

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Tlf 33 92 67 00
Fax 33 11 47 43

CVR-nr: 59 77 87 14

ens@ens.dk
www.ens.dk



Indholdsfortegnelse

1. SAMMENFATNING	4
1.1. Baggrund	4
1.2. Elpriser i Danmark.....	5
1.3. Sammenligning med andre lande.....	8
1.4. Øvrige forhold	11
2. SAMMENLIGNINGSGRUNDLAG	13
3. HVAD STORFORBRUGERNE I ANDRE LANDE MENER.....	16
4. SAMMENLIGNING AF ELPRISERNE	20
4.1. Sammenligning på basis Eurostat priser.....	22
4.2. Sammenligning på basis af andre priskilder	25
5. SAMMENLIGNING AF ELPRISERNES SAMMENSÆTNING.....	33
5.1. Markedsprisen	33
5.2. Nettariffer	33
5.3. Skatter og afgifter samt betaling til miljøvenlig el mv.....	35
5.4. Programmer til fremme af besparelser og effektivitet	39
6. OVERSIGT OVER DANSKE ELINTENSIVE VIRKSOMHEDER.....	40
7. PSO-TARIFFERNE OG DERES UDVIKLING	42
7.1. PSO-omkostninger.....	42
7.2. PSO-tariffen	42
7.3. Faktiske PSO-tariffer	43
7.4. PSO-omkostninger til miljøvenlig elproduktion mv.....	44
8. DEN DANSKE TARIFSTRUKTUR - NETBETALING.....	46
8.1. Faktiske nettariffer	47
8.2. Samlet transportbetaling.....	51
8.3. Andre undersøgelser.....	53
9. ENERGI- OG CO2-AFGIFTER AF ELEKTRICITET.....	53

9.1.	Oversigt over godtgørelse og tilskud til CO ₂ -afgift	55
10.	ENERGIFORBRUGSUDVIKLINGEN FOR AFTALEVIRKSOMHEDERNE.....	56
BILAG I.....	59
1.	FRANKRIG	59
1.1.	Elprisernes sammensætning	60
1.2.	Skatter og afgifter	62
1.3.	De store forbrugere.....	62
2.	TYSKLAND	63
2.1.	Elprisernes sammensætning	64
2.2.	Skat og betaling til PSO	66
2.3.	De store forbrugere.....	66
3.	ENGLAND.....	67
3.1.	Elprisernes sammensætning	68
3.2.	De store forbrugere.....	70
4.	HOLLAND	71
4.1.	De store forbrugere.....	73
5.	SPANIEN	74
5.1.	Elprisernes sammensætning	75
5.2.	Skat og PSO	78
5.3.	De store forbrugere.....	78
6.	SVERIGE.....	78
6.1.	Elprisernes sammensætning	79
6.2.	Skat og betaling til PSO	81
6.3.	De store forbrugere.....	82
BILAG II	ENERGY ADVICE-NOTAT: ELPRISUDVIKLINGEN I 6 EU LANDE.....	83
BILAG III	ECON-NOTAT: KRAFTPRISER TIL INDUSTRI I EUROPA	96

1. Sammenfatning

1.1. Baggrund

I de senere år har virksomhedernes omkostninger til elektricitet generelt været stigende. Dette gælder ikke kun i Danmark, men også i de fleste andre europæiske lande. Dette er der flere grunde til. Således har der været stigende brændselspriser i elproduktionen, den europæiske CO₂-kvoteregulering fra 2005 med høje kvotepriser har haft afsmittende virkning på elpriserne, og der er stigende knaphed på produktionskapacitet samt transmissionskapacitet mellem de forskellige markeder for elhandel.

Det er fra flere virksomheders side påpeget, at høje elpriser forringer de energiintensive danske virksomheders konkurrenceevne. Energistyrelsen har derfor på ministerens foranledning gennemført en undersøgelse af de danske elpriser og sammenholdt disse med tilsvarende elpriser i en række europæiske lande.

Variierende vilkår

Omkostningerne til elektricitet kan opdeles i købsprisen på markedet, transportomkostninger samt øvrige omkostninger til skat, afgifter og PSO. Undersøgelsen har vist, at det i praksis er næsten umuligt at indhente sammenlignelige priser. Der er således ikke alle steder et veludviklet elmarked, transportomkostningerne varierer fra område til område og er bl.a. afhængig af elforbruget, spændingsniveau mv., og mange store virksomheder eller hele erhverv er helt eller delvis fritaget for betaling af afgifter, PSO mv.

Eurostat

Traditionelt har de europæiske lande indberettet elpriser for virksomheder til Eurostat per 1. januar og 1. juli hvert år. Dette skal ske for årlige forbrug på henholdsvis 10, 24, 50 og 70 GWh/år. Som følge af liberaliseringen af elmarkedet eksisterer der ikke længere umiddelbart tilgængelige oplysninger om de store virksomheders elpriser, hvorfor indberetningerne, herunder også fra Danmark, er undladt eller har været meget mangelfulde.

Det har derfor ikke været muligt umiddelbart at foretage en sammenligning af elpriserne på baggrund af Eurostats talmateriale, og hovedsammenligningen er i stedet sket på grundlag af indhentede prisoplysninger for virksomheder med årlige energiforbrug svarende til Eurostats opdeling og så vidt muligt gældende for juli 2005.

1.2. Elpriser i Danmark

Danmark er en del af det nordiske elmarked, Nordpool. Danmark er opdelt i to elprisområder, et i Vest omfattende Jylland og Fyn og et i Øst omfattende Sjælland med tilhørende øer. Som udgangspunkt er elprisen den samme i hele Nordpool, men i det omfang der er begrænsninger i transmissionsledninger mv., sker der en selvstændig prisfastsættelse i de enkelte prisområder.

Markedspris

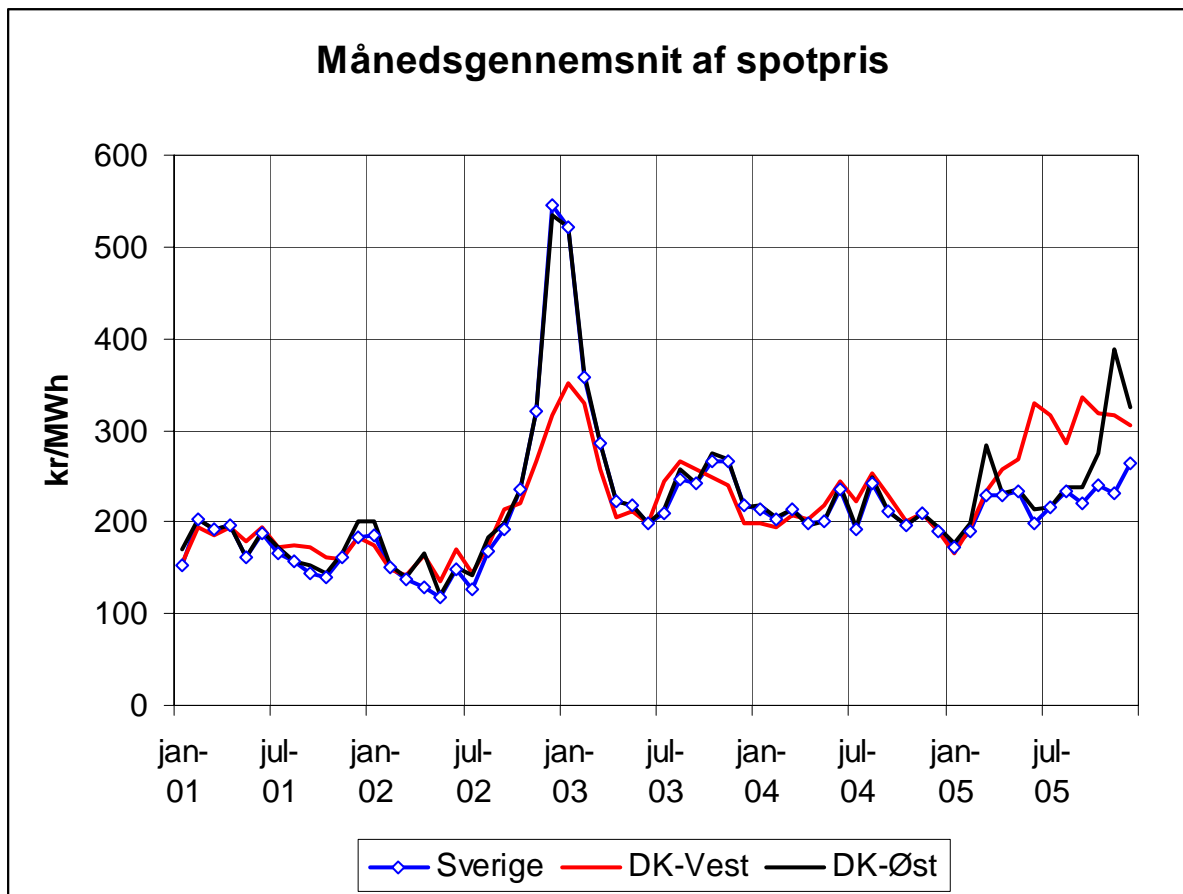
Med elpris menes spotprisen i prisområdet. Det forudsættes, at virksomhedernes købspriser i stor udstrækning svarer til spotprisen på elektricitet, selvom mange virksomheder formentlig har indgået fastprisaftaler, langtidskontrakter eller på anden måde forsøgt at sikre sig de billigste priser. Udover spotprisen kommer betaling til elleverandøren til dækning af balanceringsomkostninger, administration mv., som skønnes at udgøre omkring 1 øre/kWh.

Der er således 2 markedspriser i Danmark, og disse har varieret betydeligt siden 2001, jævnfør figur 1.2.1. De højeste priser har været omkring årsskifter 2002/03 og sidst på året i 2005.

I store dele af perioden 2001-2005 har priserne været relativt ens i Øst- og Vestdanmark og på niveau med priser i Sverige. Dette har dog ikke været tilfældet omkring årskiftet 2002/03, hvor priserne i Vestdanmark var lavere end i de 2 andre områder og i sidste halvdel af 2005, hvor priserne i Danmark, især i Vest, har været højere end i Sverige.

I begyndelsen af 2005 var priserne i begge områder i Danmark omkring 17 øre/kWh, mens de i juli i gennemsnit var henholdsvis 21,7 øre/kWh i Øst og 31,7 øre/kWh i Vest. Sidst på året har priserne været højest Øst. De gennemsnitlige priser for hele 2005 blev 25,2 øre/kWh i Øst og 27,7 øre/kWh i Vest. I de øvrige nordiske lande har der ikke været de samme prisvariationer, og den gennemsnitlige spotpris på årsbasis var ca. 22 øre/kWh.

Figur 1.2.1: Spotpriser 2001-2005



Transportomkostninger

Der er knap 150 virksomheder i Danmark med et årligt elforbrug over 10 GWh. Heraf havde knap 10 et forbrug over 70 GWh i 2003. Undersøgelsen viser, at transportomkostningerne ikke er særligt afhængige af størrelsen af det årlige elforbrug, men derimod af det spændingsniveau, som virksomheden er sluttet til. I Danmark formodes størstedelen af virksomhederne at være tilsluttet et mellemspændingsniveau, kaldet B-niveau, og kun de største virksomheder er tilsluttet et højspændingsniveau, kaldet A-niveau.

I de 2 prisområder er der forskellige nettatariffer til systemansvaret, ligesom de omkring 100 netvirksomheder også har forskellige nettatariffer for transport og abonnement. Baseret på et udsnit af netvirksomhederne omfattende ca. 85 % af det samlede elforbrug er de gennemsnitlige transportomkostninger i 2005 på B-niveau 14,3 i øre/kWh og 10,8 øre/kWh i henholdsvis Øst og Vest, mens de på A-niveau er henholdsvis 9,4 øre/kWh og 7,8 øre/kWh.

Der er dog betydelige variationer fra netvirksomhed til netvirksomhed. Således varierer tarifferne på B-niveau op til 10 øre/kWh fra netvirksomhed til netvirksomhed, ligesom tariffen i visse områder også er tidsafhængig.

PSO-omkostninger

PSO-omkostningerne, der i Danmark primært dækker pristillæg til miljøvenlig elproduktion, afhænger dels af markedspriserne og dels af omfanget af den miljøvenlige elproduktion. Generelt er PSO-omkostningerne lidt større i Vest end i Øst. PSO-omkostningerne aftager med stigende markedspriser, og de stiger med faldende markedspriser. PSO-omkostningerne fastsættes kvartalsvis forud på baggrund af forventede markedspriser og under hensyntagen til over- eller underdækning i de foregående kvartaler.

Baseret på en gennemsnitlig markedspris på 26 øre/kWh vil PSO-tariffen i 2005 på landsplan gennemsnitligt udgøre ca. 10 øre/kWh. Den 1. juli var PSO-tariffen 9,1 øre/kWh i Øst og 9,8 øre/kWh i Vest. For virksomheder med et årligt elforbrug over 100 GWh reduceres PSO-tariffen til ca. halvdelen for den del af elforbruget, der overstiger 100 GWh/år, idet forbrug over denne grænse er fritaget for betaling af PSO-omkostninger til VE-elektricitet.

Afgifter

Virksomhederne betaler CO₂-afgifter af elforbruget til proces. Afgiftens størrelse afhænger af anvendelsen, idet den er 9 øre/kWh til let proces og 2,5 øre/kWh til tung proces. Det antages i denne sammenligning, at for virksomhederne med de største elforbrug anvendes elforbruget primært til tung proces, mens de mindre virksomheder primært har let proces.

Såfremt der indgås aftaler om energieffektivisering ydes der et tilskud på 2,2 øre/kWh, hvorved afgiften for tung proces med aftale i praksis reduceres til 0,3 øre/kWh.

Der opkræves til staten et eldistributionsbidrag på 1 øre/kWh for elforbrug på op til 15 GWh pr år.

Samlede omkostninger

Forudsat at de mindre virksomheder er nettilsluttet på B-niveau og har let proces, mens de største virksomheder er nettilsluttet på A-niveau og har tung proces samt aftale, udgjorde de gennemsnitlige samlede omkostninger til elektricitet i juli 2005 mellem 42 og 63 øre/kWh som vist i tabellen. For virksomheder med stor forbrug uden tung proces og aftale samt tilslutning på B-niveau er omkostningerne 13 – 15 øre højere.

Elpriser i øre/kWh for juli 2005				
Elprisområde	Øst		Vest	
	10 GWh	70 GWh	10 GWh	70 GWh
Årligt elforbrug				
Markedspris + handelsomkostninger ¹	22,7	22,7	32,7	32,7
Transport	14,3	9,4	10,8	7,8
PSO	9,1	9,1	9,8	9,8
Afgifter	10,0	0,5	10,0	0,5
i alt, øre/kWh	56,1	41,7	63,3	50,8
i alt c€kWh	7,5	5,6	8,4	6,8

Note 1: handelsomkostningerne skønnes at udgøre 1 øre/kWh

Omkostninger til PSO og afgifter udgjorde således mellem 10 og 20 øre/kWh, svarende til 25-35 % af de samlede omkostninger.

På grund af den store prisforskel på spotpriserne i Øst og Vest i juli måned, jævnfør figur 1.2.1, var de samlede priser højere i Vest end i Øst. I perioder med ens spotpriser vil prisforskellene mellem Øst og Vest dog være små, idet forskellene i transportomkostninger i nogen udstrækning vil blive udlignet af forskellene i PSO omkostningerne.

1.3. Sammenligning med andre lande

Energistyrelsen har i efteråret 2005 indhentet oplysninger om store virksomheders omkostninger til elektricitet i en række andre europæiske lande omfattende Frankrig, Tyskland, England, Holland, Spanien og Sverige. Dette er sket dels via konsulenter og dels ved gennemgang af tilgængelige prisoplysninger hos elselskaber, handelsvirksomheder og offentlige myndigheder.

Det har ikke været muligt at indhente samme detaljerede oplysninger om elprisens sammensætning som for Danmark og derved få en samlet elpris som summen af markedspris, transportomkostninger, PSO, afgifter mv. Dels er liberaliseringsprocessen ikke lige langt i alle lande, hvorfor der fortsat kan forekomme aftalte eller regulerede priser, dels er der forskelle i traditioner for prisfastsættelsen, således at hensyn til tidligere historiske forhold stadig kan smitte af på de enkelte landes tarifstruktur.

Prisniveau

Det har således kun været muligt at indhente oplysninger om elpriser uden og med afgifter, skat, PSO mv. Desuden er landene, lige som i Danmark, opdelt i områder med forskellige priser, hvorfor de indhentede priser alene er et udtryk for prisniveauet. Det vil således være muligt at finde en specifik virksomhed, der fx har indgået konkrete aftaler, som betaler en pris, der afviger betydeligt fra det generelle niveau.

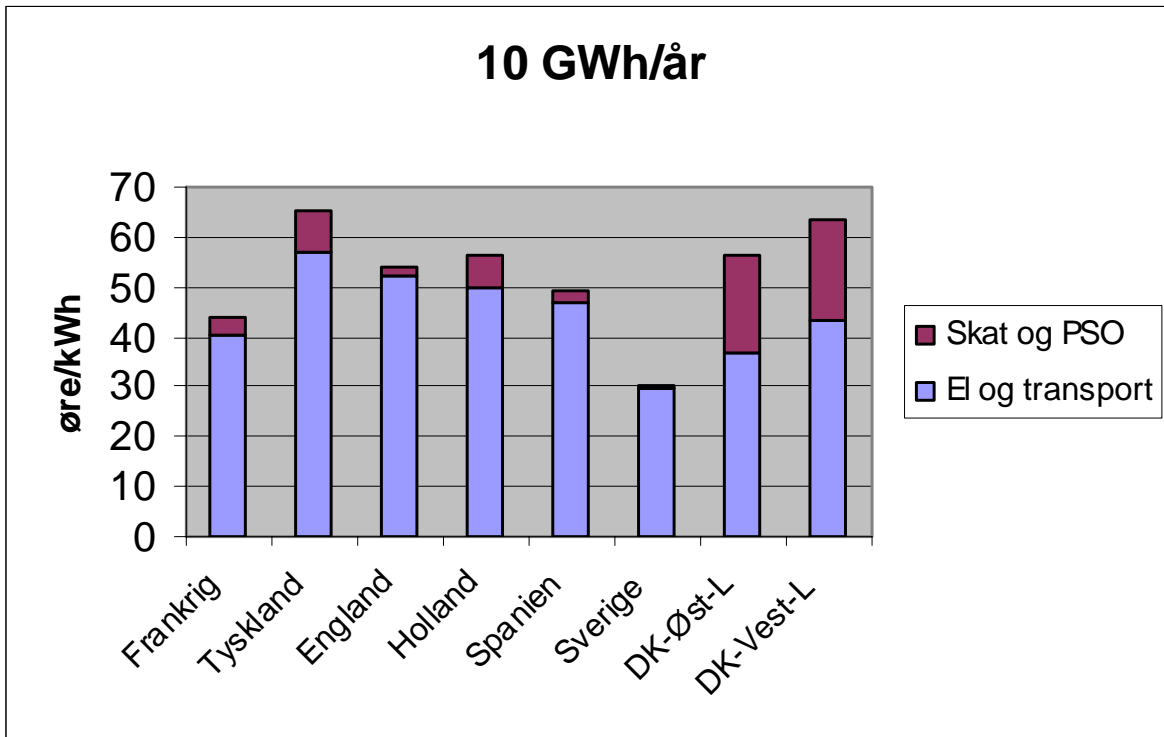
Undersøgelsen viser, at der typisk ikke er store forskelle i priserne for virksomheder med forbrug på 10-50 GWh/år. De store virksomheder i de andre lande i undersøgelsen er ofte virksomheder, der har elforbrug op mod 1000 GWh/år, og derfor er væsentlig større end de 70 GWh, som er anvendt i denne undersøgelse, og væsentligt større end den typiske danske virksomhed.

Sammenligning

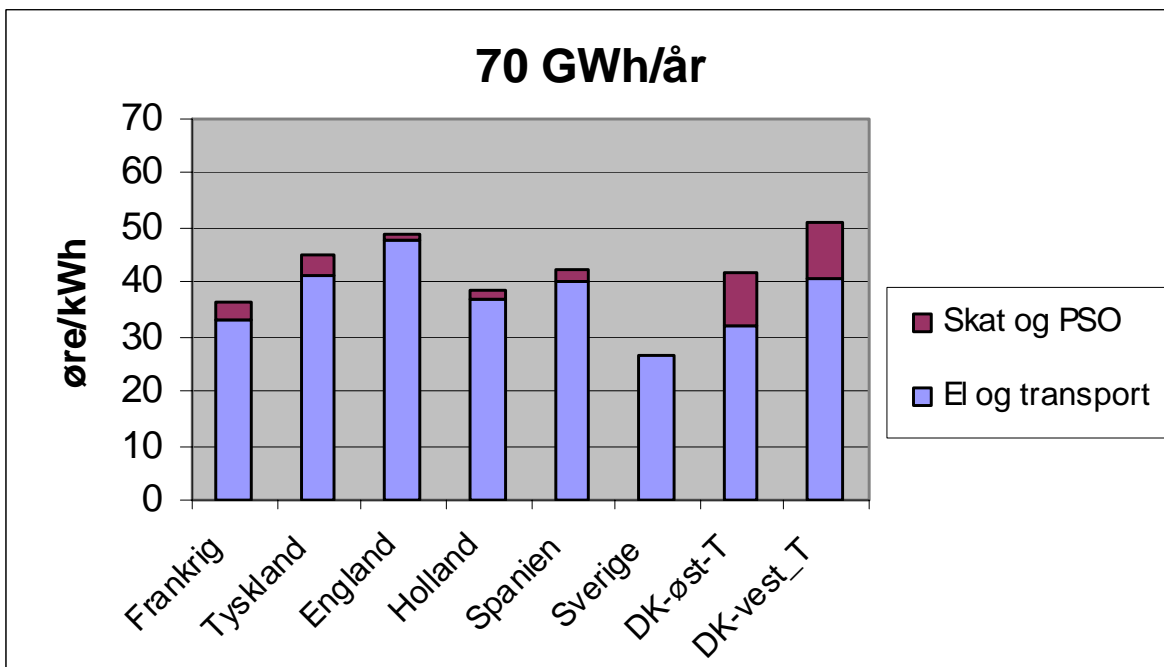
De retningsgivende elpriser for de undersøgte lande gældende for juli 2005 for elforbrug på henholdsvis 10 og 70 GWh/år fremgår af figurerne, idet priserne er angivet med og uden skat, PSO, afgifter mv. Der er for Danmark anført priser for henholdsvis Øst og Vest, hvor det er antaget, at forbrug på 10 GWh/år er tilsluttet på B-niveau og forbrug på 70 GWh/år på A-niveau. Der er anvendt afgifter for let proces uden aftale ved 10 GWh/år og for tung proces med aftale ved 70 GWh/år.

I juli var der stor forskel mellem markedspriserne i Øst og Vest, mens forskellene på årsbasis er meget mindre. Tilsvarende varierer tariffen mv. også over året. Dette er også gældende i andre lande, hvorfor priserne medio 2005 ikke nødvendigvis er dækkende for prisniveauet i 2005.

Figur 1.3.1: De samlede elpriser i juli 2005 med og uden afgifter, skat og PSO for 10 GWh/år



Figur 1.3.2: De samlede elpriser i juli 2005 med og uden afgifter, skat og PSO for 70 GWh/år



Der er stor usikkerhed om hvorvidt de indhentede priser er repræsentative og sammenlignelige. Dels kan opgørelsesmetoderne og -tidspunktet variere, dels er der varierende tariffer og priser i de enkelte lande afhængig af netvirksomhed og prisområder, og dels kan priserne være aftalte eller reguleret og således ikke fastsat på markedsvilkår.

Sammenligningen viser under hensyntagen til at priserne er behæftet med stor usikkerhed, at de danske priser eksklusiv skat, PSO mv. gennemsnitlig er lavere end i de andre lande, bortset fra Sverige. Priserne inklusiv skat, PSO mv. er på niveau med priserne i de fleste lande for både små og store forbrug, idet afgifter, PSO mv. er væsentligt højere end i de øvrige lande, især for de største forbrug.

For store forbrug til let proces ved tilslutning på B-niveau og uden aftale vil priserne i Danmark være højere end i de øvrige lande.

1.4. Øvrige forhold

Energieffektivitet

Samtlige lande har i mange år haft varierende programmer til fremme af besparelser og øget energieffektivitet i de store virksomheder. I næsten alle disse programmer er der krav om at deltage i initiativerne til fremme af øget energieffektivitet og besparelser for at opnå en nedsættelse af skatte- og afgiftsbetalingen og dermed lavere elpriser.

Af de undersøgte lande har Danmark den laveste energiintensitet målt som energiforbrug i forhold til værditilvækst, mens Norge og Sverige har de højeste. Virksomhederne i Danmark påvirkes således mindre af stigende elpriser end virksomhederne i andre lande, herunder især i de øvrige nordiske lande.

Stigninger i elprisen

I de lande, hvor elprisen ikke reguleres administrativt, er der især fra sidste halvdel af 2004 og i 2005 forekommet relativt store elprisstigninger. Det har vakt bekymring for de store elforbrugende virksomheders konkurrencevilkår, ikke mindst i global sammenhæng. Der er derfor flere steder igangsat nærmere undersøgelser. Især påvirkningen fra de stigende markedspriser på EU's kvotemarked er i fokus, som en del af forklaringen på de observerede prisstigninger på el. Der

peges ligeledes på stigende brændselspriser og stigende knaphed på produktionskapacitet samt transmissionskapacitet mellem de forskellige markeder for elhandel, som vægtige forklaringer. Den engelske regering fik udarbejdet et papir om energisektoren til brug for sin formandskabsperiode i EU i andet halvår 2005, hvori det bl.a. blev konkluderet, at tiden med overkapacitet og billige elpriser i Europa er forbi.

Stigningerne i elpriserne har ikke været lige stor alle steder. En væsentlig grund hertil synes at være, at liberaliseringen af elmarkedet endnu ikke er gennemført i fuldt omfang. Således er der flere steder, fx i Spanien, fortsat muligheder for at opnå en reguleret elpris, der ikke må stige med mere end nogle få procent om året. I nogle lande, herunder Frankrig og Holland, er det også muligt for virksomhederne at indgå kontrakter om lavere priser mod at bidrage til investering i produktionskapacitet.

Endelig er det værd at bemærke, at elpriserne for de store forbrug trods de store prisstigninger, der har fundet sted navnlig sidst i 2004 og i 2005, i de fleste lande er faldet så meget i faste priser fra medio 90'erne og frem, at de i 2004 stadig var under niveauet i 90'erne.

2. Sammenligningsgrundlag

Energistyrelsen har i denne redegørelse valgt primært at se på de nærmeste lande: Sverige, Norge, Tyskland og England. Prisforholdene i disse lande er delvist belyst i 2004¹. Dernæst er Holland, Spanien og Frankrig medtaget ud fra en betragtning om, at miljøhensyn og satsning på udbygning med vind spiller en vis rolle i de to førstnævnte landes energipolitik og derfor kan være interessante i forhold til PSO problematikken, og endelig kan Frankrig og Spanien være interessante set i forhold til liberaliseringsprocessen.

Set i forhold til erhvervsstrukturen i de øvrige lande er der i Danmark forholdsvis få energiintensive virksomheder med et stort elforbrug. I nærværende redegørelse betegnes virksomheder med et elforbrug på 10 GWh/år og derover som virksomheder med et stort elforbrug. I Danmark var der 147 virksomheder med et stort elforbrug i 2003, hvoraf hovedparten, nemlig 120 virksomheder havde et forbrug mellem 10 – 40 GWh/år, mens 19 virksomheder havde et forbrug mellem 40 – 70 GWh/år og 8 virksomheder havde et forbrug over 70 GWh/år.

I nærværende sammenligning er der valgt at se på 4 standardforbrug på hhv. 10 GWh/år, 24 GWh/år, 50 GWh/år og 70 GWh/år. Denne inddeling er dels repræsentativ i forhold til danske energiintensive virksomheders elforbrug, og dels er det den forbrugsinddeling, som kommissionens statistikkontor, Eurostat, traditionelt har anvendt i sin statistik til belysning af priserne i Europa.

