



# **Fusionen mellem Elsam og NESA**

**Marts 2004**

# Indholdsfortegnelse

<b>Indholdsfortegnelse</b>	<b>2</b>
<b>Kapitel 1</b>	<b>7</b>
<b>Konklusion og sammenfatning</b>	<b>7</b>
<b>1.1 Resumé</b>	<b>7</b>
Udenlandske elfusioner med tilsagn om virtuelle auktioner	14
<b>1.2 Produktion/engrosmarkedet</b>	<b>15</b>
Baggrund	15
Udviklingen på el-engrosmarkedet på mellemlang sigt	19
Afgrænsning af det relevante marked	21
Virkningen på spotmarkeder og markedet for bilaterale handler	24
Virkningen på reserve- og regulerkapacitetmarkedet	30
Virkningerne på system- og transmissionsaktiviteter	32
Samlet effekt på engrosmarkedet	33
<b>1.3 Detailmarkedet</b>	<b>33</b>
Baggrund	33
Afgrænsning af det relevante marked	37
Virkningerne på detailmarkedet	38
<b>1.4 Tilsagn afgivet af Elsam</b>	<b>39</b>
Frasalg af decentral kraftvarmekapacitet	39
Salg af virtuel central kraftvarmekapacitet	40
Ingen erhvervelse af decentral kraftvarmeproduktionskapacitet	42
Ingen driftsaftaler med decentral kraftvarmeværker	42
Frasalg af systemansvar og transmission	42
Storebælt	42
Fri adgang til kunde profiler	43
Etablering af helkunde forhold	43
Samlet vurdering af tilsagn	43
<b>Kapitel 2</b>	<b>55</b>
<b>Virksomhederne og fusionen</b>	<b>55</b>
<b>2.1 Elsam A/S</b>	<b>55</b>
Elsam A/S' ejere	55
<b>2.2 NESA A/S</b>	<b>56</b>
Associerede virksomheder	59
<b>2.3 Transaktionen</b>	<b>60</b>
<b>Kapitel 3</b>	<b>63</b>
<b>Elmarkedet i dag</b>	<b>63</b>
<b>3.1 Indledning</b>	<b>63</b>
<b>3.2 Markedsaktører, regulering og ejerstrukturer</b>	<b>63</b>
Netselskaber	64
Transmissionsselskaber	64
Produktionsselskaber	65

Elhandelsselskaber _____	65
Forsyningspligtselskaber _____	66
Systemansvar _____	66
Ejerstrukturer _____	66
<b>3.3 Elmarkedet i Danmark _____</b>	<b>67</b>
Det danske elnet _____	67
De systemansvarlige _____	68
Transmissionsnettet _____	69
Distributionsnettet _____	69
Produktion _____	69
Aktører _____	70
<b>3.4 Handel _____</b>	<b>74</b>
Engrosmarkedet for el _____	74
Andre former for engroshandel _____	79
Systemtjenester – regulerkraft og reservekraft/ mindstekapacitet _____	80
Detailmarkedet _____	83
<b>3.5 Udlandskabler _____</b>	<b>87</b>
<b>3.6 Elmarkedet i Norden og i Tyskland _____</b>	<b>91</b>
Elmarkedet i Norden _____	91
Elmarkedet i Tyskland _____	100
Aktører og koncentration _____	102
<b>Kapitel 4 _____</b>	<b>105</b>
<b><i>Elmarkedet i mellemfristet perspektiv _____</i></b>	<b>105</b>
<b>4.1 Udbygninger _____</b>	<b>107</b>
Tjele-Trige _____	107
Tysklandsforbindelsen til Vestdanmark _____	107
<b>4.2 Ændringer af handelsregimet på Tysklandsforbindelserne _____</b>	<b>108</b>
Markedskobling til Tyskland _____	108
<b>4.3 Elektrisk Storebæltsforbindelse _____</b>	<b>110</b>
Investeringen _____	111
Teknologiske handelseffekter _____	111
Markedsmagt _____	113
<b>4.4 Decentral produktion på markedsvilkår _____</b>	<b>128</b>
<b>4.5 Elmarkedets funktion i mellemfristet perspektiv _____</b>	<b>129</b>
<b>Kapitel 5 _____</b>	<b>131</b>
<b><i>Det relevante marked – engros _____</i></b>	<b>131</b>
<b>5.1 Markedet for engrossalg af el (OTC og spot) _____</b>	<b>132</b>
Produktmarkedet _____	132
Det geografiske marked _____	136
<b>5.2 Markedet for finansiel el _____</b>	<b>150</b>
Produktmarkedet _____	150
Det geografiske marked _____	151
<b>5.3 Markedet for regulerkraft _____</b>	<b>152</b>
Produktmarkedet _____	152
Det geografiske marked _____	154
<b>5.4 Markedet for handel med reservekraft/mindstekapacitet _____</b>	<b>155</b>

Produktmarkedet	155
Det geografiske marked	157
<b>Kapitel 6</b>	<b>158</b>
<b>Det relevante marked – detail</b>	<b>158</b>
<b>6.1 Det relevante produktmarked</b>	<b>158</b>
Aktører på udbudssiden	158
El-forbrugerne	160
Timeafłæste og skabelonkunder	163
NESA's opdeling af kunder i segmenter	163
Efterspørgsels substitution	164
Udbudssubstitution	165
Konklusion vedrørende relevant produktmarked	166
<b>6.2 Det relevante geografiske marked</b>	<b>167</b>
Timeafregnet strøm	168
Skabelonafregnet strøm	170
<b>Kapitel 7</b>	<b>171</b>
<b>Fusionens virkninger på markedet for elektricitet handlet engros</b>	<b>171</b>
<b>7.1 Virkning på konkurrencen på markedet for fysisk engroshandel med el</b>	<b>172</b>
Den nuværende konkurrencesituation	173
Betydning af Elsams erhvervelse af stor aktiepost i Energi E2	177
Markedsandele	180
Potentiale for øget indtjening	185
Elsam og Energi E2's udnyttelse af indtjeningspotentialet	188
Markedets funktion på mellemlangt sigt	190
<b>7.2 Virkning af fusionen på engrospriserne på el</b>	<b>192</b>
Beregninger fra Eltras MARS-model	193
Resultaterne	193
Vurdering med et traditionelt konkurrencemæssigt udgangspunkt	197
Virkninger på engrosmarkedet af Elsams erhvervelse af stor ejerandel i systemansvaret og transmission	201
<b>7.3 Potentiel konkurrence</b>	<b>202</b>
Etablering af ny elproduktion	203
Opkøb af eksisterende decentrale værker	204
Yderligere import via kablerne	204
Konklusion	205
<b>7.4 Effekt af fusionen uden et Storebæltskabel</b>	<b>205</b>
<b>7.5 Samlet vurdering af fusionens virkninger på markedet for engroshandel med el (spot og OTC)</b>	<b>206</b>
<b>7.6 Konkurrencen på markedet for handel med regulerkraft</b>	<b>206</b>
Markedsandele	206
Faktisk konkurrence	209
Potentiel konkurrence	210
Samlet vurdering af fusionens virkninger på regulerkraftmarkedet	210
<b>7.7 Markedet for handel med reserve- og mindstekapacitet</b>	<b>211</b>
Markedsandele	211
Faktisk konkurrence	211
Potentiel konkurrence	212

Samlet vurdering af fusionen	212
<b>7.8 Samlet vurdering af fusionen</b>	<b>214</b>
<b>Kapitel 8</b>	<b>217</b>
<i>Virksomheder af fusionen - detail</i>	<i>217</i>
<b>8.1 Markedet for timeaflest strøm</b>	<b>217</b>
<b>8.2 Markedet for skabelonafregnet strøm</b>	<b>222</b>
<b>Kapitel 9</b>	<b>223</b>
<i>En el-model for Danmark</i>	<i>223</i>
<b>9.1. Resume af resultater</b>	<b>223</b>
<b>9.2. Indledning</b>	<b>223</b>
<b>9.3. Markedet på mellemlang sigt</b>	<b>225</b>
<b>9.4. El-model</b>	<b>226</b>
Model-kerne	227
Udlandsmodul	237
<b>9.5. Oplysninger om efterspørgsel, priser, kapaciteter og omkostning</b>	<b>239</b>
Efterspørgsel	240
Kapaciteter	241
Priser	241
Omkostninger	243
<b>9.6. Resultater</b>	<b>244</b>



# Kapitel 1

## Konklusion og sammenfatning

### 1.1 Resumé

Elsam har fremsat tilbud om at købe aktiemajoriteten i elselskabet NESAs, og NESAs ejere har accepteret tilbuddet. På grund af selskabernes betydelige størrelse skal Konkurrencerådet vurdere fusionen.

Fusionen indeholder en række betænkelige elementer. Det mest betænkelige forhold er, at Elsam med købet af NESAs opnår en ejerandel på 36 pct. i Energi E2 og vil dermed være den største aktionær i dette selskab. Elsam får ikke kontrol med Energi E2, men Elsam vil få en betydelig indflydelse på den eneste anden større elproducent i Danmark.

Elsam er allerede i dag en dominerende aktør på markedet for engroshandel med el. Selvom Danmark er forbundet via elkabler til de omkringliggende lande, Norge, Sverige og Tyskland, er forbindelsernes kapacitet helt utilstrækkelige til at udsætte Elsam for det fulde konkurrencepres fra nabolandene.

Kapacitetsbegrænsningerne i kablerne bevirker, at priserne varierer kraftigt mellem landene. Dette er en klar indikation på, at markederne ikke er integrerede.

På grund af kapacitetsbegrænsningerne har elbørsen Nord Pool fundet det nødvendigt at opdele Norden i seks prisområder. Bl.a. er Danmark opdelt i to prisområder, hhv. vest og øst for Storebælt. Også denne inddeling i prisområder taler for, at det nordiske elmarked ikke er integreret i en sådan grad, at det kan betragtes som ét marked.

Det nordiske marked er indrettet således, at prisforskelle mellem de enkelte prisområder udlignes ved at sende el gennem kablerne fra lavprisområdet til højprisområde. Når kablerne er fyldt op (flaskehals) dannes en høj pris i det importerende land og en lav pris i det eksporterende land, hvor producenten får den høje pris for hele produktionen i importlandet og den lave pris for hele produktionen i eksportlandet.

Forbindelserne til Tyskland fungerer ikke som mellem de nordiske lande. Der er eksempelvis ikke som på Nord Pool en "auktionarius", der udligner eller reducerer prisforskelle mellem hhv. Vestdanmark og det tyske prisområde, og Østdanmark og det tyske prisområde. Det betyder, at selv når der er rigeligt med kapacitet fra Tyskland mod Vestdanmark, er det ikke sikkert, at strømmen vil løbe fra syd mod nord, selv om priserne i Vestdanmark er højere end i Tyskland. Dette er en klar indikation på manglende integration

med det tyske marked, og dermed at Danmark og Tyskland ikke kan betragtes som ét marked.

Både Elsam og Energi E2 har en prisstrategi, der oftest betyder, at de kan opnå den højeste af nabolandenes priser. I dag kan de to producenter forfølge denne strategi hver for sig, da Vest- og Østdanmark er to uafhængige prisområder.

Der er en række eksempler på, at de to danske producenter som følge af deres dominerende stilling i hhv. Østdanmark og Vestdanmark har kunnet gennemføre en sådan strategi. Hvis de danske producenter ikke havde en dominerende stilling, ville den effektive konkurrence kunne have konkurreret prisen ned i nærheden af prisniveauet for den laveste af de udenlandske priser.

