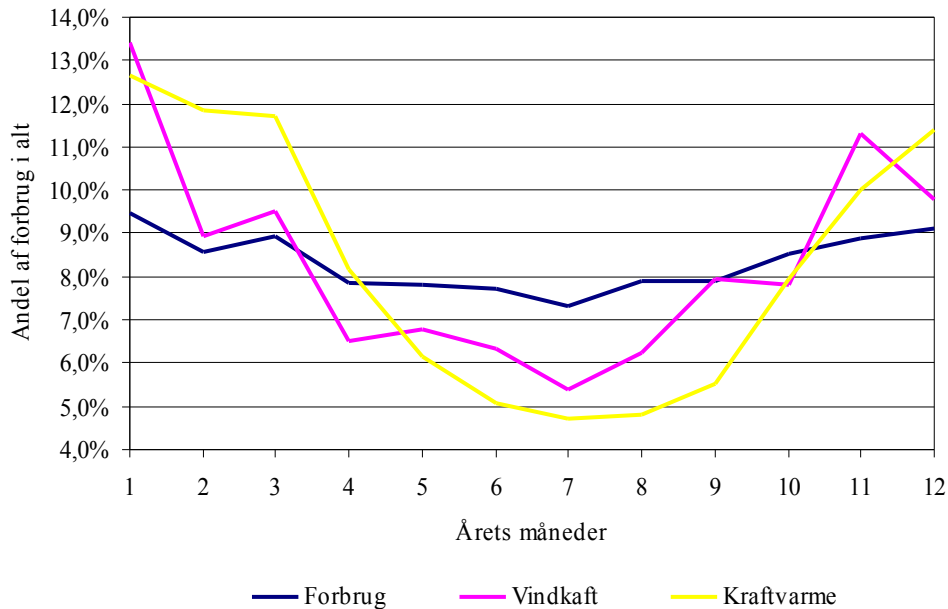
Elforbruget varierer over tid og ofte tilfældigt. Der er dog nogle overordnede mønstre. Forbruget er større om dagen end om natten, og forbruget er større i de mørke og kolde måneder end i de lyse og varme måneder.

Produktionen fra vindmøller følger disse mønstre i gennemsnit. Produktionen fra vindmøller er i gennemsnit højere om dagen end om natten, om end variationen i vindmølleproduktionen over døgnets timer er lidt mindre end variationen i forbruget. Og vindkraftproduktionen er større i de mørke og kolde måneder, om end variationen i produktionen i gennemsnit er større end variationen i forbruget.

Sæsonvariationen er sandsynligvis den største udfordring. Det skyldes, at produktionen på kraftvarmeværkerne varierer endnu mere med sæsonen. Der er derfor størst behov for at kunne eksportere el om vinteren. Dette behov vil stige ved større vindkraftproduktion.

Mønstrene i forbrug, vindkraftproduktion og kraftvarmeproduktion er illustreret i følgende figur.

Figur 3.11: Fordeling af forbrug, vindkraft og kraftvarmeel på måneder i Vestdanmark



2005-2009

Gennemsnit af årene 2005-2009, kraftvarmeel er el fra andet end centrale værker plus beregnet el fra centrale kraftvarmeværker (beregnet som 1,5 x produktion fra decentrale værker.)

Det Østdanske forbrug og kraftvarmeproduktion varierer lidt mere mellem sommer og vinter end det Vestdanske.

Figuren illustrerer, at vindkraft og kraftvarme i gennemsnit er i konkurrence, samt at der sandsynligvis særligt vil være behov for at ”flytte” forbrug fra sommer til vinter ved flere vindmøller. Det er ikke ofte, at det giver mening at flytte elforbrug over så lange tidsrum. Igen skal det understreges, at der rundt om de overordnede mønstre er variation særligt i vindkraftproduktionen.

Forbruget om sommeren er omkring 15- 20 pct. lavere end om vinteren, men produktionen fra vindmøller er omkring 1/3 lavere om sommeren end om vinteren, og kraftvarmeproduktionen omkring 50 pct. lavere om sommeren end om vinteren.

De fleste vindmøller er i Vestdanmark, og det er også her, der er mest kraftvarme, når man tæller industrielle kraftvarmeværker med.

I følgende tabel er vist forbrug mv. i absolutte størrelser.

Tabel 3.27: Forbrug af el, vindkraftproduktion, beregnet kraftvarmeproduktion og netto eksport fra Vestdanmark i gennemsnit 2005-2009

Måned	Forbrug	2,5 x vind	Kraftvarme	Netto-eksport	"Eksport" behov
	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. kWh	Mio. kWh
1	1 988	1 712	1 453	491	1 177
2	1 802	1 137	1 358	- 693	693
3	1 876	1 217	1 344	- 684	684
4	1 646	829	938	- 121	121
5	1 640	866	708	65	- 65
6	1 624	806	583	236	- 236
7	1 539	690	539	310	- 310
8	1 661	799	550	312	- 312
9	1 657	1 012	634	12	- 12
10	1 787	999	910	- 121	121
11	1 863	1 443	1 150	- 730	730
12	1 910	1 251	1 308	- 649	649
I alt	20 993	12 760	11 475	-1 575	3 242

Kilde: Energistyrelsen. Månedstatistik.

Der blev før nettab brugt ca. 1,75 mia. kWh el pr. måned i Vestdanmark i gennemsnit for 2005-2009. Om vinteren er forbruget op til 15 pct. større, mens forbruget om sommeren kan være op til 15 pct. mindre.

Måtte vindkraftproduktionen, der i perioden udgjorde ca. 19 pct. af forbruget før nettab i hele Danmark stige med 150 pct., således at vindmøllerne kommer op til at dække omkring 50 pct. af forbruget, vil produktionen i Vestdanmark komme til at udgøre ca. 1,05 mia. kWh pr. måned. I de meste vindrige måneder kan produktionen i gennemsnit være 60 pct. højere, og i de mest vindfattige 30 pct. lavere.

Det skal understeges, at der er tale om helt overordnede gennemsnitlige tendenser, og at der er betydelig spredning omkring gennemsnittet. For januar, der i gennemsnit var den mest vindrige måned i den betragtede periode, varierede 2,5 x produktionen således 2005 – 2.038 mio. kWh, 2006 – 1.015 mio. kWh, 2007 – 2.265 mio. kWh, 2008 - 2.033 mio. kWh, 2009 – 1.208 mio. kWh og 2010 – 1.505 mio. kWh. I løbet af femårsperioden varierede produktionen således med 1.150 mio. kWh således at produktionen var mere end dobbelt så stor i januar 2007 sammenlignet med 2006.

I den mest vindfattige måned i perioden maj 2008 var 2,5 x produktionen på 433 mio. kWh

Den beregnede elkraftvarmeproduktion er på 0,95 mia. kWh pr. måned i gennemsnit for de 5 år. Produktionen kan være 50 pct. højere i de koldeste måneder i gennemsnit og 40 pct. lavere i de varmeste måneder.

Der er variationer omkring disse mønstre fra år til år. De tilfældige variationer er mindst for forbruget, og klart størst for vindmøllerne.

I den betragtede 5 års periode har der været en nettoimport på hen ved 0,15 mia. kWh pr. måned. Mønsteret er, at der er nettoeksport om sommeren og nettoimport om vinteren, i det mindste i de seneste 5 år i gennemsnit, men med meget betydelig variation. På Øerne er der samme mønster. Det er udenrigshandelsmønsteret med Norge og Sverige, der dominerer. Nettoeksporten til Tyskland er størst om vinteren.

I sidste kolonne er vist et beregnet mindste ”nettoeksportbehov”, der består af aktuell vindkraftproduktion forøget med 150 pct. tillagt produktionen af el på kraftvarmeverker og fratrukket forbruget af el før nettab under forudsætning af, at der slet ikke var kondensproduktion, hvilket er urealistisk. Kolonnen illustrerer, at det særligt er om vinteren, at der vil være rigelige danske forsyninger af el, men igen med betydelige variationer.

Vindkraftproduktionen i Vestdanmark ved omkring 50 pct. vindkraft for hele landet vil være i gennemsnit ca. 7,8 mia. kWh i vinterhalvåret og 5 mia. kWh i sommerhalvåret. Det kan være svært at forestille sig, at man ved flytning af el forbrug fra sommer til vinter kan udligne denne variation. Sommerforbruget skal i givet fald falde med omkring 30 pct.

Med flere vindmøller vil der være en tendens til, at forbrug, der særligt finder sted om vinteren, på den ene eller anden måde vil blive fremmet. Det er oplagt særligt forbrug af el til lys og varme, der er størst om vinteren.

Derimod er kørslen i bil størst om sommeren og lavest om vinteren. Forbrug af el til eventuelt elbiler passer således ikke særligt godt sammen med vindkraftproduktionen set over årets måneder.

Det overordnede sæsonmønster ved vindkraften kan således tilsige, at det bliver mere hensigtsmæssigt at bruge mere elvarme generelt. Det være sig ved elradiatorer eller elvarmepumper.

Når varmepumperne først er etableret, vil det ved de fleste elpriser bedst kunne betale sig at fremstille varmen ved varmepumper i forhold til et muligt al-

ternativ, en brændselskedel. Varmepumperne samvarierer således overordnet og i gennemsnit med vindmøller, men vil næppe i praksis samvariere særligt systematisk på kort sigt.

I den vindrigeste måned januar er det også typisk mest koldt. Varmepumpeanlæg er dyre i anlæg, og vil sandsynligvis blive dimensioneret efter forbrug af varme de koldeste måneder. Skal de yderligere dimensioneres, således at varmebehovet kan produceres på f.eks. de 10 timer i døgnet, hvor el er billigst om vinteren, vil anlægget få en meget stor effekt i forhold til det gennemsnitlige forbrug, hvilket er meget kostbart. Varmepumpeanlæg vil derfor næppe føre til noget større udligning af forbruget om vinteren, mens der er større muligheder om sommeren. Netop fordi varmpumperne bruger forholdsvis lidt el pr. produceret varmenhed, er det potentialet dog begrænset.

Man skal være varsom med, at fokusere for meget på de rent danske forhold og ignorere forholdene i udlandet. I Norden er elforbruget pr. indbygger meget større end i Danmark. For husholdningerne særligt til elvarme. Det store elvarmeforbrug i Norden fører til en større variation i forbruget over årets måneder end i Danmark. Det samme gælder Sverige. De nordiske vandkraftmagasiner, der kan rumme svarende til godt 120 mia. kWh el er typisk mest fyldt før vinteren sætter ind, og når det laveste niveau i slutningen af april før tøjvejr smelter vinterens nedbør i form af sne.

Der er således bedst plads i de nordiske vandkraftmagasiner i de måneder hvor vindkraftproduktionen er størst. Vindkraft og vandkraft (i områder hvor nedbør om vinteren falder som sne) komplementerer således hinanden, og overordnet vil mere vindkraft i Norden ikke øge problemerne med fluktuerende VE el produktion, men reducere dem. Mere vindkraft i Danmark vil således også øge hensigtsmæssigheden af stærkere forbindelser til Norden.

Vindkraftproduktionen kan ved samme installerede effekt variere med 15-20 pct. fra år til år. Måtte der blive fremstillet f.eks. 17,5 mia. kWh el fra vindmøller i Danmark kan produktionen det ene år være 1,5 mia. kWh større, og sjældent op mod 2,5 mia. kWh, og i et andet år 1,5 mia. kWh mindre etc.. Men i Norge kan der være en variation i vindkraftproduktionen på op til 30-35 mia. kWh fra år til år. Ekstra dansk vindkraft vil således ikke direkte afgørende forøge fluktuationerne fra VE-el på det nordiske elmarked, men som nævnt overordnet medføre en sæson udglatning.

Der kan dog være en indirekte effekt via, at ekstra dansk vindkraft fortrænger dansk termisk elproduktion, der i dag er med til at udligne variationerne i vandkraftmængderne fra år til år.

Set for hele Norden er priserne på el i gennemsnit - men igen med stor variation - højere fra august til februar end i perioden marts til juli jf. følgende tabel.

Tabel 3.28: Markedspriser på el i Sverige, Finland, Danmark og såkaldt system (Hele Norden)

Øre/kWh	Sverige	Finland	Danmark	System
1	25,40	25,56	23,46	25,32
2	23,33	23,54	23,68	23,09
3	22,19	22,07	22,35	21,99
4	21,88	21,77	23,24	21,88
5	19,99	19,82	22,33	18,96
6	22,94	22,86	25,76	20,76
7	21,95	22,27	24,65	20,38
8	25,97	26,30	26,21	23,70
9	26,72	26,58	28,16	24,97
10	25,77	25,65	27,24	25,42
11	26,71	26,60	26,45	26,62
12	28,05	27,48	25,37	27,52
Snit	23,18	23,10	23,68	22,43

Gennemsnit af månedspriser 2000-2009.
Kilde: Nordpool.com

Helt overordnet samvarierer priserne for el således pænt med vindmølleproduktionen i Danmark over månederne, men med stor variation fra år til år.

Det er således ikke entydigt, at vindmøller vil få gavn af en eventuel værdirafgift. I de måneder, hvor der er særlig meget vindkraft er priserne overordnet højere end i gennemsnit. I de tilfældige timer eller bølger af timer og dage, hvor der er særligt meget vindkraft vil priserne dog blive trykket under gennemsnittet i dag. Men hvis forbindelserne til Norden øges vil sådanne kortsigtede prisændringer blive udjævnet.

Også derfor er de ydre forhold for vindkraftproduktion i Norden gunstige. Forbruget samvarierer overordnet med produktionen. Og vindkraft og vindkraft komplementerer hinanden godt.

De laveste priser på el kommer sidst på vinteren og i foråret, og særligt når sneen smelter i Norge/Sverige.

Sammenfattende vil en øget satsning på vindkraft gøre elvarme, herunder varmpumper, mere fordelagtigt end før. Varmepumperne og individuel elvarme

vil øge elforbruget generelt i de måneder, hvor der er særligt meget vindkraft og kraftvarme. Disse teknologier kan også i en vis udstrækning være fleksible i forbruget, men sjældent således at forbruget flytter over længere tid.

Elpatroner er ikke konkurrencedygtige som primær producent af varme, men vil kunne være hensigtsmæssige som en mulighed for at aftage el til en positiv pris i de perioder, hvor der på kortere sigt er meget stor vindkraftproduktion/vandkraftproduktion. Alternativet til elpatroner er måske øget udbygning af kabler til Norge og Sverige. Men herved vil Danmark også komme til at importere billig el i de forårsmåneder, hvor vandkraften er billigst og i visse år meget billig. Det vil give lave priser i længere sammenhængende perioder, særligt ved sammenfald af stor vindkraft- og vandkraftproduktion.

3.3.2 Om elpatronordningen

Skal markedet for el fungere tilfredsstillende ved en større andel af produktionen fra vindmøller, skal forskellige barrierer mindskes. Ved større andel el fra vindmøller og anden VE, herunder importeret fra udlandet, vil priserne på el kunne variere mere, end når al el kommer fra samme type brændselsværker.

Priserne fastsættes ud fra udbud og efterspørgsel. Efterspørgslen efter el er for de fleste anvendelser på kort sigt meget lidt følsom overfor ændrede priser. Produktionen fra vindmøller og vandkraft uden vandmagasin samt kernekraft påvirkes heller ikke på kort sigt af ændringer i elpriserne. På kort sigt er produktionen fra vandkraft med vandmagasiner meget fleksibel, men over en længere periode reagerer produktionen ikke på ændrede priser.

Derimod påvirkes produktionen på de fleste brændselsbaserede værker forholdsvis kraftigt af ændrede elpriser.

Ved mindre effekt fra vindmøller og vandkraft vil priserne derfor være bestemt af omkostningerne ved at producere el på brændselsværker. Ved lavt forbrug af el/stort varmebehov vil den marginale el komme fra kraftvarmeværker, og priserne på el bestemt ud fra omkostningerne ved elproduktion på kraftvarmeværker. Og ved normalt elforbrug (og normalt varmebehov) vil den marginale el komme fra kondensværker, hvor der alene fremstilles el. Ved stort forbrug af el kommer den marginale el fra kondensværker, der er forholdsvis lidt effektive eller bruger dyrt brændsel.

I en sådan situation vil kraftvarmeværkerne, der udnytter brændslerne effektivt, normalt konkurrere med kondensværker, dog ved lavt elforbrug/stort varmebehov med andre kraftvarmeværker.

Konkurrerer kraftvarmeværkerne med kondensværker – den marginale el fremstilles på kondensværker -, bruges der forholdsvis lidt brændsel til at fremstille ekstra varme - 0,4 GJ brændsel pr. GJ varme og ned til nærmest 0 for dem, der er mest effektive til at producere el. Og der bruges forholdsvis meget brændsel til fremstilling af el - $2,5 \pm 0,5$ GJ brændsel pr. GJ el.

I lyset heraf har det været naturligt, at afgiftsbelastningen for varme fra et kraftvarmeværk har været lav i forhold til alternativerne fjernvarmefremstilling ved brændsel uden samtidig elproduktion - mens modsat afgiftsbelastningen for el har været særlig høj.

Denne afgiftsstruktur har været medvirkende til, at der stort set aldrig har været brugt el til fremstilling af fjernvarme, og samtidigt har værkerne bestræbt sig på i videst muligt omfang at fremstille varme når muligt som kraftvarme.

Ved en stor produktion fra vindmøller, vandkraft mv. og ved stort varmebehov kan priserne på el imidlertid falde så meget, at kondensproduktionen begrænses til det niveau, den systemansvarlige finder forsvarligt. Da vil det marginale elforbrug ikke længere komme fra kondensværker, men fra andre kraftvarmeværker, overløb fra vandkraftværker uden stor magasinkapacitet samt fra elforbrug i udlandet, der er prisfølsomt (ved meget lave elpriser).