Det er svært at sammenligne priser på tværs af landene. Det beror på en række faktorer, hvor den vigtigste er, at virksomhederne siden liberaliseringen individuelt har kunnet forhandle pris- og leveringsbetingelser med elleverandørerne eller handelsselskaberne, og at disse priser ikke er offentligt tilgængelige, samt at parterne kan have en interesse i ikke at oplyse de aftalte priser.

I den situation kan man sammenligne priserne for en skabelonvirksomhed, der køber el af et bestemt elselskab, der ligger i et bestemt område i et land. Det giver et godt billede af vilkårene for

¹ Indukraft, September 2004: Energiintensive virksomheders omkostninger ved køb af elektricitet. En sammenligning af vilkår i hhv. Danmark, Sverige, Norge, England og Tyskland.

skabelonvirksomheden, såfremt den flyttes til lige præcis det område, som der sammenlignes med, men behøver ikke at være dækkende for forskellene i vilkårene landene imellem.

Med det nuværende datagrundlag i EU er det imidlertid ikke muligt at etablere et sammenligningsgrundlag, der er baseret på konsistente og ens data for de forskellige lande. Det bedst dækkende sammenligningsgrundlag burde være Eurostats statistik, men denne statistik er ikke bedre, end hvad de enkelte lande indberetter til Eurostat, hvortil kommer at de enkelte lande kan anvende forskellige opgørelsesmetoder. EU landene arbejder i disse år på at forbedre denne statistik netop med henblik på at kunne analysere prisudviklingen og virkningerne af liberaliseringen i EU landene for alle elforbrugsgrupper på et mere konsistent datagrundlag. Forbedringerne og omlægningerne af Eurostats statistik forventes at få virkning fra 1. januar 2007. Indtil da kan Eurostats statistisk i det omfang, den findes, kun i begrænset omfang bruges som pejling på prisudviklinger og prisniveauer til en sammenligning landene imellem.

Siden liberaliseringen af elmarkedet er der fx ikke i Danmark indsamlet priser for store elkunder, hvilket indebærer, at der p.t. ikke er en samlet prisstatistik for ca. 80 % af industriens elforbrug. Det betyder også, at der ikke er indberettet priser for de danske storforbrugere til Eurostat². For en række andre lande som fx Holland gælder også, at de samlede elpriser for storforbrugerne med og uden skatter og afgifter ikke er indberettet til Eurostat i de senere år og for andre lande gælder, at prisindberetningerne først er påbegyndt igen indenfor det sidste års tid. Landenes manglende eller mangelfulde indberetninger for de store elforbrugere svækker muligheden for at foretage en konsistent sammenligning af elpriserne landene imellem.

I andre lande som fx i England retter man henvendelse til dem, der sælger energien, og beder dem om i anonymiseret form at oplyse detailprisen indenfor udvalgte kundegrupper og forbrugsstørrelser og geografisk beliggenhed. Det betyder, at der indhentes oplysninger fra et repræsentativt udsnit af storforbrugerne om priser for forbrug og netbetalinger med og uden afgifter. Det engelske handels- og industriministerium (DTI) opgør industriens elpriser kvartalsvis til brug for prisregulering af

² Det bemærkes, at Danmark i efteråret 2005 har indberettet priser for januar og juli 2005 til Eurostat baseret på den intervalopdeling, der vil blive anvendt fra 2007 i stedet for de gængse forbrugsstørrelser, som anvendes i denne belysning. Grundet den sene indberetning indgår de danske priser endnu ikke i Eurostats statistik, men styrelsen har brugt disse priser i den sammenligning, der er baseret på Eurostats priser.

storforbrugernes kontrakter og til halvårligt at benchmarke de engelske storforbrugers elpriser set i forhold til priserne i resten af Europa og i G8. For at underbygge og udbygge sin statistik anvender DTI et privat konsulentfirma, Energy Advice, til at skønne nogen af de manglende priser i England og i EU. (Det behov opstår bl.a., fordi Eurostat publicerer priserne med et ½ år's forsinkelse). Energy Advice's priser er indhentet hos elselskaberne og handelsselskaberne, som i Eurostats statistik, men der indhentes også oplysninger hos industriorganisationer og hos de store forbrugere.

Til brug for nærværende sammenligning af elpriser og afgifter for de store elforbrugere har Energistyrelsen anvendt Energy Advice's oplysninger i stedet for Eurostats statistik som kilde til generelle sammenligninger af niveauer og prisudvikling i de enkelte lande i perioden 2002 og frem til juli 2005 for at få oplysninger om flere lande. Det er karakteristisk for denne kildes oplysninger, at priserne generelt ligger lavere end i Eurostat's statistik, hvilket især gælder for de nordiske lande og Norge er slet ikke med. (Englands priser måles i forhold til EU25 og G8).

En anden måde at få data om storforbrugernes elpriser på er at basere sig på prisen på engrosmarkederne, der er offentligt tilgængelig og dertil lægge elhandelsselskabernes avance samt alle øvrige tarifelementer (nettariffer og afgifter). Udover at det er vanskeligt at få et skøn over pristillægget i detailledet, er det på nuværende tidspunkt også forskelligt, hvor stor en rolle børspriserne spiller for detailpriserne. I Spanien fx, hvor liberaliseringsprocessen ikke er så langt som i andre lande, er afsmitningen fra børspriserne på kort sigt ikke så udtalt på den regulerede tarif.

Dertil kommer, at det kræver et indgående kendskab til de enkelte lande for at få et holdbart sammenligningsgrundlag mellem de enkelte tarifelementer, da hvert enkelt land har sin egen tradition for prisfastsættelsen og historiske hensyn, der har skullet tilgodeses under tidligere tiders ikke liberaliserede sektor, og som stadig smitter af på de enkelte landes tarifstruktur. Tarifstrukturen varierer også indenfor det enkelte land, hvilket kan vanskeliggøre sammenligninger på landsplan. Energistyrelsen har til brug for denne redegørelse også prøvet at sammenligne de samlede elprisers sammensætning i de enkelte lande, og i de få tilfælde hvor der er tal på de faktiske tarifelementer, er disse holdt op imod den anden anvendte kildes generelle prisoplysninger.

Da det ikke har været muligt at belyse de faktiske elpriser på landsplan i de enkelte lande, indsnævres denne sammenligning til det mere generelle plan og belyser da alene niveauer og udviklinger i priserne med og uden afgifter, oftest baseret på Energy Advice's oplysninger suppleret med indberetninger til Eurostat for 2005. Det betyder alt i alt, at nærværende sammenligning af priser med og uden afgifter ikke handler om helt specifikke priser for helt specifikke virksomheder i et bestemt område. Det vil derfor altid være muligt, at en specifik virksomhed kan henvise til, at en anden virksomhed helt konkret har indgået aftale med sit elselskab/elhandelsselskab om priser, der afviger betydeligt fra det generelle niveau, som fremkommer i denne generelle sammenligning.

For så vidt angår afgifter og skatter kan der sammenlignes på tværs af landene på landsplan. Det skal dog bemærkes, at regionale eller lokale myndigheder har ret til at opkræve afgifter på el i enkelte lande (Frankrig og Tyskland), men i hvor høj grad det praktiseres overfor storforbrugere vides ikke med sikkerhed.

Der er brugt løbende priser i sammenligningerne ud fra en betragtning om, at sammenligningen vedrører en kort periode med prisstabilitet.

3. Hvad storforbrugerne i andre lande mener

I de andre nordiske lande har den energiintensive industri med et stort elforbrug også følt sig trængt af stigende elpriser og udtrykt stærk bekymring for virksomhedernes konkurrencesituation og arbejdspladserne.

I Norge, hvor der har været en lang tradition for særlig gunstige kontrakter til den elintensive storindustri med elpriser helt ned til 4,7 øre/kWh, er disse kontrakter med det tidligere Statkraft ved at løbe ud. De sidste kontrakter udløber i 2011, og nye kontrakter skal nu indgås på markedsvilkår. Det har fået den norske energiintensive industri til at reagere, og på den baggrund har det norske olie- og energidepartement dels fået foretaget en ekspertvurdering af fordele og ulemper ved oprettelsen af et separat elmarked for den energiintensive industri. Og dels en undersøgelse af nyligt indgåede elkontrakter for jern-, aluminiums- og papirsindustrien på Island, Ungarn, Polen og Essen i Tyskland for at vurdere, om disse prisaftaler er indgået på markedsvilkår. I den førstnævnte

rapport³ frarådes det at oprette et eget marked for den elintensive industri og konklusionen i den sidste undersøgelse⁴ er (uden at konsulenterne fik lov at se kontrakterne), at alle priser vurderes at være markedsbaserede og nok så væsentligt, at Vesteuropa i global sammenhæng vurderes at have de højeste elpriser for de undersøgte industrier, hvorfor disse industrier vil få det svært i konkurrencen, i takt med at gamle kontrakter udløber eller prisreguleres.

I lyset af de stigende elpriser har handels- og industriministeren i Finland⁵ bedt en uafhængig ekspert, professor Mikko Kara, om at gennemgå og bedømme elmarkedet, herunder særsomt om den fælles nordiske elbørs fungerer efter hensigten. Ministeren henviser til stigende olie- og gaspriser og de stigende markedspriser på EU's kvotemarked, der overvælttes i markedspriserne på el, som årsagerne til prisstigningerne på el. På baggrund af den gennemførte undersøgelse konstaterer ministeren i en pressemeddelelse af 21. december 2005, at den finske industris elpris er blandt de laveste i Europa, men at der er en klar tendens til stigende elpriser bl.a. på grund af EU's kvotemarked, faldende produktionskapacitet og flaskehalse på markedet, herunder på transportområdet. Ministeren slår særligt til lyd for et øget nordisk samarbejde på elområdet for at forbedre markedets funktion og afhjælpe flaskehalsene, navnlig i eltransporten landene imellem.

I Sverige er den svenske energimyndighed også blevet bedt om en hurtig analyse af de indtrufne prisstigninger, særligt i 2005. Analysen ser på sammenhængen mellem markederne for el, EU's kvotehandel og for brændslerne olie, kul og gas.⁶ En af konklusionerne i udredningen er, at kvotehandlen indirekte påvirker elpriserne og derfor kan forklare en del af de observerede prisstigninger. Videre siges, at der er så mange faktorer, som spiller ind i forklaringen på prisudviklingen på de forskellige markeder, at alle faktorerne ikke har kunnet medtages i analysen. Det understreges, at analysen ikke omfatter konsekvenserne af prisstigningerne på elmarkederne for konkurrencen, herunder for erhvervenes konkurrenceevne.

³ Et eget kraftmarked for industrien? af Henrik Bull, Torstein Bye, Lars Sørgaard og Siri Teigum. Bergen/Oslo, 9. juni 2005

⁴ Vurdering af internationale kraftvilkår for kraftintensiv industri. CRU Strategies. St.meld. nr.2 (2004-2005) Revidert Nasjonalbudsjett 2005.

⁵ Handels- og industriminister Mauri Pekkarinen's pressemeddelelse 126/2005 af 15. august 2005

⁶ Prisutvecklingen på el og utsläppsrätter samt de internationella bränslemarknaderna, Statens Energimyndighet, ER 2005:35

Derudover har den energiintensive industri i de øvrige medtagne lande England, Tyskland, Holland og Frankrig også henvendt sig til deres respektive myndigheder for at få gjort noget ved de stigende elpriser, der særligt er steget fra sidste halvdel af 2004 og ind i 2005. Det eneste land i denne redegørelse, hvor storforbrugerne tilsyneladende ikke har problemer med stigende elpriser, er Spanien. Spanien har imidlertid i de sidste to år haft et loft over den tilladte årlige stigning på 2 % i den regulerede tarif. Derved ophobes store underdækninger, der er med til at hæmme nye aktørers adgang på markedet, men som også på sigt kan føre til mangel på strøm som følge af bl.a. konkurser o.a., som det skete i Californien for nogle år tilbage.

I Frankrig, hvor der i perioder med særlige uheldige omstændigheder kan være knaphed på kapacitet, som fx i foråret 2005, og hvor der som følge heraf var store prisstigninger, har regeringen og industrien hen over sommeren 2005 drøftet forskellige muligheder for at afbøde virkningerne af de store prisudsving og -stigninger. Man er kommet frem til en mekanisme, som den franske konkurrencemyndighed i december 2005 har sagt god for, og som går ud på, at de store elforbrugende kunder kan gå sammen i et konsortium og indgå langtidskontrakter til lavere priser mod til gengæld at investere i elproduktion. Der er tale om en model, hvor konsortiet kan udbyde 20 TWh/år til en pris på ca. 2,8 – 3,0 cEuro/kWh, hvilket p.t. er en rabat på ca. 25 % i forhold til engrosprisen. Dette initiativ skulle navnlig gavne den kemiske, aluminiums- og papirindustrien, som efter den franske regerings opfattelse er let flytbar industri og som beskæftiger ca. 80.000 medarbejdere⁷.

I Holland har den elintensive industri ladet sig inspirere af Frankrig og/eller den finske model. Den finske model går ud på, at industrivirksomhederne tegner sig for en investeringsandel i et produktionsanlæg, der i Finland er et atomkraftværk, mod til gengæld at få en langtidskontrakt om levering af el til billigere og stabile priser. Den hollandske energiminister har på industriens opfordring spurgt diverse elselskaber, om de enten vil gå sammen med de store elforbrugende kunder og investere i en fremtidig billig og sikker forsyning eller alternativt tilbyde industrikunderne strøm på vilkår som de franske.

⁷ Pressemeldelse Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie af 06/12/2005. www.gouv.fr

I Holland er der ligeledes foretaget et studie over prisvirkningerne på elpriserne af de gratis kvoter, som elforsyningsselskaberne fik tildelt i forbindelse med EU's kvotehandel, der påbegyndte i 2005⁸. Studiet omfatter Tyskland, Belgien, Frankrig og Holland og konkluderer, at der i snit overvæltet mellem 40 til 70 % af omkostningerne til kvoterne i priserne i de undersøgte lande. Videre hævdes, at selskaberne øger deres profitter, og elforbrugerne betaler via højere priser, hvilket belaster de virksomheder, der ikke uden videre kan videreføre disse omkostninger i priserne. Det vil først og fremmest sige de virksomheder, der er i konkurrence med virksomheder udenfor EU.

I Tyskland har der hen over sommeren 2005 og op til valget været en ret skarp debat i de tyske medier om årsagerne til de store prisstigninger. Tysk industri hævder, at den manglende konkurrence på det tyske elmarked bevirker, at selskaberne overvæltet prisstigningerne på CO₂-kvotemarkedet i elpriserne samtidig med, at selskaberne giver store overskud. VDEW, de tyske selskabers organisation, mener imidlertid, at statens stigende skatteandel af industriens strømpriser og de siden 2001 stigende brændselspriser er forklaringen på prisstigningerne. Den tidligere tyske regering mente ikke, at de tyske økoskatter var årsag til de stigende tyske priser, da den tyske økoskat ikke er steget siden 2003. Den nye tyske regering, har så vidt vides, ikke tænkt sig at ændre i økoskatterne. Men den tyske og franske regulator er gået i gang med at analysere barrierer i transmissionsnettene og handel mellem de to lande.

I England, hvor ca. 40 % af den engelske strøm produceres på gas, har stigende gaspriser bl.a. begrundet i et faldende udbud på det engelske marked været med til at give stigende elpriser. Den engelske regering har bebudet, at spørgsmålet om de stigende elpriser for den energiintensive industri vil indgå i en ny energistrategi, der skal være færdig i sommeren 2007.

Den engelske regering fik udarbejdet et papir om energisektoren til brug for sin formandskabsperiode i EU i 2. halvår 2005, hvori der slås til lyd for at finde fælles løsninger på de forskellige problematikker på energisiden, herunder ikke mindst fælles planlægning og prioritering af netudbygningerne og – forstærkningerne, en udbygning af EU's kvotehandel, ny kapacitet i form af a-kraftværker og besparelserprogrammer. Bl.a. på baggrund af drøftelserne af dette papir på et uformelt ministermøde i oktober 2005 blev det foreslået at sætte gang i udarbejdelse af forslag til en

⁸ Energy Research Centre of Netherlands, ECN/www. Ecn.nl

fælles EU politik på energiområdet. Kommissionen forventer at komme med oplæg til drøftelse herom ultimo 2006.

4. Sammenligning af elpriserne

I nedenstående oversigt vises de danske tariffer, som de gennemsnitligt så ud i juli 2005. De enkelte tarifelementer omtales nærmere i de efterfølgende afsnit 7- 9 om PSO, nettariffer og energi- og CO2 afgifter. I denne forbindelse skal nævnes, at angivne tal for Østdanmark er gennemsnitsværdier, idet der her anvendes en tidsdifferentieret tarif, mens der generelt anvendes enhedstarif i Vestdanmark. Nogle selskaber anvender dog en tidsdifferentieret tarif for den del af distributionen, som hidrører fra det lokale net.

Tarifferne for egenproducenter, der har nedslag i nettarifferne og i PSO tariffen, eller tariffen for forbrug over 100 GWh/år, der har nedslag i PSO tariffen er ikke medtaget i nedenstående oversigt.

Elpriser juli 2005			
øre/kWh		Øst	Vest
<i>Markedspris+ handelsomk.</i>		22,7	32,7
System tarif:		7	5,1
	nettarif forbrug	3,7	2,2
	systemtarif	3,3	2,9
Net distribut:			
	B-kunder	7,2	5,7
	abon mv.kr.	7242	6590
	A-kunder	2,2	2,6
	abon mv.kr.	48373	34362
<i>Netbetaling i alt:</i>			
	B-kunder	14,2	10,8
	A-kunder	9,2	7,7
Pris exl PSO+afgift:			
	B-kunder	36,9	43,5
	A-kunder	31,9	40,4
<i>PSO-tarif</i>		9,1	9,8
Afgifter:			
CO2:			
	tung proces		2,5
	let proces		9
	tung proces m aftale		0,3
	let proces m aftale		6,8
eldistribbidrag:			
	op til 15 GWh		1
	over 15 GWh		0

Den samlede elpris for forbrugerene eksklusiv PSO og afgifter består af en markedspris og en netbetaling.

Markedsprisen udgøres af den gennemsnitlige spotpris på den nordiske elbørs, Nordpool, i den pågældende måned tillagt 1 øre/kWh til dækning af elleverandørens omkostninger til balancering, administration mv.

Netbetalingen udgøres af en systemtarif og en netdistributionsbetaling samt en abonnementsbetaling. Der er to tariff typer afhængig af tilslutningens spændingsniveau (B-niveau for mellemspænding og A-niveau for højspænding) Netdistributionstarifferne er beregnet ud fra 17 netselskaber, som repræsenterede 84 % af den samlede eltransport i 2004. For A-niveau er beregningerne foretaget ud fra 11 områder, som dækkede lidt over halvdelen af den totale eltransport, jf. afsnit 8.2.2.

De samlede gennemsnitlige transporttariffer i 2005 på B-niveau inklusiv abonnementsbetaling udgør 14,3 øre/kWh i Øst og 10,8 øre/kWh i Vest for forbrug på 10 og 24 GWh/år, mens de på A-niveau udgør henholdsvis 9,4 øre/kWh og 7,8 øre/kWh for forbrug på 50 og 70 GWh/år. Der er således en betydelig forskel i prisen for de to kundegrupper, og forskellen mellem B- og A niveau udgør mellem 4,5- 4,8 øre/kWh i Øst og 2,7 – 3 øre/kWh i Vest i 2005.

Til den samlede elpris eksklusiv PSO og afgifter skal lægges en betaling til miljøvenlig elproduktion, den såkaldte PSO-tarif, som opkræves over netbetalingen. PSO- tariffen varierer omvendt med markedsprisen på el og i forhold til omfanget af den miljøvenlige elproduktion.

Derudover skal afgiftsbetalingen tillægges for at få den samlede elpris inklusiv PSO og afgifter. Afgifterne varierer afhængig af, om der er tale om let eller tung proces samt af, om der er indgået aftale med Energistyrelsen om tilskud til CO2 betalingen eller ej. Det fremgår ligeledes af foranstående tarifoversigt, at der er en betydelig forskel i den afgiftsbetaling, de enkelte virksomheder skal betale. Yderpunkterne er let proces uden aftale, hvor der betales 9 øre/kWh, og tung proces med aftale, hvor der betales 0,3 øre/kWh.

Alt i alt er der et stort prisspænd mellem en forbruger på B-niveau med let proces uden aftale, der har den dyreste tarifkombination, og en forbruger på A-niveau med tung proces og aftale, som har den billigste tarifkombination. For et forbrug i juli 2005 på 10 GWh/år er der en forskel på 13,2 øre/kWh i Øst og 11,4 øre/kWh i Vest mellem den dyreste og den billigste tarifkombination. For forbrug på 70 GWh/år er forskellen 13,5 øre/kWh i Øst og 11,7 øre/kWh i Vest.

Specielt for juli 2005 er der en betydelig forskel mellem de danske priser i Øst og i Vest. Priserne er højere i Vest bl.a. forårsaget af kapacitetsproblemer i transmissionsforbindelsen til Norge og en vis prisafsmitning fra det tyske marked i denne situation. Et øjebliksbillede af priserne i juli 2005 i Øst og Vest, som det statistiske materiale til prissammenligninger p.t. bygger på, illustrerer på bedste vis, at en sammenligning på tværs af landene i en given måned kan være baseret på tilfældigheder, og at der er behov for at basere prissammenligningerne på fx gennemsnitlige årsværdier for at få et mere sigende og retvisende billede af priserne og prisforskellene landene imellem. Det er hensigten, at Eurostats prisstatistik skal basere sig på de gennemsnitlige årspriser fra 2007.

Alt tyder på, at der som i Danmark også er flere tarifkombinationsmuligheder knyttet til den samme forbrugsstørrelse i de andre medtagne lande, hvilket illustrerer vanskeligheden i at sammenligne på tværs af landene, såfremt der ikke er klare linier for de opgørelsesmetoder, som de enkelte lande skal anvende ved indberetningen til Eurostat.

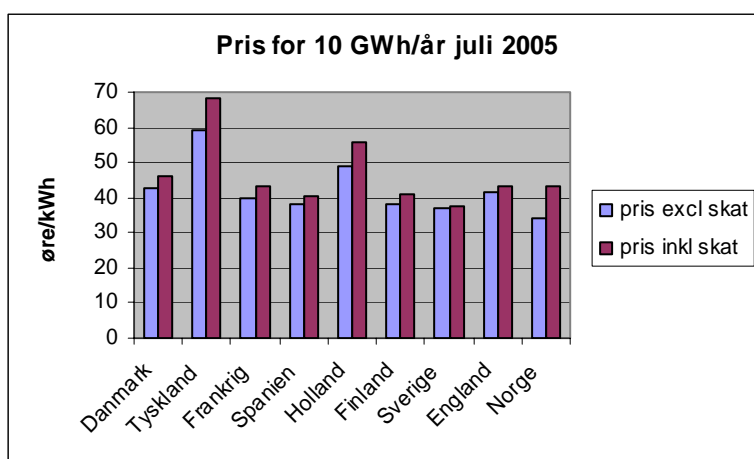
4.1. Sammenligning på basis Eurostat priser

Som nævnt kan prisindberetningerne til Eurostat danne grundlag for en prissammenligning landene imellem. I prisindberetningen til Eurostat vægtes tarifkombinationerne for de forskellige elforbrug sammen og der fås én pris, der angiver den gennemsnitlige samlede pris for B- og A-kunder uden afgifter i Øst- og i Vestdanmark for forbrug på 10, 24, 50 og 70 GWh/år. Da PSO-betalingen opkræves over netbetalingen, indgår PSO-betalingen i den samlede elpris eksklusiv afgifter. De forskellige afgifter vægtes også sammen og der fås en samlet afgift for hver forbrugsstørrelse.

Nedenfor følger en sammenligning af de priser, som landene har indberettet til Eurostat for juli 2005. Der er medtaget oplysninger for Finland. Der mangler oplysninger om priser for Frankrig for forbrug på 50 GWh og 70 GWh/år.

Danmarks Statistik genoptog i efteråret 2005 indberetningen til Eurostat for de danske storforbrugere, men disse tal indgår endnu ikke i Eurostats statistik. Energistyrelsen har indsat Danmark Statistiks tal for de danske priser i de efterfølgende prissammenligninger, som er baseret på landenes indberetninger til Eurostat. Den danske indberetning baserer sig på den intervalinddeling af forbruget, der skal bruges fra 2007, hvorfor de danske tal er de samme for 10 GWh/år og 24 GWh/år. De danske tal, der er beregnet af Dansk Energi, er beregnet ud fra foranstående tarifoversigt, men er som nævnt vægtet så de indberettede priser dækker både A- og B-kunder, let proces og tung proces med og uden aftale med Energistyrelsen. Det fremgår bl.a. af nedenstående figurer, at den gennemsnitlige danske afgiftsbelastning er relativ lille (svarer til 4 øre/kWh) i den til Eurostat indberettede pris. Det indikerer, at forbrug til tung proces vejer tungt i de vægtede afgifter, som ligger til grund for indberetningen til Eurostat.

Figur 4.1.1: Industriens priser for forbrug på 10 GWh/år

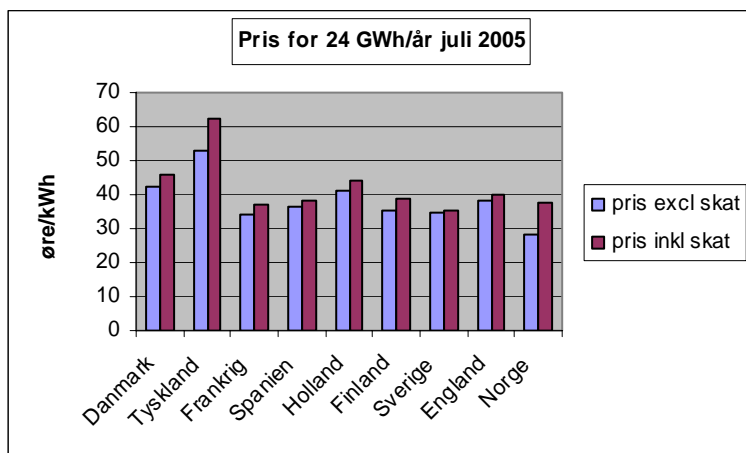


Kilde Eurostat, *Statistics in focus*, 4/2006 og Danmarks Statistik

PSO betalingen indgår som nævnt i den samlede elpris eksklusiv skatter og afgifter. Betalingen for vedvarende energi mv. i Spanien indgår også i søjlen, der viser priser eksklusiv skat. Som det fremgår af figuren betales der i Norge skatter og afgifter af elforbruget, dog højst cEuro 0,05/kWh for industrielle processer, skov- og træforædlingsindustri mv. Virksomhederne er fritaget for at betale denne afgift, såfremt de deltager i et elspareprogram. Det er derfor mest realistisk at se bort fra skatter og afgifter i Norge, dvs. betragte elpris uden skat som værende stort set lig med elprisen med skat, så længe sammenligningen som her vedrører energiintensiv industri med stort elforbrug.

For forbrug på 10 GWh/år fremgår af figuren, at de danske priser med og uden afgifter ligger på niveau med flere af de andre lande. Tyskland og Holland har højere priser end Danmark. Norge, Sverige og Finland har de laveste priser, fulgt af Frankrig.

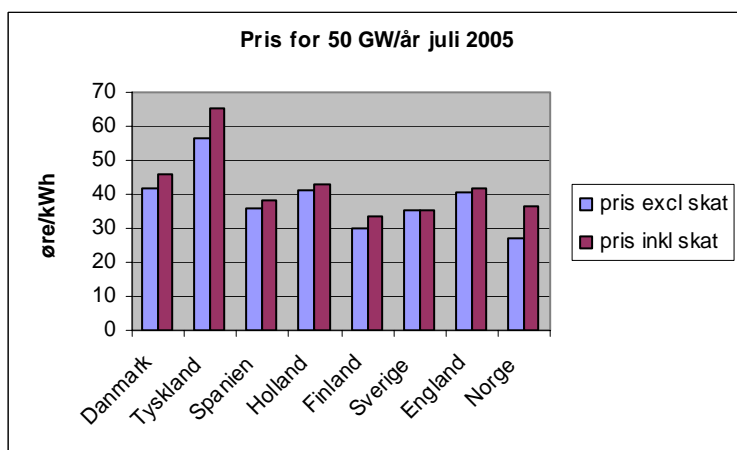
Figur 4.1.2: Industriens priser for forbrug på 24 GWh/år



Kilde Eurostat, Statistics in focus, 4/2006 og Danmarks Statistik

Danmark har som nævnt anmeldt de samme priser for 24 GWh/år som for 10 GWh/år. Da de øvrige landes elpriser er lavere for forbrug på 24 GWh/år end for 10 GWh/år, kommer de danske priser til at ligge højere end de andre landes, bortset fra Tyskland der har højere priser med og uden skat end Danmark.