Fusionens virkninger afhænger af en række forudsætninger om udviklingen på elmarkederne i de kommende år. Der forventes således stigende konkurrence på markederne som følge af en forventet markedsudsættelse af el produceret på decentrale kraftvarmeværker. Disse selskabers kapacitet er dog ikke tilstrækkelig til at fjerne Elsam og Energi E2's dominans. Det forventes også, at den eksisterende kapacitet til/fra Tyskland både fra Jylland og Sjælland vil blive udnyttet mere effektivt, og at kapaciteten på Jylland-Norge forbindelsen samt forbindelserne til Tyskland vil øges. Endelig forventes det, at der træffes beslutning om bygning af et elkabel mellem Øst- og Vestdanmark. På mellemlang sigt forventes altså noget mere effektiv konkurrence end i dag, og specielt at Elsam og Energi E2 vil udøve et konkurrencepres på hinanden svarende til kapaciteten i kablet mellem Vest- og Østdanmark.

Med ovennævnte udvikling på elmarkedet de kommende år er det styrelsens vurdering, at fusionen vil styrke Elsam og Energi E2's muligheder for at handle uafhængigt af konkurrenterne på markedet i betydeligt omfang. Fusionen styrker altså Elsam og Energi E2's dominerende stilling på markederne for engroshandel med el i Danmark.

Fusionen vil reducere konkurrencepreset fra en vigtig konkurrent til Elsam, Energi E2. Elsam vil have tilskyndelse til ikke at konkurrere med Energi E2, fordi Elsam får en betydelig andel i E2's indtjening. Og Energi E2 vil have en vis interesse i ikke at føre en aggressiv konkurrence mod sin største ejer. Der vil således være et mindre konkurrencepres på engrosmarkedet efter fusionen. Størrelsesordenen af det mindre konkurrencepres afhænger af kapaciteten på forbindelsen mellem Vest- og Østdanmark.

Elsam vil endvidere som led i fusionen besætte formandsposten i Energi E2's bestyrelse. Elsam og E2 vil dermed få øget kendskab til hinandens adfærd og dermed forøgede muligheder for at tilrettelægge budadfærd, således at priserne i de danske prisområder ligger tæt på prisen i det naboområde med



de højeste priser. Det bemærkes, at der ikke er tale om gensidighed, idet Energi E2 ikke besidder aktier i Elsam.

Konkurrencestyrelsens analyser af fusionens virkninger viser, at en sandsynlig følge af Elsams styrkede dominerende stilling vil være, at de samlede udgifter for forbrugerne og virksomhederne vil stige med ca. 140-210 mill. kr. om året ved Elsams køb af 36 pct. af aktierne i Energi E2. Det svarer til, at priserne på engrosmarkedet vil stige i størrelsesordenen 1-3 pct. Der er knyttet en vis usikkerhed til sådanne beregninger. Systemansvaret Eltra har også gennemført en beregning, der dog viser en væsentlig mindre effekt af fusionen af forskellige årsager. Som det fremgår af kapitel 7, lægger styrelsen dog mindre vægt på denne beregning.

I den samlede vurdering af fusion skønnes det, at virkningerne af Elsams aktiekøb i Energi E2 svarer til omkring halvdelen af den forringelse af konkurrencen, som en formel kontrol med Energi E2 ville medføre. Baggrunden for dette skøn er, at aktiekøbet ikke eliminerer Energi E2 som konkurrent, men reducerer selskabets interesse i at konkurrere. Samtidig mindskes Elsams fordel ved at konkurrere med Energi E2.

Fusionen vil selv uden etableringen af et Storebæltskabel få en vis negativ effekt på konkurrencen, idet selskaberne ved deres prissætning lettere kan ignorere truslen om et Storebæltskabel, da de i mindre grad behøver at frygte konkurrence fra hinanden.

Virkingen for forbrugerne kan kun modvirkes, hvis Elsam samtidig med købet af aktiemajoriteten i NESA fremmer konkurrencen på anden måde.

Elsam har fremført, at de negative virkninger for forbrugerne modsvares af, at fusionen muliggør store omkostningsreduktioner i Elsam, NESA og Energi E2. Elsam har vurderet, at de mulige besparelser ved overtagelsen af NESA's aktiviteter på engros- og detailsalgsmarkedene mv. udgør X mio. kr. om året, mens besparelserne i produktionsleddet ved fuld kontrol af E2 som følge af synergifordele vil udgøre X mio. kr. om året. Ved delvis kontrol med E2, som i den foreliggende fusion, vurderer Elsam at kunne opnå årlige besparelser på en del heraf, dvs. ca. X mio. kr. om året. Elsam vurderer, at der herudover kan spares et yderligere beløb i E2, hvis dette selskab bliver lige så effektivt som Elsam. Elsam gør endelig gældende, at de lavere omkostninger vil føre til lavere elpriser svarende til ca. X mill. kr.

Konkurrencestyrelsen vil ikke anfægte, at der kan opnås driftsbesparelser. Men Elsams argument er irrelevant af to grunde. For det første vil en stor del af besparelserne kunne opnås også uden en fusion, og for det andet er det sandsynligt, at kun en meget lille del af de besparelser, der kan realiseres, vil komme forbrugerne til gode. Det ville kun være tilfældet, såfremt der var skarp konkurrence, hvilket ikke er tilfældet.

Konkurrencestyrelsen har gennemgået en liste over de mulige besparelser, som Elsam har fremlagt – og som Elsam har anmodet om ikke offentliggøres. Det er styrelsens vurdering, at en betydelig del af besparelserne kan opnås ved en mere effektiv drift, bla. på baggrund af benchmark- eller best practise-analyser af en række udgiftsområder. En yderligere, betydelig del af besparelserne vil kunne opnås ved et samarbejde mellem Elsam og E2, fx gennem fælles indkøb, fælles anvendelse af infrastrukturer som havne og kulkibe, fælles lagre af meget dyre reservekomponenter osv. Det bemærkes i denne forbindelse, at der allerede på flere områder er etableret et sådant samarbejde. Elsam og Energi E2 ejer i fællesskab selskabet Emineral, der sælger flyveaske til cement og betonindustrien. Elsam og E2 deltager også begge i samarbejdsorganisationer, hvor der udveksles erfaring med f.eks. ny teknologi til nedsættelse af CO<sub>2</sub> udledninger osv.

Hertil kommer, at det ikke er sandsynligt, at omkostningsreduktioner vil komme forbrugerne til gode i fuldt omfang. Det danske elmarked er præget af, at de store producenter time for time ofte søger at tilrettelægge deres bud, så prisen på elbørsen kommer til at svare til den højeste relevante pris i et nabo område, dvs. enten Tyskland eller Norge/Sverige. Denne budpolitik vil ikke ændres som følge af, at omkostningerne falder. I de timer, hvor Elsam eller E2 eksporterer el til Tyskland eller Norge/Sverige, er de danske selskaber som hovedregel pristagere på eksportmarkederne, og også i disse situationer vil prisvirkningen for de danske forbrugere være af mindre betydning. Styrelsen har således beregnet, at de danske forbrugeres forventede besparelse, såfremt de nævnte omkostningsreduktioner realiseres kun vil svare til 5-10 mill.kr. om året, når og hvis Elsam opnår kontrol med E2.

Det kan tilføjes, at spørgsmålet om, hvordan mulige effektivitetsgevinster skal inddrages i fusionsvurderinger, drøftes i mange lande. I flere lande, herunder USA, er der en vis praksis for, at de gevinster, som både kan sandsynliggøres i væsentligt omfang, og som også med stor sandsynlighed kommer forbrugerne til gode, indregnes i vurderingen. EU-praksis er mere tilbageholdende. Der er imidlertid ingen lande, hvor det er praksis at indregne de forventede gevinster til ejerne som et positivt element i vurderingen.

Elsam har endvidere fremført, at konkurrencemyndighederne bør se positivt på, at der skabes en stærk dansk energivirksomhed, der kan klare sig i konkurrencen mod de, i mange tilfælde klart større, udenlandske virksomheder. Også dette argument vurderes at være irrelevant. Det skal bemærkes, at uanset om Elsam overtager NESAs og dermed en del af E2, så vil en mulig udvikling være, at Elsam selv overtages af udenlandsk kapital. Konkurrencemyndighederne kan og bør endvidere ikke tillægge det vægt, om en given virksomhed, hvis sag behandles, er dansk eller udenlandsk ejet.

Styrelsen har parallelt med udarbejdelsen af de relevante analyser, beskrivelse af markeder og virksomheder osv. gennemført forhandlinger med fusionsparterne, der kunne fremme konkurrencen.

Styrelsen har i forhandlingerne lagt op til, at Elsam skulle frasælge et af deres store centrale kraftvarmeverker. Elsam har ikke tilbudt at frasælge central kraftværkskapacitet, men i stedet at frigive kapacitet via virtuelle auktioner<sup>1</sup>. Elsams begrundelse er bl.a., at der er stordriftsfordele forbundet med, at alle de store jysk-fynske centrale kraftvarmeanlæg drives samlet.

Set ud fra et konkurrencemæssigt synspunkt har virtuel kapacitet i en forstand mindre virkning end faktisk kapacitet. Det skyldes bl.a., at de dynamiske effekter er mindre, idet køberen af en given mængde virtuel kapacitet ikke har mulighed for at udvide denne. Det er dog næppe sandsynligt, at der indenfor en overskuelig årrække vil kunne bygges ny kraftværkskapacitet i Danmark – bl.a. pga. lovgivningsmæssige forhindringer. Erfaringer viser således, at det er vanskeligt og tidskrævende at opnå de nødvendige tilladelser.

Omvendt er der en række fordele ved virtuelle auktioner fremfor frasalg af kapacitet. Virtuelle kapacitet indeholder fx. en større fleksibilitet, som betyder, at der hurtigere vil kunne sikres konkurrenter til Elsam. I modsætning til køb af fysisk kapacitet – hvor et kraftværk koster godt 4 mia. kr. - er etableringsomkostningerne små for deltagerne på auktionen, risikoen er begrænset, og der ingen egentlige adgangsbarrierer. Det betyder, at antallet af potentielle købere ved virtuel kapacitet er betydelig større end ved frasalg af kapacitet. Det betyder også, at risikoen for koordinerende effekter må formodes at være væsentlig mindre ved salg af virtuel kapacitet, end ved salg af et kraftværk. Yderligere er der ved virtuel kraftværk ikke samme risiko som ved et fysisk anlæg for at anlægget havarerer, eller at den til rådighed værende kapacitet begrænses i form af miljømæssige restriktioner (restriktioner på kølevandsudledningen) mv.

Frasalg af kapacitet kan betragtes som en irreversibel beslutning. Et tilsagn om salg af virtuel kapacitet skal derfor være *tidsbegrænset* for at udgøre et strukturelt tilsagn på niveau med frasalg af kapacitet.

Elsam har tilbudt følgende tilsagn, der falder i tre grupper:

For det første frasælger Elsam 230 MW decentral kraftvarmekapacitet (dvs. XX), samt sælger 600 MW virtuel central kraftvarmeproduktionskapacitet

---

<sup>1</sup> ”Virtuelle” auktioner anvendes på energimarkedet som et udtryk for auktioner over kontrakter (optioner) på at købe el fra ejeren af et kraftværk. Køberen betaler en pris for rådigheden over kapaciteten og kan fra dag til dag beslutte hvor meget energi, der skal leveres ud af den købte kapacitet. Der opereres som regel med en kapacitetspris og en energipris.

(hvilket stort set svarer til kapaciteten på et af Elsams store centrale kraftværker, fx. Fynsværket) i Vestdanmark om året i en ubegrænset periode.

Frasalg af decentral kraftvarmekapacitet og frigivelse af virtuel kapacitet vil sikre, at der fortsat er konkurrenter til Elsam på produktionssiden, og vil sammen med andre tilsagn, jf. nedenfor, have samme effekt som frasalg af E2 aktier. Frasalg af decentral kraftværkskapacitet og salg af virtuel kapacitet i Jylland/Fyn betyder desuden også en forbedring af konkurrencen i Jylland/Fyn.