Den afgiftsstruktur, der var naturligt, da kraftvarme hovedsagligt konkurrerede med kondensværker, fører i denne situation til uønskede resultater. Den lavere afgift på varmen fra kraftvarmeværker vil ved lave elpriser ikke gå til lavere varmepriser, men til dækning af meromkostninger ved selve elproduktion på kraftvarmeværkerne. Kraftvarmeværkerne vil producere el selv om omkostningerne herved er lavere end prisen, og elektriciteten fra kraftvarmeværkerne er med til at trykke prisen ned for el fra vindkraft mv. Ved de meget lave elpriser vil varme fremstillet ved el være billigere end brændselvarme uden afgifter, men med afgifter vil elvarme være prohibitiv dyr i Danmark. I Norge og Sverige, hvor der er andre afgiftsregler, vil den billige el blive brugt til varme.

Ved elpatronordningen er disse u hensigtsmæssige virkninger af den normale afgiftsstruktur imødegået. Det er sket ved, at fastsætte en øvre grænse for, hvor høj den samlede energi- og CO₂ afgift kan være for varme, der konkurrerer med kraftvarme.

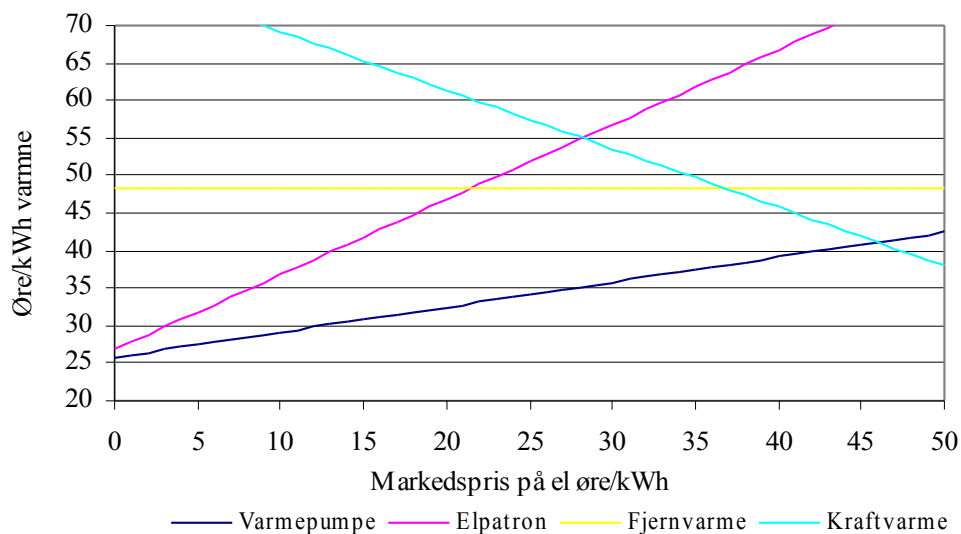
Den øvre grænse for afgiften på varmen er sat til at være lig med eller lidt højere end afgiftsbelastningen for varme fra et kraftvarmeanlæg.

Ved betingelsen om, at der er kraftvarmekapacitet, opnås, at der alene fremstilles ren fjernvarme ved brændsel eller el, når elprisen er så lav, at kraftvar-

men ikke konkurrerer med kondensværker på marginalen. Der kan godt selv ved lave elpriser være kondensproduktion – f.eks. fordi det er dyrt kortvarigt at ophøre med produktion på et kondensværk eller af særlige systemgrunde, men produktionen fra værkerne er ikke marginal. Det gælder dog ikke for varme fremstillet ved elpatroner.

Efter indførelse af elpatronordningen og ved gældende priser mv. er situationen f.eks. som vist i følgende figur x

Figur 3.12: Fjernvarmepriser som funktion af elpris



I figuren er vist de marginale omkostninger ved fremstilling af fjernvarme ved forskellige teknologier som funktion af elprisen. Da priser og tekniske forhold varierer, skal figuren mest ses som et realistisk eksempel til illustration af den overordnede sammenhæng.

Den nederste svagt opadskrående kurve viser de marginale varmeomkostninger, når varmen fremstilles ved en elvarmepumpe med en virkningsgrad på 3. Udover omkostninger til afgifter på 20,8 øre/kWh varme og antaget 5 øre/kWh varme i eltarif og slid på varmepumpen, vil omkostningerne pr. kWh varme bestå af 1/3 af markedsprisen på el, jf. at der ved 1 kWh og godt 2 kWh gratis jordvarme kan fremstilles 3 kWh fjernvarme.

Den stærkere opadskrående kurve viser varmeprisen, når varmen fremstilles ved en elpatron. Udover afgifter og tariffer på i alt ca. 26 øre/kWh, der er uafhængige af elprisen, vil omkostningerne ved varmeproduktion stige proportionalt med markedsprisen på el, jf. at der af 1 kWh el kan fremstilles næsten 1 kWh varme.

Den vandrette kurve viser den marginale varmeprisen, når varmen fremstilles som fjernvarme på et gasfyr. Ved de givne forudsætninger (Omkostninger til gaskøb – 23 øre/kWh gas, CO₂-kvoteomkostninger 3,2 øre/kWh gas, NO_x afgift - 0,07 øre/kWh gas, virkningsgrad 95 pct., energi- og CO₂-afgift efter elpatronordningen - 20,8 øre/kWh varme) koster det i alt ca. 48,5 øre/kWh varme når varmen kommer fra et gasfyr uanset elprisen.

Den nedadskrående kurve viser omkostningerne til varme, når varmen kommer fra et gas kraftvarmeværk, hvor 50 pct. af gassen bliver til varme og 39 pct. til el. Var elprisen 0 vil varmen koste 77 øre/kWh varme (omkostninger til gaskøb - 23 øre/kWh gas, CO₂-kvoteomkostninger - 3,2 øre/kWh gas, NO_x-afgift - 0,25 øre/kWh gas, metanafgift – 0,56 øre/kWh gas, slid mv. 5 øre/kWh el og energi- og CO₂-afgift 19,06 øre/kWh varme).

Hver gang elprisen stiger 1 øre/kWh el vil varmeregningen da falde med 0,78 øre/kWh varme.

Af figuren ses, at det i praksis aldrig vil kunne betale sig at have en elpatron, hvis der i forvejen er en elvarmepumpe. Elpatronen vil da aldrig blive brugt, fordi varmeprisen vil være større ved brug heraf end ved brug af varmepumpen.

Ordningen gælder kun, hvis der er kraftvarmekapacitet. I praksis har kraftvarmeværker også en fjernvarmekedel stående såfremt der sker havari på kraftvarmeværket samt til supplement til kraftvarmen på de særligt kolde dage. Værket kan eventuelt også have anskaffet sig en elkedel.

I figuren ses det da, at der ved elpriser under ca. 22 øre/kWh el vil det være billigst at anvende elpatronen. Er elprisen mellem ca. 22 øre/kWh el og ca. 36 øre/kWh er det billigst at fremstille varmen på naturgasfyret. Og er prisen over ca. 36 øre/kWh kan det bedst betale sig at fremstille varmen på kraftvarmeværket.

Hvis man ikke havde lavet elpatronordningen ville prisen for elvarme være over 100 øre/kWh varme plus elprisen i øre/kWh el. Det ville da aldrig kunne betale sig at bruge elpatronen selv når elprisen 0. Markedsprisen ville skulle have været under ca. -50 øre/kWh.

I figuren er der forudsat, at der alene betales 5 øre/kWh i tarif – ingen lokale tariffer. Hvis der f.eks. opkræves en lokal tarif på 15 øre/kWh vil det alene kunne betale sig at bruge elpatronerne når elprisen er under 7 øre/kWh. Hvis alle tariffer afskaffes for elpatroner under forudsætning af, at elpatronerne kan afbrydes af det lokale elværk eller Energinet.dk, ville elpatronerne blive

anvendt når elprisen var under ca. 27 øre/kWh i eksemplet. Hvis der er rigelig kapacitet i net, og elforsyningen kan afbrydes – herunder via en høj tarif på de tidspunkter, hvor nettet er ved at være belastet, vil det være naturligt efter principperne om marginale kostægte dynamiske tariffer, at der ikke opkræves tariffer. Men meget afhænger af de lokale forhold.

Hvis man ikke havde lavet elpatronordningen, ville fjernvarmeprisen have været ca. ca. 4,3 øre/kWh varme højere – den vandrette kurve. Da ville man ikke fremstille fjernvarme når prisen var under ca. 36 øre/kWh el, men alene når prisen var under ca. 31 øre/kWh.

Det skal bemærkes, at selv om elprisen i timer måtte være under de nævnte 36 øre/kWh betyder det ikke nødvendigvis, at der fremstilles fjernvarme på gaskedlen I praksis vil der i døgnet ofte have været timer, hvor elprisen er højere end de 36 øre/kWh, hvor kraftvarmeenheden vil have produceret på fuld kraft og mere varme end der er behov for i produktionstimerne. Denne varme vil da fortrænge naturgasfyrsvarmen.

Gennemgangen ovenfor er sket under visse forudsætninger om naturgaspriser, virkningsgrader mv.

I praksis varierer brændselspriser, virkningsgrader mv. fra værk til værk og over tiden. De nøjagtige priser, mv. hvor den ene eller anden teknologi bedst kan betale sig, varierer derfor over tiden mv.

Men strukturen i omkostningsforskellene vil være ens. Ved høje elpriser kommer den billigste fjernvarme ved at fremstille varmen som kraftvarme. Ved lave elpriser konkurrerer kraftvarmen med kedelvarme ved samme brændsel. Og ved meget lave elpriser konkurrerer elvarmen med gasfyrsvarmen.

I praksis tilsiger markedets logik derfor, at når der bruges elkedelvarme ville man alligevel aldrig have fremstillet varme som kraftvarme, fordi kraftvarme-elektriciteten er blevet udkonkurreret af vind- og vandkraft el.

Det bør derfor ikke næres miljømæssige betænkeligheder ved at have den lave afgift på varme fra el i elpatronordningen. I praksis vil den el, der anvendes i elpatroner ikke komme fra kondensværker, men snarere marginalt fra vind- og vandkraft – eller blive anvendt her i landet i stedet for i udlandet.

Den afgørende forudsætning herfor er, at dem der kan bruge den lave elpatronafgift for elvarme altid har alternative muligheder for at lave den samme varme. El vil da kun blive brugt, når det er billigere end brændsel.

Varmepumper og elpatronordningen

Varmepumperne har også fordel af elpatronordningen. El hertil slipper for PSO afgiften – f.eks. 11 øre/kWh el. og for en varmepumpe med en virkningsgrad på 3 svarer elpatronsatsen på 20,8 øre/kWh til at elafgiften er nedsat med 15,6 øre/kWh fra 78 øre/kWh til 62,4 øre/kWh.

Men mens elpatronordningen svarer til, at elafgifterne inklusive PSO er reduceret med i alt ca. 26,6 øre/kWh for varmepumperne, svarer elpatronordningen til, at elafgiften for elpatronerne er reduceret med i alt ca. 68,2 øre/kWh.

Det er således ikke sandt, at elpatronordningen ikke er til fordel for varmepumperne, men fordelene har været større for elpatronerne, således at afgifterne nu hverken fremmer eller hæmmer brug af den ene eller den anden teknologi.

I figuren ovenfor er også vist den variable varmepris, hvis varmen fremstilles ved eldrevne varmepumper. Som det ses, vil den variable varmepris være lav ved varmepumper. Til gengæld er der normalt betydeligt større anlægsomkostninger ved varmepumper.

Hvis værket har etableret et varmepumpeanlæg ses, at varmepumpeanlægget også vil blive anvendt ved normale og høje elpriser. Det ses også at varmen fra varmepumpen konkurrerer med kraftvarme og ikke med naturgaskedelvarme.

Ved de normale og høje elpriser, hvor varmepumper også anvendes, kommer elektriciteten til varmepumperne sandsynligvis fra kondensværker.

De miljømæssige virkninger af lave afgifter på el til varmepumper er derfor mindre entydige end for el til elpatroner. Ved normale og høje elpriser er de underliggende produktionsforhold således, at der sandsynligvis er en større miljømæssig belastning ved varmepumper end ved alternativerne – varmen fra pumperne konkurrerer med kraftvarme og elektriciteten kommer på marginalen fra kondensværker. Gælder her, at den marginale varmevirkningsgrad er f.eks. 250 pct., mens den marginale elvirkningsgrad af forbruger er f.eks. 38 pct. burde kraftvarmen have været belastet med ca. 10 øre/kWh varme i energi- og CO₂ afgift, mens varmen fra varmepumpen med en virkningsgrad på 300 pct. burde være belastet med ca. 18 øre/kWh varme. Ved høje elpriser burde varmepumpevarme således have været belastet med ca. 8 øre/kWh varme mere end kraftvarme. Ved elpatronordningen er merbelastningen alene ca. 2 øre/kWh.

Derimod vil varmepumperne være miljømæssigt bedre end alternativet elpatroner - ved meget lave elpriser. Men i praksis vil der som nævnt aldrig blive anvendt varmepumpe og elpatron på samme værk. – varmepumpen er altid

billigere. Og det kan ikke betale sig at etablere varmepumper alene med henblik på drift i de forholdsvis få timer, hvor elprisen er meget lav.

Man kan med andre ord sige, at afgifterne på varmepumper selv med elpatronordningen er for høje ved lave elpriser, men uden at det får praktiske konsekvenser givet, at man har etableret varmepumper – de vil blive brugt i alle tilfælde, men modsat at afgiften på varmepumper er for lav ved normale og høje elpriser, hvor varmepumperne også anvendes – hvilket har den praktiske konsekvens, at varmepumper ved høje elpriser bruges for meget. Og der er flere timer med normale og høje priser end timer med lave priser.

I øvrigt er forslag om eventuelt at have en særlig lav afgift på el til varmepumper til fjernvarme hypotetisk. Der har tidligere været vedtaget en lov herom – vedrørte i praksis Augustenborgværket, men den trådte aldrig i kraft, da EU-Kommissionen nægtede at godkende dette efter statsstøttereglerne. Hvis el til varmepumper skal nedsættes, må det ske ved en generel nedsættelse af afgiften på el til varme og ikke kun for varmepumper.

Det kan eventuelt overvejes jf. afsnit herom.

Varmepumper til fjernvarme vil spille anderledes sammen med vindkraft og elpatroner. Som nævnt vil varmepumperne blive anvendt også ved normale og høje elpriser, og først blive afbrudt ved meget høje elpriser. Forbrug af el til varmepumper vil derfor ikke være særligt prisfølsomt bortset fra når elpriserne er relativt høje.

Eventuel udvidelse af elpatronordningen

Den centrale forudsætning for, at man uden større risiko for utilsigtede miljøkonsekvenser eller provenutab kan nedsætte afgifterne for f.eks. elvarme i elpatronordningen er, at energien bruges til fremstilling af varme i konkurrence med kraftvarme. Kraftvarme er under normale omstændigheder en billig og effektiv måde at fremstille varme på, og derfor vil f.eks. elvarme ikke være konkurrencedygtig med kraftvarmen og blive anvendt, selv om afgifterne er sammenlignelige. Elvarmen vil alene blive brugt, når elprisen er så lav, at elektriciteten fra kraftvarmeværket ikke konkurrerer med kondensel, men snarere med endnu mere effektive kraftvarmeværker eller VE el fra vindkraft og vandkraft mv.

Der er imidlertid stillet forslag om, at ordningen udvides til også at gælde fjernvarme og virksomheder, der ikke har tilstrækkelig kraftvarmekapacitet.

Principperne fra elpatronordningen kan eventuel udvides vedrørende alene elvarme (både patroner og varmepumper) under forudsætning af, at elvarmen bruges til at forsyne et vand- eller dampbaseret varmesystem og værket/virk-

somheden har tilstrækkelig kapacitet ved normale brændselskedler og kraftvarmeanlæg til at forsyne systemet med varme.

Hvis der er tale om en kedel med virkningsgrad på 90 pct., der bruger naturgas, vil energi- og CO₂ afgiftsbelastningen af varmen være på ca. 73,5 kr./GJ = ca. 26,5 øre/kWh, bruges fuelolie vil varmen tilsvarende være belastet med ca. 77,1 kr./GJ = 27,8 øre/kWh og anvendes kul med ca. 80,1 kr./GJ = 28,8 øre/kWh

For værker og virksomheder, der ikke har tilstrækkelig kraftvarmekapacitet, vil afgiftsbelastningen af kedelvarme ved CO₂- og energiafgifter samt PSO således være højst ca. 28,8 øre/kWh. Man vil da uden fare for provenutab eller utilsigtede miljøvirkninger kunne tillade, at værkerne kan bruge el til direkte varmfremstilling hvor afgiftsbelastningen er højst 28,8 øre/kWh varme. Det er under forudsætning af, at værk eller virksomhed har tilstrækkelig anden kapacitet til at forsyne samme vandbaseret system med almindelig kedelvarme mv. For virksomheder, der bruger varmen til proces vil satserne være tilsvarende lavere.

Skatteministeren har tilkendegivet, at regeringen er åben overfor dette forslag, men samtidig oplyst, at det kræver tilslutning fra partierne bag elpatronordningen. Det er endnu uvist, hvorvidt, der er tilslutning til forslaget i forligskredsen.