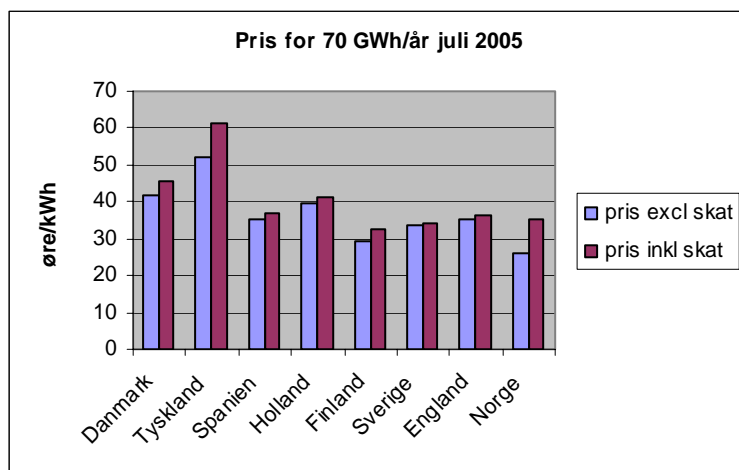
Figur 4.1.3: Industriens priser for forbrug på 50 GWh/år



Kilde Eurostat, Statistics in focus, 4/2006 og Danmarks Statistik

For forbrug på 50 GWh/år gælder ligeledes, at de danske priser stort set ligger højere end de andre landes priser, bortset fra priserne i Tyskland.

Figur 4.1.4: Industriens priser for forbrug på 70 GWh/år



Kilde Eurostat, *Statistics in focus*, 4/2006 og Danmarks Statistik

De danske elpriser med og uden skat for forbrug på 70 GWh ligger højere end de andre landes priser, bortset fra Tyskland, som har de højeste elpriser. Norge, Sverige og Finland har stadig de laveste priser.

Sammenfattende kan det på basis af Eurostats statistik om elpriser med og uden skatter og afgifter for den energiintensive industri med et stort elforbrug anføres, at de danske priser ligger på niveau med flere af de andre lande for forbrug på 10 GWh/år, mens de danske priser for de større forbrug er højere end de andre landes priser, bortset fra de tyske. Tyskland har de højeste priser i alle forbrugskategorier. Norge, Sverige og Finland har de laveste priser blandt de lande, der foreligger oplysninger om.

4.2. Sammenligning på basis af andre priskilder

Til supplerung af de oplysninger, som fås gennem Eurostat, er der indhentet oplysninger om elpriserne og deres udvikling fra januar 2002 til juli 2005 hos Energy Advice, jf. bilag II. Disse priser og udviklingen heri i de enkelte lande omtales nærmere under de enkelte lande i bilag I. Norge indgår ikke i dette materiale, hvorfor Eurostats priser for juli 2005 er anvendt for Norge, dog korrigeret for betalingen til afgifter, så disse ligger på linie med de svenske på 0,05 cEuro/kWh.

De følgende prissammenligninger er foretaget per juli måned 2005. Hvad angår de danske priser, som bruges i denne sammenligning, er de dannet på baggrund af de tariffer, som var gældende i juli 2005, jf. tarifoversigten i foregående afsnit.

Til forskel fra de priser, som Danmark har indberettet til Eurostat for 2005, baserer de danske priser sig i denne sammenligning på konkrete tariffer og PSO-betalingen indgår i skatte- og afgiftsdelen og således ikke i netbetalingen. Der er valgt at se på forbrug, der anvendes til let proces uden aftale om tilskud til CO2 udgifterne (benævnes L i figurene) og på forbrug, der anvendes til tung proces med aftale om tilskud til CO2 udgifterne (benævnes T i figurene) i hhv. Øst- og Vestdanmark. Det antages endvidere, at forbrug på 10 og 24 GWh/år er nettilsluttet på B-niveau (B-kunde) og forbrug på 50 og 70 GWh/år er nettilsluttet på A-niveau (A-kunde). Det vil sige, at den dyreste tarifkombination (B-kunde og let proces uden aftale) er valgt for forbrug på 10 og 24 GWh/år, mens den billigste kombination (A-kunde og tung proces med aftale) er valgt for forbrug på 50 og 70 GWh/år.

I nedenstående oversigt vises de specifikke priser i øre/kWh, der indgår i sammenligningen for Danmarks vedkommende. De valgte kombinationer B- eller A- kunde, let eller tung proces og uden og med aftale om tilskud til CO2 betalingen er i kursiv.

Øst priser juli 2005				
øre/kWh	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
Markedspris	22,7	22,7	22,7	22,7
PSO	9,1	9,1	9,1	9,1
B-kunde	14,3	14,3	14,2	14,2
A-kunde	9,8	9,5	9,4	9,4
exl PSO+afgift				
B-kunder	37,0	37,0	36,9	36,9
A-kunder	32,5	32,2	32,1	32,1
inkl PSO+afgift (let u af)				
B-kunder	56,1	55,7	55,3	55,2
A-kunder	51,6	50,9	50,5	50,4
inkl PSO+afgift (tung m af)				
B-kunder	47,4	47,0	46,6	46,5
A-kunder	42,9	42,2	41,8	41,7

Vest priser juli 2005				
øre/kWh	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
Markedspris	32,7	32,7	32,7	32,7
PSO	9,8	9,8	9,8	9,8
B-kunde	10,8	10,8	10,8	10,8
A-kunde	8,1	7,9	7,8	7,8
exl PSO+afgift				
B-kunder	43,5	43,5	43,5	43,5
A-kunder	40,8	40,6	40,5	40,5
inkl PSO+afgift (let u af)				
B-kunder	63,3	62,9	62,6	62,5
A-kunder	60,6	60,0	59,6	59,5
inkl PSO+afgift (tung m af)				
B-kunder	54,6	54,2	53,9	53,8
A-kunder	51,9	51,3	50,9	50,8

De tarifkombinationer, der er valgt til denne prissammenligning, gør, at virksomheder med forbrug på 10 og 24 GWh/år på B-niveau med let proces uden aftale meget vel kan have en billigere kWh pris end den pris, der er vist i den følgende prissammenligning. Ligeledes kan virksomheder med forbrug på 50 og 70 GWh/år på A-niveau med tung proces med aftale meget vel have en dyrere kWh pris end den pris, der er vist i den følgende prissammenligning.

Forskellene i tarifforholdene for de forskellige forbrugsstørrelser er nærmere illustreret i de følgende to oversigter for Øst- og Vestdanmark. Det fremgår fx af disse oversigter, at for et forbrug på 10 GWh/år er spændet mellem en B-kunde med let proces uden aftale og en A-kunde med tung proces med aftale på 13,2 øre/kWh i Øst og på 11,4 øre/kWh i Vest. For et forbrug på 70 GWh/år er spændet 13,5 øre/kWh i Øst og 11,7 øre/kWh i Vest.

Øst priser juli 2005 for B-kunder				
øre/kWh	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
PSO + let u af	56,1	55,7	55,3	55,2
PSO + let m af	53,9	53,5	53,1	53,0
PSO +tung u af	49,6	49,2	48,8	48,7
PSO + tung m af	47,4	47,0	46,6	46,5

Øst priser juli 2005 for A-kunder				
øre/kWh	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
PSO + let u af	50,6	50,9	50,5	50,4
PSO + let m af	48,4	48,7	48,3	48,2
PSO +tung u af	45,1	44,4	44,0	43,9
PSO + tung m af	42,9	42,2	41,8	41,7

Vest priser juli 2005 for B-kunder				
øre/kWh	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
PSO + let u af	63,3	62,9	62,6	62,5
PSO + let m af	61,1	60,7	60,4	60,3
PSO + tung u af	56,8	56,4	56,1	56,0
PSO + tung m af	54,6	54,2	53,9	53,8

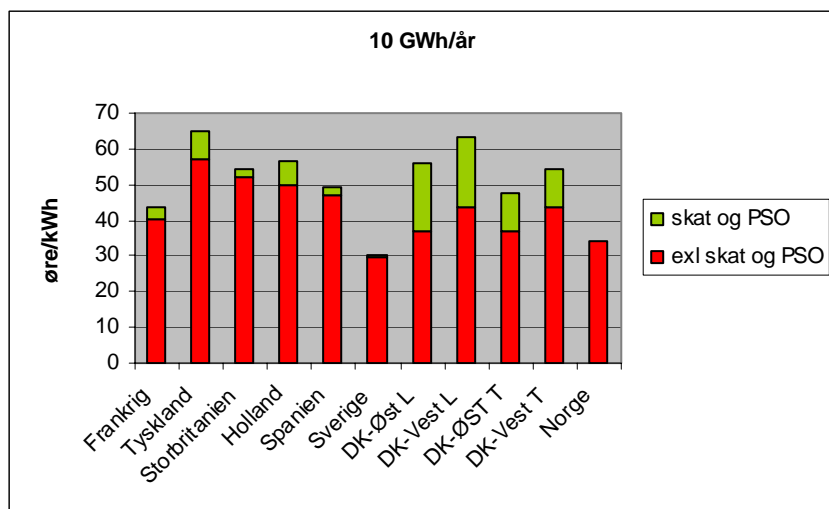
Vest priser juli 2005 for A-kunder				
øre/kWh	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
PSO + let u af	60,6	60,0	59,6	59,5
PSO + let m af	58,4	57,8	57,4	57,3
PSO + tung u af	54,1	53,5	53,1	53,0
PSO + tung m af	51,9	51,3	50,9	50,8

Som tidligere omtalt er der i perioden 2002 til 2005 tale om prisstigninger i samtlige de lande, der indgår i redegørelsen. Prisstigningerne ligger mellem 13- 15 % i Sverige og Spanien og omkring de 50 % i Tyskland og England. I denne sammenhæng bemærkes, at selv med disse relativt store prisstigninger, er priserne stadig lavere i Tyskland, end de var i 1995, og det er først i 2. kvartal 2005, at priserne i England i reale termer er større, end de var i 1994, jf. bilag I om priserne i de enkelte lande.

I flere af landene ses en tendens til, at prisstigningerne er større jo større forbrug. Prisudviklingen mellem 2002 og juli 2005 har ført til et billede af de samlede elpriser med og uden skatter og afgifter for forbrug på 10 GWh/år i juli 2005 som vist i figur 4.2.1.

Figur 4.2.1: Industriens priser for forbrug på 10 GWh/år med og uden skatter, afgifter og PSO, juli 2005.

B-kunder i Danmark



Kilde: Energy Advice, Eurostat 4/2006 og danske tarifblade mv.

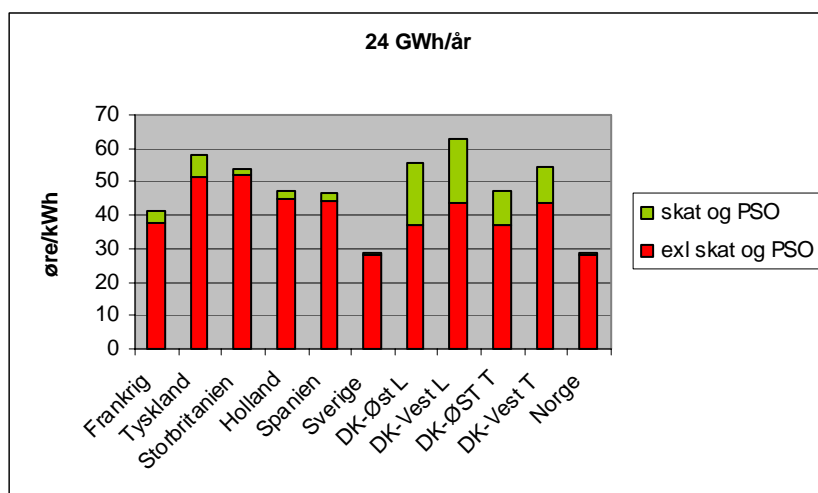
For Spanien bemærkes, at "PSO betalingen" til miljøvenlig el i modsætning til de øvrige lande indgår i søjlen for elpris ekskl. skat og PSO.

Det fremgår af figuren, at den samlede danske elpris for forbrug på 10 GWh/år med let proces og uden aftale (L) i Øst ligger på niveau med Holland og under den tyske elpris. Da forskellen mellem let proces uden aftale og tung proces med aftale (T) udgør 8,7 øre/kWh betyder det, at sidstnævnte danske pris ligger i den lave ende af skalaen, kun Frankrig, Sverige og Norge er billigere. Da tilsvarende danske priser i Vest er 7,2 øre dyrere per kWh, er det kun Tyskland, der har højere pris end den vestdanske let proces uden aftale pris, mens den vestdanske pris for tung proces med aftale ligger på niveau med Holland og England samt under den tyske.

Sverige og Norge har de laveste priser, fulgt af Frankrig og det ses, at energiintensive virksomheder med et stort elforbrug stort set ikke er pålagt energiskat eller grønne afgifter i de to nordiske lande.

Figur 4.2.2: Oversigt over de samlede elpriser for 24 GWh/år ekskl. og inkl. skat og afgift og PSO, juli 2005.

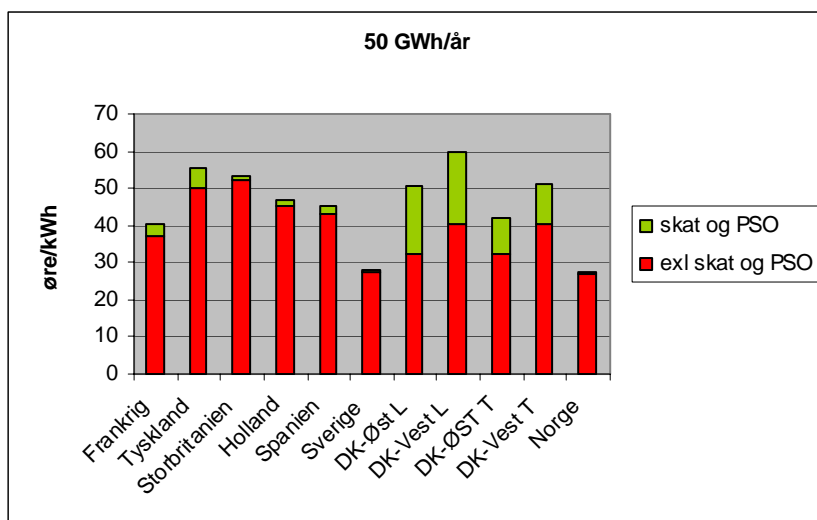
B-kunder i Danmark



For denne forbrugsgruppe på 24 GWh/år gælder, at de danske priser til let proces uden aftale (L) i Øst ligger næsthøjest, kun Tyskland har højere priser. Da prisen til tung proces med aftale (T) er 8,6 øre billigere per kWh, ligger denne pris på niveau med Spanien og Holland og under priserne i England og Tyskland og prisen er kun lavere i Norge, Sverige og Frankrig. Inkl. PSO og afgifter har B-kunder i Vest med let proces og uden aftale de højeste priser af alle.

Figur 4.2.3: Oversigt over de samlede elpriser for 50 GWh/år ekskl. og inkl. skat, afgift og PSO, juli 2005.

A-kunder i Danmark

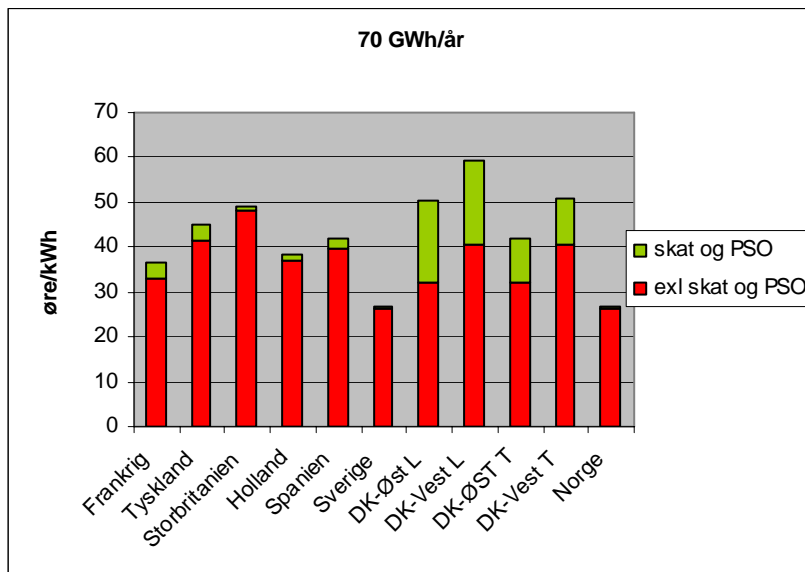


For forbrug på 50 GWh/år med let proces uden aftale (L) i Øst ligger de danske priser under de engelske og de tyske priser, men derudover er de danske priser højere end de øvrige landes priser. Skiftet til A-niveau fra B-niveau (figuren med 24 GWh/år) billiggør de danske priser betydeligt, men det kan ikke umiddelbart opveje det faktum, at de øvrige landes priser bliver billigere med stigende forbrug. Imidlertid er priserne i Øst for forbrug til tung proces med aftale (T) 8,7 øre lavere per kWh, og det bevirker, at den samlede danske pris ligger på niveau med den franske og under priserne i Spanien, Holland, England og Tyskland. Eftersom de tilsvarende priser i Vest er 9,1 øre/kWh højere, så bliver prisen for let proces uden aftale den absolut højeste pris af alle, mens prisen for tung proces med aftale ligger under den tyske og engelske pris.

For begge kategorier, let proces og uden aftale og tung proces med aftale, stiger prisen med 4,8 øre/kWh i Øst og 3 øre/kWh i Vest, hvis disse kategorier afregnes på B-niveau. Det ville bevirke, at priserne for let proces uden aftale i Øst ville ligge på niveau med de tyske priser, mens priserne i Vest ville blive de allerhøjeste. Tung proces med aftale på B-niveau ville i Øst være på niveau med priserne i Holland og ligge under de tyske og engelske priser, mens de tilsvarende priser i Vest ville ligge på niveau med England og Tyskland.

Figur 4.2.4: Oversigt over de samlede elpriser for 70 GWh/år med og uden skatter, afgifter og PSO, juli 2005.

A-kunder i Danmark



For forbrug på 70 GWh/år er de danske priser både i Øst og Vest blandt de højeste for let proces uden aftale. I Øst ligger priserne for let proces uden aftale på niveau med priserne i England. Forbrug, der anvendes til tung proces med aftale i Øst er 8,7 øre billigere per kWh, og dermed til en pris der ligger under priserne i Tyskland og England og på niveau med de spanske. Den helt afgørende forskel for de danske virksomheder, der er A-kunder, er om de afregnes som let proces uden aftale, hvor priserne så er de højeste, eller som tung proces med aftale, hvor priserne er konkurrencedygtige. Bortset fra med Norge, Sverige og Frankrig, som har de laveste priser i alle de foretagne sammenligninger.

For begge kategorier let proces og uden aftale og tung proces med aftale stiger prisen med 4,8 øre/kWh i Øst og 3 øre/kWh i Vest, hvis disse kategorier afregnes på B-niveau. Det betyder, at kun England vil have højere pris end den danske pris i Øst for tung proces med aftale på B-niveau.

Sammenfattende kan det ud fra de anvendte data anføres, at den dyreste tarifkombination (B-niveau, let proces uden aftale) i Øst ligger på niveau med flere af landene for forbrug på 10 GWh/år og 24 GWh/år, mens de tilsvarende priser i Vest i juli 2005 hørte til blandt de højeste priser. Med en reduceret afgiftsbelastning på 8,7 øre/kWh ved at skifte til tung proces med aftale ligger de danske priser i den lave ende i Øst, mens de bliver konkurrencedygtige i Vest ved forbrug på 10 og 24 GWh/år.

Skiftet til A-kundegruppen ved 50 GWh/år betyder, at de danske priser reduceres, med da de andre landes priser falder relativt mere ved højere forbrug, ligger de danske priser for forbrug til let proces uden aftale stadig i den høje ende af skalaen i Øst, mens priserne i Vest bliver de højeste af dem alle. Med en reduceret afgiftsbelastning på 8,7 øre/kWh ved at skifte til tung proces med aftale bliver priserne i Øst konkurrencedygtige, og priserne i Vest kommer til at ligge på niveau med de to dyreste lande, nemlig Tyskland og England.

Ved 70 GWh/år er skiftet til afregning på A-niveau ikke tilstrækkeligt til at dække den forskel, der opstår, fordi de andre landes samlede elpris falder, som forbruget bliver større. Det betyder, at det stort set kun er forbrug til tung proces med aftale i Øst, altså den gunstigste tarifkombination, som ligger på niveau med priserne i England, Tyskland og Spanien. Denne udvikling i tarifferne ved forbrug på 70 GWh/år beror dels på, at betalingen per kWh til miljøvenlig el falder med stigende forbrug i flere af de øvrige lande, og dels på, at transportbetalingen per kWh falder ved stigende forbrug i flere af de andre lande. Ingen af disse dele forekommer i Danmark, hvorfor selv den gunstigste tarifkombination bliver høj set i forhold til de øvrige medtagne landes samlede priser ved 70 GWh/år.

De store virksomheder i de andre lande er i denne undersøgelse er ofte virksomheder, der har elforbrug op mod 1000 GWh/år, og er derfor væsentlig større end de 70 GWh, som er anvendt i denne undersøgelse, og væsentlig større end den typiske danske virksomhed.

Som nævnt reduceres betalingen til skatter og afgifter og til miljøvenlig el mv. i en række lande i takt med at forbrugsstørrelsen stiger.

I alle kundegrupper har Norge og Sverige, fulgt af Frankrig de laveste priser blandt de lande, der er medtaget i denne sammenligning.

5. Sammenligning af elprisernes sammensætning

Det er som nævnt kompliceret at sammenligne tarifelementerne i de forskellige lande. Dels kan der være betydelige variationer i elselskabernes tilbud og priser indenfor hvert land, og dels afspejler tariffene ofte de enkelte landes egen tradition.

5.1. Markedsprisen

I et velfungerende marked uden flaskehalse, netbegrænsninger og andre barrierer ville markedsprisen i princippet være den samme overalt. Det er den ikke på indeværende tidspunkt. Det skyldes bl.a. forskellig grad af liberalisering og en meget begrænset handel over grænserne. Handlen over grænserne er størst på det nordiske marked. Elhandlen på markederne er i flere af de udvalgte lande meget beskedent set i forhold til det samlede forbrug (bortset fra Nordpool), hvorfor der er en vis træghed i afsmitningen på forbrugerpriserne. Spanien og Frankrig har stadig regulerede tariffer sideløbende med markedspriser, og i Spanien styres prisudviklingen ud fra forbrugerhensyn. Grundet de stedfundne stigninger i omkostningerne til at producere el, har de spanske myndigheder givet tilladelse til, at priserne i de to næste år (2006-2008) må stige med 3 % per år.

Der er ofte store udsving i spotpriserne. I perioden fra 2004 til 2005 ses gennemsnitlige prisstigninger på mellem 15 % - 50 % på de forskellige landes børser.

Prisstigningerne i 2004 og i 2005 forklares generelt som udtryk for knaphed på produktionskapacitet, mangel på transmissionskapacitet og barrierer for grænsehandel, stigende brændselspriser i elproduktionen og overvæltningen af marginalomkostningerne i forbindelse med EU's kvotehandel i elpriserne. Sammenfattende anføres bl.a. i det engelske EU formandsskabs oplæg til drøftelser på energiområdet i efteråret 2005, at tiden med overkapacitet og billige elpriser i Europa er forbi.

5.2. Nettariffer

Det er som nævnt svært at få tilstrækkeligt solide oplysninger om nettarifferne og tarifstrukturen til brug for en sammenligning landene imellem. Af det foreliggende materiale fremgår dog, at Tyskland ifølge tarifbladene har de højeste nettariffer på gennemsnitlig 3,16 cEuro/ kWh, svarende til 23,56 øre/kWh per juli 2005. At nettarifferne i Sverige, Norge og Frankrig er lavere end i Tyskland, og at nettariffer i Sverige og Norge gennemsnitligt ligger nogenlunde på samme niveau.

De danske nettariffer (uden PSO-betalingen), der er brugt i denne prissammenligning, fremgår af nedenstående oversigt:

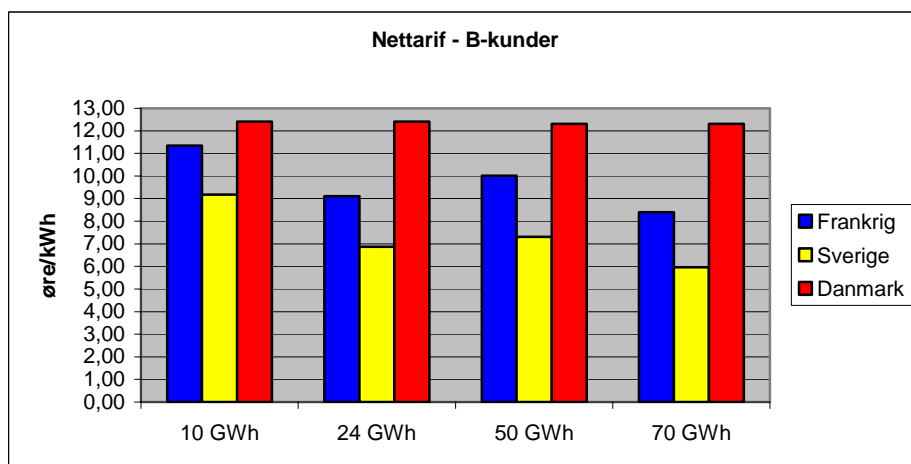
øre/kWh	Nettarifbetaling i Danmark 2005			
Øst-DK	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
spændingsniveau				
B-kunde	14,3	14,30	14,20	14,20
A-kunde	9,8	9,5	9,4	9,4
øre/kWh	Nettarifbetaling i Danmark 2005			
Vest-DK	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
spændingsniveau				
B-kunde	10,8	10,80	10,80	10,80
A-kunde	8,1	7,9	7,8	7,8

De østdanske nettariffer er højere end de vstdanske. For systemansvarets nettariffer skulle det bl.a. bero på, at systemansvaret omkostninger ved at få stillet transmissionsnettet til rådighed er højere i Øst end i Vest og for systemtariffernes vedkommende, at der er højere omkostninger i Øst end i Vest til køb af reservekapacitet. De østdanske tal er gennemsnitsværdier, da de østdanske tariffer er tidsdifferentierede.

I flere af landene opereres også med tidsdifferentierede tariffer, der er indbyrdes forskellige, og en række lande har afbrydelighedstariffer (Norge, Spanien, Frankrig), uden at det vides, hvad det konkret betyder for priserne.

Nettarifferne i Frankrig, Sverige og Danmark er illustreret i nedenstående figurer.

Figur 5.2.1: Oversigt over nettarifferne for B- kunder i DK og Frankrig. Gennemsnitlige nettariffer i Sverige

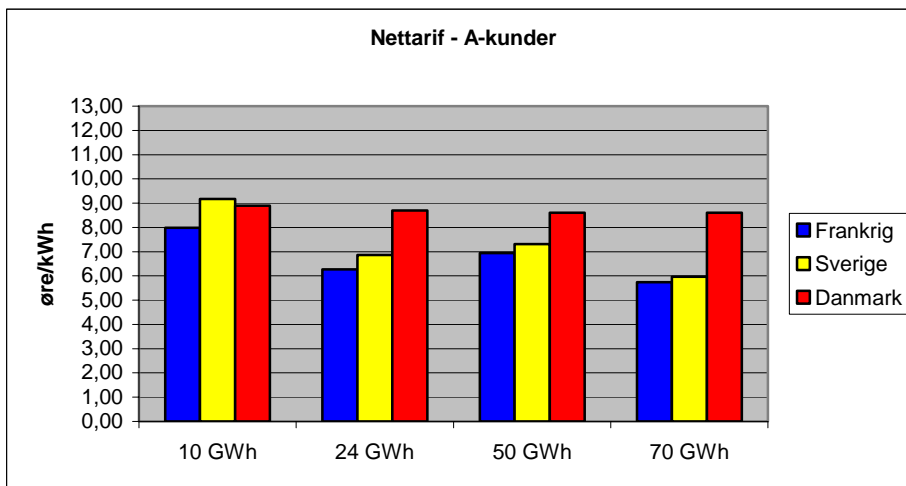


Kilde: De danske tarifblade for 2005 og Econ's notat om Kraftpriser til kraftintensiv industri i Europa (bilag II)

Af figuren ses, at Danmark har de højeste nettatariffer for B-kunder, og i modsætning til de to øvrige lande, falder nettatariffen stort set ikke ved et stigende forbrug.