For at sikre, at frasalget af decentral kraftværkskapacitet får den ønskede effekt på produktionssiden, forpligter Elsam sig til ikke at indkøbe decentral kapacitet, der inden for en overskuelig tidshorisont må antages at komme til at operere på markedsvilkår. Det drejer sig om ca. 1000 MW decentral kraftvarmekapacitet, som Elsam er forhindret i at opkøbe de næste 12 år. På grund af værkernes størrelse ville disse opkøb ikke umiddelbart være underlagt fusionskontrol.

Elsam og NESAs forpligter sig også til ikke at drive yderligere decentrale kraftvarmeværker.

For det andet skal Elsam sælge NESAs ejerandele på 43,7 pct. i det østlige systemansvar Elkraft System og det østlige transmissionsselskab Elkraft Transmission. Hvis der dannes et uafhængigt transmissionsselskab, skal salget ske til dette selskab. Tilsagnet vil sikre, at Elsam ikke gennem en bestyrelsesplads i Elkraft System og Elkraft Transmission får indflydelse på systemansvaret eller infrastrukturen, og derigennem mulighed for at agere uafhængigt på det danske engrosmarked for el. Dermed kunne andre aktører sikres fortsat ikke-diskriminerende adgang til infrastrukturen og fastsættelse af "level playing field".

Elsam forpligter sig til at etablere et elkabel på 600 MW mellem Fyn og Sjælland, herunder alle anlæg der er nødvendige for tilslutning til det nuværende transmissionsnet. Tilsagnet vil sikre, at den frasolgte kapacitet (hhv. decentral kraftværkskapacitet og virtuel kapacitet) i Vestdanmark vil kunne udgøre et konkurrencepres i Østdanmark, og omvendt vil den frasolgte decentrale kapacitet kunne udgøre et konkurrencepres i Vestdanmark. Styrelsen vurderer, at der er stor sandsynlighed for, at et Storebæltskabel vil blive etableret under alle omstændigheder, men har accepteret dette tilsagn fra Elsam, fordi der endnu ikke er truffet en egentlig beslutning herom.

Endelig forpligter Elsam sig til at forbedre konkurrenceforholdene på detailmarkedet. Andre markedsaktører har således påpeget over for styrelsen, at det ville fremme konkurrencen, såfremt nye leverandører, der overtager en elkunde, kan overtage hele kundeforholdet, inklusive afregning over for netselskabet. I dag er forholdet det, at netselskabet – der jo er koncernforbundet med den tidligere leverandør – fortsat beholder kunden i sit

kartotek, fordi netselskabet bla. skal afregne nettariffer mv. Herved er markedsforholdene anderledes end på de fleste andre markeder – også markeder, hvor der skal betales net- eller rørafgifter for at transportere varen frem til kunden. Hvis en sådan praksis viser sig vanskelig at etablere, pga. bl.a. elforsyningsloven og skattemyndighederne, vil styrelsen kunne udskyde fristen for, hvornår tilsagnet skal være opfyldt.

Elsam vil også sikre, at NESAs i fremtiden giver konkurrenter hurtig og gratis adgang til forbrugsprofiler hos kunder, der ønsker at give mulige nye leverandører disse data.

I tabel 1.1. er de tre tilsagnsgrupper angivet med de af Elsams afgivne tilsagn.

**Tabel 1.1. Elsams tilsagn**

	<b>Elsams tilsagn</b>
A. Engrosmarkedet	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elsam frasælger decentrale kraftvarme-produktionskapacitet.</li> <li>• Elsam sælger virtuel central kraftvarme-produktionskapacitet.</li> <li>• Elsam afstår fra at opkøbe decentrale kraftvarmeværker.</li> <li>• Elsam afholder sig fra at indgå driftsaftaler med decentrale kraftvarmeproducenter.</li> </ul>
B. Transmission og systemansvar	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Elkraft System og Transmission sælges til staten.</li> <li>• Der anlægges et Storebæltskabel.</li> </ul>
C. Detailaktiviteter	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Nye elleverandører kan afregne direkte med NESAs kunder.</li> <li>• Gratis adgang til NESAs forbrugsprofiler.</li> </ul>

Som tidligere beskrevet er der tre hovedvirkninger af fusionen på engrosmarkedet. Dels virkningen af at konkurrencen mellem Elsam og E2 gennem Storebæltskabet begrænses. Dels en mindre effekt af at konkurrencen mellem Elsam og Energi E2 begrænses på grund af øget incitament til at koordinere budafgivelsen. Endelig betyder Elsams erhvervelse af andele i Elkraft en styrkelse af Elsams dominans.

Frigivelsen af kapacitet på 600 MW i den såkaldt virtuelle auktion svarer netop til den virkning, som et effektivt konkurrencepres mellem Elsam og Energi E2 gennem et Storebæltskabel på op til 600 MW vil have. Styrelsen har tidligere haft forbehold overfor brugen af virtuel kraftværkskapacitet. Det skyldes dels at Elsams oprindelige udspil var tidsbegrænset, dels at styrelsen anså overholdelsen af tilsagnet for kompliceret at kontrollere. Elsam har imidlertid accepteret at afgive tilsagnet på en måde, der gør, at styrelsen vurderer at muligheden for kontrol er særdeles tilfredsstillende.

Med Elsam's tilsagn er det styrelsens vurdering, at det reducerede konkurrencepres mellem Elsam og Energi E2 opvejes af konkurrencen fra nye konkurrenter til Elsam og Energi E2. Samtidig sikrer tilsagnene, at Elsam i en betydelig årrække forhindres i at opkøbe de danske decentrale kraftvarmeværker (svarende til en kapacitet på ca. 1000 MW), som Elsam ellers ville kunne opkøbe. Uden etableringen af et Storebæltskabel vil specielt tilsagnet om frasalg af decentrale kraftvarmeværker medføre konkurrenter til Elsam i DK1 og Energi E2 i DK2, og dermed reducere muligheden for urimeligt høje priser. Endelig sikrer tilsagnene, at Elsam ikke kan udnytte sin dominerende stilling til at påvirke vigtige beslutninger om markedet gennem ejerskab i Elkraft.

Med Elsam's tilsagn er det styrelsens vurdering, at de positive virkninger af fusionen – inklusiv tilsagn – i det væsentlige opvejer de negative virkninger, og at fusionen derfor ikke, med konkurrencelovens ord, ”skaber eller styrker en dominerende stilling, der bevirker, at den effektive konkurrence hæmmes betydeligt”.

#### Udenlandske elfusioner med tilsagn om virtuelle auktioner

Kommissionen samt de hollandske og belgiske myndigheder har indenfor de seneste år haft positive erfaringer med virtuelle auktioner i fusionsager.

Det drejer sig om Kommissionens afgørelse i sagen om det franske elektricitetselskab (EdF) og en samling af 9 elektricitetselskaber i sydvest-tyske distrikter (OEW) erhvervelse af fælles kontrol over det tyske EnBW i februar 2001. EdF havde på daværende tidspunkt 90 % af de frie kunder i Frankrig og overtog ca. 35 pct. af EnBW. Fusionen ville ifølge Kommissionen øge EdF's dominerende stilling i Frankrig, idet den potentielle konkurrence fra Tyskland derved ville blive elimineret. Parterne påtog sig derfor bl.a. at stille 6.000 MW produktionskapacitet (svarende til 30 pct. af salget til frie kunder i Frankrig) til rådighed for konkurrenter i Frankrig svarende til en produktion på 42 TWh. Dette skal gælde i 5 år, hvorefter Kommissionen vil tage tilsagnet op til revision på baggrund af udviklingen på markedet. Ud af de 6000 MW skulle de 1000 MW sælges på baggrund af de langtidskontrakter, EdF har om at aftage el hos andre elproducenter. De resterende 5000 MW skulle sælges som trækingsrettigheder/optioner på ”virtuelle kraftværker”. Der var ikke sat en mindstepris i disse auktioner. Der har været afholdt 10 auktioner siden starten af september 2001. Den seneste blev afholdt i december 2003. Her blev udbudt 909 MW, hvoraf 332 MW blev solgt. EdF inkluderer den ikke solgte mængde i næste runde, der skal afholdes i marts 2004.

Kommissionen vurderer, at auktionen indtil nu har været en succes, som har skabt mere konkurrence til EdF.

Den belgiske konkurrencemyndighed indgik aftale om tilsagn med Electrabel i juli 2003, der er Belgiens største elselskab, om at sælge 1200 MW på virtuelle auktioner i fem år. Electrabel sad i forvejen på hele produktionen i Belgien, dvs. 15.600 MW, men fik altså via aftalen adgang til en større del af distributionen. Den første auktion blev afholdt i december 2003. 167 MW baseload og 83 MW peakload blev auktioneret. De aftale auktionsprodukter i Vestdanmark svarer til det belgiske peakload-begreb.

I Holland gav det integrerede energiselskab Nuon i december 2003 tilsagn om at bortauktionere 900 MW (svarende til Nuons samlede produktionskapacitet) i forbindelse med overtagelse af Elselskabet Reliant, der har en kapacitet på 3500 MW. Den samlede kapacitet i Holland er ca. 20.000 MW. Tilsagnet gælder i fem år. Efter udløbet af 5 årsperioden skal den hollandske konkurrencemyndighed vurdere konkurrencesituationen og vurdere, om auktionerne skal fortsætte. Første auktion skal afholdes 1. juli 2004.

Tilsagn om virtuelle auktioner i fusionssager i andre lande har primært haft til formål at kick-starte en liberaliseringsproces. Tilsagnet har været brugt i situationer, hvor markedet var præget af lange kontrakter, og hvor det var vanskeligt at sælge produktionskapacitet, fx på grund af miljø- og sikkerhedsmæssige forhold omkring A-kraft. Som det fremgår ovenfor har tilsagnene derfor været tidsbegrænset.

I det følgende gennemgås konkurrencesituationen på det danske elmarked samt virkningerne for konkurrencen af en fusion mellem Elsam og NESA.

## **1.2 Produktion/engrosmarkedet**

### **Baggrund**

Langt hovedparten af den danske elproduktion kommer fra de store centrale kraftværker, som ejes og drives af henholdsvis Elsam A/S i Jylland/Fyn og Energi E2 A/S på Sjælland. En mindre del af produktionen kommer fra de decentrale kraftvarmeværker og vindmøller, som delvist er ejet af Elsam og Energi E2.

Danmark er forbundet med det nordiske elmarked via elkabler til Sverige og Norge samt til det tyske marked via kabler til Tyskland, jf. tabel 1.2. Jylland/Fyn og Sjælland er p.t. ikke forbundet via elkabler.

**Tabel 1.2. Handelskapaciteten på transmissionsforbindelserne i MW, 2002**

<b>MW</b>	<b>Import</b>	<b>Eksport</b>
DK1-Norge	1.000	1.000
DK1-Sverige	670	640
DK2-Sverige	1.300	1.700
DK1-Tyskland	800	1.200
DK2-Tyskland	550	550
Produktionskapacitet DK1	7.016	
Produktionskapacitet DK2	5.206	
Produktionskapacitet, Tyskland	117.770	
Produktionskapacitet, Norge, Sverige, Finland	77.049	

Note: DK1 er Jylland og Fyn. DK2 er Sjælland.

Som led i liberaliseringen af det europæiske elmarked kan elektricitet i princippet handles frit mellem landene, kun begrænset af mulighederne for import og eksport mellem landene.

El handles enten direkte mellem sælger og køber som længereløbende kontrakter, såkaldte "Over The Counter" (OTC)-kontrakter, eller som spot via den nordiske elbørs, Nord Pool. En mindre del handles som regulerkraft og reservekapacitet (mindstekapacitet). Derudover handles der med finansiel el.