Potentiale ved elpatronordningen

Der er et meget stort fjernvarmeforbrug. Den samlede produktion af fjernvarme i Danmark er på omkring 125 PJ – ca. 35 mia. kWh, heraf omkring 25 PJ fra affaldsværker. Hvis forbruget var helt jævnt over årets timer svarer fjernvarmeproduktionen fra de værker, der ikke fyrer med affald til omkring 3,2 MW, men det installerede effekt er langt større. Medregner man også reservecentraler og større kedelanlæg i industrien mv. er den samlede varmeeffekt på over 20.000 MW.

I de fleste fjernvarmeanlæg er der desuden varmelagre, der kan oplagre varme til nogen tids forbrug. Der er således rigelig kapacitet i fjernvarmeværkerne til at aftage el, der er meget billig på grund af f.eks. stor produktion fra vindmøller i det mindste i den kolde del af året.

Om sommeren vil en stor del af varmebehovet i mange områder kunnet dækkes fra varme fra affaldsafbrænding. Derfor er fjernvarmeværkernes evne til at opsuge billig overskudsel mange steder begrænset. For industrien gælder dog, at energiforbruget/procesvarmebehovet er meget jævnt fordelt over de forskellige sæsoner. Derfor vil en udvidelse af elpatronordningen som overve-

jet af regeringen kunne være et væsentligt supplement til den gældende elpatronordning om sommeren..

Fløjtemodellerne

I rapporten fra Ea energianalyse og Risø/DTU om stigende mængder VE i elsystemet fra juni 2009 forslås til overvejelse to såkaldte fløjtemodeller.

Ved fløjtemodeller ændres afgiftssatserne med kort varsel når myndighederne konstaterer, at visse forudsætninger er opfyldt – på samme måde som en dommer i en håndboldkamp ved et fløjt kan give bolden til det andet hold eller fabriksfløjten signalerer at frokosten er slut.

Der blev præsenteret to modeller.

- A. Lav afgift på el når produktion fra vindmøller var større end forbrug
- B. Lav afgift på el, når markedspris var under xx øre/kWh

Efter den ene fløjtemodel vil afgiften blive sat ned for alle anvendelser af el til ca. 29 øre/kWh jf. udvidelsen ovenfor, i de timer hvor det gælder, at produktion fra vindmøller er større end elforbruget. Det ved man strengt taget først bagefter, og da vil en nedsættelse med tilbagevirkende kraft ikke have nogen adfærdsvirkning, med mindre den har været forventet. Ved prisfastsættelsen i spotmarkedet foretages der dog i praksis en prognose af elforbruget og vindkraftproduktionen i det kommende døgn, og denne prognose kan eventuelt lægges til grund. Det skal understreges, at de praktiske og juridiske vanskeligheder ikke er trivielle ved en sådan model og kan være uoverstigelige, men det er der i første omgang set bort fra.

Ved de nuværende forhold (2008 og 2009) gjaldt det i ca. 0,4 pct. af timerne – at vindkraftproduktionen var større end forbruget i Vestdanmark. Vindforholdene i 2008 og 2009 var måske ikke så langt fra gennemsnittet. Samlet blev der produceret godt 5.022 mio. kWh i 2005, 4.717 mio. kWh i 2006, 5.562 mio. kWh i 2007, 5.189 mio. kWh i 2008 og 5.129 mio. kWh i 2009

Ved større udbygning af vindkraft vil det dog oftere ske at produktionen fra vindmøller bliver større end forbruget. Øges vindkraftproduktionen med 150 pct. i forhold til i dag, således at produktionen fra møller svarer til henved 50 pct. af forbruget i gennemsnit, ville produktionen af vindkraft overstige forbruget i ca. 22 pct. af tiden i Vestdanmark ved de produktions- og forbrugsmønstre der gjaldt i 2008 og 2009.

For Østdanmark, hvor ca. 40 pct. af elektriciteten forbruges, vil andelen måske være det halve.

Modellen vil føre til følgende satser:

Tabel 3.29: Virkning af modellen på afgiftssatser

	Vestdanmark	Østdanmark	Gennemsnit
Før	89	89	89
Efter når meget vind	29	29	29
Efter når vind er mindre end forbrug	101,8	101,8	101,8
Efter gennemsnit	85,8	93,8	89

Før var satsen 78 øre/kWh til Skatteministeriet og 11 øre/kWh til energinet.dk. Efter vil satsen være 29 øre/kWh, når der fløjtes – nu skal der bruges el – og 101,8 øre/kWh når der fløjtes – nu skal der spares el.

Afgiften vil i gennemsnit falde med ca. 3,2 øre i Vestdanmark og stige med 4,8 øre/kWh i Østdanmark. Det vil flytte ca. 650 mio. kr. skattebyrde eksklusive moms fra Vestdanmark til Østdanmark. Elregningen for et parcelhus i Vestdanmark vil falde med 160 kr./år med moms, men stige ca. 240 kr./år i Østdanmark.

Når vindproduktionen er stor, vil der være en tendens til, at markedspriserne er lave. Der er dog ikke en entydig sammenhæng. Meget stor dansk vindproduktion kan godt kombineres med normale priser, hvis priserne i udlandet samtidigt er høje. Omvendt kan de lave priser være importeret.

Men der vil sandsynligvis i gennemsnit være måske 25 øre/kWh i forskel mellem elpriserne, således at den samlede forskel i priserne inklusive afgifter vil være tæt på 100 øre/kWh. Det vil give et meget betydeligt incitament til at flytte forbrug fra højafgiftsperioder til lavafgiftsperioder.

Selv om incitamentet er større skal man dog ikke forvente, at der flyttes mere end ved tidsdifferentieringsmodellen. Ved tidsdifferentieringsmodellen skiftede afgifterne regelmæssigt og forudsigeligt i løbet af hvert døgn. Det vil de ikke gøre ved fløjtemodellen. I praksis vil det gælde, at det blæser meget i længere perioder ad gangen, og omvendt at der er længere perioder med ikke særlig meget vind.

I januar 2008 ville det gælde, at der var lave afgifter i halvdelen af tiden i Vestdanmark. Mønsteret for første halvdel af januar 2008, hvor det blæste meget, er vist i følgende tabel:

Tabel 3.30: Lave afgifter, januar 2008+

Lav afgift be- gynder	Lav afgift begynder	Lav afgift slutter	Lav afgift slutter	Varighed med lav afgift
Dag	Time	Dag	Time	Timer
2. januar	22	5. januar	16	67
8. januar	2	8. januar	6	5
8. januar	24	9. januar	11	12
9. januar	21	10. januar	10	7
10. januar	9	11. januar	6	20
12. januar	14	13. januar	2	13
13. januar	14	14. januar	2	13
14. januar	4	14. januar	6	3
14. januar	21	15. januar	10	14
15. januar	12	17. januar	2	39

Det ses, at den meget vind kommer i serier. En stor del af timerne med lave afgifter vil være sammenhængende over et døgn eller mere. Perioderne hvor vindkraftproduktionen er større end forbruget afbrydes af enkelte timer, hvor vinden midlertidigt løjer af. I de vindrige perioder er der få timer at flytte forbruget fra til de mange timer, hvor forbruget kan øges ved den lave afgift.

Modsat kan der også være lange perioder, hvor det ikke blæser ret meget. Fra slutningen af marts 2008 til slutningen af maj 2008, var der to måneder, hvor det alene i en time gjaldt (den 9 april) at produktionen (ved 2,5 gange den faktiske produktion) var større end forbruget i Vestdanmark.

Så selv om incitamentet til at flytte forbrug er meget stort, er der forholdsvis få lejligheder ved den første fløjtemodel.

Tendensen til, at de vindrige timer kommer i stimer, og tilsvarende de vindfattige og der i øvrigt ikke er noget regelmæssigt mønster gør det mindre sandsynligt, at fleksibel opladning af batterier til elbiler, opvarmning af varmtvandsbeholder i hjem, frysning og andre teknologier, hvor forbruget dårligt kan forskydes mere end måske 10-15 timer ikke går så stor fremtid i møde, som man måske kunne forvente.

For hver 100 mio. kWh der måtte blive flyttet på grund af afgiftsforskellen vil det gælde, at staten inklusive PSO taber ca. 72,8 mio. kr. mens borgerne, der flytter forbruget vinder et sted mellem 0 og 72,8 mio. kr. formentlig omkring 36,4 mio. kr. således at samfundet netto taber ca. ca. 36,4 mio. kr.

Flytning af forbruget vil ikke nødvendigvis give nogen særlig stor effekt for vindmøllerne. Det skyldes, at de perioder med høj afgift, der ligger tæt på perioder med lav afgift også i praksis ofte vil være ganske vindrige. Det følger af modellens 0-1 karakter.

Modellen vil dog føre til en vis nettostigning i priserne på vindmølle el, idet omfang forbruget af el netto stiger.

Fordi det stille vejr og det vindrige vejr kommer i længere bølger afbrudt af enkelte timer med megen vind eller lidt vind, vil modellen kunne give vanskeligheder for de lokale elnet. I april maj 2008, hvor der kun var en time med lav afgift, ville forbruget i denne time kunne have været meget højt. Det er en generel svaghed ved fløjtemodellerne, at de ændrer incitamenterne diskretionært, i stort omfang, for alle og samtidigt. Det vil særligt være lige omkring skiftene i afgift, at forbruget vil blive flyttet. Og der er sandsynligvis ikke den store forskel mellem forholdene lige før afgiften bliver lav og efter, og det var måske 12 timer efter afgiften blev lav, at kulingen kulminerede, og hvor der var størst behov for at forbruget blev øget, mens det var 8 timer før det lagde op til kulingen, at der var størst behov for, at forbruget blev reduceret.

Den anden fløjtemodel

Ved den anden fløjtemodel gælder, at afgiften bliver sat ned for alle til 29 øre/kWh, i de timer, hvor det gælder, at markedsprisen er under xx øre/kWh.

Et af de centrale spørgsmål her er, hvor lav den kritiske elpris skal være. Målet er, at afgiften sættes ned, når det gælder, at den marginale el ikke kommer fra kondensværker, men snarere fra de mest effektive kraftvarmeværker og vind- og vandkraft mv.

Man kan ved at se på prisen med stor sandsynlighed afgøre, om den marginale el kommer fra kondensværker, hvis man kender de marginale omkostninger ved at fremstille el på kondensværker. Er brændselsprisen 20 kr./GJ kul og kvoteprisen 150 kr. pr. ton er de marginale omkostninger til brændsel på ca. 34,3 kr./GJ. Det svarer til 30,8 øre/kWh for et værk med en virkningsgrad på 40 pct. Udover brændselsomkostninger koster det måske ca. 5 øre/kWh i slid mv. at fremstille el på et kondensværk, således at de variable omkostninger er på i alt ca. 36 øre/kWh. Omkostningerne er måske 25 pct. lavere for de mest effektive kondensværker/dem der har adgang til det billigste brændsel og omvendt måske 25 pct. højere for de mindst effektive/dyrere brændsel.

Men der kan være andre omkostningselementer såsom udgifter ved at komme af med aske mv.

Ved disse prisforudsætninger vil den kritiske pris f.eks. være 22,5 øre/kWh.

Den kritiske pris – den der giver sandsynlighed for, at den marginale el ikke kommer fra kondensværker – vil afhænge stærkt af brændselsprisen og kvoteprisen. Og priserne varierer. Der er dog offentlige noteringer af kvoteprisen, men offentligheden har svært ved at gennemskue, hvad den marginale brændselspris på et givet tidspunkt er. Der findes noteringer for kul, men ofte ved leverance tæt på minen. Og der kan indgås direkte aftaler om priserne ved store leverancer. Herudover afhænger omkostningerne af fragtrater mv. Tilsvarende for gas. Her er der et spot marked på kontinentet, men prisen i Danmark kan afvige herfra fordi der ikke er tilstrækkelig kapacitet i ledningen til Tyskland mv.

I 2008 faldt såvel kvotepriser som brændselspriser kraftigt i midten af året.

Her var den kritiske pris måske 30 øre/kWh da brændselspriserne mv. var højst.

På grund af uigennemskueligheden og de individuelle prisforhold, vil man ikke kunne indarbejde en formel i afgiftslovgivningen, der regulerer den kritiske pris. Den kritiske pris vil skulle ændres ved lovgivning og vil derfor kunne være ”forkert” i længere perioder.

Krumtappen i elpatronordningen er også, at der er en kritisk elpris. Men ved elpatronordningen ændres den kritiske elpris automatisk, fordi værkerne vil sammenligne elprisen med brændselsprisen. Denne mekanik gælder dog kun, når der er en umiddelbar substitutionsmulighed mellem elvarme og brændselsvarme. Og det er der ikke for hovedparten af elforbruget.

Som nævnt ville den kritiske elpris ved de forhold, der har været gældende siden efter midten af 2008 være omkring 22,5 øre/kWh.. Blev den kritiske elpris af forsigtighedsgrunde fastsat til f.eks. 20 øre/kWh ville det ved forholdene der gjaldt i 2009 føre til, at afgiften var lav i omkring 10 pct. af tiden i Vestdanmark og omkring 5 pct. af tiden i Østdanmark.

Ved en kraftig udbygning med vindkraft ville andelen stige.

Man skal herudover være meget opmærksom på, at vel vil en stor andel vindkraft i Danmark betyde meget for elpriserne i Danmark, men det er særligt i kombination med samtidig stor VE-elproduktion i Danmark og udlandet, at der vil komme lave priser. Der vil således i vådår være mange timer og sammenhængende perioder med lave priser, mens der modsat i tørår kan være høje priser på el, selv om der er stor vindkraftproduktion. De lave priser kan i øvrigt både ”importeres” fra Norden og kontinentet.

Ikke mindst hvis en kraftig udbygning med vindkraft fører til en udbygning af forbindelserne til Norden vil perioder, hvor elpriserne er lave være sammenfaldende med perioder med megen regn i Norge. Det vil give forholdsvis lange sammenhængende perioder med lave priser. Og modsat lange sammenhængende perioder med høje priser, når det er tørt.

Der vil med en samtidig udbygning med vindkraft og forbindelser til Norden måske gælde, at det i de fleste år vil gælde, at elprisen er under det kritiske niveau i 15-30 pct. af tiden, mens det i enkelte år vil gælde i 60 pct. af tiden, med et gennemsnit omkring 35 pct. De anførte tal er snarere meget grove størrelsesordenene, der kan bruges til illustration af de mulige virkninger end resultatet af egentlige beregninger. Den egentlige virkning vil afhænge af en række usikre forudsætninger, der kan optræde i mange forskellige kombinationer. I øvrigt vil elpatronerne i sig selv reducere antal af timer, med meget lave priser.

Hvis det gælder, at den lave sats på i alt 29 øre/kWh for de statslige afgifter inklusive PSO vil gælde i 1/3 af tiden vil satsstrukturen få følgende udseende:

Når markedspris er højst 20 øre/kWh	29 øre/kWh
Når markedspris er over 20 øre/kWh	119 øre/kWh
Gennemsnit hvis 1/3 timer med lave priser	89 øre/kWh

Af de 29 øre/kWh vil PSO afgiften udgøre 0, mens den af de 119 øre/kWh vil udgøre 16,5 øre/kWh.

Fastsættes denne satsstruktur, og det viser sig, at der i et år kun var 15 pct. af timerne, der havde lav afgift ville den gennemsnitlige afgift være på 105,5 øre/kWh altså 16,5 øre/kWh højere, mens afgiften i det år, hvor måske 60 pct. af tiden havde lave afgifter ville den gennemsnitlige afgift være på 65 øre/kWh altså 24 øre/kWh lavere end dagens niveau.

Afgiften kan således variere med ca. 40 øre/kWh fra år til år. Alene for den el, der bruges af dem, der betaler fuld afgift vil det give en variation i provenuet på ca. 5,5 mia. kr. fra år til år, og man kan næppe udelukke, at man vil komme til at ramme 3 mia. kr. forkert for et gennemsnit af årene.

Adfærdsvirkningerne af en sådan fløjtemodel vil dels være i form af, at forbruget flyttes fra en periode til en anden dels at forbruget af el netto stiger.

Der vil være et meget kraftigt incitament til at flytte forbruget fra periode til periode, men der vil være få lejligheder hertil. Netop i forbindelse med skift i afgiften vil der sandsynligvis ske det største skift i forbruget. Det vil kunne

føre til den konsekvens, at flytning af forbruget i stedet for at virke stabiliserende, vil virke destabiliserende og give nye udfordringer for systemansvaret. Lige som ved de andre modeller forringer det samfundsøkonomien at forbrugerne flytter forbrug på baggrund af skift i afgifterne. Den del af forbrugsflytningen, der finder sted alene gennem variationerne i markedsprisen er gunstig for samfundsøkonomien, men øges incitamenterne gennem kunstige afgiftsforskelle vil denne del være samfundsøkonomisk tabsgivende.

Der vil sandsynligvis være en forholdsvis kraftig virkning på nettoforbruget. Det vil ske ved, at en række virksomheder og borgere installer elpatroner mv. der vil blive anvendt i perioder med lav afgift, der som nævnt sandsynligvis ofte vil være længere og stort set sammenhængende – særligt ved endnu tættere forbindelser mod nord.

Denne effekt vil være gavnlig for samfundsøkonomien. Statens afgiftsindtægter vil ikke falde, men snarere stige, og borgere og virksomhederne vil også vinde ved den ændrede adfærd. Ellers havde de ikke ændret adfærd.

Pr 100 mio. kWh er virkningerne:

	Staten	Borgerne	Samlet
Forbrug flytter fra høj afgiftsperiode til lavafgiftsperiode	-90	+45	-45
Forbrug falder i højafgiftsperiode	-119	+15	-114
Forbrug stiger i lavafgiftsperiode	+29	+30	+59
Forbrug stiger i lavafgiftsperiode ved fortrængning af olie og gas mv.	+2	+30	+32

Hertil kommer effekt af udnyttelse af selve prisvariationen. For dem, hvor gevinsten herved er større end de ekstra administrative omkostninger, er der en nettogevinst og modsat for dem, hvor gevinsten ved at udnytte selve variationen i prisen er mindre end de administrative meromkostninger.