For A-kunder ligger de danske nettatariffer på niveau med Sverige ved forbrug på 10 GWh og lidt over de franske. Da de danske nettatariffer kun falder meget moderat med stigende forbrug set i forhold til de svenske og franske nettatariffer, er de danske nettatariffer også for A-kunderne de højeste for forbrug på 24, 50 og 70 GWh/år. Det betyder, at der i Danmark til forskel fra de 2 andre lande ikke er nogen væsentlig økonomisk fordel ved at være en stor kunde.

Figur 5.2.2: Oversigt over nettatarifferne for A- kunder i DK og Frankrig. Gennemsnitlige nettatariffer i Sverige



Kilde: De danske tarifblade for 2005 og Econ's notat om Kraftpriser til kraftintensiv industri i Europa (bilag II)

5.3. Skatter og afgifter samt betaling til miljøvenlig el mv.

I Spanien, Sverige og Norge er der alene tale om at betale skat- eller afgifter. Elafgiften i Sverige for fremstillingsvirksomhed med stort energiforbrug, minedrift og gartnerier er som udgangspunkt 0,5 svenske øre/kWh, men de virksomheder, der deltager i et 5-årigt spare- og effektivitetsprogram, kan slippe for at betale elafgift for den del af forbruget, som er omfattet af programmet. Det samme gælder for Norge. Elintensive virksomheder i Sverige er også fritaget for at betale grønne elcertifikatsafgifter (lidt over 2 øre/kWh). I Spanien har der siden 2002 været en skat på 5,113 % af elprisen. Satsen er den samme for alle forbrugere. Formålet med denne skat er at finansiere restrukturen af elsektoren i forbindelse med liberaliseringen.

I Frankrig er der en fast PSO sats, som hedder CSPE, på 0,45 cEuro/kWh svarende til 3,36 øre/kWh på alle forbrugsstørrelser. Der er et loft for hvert forbrugssted for CSPE betalingen på 500.000 Euro, hvilket vil sige ved 111 GWh/år. De tyske økoskatter består af en hel række elementer som bl.a. diverse afgifter, bidrag til kraftvarme og vedvarende energi. De enkelte elementer reduceres på forskellig vis, som forbrugsstørrelsen stiger. I Holland er der en hollandsk form for PSO, der er på 0,05 cEuro/kWh (0,37 øre/kWh) for alle forbrug over 10 GWh/år. Satserne er imidlertid større for forbrugsintervaller under 10 GWh/år, som storforbrugerne også skal betale. Resultatet er, at den hollandske PSO er ca. 5 gange større for forbrug på 10 GWh/år end for forbrug på 70 GWh/år. I England er der en Climate Change Levy på 0,63 cEuro/kWh svarende til 4,7 øre/kWh, hvor der er en rabat på op til i omegnen af 90 % for den energiintensive industri. Rabattens størrelse afhænger af de effektivitetsforbedringer, som gennemføres.

I Danmark betales energiafgift og CO2 afgift. Energiafgiften refunderes fuldt ud for energi til procesformål og der betales følgende afgifter i øre/kWh:

Afgifter:			
CO2:			
	tung proces		2,5
	let proces		9
	tung proces m aftale		0,3
	let proces m aftale		6,8
eldistribbidrag:			
	op til 15 GWh		1
	over 15 GWh		0

I Danmark er der også PSO-omkostninger. PSO-omkostninger (Public Service Obligations) er omkostninger, som de kollektive elforsyningsvirksomheder har som følge af de offentlige forpligtigelser, som de er pålagt.

I elforsyningsloven er disse forpligtigelser nærmere fastsat. Det drejer sig især om støtte til miljøvenlig elproduktion, der omfatter elproduktionen fra vindmøller, biomasseanlæg og decentrale kraftvarmeanlæg, samt opgaver vedrørende forsyningssikkerhed, forskning og udvikling af miljøvenlig elproduktion mv.

PSO-omkostninger opkræves hos forbrugerne i form af en PSO-tarif, idet enhver elforbruger skal afholde en forholdsmæssig andel af omkostningerne.

På baggrund af forventninger til elprisudviklingen og omfanget af den miljøvenlige elproduktion fastsætter systemansvaret en PSO-tarif forud for hvert kvartal. Da denne er baseret på forventninger, vil de faktiske omkostninger i praksis afvige fra de budgetterede. Den derved akkumulerede over- eller underdækning indregnes med 1/4 i det følgende kvartal.

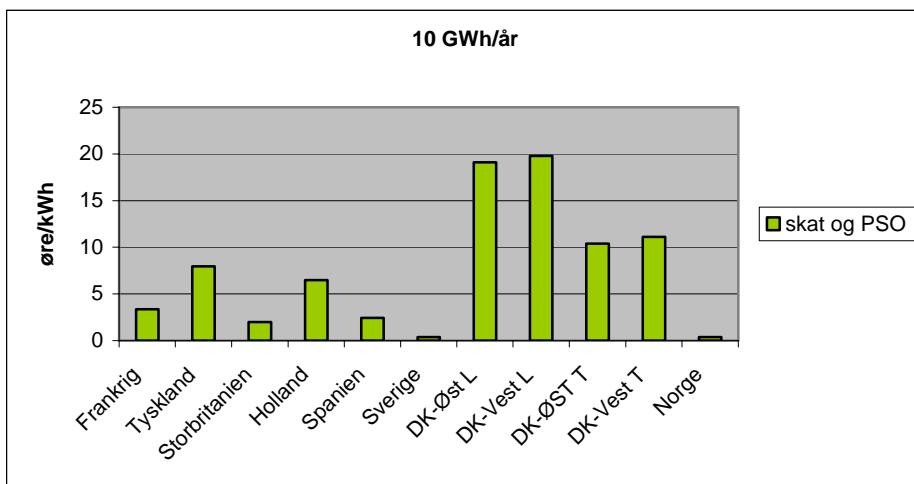
For 2005 er PSO-tarifferne i øre/kWh:

Kvartal	PSO-tarif		Fradrag egenproduktion		Fradrag over 100 GWh	
	Øst	Vest	Øst	Vest	Øst	Vest
Januar	10,0	11,7	7,6	9,2	5,7	5,7
April	14,0	15,7	11,7	13,5	8,2	7,5
Juli	9,1	9,8	6,7	7,4	3,6	4,8
Oktober	6,8	6,9	4,4	4,5	3,3	3,3

I nedenstående oversigtsfigurer er den danske PSO betaling lagt til afgiftsbetalingen, så den samlede betaling kan sammenlignes med de forskellige ordninger i de øvrige lande. I Spanien opkræves betalingen til vedvarende energi, indenlandsk kul, energispareprogrammer mv. som en del af tariffen. Da tariffen er reguleret og indeholder tidligere års underdækning har det ikke været muligt at beregne den andel, der medgår til vedvarende energi mv. og lægge denne til den spanske skattebetaling.

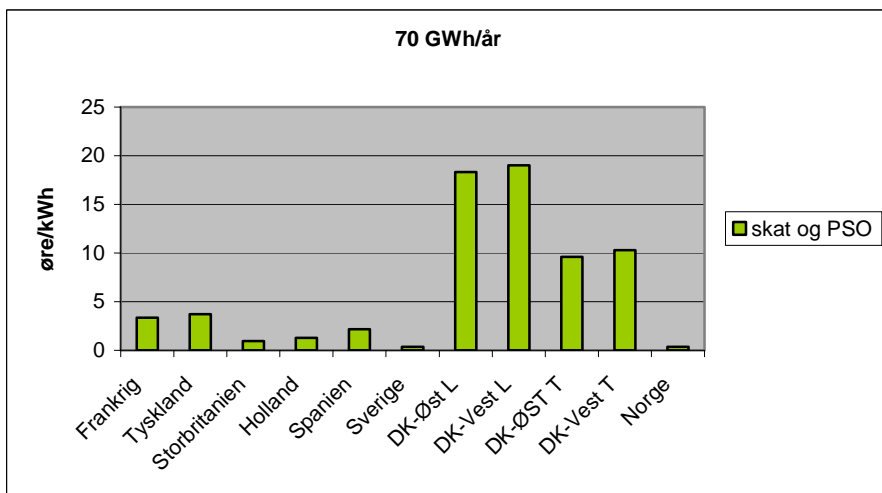
Sammenlagt fås nedenstående omtrentlige billede af de forskellige landes betaling til skatter og afgifter samt PSO eller andre former for betaling til miljøvenlig el.

Figur 5.3.1: Oversigt over skatter og afgifter samt betaling til miljøvenlig el mv. for 10 GWh/år



Kilde: Bl.a. skatte- og afgiftslovgivning hentet på diverse web-sider og Energy Advice

Figur 5.3.2: Oversigt over skatter og afgifter samt betaling til miljøvenlig el mv. for 70 GWh/år



Kilde: Bl.a. skatte- og afgiftslovgivning hentet på diverse web-sider og Energy Advice

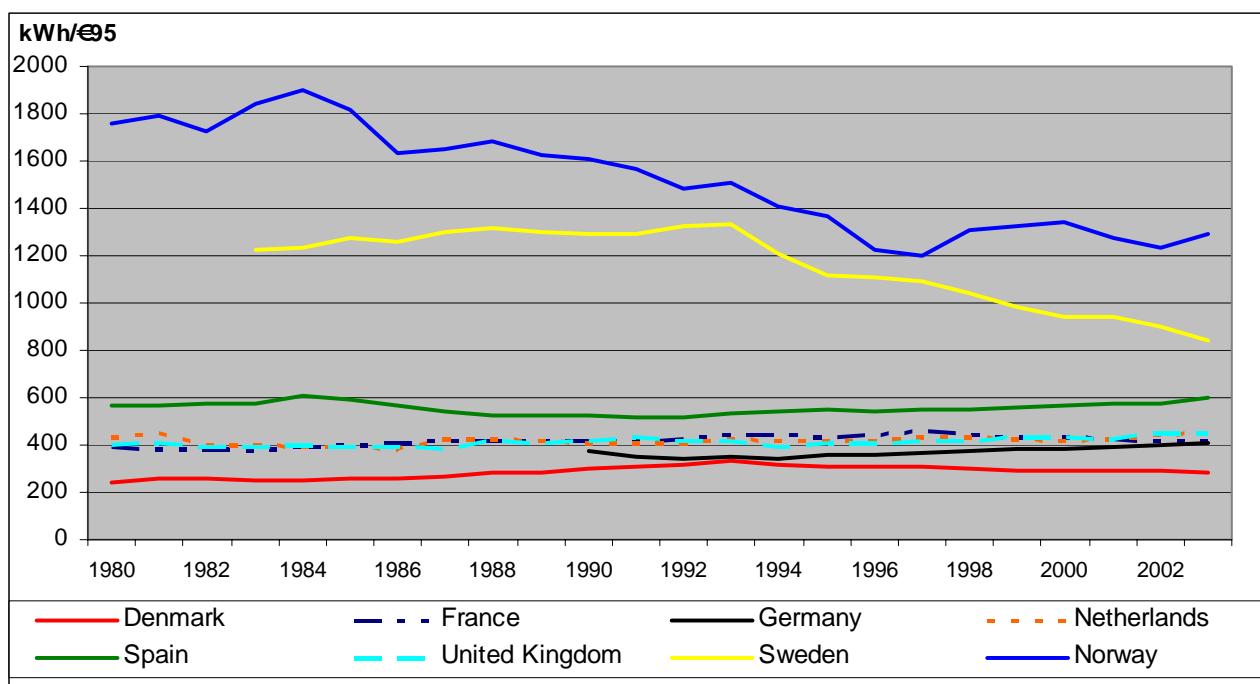
Det ses, at betaling til afgifter og PSO er høj i Danmark i forhold til de øvrige viste lande. Selv den gunstigste tarifkombination (T) med de laveste afgifter skiller sig ud ved at være betydeligt højere end i de andre lande, det gælder både for forbrug på 10 og 70 GWh/år. I Frankrig, Spanien og Danmark reduceres den samlede betaling ikke i takt med at forbruget stiger fra 10 GWh til 70 GWh/år, hvad den gør i flere af de andre lande. I fx Tyskland er økoskatterne for forbrug på 70 GWh/år under halvdelen af, hvad de er ved 10 GWh/år. I Holland reduceres betalingen til miljøvenlig el også betydeligt i takt med at forbruget stiger. Betalingen til miljøvenlig og afgifter er minimal i England, Sverige og Norge.

5.4. Programmer til fremme af besparelser og effektivitet

Samtlige lande har i mange år haft varierende programmer til fremme af besparelser og øget energieffektivitet i de store virksomheder. I næsten alle disse programmer er der krav om at deltage i initiativerne til fremme af øget energieffektivitet og besparelser for at opnå en nedsættelse af skatte- og afgiftsbetalingen.

En oversigt over den opnåede energiintensitet i erhvervene ses i nedenstående figur, hvor det fremgår, at de danske virksomheder klarer sig bedst, men at flere af de øvrige lande også kan udvise resultater på energieffektivitetsområdet.

Figur 5.4.1: Udvikling af el-intensiteten i industrien i udvalgte lande



Kilde: ODEX 2002

Elintensiteten i industrien i de udvalgte lande har forskellige niveauer. Norge og Sverige adskiller sig fra de andre lande ved at have en meget stor elintensitet, der har dog været en faldende tendens i Norge gennem hele perioden, mens der i Sverige har været fald siden 1993. De andre lande ligger konstant på et lavere niveau. Danmark er det land, der har den laveste elintensitet i industrien. Det betyder alt andet lige, at virksomhederne i Danmark påvirkes mindre af stigende elpriser end virksomhederne i andre lande, herunder især i de øvrige nordiske lande.

6. Oversigt over danske elintensive virksomheder

I 2003 var der 147 storforbrugere med et elforbrug på mere end 10 GWh/år i Danmark. Heraf er de 104 placeret i Vestdanmark, mens 43 er placeret i Østdanmark.

Set på elforbrug er fordelingen mellem øst og vest lidt mere ligelig, idet 1799 GWh ud af storforbrugernes samlede forbrug på 4525 GWh er placeret i Østdanmark. Her har det dog stor betydning, at tre af fire virksomheder med et forbrug større end 100 GWh er placeret i Østdanmark.

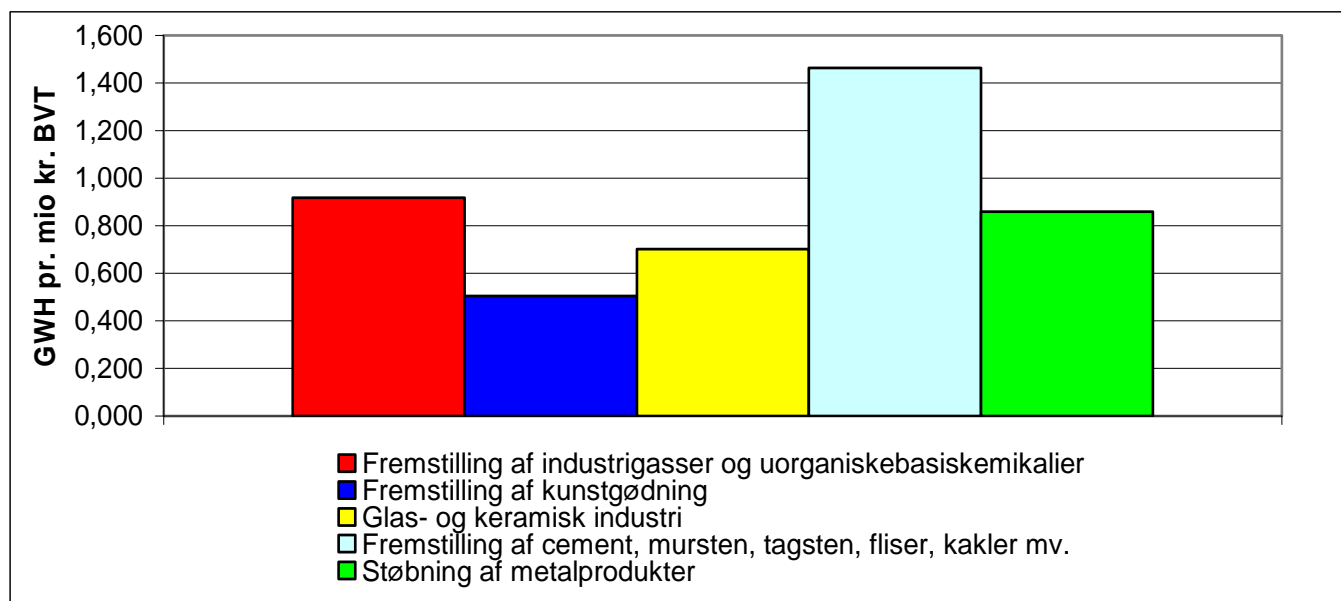
Virksomheder med årsforbrug > 10 GWh		
Årsforbrug GWh	Antal	Sum af elforbrug i GWh
10-20	89	1.177
20-30	18	420
30-40	15	507
40-50	4	173
50-60	8	428
60-70	3	195
70-80	2	146
80-90	2	170
90-100	2	190
>100	4	1.120
Total	147	4.525
Vest	104	2.726
Øst	43	1.799

Kilde: Industritællingen 2003

Ser man på i hvilke erhverv virksomhederne bruger særligt meget el i produktionen, drejer det sig først og fremmest om fremstilling og forarbejdning af metal, om fremstilling af cement, mursten, tagsten, fliser, kakler mv., om kemisk industri samt om fremstilling af skibsmotorer og kompressorer.

En række erhverv er særligt elintensive, dvs. at de har et særlig højt elforbrug i forhold til deres omsætning. Det er her valgt at se nærmere på de erhverv, der har en elintensitet på over 0,5 GWh pr. mio. kr. i bruttoværditilvækst (BVT), se figur 6.1.1 nedenfor. Det mest elintensive erhverv er det, der står for fremstilling af cement, mursten, tagsten, fliser, kakler mv., og herefter følger kemisk industri, støbning af metalprodukter, glas- og keramisk industri samt fremstilling af kunstgødning.

Figur 6.1.1: Fordeling af elintensive erhverv efter brancher



Kilde: Energimatricen 2003, Danmarks Statistik

Sammenligner man de erhverv, i hvilke virksomhederne bruger særligt meget el i produktionen med de elintensive erhverv, er der et vist sammenfald. Således indgår både fremstilling af cement, mursten, tagsten, fliser, kakler mv. samt kemisk industri i begge kategorier, og det kan dermed udledes, at disse erhverv både forbruger meget el totalt set, men at de også forbruger meget el i forhold til deres omsætning.

7. PSO-tarifferne og deres udvikling

7.1. PSO-omkostninger

PSO-omkostninger (Public Service Obligations) er omkostninger, som de kollektive elforsyningsvirksomheder har som følge af de offentlige forpligtigelser, som de er pålagt.

I elforsyningsloven er disse forpligtigelser nærmere fastsat. Det drejer sig især om støtte til miljøvenlig elproduktion, der omfatter elproduktionen fra vindmøller, biomasseanlæg og decentrale kraftvarmeanlæg, samt opgaver vedrørende forsyningssikkerhed, forskning og udvikling af miljøvenlig elproduktion mv.

7.2. PSO-tariffen

PSO-omkostninger opkræves hos forbrugerne i form af en PSO-tarif, idet enhver elforbruger skal afholde en forholdsmæssig andel af omkostningerne.

Da der er 2 forsyningsområder i Danmark (henholdsvis i vest omfattende Jylland-Fyn og i øst omfattende Sjælland mv.), er der også 2 PSO-tariffer, idet der er forskellige elpriser, og der ikke sker en udligning af omkostningerne til den decentrale kraftvarmeproduktion mellem de 2 områder.

Støtten til den miljøvenlige elproduktion gives dels i form af et fast pristillæg, f.eks. 10 øre/kWh til vindmøller og 26 øre/kWh til biogasbaseret elproduktion i kombination med naturgas, eller som et pristillæg der er forskellen mellem en fast afregningspris, f.eks. 60 øre/kWh, og markedsprisen. Den sidstnævnte støtteform medfører, at stigende markedspriser reducerer PSO-omkostningerne og omvendt.

PSO-omkostningerne kan opdeles i 3 hovedgrupper:

PSO-1: omkostninger til forsyningssikkerhed, F&U mv.

PSO-2: omkostninger til VE-elektricitet

PSO-3: omkostninger til decentral kraftvarme med naturgas og affald

Omkostningerne vedr. PSO-1 og -2 udjævnes på landsplan og er derfor ens i øre/kWh for alle forbrugere, mens PSO-3 er forskellig i de 2 områder.

Som hovedregel skal alle forbrugere betale PSO-omkostningerne i forhold til deres totale elforbrug.

Forbrugere, der helt eller delvis selv producerer den elektricitet, de selv forbruger (såkaldte egenproducenter) er fritaget for at betale PSO-2 og PSO-3 for egenproduktionen, men de skal betale PSO-1 for forbruget svarende til egenproduktionen.

Storforbrugere, dvs. forbrugere med et årligt elforbrug på over 100 GWh fritages for betaling af PSO-2 for det forbrug, der overstiger 100 GWh/år.

I praksis anvendes en tarif for de samlede PSO-omkostninger med fradrag herfra for egenproduktion og forbrug ud over 100 GWh.

7.3. Faktiske PSO-tariffer

På baggrund af forventninger til elprisudviklingen og omfanget af den miljøvenlige elproduktion fastsætter systemansvaret en PSO-tarif forud for hvert kvartal. Da denne er baseret på forventninger, vil de faktiske omkostninger i praksis afvige fra de budgetterede. Den derved akkumulerede over- eller underdækning indregnes med 1/4 i det følgende kvartal.

Overslagsmæssigt er sammenhængen mellem PSO-omkostningerne og markedsprisen, at en stigning i markedsprisen på 1 øre/kWh giver et fald i PSO-omkostningerne på ca. 0,5 øre/kWh og omvendt ved en faldende markedspris. Forholdet vil være lidt højere i vinterkvartalerne og lavere om sommeren, idet hovedparten af omkostningerne er i vinterhalvåret.

For 2005 er PSO-tarifferne i øre/kWh:

Kvartal	PSO-tarif		Fradrag egenproduktion		Fradrag over 100 GWh	
	Øst	Vest	Øst	Vest	Øst	Vest
Januar	10,0	11,7	7,6	9,2	5,7	5,7
April	14,0	15,7	11,7	13,5	8,2	7,5
Juli	9,1	9,8	6,7	7,4	3,6	4,8
Oktober	6,8	6,9	4,4	4,5	3,3	3,3

Tabelværdierne for øst er gennemsnitsværdier, idet tariffene er tidsafhængig efter en tretidstarif, mens den i vest er en enhedstarif.

Variationen over året skyldes primært forudsætningerne om markedsprisen. F.eks. blev der for 3 kvartal i Vest skønnet en markedspris på 29,0 øre/kWh mens der for 4. kvartal er skønnet en pris på 32,5 øre/kWh. Ovennævnte sammenhæng mellem markedspris og PSO-tarif kan derfor umiddelbart forklare ca. 2/3 af faldet og resten kan henføres til overdækning fra tidligere kvartaler.

Endelig kan det bemærkes, at PSO-tariffen også gælder nettab. Da omkostninger til nettab indgår i netvirksomhedernes nettariffer, vil forbrugerne faktiske omkostninger til PSO typisk være 6-7 % højere end det fremgår af tariffen.

7.4. PSO-omkostninger til miljøvenlig elproduktion mv.

Den miljøvenlige elproduktion omfatter vindmøller, øvrige VE-anlæg og decentrale kraftvarmeanlæg med naturgas og affald.

Vindmøller støttes oversigtsmæssigt efter følgende regler:

- Møller opført før 2000 får en fast afregningspris på 60 øre i en periode på typisk ca. 5-6 år for de nyeste og største møller og op til ca. 12 år for de mindste, hvorefter de får 43 øre indtil de er 10 år. Herefter overgår de til markedsvilkår og får indtil de er 20 år udover markedsprisen et tillæg på 10 øre/kWh, der dog reguleres i forhold til markedsprisen, idet summen af markedspris og pristillæg ikke kan overstige 36 øre/kWh. Ved markedspriser større end 36 øre/kWh er der således ikke pristillæg.
- Møller opført 2000-2002 får en fast afregning på 43 øre i ca. 10 år, hvorefter de overgår til markedsvilkår med et reguleret pristillæg på 10 øre/kWh indtil de er 20 år.
- Møller opført fra 2003 er på markedsvilkår og får et pristillæg på 10 øre/kWh i indtil 20 år.
- Der er særlige regler for møller opført af elværkerne som følge af pålæg.
- Der er mulighed for et særligt pristillæg som følge af en tidligere og en nuværende skrotningsordning.
- Nye havvindmøller får en fast afregningspris fastlagt efter afholdelse af udbud.

- Der ydes kompensation på 2,3 øre/kWh for balanceringsomkostninger mv. for møller på markedsvilkår ligesom netvirksomhederne og systemansvaret afholder omkostninger ved nettilslutning og videresalg af elproduktionen, som også dækkes som PSO-omkostninger.

For øvrige VE-anlæg og decentrale kraftvarmeværker ydes oversigtsmæssigt støtte efter følgende regler:

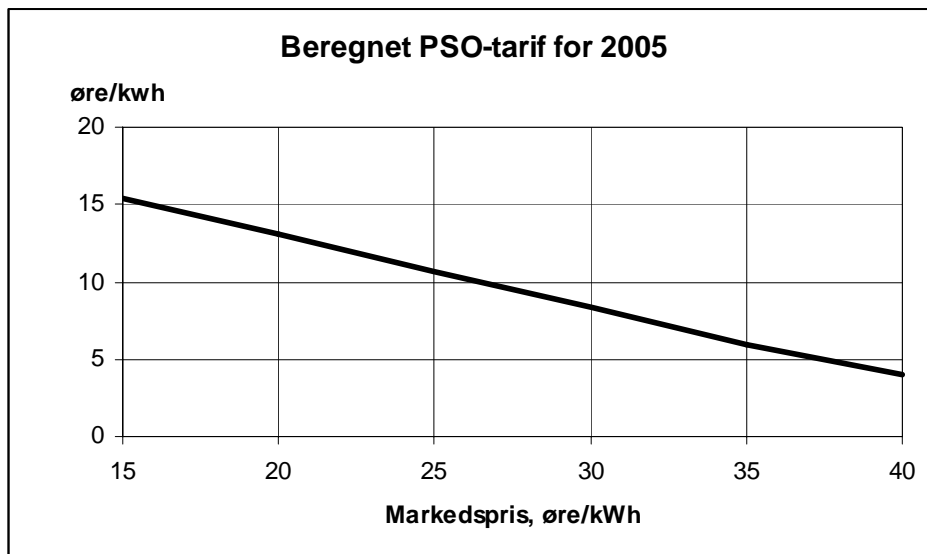
- Eksisterende VE-anlæg får en fast afregningspris på 60 øre/kWh i 20 år, dog mindst 15 år fra 1. januar 2004
- Nye VE-anlæg får 60 øre/kWh i 10 år og derefter 40 øre/kWh i 10 år.
- Biomasseanlæg opført af elværkerne som følge af pålæg får 40 øre/kWh i 10 år plus op til 100 kr/t biomasse.
- Decentrale kraftvarmeanlæg med naturgas eller affald over 5 MW får en produktionsuafhængig støtte svarende til den tidligere støtte efter treledstariffen. Støtten reguleres i forhold til markedsprisen, idet der frem til 2009 også sker en regulering som følge af prisudviklingen. Anlæg under 10 MW kan frem til udgangen af 2006 vælge at forblive på treledtariffen.
- Anlæg under 5 MW får fortsat en afregningspris efter treledstariffen. De kan dog også vælge at overgå til markedsvilkår som de større anlæg.

De fremtidige PSO-omkostninger afhænger primært af markedsprisen samt udviklingen af den miljøvenlige elproduktion.