På Nord Pool handles el til levering dagen efter. Nord Pool fungerer på den måde, at de enkelte prisområder byder en pris/mængde kurve (hhv. en udbudskurve for producenterne og en efterspørgselskurve for forbrugerne) ind på børsen i den enkelte time. Disse bud kan kun observeres af børsen. Efter deadline – hver dag kl. 12.00 middag – aggrererer børsen de forskellige kurver og bestemmer systemprisen (ligevægtsprisen), som al købt og solgt elspot afregnes efter.

Der findes en tilsvarende børs for Tyskland, EEX.

Nord Pool reducerer prisforskelle mellem de enkelte prisområder ved at sende el gennem kablerne fra et lavprisområde til et højprisområde. Der vil altså opstå en flaskehals, hvis der ikke er kapacitet nok i kablet til at udligne prisforskellene. Der dannes derved en høj pris i det importerende område og en lav pris i det eksporterende område.

Nord Pool håndterer flaskehalse ved at dele markedet i selvstændige elspot prisområder (den såkaldte market splitting mekanisme) hhv. i Vestdanmark (DK1), Østdanmark (DK2), Sydnorge (NO1), Midt/Nordnorge (NO2), Sverige og Finland.



Antallet af timer (i pct.) i 2002 og 2003 med flaskehalse på danske forbindelser til de nordiske lande fremgår af tabel 1.3.

**Tabel 1.3. Andel af timer med separate markeder (flaskehalse), pct.**

Pct.	Flaskehals	2002		2003	
		Import	Eksport	Import	Eksport
DK1	Norge	28	24	8	46
	Sverige	15	29	7	41
	Begge	15	23	5	39
DK2	Sverige	8	1	1	0

Når der ikke er flaskehalse mellem to eller flere af Nord Pools prisområder, er det ensbetydende med, at der er en ens pris i de pågældende prisområder.

En sådan situation opstår i omtrent halvdelen af årets timer, jf. tabel 1.4. Kombinationen af prisområder varierer fra år til år. Nedenfor er angivet kombinationen af prisområder i 2001, som var et normalår.

**Tabel 1.4. Kombinationen prisområder på det nordiske marked, 2001**

Prisområder	Andel af årets timer
Ét prisområde	52 %
To prisområder	31 %
Tre prisområder	12 %
Fire prisområder	4 %
Fem prisområder	1 %
I alt	100 %

Kilde: Copenhagen Economics: Relevant markets in the Nordic area, okt. 2002

I første halvdel af 2003 gik ca. 40 pct. af al elhandel i Norden gennem elbørsen Nord Pool.

Alle nordiske forbindelser er reserveret 100 pct. til spothandel via børsen. Det betyder, at der ikke kan foregå bilaterale fysiske handler mellem de nordiske lande (Norge, Sverige, Finland og Danmark). I dag er Tysklandsforbindelserne ikke reserveret til børshandler, men det forventes de at blive fremover.

Forbindelsen til Tyskland er i dag oftere end i Norden begrænset af kapacitetsproblemer. Samtidigt er børsen i Tyskland knap så likvid som den nordiske børs på grund af, at det tyske marked i højere grad end det nordiske er præget af langvarige kontrakter.

### *Muligheden for at lægge sig op af højprisområde*

Styrelsen finder, at producentens mulighed for at påvirke hvilken områdepris produktionen skal afsættes til er et vigtigt element i vurderingen af fusionen. Elsam er forskellige årsager ikke enige i dette.

Hvis en producent er tilstrækkelig dominerende i et af Nord Pools seks prisområder, vil den med sin udmeldte budkurve kunne bestemme, hvorvidt der dannes en flaskehals eller ej. Producenten vil ofte søge at lægge sig op af et højprisområde for således at komme i den mest indtægtsgivende situation.

I praksis udføres Elsam og Energi E2's strategier ved, at de tilrettelægger deres bud på Nord Pool, så prisen ender i det punkt, hvor de forventer, at den højeste af næste dags priser i nabolandene ligger. Selskaberne skal sørge for, at det samlede udbud (inkl. import) mængdemæssigt er begrænset til nogenlunde at ramme den indenlandske efterspørgsel, korrigeret for forventet prioriteret produktion, subsidiært at udbud herudover sker til klart højere priser.

Da el i norden løber fra lavprisområde til højprisområde, vil producenten ofte i situationen, hvor hjemlandet er et eksportland, forsøge at undgå, at der opstår flaskehals, ved at byde mindre ind på børsen. I situationer, hvor hjemlandet er et importland, vil producenten forsøge at sikre, at der dannes flaskehals ved ligeledes at byde mindre ind på børsen. Hvis prisen er høj i alle naboømråderne vil producenten vælge at lægge sig lige under deres priser og dermed få de fulde eksportmuligheder. De to førstnævnte strategier vil skabe de højeste priser for producenten i hjemlandet.

I vinteren 2002/2003 var der klare eksempler på situationer, hvor en sådan markedsstrategi blev anvendt. For at undgå at DK2 blev et lavprisområde dæmpede Energi E2 i en række timer produktionen for at undgå flaskehals på Øresundsforbindelsen. Resultatet var, at Energi E2 kunne opretholde den høje svenske pris på ikke bare det indenlandske salg – men også på hele eksporten til Sverige. Ved at tilbageholde 100 MW undgik Energi E2 at få en lavere pris på mindst 1600 MW (kapacitet i den enkelte time sendt til Sverige).

Energi E2 forsøgte således at gætte på næste dags priser ud fra en forventning om de indmeldte budkurver. E2 forventede en flaskehals internt i Sverige, som ville blive rykket frem til Øresundsforbindelsen. E2 tilbageholdt derfor kapacitet for at undgå, at DK2 skulle blive et eksportområde (og dermed lavprisområde) og Sverige et importområde (højprisområde). Effekten kunne også kunne være opnået uden at tilbageholde kapacitet, fx ved at melde den sidste del af produktionskapaciteten ind til høje priser.

### Udviklingen på el-engrosmarkedet på mellemlang sigt

Elmarkedet er i løbende forandring. Specielt liberaliseringen af elmarkedet og en stadig større integration med elmarkeder i andre lande har betydning for den danske elsektor, og betydning for vurdering af fusionen mellem Elsam og Nesa.

Elsam og Konkurrencestyrelsen er enige om, at udgangspunktet for vurderingen af fusionen er kapacitetssituationen, som den ser ud i dag samt konkrete eller meget sandsynlige ændringer i handelskapaciteten.

Der er ligeledes enighed om, at der er planlagt og besluttet følgende strukturelle ændringer af engrosmarkedet for elektricitet:

- Udvidelse af den samlede importhandelskapacitet fra Norden til Vestdanmark
- Udvidelse af importhandelskapaciteten fra Tyskland til Vestdanmark
- Handlen mellem Tyskland og Danmark (DK1 og DK2) kommer til at foregå ved markedskobling, hvilket svarer til marketsplitting,
- Den decentrale produktion kommer til at spille en aktiv rolle på markedet

Derudover vurderer styrelsen i modsætning til Elsam, at der indenfor de kommende år med stor sandsynlighed etableres et Storebæltskabel. Styrelsen lægger følgende betragtninger til grund for denne vurdering:

Økonomi- og erhvervsministeren har bemyndigelse i Elforsyningsloven (§ 30, stk. 2) til at påbyde systemansvaret<sup>2</sup> at etablere en elektrisk forbindelse over Storebælt. Ministeren og repræsentanter for flere andre partier har vist stor interesse for et Storebæltskabel og har den 3. oktober 2003 udtalt, at en Storebæltsforbindelse på mange områder vil være til stor gavn for Danmark.

Energistyrelsen har i nye beregninger (fra 23. februar 2004) vist, at der med stor sandsynlighed er samfundsøkonomisk rentabilitet i et Storebæltskabel. Den sandsynlige størrelse er ca. 600 MW. Energistyrelsen peger dog på, at der er en betydelig usikkerhed om virkningerne af en Storebæltsforbindelse, og at beslutningen om etablering af et Storebæltskabel bør træffes politisk.

Elkraft System har senest i en undersøgelse (fra 8. december 2003) regnet på en række scenarier, hvor forholdet mellem ændringen i den samfundsøkonomiske nytteværdi og investeringsudgiften er sammenlignet for en række forskellige nordiske udbygninger.

Elkraft System konkluderer på denne undersøgelse: ”*Ses der udelukkende på værdien af produktionsoptimering er Storebæltsforbindelsen den udbygning*

---

<sup>2</sup> Systemansvaret kan også selv beslutte at bygge et Storebæltskabel. Det kræver en bevilling fra Energistyrelsen.

*af de prioriterede snit, der har den bedste dækning. Følsomhedsanalysen ændrer ikke ved dette.”*

Konkurrencestyrelsen vurderer, at der derudover vil være en række betydelige konkurrencemæssige gevinster ved et Storebæltskabel. For det første vil kablet bevirke, at efterspørgslen efter de såkaldte systemtjenester - køb af regulerkraft og forsyningsikkerhed - sandsynligvis vil falde. For det andet og sandsynligvis lige så vigtigt vil der komme konkurrence om levering af systemtjenester.

Der er således mulighed for, at et Storebæltskabel på 600 MW kan betyde, at den nødvendige reservekapacitet på begge sider af bæltet reduceres med op til 300 MW, som i en konkurrencesituation vil kunne hentes i ”det andet” danske område. Den reducerede reservekapacitet vil dog ikke kunne realiseres på kort sigt, da de systemansvarlige i Norden har indgået aftaler med nabolandene om noget reservekapacitet, de skal råde over. Men behovet for mindre reservekraft kan realiseres på længere sigt. Med de hidtidige priser på reservekapacitet vil et reduceret behov for reservekapacitet således på længere sigt svare til en besparelse i omegnen af 200 mill. kr. om året, jf. kapitel 4.

Også på det egentlige engrosmarked vil der formentlig være positive konkurrencevirkninger ved et kabel. Copenhagen Economics har (medio 2003) udarbejdet en analyse for Elkraft System omkring de samfundsøkonomiske gevinster ved etableringen af et kabel under Storebælt. En af konklusionerne er:

*”Storebæltsforbindelsen vil komme til at forbinde to prisområder med hver deres dominerende producent, i Vestdanmark Elsam, i Østdanmark Energi E2, hver med næsten 100 procents markedsandel på det konkurrenceudsatte del af markedet. Der vil derfor blive dannet et duopol-marked med en markedsandel på 55 procent til Energi E2 og 45 procent til Elsam. Det vil med stor sandsynlighed have en nedadgående indflydelse på prisdannelsen i både Øst- og Vestdanmark.”*

Den systemansvarlige virksomhed i Vestdanmark, Eltra, er ved at udvikle en markedssimuleringsmodel, MARS, som kan beregne samfundsøkonomien i etableringen af et Storebæltskabel.

På baggrund af Eltras simuleringer af forskellige nedbørsforhold i uge 4 har styrelsen gennemført et forsigtigt skøn over en årseffekt. Dette gøres ved at antage en gennemsnitlig gevinst på 0,8 mill.kr. pr. uge i 40 uger om året. Dette udløser en stigning i forbrugeroverskuddet på 32 mill.kr. om året.

Konkurrencestyrelsen vurderer imidlertid, at disse beregninger i grad undervurderer virkningerne af et Storebæltskabel på spotmarkederne. Hertil kommer, at modellen ignorerer effekter på markederne for reservekraft.

Styrelsen skønner, at virkningen af et Storebæltskabel mindst vil svare til virkningen af fusionen, jf. kapitel 9. En gevinst i denne størrelsesorden vil gøre et Storebæltskabel til en virkelig god samfundsøkonomisk forretning.

På baggrund af ovenstående analyser og udtalelser fra ministeren vurderer styrelsen, at et Storebæltskabel på lige fod med de andre tiltag skal lægges til grund for vurderingen, fordi der er stor sandynlighed for, at det vil blive etableret på mellemlang sigt.