Fører afgiftsmodellen til, at der vil blive udbredt dyrere målere i større omfang end ellers, vil det bidrage til tab.

Afregningsforholdene for vindmøller vil ikke blive særligt fremmet af, at forbrug flytter. Det skyldes, at lige omkring det tidspunkt, hvor afgifterne ændres, er der ikke nødvendigvis særlig stor forskel i vindkraftens andel af produktionen. Derimod vil vindmølleproducenterne sandsynligvis få betydelig

fordel af, at nettoforbruget af el stiger og særligt i de perioder, hvor priserne er lave.

Hvornår på døgnet vil de lave afgifter komme?

Som nævnt under tidsdifferentieringsmodellen varierede forbruget over døgnets timer, således at det var mindst om aftenen og natten, og højst om morgenen og dagen.

Vindkraftproduktionen følger overordnet dette mønster, idet det dog gælder, at produktionen er forskudt. Produktionen er mindst om natten og morgenen, og højst om dagen og aftenen.

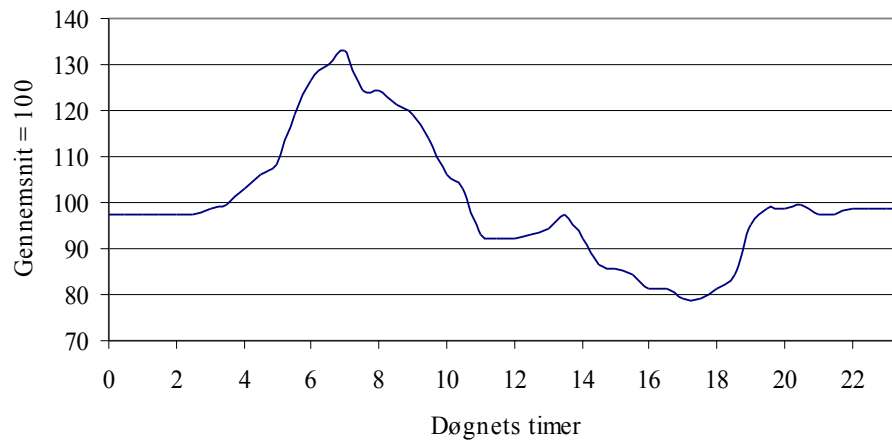
Man skal derfor ikke forvente, at det videre systematisk vil gælde, at de lave afgiftstimer vil komme, f.eks. i løbet af natten. De billige afgiftstimer vil komme på alle tidspunkter i løbet af døgnet. Der vil dog sandsynligvis være en tendens til, at de vil komme i to bølger – om natten og om eftermiddagen, mens der er mindst chance om morgenen og formiddagen.

Døgnvariationen i den faktiske produktion og i bruttoforbruget i Vestdanmark i 2007, fordelt på døgnets timer, er vist i følgende tabel sammen med det antal timer hvor det gælder, at 2,5 gange timens vindmølleproduktion er over bruttoforbruget, og hvor fløjtemodel 1 vil give lav afgift. I 2007, der var særligt vindrigt – henved 10 pct. mere end i 2008 og 2009, vil det gælde i ca. 25,5 pct. af årets timer.

Det vil hyppigst ske mellem kl. 15-16 (31 pct. af timerne), og mindst hyppigt om morgenen mellem kl. 8-9 (18 pct. af timerne).

Priserne er dog også påvirket af fordelingen af varmeforbruget over døgnets timer. Varmebehovet er størst om morgenen, hvor der skrues op for varmen, og hvor der er forbrug af varmevand til personlig hygiejne mv., og igen om eftermiddagen, når folk kommer hjem fra arbejde. I følgende figur er vist et eksempel stillet til rådighed af Fjernvarmeværksforeningen på døgnvariationen i varmeforbruget.

Figur 3.13: Eksempel på døgnvariation i varmeforbrug



Variationen i varmekonsumet er med til at udjævne forskel mellem produktion og forbrug om morgenen mv.

Men som tidligere nævnt, er det farligt alene at se på de danske forhold jf. den betydelige udveksling af el over grænserne.

Tabel 3.32: Produktion på centrale kraftvarmeværker, decentrale kraftvarmeværker, vindmøller og forbrug før nettab i Vestdanmark i 2007, samt angivelse af, hvor mange af timer i de forskellige tidsrum, det gjaldt, at vindkraftproduktionen x 2,5 var større end forbruget før nettab.

Time	Centrale	Decentrale	Vind min.	Vind snit	Vind max	Forbrug min	Forbrug snit	Forbrug max	Vindrige
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	timer
1	1246,4	334,4	1,2	579	2140,3	1565,9	1933,1	2282,2	108
2	1165,3	326,8	1,2	563,2	2060,9	1480,5	1850,8	2200	110
3	1117	325,6	0,9	562,2	2041,2	1436,6	1821,5	2167,8	111
4	1097,6	325,2	0,9	560,9	2053,7	1428,1	1815,8	2231,7	112
5	1109,8	328,7	0,8	558	2092,4	1402	1845,1	2430,8	108
6	1203,4	349,3	1,4	558,8	2070,6	1383,6	1957,5	2931,9	101
7	1369,3	474,3	1,7	559,7	2101,1	1437,7	2270,6	3549,5	84
8	1563,7	623,5	1,4	564,4	2086,6	1545,8	2661,9	3713,3	69
9	1613,6	754	0,6	585,5	2059,3	1705,2	2839,4	3629,5	67
10	1646,1	783,6	0,4	618,7	2118,5	1846,1	2876,8	3665,1	73
11	1651,5	792	0,3	658,9	2119	1919,2	2930,4	3643,6	77
12	1663,9	790,6	0,2	697,1	2135,7	1952,7	2912,3	3525,3	88
13	1631,7	753	0,5	731,6	2149,8	1932,5	2822,5	3582,4	100
14	1613,3	727,4	0,5	753,8	2149	1907,4	2809,6	3530,7	106
15	1588,3	700,4	1,1	762,6	2162,4	1888,7	2750	3459,6	108
16	1556,4	675,6	0,8	759,5	2164,1	1871,5	2660,3	3590,3	114
17	1565,7	656,3	0,4	746,1	2177,3	1905,9	2688,3	3766,6	104
18	1622,8	654,3	0,6	721,4	2182	2048,9	2878,1	3600,3	93
19	1637,3	645,6	0,5	688,4	2207,7	2065,3	2830,3	3392,5	83
20	1635,8	615,8	0,3	649,3	2194,9	1884,5	2679,6	3183,4	84
21	1611,7	569,7	0,8	613,3	2158,8	1783,7	2537,6	2983,4	85
22	1564,5	464,6	0,5	592,7	2160,8	1713	2428,6	2974,7	77
23	1500,6	419,1	0,8	582,7	2095,8	1733,5	2281,7	2719,6	83
24	1350,8	377,4	2,2	573,8	2085,6	1712,9	2087,4	2452,7	94
Snit	1472	561		635			2465		93

I 2007 var forbruget i Vestdanmark i gennemsnit på 2.465 MW. Forbruget var størst i den 11. time (mellem kl. 10 og 11), hvor forbruget var 2.930,4 MW i gennemsnit. Det laveste forbrug i denne time var 1.919,2 MW og det højeste på 3.643,6 MW. Forbruget var lavest i den 4. time, hvor forbruget var på ca. 1.816 MW, - 1.428-2.168 MW.

Over døgnets timer er der en forskel på ca. 1.100 MW. Variationen er større på arbejdsdage end på fridage.

Vindkraftproduktionen følger overordnet dette forbrugsmønster i gennemsnit, men med langt større variation omkring gennemsnittet. Produktionen er højst mellem kl. 14 og kl. 15, og lavest om natten. Variationen kan være på ca. 2.200 MW. Variationen er i form af mange timer med mindre produktion end gennemsnittet, og forholdsvis få timer med langt større produktion end gennemsnittet.

Den decentrale kraftvarmeproduktion er procentvis meget variabel. Produktionen i løbet af et døgn er begrænset af varmebehovet. Den givne varmeproduktion vil blive søgt placeret, hvor prisen er bedst.

Den centrale produktion er absolut meget variabel, og svinger i gennemsnit mellem ca. 1.100 MW og 1.650 MW over døgnet. Den centrale produktion er delvist bundet af varmebehovet nedad, men kan øges variabelt.

På grund af den meget store variation, skal man særligt for vindkraften, være forsigtig med at forudsige hvornår produktionen vil overstige forbruget. For 2007, hvor vindkraften udgjorde 25-26 pct. af forbruget i Vestdanmark, var der i alt 2.239 timer = 25,6 pct. af årets timer, eller i gennemsnit 93,3 timer for hvert af døgnets timer., hvor 2,5 x produktion var større end timens forbrug. Disse timer er fordelt på døgnets timer i kolonnen yderst til højre.

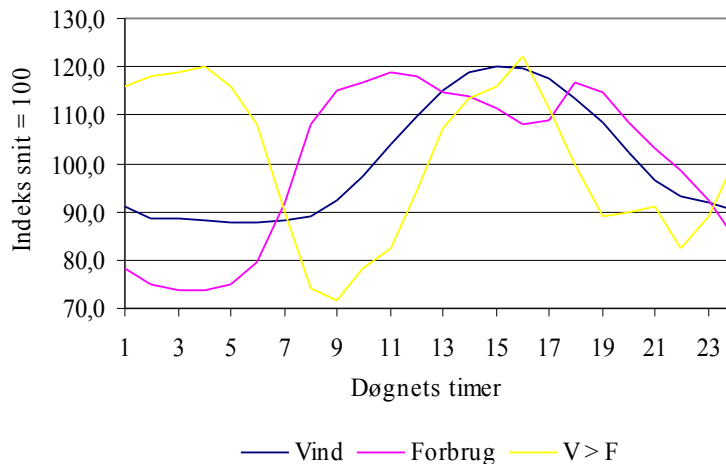
Det ses, at vindkraftproduktionen i forhold til forbruget er særligt stort i natte-timerne og i eftermiddagstimerne, mens vindkraften er forholdsvis lille i forhold til forbruget om morgenen og om formiddagen, og delvist om aftenen.

De mange timer med ”overskudsel” om natten skyldes, at forbruget her er op til 25-30 pct. lavere end i gennemsnit, mens vindkraftproduktionen kun er 10-15 pct. lavere.

De mange timer med ”overskudsel” om eftermiddagen skyldes, at vindkraftproduktionen her er ca. 20 pct. over gennemsnittet, mens forbruget alene er ca. 10 pct. over.

Mens forbruget også varierer over ugens dage, gælder det ikke vindkraften. Det vil således særligt være i eftermiddagstimerne på fridage, at der er størst sandsynlighed for ”overskudsel”. Men som det ses vil det kunne ske på alle døgnets timer.

Figur 3.14:



I figuren kan følges, hvor stor en del af gennemsnitsforbruget der er i den enkelte time, og tilsvarende for vindkraftproduktionen.

Forbruget er lavt om natten - 20-30 pct. lavere end gennemsnitsforbruget, men stiger kraftigt om morgnen, således at det i løbet af dagen er 10-20 pct. højere end gennemsnittet. Der kommer da en lokal spids omkring kl. 18, hvorefter forbruget falder jævnt gennem aftenen.

Vindkraften udvikler sig i gennemsnit mere jævnt over døgnetimer. Vindkraften andel af forbruget er størst om natten og om eftermiddagen.

Den mest variable kurve viser, hvor tit man i døgnetimer kan forvente afgiftsperioder. Chancen er størst om natten og om eftermiddagen, og lavest om morgnen og delvist om aftenen, men der er en overraskende lille variation.

Selv om man kan finde et vist mønster, vil det mest karakteristiske dog være de tilfældige variationer omkring dette mønster.

4 Administrative forhold mv.

4.1 Måler tekniske muligheder

”Intelligente” elmålere

”Intelligente” elmålere er ikke entydigt defineret med hensyn til tekniske muligheder.

En typisk ”intelligent” elmåler, som installeres i dag, er ”intelligent” på den måde, at den kan fjernaflæses og typisk kan registrere timeforbrug. Dette betyder, at elforbrugere der har disse målere installeret, har mulighed for at blive registreret på et timeforbrug, og dermed selv har mulighed for at styre forbruget af el på timebasis og eventuelt opnå økonomiske fordele derved.

Intelligente elmålere med funktioner for automatisk optimering af elforbruget som f.eks.:

- Elspareaktiviteter
- Oplysninger om markedspris
- Mulighed for fremsendelse af prissignaler
- Fjernkontrol og styring af elforbrug hos kunden
- Overvågning og alarmer

er i de nuværende ”intelligente” målere ikke direkte muligt.

Ovennævnte funktionalitet for intelligente målere giver ikke umiddelbart nogen fordele i f.eks. husstande, som vi kender dem i dag. Det giver ikke mening at starte vaskemaskinen eller opvaskemaskinen automatisk ud fra et styresignal fra nettet, idet det kræver en planlagt aktivitet. I stedet vil intelligente målere med timeregistrering være aktuel at udnytte, fordi aktiviteten typisk kan styres og planlægges til at starte på et givet tidspunkt.

Intelligente målere er ikke i sig selv nok til at kunne indgå i et intelligent elsystem. Udover intelligente målere kræves også, at der opbygges et kommunikationsnet til målerne som opfylder en række krav til datasikkerhed, tilgængelighed, hastighed osv., således at kunden har sikkerhed for, at forbruget kan styres og registreres for at opnå de økonomiske aspekter, der ligger i at styre elforbruget. Ligeledes vil hele sikkerheden for, at signaler udefra ikke får utilsigtet virkning, ved at forbrug startes eller stoppes utilsigtet, skulle tænkes ind. Det betyder, at der i en eller anden form skal defineres standarder for kommunikationen med de intelligente elmålere, som vil være afhængig af

intelligensen i elmålerne, og hvor langt ud til forbrugerne systemet ønskes implementeret.

Det bemærkes dog, at et kommunikationsnet til brug for at starte husstandens elforbrugende maskiner mv., på tidspunkter hvor kunden har en økonomisk fordel, ikke nødvendigvis skal ske gennem elsystemet, herunder elmålerne, men at der kan bruges andre net- eller trådløse kommunikationskilder.

Det intelligente elsystem vil også kræve, at hele det administrative system med at holde styr på målerdata, som kommer ind fra forbrugerne, skal styres og administreres. Dette kræver, at netvirksomhedernes administrative system skal tilpasses for at opnå mulighed for afregning af elforbruget i tid.

Klima- og energiministeriets initiativer til at fremme det intelligente elforbrug

Klima- og Energiministeren nedsatte i februar 2009 tre arbejdsgrupper, der skulle udrede og behandle spørgsmål omkring udbredelsen af det intelligente elforbrug.

Arbejdet resulterede i juni 2009 i følgende tre redegørelser:

1. Redegørelse om standarder for måling af el i slutforbruget
2. Analyse af grænsesænkning for fjernaflæsning og timeafregning
3. Det intelligente elforbrug – Salgsprodukter på elmarkedet

Det blev konkluderet i redegørelserne, at hverken samfundsøkonomien eller brugerøkonomien på nuværende tidspunkt tilsiger at iværksætte en landsdækkende målerudskiftning.

Det fremgår dog samtidig af redegørelserne, at en prisleksibel adfærd for elbiler og individuelle varmepumper i et vandbåret system kan være samfundsøkonomisk rentabel. Derudover peges der på en række salgsprodukter der kan fremme udbredelsen af intelligente elforbrug.

Endelig blev der peget på en række funktionelle standarder, som elmålere bør opfylde, hvis der skal være sikkerhed for, at installationen af nye elmålere understøtter udbredelsen og brugen af det intelligente og fleksible elforbrug.

Alle tre redegørelser berører begrebet målertekniske muligheder.

Det er dog især redegørelsen om standarder for måling af el i slutforbruget, som er mest relevant i denne sammenhæng. Redegørelsen er efterfølgende fulgt op af et lovforslag fremsat den 4. marts 2010, hvori der bl.a. foreslås en

ændring af elforsyningslovens § 22 med henblik på, at sætte standarder mv. for intelligente elmålere.

Der er nedenfor gengivet enkelte relevante uddrag af både redegørelsen og af lovforslaget.

Redegørelse om standarder for måling af el i slutforbruget

Nedenstående indeholder uddrag af redegørelsen af 29. juni 2009 om standarder for måling af el i slutforbruget.

Ad afsnit 3.0 – Elmåling i dag – status og udviklingen

”Det følger af elforsyningsloven, at netvirksomhederne skal måle levering og aftag af elektricitet i nettet samt give den enkelte elforbruger årlige informationer om sit elforbrug. De tekniske og kvalitetsmæssige krav til afregningsmålingen er defineret i systemansvarets forskrift for ”Tekniske krav til Elmåling” og uddybet i DEFU's håndbog ”Elmåling”.

Sikkerhedsstyrelsen sætter krav til nye målere, hvilken tolerance de skal måle med osv. Der er endvidere krav om, at måleransvarlig skal etablere og drive en driftskontrolordning med målerne, således at det sikres, at de måler tilfredsstillende i hele deres levetid. I henhold til ”Bekendtgørelse nr. 891 af 09/10/1996 om individuel måling af el, gas vand og varme”, skal der sidde en (godkendt) elmåler foran alt elforbrug.