Den gradvise overgang til markedsvilkår og tilhørende reduktion eller bortfald af støtte for de eksisterende vindmøller og kraftvarmeanlæg resulterer i faldende PSO-omkostninger mens en øget udbygning med VE-anlæg øger PSO-omkostningerne.

For forbrugerne svarer de forventede PSO-omkostninger i 2005 ved en markedspris på 26 øre/kWh til en gennemsnitlig tarif på ca. 10 øre/kWh.. Med en anden markedspris ville PSO-tariffen for 2005 i gennemsnit være som vist på figur 7.4.1.

Figur 7.4.1 Beregnet PSO tarif for 2005



For storforbrugere er der fradrag i PSO-tariffen for forbruget over 100 GWh/år. Fradraget er i 2005 i gennemsnit omkring 5 øre/kWh.

8. Den danske tarifstruktur - netbetaling

For transport af den elektricitet de danske elforbrugere forbruger, betales der dels til systemansvaret og dels til en netvirksomhed.

Netvirksomhedernes samlede indtægtsrammer fastsættes iht. Elforsyningslovens § 69. Disse indtægter omsættes til konkrete priser på ydelser i henhold til Elforsyningslovens § 73, som siger, at prisfastsættelsen skal ske *”efter rimelige, objektive og ikke-diskriminerende kriterier i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til.”*

Dette betyder, at tarifferne varierer fra kundesegment til kundesegment. Typisk differentieres tarifferne på baggrund af, hvilket spændingsniveau kunden er tilsluttet. Nettarifferne er yderligere opdelt i en abonnementsbetaling samt en forbrugsafhængig betaling. Visse steder kan der også være selskaber, der opkræver effektbetaling ud fra kundens maksimale effektbehov. Derudover anvender en række netvirksomheder tidsdifferentierede tariffer for at opnå en mere kostægte fordeling af

omkostningerne. Med tidsdifferentierede tariffer kan virksomheder, der kan tilrettelægge deres elforbrug, opnå en lavere pris.

Alle tariffer skal anmeldes til Energitilsynet.

Kunder med meget høje årsforbrug (her defineret som >10GWh/år) vil typisk være tilsluttet på et højere spændingsniveau en lavspænding (0,4 kV). På højeste spændingsniveau (50-60 kV) vil de typisk være benævnt A-kunder, mens kunder tilsluttet på et mellem spændingsniveau (10-20 kV) benævnes B-kunder. Definitionerne på kundegrupperne varierer dog noget fra selskab til selskab, ligesom der er en række netselskaber, som ikke har nogen A-kunder.

8.1. Faktiske nettariffer

Virksomhedernes transportbetaling ved elforbrug kan overordnet opdeles på en betaling til det overordnede systemansvar og en betaling til den lokale/regionale netvirksomhed.

Systemansvarets tariffer

Det overordnede systemansvar er i dag samlet i Energinet.dk. Energinet.dk er en selvstændig offentlig virksomhed ejet af den danske stat ved Transport- og Energiministeriet og med egen bestyrelse. Selskabet er stiftet den 1. januar 2005 ved fusion af Elkraft System, Elkraft Transmission, Eltra og Gastra.

Energinet.dk har det overordnede ansvar for el- og gassystemet i Danmark og ejer bl.a. elnettet på 400 kilovolt, ligesom de disponerer over elnettet på 132 og 150 kilovolt.

Nettariffen dækker Energinet.dk's omkostninger ved brug af det østdanske transmissionsnet (400/132 kV) henholdsvis det vestdanske transmissionsnet (400/150 kV), mens systemtariffen dækker omkostningerne ved driften af elsystemet til reservekapacitet, systemdrift m.v.

Tarifferne varierer mellem Vestdanmark (tidligere Eltra) og Østdanmark (tidligere Elkraft).

I tabellen angives de gældende tariffer i øre/kWh pr. 1. oktober 2005.

	Lavlast	Højlast	Spidslast	Gennemsnit
Nettarif forbrug– Øst	2,1	4,5	6,8	3,7
Systemtarif – Øst	1,8	4,0	6,0	3,3
Nettarif forbrug– Vest*	2,2	2,2	2,2	2,2
Systemtarif – Vest	2,9	2,9	2,9	2,9
Nettarif produktion - Øst	0,2	0,2	0,2	0,2
Nettarif produktion - Vest	0,4	0,4	0,4	0,4

* ikke tidsdifferentieret

Nettarif for produktion betales alene af producenter, der producerer på markedsvilkår, dvs. at de selv skal sørge for at afsætte elproduktionen i elmarkedet og afholde omkostningerne herved.

De vstdanske forbrugere betaler 5,1 øre/kWh til systemansvaret, mens de østdanske forbrugere i gennemsnit betaler 7,1 øre/kWh forudsat en lastfordeling på 50-30-20 procent. Såfremt østdanske forbrugere kan lægge en større del af deres forbrug i lavlastperioder, kan de slippe billigere.

Afregningsgrundlaget for nettarriffen og systemtariffen er som udgangspunkt bruttoforbruget. Nettoafregnede egenproducenter betaler dog ikke net- og systemtarif af den del af deres forbrug, som de dækker ved egen produktion.

Nettarriffen gælder ved afregning på 50-10 kV siden af 132/150 kV transformere og indeholder derfor omkostninger til 132/150 kV transformerne. Kunder med egne 132/150 kV transformere, der afregnes på 132 kV siden, betaler en reduceret tarif. I Østdanmark ventes reduktionen i 2005 at udgøre 0,25 øre/kWh.

Netvirksomhedernes tariffer

Netvirksomhederne opkræver transporttariffer til dækning af omkostninger for deres drift og vedligehold af de underliggende net. Ved udgangen af 2004 var der 105 netselskaber, men antallet er stadig for nedadgående som følge af sammenlægninger.

Der er stor forskel på størrelsen af selskaberne og for en analyse af, i hvor høj grad nettarrifferne for storkunderne varierer som følge af virksomhedens geografiske placering, er det fundet tilstrækkeligt at se på et udsnit af selskaberne.

Indsamlingen af tariffer er følgelig begrænset til alle netselskaber, som i 2004 havde en eltransport på mindst 250 GWh. En række af disse netselskaber er siden hen blevet sammenlagt med andre, i mange tilfælde vil tarifferne mellem de ”gamle” områder dog fortsat variere. Som følge af sammenlægninger består den endelige analysegruppe således af 17 selvstændige netselskaber, som i 2004 repræsenterede 84 procent af den samlede eltransport.

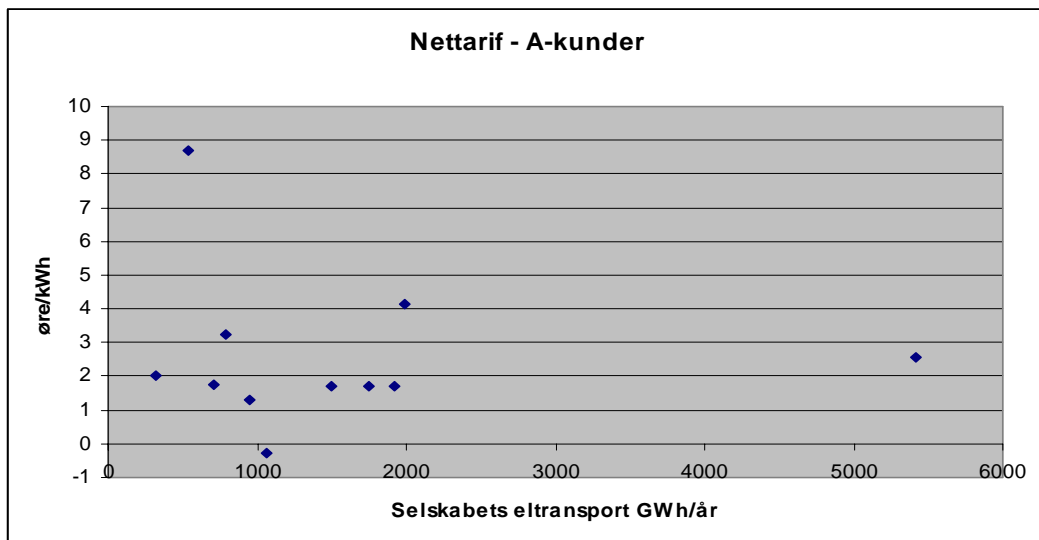
Der er udelukkende indsamlet data tilgængelige på netvirksomhedernes hjemmesider. En række selskaber har ikke oplyst tariffer for kunde på A-niveau, hvilket i en del tilfælde kan skyldes, at de ingen kunder har på dette niveau. Der indgår således 11 prisområder i datagrundlaget for A-niveauet. Disse 11 områder stod i 2004 for lige over halvdelen af den totale eltransport.

	Min	Max	Simpelt snit			Vægtet snit		
			Danmark	Øst	Vest	Danmark	Øst	Vest
A-niveau								
Transportbetaling	-0,3	8,7	2,6	2,0	2,8	2,4	2,2	2,6
Abonnement m.v.	10.000	63.100	40.453	48.295	37.839	41.676	48.373	34.362
B-niveau								
Transportbetaling	0,7	10,5	6,5	7,9	6,0	6,4	7,2	5,7
Abonnement m.v.	2.750	11.886	6.465	6.697	6.283	6.932	7.246	6.590

For de tidsafhængige tariffer er der antaget en fordeling på lavlast, højlast og spidslast på henholdsvis 50 %, 30 % og 20 % for alle selskaber. Dette gælder for fire prisområder for A-kunder og ti prisområder for B-kunder.

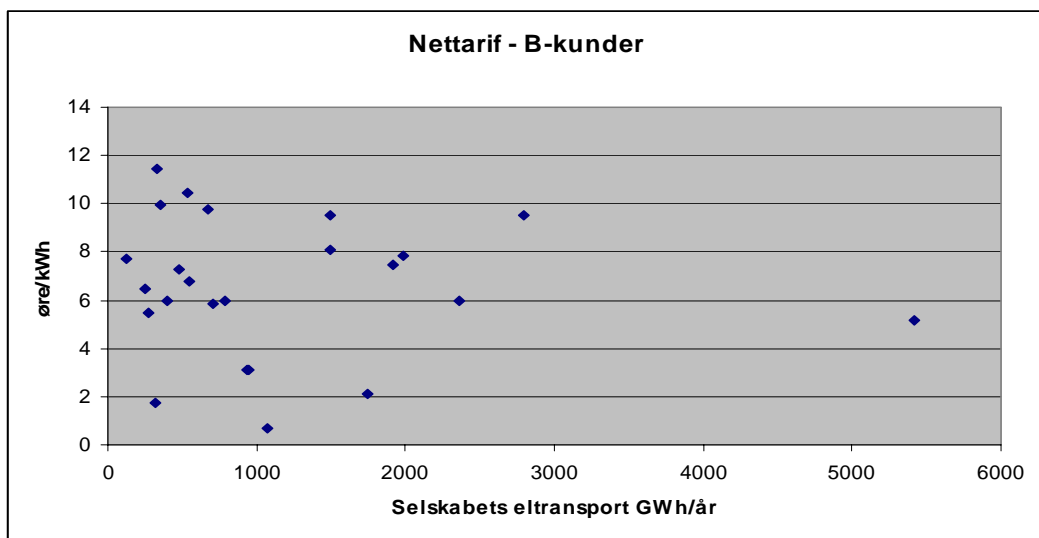
Det bemærkes, at tarifferne varierer meget selskaberne i mellem. Dette skyldes dog til dels enkelte afvigende værdier. Ses bort fra den højeste og laveste værdi, varierer nettarriffen for A-kunder således fra 1,3 til 4,1 øre/kWh.

Figur 8.1.1 Netvirksomhedernes tariffer på A-niveau



I alle tilfælde på nær et er tariffen til det lokale selskab for A-kunder af mindre betydning for den samlede elregning end betalingen til systemansvaret. De østdanske A-kunder slipper gennemsnitligt lidt billigere end de vstdanske.

Figur 8.1.2 Netvirksomhedernes tariffer på B-niveau



For B-kunder har betalingen til det lokale netselskab derimod ofte større betydning end betalingen til systemansvaret. De østdanske B-kunder betaler gennemsnitligt noget mere end de vstdanske.

8.2. Samlet transportbetaling

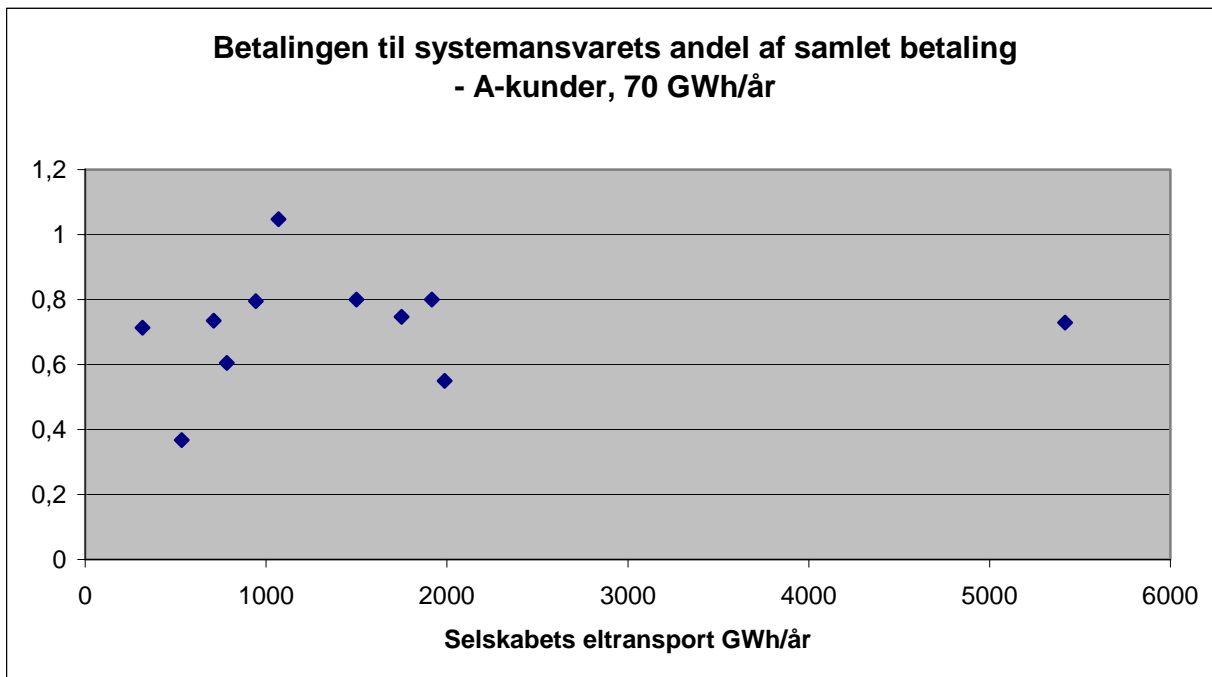
Den samlede transportbetaling, dvs. betalingen til systemansvaret og tarif og abonnementsbetaling til netselskabet, er beregnet per kWh for et elforbrug på 10 og 70 GWh. Udgiften er beregnet for de 2 spændingsniveauer.

Transportbetaling øre/kWh	Vægtet snit		
	Danmark	Øst	Vest
A-niveau			
10 GWh/år	8,9	9,8	8,1
24 GWh/år	8,7	9,5	7,9
50 GWh/år	8,6	9,4	7,8
70 GWh/år	8,6	9,4	7,8
B-niveau			
10 GWh/år	12,4	14,3	10,8
24 GWh/år	12,3	14,3	10,8
50 GWh/år	12,3	14,2	10,8
70 GWh/år	12,3	14,2	10,8

Det bemærkes, at det er abonnementsbetalingen, der medfører forskellen i tarifferne afhængig af forbruget. Denne forskel er dog lille.

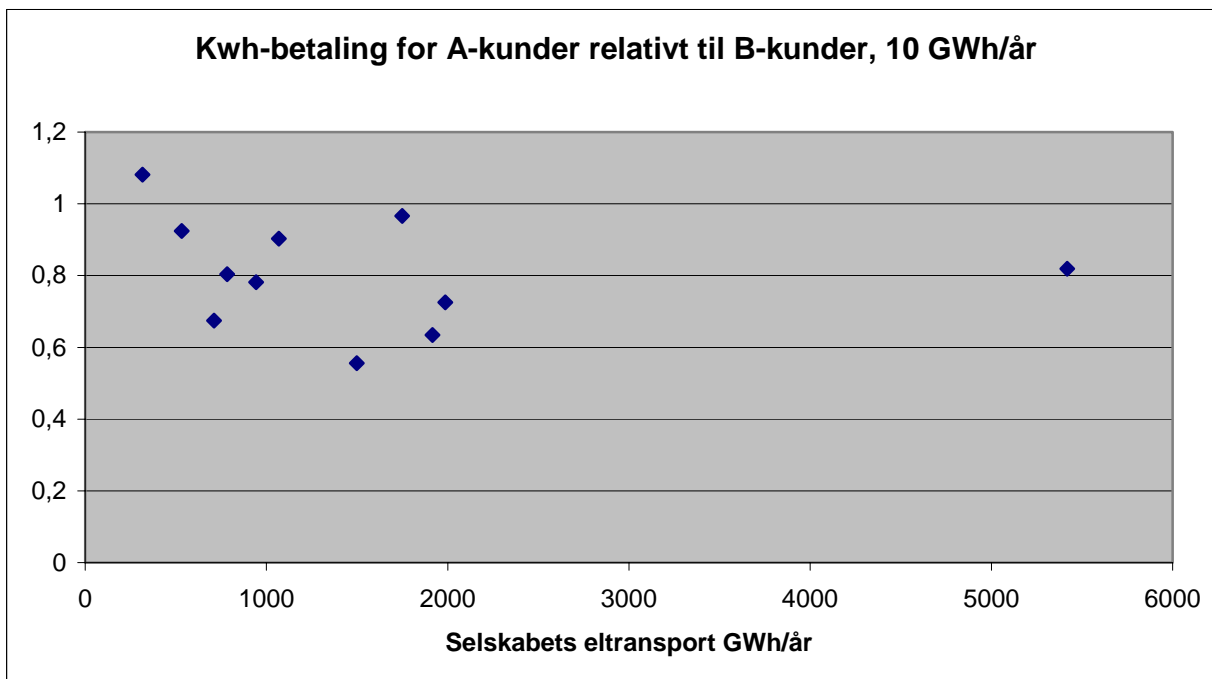
De østdanske storforbrugere betaler gennemsnitligt en noget højere nettarif end de vstdanske, særligt på mellemspændingsniveau.

Figur 8.2.1 Systemansvarets vægtede nettariffer i forhold til samlet transportbetaling på A-niveau



For A-kunder udgør betalingen til systemansvaret i de fleste tilfælde langt størstedelen af den samlede betaling for netydelser.

Figur 8.2.2 Forholdet mellem transportbetaling på A og B-niveau for 10 GWh/år



På A-niveau opnås i næsten alle tilfælde en lavere kWh-tarif end på B-niveau. Forskellen kan være på over 40 procent.

8.3. Andre undersøgelser

Dansk Energi udgiver årligt en elprisanalyse. Den største kundegruppe i denne er med et forbrug på 1 GWh årligt tilsluttet enten på 0,4 kV eller på 10 kV. 10 kV svarer til det, der betegnes B-kunder eller B1-kunder. Idet der i nærværende analyse kun er set på et begrænset antal selskaber er analyserne dog ikke direkte sammenlignelige.

9. Energi- og CO₂-afgifter af elektricitet

Afgiftssatserne for elektricitet

For forbrug til opvarmning (helårsboliger) er energiafgiften på 46,5 øre pr. kWh og for forbrug af anden elektricitet er energiafgiften på 53,0 øre pr. kWh⁹.

Derudover betales der 9 øre pr. kWh i CO₂-afgift af elektricitet.

Reglerne for godtgørelse af energiafgift

Virksomhederne har adgang til fuld (100 pct.) godtgørelse af energiafgiften af varer, varme og varmt vand, der anvendes til procesformål (procesenergi), hvorimod der som udgangspunkt ikke er godtgørelse for afgiften ved anvendelse til rumvarme¹⁰.

Regler for godtgørelse af CO₂-afgift

Virksomhederne får delvis godtgjort CO₂-afgift af energiforbrug til tung proces. Anvendes energiforbruget direkte i forbindelse med processer beskrevet på proceslisten (bilag til lov om kuldioxidafgift) er det til tung proces. Er det ikke beskrevet på proceslisten, er det til let proces. For

⁹ Begge energiafgifter er eksklusiv elsparebidraget, der er på 0,6 øre pr. kWh, og eldistributionsbidraget, der er på 4 øre pr. kWh. Virksomhederne betaler ikke elsparebidrag og får refunderet 3 øre af eldistributionsbidraget. For forbrug over 15 GWh betales ikke eldistributionsbidrag

¹⁰ Se dog undtagelsen i afsnittet 'Regler for tilskud til CO₂-afgift'.

energi til tung proces er godtgørelsen lig 13/18 (72,22 pct.) af CO₂-afgiften, hvilket svarer til 6,5 øre pr. kWh af CO₂-afgiften.

For let proces er godtgørelsen 0. Denne forskel betyder, at den afgiftsmæssige belastning af tunge processer – efter godtgørelse – er mindre end af lette processer.

Reglerne for tilskud til CO₂-afgift

Visse virksomheder med et særlig stort energiforbrug kan få tilskud til dækning af deres CO₂-afgift. Tilskuddet opnås ved at indgå en aftale om energieffektivisering med Energistyrelsen. Ved aftalen forpligter virksomheden sig bl.a. til at etablere energiledelse, men til gengæld herfor udsteder Energistyrelsen et tilsagn om tilskud til delvis dækning af virksomhedens betaling til CO₂-afgift.

Der er to kriterier for, hvornår en virksomhed er berettiget til at indgå aftale om energieffektivisering. Virksomheden skal enten udføre en energiintensiv proces, der er optaget på proceslisten, eller opfylde det såkaldte promskriterium, hvor virksomhedens afgiftsbelastning skal udgøre mindst 4 pct. af værditilvæksten.

Aftaler, der indgås på baggrund af promskriteriet, henvender sig til virksomheder med et stort energiforbrug til proces, der ikke optræder på proceslisten. Udgangspunktet for, at en produktionsproces kan komme i betragtning til at blive optaget på proceslisten er, at produktionsprocessen er energiintensiv. Energiintensiteten vurderes ved at betragte den økonomiske belastning af en virksomhed og/eller branche som følge af CO₂-afgiften. Denne vurdering foretages på baggrund af virkningen af en CO₂-afgift på 50 kr. pr. ton. Den samlede belastning af en CO₂-afgift på 50 kr. pr. ton skal således udgøre mindst 3 pct. af værditilvæksten i en relevant produktionsenhed og mindst 1 pct. af omsætningen.

For virksomheder, der har en procesaftale eller en promsaftale om energieffektivisering, er satsen for tilskud til CO₂-afgift lig 11/45 (24,44 pct.) af CO₂-afgiften, hvilket svarer til 2,2 øre pr. kWh af CO₂-afgiften, og der skal således kun betales 9 øre pr. kWh – 2,2 øre pr. kWh = 6,8 øre pr. kWh i CO₂-afgift.

Der er desuden mulighed for at få tilskud til rumvarme ved at indgå en aftale med Energistyrelsen i tillæg til en procesaftale eller en promsaftale. Aftaler om rumvarme henvender sig særligt til virksomheder med et stort energiforbrug til rumvarme og varmt vand. Konkret kræves det at virksomhedens afgiftsbetaling til rumvarme og varmt vand udgør over 2 pct. af virksomhedens værditilvækst. Tilskuddet for energiforbrug, der er omfattet af rumvarmeaftaler, er 22 pct. af henholdsvis energi- og CO₂-afgiften.

9.1. Oversigt over godtgørelse og tilskud til CO₂-afgift

Godtgørelse		Tilskud	
Tung proces	Let proces	Proces-aftaler	Promsaftaler
72,22 pct. af afgiften	0 pct. af afgiften	24,44 pct. af afgiften	24,44 pct. af afgiften

Hvilke godtgørelser og tilskud de enkelte virksomheder er berettigede til at modtage afhænger af, om energiforbruget i virksomheden går til tung eller let proces, og af om virksomheden har indgået en proces- eller promsaftale. Det kan dog konkluderes, at der vil være sammenfald mellem det energiforbrug, som der ydes godtgørelse til efter reglerne om tung proces og det energiforbrug, der ydes tilskud til efter en procesaftale. Dette betyder, at nogle virksomheder vil modtage både en godtgørelse på 72,22 pct. af CO₂-afgiften og et tilskud på 24,44 pct. af CO₂-afgiften, hvilket tilsammen giver 96,94 pct. af CO₂-afgiften eller 8,7 øre pr. kWh. Disse virksomheder vil således kun skulle betale 9 øre pr. kWh – 8,7 øre pr. kWh = 0,3 øre pr. kWh i CO₂-afgift. Virksomhederne kan dog også have forbrug til tung proces, som ikke er omfattet af procesaftalen.

Individuelle aftaler

Når en virksomhed indgår aftale om energieffektivisering med Energistyrelsen, forpligter virksomheden sig til at agere fornuftigt energimæssigt set, mod at opnå tilskud til delvis dækning af CO₂-afgiften (samt evt. energiafgiften for rumvarmeaftaler). Aftalen indgås mellem den enkelte virksomhed og Energistyrelsen. Virksomheden er forpligtet til at efterleve de elementer, der fastlægges i aftalen på baggrund af en forhandling mellem virksomheden og Energistyrelsen.

Brancheaftaler

Hvis en gruppe virksomheder, der er berettiget til at indgå aftale, har et ensartet energiforbrugsmønster, kan Energistyrelsen indgå en fællesaftale med disse virksomheder. Normalt vil fællesaftalen blive indgået på grundlag af fællesforpligtelser, der aftales mellem Energistyrelsen og de involverede virksomheders repræsentanter. Formålet med fællesaftaler er, at de enkelte virksomheders indsats og ressourceforbrug for at indgå en aftale med Energistyrelsen reduceres, f.eks. ved opstilling af fællesstandarder eller generelle retningslinier for energiledelse og gennemførelse af fælles særlige undersøgelser og andre forpligtelser i aftalen på tværs af virksomhederne. Fællesaftalen skal altid tiltrædes af den enkelte virksomhed for at berettige til tilskud. Det betyder, at den enkelte virksomhed skal forpligte sig til at gennemføre energiledelse og bidrage til andre projekter efter de retningslinier, der fremgår af fællesaftalen. Forholdene omkring indgåelse af fællesaftaler kan variere fra aftale til aftale afhængig af de konkrete forhold. Proceduren for udarbejdelse af en fællesaftale og indholdet af den kan derfor kun fastlægges konkret og ved forhandling mellem de involverede virksomheders repræsentanter og Energistyrelsen.

Bundfradrag

Tilskudsordningen indeholder en minimumsgrænse (årligt bundfradrag) for udbetaling af tilskud, dvs. at tilskud kun udbetales med det beløb, der overstiger bundfradraget. Bundfradraget er 20.000 kr. årligt pr. aftale. Virksomheder, der indgår, eller har indgået aftale med Energistyrelsen på grundlag af en fællesaftale med en branche eller en gruppe af virksomheder, får det fulde tilskud.

10. Energiforbrugsudviklingen for aftalevirksomhederne

Visse virksomheder med et stort energiforbrug kan få tilskud til dækning af deres CO₂-afgift.

Aftaler om energieffektivisering indgås mellem en virksomhed og Energistyrelsen. Ved en aftale forpligter virksomheden sig bl.a. til at etablere energiledelse. Til gengæld herfor udsteder Energistyrelsen et tilsagn om tilskud til delvis dækning af virksomhedens betaling af CO₂-afgift.

Formålet med ordningen er dels at fremme energieffektivisering i energitunge virksomheder, dels at

sikre at disse virksomheder ikke belastes af afgifterne i en sådan grad, at deres konkurrenceevne svækkes mærkbart.

Aftaleordningen om energieffektivisering er blevet evalueret i rapporten "Evaluering af aftaleordningen om energieffektivisering 1998-2003"¹¹.

Heri konstateres det at de danske aftalevirksomheder, der stort set alle har været med i ordningen siden 1996, har opnået væsentlige resultater ved at arbejde med energieffektivisering. På baggrund af 28 interviews konstateres det desuden at *aftaleordningen i sig selv kan påtage sig "æren" for en rimelig stor andel af de realiserede besparelser.*

De realiserede besparelser varierer betydeligt fra virksomhed til virksomhed fra mindre end 1% til over 5% på årsbasis.