### Afgrænsning af det relevante marked

For at kunne vurdere fusionens konkurrencemæssige betydning skal der foretages en konkret vurdering af forholdene i det eller de markeder som berøres af fusionen. Det eller de relevante markeder afgrænses såvel produktmæssigt som geografisk.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at elproduktion og engroshandel kan opdels i fire separate relevante produktmarkeder, hhv.:

- Handel med el på spotmarkedet og OTC-markedet
- Handel med finansiel el
- Handel med regulerkraft og
- Handel med reservekraft/mindstekapacitet.

Elsam er ikke enig i Konkurrencestyrelsens afgrænsning af produktmarkedet. Elsam gør gældende, at engrosmarkedet er ét samlet marked, idet det altid er muligt at købe el enten på termins-, spot- eller regulerkraftmarkedet.

Konkurrencestyrelsen er enig i, at handelen på de enkelte engrosmarkeder hænger tæt sammen, fordi den fysiske spotpris udgør en fælles referencepris for de øvrige produkter. Men styrelsen vurderer, at der ikke er *efterspørgselssubstitution* mellem fysisk el og finansielt handlet el. En permanent stigning i prisen på fysisk el vil således ikke betyde, at mængden af fysisk handlet el falder til fordel for en øget mængde finansielt handlet el. Uanset de relative priser på disse produkter har den enkelte virksomhed/efterspørger stadig brug for stort set den samme mængde el – og de kan ikke ”nøjes med” at købe finansiell el. Prisen på finansiell el afhænger dog i høj grad af prisen på elspot.

Blandt de øvrige fysiske produkter (regulerkraft, reservekraft/mindstekapacitet) er det ligeledes styrelsens vurdering, at der ikke er efterspørgselssubstitution. En typisk efterspørger på det fysiske marked kan ikke bruge disse produkter – og har desuden vanskeligt ved at få adgang til dem.

Konkurrencestyrelsen vurderer ikke, at *udbudssubstitution* fører til en udvidelse af det på baggrund af efterspørgselssubstitution fastlagte produktmarked. Både salg af regulerkraft og reservekraft kræver et fleksibelt produktionsapparat, hvor produktionen med kort varsel kan øges eller reduceres. I praksis har det indtil videre kun været Elsam og Energi E2, der har været i stand til at indgå kontrakter om regulerkraft i hhv. DK1 og DK2. Kapacitetsbegrænsningen i kablerne mellem de nordiske lande er en væsentlig årsag hertil.

Der kan dog forventes en vis konkurrence fra de decentral kraftvarmeværker, når disse markedsudsættes. Foreningen for Danske Kraftvarmeværker er eksempelvis i færd med at udvikle deres produktionsapparat således, at de bliver i stand til at byde ind på regulerkraftmarkedet.

Systemet er imidlertid ikke implementeret endnu og vil kun udgøre en mindre del af det samlede behov. Styrelsen vurderer derfor i lighed med Kommissionens praksis at regulerkraft ikke er en del af det samme marked som markedet for OTC og spotel<sup>3</sup>.

Reservekraft vurderes ligeledes ikke at være en del af markedet for handel med el (spot og OTC). Regulerkraft handles for at skabe balance i den enkelte time, hvorimod reservekapacitet handles for at sikre forsyningssikkerhed. Regulerkraft og reservekapacitet er således heller ikke indbyrdes en del af de samme marked.

Handel med finansiell el er et spørgsmål om at afdække risiko, og er derfor et komplementært produkt til handel med el (spot og OTC). De aktører der kun er aktive på det finansielle marked (banker mv.) råder ikke over produktionskapacitet, og kan derfor ikke skifte fra udbud af finansielle ydelser til fysisk elproduktion, hvis den relative pris på el skulle stige.

Det finansielle marked er derfor ikke en del af markedet for handel med el (spot og OTC).

Konkurrencestyrelsen vurderer, at afgrænsningen af det *geografiske* marked i udgangspunktet er regionalt. Hvis der som konsekvens af etableringen af et Storebæltskabel etableres ét fælles dansk prisområde vil markedet geografisk kunne afgrænses til Danmark. Af tekniske årsager er det dog knap så realistisk.

---

<sup>3</sup> Kommissionen tog dog i Sydkraft/Graninge sagen ikke endelig stilling til, hvorvidt regulerkraft er en del af det samlede engros-elmarked.

**Tabel 1.5. Relevante engrosmarkeder**

<b>Produktmarked</b>	<b>Geografisk marked</b>
Engrossalg af el (OTC og spot)	DK1 hhv. DK2, eller Danmark
Finansiell el	Norden/Nordeuropa
Regulerkraft	DK1 hhv. DK2, eller Danmark
Reservekapacitet	DK1 hhv. DK2, eller Danmark

Styrelsen lægger følgende betragtninger til grund for denne vurdering. For det første medfører begrænsninger på overførselskapaciteterne, at det danske marked ikke er fuldt integreret med hverken de øvrige nordiske lande eller Tyskland.

For det andet er der store forskelle i virksomhedernes markedsandelene på de forskellige geografiske markeder. Fx har E.ON en stor markedsandel i Tyskland, mens markedsandelen i Danmark er beskednen. Det omvendte gælder for Elsam.

For det tredje indikerer meget forskellige priser og produktionsteknologier, at der ikke er tale om et sammenhængende, integreret marked. Der er f.eks. en systematisk tendens til, at prisen for fysisk el er større i Danmark end i Norge og Sverige i de timer, hvor der er blokeret for yderligere handel med disse lande. Også det forhold, at produktionsvilkårene er forskellige i de forskellige lande påvirker deres udbud af el forskelligt i løbet af året og dermed priserne (vandkraftværkerne i Norge er f.eks. langt mere fleksible end atomkraftværkerne i Tyskland).

Disse forhold har Kommissionen i tidligere sager tillagt betydelig vægt, fx i sagen Verbund/Energieallianz.

Selvom Danmark er forbundet med elmarkederne i Norden og Tyskland, kan man under ingen omstændigheder lægge størrelsen af de samlede tyske og nordiske markeder til grund ved vurderingen af Elsams markedsstyrke. Det følger allerede af det forhold, at der eksisterer betydelige kapacitetsbegrænsninger på overførselskablerne mellem hhv. Danmark og Tyskland samt Danmark og Sverige/Norge.

Dertil kommer, at Elsam i mange situationer vil have mulighed for handle uafhængigt af konkurrenterne. Dette er en yderligere indikation af, at Elsam er dominerende.

Styrelsen anerkender, at der er et vist konkurrencepres pga. konkurrence fra udenlandske producenter. Dette konkurrencepres tages der hensyn til ved opgørelsen af Elsams markedsandele.

Elsam er ikke enig i styrelsens geografiske markedsafgrænsning. Ifølge Elsam udgør det geografiske marked hele det Nordeuropæiske område, hvor Elsam blot er en lille spiller.

En afgørende test af styrkelse af dominans er, om Elsam opfylder EF-domstolens kriterier for dominans, nemlig om virksomheden indtager en økonomisk magtposition, som sætter den i stand til at hindre, at der opretholdes en effektiv konkurrence på det relevante marked, idet der kan anlægges en i betydeligt omfang uafhængig adfærd over for sine konkurrenter og kunder og i sidste ende over for forbrugerne<sup>4</sup>. Analyserne i denne sag - ikke mindst af Elsans udnyttelse af prisforskellen mellem Tyskland og Norge/Sverige, jf. kapital 7 - viser, at Elsam i høj grad har en sådan uafhængighed.

#### Virkingen på spotmarkeder og markedet for bilaterale handler

Konkurrencestyrelsen vurderer, at fusionen vil føre til en styrkelse af Elsans dominerende stilling på det danske engrosmarked. Fusionen vil betyde, at konkurrencepresset mellem Elsam og E2 mindskes. I forvejen er den faktiske og potentielle konkurrence på det danske engrosmarked begrænset.

Med købet af Nesa opnår Elsam en betydelig ejerandel i Energi E2 (36 pct.). Dette udløser umiddelbart to pladser i Energi E2's syv mand store bestyrelse, herunder formandsposten, jf. kapitel 7.

Elsam opnår ikke kontrol med Energi E2 gennem købet af Nesa, hvilket vil fordre en ejerandel på mere end 50 pct. Men det er styrelsens vurdering, at Elsam gennem købet af Nesa får en betydelig indflydelse på Energi E2's bestyrelsesarbejde.

Styrelsen lægger bl.a. vægt på, at Energi E2 i sit svar på den åbne høring i sagens indledende fase fremhæver: *"På længere sigt kan det have betydning, at Elsam via bestyrelsesarbejdet får indsigt i og kan påvirke E2's udbygningsplaner og akquisitioner i ind- og udland"*.

Elsams betydelige indflydelse på Energi E2 bekræftes også af, at Elsam forventer, at omkring X af de effektivitetsgevinster, der opstår som følge af fusionen, kan realiseres allerede med de 36 pct. ejerskab af Energi E2.

Hvis Elsam gennem bestyrelsen kan påvirke store beslutninger omkring Energi E2's strategiske planer, samt blokere for vedtægtsændringer og andre væsentlige beslutninger, er det i sig selv et problem for konkurrencen på markedet på mellemlangt sigt. Men indflydelsen må også kunne bruges i forbindelse med visse driftsspørgsmål, hvilket kan være til skade for konkurrencen på kort sigt.

Der vil derudover kunne forventes at være en betydelig effekt på selskabernes dispositioner gennem interessesammenfald. Med en ejerandel i

---

<sup>4</sup> Michelin mod Kommissionen, sag 322/81.



Energi E2 vil Elsam i sin markedsadfærd tage højde for, at Elsam har interesse i at sikre Energi E2 et godt økonomisk resultat. Elsam får godt 31 pct. af resultatet, fordi Elsam køber ca. 87,7 pct. af aktierne i NESAs, der ejer 36,04 pct. af aktierne i Energi E2. En aggressiv konkurrence fra Elsam vil reducere Elsams indtjening gennem et reduceret afkast på investeringen i Energi E2. Omvendt vil Energi E2 skulle indbygge i sine dispositioner, at den største konkurrent på det danske marked også er den største ejer af aktier i Energi E2.

### *Styrkelse af den dominerende stilling*

Elsam har i dag en markedsandel på mellem 55 og 57 pct. på det jysk/fynske marked, hvilket med de almindelige tærskler for markedsandele gør, at Elsam har en dominerende stilling på engrosmarkederne for el.

En vurdering af fusionens virkninger på et *fremtidigt* elmarked er baseret på konkrete og sandsynlige udbygninger af handelskapaciteten til Norge/Sverige og Tyskland samt etablering af et Storebæltskabel på 600 MW, jf. kapitel 4.

Såfremt Danmark ved etableringen af et Storebæltskabel forbliver to separate prisområder, vil fusionen betyde, at Elsams dominerende stilling i DK1 vil styrkes, og tilsvarende for Energi E2 i DK2. Elsam vil gennem sin aktiepost kunne påvirke Energi E2 til at undlade at konkurrere med Elsam i DK1, og som dominerende aktør i DK1 vil Elsam dermed kunne overtage størstedelen af Energi E2's markedsandel i DK1. Tilsvarende vil Elsam ved fusionen få reduceret incitament til at konkurrere med Energi E2, og Energi E2 vil dermed som dominerende aktør i DK2 kunne overtage markedsandele fra Elsam i DK2.

Fusionen vil således medføre, at konkurrencen mellem Elsam og Energi E2 gennem Storebæltskablet begrænses. Hvis Elsam havde fået fuld kontrol med Energi E2, vil Elsams markedsandel i DK1 vokse fra 58 pct. til 66-67 pct. i DK1, mens Energi E2's markedsandel i DK2 vil stige fra 65-74 pct. til 74-84 pct. afhængig af om transitstrømmen gennem Danmark er sydgående eller nordgående, jf. tabel 1.6.