Målingen af de godt 3 millioner forbrugssteder i Danmark sker i dag typisk med en måler, der fortløbende måler og akkumulerer forbruget uden skelen til tid. De fleste elmålere aflæses manuelt, typisk en gang årligt af forbrugeren selv, som også selv kommunikerer aflæste målerdata til netvirksomheden fx via telefon, internettet eller ved hjælp af et aflæsningskort som postforsendes.”

Ad afsnit 5.0 - Intelligent elforbrug og krav til afregningsformål

”Intelligent elforbrug og/eller fleksibelt elforbrug kan ses på flere forskellige måder. Fælles for de forskellige betragtninger er, at man ønsker at aktivere forbrugerne, så der opnås en hensigtsmæssig adfærd omkring brugen af el. Det kan være med fokus på elbesparelser, placering af elforbrug på de rigtige tidspunkter, så det understøtter elsystemets behov og det samlede energisystems behov for øget aftag af el, f.eks. når der er rigeligt om natten og vinden blæser. Omvendt kan der være behov for at mindske aftag af el, når der f.eks. i spidstimerne er knapt med el. De forskellige former for fleksibelt elforbrug stiller forskellige krav til målingen af forbruget og brugen af målerdata i elmarkedet.

Et "intelligent elforbrug" er ideelt set, når elforbruget begrænses og fordeles over tid således at energiforbrug og miljøbelastning og omkostninger i det samlede energisystem minimeres.

I private hjem og virksomheder vil trådløse systemer eksempelvis tænde og slukke for apparater, styre varmen eller skrue ned for det elektriske lys etc. Automatik vil overvåge boligen eller virksomheden og sørge for at give besked, hvis forbruget bliver uforklarligt højt. Dybfryseren, vandvarmeren, opvaskemaskinen, frysehuse, tørringsanlæg, industrioovne, el til opvarmning, vækstlys på gartnerier koncentrerer sig om at køre på de billige tidspunkter.

Opladningen af den elektriske bil vil kunne ske, om natten, hvor e-forbruget normalt er lavt, og/eller når vindmøllerne snurrer. En varmepumpe eller en "dyppekoger" (varmepatron) på varmesiden i kraftvarme- eller varmeanlæg vil kunne øge brugen af rigelig og billig el, og dermed mindske behovet for fossile brændsler. Elvarmebrugere kan indstille på et personligt valgt "billig"-niveau derhjemme, så elvarmen fx overtager, når elprisen er tilpas lav.

Synliggørelse af forbruget er et vigtigt element for det "intelligente hjem" idet forbrugeren skal have nem adgang til at få overblik over sit energiforbrug både i forhold til andre perioder eller i forhold til fordelingen på døgnet's timer."

Ad afsnit 6.0 - Krav til tidsopløsning

"Målingen af de godt 3 millioner forbrugssteder i Danmark sker i dag typisk med en måler, der fortløbende måler og akkumulerer forbruget uden skelen til tid. De fleste elmålere aflæses manuelt, typisk en gang årligt af forbrugeren selv.

De nye digitale elmålere kan levere historiske oplysninger om elforbrug typisk inden for et 60 eller 15 minutters niveau, enkelte fabrikater ned på ét minuts niveau, og fjernaflæses automatisk. Men kun meget få målere kan konfigureres til at vise både timeværdier og 15 minutters værdier samtidig.

Set i relation til fleksibelt elforbrug skal der som minimum være en forbrugsopgørelse pr. time, idet prisen i markedet i dag variere hver time. Dog kan det i regulerkraftmarkedet udløse et krav om 15 minutters målinger."

Klima- og energiministerens lovforslag L 154 af 4. marts 2010

Klima- og energiministeren fremsatte den 4. marts 2010 lovforslag L 154 - Forslag til lov om ændring af lov om elforsyning, lov om naturgasforsyning, lov om varmforsyning og forskellige andre love, samt om ophævelse af lov om udnyttelse af vedvarende energikilder m.v. (Indførelse af datahub, finansi-

ering af øgede energibesparelsesaktiviteter samt ændring af varmforsyningslovens formåls- og tilsynsbestemmelser m.v.).

Nedenfor er gengivet uddrag af lovforslaget i relation til ændring af elforsyningslovens § 22, om fastsættelse af standarder i elforsyningsloven for måling af el i slutforbruget.

[Ad 2.2.2. Lovforslagets udformning

”Med lovforslaget foreslås det, at klima- og energiministeren gives hjemmel til at kunne fastsætte nærmere krav til måling af elektricitet og formidling af måledata i slutforbruget. Kravene vil tage afsæt i arbejdsgruppens anbefalinger. For at sikre den fornødne fleksibilitet i forhold til behovet for eventuelle nye krav, f.eks. som følge af den teknologiske udvikling, foreslås det, at bestemmelsen om fastsættelse af krav for elmålinger udmøntes i en bekendtgørelse.”

Ad bemærkninger til lovforslaget enkelte bestemmelser - § 8

”Forud for udarbejdelsen af forslaget vedrørende krav til måling nedsatte klima- og energiministeren en arbejdsgruppe. Der henvises til lovforslagets almindelige bemærkninger afsnit 2.2.1.

Elforsyningslovens § 22 omhandler netvirksomhedernes forpligtelser, herunder netvirksomhedernes pligt til at måle levering og aftag af elektricitet i nettet. Herudover fastsætter § 22 en række bemyndigelser for klima- og energiministeren til at fastsætte regler vedrørende netvirksomhedernes forpligtelser.

Som en naturlig forlængelse af det målerkrav og -ansvar, som netvirksomhederne har efter § 22, indsættes i samme bestemmelse en bemyndigelse for klima- og energiministeren til at fastsætte krav til måling af elektricitet og videreformidling af forbrugsdata i slutforbruget.

Formålet med kravene er, at de skal understøtte udbredelsen af det intelligente og tidsfleksible elforbrug samt elbesparelser. Det intelligente og fleksible elforbrug er en forudsætning for indpasning af yderligere vindkraft og elbiler i elsystemet. Tanken er, at kravene skal sikre, at forbrugeren får mulighed for at blive belønnet økonomisk for at agere tidsfleksibelt, eksempelvis ved at bruge vaskemaskinen om natten, når prisen på el typisk er lavere end om dagen. Kravene skal samtidig medvirke til at motivere forbrugeren til en energibevidst og energibesparende adfærd.

Kravene vedrører således de informationer, som måleren skal måle og registrere, samt de forbrugsdata, som skal formidles til forbrugeren. Krav til måleroplysninger kan f.eks. omhandle oplysninger om, med hvilke intervaller

forbruget skal kunne aflæses, oplysninger om aktuelt forbrug, oplysninger om akkumuleret forbrug fordelt på tidsværdier, akkumulerede data for spændingskvalitet m.v.

Kravene vil også kunne omfatte krav til de data, som skal vises på elmålerens display, samt de data, som lokalt skal kunne hentes ud af elmåleren og på forbrugers foranledning f.eks. overføres i digital form på en åben standard til en visningsform valgt af forbrugeren.

Målerkravene, som kan fastsættes efter den foreslåede bestemmelse, vil i første omgang alene gælde for de målere, der kan måle forbrug med korte tidsintervaller og fjernaflæses, som netvirksomhederne af egen drift beslutter at udskifte, og vil således på nuværende tidspunkt ikke gælde for de eksisterende målere. Forslaget vil endvidere ikke gælde i de tilfælde, hvor netvirksomheden træffer beslutning om at udskifte til en elmåler, som kun kan måle det akkumulerede forbrug.

I øvrigt henvises til lovforslagets almindelige bemærkninger afsnit 7 vedrørende en eventuel notifikationsprocedure.”

Hvordan er målerne udbredt

Alle store elkunder med et forbrug på over 100.000 kWh har i dag installeret elmålere, der gør det muligt at registrere forbruget på timebasis. Der findes ca. 45.000 sådanne kunder, som tilsammen står for ca. halvdelen af elforbruget.

Øvrige ca. 3 mio. elkunder er i dag såkaldte skabelonkunder, dvs. kunder, som ikke afregnes på timebasis.

I øjeblikket er en række netvirksomheder i færd med at installere fjernaflæste timemålere hos kunderne. Kendetegnen for disse målere er dog, at netvirksomhederne alene udnytter den facilitet, som gør det muligt at sende og modtage forbrugsdata mellem elforbrugeren og netvirksomheden.

Der var ved udgangen af 2009 installeret godt 700.000 fjernaflæste timemålere hos skabelonkunderne, og det er yderligere planlagt at installere ca. 800.000 tilsvarende målere de kommende år.

Det vil sige, at ca. 1,5 mio. elforbrugere vil have installeret fjernaflæste timemålere inden for en kort årrække.

Supplerende bemærkninger og konklusion i relation til målertekniske muligheder og udbredelse af målerne

Det fremgår bl.a. af ovennævnte, at ca. halvdelen af elforbrugerne enten har fået installeret, eller vil få installeret digitale timebaserede elmålere, der kan fjernaflæses.

Det vil blive nødvendigt at foretage en opgradering af nogle af de installerede digitale elmålere.

Derudover skal der ske en generel opgradering af det tekniske udstyr hos elforbrugerne for at udnytte en automatisk facilitet med at forbruge el i perioder med VE-overløbsstrøm og/eller i perioder med billig el.

Der foreligger ikke en plan for krav af udskiftning af øvrige elmålere.

Hvis afgifter også skal være forskellig på forskellige tider, skal afgiftslovgivningen også tænkes ind i det samlede ”intelligente” el-system.

Der behøver imidlertid nødvendigvis ikke at være en direkte sammenhæng mellem udviklingen af det intelligente elforbrug og udviklingen af afgiftssystem med dynamiske elafgifter.

Det bemærkes, at et afgiftssystem, der f.eks. er tilpasset det intelligente elforbrug, f.eks. med differentierede satser for yderligere at tilskynde til forbrug af el i perioder med VE-overløbsstrøm, i sig selv vil stille yderligere administrative krav til de involverede virksomheder og for SKAT. Der er i afsnittet ”Administrative konsekvenser” gjort nærmere rede for dette.

4.2 Hvordan er målerne udbredt

Administrative konsekvenser

De elafgiftsregistrerede virksomheder angiver og betaler månedligt elafgift og energispareafgift til SKAT.

SKAT varetager administrationen af virksomhedernes angivelser og indbetaling, og efterfølgende kontrol med de elafgiftsregistrerede virksomheders afregning af elafgift og energispareafgift.

Det er endvidere SKAT, der varetager kontrollen med de momsregistrerede virksomheders tilbagebetaling af afgifter på el, som virksomhederne anvender til procesformål.

Derudover varetager SKAT service og vejledning overfor alle berørte virksomheder.

Som tidligere anført er der ca. 350 elafgiftsafregnende virksomheder registreret hos SKAT.

De registrerede virksomheder fordeler sig med ca. 85 netvirksomheder, ca. 115 elproducenter og ca. 150 forbrugsregistrerede virksomheder.

Dertil skal lægges, at ca. 115.000 momsregistrerede virksomheder får tilbagebetalt afgift af el til procesformål via momsangivelsen eller som fremskyndet (månedsvist) tilbagebetaling.

Kontrollen med de elafgiftsregistrerede virksomheder og de momsregistrerede virksomheder som får afgift tilbagebetalt, indgår i den prioritering m.v. der sker ved tilrettelæggelsen af SKAT's samlede indsatsplan.

Administration mv. af et system med dynamiske afgifter

I redegørelsen beskrives nogle muligheder for at indføre dynamiske elafgifter. Der omtales bl.a. et differentieret afgiftssystem, der baserer sig på 2 sæt afgiftssatser - med højere afgiftssatser i dagtimerne og lavere afgiftssatser i nat-timerne, eventuelt inkl. weekender.

Det er Skatteministeriets opfattelse, at der ikke umiddelbart kan peges på administrative forenklinger for hverken virksomheder eller for SKAT ved at indføre dynamiske afgifter.

Der er derimod, på nogle områder, tale om ændringer, der kræver flere ressourcer til administration for virksomhederne. Dette gælder både med hensyn til de elafgiftsregistrerede virksomheder og momsregistrerede virksomheder, der får tilbagebetalt afgift. Det samme gælder også i forhold til SKAT.

Der er nedenfor redegjort nærmere herfor.

Afgiftsregistrerede netvirksomheder

Netvirksomhederne skal måle og registrere elforbruget hos alle elkunder, indenfor de intervaller som de differentierede afgifter er fastsat ud fra.

De skal endvidere indrette deres administrations- og faktureringsystem på en måde, så det er muligt at sende elregninger med de nødvendige oplysninger om afgiftens størrelse for de forskellige intervaller. Det vil sige, at dynamiske afgifter også stiller yderligere krav til netvirksomhedernes deklarering af afgifter på elregningerne.

Afgiftsregistrerede elproducenter

Produktionen og forbruget af el skal registreres indenfor de pågældende afgiftsintervaller.

Forbrugsregistrerede virksomheder

Det antages som udgangspunkt, at netvirksomhederne registrerer de forbrugsregistrerede virksomheder forbrug på selve afregningsmåleren inden for de pågældende afgiftsintervaller.

Det er de enkelte virksomheder, der er ansvarlig for at måle og fordele elforbrug til henholdsvis tilbagebetalingsberettigede formål (procesformål) og ikke-tilbagebetalingsberettigede formål (rumvarme m.v.).

Det bemærkes imidlertid, at der ikke altid vil være sammenhæng mellem de forbrugsregistrerede virksomheders samlede elforbrug indenfor tidsintervallerne, og virksomhedernes målte forbrug i en periode på f.eks. en måned af el til f.eks. procesformål.

Man kan evt. beslutte, at der skal ske en fordeling af virksomhedernes forbrug af el til henholdsvis procesformål eller rumvarmeformål mv., i samme forhold som det samlede forbrug af el fordeler sig indenfor tidsintervallerne for afgiftsdifferentieringen. For en række virksomheder skønnes en sådanne forholdsmæssig fordeling kun at have en marginal betydning – men der vil være virksomheder, som enten vil tabe eller vinde ved sådan forholdsmæssig fordeling. Det mest rigtige vil derfor være, at virksomhederne foretager en registrering af forbruget til procesformål eller rumvarmeformål, inden for samme tidsintervaller som afgiftsdifferentieringen.

Derudover skal virksomheder selv sagt foretage flere beregninger end hidtil, bl.a. for at opgøre den tilbagebetalingsberettigede afgift.

Momsregistrerede virksomheder

For momsregistrerede virksomheder med forbrug af el til procesformål, vil der i hovedtræk være tale om de samme problemstillinger som nævnt ovenfor, for de forbrugsregistrerede virksomheder.

El-kunder generelt

Differentierede afgifter indebærer bl.a., at der skal ske udskiftning af målere som ikke i forvejen kan fjernaflæses og registrere el-forbrug i tidsintervaller.

Energistyrelsen har tidligere stipuleret, at udgiften til udskiftning af en måler vil beløbe sig til minimum 1.500 kr. pr. måler.

Det må antages, at udgiften til udskiftning af målere i sidste ende vil blive pålagt den enkelte el-kunde. Det samme gælder også netvirksomhedernes udgifter til administration mv. af differentierede elafgifter.

SKAT

Udgifter til systemændringer m.v.

Differentierede elafgifter vil indebære, at der bl.a. skal ske ændringer af angivelsesystemerne (TASTselv mv.) samt af regnskabssystemerne, hvori der sker en registrering (bogføring) af alle virksomheders angivelse og betaling af afgifter.

Udgiften til en sådan afgiftsoplægning skønnes på det foreliggende grundlag at være under 500.000 kr. Udgiften afhænger dog af ændringerne i afgiftsstrukturen i forhold til det nuværende afgiftssystem.

Ressourcer til SKAT's administration og indsats

Differentierede afgiftssatser vil isoleret set indebære et større forbrug af årsværk til administration og kontrol af elafgiftslovgivningen end hidtil. Et yderligere ressourceforbrug afhænger dog af kompleksiteten af ændringerne, og dermed bl.a. også af omfanget af et evt. differentieret afgiftssystem.

Dynamiske afgifter – i relation til f.eks. el-spotprisen eller et overskud af vindkraft

Som tidligere nævnt kan der etableres en række forskellige kombinationer af tider og differentieringer af afgiftssatserne.

Der kan f.eks. være tale om et differentieret afgiftssystem, hvor afgifterne gøres prisafhængige - med højere afgifter ved høje elpriser og lavere afgifter ved lave elpriser.

Der kan f.eks. endvidere være tale om et differentieret afgiftssystem, hvor afgifterne gøres afhængige af mængden af VE-el (vindkraft) - med lavere afgifter i perioder med et overskud af vindkraft og højere afgifter i øvrige perioder.

Det antages dog som udgangspunkt, at dynamiske afgifter i form af differentierede afgifter vil blive kædet sammen med begrebet intelligente elpriser, for hvilke der kan iværksættes en række andre tiltag for at flytte forbruget elforbruget. Der er tidligere redegjort om begrebet intelligente elpriser.

Administrative konsekvenser

Et afgiftssystem, hvor de differentierede afgifter kædes direkte sammen med elpriserne, eller et evt. overskud af vindkraft, må som udgangspunkt stille yderligere krav til registrering af data og kommunikation, samt medføre yderligere differentieringer af afgifterne. Det vil i sidste ende gøre dynamiske afgifter mere komplekse at administrere end et differentieret afgiftssystem, der baserer sig på 2 sæt afgiftssatser.

Dette får samtidig den konsekvens, at der pålægges både virksomheder og SKAT yderligere udgifter og forbrug af ressourcer til indretning af systemer og administration mv.

Andre administrative bemærkninger mv.

Differentierede elafgifter vil i sig selv indebære risiko for flere fejl.

Endvidere vil differentierede elafgifter indebære, at berørte virksomheder skal opbevare en større mængde data m.v., der som udgangspunkt vil være omfattet af de almindelige regler om 5 års opbevaringspligt.