For perioden 2000-2003 skønnes de besparelser, der kan tilskrives aftaleordningen at være på knap 2 procent af virksomhedernes samlede energiforbrug, mens aftaleordningen i perioden fra 1996-1999 gav anslåede besparelser svarende til 2,6 procent af virksomhedernes samlede energiforbrug. Aftaleordningen synes at have haft en aftagende effekt. Dette skyldes ifølge virksomhederne dels bortfald af tilskudsordninger, dels at de "laveste frugter" allerede er blevet høstet.

Virksomhederne forpligter sig gennem aftaleordningen til at yde en besparelsesindsats, men de investeringer de foretager som følge af ordningen må anses for at være så rentable at ordningen ikke påfører virksomhederne merudgifter.

Da CO₂-afgiften for det kvoteregulerede brændselsforbrug til produktionsprocesser i industrien forventes at bortfalde med virkning fra den 1. januar 2005, idet afgiften tilbagebetales fuldt ud, vil det ikke længere være muligt for dette brændselsforbrug at opnå tilskud til dækning af udgifter til CO₂-afgift. Statstilskuddet til delvis dækning af CO₂-afgift forsvinder således for de aftalevirksomheder der bliver kvotereguleret. Til gengæld skal der ikke betales CO₂-afgift.

¹¹ Energistyrelsen, april 2005

De kvoteregulerede virksomheder skal dog fortsat betale CO₂-afgift som hidtil af deres energiforbrug til rumvarme og el. Kvotevirksomheder med et stort tilskudsberettiget elforbrug bør overveje om det kan betale sig at fortsætte/indgå en aftale for deres elforbrug.

Ændringen af CO₂-afgiftsloven er endnu ikke trådt i kraft, da ændringen er til godkendelse i EU.

Bilag I

1. Frankrig

Et billede af elprisernes udvikling i perioden januar 2002 til juli 2005 uden og med bidrag til miljøvenlig el, som på fransk hedder CSPE (Charges de Service Public de l'Electricité) vises i nedenstående oversigt.

Frankrig									
Forbrug på 10 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og CSPE	6,18	5,66	5,63	5,46	5,46	5,44	5,41	5,41	-12%
inkl skat og CSPE	6,18	5,66	5,63	5,79	5,79	5,89	5,86	5,86	-5%
skat og CSPE	0	0	0	0,33	0,33	0,45	0,45	0,45	
Forbrug på 24 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og CSPE	5,68	4,99	4,88	4,83	4,81	4,97	5,06	5,06	-11%
inkl skat og CSPE	5,68	4,99	4,88	5,11	5,14	5,42	5,51	5,51	-3%
skat og CSPE	0	0	0	0,28	0,33	0,45	0,45	0,45	
Forbrug på 50 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og CSPE	4,61	4,61	4,53	4,38	4,69	4,85	4,74	4,97	8%
inkl skat og CSPE	4,61	4,61	4,53	4,71	5,02	5,3	5,19	5,42	18%
skat og CSPE	0	0	0	0,33	0,33	0,45	0,45	0,45	
Forbrug på 70 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og CSPE	3,91	3,91	3,8	3,63	3,9	4,12	4,03	4,43	13%
inkl skat og CSPE	3,91	3,91	3,8	3,96	4,23	4,57	4,48	4,88	25%
skat og CSPE	0	0	0	0,33	0,33	0,45	0,45	0,45	

Kilde: Energy Advice, jf. bilag I

I perioden ses faldende elpriser for forbrug på 10 GWh og 24 GWh/år, dog med stabile priser i første halvdel af 2005. For de relativt mindre forbrug på 10 og 24 GWh/år kan prisfaldet og prisstabiliteten bero på en større tilbøjelighed til at gøre brug af det franske elselskab, EdF's, tilbud, herunder om at basere prisaftalerne på de såkaldte regulerede tariffer. Markedsåbningen med frit valg af elleverandør for forbrug på 10 GWh kom i foråret 2003, mens de større forbrug havde mulighed for at vælge elleverandør fra år 2000. Prisfaldet for de nævnte forbrugsgrupper på 10 og 24 GWh/år reduceres som følge af introduktionen af betaling til CSPE i 2003. Fra 2004 udgør CSPE 0,45 cEuro/kWh.

Derimod er priserne for forbrug på 50 GWh og 70 GWh/år steget i den angivne periode, navnlig i sidste halvdel af 2004 og i 2005. Den franske regulator, CRE, angiver afsmitningen fra det tyske marked som en af forklaringerne på de stigende priser for de lidt større forbrug på 50 og 70 GWh/år. Det anføres, at de stigende brændselspriser og de stigende priser på EU's kvotemarked ligger bag en del af stigningen i de tyske priser i 2005.¹²

1.1. Elprisernes sammensætning

For Frankrig kan gives nogen oplysninger om prisernes sammensætning, disse oplysninger bygger bl.a. på materialet fra Econ i bilag II.

Storforbrugere med ret til fri elleverandør kan vælge mellem to tariff typer:

- Regulerede tariffer (reguleres af den franske regulator). Kan kun tilbydes af den før liberaliseringen hidtidige elleverandør, det vil i de allerfleste tilfælde sige EdF. I forbindelse med det forestående salg af en mindre del af EdF har EdF og de franske myndigheder besluttet, at EdF også fremover skal kunne blive ved med at tilbyde sine forbrugere en reguleret enhedstarif
- Markedsbaserede tariffer

Der kan vælges mellem

- enhedstarif, hvor der betales for forbrug samt transport og distribution med én og samme tarif året rundt. Dertil lægges abonnementsafgift.
- tidsdifferentieret tarif, hvor der betales afhængig af årstid og tid på døgnet. Der er to typer tidsdifferentierede tariffer; én med 5 tidsintervaller og en med 8 tidsintervaller

Markedsprisen

Den franske elbørs er i sin vorden, hvilket er en af grundene til at en mindre men dog stigende del af det franske elforbrug handles på børsen.

I 2005 har der været store prisstigninger på spotmarkedet, hvilket ifølge den franske regulator bl.a. beror på kapacitetsproblemer koblet sammen med usædvanlige vejrforhold. Der ses også stigende priser på de 1- årige terminspriser, som også påvirkes af det tyske marked. Her har bl.a. stigende

¹² Commission de Régulation de l'Energie, www.cre.fr

priser på olie, gas og kul samt EU's kvotehandel bidraget til stigende priser på den tyske elbørs i 2005. CRE har i sin seneste redegørelse for 2. kvartal 2005 eftervist, at prisudviklingen på PowerNext generelt følger prisudviklingen på CO₂ kvoterne og prisudviklingen på olie- og gasmarkederne.

PowerNext	Prisudvikling			
cEuro/kWh	2002	2003	2004	2005
Gns terminspris	2,6	2,98	2,81	4,14

Nettarifferne for transport og distribution fastsættes for en 2- årig periode af den franske regulator per dekret, sidst i 2003. Der kommer således nye tariffer per 1. januar 2006.

Betalingen afhænger dels af det spændingsniveau, kunden er koblet op på, og der skal ikke betales for de omkostninger, som lavere liggende spændingsniveau afstedkommer, dels af kapacitetsudnyttelsen og endelig af, hvornår strømmen forbruges.

cEuro/kWh	Nettarif til industri i Frankrig i 2003-05			
	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
spændingsniveau				
1-50 kV	1,52	1,22	1,34	1,13
50-130 kV	1,07	0,84	0,93	0,77

Kilde Econs notat om kraftpriser til kraftintensiv industri i Europa

CRE anslår, at for de store forbrugere, som er tilsluttet højspændingsnettet, udgør nettariffen som regel mindre end 15 % af det samlede beløb for forbrug og netbetaling.

Lægges den faktiske terminspris og netbetaling sammen fås priser, der er lidt lavere end de priser, som angives i den foranstående generelle prisoversigt.

Der er ikke fundet specifikke prisoplysninger i forbindelse med egenproduktion, men det fremgår, at egenproducenterne skal betale CSPE af deres eget elforbrug.

Der er ikke fundet oplysninger om, hvilke priser der gælder i tilfælde af afbrydelighed, selv om EdF henviste til de indgåede aftaler om afbrydelighed i forbindelse med kapacitetsmanglen i foråret 2005

1.2. Skatter og afgifter

Der foreligger ikke oplysninger om skat på de store kunders elforbrug. Dog kan departementer og kommuner opkræve lokale skatter.

CSPE den franske form for PSO

Det er kompensationsbetaling for de øgede omkostninger, som EdF og andre elleverandører påføres som følge af deres pligt til at købe el baseret på vedvarende energi og kraftvarme, herunder også udligne omkostningerne med de oversøiske elselskaber samt betale til sociale hensyn. CSPE blev introduceret i 2003 og er i 2004 fastsat til 0,45 cEuro/kWh. Ud fra et hensyn om ikke at forringe de store elforbrugende industriers vilkår, er der et loft på 500 000 Euro for hvert forbrugssted, dvs. forbrug over 111 GWh/år pålægges ikke CSPE. Dette loft berører i 2004 150 forbrugssteder i Frankrig.

1.3. De store forbrugere

En af strategierne i den franske energipolitik er at sikre lave elpriser, især for de konkurrenceudsatte store elforbrugere. Der er som nævnt et loft på 500.000 Euro/år per forbrugssted. Den franske energistyrelse under industriministeriet offentliggør hvert halve år de franske elpriser, herunder for de store forbrug og andre landes elpriser i det omfang, disse foreligger oplyst, så der kan foretages en sammenligning. Disse prissammenligninger bygger på Eurostats priser og viser i januar 2005, at Sverige så klart har de laveste priser for industrikunder i EU 15 og også i EU 25 bortset fra Letland, mens Italien, Tyskland og Belgien har de højeste priser. Frankrig ligger lidt under middelværdien (Danmark er ikke med i Eurostats sammenligning for industrikunder).

Videre, skal det nævnes, at den franske regering på baggrund af henvendelser fra de store elforbrugende industrier, der er bekymret for tiltagende mangel på produktionskapacitet, konkret har arbejdet på finde en mekanisme, hvorved de store elforbrugende kunder kan indgå langtidskontrakter til lavere priser mod til gengæld at investere i elproduktion. Der er tale om en model, hvor der på disse vilkår udbydes 20 TWh/år til en pris på ca. 2,8 – 3,0 cEuro/kWh, hvilket p.t. er en rabat på ca. 25 % i forhold til engrosprisen. Den franske konkurrencemyndighed har sagt god for denne model i december 2005, hvorfor den franske minister i en pressemeddelelse den 6.

december 2005 opfordrede virksomhederne til at komme i gang¹³. Dette tiltag skulle navnlig gavne den kemiske, aluminiums- og papirindustrien.

2. Tyskland

Et billede af elprisernes udvikling i perioden januar 2002 til juli 2005 uden og med bidrag til miljøvenlig el, kraftvarme mv. vises i ovenstående oversigt.

Tyskland									
Forbrug på 10 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	5,01	5,36	5,6	5,93	6,55	6,72	7,29	7,67	53%
inkl skat og PSO	5,51	5,72	6,67	6,99	7,62	7,78	8,25	8,74	59%
skat og PSO	0,51	0,36	1,07	1,07	1,07	1,07	0,96	1,07	
Forbrug på 24 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	4,63	4,76	4,96	5,25	5,79	5,93	6,63	6,86	48%
inkl skat og PSO	5,08	5,12	5,85	6,14	6,68	6,82	6,86	7,75	53%
skat og PSO	0,46	0,36	0,89	0,89	0,89	0,89	0,23	0,89	
Forbrug på 50 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	4,66	4,7	4,95	5,3	5,83	5,93	6,44	6,72	44%
inkl skat og PSO	4,9	5,06	5,7	6,05	6,68	6,68	7,19	7,47	52%
skat og PSO	0,24	0,36	0,75	0,75	0,85	0,75	0,75	0,75	
Forbrug på 70 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	3,68	3,71	4,02	4,3	4,4	4,55	5,09	5,56	51%
inkl skat og PSO	4,04	4,07	4,52	4,8	4,9	5,05	5,59	6,06	50%
skat og PSO	0,36	0,36	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50	

Kilde: Energy Advice, jf. bilag I

I perioden ses relativt store prisstigninger for alle fire forbrugsgrupper – og for alle fire forbrugsgrupper gælder, at prisniveauet uden og med betaling til miljøvenlig strøm er højere end i Frankrig, ligesom prisstigningerne også er større. Betaling til skat og den tyske PSO er større jo mindre forbrug og det gør, at forbrug på 70 GWh/år kun betaler ca. halvdelen af, hvad der betales for et forbrug på 10 GWh/år

¹³ Pressemeldelse Ministère de l'Economie, des Finances et de l'Industrie af 06/12/2005. www.gouv.fr

Tysk industri har klaget over, hvad de betragter som stadigt stigende elpriser. Det har foranlediget det federale statistikkontor til at udarbejde en oversigt over udviklingen i industriens elpriser. Denne oversigt viser, at selv om priserne ikke er så høje som i 1995, så har priserne siden 2001 været støt stigende med den største stigning i 2003.

Indeks over elektricitetspriserne til industrikunder			
år/måned	2000=100	pct.ændr år/år	pct ændr må/må
1995	145,8	-0,3	
1996	126,2	-13,4	
1997	124,9	-1	
1998	123,9	-0,8	
1999	116	-6,4	
2000	100	-13,8	
2001	101,5	1,5	
2002	101,9	0,4	
2003	114,2	12,1	
2004	119,5	4,6	
2004dec	119,3	1,6	-0,6
2005jan	121,2	2	1,6
feb	121	1,4	-0,2
marts	121,5	3,1	0,4
april	124	6	2,1
maj	126	6,3	1,6
juni	127,1	6,5	0,9
juli	131,5	9,1	3,5
aug	130,3	8,3	-0,9

2.1. Elprisernes sammensætning

Der er nogen oplysninger om elprisernes sammensætning i Tyskland.

Markedsprisen

Ved køb af 1-årige terminkontrakter på den europæiske elbørs i Tyskland, EEX, har prisudviklingen været som vist:

EEX				
cEUR/kWh	2002	2003	2004	2005
Gns terminspris grundl	2,42	2,88	3,35	3,69
Gns terminspris højlast	3,58	4,49	4,91	5,02

Priserne har været stigende gennem hele perioden. Både den franske og den tyske regulator finder, at der er en sammenhæng mellem de store prisstigninger, der er set siden slutningen af 2004 og EU's kvotehandel, der startede i 2005. De store tyske industrikunder med formanden for den tyske industriorganisation i spidsen har kritiseret, at de store tyske elforsyningsselskaber lader prisen på CO₂- kvoterne slå fuldt igennem på elpriserne og således selv høster hele gevinsten fra kvotemarkedet, eftersom selskaberne har fået tildelt kvoterne gratis. Ifølge den tyske industriorganisation kan dette kun lade sig gøre på et kartellignende marked som det tyske, hvor der hos elforsyningsselskaberne er uvilje til at udbygge transmissionskapaciteten til udlandet og dermed øge muligheden for priskonkurrence på det tyske marked. Resultatet af debatten om årsagerne til de tyske prisstigninger i de tyske medier er, at formanden for den tyske industriorganisation har trukket sig, og den tyske regulator har indledt en formel undersøgelse mod to af de fire store forsyningsselskaber (E.ON og EWE).

Nettarifferne

Betalingen for transmission og/eller distribution er baseret på forbrug og maksimalbelastning, men varierer fra selskab til selskab. For de industrivirksomheder, der er koblet op på middelspændingsnettet (6-36 kV), var der i 2005 en forskel på over 200 % mellem det dyreste og det billigste netselskab. På landsplan skønnes nettarifferne for en storforbruger i snit at koste 3,16 cEuro/kWh, hvilket er ca. dobbelt så dyrt som for en fransk industrikunde med et forbrug på 10 GWh/år på et spændingsniveau mellem 1- 50 kV.

Lægges terminspriserne og netpriserne sammen fås et beløb i cEuro/kWh, der for forbrug på 10 GWh rundt regnet svarer til prisen i den generelle prisoversigt uden betaling til skat og PSO, men ellers ligger terminspriserne og netpriserne over priserne i den generelle prisoversigt for de større forbrug. Det kan bero på, at jo større industrikunderne er, jo hyppigere er forekomsten af specifikke rabatter som ikke fremgår af listepriiserne, men forhandles særskilt og disse priser inddrages i nogen grad i Energy Advice's priser, som priserne i den generelle oversigt bygger på.

Der er ikke fundet oplysninger om prisforholdene for egenproducenter

Der er ikke fundet oplysninger om mulighed for lavere priser med henvisning til afbrydelighed.

2.2. Skat og betaling til PSO

Den tyske form for betaling af afgifter og til miljøvenlig el består af en række elementer. Som udgangspunkt betaler alle forbrugere disse afgifter, men for industrikunder med et stort elforbrug er der en række undtagelser og rabatter.

- Elafgift beregnes ud fra antallet af arbejdere og pensionsbetalinger til personalet. I princippet skulle industrivirksomhederne betale 1,23 cEuro/kWh. En del af beløbet tilbageføres til industrien, og det skønnes, at virksomhederne i snit betaler omkring 0,612 cEuro/kWh. Elafgiften er ikke forhøjet siden 2003
- Koncessionsafgift som betales til kommunerne. Nogle industrier betaler en reduceret afgift på 0,11 cEuro/kWh, andre er friholdt.
- Kraftvarmeafgift udgør maksimalt 0,05 cEuro/kWh for industri med et forbrug over 0,1 GWh. Satsen reduceres til 0,03cEuro/kWh, hvis udgifterne til el udgør mere end 4% af virksomhedens omsætning.
- Afgift til vedvarende energi er 0,56 cEuro/kWh, men forbrug over 10 GWh om året betaler en reduceret sats; denne er på 0,05 cEuro/kWh.

Det giver gennemsnitligt alt i alt omkring 0,69 cEuro/kWh til skat og PSO. Dette tal ligger mellem de 1,07 cEuro/kWh for forbrug på 10 GWh og de 0,50 cEuro/kWh for forbrug på 70 GWh/år, der er angivet i den foranstående generelle prisoversigt.

2.3. De store forbrugere

Som nævnt har de store forbrugere klaget over de stigende elpriser. De mener bl.a., at den manglende konkurrence på det tyske elmarked giver sig udslag i, at selskaberne overvælter de opnåede prisstigninger på CO₂-kvotemarkedet i elpriserne samtidig med, at samme selskabers regnskaber giver store overskud. VDEW, de tyske elselskabers organisation, er imidlertid af den opfattelse, at statens stigende andel af industriens strømpriser er en betydende forklaringsfaktor på de stigende elpriser. Endvidere, at de siden 2001 stigende brændselspriser også forklarer en del af prisstigningerne. VDEW¹⁴ har som illustration udarbejdet følgende indeks over statens procentvise andel af industriens elpriser:

¹⁴ VDEW Infodokument over strømpriser af 4. oktober 2005

Statens andel af strømpriserne								
	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005
indeks 98=100	100	93	62	66	70	76	83	90
statens andel i prod	2	2	6	9	8	9	9	9

Med baggrund i at betalingen til den tyske elafgift og økoskat ikke er steget siden 2003, mente den daværende rød-grønne tyske regering ikke, at PSO betalingerne kunne begrunde de senere års betydelige prisstigninger.

3. England

Et billede af elpriseres udvikling i perioden januar 2002 til juli 2005 uden og med bidrag til miljøvenlig el og energieffektivitet, der i England kaldes CCL (Climate Change Levy) vises i nedenstående oversigt.

Storbritanien									
forbrug på 10 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og CCL	5,39	4,8	4,63	4,48	4,81	5,225	6,32	7,01	30%
inkl skat og CCL	5,77	5,16	4,98	4,81	5,1	5,5	6,57	7,28	26%
skat og CCL	0,38	0,36	0,35	0,32	0,29	0,28	0,24	0,27	
forbrug på 24 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og CCL	4,98	4,51	4,33	4,19	4,51	4,91	6,10	7,01	41%
inkl skat og CCL	5,18	4,71	4,53	4,83	4,69	5,09	6,27	7,19	39%
skat og CCL	0,2	0,2	0,2	0,64	0,18	0,18	0,17	0,18	
forbrug på 50 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og CCL	4,8	4,35	4,06	3,93	4,3	4,74	5,46	6,98	45%
inkl skat og CCL	5,05	4,5	4,21	4,08	4,44	4,89	5,6	7,13	41%
skat og CCL	0,25	0,15	0,15	0,15	0,14	0,15	0,14	0,15	
forbrug på 70 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og CCL	4,38	4,04	3,88	3,75	4,01	4,38	5	6,43	47%
inkl skat og CCL	4,52	4,18	4,02	3,9	4,14	4,51	5,13	6,56	45%
skat og CCL	0,14	0,14	0,14	0,15	0,13	0,13	0,13	0,13	

Kilde: Energy Advice, jf. bilag I

I perioden ses stigende elpriser for alle fire forbrugsgrupper med en tendens til større stigning for de større forbrug.

DTI (Department of Trade and Industri) har i sin kvartalsvise publikation over energipriser givet nedenstående oversigt over udviklingen i industriens elpriser. Det fremgår, at elpriserne har været stigende siden 2004 og ligger i 2. kvartal 2005 på det højeste niveau siden 2000.¹⁵

Indeks over elektricitetspriserne til industrikunder i reale priser			
år/kvartal	1990=100	pct.ændr år/år	pct ændr kvar/kvar
	100,5		
1994	95,5		
1995	92		
1996	85,9		
1997	78,7		
1998	75,8		
1999	74,7		
2000	91,7	-7,8	
2001	84	-8,4	
2002	80,9	-3,9	
2003	78,3	-3,21	
2004	85,4	9	
2005 1. Kvartal	99,6		18,3
2005 2. Kvartal	105,6		33,3

3.1. Elprisernes sammensætning

Der foreligger nogen oplysninger om elprisernes sammensætning i England, disse handler dog mere om principperne end om muligheden for at give et konkret skøn over de gennemsnitlige priser for den elintensive industri med et stort energiforbrug.

Markedspriserne

I foråret 2003 forlod England pool systemet og erstattede det med NETA (New Electricity Trading Arrangements), der er et engrosmarked baseret på spot -, termins- og kontraktandel mellem sælger og køber.

Nettarifferne

Ofgem, den engelske regulator, godkender rammerne og metoderne for fastsættelsen af de tariffer, som ejerne af hhv. det nationale transmissionsnet og de regionale distributionsselskaber kan opkræve indenfor et udmeldt indtægtsloft.

¹⁵ www.dti.gov.uk, 18. udgave af kvartalsprisoversigten

Det nationale transmissionsnet er opdelt i 12 områder med en betragtelig forskel mellem det billigste og det dyreste område. London området er ca. 3 gange dyrere per kWh end det nordlige område.

Der er 14 regionale netselskaber – distributionsselskaber – der indenfor de af Ofgem fastlagte rammer og metoder tilpasser tariffene til det kundeunderlag, de har. I fx Central Networks (E.ON) område tilstræber selskabet at dække halvdelen af de indtægter, de årligt må opkræve i form af faste afgifter. De faste afgifter består af en abonnementsbetaling per dag samt en kapacitets (kVA) afgift per dag. Oven i denne faste afgift lægges så afgifterne til det nationale transmissionsselskab, hvilket for forbrugeren betyder, at den faste del udgør mere end halvdelen af tariffen.

Dertil kommer en målerafgift, som betales særskilt samt en række andre specificerede serviceydelser, som også betales særskilt og kun i det omfang kunden benytter sig af disse serviceydelser. Disse serviceydelser synes for en dels vedkommende at være relateret til forstærkninger og vedligehold/reparationer, hvilket ikke for udenforstående fremmer overskueligheden i sammenligning af netbetalingerne.

I variabel afgift betales en kWh pris, der varierer efter tid på døgnet (dag/aften og nat) og efter tid i ugen (arbejdsdage mandag til fredag og week-ends/hellig dage) samt efter sæson (vinter/sommer).

Alt i alt vil det være vanskeligt at give et bud på, hvad nettarifferne i snit kan beløbe sig til for storforbrugerne på landsplan.

Via en pulje, til hvilken det nationale transmissionsselskab opkræver penge, udbetales tilskud til distributionsselskaber i navngivne områder med henblik på at reducere tariffene i disse områder. Det er kun Nordskotland som p.t. får tilskud efter denne ordning.

CCL

Climate Change Levy blev indført i 2001 og er uændret siden 2002 og er på 0.63 cEuro/kWh i juli 2005. Der er en rabat på omkring 80 % for den energiintensive industri. Rabatten afhænger dog af de effektivitetsforbedringer, som virksomhederne indgår aftale om at gennemføre og som checkes

hvert andet år. Som det fremgår af den generelle prisoversigt skønnes det, at forbrug på 10 GWh/år i snit betaler ca. 0,27 cEuro/kWh og forbrug på 70 GWh/år betaler 0,13 cEuro/kWh til CCL.

3.2. De store forbrugere

Et af målene i den engelske energistrategi er at sikre, at industrien, herunder den energiintensive industri med et stort energiforbrug har konkurrencedygtige priser. Som led i overvågningen af dette mål offentliggør DTI (Department of Trade and Industry) kvartalsvis indikatorer for, hvor de samlede engelske elpriser med og uden CCL befinder sig i forhold til de tilsvarende priser i EU 15, nu EU 25 og G7. De engelske priser opgøres i løbende og faste priser. Hidtil har elpriser til de store forbrug ligget under eller bevæget sig omkring gennemsnittet. I den forbindelse skal nævnes, at der i sammenligningsgrundlaget ofte mangler prisoplysninger for en række lande, herunder for Sverige og Norge. De forholdsvise store prisstigninger i 2005, har resulteret i, at britisk industri og foreningen af de energiintensive industrier har rejst advarselsflagene og bedt regeringen om at handle¹⁶. Der peges bl.a. på, at da ca. 40 % af den engelske strøm produceres på gas, har mangler på gasmarkedet, herunder det konstaterede faldende udbud på det engelske marked store konsekvenser for prisdannelsen på elmarkedet. Endvidere peger britisk industri på det uheldige i, at EU's kvotehandel er med til at fordyre elpriserne set i forhold til landene udenfor EU.

Foreningen af elintensive virksomheder har argumenteret for, at det er oplagt at se nærmere på den "finske model" med etablering af et atomkraftværk (industrien investerer en andel og får til gengæld en billig/sikker langtids forsyningskontrakt) for at løse problemet med stigende elpriser og en sikker forsyning.

Den engelske regering udtrykker bekymring over de stigende priser. Af DTI's 2. kvartalsrapport 2005 over prisudviklingen fremgår, at selv om priserne for de mindre forbrugstyper steg 26-28 % i 2. kvartal 2005 i forhold til 2. kvartal 2004 og 32 % for forbrug over 70 GWh/år, så er elpriserne i faste priser faldet i perioden 1994 – 2004 med op til 39 %. Dvs. liberaliseringen har virket.

Endvidere har Ofgem til orientering for aktørerne på gas- og elmarkedet i en pressemeddelelse af 5. oktober 2005 oplyst, at selv om gasudbuddet er lavere end i foregående år, så vil der selv med en

¹⁶ Power in Europe af 10 oktober 2005, side 7

streng vinter være tilstrækkelig gas til at opretholde forsyningen. I værste fald kan det komme på tale at nedrosle produktionen periodevis på få af de gasfyrede kraftværker. Elforsyningen kan i så tilfælde sikres ved at omstille til kul o.a. Dette vil dog ikke dæmpe priserne på elmarkedet.

Den engelske regering har i anledning af sit EU formandskab ladet udarbejde et papir om situationen på energimarkederne og de langsigtede strategier.¹⁷ I forbindelse med nærværende papir er budskabet, at tiden med overkapacitet og billige priser i Europa er forbi, hvorfor det bl.a. foreslås, at frem for landene selv står for indgåelse af bilaterale aftaler om transmissionskapacitet samt finansieringen heraf bør dette planlægges og prioriteres i et EU fællesskab til gavn for alle landene i EU, så EU står bedre rustet i konkurrencen med lande udenfor fællesskabet. Videre foreslås, at et udbygget og stærkere marked for EU- kvoterne samt øget energieffektivisering bør fremmes. I oplægget til det engelske formandskab slås ligeledes til lyd for fornyet udbygning med a-kraft.