**Tabel 1.6. Markedsandele i DK1 og DK2 på mellemlang sigt**

	Kapacitet		
	Markedsandele under nordgående transit	Markedsandele under sydgående transit	Markedsandele ved fuld import
Elsam i DK1	58	58	48
<i>Hvis Elsam opnår kontrol med E2:</i> Elsam og Energi E2 DK1 (afhænger af kabeludnyttelse)	67	66	55
Energi E2 i DK2	74	65	60
<i>Hvis Elsam opnår kontrol med E2:</i> Elsam og Energi E2 DK2 (afhænger af kabeludnyttelse)	84	74	69

Anm.: Vindmøllekapacitet indgår ikke i beregningerne. Under nordgående transit forudsættes fuld import fra Tyskland både i øst og i vest. Under sydgående transit forudsættes fuld import fra Sverige og Norge, både i vest og øst. Der forudsættes endvidere fuld import fra DK2 til DK1 i scenariet uden fusion.

Kilde: [www.dansk.energi.dk](http://www.dansk.energi.dk) og egne beregninger.

Da Elsam som den dominerende aktør i DK1 må forventes at overtage størstedelen af de markedsandele som opgives af konkurrenter, svarer tallene i tabel 1.6 for situationen med fuld kontrol stort set til situationen med overtagelse af en 36 pct. aktiepost. Tilsvarende kan anføres om E2's markedsandel i DK2.

Styrelsen har også beregnet virkningerne af fusionen i tilfælde af, at de to danske delmarkeder bliver fuldt integreret. Elsam og Energi E2 vil her tilsammen få en markedsandel på 67-72 pct., jf. kapitel 7.

Forudsætningen for, at to danske elområder fremover bliver fuldt integrerede er bl.a., at den forudsatte forbindelse mellem DK1 og DK2 er kraftig nok til at dække overførselsbehovet det meste af tiden. Det er antaget, at der etableres et kabel på 600 MW.

Ifølge Eltra har systemansvaret dog besluttet, at DK1 og DK2 fortsat skal udgøre hver deres prisområde, og at Nord Pool skal håndtere flaskehalsene. DK1 tilhører historisk det kontinentale system mens DK2 tilhører det nordiske. For at forbinde de to store områder skal der etableres en vekselstrømsforbindelse, der er væsentlig dyrere end jævnstrømsforbindelser.

Uanset om der er et eller to separate prisområder vil fusionen styrke Elsam og Energi E2's respektive dominerende stilling på det danske engrosmarked.

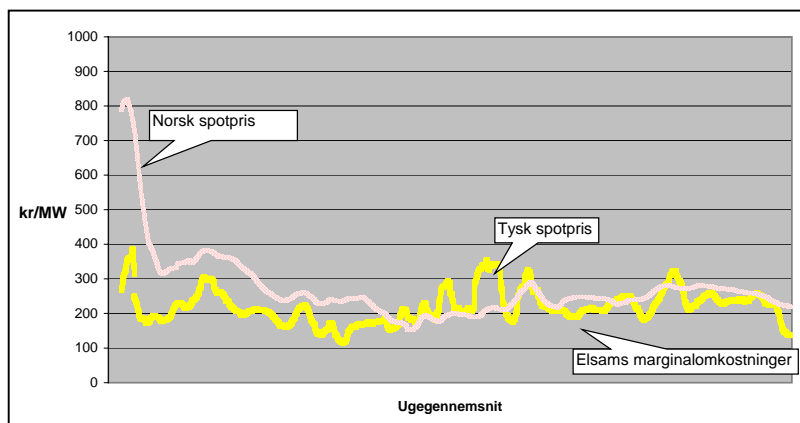
Meget høje markedsandele er erfaringsmæssigt et sikkert tegn på, at producenten kan ændre priser og udbudte mængder uden at lide kommercielle tab.

### *Potentiale for øget indtjening*

Når den tyske pris afviger fra den norsk/svenske pris, vil der være et potentiale for udnyttelse af markedsmagt. Potentialet fremkommer ved, at en producent kan påvirke, hvilken nabopris, der skal importeres til det lokale område. Det er Elsam og Energi E2's strategi at søge at udnytte dette potentiale.

I over 90 pct. af årets timer er de danske producenters marginale produktionsomkostninger mindre end den laveste af den tyske og den norsk/svenske pris, jf. figur 1.1. I disse timer er der potentiale for udnyttelse af markedsmagt.

**Figur 1.1 Pris på el i Norge, Tyskland og Elsams marginalomkostninger i 2003**



Anm.: Der er tale om ugegennemsnit. Marginalomkostningen er ekskl. CO2-kvotepris.

Kilde: [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk) samt oplysninger fra Elsam.

Det er helt fundamentale forhold i det nordeuropæiske elmarked, der skaber dette potentiale. For det første vil der i næsten alle timer være en naturlig retning på transporten af elektricitet. I vådår fra Norden til Tyskland og i normal- og tørår fra Tyskland til Norden. Dette ses også af figuren, da vinter 2002/2003 var et tørår med meget høje norske priser og tilsvarende relativt lave tyske priser.

Derudover er der prisforskelle mellem Tyskland og Norden som følge af forskelle i prismønstret i løbet af et døgn. På Nord Pool er priserne hovedsageligt bestemt af vandmagasinsituationen i Norge og Sverige, mens

priserne i Tyskland styres af forhold som den tyske temperatur, atomkraftdrift, brændselsspriser og vandsituationen i Alperne (som kun undtagelsesvis svarer til situationen i Norden). De tyske priser kan blive så høje (og i andre timer så lave), at det tydeligt kan ses i en dagspris eller en ugepris. Samtidig er den tyske efterspørgelse præget af et stort forbrug i dagtimerne (peak) og et lille i nattimerne (off-peak). I modsætningen til de nordiske priser er der lille forskel mellem de tyske priser sommer og vinter.

Markedets indretning betyder, at en dominerende aktør i et transitområde relativt let kan udnytte denne situation. Hvis de danske producenter ikke havde en dominerende stilling ville den effektive konkurrence presse prisen ned i nærheden af niveauet for den laveste af de udenlandske priser.

I tabel 1.7. er den faktiske udnyttelse af potentialet beregnet på historiske tal for 2001 til 2003. Udnyttelsen har vist en stigende tendens og lå i gennemsnit for årene på ca. 1,9 mia.kr. Også den relative udnyttelse har især de to seneste år været høj.

**Tabel 1.7. Elsam og Energi E2's udnyttelse af potentialet**

	<b>Potentiale (korr.)</b>	<b>Udnyttet potentiale</b>	<b>Udnyttelse (korr.)</b>
	Mia. kr.	Mia. kr.	%.
2001	1,5	1,0	66
2002	2,8	2,3	82
2003	3,3	2,4	73
Gennemsnit	2,5	1,9	76

Note: Potentialet er beregnet som den absolutte forskel mellem den tyske og den norsk/svenske pris, time for time, ganget med det samlede danske elforbrug. Det korrigerede potentiale er beregnet ved at rense det faktiske potentiale for de tilfælde, hvor prisen har været lavere end marginalomkostningerne. Der er ikke korrigeret for, at det af den prioriterede produktion i dag afregnes til faste priser, idet denne produktion i fremtiden konkurrenceudsættes.

Der er flere grunde til, at selskaberne ikke kan udnytte hele potentialet, men kun en del af det. Den vigtigste er, at selskaberne ikke har fuld viden om næste dags udbud og efterspørgsel og kun kan gætte disse med en vis sandsynlighed. Her spiller især vindkraften en rolle – specielt i Jylland/Fyn.

Der er grund til at tro, at den andel af årets timer, hvor den tyske og den norsk-svenske pris er ens, vil stige lidt i de kommende år. Det skyldes især en forventet udbygning af forbindelsen mellem Jylland og Norge og en forbedret udnyttelse af forbindelserne til Tyskland<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> Hvis både den tysk og norsk/svenske pris er høj, vil det i visse tilfælde kunne betale sig at melde en lidt lavere pris og til gengæld eksportere fuldt ud.

Selskabernes mulighed for at udnytte spændet ved at forudsige konkurrenternes adfærd vil også mindskes som følge af, at el fra decentrale kraftværker forventes markedsudsat.

Disse forbedringer vil dog ikke ændre ved, at Elsams og E2's mulighed for at udnytte spændet i nogen grad vil mindskes, hvis der etableres et Storebæltskabel. Et kabel vil således betyde, at et selskabs reduktion af udbuddet vil medføre risiko for, at det andet danske selskab overtager en stor del af udbuddet i den pågældende time.

Styrelsen har beregnet, at virkningen af, at Elsam ville få kontrol med E2 vil være merudgifter på ca. 200 – 300 mill.kr. på spot og bilaterale elhandler, jf. tabel 1.8.

**Tabel 1.8. Virkning ved Elsams opnåelse af kontrol over Energi E2**

	<b>Stigning i forbrugernes samlede elregning</b>	<b>Prisstigning på engrosprisen på el</b>
Udenlandske priser som i		
- 2001	100 – 200 mill.kr.	1 – 2 %
- 2002	200 – 300 mill.kr.	3 – 4 %
- 2003	300 – 400 mill.kr.	4 – 5 %
Gennemsnit	200 – 300 mill.kr.	2- 4 %

Elsam opnår ikke formel kontrol med E2 – dvs. mere end 50 % af aktierne i E2. Denne mangel på formel kontrol gør det mindre sandsynligt, at fusionen vil have de konkurrencebegrænsende virkninger, der er anført i tabel 1.8.

Elsams tilskyndelse til at konkurrere med E2 vil dog i høj grad være reduceret med fusionen, da Elsam vil opnå en betydelig del af overskuddet i E2. Også E2's tilskyndelse til at konkurrere med Elsam er reduceret.

Styrelsen skønner derfor, at Elsam's erhvervelse af aktieposten på 36 % i E2 medfører, at konkurrencepresset forringes med 100 – 150 mill.kr. svarende til ca. halvdelen af effekten ved erhvervelse af kontrol.

Beregningerne er gennemført i en model, hvor Elsam, E2 og de decentrale kraftværksproducenter forsøger at maksimere deres dækningsbidrag ved deres indmeldingspolitik. Handel mellem Jylland/Fyn og Sjælland sker gennem et kabel med begrænset kapacitet. Hvis de danske priser afviger fra de tyske eller norsk/svenske øges udenrigshandlen med disse områder indtil kapacitetsgrænsen nås. Modellen er nærmere beskrevet i kapitel 9.

Den systemansvarlige i Vestdanmark, Eltra har udført en række beregninger på den såkaldte MARS-model (MARKet Simulation-model) af fusionens virkninger under forudsætning af et Storebæltskabel på 600 MW. Beregningerne viser, at fusionen vil medføre en priseffekt på mindre end 1 pct. Dette er dog ifølge styrelsens vurdering ikke overraskende, idet resultatet

er baseret på genererede priser i Norge og Tyskland, som viser en væsentlig mindre forskel mellem priserne i Norge og Tyskland end den faktiske prisforskel. Da det netop er den faktiske prisforskel mellem Norge/Sverige og Tyskland, der gør det muligt for de danske producenter at udnytte deres markedsmagt, vurderer styrelsen, at man skal være varsom med at bruge den nuværende version af MARS til at vurdere effekten af fusionen mellem Elsam og Nesa.

#### Virkingen på reserve- og regulerkapacitetmarkedet

Det er styrelsens vurdering, at fusionen vil styrke Elsams og Energi E2's i forvejen dominerende stilling på markedet for *reserve- og mindstekapacitet* i hhv. DK1 og DK2.