Det antages som udgangspunkt, at differentierede elafgifter vil omfatte alle el-kunder. Hvis dette ikke er tilfældet, men f.eks. kun kommer til at omfatte el-kunder med et større forbrug af el end et almindeligt husstandsforbrug, f.eks. el-kunder med el-drevne varmepumper, så skal afgiftslovgivningen forsynes med særskilte regler for fordeling af el mellem et differentieret og ikke-differentieret elforbrug.

Som tidligere anført i redegørelsen kan netvirksomheder der afsætter mindre end 100 GWh, få tilladelse fra SKAT til at opgøre de afgiftspligtige leverancer på grundlag af fakturerede leverancer fra kraftværker m.v. – ved at fradrage 4 pct. for ledningstab. De pågældende netvirksomheder skal dog under alle omstændigheder en gang årligt foretage en opgørelse og afregning på baggrund af det faktiske målte elforbrug hos el-kunderne.

Det er Skatteministeriets opfattelse, at denne ordning umiddelbart er vanskelig at indpasse i begrebet ”dynamiske afgifter”.

4.3 EU-regler

Der er ingen EU-regulering der nærmere foreskriver, hvordan elmåling skal finde sted, udover at forbrugeren skal have målt sit forbrug.

Kommissionen har imidlertid den 12. marts 2009 udstedt et mandat om energimåling til de europæiske standardiseringsorganisationer CEN, CENELEC og ETSI den 12. marts 2009.

Mandatet er et tilbud til de europæiske standardiseringsorganisationer (CEN, CENELEC & ETSI) om at udarbejde en procedure (standard), der sikrer ensartede krav i medlemslandene. I forbindelse med et EU Direktiv kommer standarden til at spille en rolle i medlemslandets lovgivning.

EU Kommissionen ønsker, at varers- og tjenesteydelsers fri bevægelighed over landegrænserne i det indre marked også skal gælde for energiforsyning.

Der peges i mandatet på bevidstheden om aktuelt forbrug, hvilket betyder, at der skal etableres en form for let tilgængelig lokal aflæsning.

Det skal bl.a. sikres, at målere fra forskellige leverandører er kompatible, så man undgår bindinger mellem forbruger og energiselskab.

Ovennævnte arbejde i EU-regi forventes afsluttet senere i 2010.

4.4 Indretning af elmarked – spot termin etc.

De kommercielle aktører på energimarkedet har forskellige muligheder for at handle med el.

Det vigtigste handelssted er Nord Pool, der er en elbørs, som består af to handelspladser for elektrisk energi: Elspot og Elbas.

Handlen på Elspot frembringer en markedspris dag for dag i øre/kWh, der er fuldt gennemskuelig for hele markedet. Elspotprisen fastlægges dagen før produktionen klokken 14.00.

Der kan også handles på Elbas, der er et timemarked på Nord Pool, som åbner efter at spotpriserne er offentliggjort. Det vil sige, at der kan handles ned til en time før produktionstimen.

I Norden handles omtrent 50 pct. af al el på Nord Pool. I Danmark handles 60-90 pct. på Nord Pool.

En arbejdsgruppe nedsat af klima- og energiministeren har i 2009 set på kundernes potentielle gevinster ved at agere prisfleksibelt. Resultatet af arbejdsgruppens arbejde fremgår af en rapport fra juni 2009 med titlen: Det intelligente elforbrug – Salgsprodukter på elmarkedet. Nedenstående indeholder uddrag fra rapporten.

Tilpasning af elmarkedet

Tilpasningen af elforbruget i forhold til spotmarkedet kan ske ved, at kunden modtager de aktuelle spotpriser og tilpasser forbruget efter det.

Prisfleksibelt elforbrug er særlig attraktivt for kunden, hvis der optræder store prisvariationer, f.eks. med meget høje eller meget lave priser efterfulgt af mere almindelige priser.

Der forekommer enkelte timer med nulpriser i spotmarkedet. Negative priser kan også være en mulighed. Ved negative priser bliver kunder betalt for at bruge el.

Spotmarkedet

Nord Pool har mange købere og sælgere, stor omsætning og høj grad af gennemsnitlighed. Kombinationen af høj omsætning og en effektiv prisdannelse på både spotmarkedet og det finansielle marked er væsentlige forudsætninger for et velfungerende marked.

Spotmarkedet handler om at planlægge næste døgn elforbrug og elproduktion. Alle bud er udtryk for planlægningsværdier.

Hver dag indtil kl. 12 dagen før driftsdøgnet bliver der indsendt købsbud på forbrug og salgsbud på produktion til Nord Pool. Et bud handler om en given time den følgende dag og gælder for et givet prisområde. I Danmark er Vest- og Østdanmark to prisområder. Et bud består endvidere af en energimængde og en pris.

Når Nord Pool har modtaget alle buddene fra hele Norden, findes en pris i hvert prisområde.

Prisen er det punkt, hvor produktionsbuddene og forbrugsbuddene mødes. Spotpriserne for de forskellige timer på en given dag er således fastlagt dagen før.

En væsentlig funktion af spotmarkedet er at håndtere flaskehalse i elsystemet. En flaskehals forekommer, hvis en transmissionsforbindelse mellem to områder er fuldt udnyttet. I så fald vil der dannes forskellige priser på hver side af flaskehalsen, når elektriciteten fra det billige område ikke længere kan flyde til det dyre område.

De største prisudsving – både høje og lave – optræder, når der er flaskehalse i systemet.

Forudsætninger for et fleksibelt forbrug

Der er en række forudsætninger, som skal være opfyldt, for at et fleksibelt forbrug kan fungere i praksis:

- Kundernes forbrug skal afregnes på timebasis
- Kunden skal have incitament til, og en praktisk mulighed for, at agere prisfleksibelt
- Kunden skal løbende informeres om de aktuelle priser, kende sit forbrug og skal nemt kunne reagere på priserne, f.eks. ved hjælp af automatik eller fjernstyring

- Leverandørerne skal have incitament til at udbyde produktionen af el.

Forbrug skal afregnes på timebasis

Timeafregning indebærer, at forbruget måles og afregnes time for time. Det kræver bl.a. installation af en fjernaflæst timemåler, der registrerer og lagrer forbrugsdata time for time, samt sender disse til netselskabet. Det er netselskaberne, som har ansvaret for at installere og vedligeholde alle elmålere.

For de kunder, som ikke afregnes på timebasis, sker afregningen via en skabelon. En skabelon er defineret som den fælles profil, som samtlige kunder, der ikke er timeafregnede, har. Skabelonen beregnes pr. netselskab på basis af det samlede forbrug i et netområde fratrukket forbruget hos de timeafregnede kunder.

Små kunder med en fjernaflæst måler vil i dag typisk stadig være skabelonkunder. Selv om deres elforbrug registreres pr. time, aflæses det hos mange netselskaber kun på månedsbasis. Det betyder, at selv om de ændrer forbrug i forhold til priserne, så afregnes de stadig efter skabelonen.

Skabelonkunder med en gunstig forbrugsprofil i forhold til spotpriserne (f.eks. bagere eller sommerhuse) får således ikke glæde af dette, men afregnes som om profilen svarede til skabelonen.

Kunder med en fjernaflæst måler kan efter aftale med netselskabet overgå til timeafregning. Derved kan de købe el til spotpris ud fra deres aktuelle forbrug. Dette kræver, at reglerne for dataudveksling i elmarkedet overholdes.

I dag fungerer spotmarkedet med timeværdier, og derfor omtales afregning og måling med korte intervaller som ”timeafregning” og ”timemåling”. Der kan dog på sigt blive tale om kortere intervaller end en time.

Dataudvekslingen i elmarkedet

Netselskaberne indhenter forbrugsdata fra elkunderne og videreformidler disse til markedets aktører, det vil sige til balanceansvarlige, leverandører og systemansvar (Energinet.dk).

For timeafregnede kunder (typisk med et forbrug på mindst 100.000 kWh/år) skal netselskaberne senest på tredje arbejdsdag efter forbrugsdøgnet, sende timemålingerne for ét døgn ad gangen til markedets aktører.

Netselskaberne hjemtager data fra den enkelte timemåler ved hjælp af fjernaf-læsning.

På femte arbejdsdag efter forbrugsdøgnet fikserer systemansvaret timeforbrugsmålingerne fra de enkelte netselskaber, og sender de fikserede målinger tilbage til netselskaberne og til de balanceansvarlige. Det er disse fikserede timeforbrugsmålinger, der sammen med opgørelsen af det samlede forbrug i netområdet, danner grundlag for opgørelsen af døgnforbruget for alle skabelonkunder og for den efterfølgende balanceafregning i markedet.

Skabelonkunder kan, uanset om de har fået installeret en timemåler, ikke påvirke den pris, de bliver afregnet til ved at agere prisfleksibelt. Det skyldes, at en enkelt skabelonkundes eventuelle forbrugsforskydning kun yderst marginalt kan påvirke den skabelon, alle skabelonkunder i netområdet afregnes efter.

Leverandørernes muligheder for at tilbyde produkter der giver mulighed for prisfleksibelt elforbrug til en større andel af kunderne, hænger nøje sammen med den grænse for timeafregning, der er fastsat i markedsreglerne.

Kunderne skal have tilstrækkeligt incitament

Den nedsatte arbejdsgruppe har bl.a. set på hvilke besparelser, som kunder kan opnå, hvis en del af deres elforbrug kan forsinkes mellem 6 og 24 timer, og placeres i de billigste timer. Beregningerne baserer sig på data fra 4.000 kunder inden for alle størrelser, både husholdninger og erhverv. Der kan f.eks. opnås en besparelse på ca. 4 pct. af elprisen (før tariffer og afgifter), hvis 25 pct. af forbruget kan tilpasses i op til 6 timer. For en typisk husholdning vil dette svare til ca. 50-60 kr./år (ekskl. moms). For en husholdning med elvarme, varmepumpe eller elbil vil det være ca. det dobbelte. For en virksomhed med et forbrug på 100.000 kWh/år vil det svare til ca. 1.400 kr. Større besparelser kan opnås jo større en del af forbruget, der kan flyttes – og jo længere tidsforbruget kan flyttes.

Det er endvidere anført, at visse typer af forbrug er særlig velegnede til prisfleksibelt forbrug. Det gælder f.eks. visse forbrug til opvarmning eller afkøling. Det kan være elvarme, varmepumper og aircondition. Det forhold, at bygningen holder på varmen (eller kulden) betyder, at kortvarige afbrydelser ikke giver komfortproblemer. Opladning af elbiler kan endvidere være velegnet til fleksibelt elforbrug.

Andelen af forbruget som er fleksibelt, dvs. kan forskydes til en senere time uden væsentlig ulempe, er tidligere anslået til ca. 7 pct. for erhvervslivet, ca. 12 pct. for husholdningskunder uden elopvarmning og til ca. 33 pct. for husholdningskunder med elopvarmning. Der kan dog være store individuelle variationer.

Administrative konsekvenser i relation til spotprisen

De administrative konsekvenser ved tilpasning af afgiftssystemet til spotprisen på el er omtalt under afsnittet *Administrative omkostninger*.

Bilag A:

Afgift på elektricitet blev indført med virkning fra 1. april 1977. Afgiften udgjorde 2 øre pr. kWh.

Elafgiften blev de efterfølgende år forhøjet i flere omgange.

Den 15. maj 1992 blev der indført en CO₂-afgift på elektricitet på 10 øre pr. kWh. Samtidig skete der en nedsættelse af elafgiften.

Nedenfor findes en oversigt over udviklingen i afgifterne fra tidspunktet for CO₂-afgiften indførelse og frem til nu.

Afgiftens størrelse

Afgiftssatserne er senest ændret som en del af Skattereformen (Forårspakke 2.0.).

Afgiftssatserne (energiafgiften) reguleres/opskrives med 1,8 pct. hvert år frem til 2015.

I perioden 2010-2015 gælder nedenstående satser.

Efter 2015 reguleres afgiftssatserne årligt efter udviklingen i nettoprisindekset, jf. mineralolieafgiftslovens § 32 a.

Tillægsafgift på el fra 2011

Der indføres en tillægsafgift på el med virkning fra 1. januar 2011 med 6 øre pr. kWh. Tillægsafgiften bliver en del af elafgiften.

Elafgiften vil herefter bestå af følgende elementer:

- Energiafgift
- Energisparebidrag
- Eldistributionsbidrag
- Tillægsafgift

Tabel A.1: Energispareafgift af elektricitet

		2010	2011	2012	2013	2014	2015
Elektricitet	øre/kWh	6,2	6,3	6,4	6,5	6,6	6,7

Table A.2: Afgiftssatser for elektricitet		
Periode	Energi	CO₂-/ Energispareafgift
	Øre pr. kWh	
01.01.1977-30.06.1979	2,0	
01.07.1979-29.06.1980	8,0	
30.06.1980-14.06.1982	12,5	
15.06.1982-31.12.1982	14,3	
01.01.1983-31.12.1985	15,5	
01.01.1986-31.03.1986	19,0	
01.04.1986-17.10.1986	29,5	
18.10.1986-31.05.1989	32,5	
01.06.1989-14.05.1992	33,0	
15.05.1992-31.12.1993	27,0	10,0
01.01.1994-31.12.1994	30,0	10,0
01.01.1995-31.12.1995	33,0	10,0
01.01.1996-31.12.1996	36,0	10,0
01.01.1997-31.12.1997	40,0	10,0
01.01.1998-31.12.1998	46,6	10,0
01.01.1999-30.06.1999	48,1	10,0
01.07.1999-31.12.1999	52,1	10,0
01.01.2000-31.12.2000	53,6	10,0
01.01.2001-31.12.2001	55,1	10,0
01.01.2002-31.12.2004	56,6	10,0
01.01.2005-31.12.2005	57,7	9,0
01.01.2006-31.12.2007	57,7	8,6
01.01.2008-31.12.2008	58,7	8,8
01.01.2009-31.12.2009	59,6	8,9
01.01.2010-31.12.2010	65,9	6,2
01.01.2011-31.12.2011	73,0	6,3

Tabel A.3: El til opvarmning af helårsboliger, der overstiger 4.000 kWh årligt.

Periode	Energi	CO ₂ -/
		Energispareafgift
	Øre pr. kWh	
18.10.1986-14.05.1992	29,5	
15.05.1992-31.12.1993	23,5	10,0
01.01.1994-31.12.1994	26,5	10,0
01.01.1995-31.12.1995	29,5	10,0
01.01.1996-31.12.1996	32,5	10,0
01.01.1997-31.12.1997	36,5	10,0
01.01.1998-31.12.1998	40,1	10,0
01.01.1999-30.06.1999	41,6	10,0
01.07.1999-31.12.1999	45,6	10,0
01.01.2000-31.12.2000	47,1	10,0
01.01.2001-31.12.2001	48,6	10,0
01.01.2002-31.12.2004	50,1	10,0
01.01.2005-31.12.2005	51,1	9,0
01.01.2006-31.12.2007	51,2	8,6
01.01.2008-31.12.2008	52,0	8,8
01.01.2009-31.12.2009	52,9	8,9
01.01.2010-31.12.2010	54,5	6,2
01.01.2011-31.12.2011	61,4	6,3

Den særlige afgift for brug af el udover 4.000 kWh i helårsboliger der er elopvarmede, blev indført 18. oktober 1986, og var før identisk med satsen for anden el.

Bortset fra 1. januar 2010 vedrørende elvarme, har alle ændringer i satserne været forhøjelser i perioden, idet nedsættelser af CO₂ afgiften har været forbundet med forhøjelser af energiafgiften, således at den samlede afgift steg.

I følgende tabel er vist udviklingen i elpriserne for husholdninger og erhverv fra 1966 til 2008, med afgift og uden afgift.

Tabel A.4: Udviklingen i elpriserne i 2010-niveau for husholdninger og erhverv 1966-2008

	Husholdning		Erhverv	
	Basispriser	Markedspris	Basispris	Markedspris
1966	159,8	159,8	117,4	117,4
1967	170,2	170,2	101,5	101,5
1968	164,5	164,5	92,8	92,8
1969	156,8	156,8	83,5	83,5
1970	151,4	151,4	65,9	65,9
1971	145,5	145,5	72,5	72,5
1972	135,9	135,9	62,0	62,0
1973	122,5	122,5	61,4	61,4
1974	152,4	152,4	77,6	77,6
1975	114,2	129,7	101,4	103,4
1976	104,5	119,2	85,1	86,9
1977	90,8	114,1	77,9	81,0
1978	89,7	113,0	83,3	91,5
1979	80,9	112,3	76,5	86,5
1980	87,6	144,6	84,2	93,3
1981	105,2	172,1	94,6	105,5
1982	114,6	178,4	95,1	105,8
1983	105,4	171,9	80,2	90,9
1984	81,6	139,8	67,4	76,8
1985	83,5	139,2	66,9	75,9
1986	78,7	155,2	58,9	70,7
1987	62,8	147,2	50,3	64,1
1988	70,1	152,4	51,8	65,4
1989	78,5	157,5	62,5	75,2
1990	82,5	162,3	55,4	67,2
1991	77,2	152,8	56,8	68,6
1992	73,7	151,3	54,4	68,7
1993	70,3	147,9	49,2	63,6
1994	67,5	148,6	49,1	63,4
1995	69,9	153,6	48,0	62,0
1996	64,1	150,1	48,3	66,2
1997	64,0	151,4	46,3	64,3
1998	66,4	163,6	47,4	72,0
1999	64,6	165,6	45,3	72,3
2000	65,4	170,4	40,3	64,0
2001	70,5	180,2	49,8	73,3
2002	73,8	185,4	54,2	79,5
2003	78,0	191,6	55,7	83,6
2004	78,2	190,8	52,5	78,4
2005	81,4	193,4	52,2	75,6
2006	89,0	200,7	56,6	79,9
2007	88,0	198,5	57,8	81,5
2008	99,4	210,9	60,3	83,0

Kilde: Danmarks Statistik, statistikbanken. Beregnet elpriser ud fra elforbrug i kWh og mio. kr. fra nationalregnskab, omregnet til fastepriser med deflator for samlet privat forbrug 2000 = 100. Der er databrud i 1975.