4. Holland

Et billede af elprisernes udvikling for store forbrug i perioden januar 2002 til juli 2005 uden og med bidrag til miljøvenlig el vises i nedenstående oversigt.

¹⁷ Power in Europe, 4 og 7. november 2005

Holland									
forbrug på 10 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	5,71	5,76	5,9	6,03	6,58	6,60	6,68	6,68	17%
inkl skat og PSO	6,30	6,35	6,54	6,67	7,26	7,26	7,55	7,55	20%
skat og PSO	0,59	0,59	0,64	0,64	0,68	0,66	0,87	0,87	
forbrug på 24 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	5,1	5,2	5,34	5,49	5,95	5,97	5,92	6,02	18%
inkl skat og PSO	5,32	5,42	5,62	5,76	6,25	6,27	6,23	6,33	19%
skat og PSO	0,22	0,22	0,28	0,27	0,30	0,30	0,31	0,31	
forbrug på 50 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	5,04	5,13	5,32	5,47	5,55	5,55	5,64	6,04	20%
inkl skat og PSO	5,19	5,28	5,47	5,62	5,72	5,72	5,88	6,28	21%
skat og PSO	0,15	0,15	0,15	0,15	0,17	0,17	0,24	0,24	
forbrug på 70 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	4,08	4,16	4,31	4,51	4,53	4,57	4,64	4,97	22%
inkl skat og PSO	4,17	4,25	4,4	4,6	4,64	4,68	4,81	5,14	23%
skat og PSO	0,09	0,09	0,09	0,09	0,11	0,11	0,17	0,17	

Kilde: Energy Advice, bilag I

Priserne har i perioden har været jævnt stigende med en tendens til en lidt større stigning for de større forbrug på 50 GWh/år og 70 GWh/år. De forholdsvis moderate hollandske prisstigninger, herunder i første halvdel af 2005 beror formentlig på, at pris- og købskontrakterne indgås per kalenderår, hvorfor prisstigningerne på den hollandske børs i 2005 som på andre af de europæiske markeder ikke er slået fuldt ud igennem, men først vil afspejle sig i 2006 priserne.

Betaling til den hollandske PSO

Betalingen til den hollandske økoskat er steget jævnt gennem perioden. Ordningen er udformet således, at der i intervallet :

0 - 10.000 kWh betales 6,99 cEuro/kWh

10.000 – 50.000 kWh betales 2,63 cEuro/kWh

50.000 kWh – 10 GWh betales 0,86 c Euro/kWh

over 10 GWh betales 0,05 cEuro/kWh

Der betales for hvert interval. Det bevirker, at økoskatten er ca. 5 gange større for forbrug på 10 GWh/år end for forbrug på 70 GWh/år.

Der kan p.t. ikke gives mere detaljerede oplysninger om tariffene for de store forbrugere i Holland. De hollandske myndigheder (Department of Industry and Energy) oplyste på en forespørgsel herom, at det efter liberaliseringen ikke har været muligt for statistikmyndighederne at opstille et enkelt system, der sikrer indberetning af de store forbrugeres elpriser. Myndighederne søger efter en metode, der sikrer et overblik over de store forbrugeres tariffer.

4.1. De store forbrugere

På opfordring af de hollandske myndigheder har et hollandsk forskningsinstitut for nylig set på prispåvirkningerne af de gratis kvoter, som elforsyningsselskaberne fik tildelt i forbindelse med EU's kvotehandel, der påbegyndte i 2005¹⁸. Studiet omfatter Tyskland, Belgien, Frankrig og Holland. I studiet konkluderes bl.a., at elproducenterne lader omkostningerne til de gratis tildelte kvoter indgå fuldt ud i deres produktions- og handelsbeslutninger. I studiet skønnes, at der i snit overvælttes mellem 40 til 70 % af marginalomkostningerne til kvoter i priserne i de undersøgte lande. Det fremføres, at elselskaberne øger deres profitter, og elforbrugerne betaler via højere priser. Kvotehandlen eller overvæltningen i elpriserne af de stigende kvotepriser belaster de virksomheder, der ikke uden videre kan videreføre disse omkostninger i priserne, hvilket først og fremmest vil sige de virksomheder, der er i konkurrence med virksomheder udenfor EU.

Industrien og herunder især de energiintensive virksomheder med et stort elforbrug udtrykker bekymring over de stigende elpriser. Repræsentanter for 9 store virksomheder (stål-, den kemiske- og aluminiumsindustrien) er på eget initiativ gået i gang med at undersøge muligheden for at gå sammen om at købe el på langtidskontrakter til en reduceret tarif som i Frankrig eller som i den finske model at investere i eget anlæg. Den hollandske energiminister har ikke på forhånd afvist forslaget og har taget kontakt til en gruppe elproducenter for at høre, om de stiller sig positivt overfor at indgå aftaler med hollandsk industri med et stort elforbrug. Der foreligger ikke oplysninger om noget svar på ministerens henvendelse til elproducenterne¹⁹.

¹⁸ Energy Research Centre of Netherlands, ECN/www. Ecn.nl

¹⁹ Power in Europe af 24. oktober 2005, side 22

5. Spanien

Et billede af elprisernes udvikling for store forbrug i perioden januar 2002 til juli 2005 uden og med skat vises i nedenstående oversigt.

Spanien									
forbrug på 10 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat	5,65	5,28	5,33	5,18	5,38	5,45	6,23	6,31	12%
inkl skat	5,94	5,55	5,60	5,45	5,65	5,71	6,55	6,63	12%
skat	0,29	0,27	0,27	0,27	0,28	0,26	0,32	0,33	12%
forbrug på 24 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat	5,28	5,15	4,95	4,91	5,17	5,22	5,87	5,95	13%
inkl skat	5,56	5,41	5,21	5,16	5,43	5,48	6,18	6,25	13%
skat	0,28	0,27	0,26	0,25	0,27	0,26	0,31	0,31	
forbrug på 50 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat	5,12	5,09	4,9	4,8	5,12	5,32	5,69	5,8	13%
inkl skat	5,36	5,33	5,15	5,05	5,38	5,6	5,99	6,1	14%
skat	0,24	0,24	0,25	0,25	0,26	0,28	0,3	0,30	
forbrug på 70 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat	4,72	4,69	4,48	4,58	4,9	5,12	5,27	5,35	13%
inkl skat	4,96	4,93	4,71	4,81	5,15	5,35	5,56	5,64	14%
skat	0,24	0,24	0,23	0,23	0,25	0,23	0,29	0,29	

Kilde: Energy Advice, jf. bilag I

Frem til 2004 har priserne været faldende for derefter at stige forholdsvis moderat og jævnt for alle fire forbrugsgrupper. Prisniveauet ligger over det franske, men under det tyske, engelske og hollandske niveau. De moderate prisstigninger beror formentlig på, at elsektoren bl.a. ifølge IEA's pressemeddelelse af 12. oktober 2005 er mere reguleret og ikke så langt i liberaliseringsprocessen som andre lande. IEA peger på en meget begrænset handel på markedet set i forhold til landets samlede elforbrug, svag grænsehandel og lave regulerede tariffer med et loft på højst 2 %'s prisstigning i de senere år. De lave regulerede tariffer giver elselskaberne underskud, hvilket ikke tiltrækker nye aktører og dermed ikke fremmer konkurrencen på det spanske marked. Grundet betydelige øgede omkostninger på det seneste (mangel på vandkraft som følge af tørke, stigende gaspriser og udbygningen med vedvarende energi) har de spanske prismyndigheder givet tilladelse til en stigning på 3 % i tarifferne i 2006 og 2007.

5.1. Elprisernes sammensætning

Der foreligger nogen oplysninger om tariffernes opbygning i et til engelsk oversat dekret om prisfastsættelsen for 2004, men det har ikke været muligt at give et konkret skøn over de gennemsnitlige listepreiser for den elintensive industri med et stort energiforbrug.

I nævnte dekret om prisfastsættelsen opgøres elforsyningsens enkelte omkostningsposter på landsplan og for de enkelte aktører (producenter, systemansvar, distributører og handelsselskaber). Tidligere års underdækning, der afskrives over flere år, indgår i de således opgjorte samlede omkostninger. På baggrund af de opgjorte omkostninger beregnes hvilke gennemsnitspriser, der skal gælde for køb af el for hver enkelt tarifkategori, der også er angivet i dekretet.

I de nævnte samlede omkostninger indgår bl.a. også omkostninger til specifikke formål. Nedenfor ses hvad den procentvise fordeling af omkostningerne til specifikke formål må udgøre af tariffen for kundegruppen, der følger den regulerede enhedstarif og for kundegruppen, der følger markedsprisen

Specifikke formål	reguleret tarif		markedstarif	
	procentvis andel af tarif			
	år 2004		år 2004	
<i>Faste omkostninger:</i>				
kompensation til øer og øvrige besiddelser	1,49	4,128		
systemoperatøren	0,203	0,563		
markedsoperatøren	0,057	0,159		
national energikommision	0,069	0,201		
<i>Omkost til diversifikation og forsyningssikkerhed</i>				
nuklear moratorium	3,54	3,54		
ny nuklear forordning	0,715	1,981		
afbrydelighed og særlige producenter	0,103	0,286		
I alt	6,18	10,86		

i 2004:

Kilde: Den nationale energikommission, CNE/ www.cne.es

Det fremgår, at de specifikke formål må andrage 6,18 % af den regulerede enhedstarif og 10,86 % af markedstariffen. Under de specifikke formål er der øremærket penge til besparelsesinitiativer og til et øget serviceniveau, uden at det af den engelske version af dekretet klart fremgår, under hvilken post disse beløb indgår. De særlige producenter er de elproducenter, der enten bruger indenlandsk kul og får en kompensation herfor, eller de producenter, der baserer elproduktionen på vedvarende

energi, herunder vandkraft, kraftvarme eller affald, og som også får en kompensation herfor. Derudover er der en kompensation for afbrydelighed som sammen med kompensationen til kul og vedvarende energi udgør 0,103 % af den regulerede tarif og 0,286 % af markedstariffen i 2004. I alt udgør denne kompensation generelt en mindre andel af tariffen end betalingen til andre specifikke formål gør.

De beløb, de vedvarende energianlæg rent faktisk oppebærer i kompensation varierer fra 1,6648 cEuro/kWh til 6,8575 cEuro/kWh afhængig af hvilken type anlæg og brændsel, det drejer sig om. Af dekretet fremgår desværre ikke, hvilke anlægstyper og hvilke brændsler, der oppebærer de forskellige kompensationssatser.

(Til orientering kan oplyses, at prisen som de vedvarende energianlæg, kraftvarme- eller affaldsanlæg får for hver kWh leveret ud på nettet ligger mellem 6,0582 – 6,8575 cEuro/kWh, igen afhængig af anlægstype og brændsel).

Forbrugerne skal betale en kapacitetsydelse (Euro/kW), som generelt varierer efter spændingsniveauerne (under 36 kV, mellem 36 – 72,5 kV og over 72,5 kV) og en forbrugstarif (cEuro/kWh).

Forbrugerne kan vælge mellem to tariff typer og kan når som helst skifte mellem disse for at sikre sig den billigste pris.

- Regulerede tariffer. Regulerede tariffer skulle være et overgangsfænomen, dog forventes de regulerede tariffer bevaret på øerne og i oversøiske besiddelser.
- Markedsbaserede tariffer

Der kan vælges mellem

- enhedstarif, hvor der betales den samme tarif for forbrug og for transmission og distribution året rundt. Hertil skal lægges abonnementsbetaling, der omfatter udgifter til drift og vedligehold af måler
- tidsdifferentieret tarif, hvor der betales afhængig af årstid og tid på døgnet. Året er opdelt i dage, som er grupperet i tidsintervaller, dvs. dage som er lavdage (136 dage/år), mellemdage (80 dage/år), højdage (80 dage/år) og spidslastdage (70 dage/år). Derudover kan opdeles i dag eller nattarif. Hertil skal lægges abonnementsbetaling, der omfatter udgifter til drift og vedligehold af måler.

- der er to 2 former for afbrydelighedstarif, som reducerer de udmeldte tariffer. En, hvor elselskabet skal advisere kunden 14 timer i forvejen og hvor afbrydeligheden højst må vare 12 timer og en, hvor elselskabet skal advisere kunden 6 timer i forvejen og hvor afbrydeligheden højst må vare 6 timer. Hertil skal lægges abonnementsbetaling, der omfatter udgifter til drift og vedligehold af måler.

Der gives rabatter på de regulerede tariffer til fx bebyggelser i sparsomt beboede landområder, og der er særlige tariffer til overvanding af landbrugsarealer. Rabatterne gives i form af bortfald af betaling til den nationale energikommission, CNE, i de ovenfor nævnte bidrag til specifikke formål. Industrielle storforbrugere, der ligger i landområderne, kan ikke få del i denne rabat.

Markedsprisen

På den spanske elbørs, Omel, handles en mindre del af det spanske elforbrug og storforbrugere må handle gennem handelsselskaber, dog skal disse storforbrugere først have en godkendelse i økonomiministeriets styrelse for energi og miner. Der er ikke fundet oplysninger om godkendelseskriterierne.

Omel	Prisudvikling				
cEuro/kWh	2002	2003	2004	jan-juli 2005	stigning 04 til 05
	4,828	3,954	3,847	6,316	62%

Udviklingen på den spanske elbørs viser en faldende tendens frem til 2005, hvor stigningen i første halvår 2005 har været 62 % i forhold til året før.

I 2005 bruges ca. 40 % mindre vandkraft grundet tørke end i 2004, mens brugen af kul, olie og gas og vedvarende energi er steget for at dække dette hul og en konstant stigende efterspørgsel. Udover at øge Spaniens CO₂ emissioner har det bevirket, at produktionsomkostningerne til el er steget betydeligt, hvilket er slået igennem på markedspriserne uden, at det som nævnt her og nu slår fuldt ud igennem på forbrugerpriserne og kontraktpriserne grundet den fastlagte prisstigning i de regulerede tariffer, og kundernes mulighed for frit at vælge tariffstype.

Nettarifferne

Der fastsættes årligt per dekret transmissions- og distributionstariffer, der dels gælder for den regulerede tarif og for nettarifferne knyttet til markedstarifferne.

Under den regulerede enhedstarif er der 6 tarifkategorier for lavspænding, mens der er 27 kategorier for forbrugere tilkøbet højspændingsnettet, herunder en kategori for storforbrugere. Heraf fremgår, at storforbrugerne betaler den højeste kapacitetsafgift (10,046423 Euro/kW), men også den laveste forbrugstarif (0,011087 Euro/kWh). Dertil skal lægges et beløb for et tab både i kapacitet og forbrug på 1,57 %.

Oven i disse tariffer skal der betales målerleje (3,24 Euro per måned) samt en afgift for adgang til net og verifikation per forbrugssted (438,91 Euro per forbrugssted)

Alt i alt skal der ved en installeret kapacitet på 15 MW og et forbrug på 70 GWh/år betales xx cEuro/kWh, som er væsentligt lavere end det beløb per kWh, som er angivet i den foranstående generelle prisoversigt for alle fire forbrugsgrupper.

5.2. Skat og PSO

Der indgår ikke betaling til miljøvenlig el, besparelser mv. under denne overskrift, da betalingen hertil opkræves og indgår i forbindelse med betalingen til specifikke formål.

Der har siden 2002 været en skat på 5,113 % af elprisen. Satsen er den samme for alle forbrugere. Formålet med denne skat er at finansiere restruktureringen af elsektoren i forbindelse med liberaliseringen.

5.3. De store forbrugere

Der er ikke fundet nogen oplysning om bekymring over elpriserne for de store elforbrugeres vedkommende.

6. Sverige

Et billede af elprisernes udvikling i perioden januar 2002 til juli 2005 uden og med bidrag til miljøvenlig el vises i nedenstående oversigt.

Sverige									
forbrug på 10 GWh/år									
cEuro/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	3,52	3,14	3,89	3,94	4,26	4,53	3,95	3,99	13%
inkl skat og PSO	3,52	3,14	3,89	3,94	4,31	4,58	4,00	4,04	15%
skat	0	0	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,05	
forbrug på 24 GWh/år									
cEUR/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	3,28	2,94	3,71	3,76	4,02	4,1	3,77	3,81	16%
inkl skat og PSO	3,28	2,94	3,71	3,76	4,07	4,15	3,82	3,86	18%
skat	0	0	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,05	
forbrug på 50 GWh/år									
cEUR/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	3,15	2,76	3,64	3,69	3,94	3,91	3,67	3,71	18%
inkl skat og PSO	3,15	2,76	3,64	3,69	3,99	3,96	3,72	3,76	19%
skat	0	0	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,05	
forbrug på 70 GWh/år									
cEUR/kWh	jan-02	jul-02	jan-03	jul-03	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
exl skat og PSO	3,01	2,63	3,5	3,54	3,83	3,47	3,49	3,53	17%
inkl skat og PSO	3,01	2,63	3,5	3,54	3,88	3,52	3,54	3,58	19%
skat	0	0	0,00	0,00	0,05	0,05	0,05	0,05	

Kilde: Energy Advice, jf. bilag I

Det noteres, at for alle forbrugsgrupper er det generelle svenske prisniveau for perioden 2002- 2005 lavt set i forhold til de øvrige undersøgte lande. Der er en svag tendens til en større prisstigning for de større forbrug. Forbrug på 70 GWh/år får strømmen 0,46 cEuro billigere per kWh end forbrug på 10 GWh/år. Det er den mindste forskel mellem små og store forbrug blandt de undersøgte lande. Efter prisstigninger i 2003 og 2004, der skyldtes mindre vand i de svenske elve og dermed mulighed for mindre vandkraft, er priserne faldet igen i januar 2005 med en meget lille stigning i juli 2005. Juli 2005 priserne er fortsat lavere end priserne i 2004.

6.1. Elprisernes sammensætning

For Sverige er der nogen oplysninger om prisernes sammensætning, disse oplysninger bygger bl.a. på materialet fra Econ i bilag II.

Markedsprisen

Der har ikke været tradition for særlige og gunstige pris aftaler for den elintensive industri i Sverige, som der har været i Norge.

Svensk Statistiks Centralbureau (SCB) har publiceret nedenstående markedspriser for store forbrug og for netbetalingen. Det bemærkes, at det er disse priser som Sverige har anmeldt til Eurostat.

Markedsprisen i cEuro/kWh				
Årligt forbrug	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05
10 GWh	3,41	3,73	2,9	3,7
24 GWh	3,36	3,66	2,86	3,72
50 GWh	3,35	3,66	2,85	3,71
70 GWh	3,35	3,66	2,84	3,7

Nettarifferne

Netbetaling cEuro/kWh				
Årligt forbrug	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05
10 GWh	1,60	1,57	1,55	1,38
24 GWh	1,18	1,16	1,13	1,04
50 GWh	1,28	1,26	1,14	1,10
70 GWh	1,03	1,01	0,88	0,90

Hvilket i alt giver følgende elpris for store forbrug:

Markedspris og netbetaling cEuro/kWh					
Årligt forbrug	jan-04	jul-04	jan-05	jul-05	pct. stigning
10 GWh	5,01	5,30	4,45	5,08	1%
24 GWh	4,54	4,82	3,99	4,76	5%
50 GWh	4,63	4,92	3,99	4,81	4%
70 GWh	4,38	4,67	3,72	4,60	5%

Lægges markedspris og netbetaling sammen fås et noget højere niveau for elprisen for store elforbrug end angivet i den foranstående generelle prisoversigt. Priserne ligger dog fortsat under priserne i de øvrige undersøgte lande (bortset fra Norge) og på niveau med Frankrig for 70 GWh/år. Det fremgår også af listepriiserne, at der er en forholdsvis lille prisforskel mellem forbrug på 10 GWh/år og 70 GWh/år.

SCB's oversigt over listepriiserne viser således også en meget større prisstigning (18 –26 %) mellem januar 2005 til juli 2005 end prisstigningen i den generelle prisoversigt. Prisstigningen i SCB's listepriiser i 2005 ligger derfor også i højere grad på linie med udviklingen i de øvrige undersøgte lande. Forklaringen på prisstigningerne, som nogen af handelsselskaberne anfører²⁰, er dels, at olie,

²⁰ www. Umeå energi.se

kul og gas er blevet dyrere, og dels de rekordhøje priser på udslipsrettigheder på det europæiske marked, der bl.a. har bevirket stigende terminspriser på det tyske marked, som også har en afsmittende effekt på det nordiske elmarked.

De indtrufne prisstigninger i 2005 har givet anledning til offentlig debat i Sverige. Med henblik på at bidrage faktisk til den offentlige debat har de svenske energimyndigheder iværksat en analyse af sammenhængen mellem markederne for el, EU's kvotehandel og for brændslerne olie, kul og gas.²¹ En af konklusionerne i udredningen er, at der er så mange faktorer, som spiller ind i forklaringen på prisudviklingen på de forskellige markeder, at alle faktorerne ikke har kunnet medtages i analysen. Og i denne sammenhæng understreger de svenske energimyndigheder, at analysen ikke omfatter konsekvenserne af prisstigningerne på elmarkederne for konkurrencen, herunder for erhvervenes konkurrenceevne.

6.2. Skat og betaling til PSO

Fremstillingsvirksomhed, minedrift og gartnerier skal som udgangspunkt betale 0,5 svenske øre/kWh i elafgift²². De virksomheder, der deltager i et 5-årigt energispare- og effektivitetsprogram, kan imidlertid slippe for at betale elafgift af den del af forbruget, der indgår i det aftalte program for energibesparelser og -effektivisering.

Siden 1. maj 2003 skal der gennem opkøb af grønne certifikater til fremme af miljøvenlig el betales en elcertifikatsafgift. De virksomheder, der er certifikatpligtige, skal i 2005 erhverve certifikater svarende til 10,4 % af deres forbrug. Med en certifikatpris på 20 øre/kWh svarer det til en udgift på ca. 2 øre/kWh for disse virksomheder.

Elintensiv virksomhed med et stort elforbrug og skov- og træindustrien er dog fritaget for denne afgift, hvorfor elcertifikatafgiften ikke indgår i betalingen til skat og PSO i den generelle prisoversigt.

²¹ Prisutvecklingen på el og utsläppsrätter samt de internationella bränslemarknaderna, Statens Energimyndighet, ER 2005:35

²² Nyhetsbrev, december 2004 om Ändringar i energibeskatningen, Skatteverket

6.3. De store forbrugere

Som nævnt foregår der en debat om den senere tids prisstigninger, der bl.a. har en sammenhæng med de konstaterede prisstigninger på kvotemarkedet, og hvor der samtidig konstateres overskud hos elselskaberne. Den svenske regering har i sit 2006 budget foreslået at lade de gevinster, som de CO₂ neutrale elproducenter hhv. atomkraftværkerne og vandkraftselskaberne oppebærer i forbindelse med kvotehandlen, beskatte²³.

I de første 9 måneder i 2005 har Vattenfall registreret en stigning i sit driftsoverskud på 22 %. Vattenfall har i samme periode indgået langtidskontrakter med nogle af sine største industrikunder i Sverige for at beskytte disse kunder mod de stigende elpriser, herunder med SCA (papir og hygiejne), der har tegnet sig for et køb på 1,3 TWh/år over en 8 års periode. Vattenfall siger, at elpriserne derved for disse elintensive virksomheder i Sverige kommer til at høre til blandt de laveste i Europa.

²³ Power in Europe af 10. oktober 2005, side 12

BILAG II Energy Advice-notat: Elprisudviklingen i 6 EU lande

SE/VYK

10 October 2005

THE DEVELOPMENT OF ELECTRICITY

PRICES TO INDUSTRIAL USERS

IN SIX EU COUNTRIES, 2002–2005

Presented to:

Transport- og Energiministeriet

Energistyrelsen (ENS)

Amaliegade 44

DK-1256 COPENHAGEN K

(C) Energy Advice Ltd, 2005

1. TERMS OF REFERENCE

The terms of reference for this Report were first proposed in a telephone conversation on 4 October 2005 between Vivi Yieng-Kow of the Energistyrelsen (ENS) Department of the Danish Transport and Energy Ministry and Sam Eadie of Energy Advice Ltd (EA). ENS asked for a report on the development of electricity prices including and excluding taxes between 2003 and 2005 (subsequently extended by ENS to 2002) to industrial users of between 10 and 70 GWh/year in six EU countries. On the same day EA proposed to write such a report, including a detailed commentary on methodology, load factors, taxes, the effect of competition and the reasons for differences compared with the Eurostat statistics.

This offer was accepted by ENS on 5 October 2005.

2. SUMMARY OF CONCLUSIONS

- 2.1 Between 2002 and 2005, electricity prices have risen in all the six countries studied, although the increases have varied from under 15% in Spain to about 50% in Great Britain.
- 2.2 Taxes and levies (to support renewables, etc) have also risen, particularly in Germany.
- 2.3 Competition has contributed to some price stability or even reductions, especially in Spain and Great Britain during 2002 and 2003.
- 2.4 Prices at the representative level of 50 GWh/year now vary from 3.8 cEUR/kWh in Sweden, through 5.4-6.3 cEUR/kWh in France, Spain and the Netherlands to 7.1-7.5 cEUR/kWh in

Great Britain and Germany, with the differences only partly caused by tax.

2.5 In general, our assessments do not differ widely from those of Eurostat, with the exception of tax rates in Germany and Sweden; there is no data on the Netherlands from Eurostat before 2005.

2.6 It should be stressed that, in the absence of reliable contract details, many of the prices in this Report are our estimates, which can be subject to revision in the light of new information.

3. ELECTRICITY PRICES IN SIX EU COUNTRIES, 2002-2005

3.1 France

	cEUR/kWh			
GWh/year:	10	24	50	70
Jan 02 ex tax	5.80-6.55	4.80-6.55	4.61	3.91
inc tax	5.80-6.55	4.80-6.55	4.61	3.91
Jul 02 ex tax	5.22-6.09	4.32-5.65	4.61	3.91
inc tax	5.22-6.09	4.32-5.65	4.61	3.91
Jan 03 ex tax	5.17-6.09	4.19-5.56	4.53	3.80
inc tax	5.17-6.09	4.19-5.56	4.53	3.80
Jul 03 ex tax	4.99-5.93	4.03-5.63	4.38	3.63
inc tax	5.32-6.26	4.36-5.86	4.71	3.96

Jan 04 ex tax	4.99-5.93	4.03-5.59	4.69	3.90
inc tax	5.32-6.26	4.36-5.92	5.02	4.23
Jul 04 ex tax	4.97-5.91	4.25-5.68	4.85	4.12
inc tax	5.42-6.36	4.70-6.13	5.30	4.57
Jan 05 ex tax	4.90-5.91	4.55-5.56	4.74	4.03
inc tax	5.35-6.36	5.00-6.01	5.19	4.48
Jul 05 ex tax	4.90-5.91	4.55-5.56	4.97	4.43
inc tax	5.35-6.36	5.00-6.01	5.42	4.88

Taxes

January 2002-March 2003: nil

April 2003-March 2004: 0.33 cEUR/kWh for public service obligations
(co-generation, renewables and overseas territories)

April 2004-July 2005: 0.45 cEUR/kWh

Comments

Prices at 10 and 24 GWh/year have been relatively stable over the 2002-5 period, reflecting mainly EDF tariffs. In the more liberalised market at 50 and 70 GWh/year, since January 2004 cost pressures have led to some price increases, which have been about 20-25%.

3.2 Germany

	cEUR/kWh			
GWh/year	10	24	50	70

Jan 02 ex tax	4.76-5.25	4.10-5.15	4.66	3.68
inc tax	5.12-5.90	4.46-5.70	4.90	4.04
Jul 02 ex tax	4.92-5.80	4.10-5.42	4.70	3.71
inc tax	5.28-6.16	4.46-5.78	5.06	4.07
Jan 03 ex tax	5.20-6.00	4.50-5.41	4.95	4.02
inc tax	6.10-7.23	5.25-6.44	5.70	4.52
Jul 03 ex tax	5.60-6.25	4.82-5.67	5.30	4.30
inc tax	6.50-7.48	5.57-6.70	6.05	4.80
Jan 04 ex tax	6.23-6.87	5.37-6.20	5.83	4.40
inc tax	7.13-8.10	6.12-7.23	6.68	4.90
Jul 04 ex tax	6.37-7.06	5.55-6.30	5.93	4.55
inc tax	7.27-8.29	6.30-7.33	6.68	5.05
Jan 05 ex tax	6.93-7.65	6.42-6.84	6.44	5.09
inc tax	7.62-8.88	6.65-7.07	7.19	5.59
Jul 05 ex tax	7.21-8.13	6.65-7.07	6.72	5.56
inc tax	8.11-9.36	7.40-8.10	7.47	6.06

Taxes

Fiscally neutral eco-tax of 0.36 cEUR/kWh in 2002, increased from January 2003 to 1.23 cEUR/kWh, with refunds calculated from relationship between eco-tax paid on energy and employer's contributions to state pension fund; we estimate that since 2003 tax paid can vary from 1.23 cEUR/kWh for some consumers at 10 GWh to 0.50 cEUR/kWh at 70 GWh and even less above this level.