Reservekapacitet efterspørges af systemansvaret og udbydes af producenter. Varen består i, at kraftværkskapacitet på forskellig vis står klar til brug i tilfælde af svigtende forsyninger.

Kapacitetsbegrænsningerne i Norden og Tyskland og fraværet af et elkabel mellem Jylland, Fyn og Sjælland har allerede betydning for forsyningssikkerheden.

De systemansvarlige i hhv. Vest- og Østdanmark køber reservekapacitet for knap 1 mia.kr. om året. I 2003 er der gennemført udbud af levering af reservekapacitet i 2004, og ikke, som tidligere, efter forhandlinger med Elsam og E2. I de udbud, der har været i 2003, har der kun været en byder i Vestdanmark, nemlig Elsam, og kun en byder i Østdanmark, nemlig E2. Priserne på dette marked er markant højere i DK1 og DK2 end i Sverige og Norge, jf. tabel 1.9.

**Tabel 1.9. Systemansvarets udgifter til reservekraft per måned i 1. kvartal 2004**

<b>Systemansvaret</b>	<b>Kr./MW/måned</b>
Eltra	XX
Elkraft	XX
Norden	15.000
Tyskland	50.000

De forskellige priser på reservekraft er for styrelsen en tydelig indikation af, at den faktiske konkurrence ikke er effektiv henover landegrænserne. Vigtige årsager til dette er, at visse af ydelserne skal kompensere for manglende levering som følge af kapacitetsbegrænsning på udlandskablerne. Fx køber det østdanske systemansvar sig compensation hos E2 for, at det svenske systemansvar begrænser importmulighederne fra Sverige.

Eltra har ikke købt al deres kapacitet for 2004 endnu. Men indtil nu svarer systemansvarets indkøb til årsbudgetter på ca. 700 mill.kr. i 2004.

Hvis de danske aktører havde betalt lige så lidt for reservekapacitet som i Sverige eller Norge ville betalingen have været langt lavere. Potentialet for en lavere pris for reservekapacitet er således betydeligt.

Et Storebæltskabel vil betyde, at de systemansvarlige i et vist omfang vil kunne benytte kapacitet fra andre værker end i dag. Et groft skøn er, at omkostningerne til reservekapacitet kan reduceres med omkring 200 mill. kr. om året – uden en fusion. En fuld opnåelse af denne effekt forudsætter muligvis, at Folketingets beslutning om at etablere et fælles systemansvar føres ud i livet.

Fremover vil de decentrale kraftværker have mulighed for at byde ind på markedet for reservekapacitet. Der vil nok også være en vis konkurrence fra udlandet på visse af ydelserne. Eltra og Statnett (det norske systemansvar) har fx indgået aftale om, at kunne trække på hinandens reserver. Denne aftale kan betyde, at der er mindre behov for rullende reserver, og at reserverne bliver udnyttet bedre. Aftalen skal formentlig ses som et supplement til den aftale, der allerede er indgået med Elsam om en anden del af reservekapaciteten.

Elsam og E2 forventes dog stadig at have mulighed for at opretholde et betydeligt prisspænd ift. Norden.

Med Storebæltskablet forventes der en vis konkurrence mellem E2 og Elsam om dele af systemydelse. Elsams køb af 36 % af aktierne i E2 vil stort set reducere Elsams tilskyndelse til at konkurrere med E2 om levering af systemydelser i Østdanmark. Også Energi E2 tilskyndelse til at konkurrere med sin største ejer vil blive begrænset.

Styrelsen skønner, at prisvirkningen på reservekapacitet af et opkøb, hvor Elsam opnåede kontrol med E2 vil være en prisstigning på ca. 10 - 20 % svarende til 60 – 120 mill.kr. Virkningen vil være større, hvis ikke der kommer konkurrence fra udlandet om visse af ydelserne. Tilsvarende forudsættes det, at de decentrale værker kan bidrage med et vist konkurrencepres.

Fusionen forventes også at styrke en i forvejen dominerende stilling på *regulerkraftmarkedet*. Her forventes der ligeledes at være et potentiale for besparelse.

På regulerkraftmarkedet handler de systemansvarlige ubalancer væk. Sælgerne kan være producenter, der kan skrue op eller ned for produktionen, eller store forbrugere, der kan skrue ned for forbruget, og køberne er de systemansvarlige virksomheder. Jo større fleksibilitet jo mere er ydelsen værd.

Konkurrencen skal komme fra indenlandske aktører. Her vil Storebæltskablet og introduktionen af den decentrale produktion på markedsvilkår bidrage til konkurrencen.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at der herved vil kunne spares ca. 20 mill. kr. om året som følge af øget indenlandsk konkurrence om regulerkraft. En fusion vil svække konkurrencen og dermed fordyre regulerkraften med et tilsvarende beløb.

Virkningerne af, at Elsam ikke får formel kontrol med E2, men køber 36 % af aktierne skønnes at udgøre ca. halvdelen af virkningerne under fuld kontrol, jf. tabel 1.10.

**Tabel 1.10. Fusionens virkning på reservekapacitet- og regulerkraftmarkedet**

	<b>Stigning i forbrugernes elregning</b>
Reservekapacitet	30 – 60 mill.kr.
Regulerkraftmarkedet	10 mill. kr.

#### Virkningerne på system- og transmissionsaktiviteter

Elsams køb af NESA betyder, at Elsam bliver repræsenteret i Elkrafts bestyrelse. Elsams position i Elkraft vil styrke Elsams dominans på engrosmarkedet, idet Elsam vil få en betydelig indflydelse på Elkrafts strategier og aktiviteter.

NESA ejer gennem NESANET 43,7 pct. af Elkraft Transmission og 43,7 pct. af Elkraft System og er således den største andelshaver i Elkraft.

Transmissionselskaberne planlægger netudbygning inkl. forbindelser til udlandet, vedligehold og drift af nettet, beslutninger om principper for tildeling af netkapacitet mv. Systemansvaret har ansvaret for forsyningssikkerhed og ”elbalance”. Systemansvaret køber disse ydelser fra de danske el-producenter.

Såvel transmissionsaktiviteter og systemansvarlig virksomhed er lovreguleret som en del af infrastrukturen i elsektoren. Men som det også fremgår af lovbemærkningerne (nedenfor), er en klar adskillelse mellem systemansvaret og kommercielle aktiviteter vigtigt for at systemansvarets opgaver kan varetages så objektivt og ikke-diskriminerende som muligt:

*”De systemansvarlige virksomheder skal efter lovforslaget være offentligt regulerede, neutrale instanser, uafhængig af produktions- og handelsinteresser. Herigennem sikres konkurrencen bedst mulige vilkår. For at sikre dette skærpes kravene til den selskabsmæssige adskillelse, herunder fra produktionsvirksomhed i forhold til tidligere”.*



Af hensyn til vigtige strategiske beslutninger om netudbygninger, køb af forsyningssikkerhed og regulerkraft er det således ikke hensigtsmæssigt for konkurrencen på elmarkedet, at producenten har indflydelse på systemansvaret. Før fusionen er der da heller ikke producenter, der er direkte ejere af systemansvaret.

For at sikre en fortsat ikke diskriminerende adgang til infrastrukturen og fastsættelse af "level playing field", som fusionen ellers ville bringe i fare, bør der ske en udskillelse af system- og transmissionsselskabet.

### Samlet effekt på engrosmarkedet

Fusionen vil styrke Elsam's dominerende stilling på elengrosmarkedet. Den samlede virkning vil udgøre ca. 140 – 210 mill.kr.

Konkurrencestyrelsens vurdering af den samlede omkostning ved fusionen forudsætter *ikke* koordination mellem Elsam/E2 og andre selskaber, men alene, at hvert selskab i sin budstrategi tager hensyn til, at hvert selskabs handlinger påvirker markedet for de andre selskaber og dermed den måde, de andre selskaber agere på. Der er således tale om ensidig adfærd fra hvert enkelt selskabs side. I økonomisk jargon er der tale om en Nash-ligevægt, og i den engelsksprogede konkurrencelitteratur om en "unilateral effect".

Såfremt fusionen leder til stærkere koordination – enten eksplicit eller implicit - vil omkostningerne for forbrugerne stige yderligere. Det vil sige, at jo større muligheden er for at koordinere budene på børsen, des højere vil systemprisen blive. Fusionen medfører et betydeligt krydsejerskab mellem de største aktører i Danmark og skaber dermed yderligere tilskyndelse til koordination.

## 1.3 Detailmarkedet

### Baggrund

Siden 1. januar 2003 har alle elforbrugere haft mulighed for frit at vælge elleverandør. Dermed er der, i princippet, åbnet mulighed for, at nye elhandelsselskaber kan etablere sig på markedet.

Som led i elliberaliseringen er der oprettet forsyningspligtselskaber til at forsyne de kunder, som ikke ønsker at benytte sig af det frie marked – primært husholdningskunder/privatkunder. Forsyningspligtselskaberne har i dag knap 3 mio. kunder, og omsætter mere end 70 pct. af det samlede danske elforbrug.

Forsyningspligtselskaberne er reguleret af elforsyningsloven, og Energitilsynet fører tilsyn med, at selskabernes omkostninger ikke skaber unødvendigt høje priser. Som en del af reguleringen er selskaberne sikret et

vist dækningsbidrag. I 2002 lå selskabernes gennemsnitlige avance således på 3,24 kr./MWh. Kun de allermindst effektive selskaber har et dækningsbidrag på nul.

De forsyningspligtige selskaber kan kun i et begrænset omfang (som en sideordnet aktivitet) handle med kunder uden for eget forsyningsområde svarende til max. 5 pct. af selskabets omsætning<sup>6</sup>.

Forsyningspligtselskaberne ejes af netselskaberne (som står for distributionen af el til den enkelte kunde). Selskaberne har dermed mulighed for at udnytte de synergier, der ligger i fælles kundefakturering og call-/kundecenter mv.

Udover forsyningspligtselskaber ejer netselskaberne også handelselskaber, der forsyner de kunder, der ønsker at benytte sig af det "frie marked". Handelselskaberne kan tilbyde en række produkter, som forsyningspligtselskaberne ikke gør, f.eks. et såkaldt fast-pris-produkt, samt en mere individuel og kundeorienteret service.

De koncernforbundne elhandelsselskaber er typisk porteføljeforvalter for den forsyningspligtige virksomhed. 50-75 pct. af elhandelsselskabernes omsætning generes via de tilknyttede forsyningspligtige virksomheder.

Der er i dag 9 større handelselskaber, der er aktive på det danske detailmarked. Heraf udgør de fire største: EnergiDanmark/Disam, NESAs EL, Elektra og ScanEnergi mere end 80 pct. af det samlede marked.

**Tabel 1.11. Handelselskabernes markedsandel i 2003, pct.**

Handelselskaber	2003
EnergiDanmark/Disam	X
NESA	X
Elektra	X
ScanEnergi	X
KE	X
Andre handelselskaber	X
Total	100

Kilde: Styrelsens egne beregninger baseret på selskabernes brutto-elindkøb

Udenlandske selskaber er kun repræsenteret i Danmark gennem deres minoritetsaktieposter i danske handelselskaber (Elektra og ScanEnergi), og således ikke direkte aktive på det danske detailmarked. OK a.m.b.a. og DONG A/S er aktive på det danske slutkundemarked og undtagelsesvis ikke ejet af en enkelt eller flere kollektive elforsyningsvirksomheder. Begge

<sup>6</sup> Der er dog i lovforslaget om elforsyning lagt op til, at virksomheder med forsyningspligt skal kunne drive anden virksomhed end forsyningspligt, herunder tilbyde salg af elektricitet i andre forsyningsområder end bevillingsområdet.

selskaber er i øvrigt i modsætning til de øvrige handelsselskaber karakteriseret ved at være særligt aktive i forhold til kunder med lavt forbrug. Shell har en ubetydelig salgsaktivitet i Danmark og Vattenfall fungerer i dag kun som porteføljemanager et andet dansk handelsselskab.