Det ses af tabellen, at prisen uden afgift i 2010-niveau har været vigende for el, kun afbrudt af den første oliekrise i midten af 1970'erne og den anden omkring 1980, indtil slutningen af 1990'erne. Realprisen uden afgift var omkring 1990, under det halve af niveau i slutningen af 1960'erne. Igennem 1950-erne og begyndelsen af 1960'erne faldt realpriserne endnu mere, således at selv om forbruget steg med omkring 10 pct. om året, var andelen af forbruget nogenlunde konstant fra 1950'erne til 1960'erne.

Siden slutningen af 1990'erne er prisen uden afgift steget med omkring 50 pct.

Afgifterne på el for husholdningerne har i et vist omfang neutraliseret virkningen af, at realprisen uden afgift har været vigende til slutningen af 1990'erne. Efter år 2000 har afgifterne været vigende realt, mens prisen uden afgift har været realt stigende, hvilket har domineret, således at elprisen har været realt stigende.

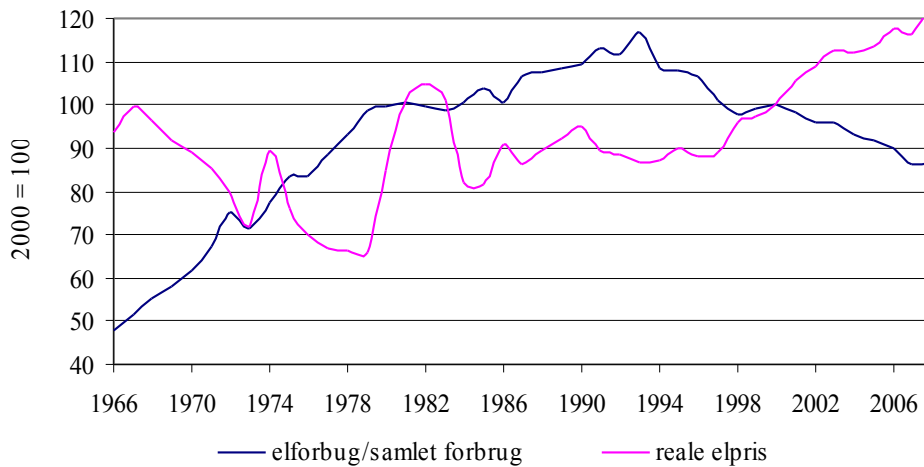
For erhverv, hvoraf nogle er belastet af de fulde afgifter og moms, bl.a. det offentlige selv, ses, at man nåede den laveste pris uden afgift i 2000, hvor prisen uden afgift var 40 øre/kWh i 2010-niveau. Siden er priserne steget.

Udviklingen i priserne hen mod slutningen af 1990'erne, skal ses i lyset af stordriftsfordele ved elproduktion og distribution. I øvrigt var brændselspriserne (kul) overordnet set realt faldende gennem perioden, lige som man skiftede den dyrere olie ud med det billigere kul.

Udviklingen i priserne siden slutningen af 1990'erne skal dels ses i lyset af, at brændselspriserne er steget, dels i lyset af introduktion og forhøjelse af PSO afgift og CO2 kvoter og senest ved indregning af omkostninger til energispareraftale i indtægtsrammer.

I følgende figur er vist forbruget af el i husholdningerne relativt til det samlede private forbrug i faste priser, sammenlignet med den reale elpris.

Figur A.1:



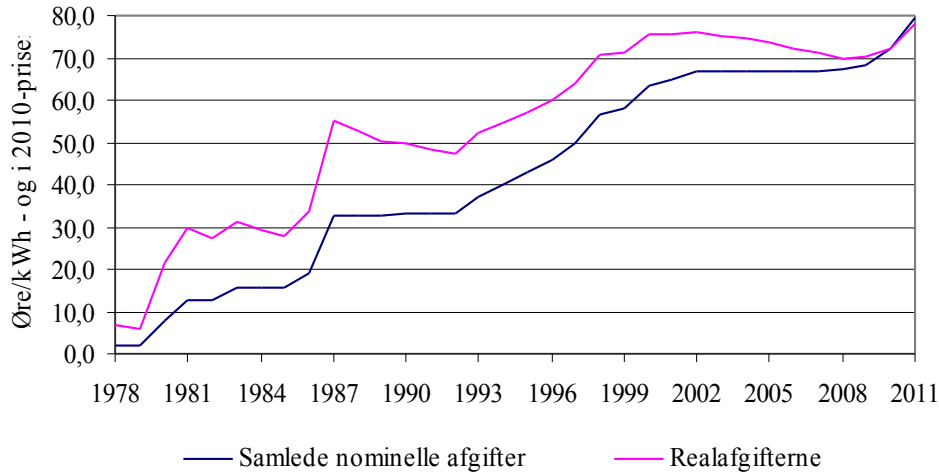
Elforbruget i kWh i husholdningerne i forhold til det samlede privatforbrug, steg til det dobbelte fra 1966 til slutningen af 1970'erne. I samme periode steg det samlede realforbrug med 35-40 pct., således at elforbruget i slutningen af 1970'erne var næsten 3 gange så stort som i 1966. Samtidig tenderede realprisen til at falde. Forbrugsstigningen skyldtes ikke kun den faldende realpris. Forklaringen går også en anden vej. Stigningen i forbruget førte via stordriftsfordele til lavere priser. Stigningen i forbruget skete ved udbredelse af elforbrugende apparater så som vaskemaskiner, opvaskemaskiner, farve-TV, fryse-ere etc.

Ved anden oliekrise, omkring 1980, steg realprisen for el kraftigt. Det førte til, at elforbruget i husholdningerne faldt mere end forbruget generelt. Den kraftige trendmæssige vækst ophørte. Der var dog en vis vækst fra midten af 1980'erne til begyndelsen af 1990'erne. Fra begyndelsen af 1990'erne er elforbruget i mængde faldet, sammenlignet med det samlede private forbrug. Der er ikke kommet færre apparater. Tværtimod er f.eks. IT blevet udbredt til mange hjem i de seneste 10 år. Befolkningstallet og boligarealet mv. er steget. Men formentlig er energieffektiviteten ved apparaterne steget.

Samtidigt med at elforbruget i forhold til det samlede reale forbrug er faldet, er elpriserne realt steget fra midten af 1990'erne.

Ud fra figuren ovenover kan man i givet fald estimere en meget betydelig priselasticitet på længere sigt. Det skal bemærkes, at der hersker usikkerhed omkring udviklingen, jf. at elforbruget i husholdningerne opgøres forskelligt af forskellige kilder.

Udviklingen i realafgifterne og de samlede nominelle afgifter er vist i følgende figur.



Figur A.2:

Afgiftssatsen vil i 2011 blive på ca. 78 øre/kWh i 2010 priser.

Afgiften steg i begyndelsen af 1980'erne til 30 øre/kWh realt. I de første år af 1980erne, blev afgiften reguleret med prisudviklingen. Ved julepakke 1985, påskepakke 1986 og efterårspakke 1986 steg afgiften realt til ca. 55 øre/kWh. Inflationen udhulede realafgiften i slutningen af 1980'erne og begyndelsen af 1990'erne. I løbet af 1990'erne var gradvis højere afgifter på el, med til at finansiere nedsættelser af indkomstskat mv. Afgiften blev udhulet af inflation fra 2002. Fra 2008 bliver satsen indekseret og i 2010 og 2011 sættes satsen op ved Forårspakke 2.0.

Afgifter i udlandet:

I følgende tabel er vist afgifter for husholdninger i EU landene i 2009

Tabel A.5: Priser og afgifter i EU for el anvendt i husholdninger i 2009

	Pris	Pris Afgift		Pris uden afgift
	3.500 kWh	7.500 kWh		3.500 kWh
	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
Østrig	126,9	106,9	11,2	102,7
Belgien	128,2	111,1	1,4	106,5
Bulgarien	55	52,2	0,5	51
Cypern	108,8	99,5	0	99,5
Tjekkiet	85	63,8	0,9	82
Danmark	198,8	173,1	68,5	92,2
Estland	60,7	54,1	2,4	53
Finland	91,9	73,3	6,6	72,5
Frankrig	98,2	88,1	0	71,4
Tyskland	158,2	149,6	15,3	104,3
Grækenland	59,4	64,8	0	78,5
Ungarn	107,6	102,2	0,8	91,3
Irland	135	113,5	0,7	133,2
Italien	190,1	164,7	3,5	123,4
Letland	59,4	54,9	0,6	71,2
Litauen	63,1	59,4	0	59,5
Luxembourg	137	133,4	0,7	120,5
Malta	75,6	88,6	0,6	121,1
Nederlandene	177	173,7	80,9	107,2
Polen	101,9	92	4,4	65,7
Portugal	121,9	99,8	0	94,1
Rumænien	93,8	84,1	0,6	60,6
Slovakiet	130,1	94,8	0,7	96,3
Slovenien	91,9	77,6	0	79,7
Spanien	99,5	84,9	0,7	96,3
Sverige	139,4	136,4	21,6	77,4
UK	102,4	95,7	0	104,1
Uvægtet snit	111	99,7	8,3	89,5

Kilde: EU-Kommissionen. Første og anden søjle Europe's Energy Portal ultimo januar 2010 viser pris med moms og afgifter i juli 2009. Tredje søjle Excise duty Tables juli 2009, viser situation 1. juli 2009, Fjerde søjle Eurostat viser situation i første halvår 2009 = 1. januar 2009.

Tabellen er delvist præget af usikkerhed i kilderne. Efter tabellen kostede el for en husholdning der bruger 3.500 kWh omkring 111 øre/kWh i gennemsnit i juli 2009, mens detailprisen for en husholdning med et forbrug på 7.500

kWh var ca. 1 kr./kWh. Danmark havde den højeste pris med omkring 2 kr./kWh, mens prisen i Bulgarien var ca. 55 øre/kWh.

Variationen i prisen skyldes en kombination af variationerne i priserne uden afgift, og priserne for afgifter. Efter EU reglerne skal husholdningernes elforbrug mindst belastes med 0,746 øre/kWh. Der er dog visse lande, der har særlige overgangsordninger. Ser man på afgifterne ses det, at hovedparten af landene har en afgift på denne minimumsafgift eller deromkring. Der er dog en håndfuld lande, der har væsentlige afgifter. (Østrig 11 øre, Danmark 69 øre, Tyskland 15 øre, Holland 81 øre og Sverige 22 øre). Den typiske afgift er således ca. 1 øre/kWh, men gennemsnitsafgiften er ca. 8 øre/kWh.

Den danske afgift er den næsthøjeste i EU for husholdningerne ifølge tabellen. Det hollandske afgiftssystem har en sats, der falder med stigende forbrug. For de første 10.000 kWh betales således de anførte ca. 81 øre/kWh. For forbrug mellem 10.000 og 50.000 kWh er satsen ca. 30 øre/kWh. For forbrug mellem 50.000 og 100.000 kWh er satsen ca. 8 øre/kWh, mens den for forbrug udover 100.000 kWh er ca. 0,7 øre/kWh. Hvordan satsen er for el til en etageejendom med en enkelt måler, er ikke oplyst.

Ser man på priserne uden afgift og moms, kan de i princippet beregnes ud fra de anførte detailpriser med fradrag af knap 20 pct. moms og ca. 8 øre/kWh. Det vil give en pris på ca. 81 øre/kWh i gennemsnit, men en anden opgørelse fra Kommissionen (Eurostat) anfører en pris uden afgifter på ca. 90 øre/kWh uden moms og afgifter. Der er en vis forskel i, hvornår priserne er oplyst (juli 2009/ første halvår 2009 eller måske 1. januar).

Ser man på priserne uden afgift ses det, at Danmark har lidt højere priser end gennemsnittet for hele EU, men i underkanten for EU 15. Igen er der meget betydelig variation i priserne uden afgift fra 51 øre/kWh til 133 øre/kWh.

Det skal bemærkes, at der er andre opgørelser af priser for husholdninger end dem, der her er anført. Om disse er mere sammenlignelige end dem der her er bragt, er uvist.

Der er betydelige forskelle mellem priser og afgifter for henholdsvis forbrugere og erhverv.

Tabel A.6: Priser og afgifter for el i erhverv i EU lande i 2009

	Pris	Pris	Afgift	Pris uden afgift
	2 mio.kWh	24 mio. kWh		2 mio. kWh
	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh	Øre/kWh
Østrig	91,6	76,2	11,2	66,8
Belgien	93,7	76,4	0	76,4
Bulgarien	49,9	47,8	0,5	47,6
Cypern	104	98,3	0	86,7
Tjekkiet	73,4	64,5	0,9	78,7
Danmark	96,3	92,9	8,9	54,9
Estland	52	36,3	2,4	43,7
Finland	56,1	52,3	2	49,4
Frankrig	56,9	49,4	0	48,2
Tyskland	103,4	94,8	9,2	72,6
Grækenland	64,3	54	0	70,6
Ungarn	94,5	82,3	0,8	90,9
Irland	103,8	99,7	0,4	89,8
Italien	127,1	104,3	2,3	76,5
Letland	50,2	42,2	0,6	66,7
Litauen	52,6	51,4	0	68,8
Luxembourg	85,7	82,6	0,4	81,6
Malta	76,6	50,2	0,6	112,1
Nederlandene	99,6	68,3	7,9	70
Polen	61,9	55,9	4,4	63,8
Portugal	73,4	65,5	0	68,4
Rumænien	95,7	72,7	0,3	60,4
Slovakiet	94,1	85,6	0,4	105,4
Slovenien	73,5	66,1	0,5	79,1
Spanien	65,7	56,7	0,4	81,7
Sverige	51,3	45	0,4	49,3
UK	93	73,7	0	80,2
Uvægtet gennemsnit	79,3	68,3	2	71,9

Kilde: EU-Kommissionen. Første og anden søjle Europe's Energy Portal ultimo januar 2010 viser pris med afgifter i juli 2009. Tredje søjle Excise Duty Tables juli 2009, viser situation 1. juli 2009, Fjerde søjle Eurostat viser situation i første halvår 2009 = 1. januar 2009.

Det ses af tabel 9, at elprisen for en virksomhed med et forbrug på 2 mio. kWh årligt i juli 2009, i gennemsnit var på ca. 79 øre/kWh. I Danmark var prisen på 96 øre/kWh., heraf afgift på ca. 9 øre/kWh. Uden afgift er prisen i gennemsnit ca. 77 øre/kWh og 88 øre/kWh i Danmark. I første halvår 2009 er oplyst en pris på 72 øre/kWh i gennemsnit og 55 øre/kWh i Danmark. For in-

dustri med et forbrug på 24 mio. kWh er prisen 68 øre/kWh med afgifter i juli 2009, heraf Danmark ca. 93 øre/kWh

Ser man på afgifter, gælder det, at EU's minimumsafgift er ca. 0,4 øre/kWh, men at en række lande har overgangsordninger mv. I gennemsnit er afgiften på 2 øre/kWh, men typisk er afgiften på ca. 0,4 øre/kWh. Der er igen en håndfuld lande, der har højere afgifter (Østrig 11 øre, Danmark 9 øre, Tyskland 9 øre, Nederlandene 8 øre og Polen 4 øre/kWh.)

Igen skal man være opmærksom på, at landene der er kilde til statistikken, kan have indsendt oplysninger til EU på et usammenligneligt grundlag.

Bilag B:

Elforbrugets prisfølsomhed

Forbrug af el er, som forbrug af andre varer, følsomt i forhold til ændringer i priser.

Ved beregning af virkninger af ændrede afgifter, må Skatteministeriet derfor tage hensyn til virkningerne på forbruget.

Virkningerne af ændrede priser/afgifter går via flere kanaler, og virkningen er ikke uafhængig af hvordan provenuet fra afgiftsændringen anvendes. Ved Skatteministeriets beregninger ses der alene på den såkaldte substitutionseffekt, i det der ses bort fra, at selve afgiften kan påvirke konjunkturerne og disponibel indkomst mv. Indirekte er det således forudsat, at provenuet føres tilbage igen med nogenlunde samme fordelingsvirkning som selve afgiften.

Højere priser på el vil give substitutionsvirkninger ad mange forskellige kanaler.

De fire vigtigste er.

- der bruges mindre af den ”energi” tjeneste, hvortil der forbruges el – populært, der slukkes for lyset
- den pågældende tjeneste produceres ikke ved el men ved f.eks. brændsel – populært: elvandvarmer erstattes af fjernvarmefvandvarmer
- der bruges mere energieffektivt udstyr – der produceres samme tjeneste ved mindre elforbrug – populært: elkedler i stedet for brug af el-kogeplader
- der produceres mindre af de varer, hvortil der bruges særligt meget el f.eks. mindre mælkepulver og mere ost.

Man kan anslå prisfølsomheden på flere forskellige måder. Ved bottom up metoden kan man med en lang række forudsætninger beregne det ”optimale” elforbrug til den ene og den anden anvendelse, for den ene og den anden person og virksomhed.

Da en sand beregning afhænger af nærmest et uendeligt antal forudsætninger, er den dog ikke altid særlig præcis, og vil i alle tilfælde kræve meget omfattende beregninger.