Comments

Generation cost pressures, higher eco-taxes and increasing levies in the pre-tax price to support renewables and co-generation have led to rises of around 50% between 2002 and 2005 in prices to industry. The complicated system of eco-tax refunds makes it difficult to assess final prices including tax; some energy-intensive industries pay less than the levels shown above.

3.3 Great Britain

GWh/year	cEUR/kWh			
	10	24	50	70
Jan 02 ex tax	5.13-5.65	4.66-5.30	4.80	4.38
inc tax	5.51-6.03	4.86-5.50	5.05	4.52
Jul 02 ex tax	4.56-5.04	4.21-4.81	4.35	4.04
inc tax	4.90-5.42	4.41-5.01	4.50	4.18
Jan 03 ex tax	4.37-4.89	4.00-4.66	4.06	3.88
inc tax	4.70-5.25	4.20-4.86	4.21	4.02
Jul 03 ex tax	4.23-4.73	3.87-4.51	3.93	3.75
inc tax	4.54-5.07	4.96-4.70	4.08	3.90
Jan 04 ex tax	4.65-4.97	4.31-4.71	4.30	4.01
inc tax	4.93-5.27	4.49-4.89	4.44	4.14
Jul 04 ex tax	5.13-5.32	4.74-5.07	4.74	4.38

inc tax	5.39-5.61	4.92-5.25	4.89	4.51
Jan 05 ex tax	5.85-6.79	5.50-6.69	5.46	5.00
inc tax	6.07-7.06	5.67-6.86	5.60	5.13
Jul 05 ex tax	6.08-7.94	5.60-8.42	6.98	6.43
inc tax	6.33-8.22	5.78-8.60	7.13	6.56

Taxes

Climate Change Levy (eco-tax), unchanged since 2002, of 0.43 p/kWh (full rate, with a rebate of 80% for most energy-intensive industries). Based on the Department (Ministry) of Trade and Industry surveys, we estimate that average tax paid ranges from 0.13 p/kWh at 70 GWh to about 0.35 p/kWh at 10 GWh.

Exchange Rates (EUR/£)

Jan 02: 1.622 Jul 02: 1.628 Jan 03: 1.522 Jul 03: 1.428
 Jan 04: 1.445 Jul 04: 1.502 Jan 05: 1.433 Jul 05: 1.455

Comments

Prices fell in 2002 and 2003, partly because of the abolition of the pool system and partly because of sterling's 12% decline against the Euro. However, prices have risen by up to 50% in 2004-05, mainly because of higher gas costs and spot market indexation.

3.4 Netherlands

	cEUR/kWh			
GWh/year	10	24	50	70
Jan 02 ex tax	5.32-6.09	4.50-5.70	5.04	4.08

inc tax	5.91-6.68	4.72-5.92	5.19	4.17
Jul 02 ex tax	5.37-6.14	4.60-5.80	5.13	4.16
inc tax	5.96-6.73	4.82-6.02	5.28	4.25
Jan 03 ex tax	5.54-6.26	4.72-5.95	5.32	4.31
inc tax	6.18-6.90	4.99-6.24	5.47	4.40
Jul 03 ex tax	5.69-6.36	4.92-6.05	5.47	4.51
inc tax	6.33-7.00	5.19-6.32	5.62	4.60
Jan 04 ex tax	6.35-6.80	5.48-6.41	5.50	4.53
inc tax	7.05-7.46	5.78-6.71	5.67	4.64
Jul 04 ex tax	6.37-6.82	5.50-6.43	5.55	4.57
inc tax	7.03-7.48	5.80-6.73	5.72	4.68
Jan 05 ex tax	6.55-6.81	5.39-6.44	5.64	4.64
inc tax	7.42-7.68	5.70-6.75	5.88	4.81
Jul 05 ex tax	6.55-6.81	5.49-6.54	6.04	4.97
inc tax	7.42-7.68	5.80-6.85	6.28	5.14

Taxes

Eco-tax (REB/EB) rising each year over 2002-5 period and payable by tranches (cEUR/kWh): now 6.99 up to 10,000 kWh/year, 2.63 from 10,000-50,000 kWh/year, 0.86 from 50,000 to 10 million kWh/year and 0.05 above this level. Consumers must pass through each tranche.

Comments

Prices including tax have increased by between 15% and 30% between 2002 and 2005, and by 22% on average. Because many contracts are at

fixed prices for one year from January, the increases in 2005 at 10 and 24 GWh/year have not been as great as in several other countries. We expect further rises from January 2006, however.

3.5 Spain

GWh/year	cEUR/kWh			
	10	24	50	70
Jan 02 ex tax	5.44-5.86	4.93-5.63	5.12	4.72
inc tax	5.72-6.16	5.19-5.92	5.36	4.96
Jul 02 ex tax	4.95-5.60	4.86-5.43	5.09	4.69
inc tax	5.20-5.89	5.11-5.71	5.33	4.93
Jan 03 ex tax	5.05-5.60	4.66-5.24	4.90	4.48
inc tax	5.30-5.89	4.90-5.51	5.15	4.71
Jul 03 ex tax	4.95-5.41	4.76-5.05	4.80	4.58
inc tax	5.20-5.69	5.00-5.31	5.05	4.81
Jan 04 ex tax	5.15-5.60	4.97-5.36	5.12	4.90
inc tax	5.41-5.89	5.23-5.63	5.38	5.15
Jul 04 ex tax	5.21-5.68	5.06-5.38	5.34	5.12
inc tax	5.46-5.95	5.32-5.64	5.60	5.35
Jan 05 ex tax	6.08-6.38	5.69-6.05	5.69	5.27
inc tax	6.40-6.70	5.99-6.36	5.99	5.56
Jul 05 ex tax	6.18-6.43	5.79-6.10	5.80	5.35

inc tax	6.50-6.76	6.09-6.41	6.10	5.64
---------	-----------	-----------	------	------

Taxes

There is a tax, unchanged since 2002, of 5.113%, to finance the re-structuring of the electricity industry after liberalisation.

Comments

As a result of competition, prices remained relatively stable in 2002 and 2003 but have started to rise since then, mainly because of cost pressures. However, over the 2002-2005 period the total increase has been generally under 15%.

3.6 Sweden

GWh/year	cEUR/kWh			
	10	24	50	70
Jan 02 ex tax	3.36-3.68	3.09-3.47	3.15	3.01
inc tax	3.36-3.68	3.09-3.47	3.15	3.01
Jul 02 ex tax	2.98-3.30	2.80-3.08	2.76	2.63
inc tax	2.98-3.30	2.80-3.08	2.76	2.63
Jan 03 ex tax	3.73-4.04	3.55-3.87	3.64	3.50
inc tax	3.73-4.04	3.55-3.87	3.64	3.50
Jul 03 ex tax	3.78-4.09	3.60-3.92	3.69	3.54
inc tax	3.78-4.09	3.60-3.92	3.69	3.54
Jan 04 ex tax	4.15-4.37	3.87-4.16	3.94	3.83

inc tax	4.20-4.42	3.92-4.21	3.99	3.88
Jul 04 ex tax	4.26-4.79	3.98-4.22	3.91	3.47
inc tax	4.31-4.84	4.03-4.27	3.96	3.52
Jan 05 ex tax	3.82-4.07	3.67-3.86	3.67	3.49
inc tax	3.87-4.12	3.72-3.91	3.72	3.54
Jul 05 ex tax	3.85-4.12	3.71-3.91	3.71	3.53
inc tax	3.90-4.17	3.76-3.96	3.76	3.58

Taxes

Nil for industry until December 2003, then 0.5 øre/kWh (applied retroactively) from January 2004.

Exchange Rates (SKK/Euro)

Jan 02: 9.230	Jul 02: 9.275	Jan 03: 9.173	Jul 03: 9.196
Jan 04: 9.139	Jul 04: 9.198	Jan 05: 9.057	Jul 05: 9.429

Comments

In January 2003, as a result of poor water conditions in the Nordic countries and higher Nordpool quotations, prices rose by 25-33% from from previously very low levels. However, since then prices have remained fairly stable, apart from a "spike" of about 10% in January 2004.

4. METHODOLOGY AND DEFINITIONS

Our electricity price comparisons are derived from various sources, including suppliers, trade associations and consumers. We also make

comparisons between our assessments and those of Eurostat, although the latter are compiled about six months after ours.

With the gradual liberalisation of the European electricity market, industrial consumers are now able to choose their suppliers; however in France, Germany, the Netherlands and Spain there has been less switching than in Great Britain or Sweden, where markets were opened up earlier.

In all six countries studied for this Report, however, it has become increasingly difficult to obtain reliable price information; in consequence our price assessments should be regarded as estimates within ranges, which we have defined for this exercise as follows:

GWh/year

10: a range between about 2 MW maximum demand at 5,000 hours and 4 MW at 2,500 hours, with the latter generally 15-20% higher than the former in France, Germany and Great Britain but mostly only 5-10% higher in the other three countries (where prices are less degressive)

24: a range between about 4 MW maximum demand at 6,000 hours and 10 MW at 2,400 hours, with much the same differences in the ranges by country as at 10 MW

50: representative prices at 10 MW and 5,000 hours, with ranges of +/- 10% (more in Germany and Great Britain) as a result of old, new or special contracts, interruptibility, modulation, higher voltage, regional variations, etc.

70: representative prices at 10 MW and 7,000 hours, with similar or

somewhat wider percentage ranges to those found at 50 GWh

5. WHERE WE DIFFER FROM EUROSTAT AND WHY

After making allowances for differences in methodology, as explained in Section 4 above, it can be concluded that our price assessments do not differ very widely from those of Eurostat, with the following exceptions:

Germany: Since January 2005, Eurostat shows representative prices for the whole country rather than in various locations, as was the case until July 2004. We still have access to regional price information, from which we derive our ranges

With regard to taxes, Eurostat takes the standard industrial rate of 1.23 cEUR/kWh (the "Regelsatz") whereas the actual tax paid is generally much lower because of the "Spitzenausgleich", as explained in Section 3.2 above.

Netherlands: Eurostat has provided data only since January 2005, so previous years cannot be compared.

Sweden: Eurostat still shows the tax on electricity for industrial users as nil, although the new rate of 0.5 øre/kWh has been in force since January 2004 (see Section 3.6 above).

Bilag III ECON-notat: Kraftpriser til industri i Europa

Notat 2005-70

**Kraftpriser til
kraftintensiv industri
i Europa**

Kraftpriser til kraftintensiv industri i Europa

Utarbeidet for
Energistyrelsen

ECON Analyse

Postboks 5, 0051 Oslo. Tlf: 45 40 50 00, Faks: 22 42 00 40, <http://www.econ.no>

Innhold:

1	INNLEDNING	1
2	NORGE	1
	2.1 Kraft	1
	2.2 Nettleie	2
	2.3 Avgifter	3
3	SVERIGE	3
	3.1 Kraft	3
	3.2 Nettleie	4
	3.3 Avgifter	4
4	TYSKLAND	4
	4.1 Kraft	5
	4.2 Nettleie	5
	4.3 Avgifter	5
5	FRANKRIKE	6
	5.1 Kraft	6
	5.2 Nett	6
	5.3 Avgifter	8
6	SPANIA	8
7	OPPSUMMERING	8

1 Innledning

ECON er av Energistyrelsen blitt bedt om å sammenstille kraftpriser, nettleie og avgifter for kraftintensiv industri i en rekke land i Europa. Tallene skal, om mulig, fordeles på følgende typeanlegg for årene 2003, 2004 og 2005:

Table 1 *Beskrivelse av typeanlegg*

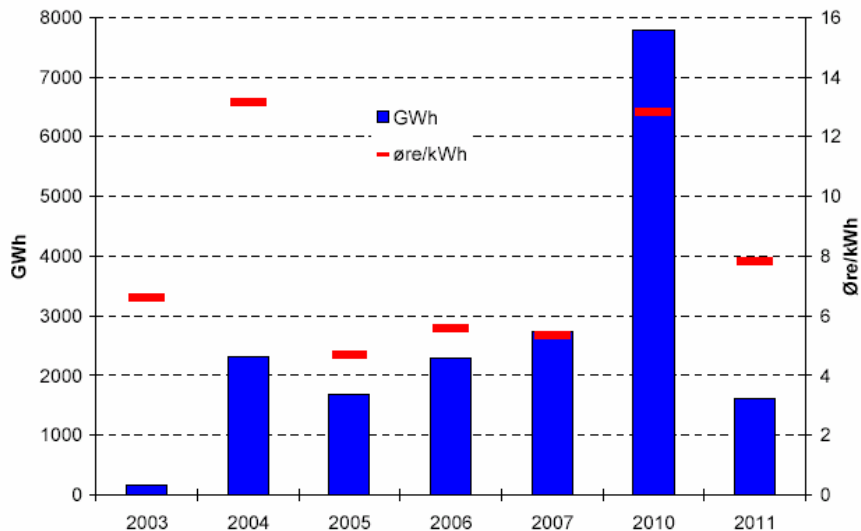
Typebetegnelse	Årsforbruk (GWh)	Maksimum last (MW)	Benyttelse (timer/år)
lf	10	2,5	4 000
lg	24	4	6 000
lh	50	10	5 000
li	70	10	7 000

2 Norge

2.1 Kraft

Norsk kraftintensiv industri har lenge nytt godt av svært lave kraftpriser. Det har sammenheng med at industrien fra lang tid tilbake har inngått langsiktige prisavtaler med Statkraft. De mest gunstige avtalene gir kjøperne en kraftpris på 4,7 øre/kWh. Mange av de gunstige kraftavtalene er imidlertid i ferd med å løpe ut. Den siste av disse gunstige kontraktene går ut juli 2011. Industribedriftene har i varierende grad erstattet de gamle kontraktene med nye kommersielle avtaler. Betingelsene i disse nye avtalene er ikke kjente.

Figure 1 Gjennomsnittspris og volum på kraftkontrakter til industrien i Norge. Pris i NOK øre/kWh og tidspunkt for når avtalene utløper.



Kraftintensiv industri i Norge består for det meste av store enheter. Av kraftkontrakter på 18.5 TWh/år på gunstige vilkår går 96 % til anlegg med kraftforbruk over 70 GWh/år, som er den største av typebedriftene vi ser på i dette notatet. Dette betyr at kraftprisen til de fem typeanleggene i stor grad tilsvarer den gjeldende spotpris på NordPool.

2.2 Nettleie

NVE publiserer årlig nettleie på bakgrunn av rapporteringer fra nettselskapene. Inndelingen er imidlertid grov, og ikke konsistent med Eurostat sin inndeling. NVEs inndeling er som følger:

- Nettnivå 1 Regionalnett > 22 kV
- Nettnivå 2 Hovedtrafoer 1 – 22 kV
- Nettnivå 3 Lokalt høyspentnett 1 – 22 kV
- Nettnivå 4 Nettstasjon < 1 kV
- Nettnivå 5 Lavspent fordelingsnett < 1 kV

Nettleien er beregnet ved å se på 4000 timers brukstid, og maksimal effektuttak som vist i tabellen under.

Table 2 Gjennomsnittlig nettleie for ulike nettnivåer for virksomheter med en brukstid på 4000 timer. €/MWh.

Nettnivå	Max effekt (MW)	2003	2004	2005
1	10	4,5	5,1	5,0
2	10	6,2	6,8	6,5
3	1	10,2	11,4	10,6
4	0,4	13,5	15,3	14,9
5	0,04	17,4	19,7	18,9

Kilde: NVE

Nettleie for kategori 2 tilsvarer i stor grad Eurostats kategori lh.

2.3 Avgifter

Industrien i Norge betaler i utgangspunktet 0,5 €/MWh i forbruksavgift på elektrisitet. Dette er minstesatsen som EU har fastsatt for industrien. Denne avgiften ble innført 1. juli 2004. Før den tid var det avgiftsfritak for hele industrien i Norge (Stortingets skattevedtak for inntektsåret 2005). Kraft til følgende anvendelse i industrien får fritak:

- Kraft som benyttes til kjemisk reduksjon eller elektrolyse, metallurgiske og mineralogiske prosesser
- Kraft som leveres energiintensive foretak i treforedlingsindustrianlegg som deltar i godkjent energieffektiviseringsprogram
- Kraft som leveres til veksthusnæringen

3 Sverige

3.1 Kraft

I Sverige har det ikke vært spesialordninger med gunstige kraftkontrakter til kraftintensiv industri, slik som i Norge. Industrien har måttet handle kraft på kommersielle vilkår. SCB publiserer kraftpriser fordelt på typeanleggene fra januar 2004 og fremover.

Table 3 Kraftpris til industrien i Sverige. €/MWh.

Årlig forbruk	jan.04	jul.04	jan.05	jul.05
10	34,1	37,3	29,0	37,4
24	33,6	36,6	28,6	37,2
50	33,5	36,6	28,5	37,1
70	33,5	36,6	28,4	37,0

3.2 Nettleie

SCB publiserer halvårlig gjennomsnittlig nettleie til industrien fordelt på typeanlegg. Fordelingen av nettleie mellom ulike typeanlegg finnes ikke fra før januar 2004.

Table 4 *Nettleie til industrien i Sverige. SEK/kWh.*

Årlig forbruk	jan.04	jul.04	jan.05	jul.05
10	14,6	14,4	14,0	13,0
24	10,8	10,7	10,2	9,8
50	11,7	11,6	10,3	10,4
70	9,4	9,3	8,0	8,5

3.3 Avgifter

Som i Norge betaler industrien 0,5 €-cent i avgift. Kraft benyttet i prosessindustri er imidlertid utelatt. Som i Norge kan andre virksomheter få fritak dersom de deltar i energispareprogrammer.

I tillegg betaler deler av industrien en avgift gjennom markedet for grønne sertifikater. Her er "kraftintensiv industri" unntatt. Kraftintensiv industri er definert i loven 2003:13 om elsertifikat 4 kap. 2 § 3. Her er treforedlingsindustrien inkludert. Virksomhetene som er sertifikatpliktige må i 2005 svare for sertifikater tilsvarende 10,4 % av sitt forbruk. Med en sertifikatpris på SEK 20 øre/kWh tilsvarer det en utgift på om lag SEK 2 øre/kWh.

4 Tyskland

Kraftprisen til industrien i Tyskland består av følgende priskomponenter:

- Kraftledd
- Nettleie
- Strømagift (Stromsteuer eller Ökosteuere)
- Konesjonsavgift (Konzessionsabgabe), avgift til kommunen
- Avgift til kraftvarmekobling (Kraft-Wärme-Kopplung Gesetz (KWKG))
- Avgift til fornybar energi (Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG))
- Merverdiavgift

Nettleien og flere av avgiftene varierer i sterk grad avhengig av forskjellige faktorer. Industrien har generelt reduserte avgiftssatser, og i noen tilfeller betales det ingen avgift i det hele tatt. Nedenfor ser vi bort fra merverdiavgiften.

4.1 Kraft

Kraftprisen til industrien avhenger spesielt av hvordan kraften anskaffes. Vi har her antatt at industrien kjøper inn kraft via EEX og benytter seg av 1-årige terminkontrakter (Phelix Termin 1 år). Vi har antatt en sammensetning av kraftporteføljen bestående av 50 % termin peak og 50 % termin base. Et større innslag av spotpriskontrakter ville gitt noe høyere priser.

Table 5 Kraftpris i Tyskland. €/MWh.

År	Terminpris EEX Base	Terminpris EEX Peak
2002	24,2	35,8
2003	28,8	44,9
2004	33,5	49,1
2005	36,9	50,2

4.2 Nettleie

Nettleien varierer i stor grad fra nettselskap til nettselskap. I tillegg er forbruk og makslast avgjørende for industrikundens nettariiff. Det finnes ikke representative tall for Tyskland på dette området.

For industribedrifter tilknyttet regionalnettet (~ Mittelspannung = 6-36 kV) var avstanden mellom dyreste og billigste tilbyder i Tyskland i 2005 på over 200 % (Kilde VIK-2005). Vi kunne her brukt et gjennomsnitt på 31,6 €/MWh. (gjennomsnitt av 20,5 og 42,8 €/MWh). I 2002 beregnet VIK en gjennomsnittlig nettariiff for 6 ulike "case" i området Mittelspannung til 23,6 €/MWh. En mer detaljert fremstilling er ikke mulig.

Ifølge VDN har ikke nettleien endret seg vesentlig for de siste årene for industrikunder (se www.vdn.de). Nivået som sådan oppfattes imidlertid som høyt, spesielt i en europeisk sammenheng.

4.3 Avgifter

Elavgiften (Stromsteuer/Ökosteuer) beregnes på en svært komplisert måte og har ingen direkte sammenheng med for eksempel årlig forbruk. Bedriftens utgifter til pensjonsforsikringer er en viktig faktor og lar seg ikke generelt beskrive. Industrien betaler 12,3 €/MWh, men her finnes det en rekke unntak. I beregningen har vi antatt en halv elavgiftssats (dvs 6,15 €/MWh). En lignende tilnæringsmetode brukes også av andre.

Konsesjonsavgiften betales til kommunene og er en form for veiskatt. Industrien betaler enten en redusert avgift (1,1 €/MWh) eller ingen avgift i det hele tatt. Vi har her antatt at kraftkrevende industri ikke betaler avgift.

KWKG-avgift: Avgiften til kraftvarme-kobling er maksimalt på 0,5 €/MWh for industri med et forbruk på over 0,1 GWh/år. Satsen reduseres ytterligere til 0,25 €/MWh hvis strømkostnadene utgjør mer enn 4% av selskapets omsetning. For de forbruksgrupper som her er omtalt kan det antas at så er tilfelle, og vi bruker derfor den laveste satsen.

EEG-avgift: Avgift til fornybar energi er i utgangspunktet 5,6 €/MWh. Kraftkrevende industri (> 10 GWh/a) betaler en sterkt redusert sats, og avgiften er her på 0,5 €/MWh. Alle de forbruksgrupper som her er behandlet betaler således en redusert sats. Avgiften har vært lik i perioden 2003-2005.

Tabellen nedenfor viser oppslittingen av de beregnede elprisene til *kraftkrevende* industri i Tyskland. Det er viktig å understreke at forbruksnivået tilsier at det her er tale om bedrifter med et høyt kraftforbruk. I annen statistikk (se blant annet VIK, VEA mfl.) er det ofte tale om mindre industribedrifter, og disse betaler høyere avgifter enn det som fremkommer av tabellen.

Table 6 Avgifter til kraftintensiv industri i Tyskland

Avgift	€/MWh
CHP-avgift	0,25
Stromsteuer/Ökosteuern	6,15
Fornybar energi avgift	0,50
SUM	6,90

5 Frankrike

5.1 Kraft

Fra Frankrike har vi kun oversikt over spotpris.

Table 7 Kraftpris i Frankrike. €/MWh.

År	Terminpris PowerNext
2002	20,6
2003	29,8
2004	28,1
2005	41,4

5.2 Nett

Nettariffer i Frankrike er beregnet ut fra en standardisert formel, definert i lovtekst. Satsene gjelder i dag, og vi har ikke klart å finne ut om de har beveget seg siden 2003. Satsene er avhengig av spenningsnivået i nettet, som har 5 nivåer, slik tabellen under viser. For de 4 typeanleggene i vår undersøkelse har vi antatt at de ligger i klassen 1 – 50 kV eller 50 – 130 kV.

Tension de raccordement (U)	Domaine de tension
$U \leq 1 \text{ kV}$	BT
$1 \text{ kV} < U \leq 50 \text{ kV}$	HTA
$50 \text{ kV} < U \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1
$130 \text{ kV} < U \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2
$350 \text{ kV} < U \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3

Domaines HTB

Formelen er vist herunder:

$$\text{Facture annuelle} = a_1 + a_2 P_{\text{souscrite}} + b \left(\frac{E_{\text{soutirée}}}{8760 \times P_{\text{souscrite}}} \right)^c P_{\text{souscrite}}$$

avec :

a_1 : frais de gestion

$a_2 P_{\text{souscrite}}$: part fixe fonction de la puissance souscrite

$E_{\text{soutirée}}/8760 \times P_{\text{souscrite}}$: taux de charge

(ou taux d'utilisation) sur l'année

$b (E_{\text{soutirée}}/8760 \times P_{\text{souscrite}})^c P_{\text{souscrite}}$: part variable

$E_{\text{soutirée}}/P_{\text{souscrite}}$: durée d'utilisation de la puissance souscrite.

c : inférieur à 1.

Koeffisientene avhengig av spenningsnivå er vist herunder:

	a1	a2	b	c
Tension	(€/an)	(€/kW/an)	(€/kW/an)	
HTB 3	810	9,56	14,01	0,818
HTB 2	810	13,72	18,96	0,796
HTB 1	810	19,23	40,94	0,732
HTA	810	11,63	76,12	0,566

Den kalkulerte nettariffen blir da:

Table 8 Nettariff til industri i Frankrike i 2005. €/MWh

	Typeanlegg			
	10 GWh/år	24 GWh/år	50 GWh/år	70 GWh/år
1-50 kV	15,20	12,21	13,43	11,25
50-130 kV	10,66	8,41	9,29	7,72

Ellers har EUs 3rd Benchmarking report følgende informasjon fra 2004:

Table 9 Komponenter av kraftprisen i Frankrike i 2004. €/MWh.

	Production	Balancing costs/ Capacity payments	Network Charge	Retail Supply Margin	Total price ex. Taxes
24 GWh/year customer	25,0	3,2	15,0	10,0	53,2

Kilde: EUs 3rd Benchmarking Report

5.3 Avgifter

Det er bare én avgift på elektrisitet for industrielle kraftkunder i Frankrike. Det er ikke egentlig en avgift, men en kompensasjonsordning for distributørselskaper (hovedsakelig EDF) for at de har pålagt 'public service'-ansvar og dermed må holde kunstig lave priser for en del av kundemassen. Kompensasjonsmekanismen for lovpålagt ulønnsom kryss-subsidiering heter "Le mécanisme de Compensation des charges de Service Public de l'Electricité" – eller CSPE – og ga industriell kunder et påslag på 0,33 €/MWh i 2003, hvilket økte til 0,45 €/MWh i 2004 og 2005. Dette er minstesatsen som EU har pålagt sine medlemsland.

Hver kunde har dog et øvre tak på innbetalt CSPE på 500.000 €.

6 Spania

En av våre medarbeidere som behersker spansk har forsøkt å få tak i informasjon om priser i Spania, men har ikke lyktes på den tiden som har vært til rådighet. Vi viser derfor en oversikt fra Eurostat. Her er det imidlertid bare tilgjengelig tall fra januar 2005, og kraft og nettleie er slått sammen.

Table 10 Kraftpris (inkludert nettleie) og avgifter i Spania. €/MWh.

Typeanlegg	Med avgifter	Uten avgifter	Avgifter
lf	6,76	6,43	0,33
lg	6,08	5,79	0,29
lh	6,10	5,80	0,30
li	5,62	5,34	0,28

7 Oppsummering

Kraftpris til kraftintensiv industri er relativt lik i landene vi har undersøkt: Kraft kjøpes på kommersielle vilkår, nettleie reflekterer kostnader i nettet, og avgiftene er på nivå med EUs minstesatser. Det er imidlertid noen unntak.

- I Norge har industrien nytt godt av svært gunstige langsiktige kraftprisavtaler, som er i ferd med å løpe ut.
- I Tyskland avgiftsbelegges kraft til industrien for å dekke kostnader knyttet til miljøvennlig kraftproduksjon.
- I Tyskland er nettavgiften høyere enn i de andre landene.

Energistyrelsen
Amaliegade 44
1256 København K

Tlf 33 92 67 00
Fax 33 11 47 43

CVR-nr: 59 77 87 14

ens@ens.dk
www.ens.dk