Modsat kan man anslå prisfølsomheden ved at se på, hvordan det samlede forbrug reagerer på ændrede priser. Det kan enten ske ved at betragte udviklingen i forbruget over tid og sammenholde med priserne, eller ved at se på forbrug i forskellige lande eller områder sammenholdt med priserne. Også

disse metoder er dog ikke særligt præcise, da der kan være andre forskelle mellem perioder eller lande, end priser, der også påvirker forbruget. Metoden kan heller ikke anvendes for nye typer af elforbrug. Det er således sjældent muligt at finde sammenhængen mellem priser og forbrug på langt sigt, da andre forhold end priserne sjældent har været konstante. Det giver således ikke mening at anslå prisfølsomheden for el brugt til biler, da der ikke tidligere har været brugt el til biler i nævneværdigt omfang.

I praksis må prisfølsomheden derfor anslås, ved at se på mange forskellige undersøgelser ved forskellige metoder. Ikke kun vedrørende forbrug af el, men også vedrørende andre varer.

Prisfølsomheden vedrørende el til biler må således blandt andet anslås ud fra, hvordan sammenhængen er mellem prisen på benzin og kørsel, mens man ved beregning af virkningen på elforbruget i grønttørreindustrien af elprisen, må have en ide om, hvordan omkostningerne i alt påvirker forbruget og produktionen af grøntmel.

Ved vurdering af virkningerne af afgifter gælder der det særlige forhold, at der måske slet ikke er erfaringer med så høje priser fra tidligere eller fra andre lande. Ligeledes, at særlige differentieringer i afgifter ikke har været undersøgt før.

Ligeledes gælder, at prisvirkningen kan være forskellig alt efter om priserne ændres på grund af (nationale) afgifter eller på grund af internationale prisændringer. I sidstnævnte tilfælde er der måske ikke nogen større effekt på, i hvilke lande det lokaliserer sig, men modsat en forholdsvis stor effekt på tilskyndelsen til udvikling af nyt udstyr, der sælges på mange markeder.

Forklares prisfølsomheden bedst ved traditionelle elasticiteter eller ved såkaldte quasielasticiteter?

Den traditionelle elasticitet har formlen:

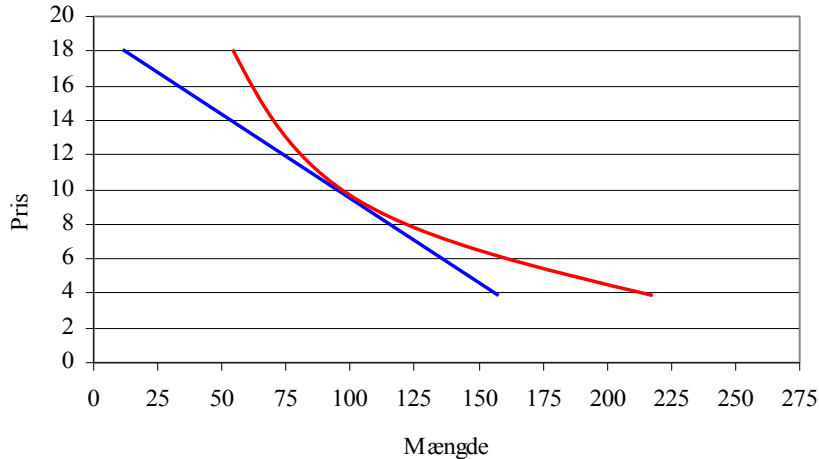
$$Ed (\text{traditionel}) = (\Delta Q/Q)/(\Delta P/P)$$

En quasielasticitet har formlen

$$Ed (\text{quasi}) = (\Delta Q)/(\Delta P)$$

De to typer elasticiteter er illustreret i følgende figur.

Figur B.1: Konstant elasticitet og quasielasticitet



Den øverste linie viser en efterspørgselskurve med en konstant traditionel elasticitet (-1), mens den nederste linie er ved en konstant quasielasticitet (mængden ændrer sig 10 stk., når prisen ændres 1 kr./stk.).

Er udgangspunktet at prisen er 10 kr./stk., mens mængden er 100 stk. ses, at der ikke er den store forskel ved små prisændringer omkring den normale pris. Derimod er der afgørende forskel ved store prisvariationer.

Normalt når elasticiteter estimeres, har man særligt mange observationer omkring de normale priser og mængder. Men andre forhold end prisen bestemmer mængden. Observationerne vil da ligge spredt omkring kurverne. Det er da i praksis svært at afgøre, om der er tale om, at den samlede efterspørgselskurve har den ene eller den anden form eller en helt tredje form.

Man må derfor ofte ty til at ræsonnere omkring den nærmere form af efterspørgselskurven.

For nogle anvendelser af el, kan man argumentere for den ene form. For andre for den anden form.

Elektricitet er ikke en vare, der har værdi i sig selv ved forbrug. Elektricitet anvendes i udstyr mv. til at fremstille ydelser og varer. Disse varer og ydelser har en værdi.

F.eks. anvendes der el til brug i vaskemaskiner. Hvor ofte der vaskes tøj afhænger af omkostningerne herved. Omkostningerne ved at vaske tøj består

dog af meget andet end omkostninger til el. Hovedomkostningen er forbrug af tid. Vask af 5 kg tøj koster f.eks. 3 kroner i vaskepulver, 2 kr. i forbrug af el og 45 kr. i forbrug af tid.

Hvis efterspørgslen efter rent tøj er kendetegnet ved en konstant traditionel elasticitet på f.eks. -1, vil efterspørgslen efter el til vask ved en given vaskemaskine i praksis være lineær. Stiger prisen på el fra 2 kr. til 3 kr., stiger omkostningerne ved vask med 2 pct., og forbruget af vask og el hertil falder 2 pct. Er el til vask gratis, falder prisen med 4 pct. og forbrug af el stiger med 4 pct. I dette tilfælde ændres forbruget af el med 2 pct., hver gang prisen på el ændres med 1 kr.

Når elektricitet anvendes sammen med andre varer mv., der udgør langt større dele af omkostningerne, vil der være en tendens til, at elasticiteten er lav og quasikonstant.

Elforbruget ved vask vil også afhænge af, hvor effektiv eller ineffektiv vaskemaskinen er. I praksis er der en overgrænse for hvor effektiv maskinen kan være. Det tilsiger at efterspørgselen ved meget høje priser snarere følger en traditionel efterspørgselskurve. Der er næppe nogen teoretisk overgrænse for, hvor ineffektiv maskinen kan være. Men selv om elektriciteten var gratis vil der i praksis være en overgrænse på, hvor ineffektiv maskinen er. Det tilsiger at man ved lave priser følger quasikurven.

Sådanne ræsonnementer fører til, at Skatteministeriet normalt bruger quasielasticiteter ved mindre prisændringer.

Der er en praktisk fordel ved at bruge quasielasticiteter. Elpriserne varierer. Da forbruget først reagerer med betydelig træghed overfor priserne, vil man ved brug af traditionelle elasticiteter komme ud for, at forhøjelse af afgiften med x øre det ene år, og nedsættelse af afgiften med x øre senere, højst sandsynligt vil give en nettovirkning på forbruget, mens man burde forvente at der ingen nettoeffekt var. Sådanne inkonsistenser undgås ved quasielasticiteter.

Er quasielasticiteterne konstante, tilsiger det alt andet lige, at afgiftssatserne skal være uafhængige af prisen for at reducere forvriddingsomkostningerne.

Der er betydelige forskelle mellem de elasticiteter Skatteministeriet anvender ved beregning af afgiftsændringer, og dem der anvendes i EMMA.

EMMA-elasticiteterne er vist i følgende tabel:

El anvendt i:	Kort sigt	Langt sigt
Landbrug	-0,07	-0,13
Næringsmiddelindustrien	-0,05	-0,11
Jern- og metalindustrien	-0,02	-0,07
Kemisk industri	0	0
Anden fremstillingsvirksomhed	-0,04	-0,24
Bygge- og anlæg	-0,04	-0,16
Handel	0	0
Kontorer herunder finansiel virksomhed	-0,03	-0,12
Hotel, herunder forlystelser	-0,11	-0,21
Øvrige tjenesteydende erhverv	-0,29	-0,50
Offentlige tjenester	-0,16	-0,32
Erhverv samlet		-0,15
Husholdninger	-0,16	-0,32

EMMA-elasticiteterne er estimeret ud fra tidsserieanalyser på danske data. Elasticiteterne er meget små.

Man kan også estimere elasticiteter ved at sammenligne forbruget af el pr. indbygger i forskellige lande (og i USA's stater) og samtidig se på pris- og indkomstforskelle. Gøres det, bliver den samlede elasticitet på længere sigt ikke ca. -0,2 som i EMMA, men omkring 3 gange så store.

Skatteministeriet har estimeret elasticiteten ved at sammenligne forbrug pr. indbygger, indkomst pr indbygger og elpris i staterne i USA alene for 2006. Resultatet var, at priselasticiteten var ca. -0,6 (med 95 pct. sandsynlighed mellem -0,42 og -0,78), mens indkomstelasticiteten var 0,22 (mellem 0,06 og 0,42). Den forholdsvis lave indkomstelasticitet tyder på, at det særligt er lokalisering af energiintensive virksomheder, der bidrager til elasticiteten.

For EU var resultatet -0,54, men med stor usikkerhed (mellem +0,18 og -1,26) Indkomstelasticiteten var 0,71 (mellem 0,41 og 1,03)

Der er særligt for fremstillingserhvervene, at EMMA har lave elasticiteter sammenlignet med dem Skatteministeriet bruger.

Forskellen skyldes delvist, at Skatteministeriets elasticiteter, strengt taget, alene vedrøre afgiftsændringer, mens EMMA ser på virkningerne af prisændringer. Priserne uden afgift tenderer til, over tiden, at varierer i takt mellem for-

skellige lande. Stiger prisen på kul eller gas stiger elpriserne i de fleste lande samtidigt. Dermed vil den del af priseffekten der skyldes anden lokalisering af forbruget, ikke kunne estimeres særligt præcist, fordi brændselsprisændringer ikke fører til en særlig stor omlokalisering af produktionen mellem landene.

Ændres derimod en dansk afgift, vil der være en struktureffekt vha. at erhverv, der bruger forholdsvis meget el, på sigt vil få en mindre betydning.

Derfor har Skatteministeriet en større effekt af afgiftsændringer, særligt for erhverv med mange energiintensive virksomheder.

Forbruget af el i erhvervene er f.eks. fordelt således:

- 1 mia. kWh i A: de meget energiintensive virksomheder med 4.000 beskæftigede
- 4 mia. kWh i B: de delvist energiintensive virksomheder med 46.000 beskæftigede
- 6 mia. kWh i C: dem der bruger mere el end gennemsnit, men ej er energiintensive, med 250.000 beskæftigede
- 9 mia. kWh i D: de andre med 1.300.000 beskæftigede.

Pålægges alt el til erhverv en afgift på ekstra 16 øre/kWh, vil provenuet udgøre 3,2 mia. kr. Det vil svare til 40.000 kr. pr. beskæftiget i A, 13.913 kr. pr. beskæftiget for B, 3.840 kr. for B, og 1.108 kr. for C og i gennemsnit 2.000 for alle.

Vælttes alle 2.000 kr. ned i lavere løn mv., vil omkostningerne for gruppe A stige med 38.000 kr., 11.913 kr. for B, 1.840 kr. for C og for D vil omkostningerne falde med 892 kr. pr. beskæftiget.

Er omsætningen 1 mio. kr. pr. beskæftiget og udbudselasticiteten på langt sigt f.eks. 5 (1 pct. højere omkostninger giver 5 pct. lavere salg), vil beskæftigelse og energiforbrug i gruppe A falde med ca. 19 pct. etc.

Resultatet er vist i tabellen:

Tabel B.2: Resultater ved ekstra afgift på el i erhverv på 16 øre pr. kWh

	A	B	C	D	I alt
Ændring i forbrug og beskæftigelse	-19	-3,57 pct.	-0,552 pct.	+0,2676 pct.	
Ændring i forbrug af el mio. kWh	-190	-143	-33	+ 24	-342
Ændring i beskæftigelse	-760	-1.640	-1.380	+3.480	0

Elforbruget falder således med ca. 1,7 pct., mens prisen steg 20 pct. Det svarer til en elasticitet på omkring -0,085 i alt. For gruppe A er bidraget til elasticiteten via erhvervsstruktureffekten ca. -0,95, for gruppe B ca. -0,18, for C ca. -0,03, mens effekten for D er +0,01

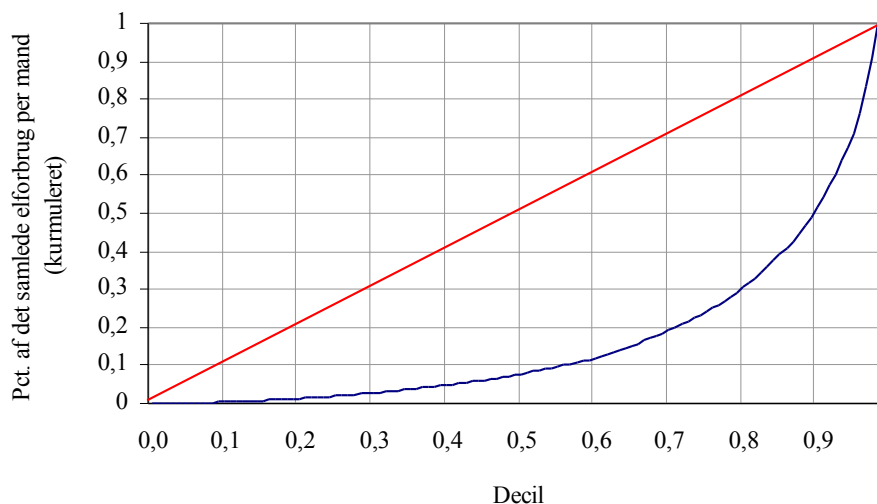
Struktureffekten afhænger ikke af den gennemsnitlige energiintensitet, men af spredningen i energiintensiteten. Var alle lige energiintensive var der ingen struktureffekt.

På meget langt sigt er effekten større. De energiintensive virksomheder er ofte også forholdsvis kapitalintensive, men ikke særlig arbejdskraftintensive. Virksomhederne kan sjældent fysisk flytte til udlandet, men der vil blive etableret færre, og flere vil undlade at reinvestere, når energiomkostningerne er særligt store i landet.

Den langsigtede struktureffekt er derfor meget vanskelig at estimere når man bruger tidsserier. Den afgørende prisændring kan være sket for 10 eller 20 år siden, alt efter kapitalapparatets levetid.

Man kan få en ide om den store forskel i elforbruget ved at se på følgende figur.

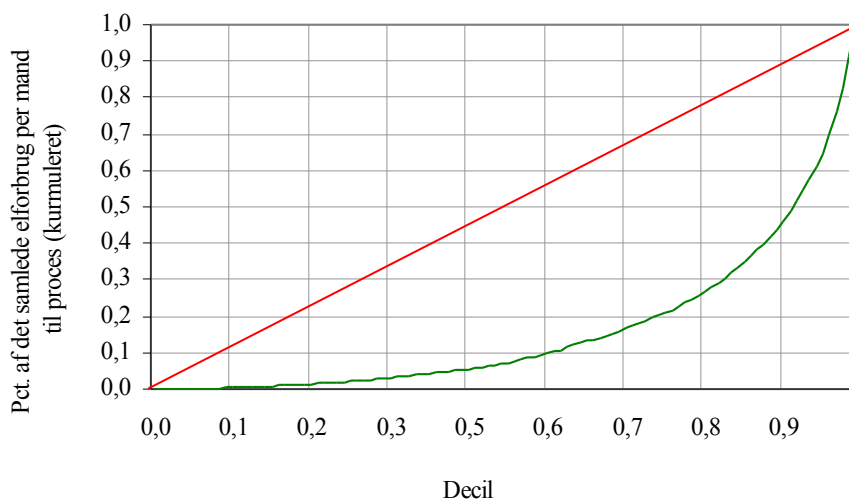
Figur B.2:



Kilde: Danmarks Statistik og egne beregninger.

Det ses, at omkring halvdelen af elforbruget i erhverv finder sted hos de 10 pct. af erhverv, hvor elforbrug pr. beskæftiget er størst. For de 60 pct. af arbejdspladserne, hvor elforbruget er lavest gælder, at de bruger ca. 10 pct. af det samlede elforbrug. Figuren er beregnet ud fra gennemsnit for brancher. Tager man også hensyn til spredning i brancher, vil den samlede spredning blive endnu større.

Figur B.3:



Kilde: Danmarks Statistik og egne beregninger.

Udover at struktureffekten øger elasticiteten for erhverv, vil det også tælle, at en større del af erhvervenes udstyr, og særligt i procesindustrien, er udviklet og optimeret efter de individuelle forhold, mens husholdningerne i større omfang køber masseproducerede varer, der ikke er optimeret særligt i forhold til danske elpriser.

Endelig vil det ofte for erhverv gælde at nogle af processerne kan forsynes både med elenergi og brændselsenergi, mens der oftest i husholdninger kun er et valg.

I husholdninger bruges således el til opvarmning af vand i vaskemaskiner, mens erhverv ofte bruger brændsel og kan bruge el. Der er flere sådanne specifikke substitutionsmuligheder særligt i fremstillingserhverv. Man kan fjerne vand ved inddampning ved brug af brændsel, men også mekanisk ved brug af el. Ved inddampning kan man reducere brændselsforbruget i et flertrinsanlæg, og udnytte, at kogepunkt falder ved lavere tryk der er skabt ved brug af el. Disse effekter, hvor der bruges forskellig teknologi, ændres typisk alene over længere tid.