Tilsvarende opererer de danske elhandelsselskaber kun i Danmark.

Kun et begrænset antal småkunder (husholdninger og småerhverv) har indtil videre fravalgt det forsyningspligtige selskab til fordel for en ny leverandør (elhandelsselskab). I 2003 er der således kun 2 pct. af småkunderne, der har valgt ny leverandør.

I tabel 1.12. er vist antallet af leverandørskift i 2003 og forbrugsvalg på forskellige kundesegmenter opgjort efter forbrugsstørrelse.

**Tabel 1.12. Kundesegmenter 2003**

Kundetype	Forbrug (GWh)	Antal	Leverandør-skifte	Produkt-Præference
Skabelonkunder - < 0,2 GWh/år	17.165	2.987.021	2 pct.	Ikke prisbevidste. Prisen for fors.pl. kunder er fastsat af Energitilsynet
Mindre erhvervskunder - 0,2 - 1 GWh/år	5.900	17.934	ca. 25 pct*	Hovedparten er stadig forsyningspl. kunder
Mellem store kunder – - 1-10 GWh/år	4.848	2293	40-45 pct.*	Prisbevidste. Risikoafdækning og fastpris- og puljeprodukter
Store kunder - > 10 GWh/år	5.095	211	> 50 pct.*	”Professionelle” aktører: fastpris, pulje og finansielle produkter
Total	33.000	3.007.459		

Note: Tallene er baseret på skøn ud fra oplysninger fra Dansk Energi

Jo større kundernes forbrug er, desto flere har benyttet sig af deres frie valg af elleverandør. Dette er naturligt, da de største kunder har en større besparelse at hente ved leverandørskifte. De største kunder har imidlertid også haft længere tid til at beslutte sig for et leverandørskift.

Selvom det er gratis for den enkelte forbrugere at skifte leverandør, er motivationen for at skifte leverandør blandt småkunder begrænset, idet

- Fordelen ved at skifte leverandør stadig er beskeden for kunder med et lille forbrug. De største poster på elregningen er transport af el i nettet,

prioriteret el<sup>7</sup> og statsafgifter. Indtil videre er det kun 7-10 pct. af prisen, der er markedsel (dvs. som ikke er reguleret af elforsyningsloven).

- Et leverandørskifte betyder, at kunden fremover får to el-regninger, én på markedsel fra den nye el-leverandør og én fra netselskabet på den aftagepligtige el, nettarif, afgifter m.v. For store kunder er der ikke noget problem forbundet med flere regninger, mens det opfattes som en barriere for småkunder (husholdninger mv.).
- Styrelsen har fået oplyst, at forsyningspligtselskaber i form af skriftlige henvendelser informerer deres kunder om, at det ikke kan betale sig at skifte leverandør.

Regeringen vil liberalisere en del af den prioriterede el, dvs. den el som kommer fra de decentrale kraftvarmeværker (senere vil også strøm fra vindmøller blive liberaliseret. Det betyder, at privatkunderne – formentlig fra 2005 - vil kunne hente større besparelser ved et leverandørskifte. På privatkundemarkedet spiller holdning og loyalitet imidlertid en langt større rolle end prisparameteren.

Selvom privatkundemarkedet givetvis bliver mere attraktivt for konkurrenter, idet der med regeringsudspillet er udsigt til en større andel at konkurrere om, vurderes der forsat at være en del barrierer for nye aktører, som begrænser dem i at trænge ind på det danske eldetailmarkedet.

Branchen har stadig problemer med udveksling af forbrugsdata i forbindelse med kundeafregning, og netselskabet kræver typisk et administrationsgebyr på op til 250 kr. for at udlevere forbrugsdata.

Også den komplicerede danske lovgivning udgør en væsentlig adgangsbatteri for udenlandske selskaber.

Pga. de ejermæssige relationer til netselskabet og et solidt kundegrundlag har forsyningspligtselskaberne allerede en de facto monopollignende status, som gør det vanskeligt for nye aktører at trænge ind på det danske marked.

Forsyningspligtselskaberne er ikke beskyttet fra konkurrence fra handelsselskaber. Men handelsselskaberne har ikke fordele i at konkurrere på dette marked, fordi forbrugernes incitament til at skifte leverandør er begrænset og fordi udgifterne til at skabe kontakt til og efterfølgende håndtere små kunder er forholdsvis store. Konkurrencen om de små kunder er derfor begrænset.

---

<sup>7</sup> Den prioriterede elektricitet (fra vindmøller, lokale kraftvarmeværker m.m) indgår stadig som en obligatorisk del af alle husholdningers og virksomheders elforbrug. I 2002 var ca. 45% af elforbruget i Jylland/Fyn aftagepligtigt mens det på Sjælland var ca. 1/3 af elforbruget. På landsplan svarer dette til ca. 40 pct.

Branchen egen forklaring på den manglende konkurrence på markedet er, at de høje annoncerings- og markedsføringsomkostninger forbundet med at etablere sig som ny aktør overstiger den indtjeningsmargin, der er på småkunderne. Derudover er der væsentlige omkostninger forbundet med at etablere det nødvendige administrative apparat til håndtering af kontakten og afregningen med kunden.

Derudover gør krav om forbrugerindflydelse det nødvendigt at være en del af et netselskab. Dvs. at hvis nye udenlandske aktører skal ind på det danske marked, så er det nødvendigt at købe sig ind i et dansk netselskab.

På markedet for de større kunder, dvs. de kunder som handler på markedsvilkår, er der i dag konkurrence mellem de etablerede handelsselskaber. Ifølge styrelsens oplysninger er konkurrencen imidlertid ganske aggressiv.

Branchen (f.eks. NESAs) forklarer dette ved, at langt hovedparten af deres indtjening stammer fra handel på engrosmarkedet, mens aktiviteterne på detailmarkedet bidrager mindre til indtjeningen.

Styrelsen vurderer således, at en væsentlig forudsætning for at kunne drive et effektivt elhandelsselskab i dag er at have adgang til kundedata og forbrugsprofiler, at have forsyningspligt-kunder, der er "sikre" kunder, og hvor der som følge af reguleringen er garanteret en vis avance, samt at have et "brand".

#### Afgrænsning af det relevante marked

Detailmarkedet kan opdeles i to separate produktmarkeder efter størrelsen af kundernes forbrug, hhv. markedet for skabelonafregnet strøm og markedet for timeafregnet strøm.

Denne opdeling følger også Kommissionens afgørelse i bl.a. COMP/M.2947 af 11. juni 2003 vedr. fusionen mellem østrigske Verbund og Energie Allianz.

Styrelsen vurderer at detailmarkedet er nationalt. Styrelsen har udarbejdet en markedsundersøgelse, som bekræfter at markedet er nationalt. Derudover taler det forhold, at der kun er danske aktører på detailmarkedet stærkt for at markedet ikke skal afgrænses bredere end Danmark.

Elsam er ikke enig i styrelsens markedsafgrænsning. Elsam gør gældende, at der er tale om et produktmarked, og at der er tale om et Nordeuropæisk marked.

### Virkningerne på detailmarkedet

Elsam har i deres anmeldelse anført, at den fusionerede virksomhed vil operere på produktmarkedet for detailsalg af el.

### *Markedet for skabelonafregnet el*

Markedet for skabelonafregnet el er - i modsætning til markedet for timeafregnet el - kendetegnet ved, at kunderne som udgangspunkt forsynes af lokale selskaber (forsyningspligtselskaber), at kunderne har begrænset økonomiske incitament til at skifte leverandør, samt at uanmodede personlige og telefoniske henvendelser ikke er lovlige. Disse kunder forsynes næsten kun af deres lokale forsyningspligtselskab.

Der er i dag ca. 40 forsyningspligtselskaber, der forsyner omtrent 70 pct. af markedet. NESAs forsyningspligtselskab er det næststørste forsyningspligtselskab i Danmark med ca. X kunder (svarende til ca. [15-25] pct. af markedet<sup>8</sup>).

Ejerne af Elsam, der udgør alle de jyske og fynske netselskaber og DONG, ejer også 30 forsyningspligtselskaber, der forsyner over halvdelen af småkundemarkedet (mere end 50 pct. af det samlede antal kunder på markedet for skabelonafregnet strøm er bosiddende i Jylland og på Fyn).

Derudover ejer ELSAMs ejere også helt eller delvist to af de tre største elhandelsselskaber i Danmark, bl.a. EnergiDanmark/Disam, der er det største danske elhandelsselskab.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at fusionen medfører risiko for konkurrencebegrænsninger på markedet for skabelonafregnet el på grund af det omfattende krydsejerskab, og dermed muligheden for indlåsnings effekter.

Der er dog ikke i forvejen nogen væsentlig konkurrence om disse kunder af grunde som nævnt ovenfor. Samtidig forhindrer lovgivningen de forsyningspligtige selskaber i at konkurrere med hinanden. Det betyder, at NESAs forsyningspligtselskab ikke er nogen væsentlig potentiel konkurrent til de jyske og fynske forsyningspligtselskaber.

Styrelsen kan derfor ikke lægge til grund, at fusionen skaber eller styrker en dominerende stilling på markedet for skabelonafregnet el.

### *Markedet for timeaflest el*

NESA har det seneste år erobret betydelige markedsandele i Vestdanmark, og har været den største konkurrent til EnergiDanmark/Disam (Danmarks største

---

<sup>8</sup> NESAs godt 533.000 skabelonkunder udgør ca. 18 pct. af det samlede antal skabelonkunder på 2.987.000.

handelsselskab). Der er meget der tyder på, at NESAs som led i fusionen "fjernes" som potentiel konkurrent til Elsams ejere.

XX

For det andet er der i de jyske elselskaber en klar forventning om, at NESAs ikke skal genere dem på deres egen hjemmebane. Det understreges eksempelvis af udtalelser fra adm. direktør Ebbe Seligman fra Sydvest Energi, der er den største aktionær i både Elsam og Energi Danmark, jf. Berlingske Tidende 10. november 2003:

*" Du må ikke dele markedet, det er forbudt. Men måske NESAs fremover vil koncentrere sig om det sjællandske område. Det ville jeg nok overveje, hvis jeg var dem, og gerne ville vedblive med at være rimeligt populær blandt ejerne."*

For det tredje har Elsams ejere tidligere kunne blive enige om at "fjerne" potentielle konkurrenter. Elsam ejede for nogle år siden et handelsselskab – Helia - med henblik på salg til slutkunder. Elsams ejere pålagde imidlertid Elsam at skille sig af med denne aktivitet, hvorefter Elsam solgte deres ejerandel i selskabet.

Disse konkrete eksempler illustrerer, at mulighederne og betingelserne for koordineret adfærd blandt Elsams nuværende ejere er tilstede.

Den fremtidige ejerstruktur vil imidlertid efter al sandsynlighed ændres. Således har allerede 3 af Elsams ejere sat deres aktier i Elsam til salg. Dette vil muligvis begrænse mulighederne for koordineret adfærd. Samtidig tyder en markedsundersøgelse, som styrelsen har foretaget, på, at konkurrencen blandt de danske handelsselskaber er effektiv. Styrelsen kan derfor ikke lægge til grund, at der skabes eller styrkes en dominerende stilling på dette marked.

#### **1.4 Tilsagn afgivet af Elsam**

For at afhjælpe de konkurrenceproblemer, som styrelsen har påpeget, har styrelsen og Elsam forhandlet en række tilsagn, jf. nedenfor.

##### **Frasalg af decentral kraftvarmekapacitet**

Fusionen vil medføre et reduceret konkurrencepres mellem de to største elproducenter i Danmark. Kun ved at skabe alternative konkurrenter til Elsam og Energi E2 er det muligt at imødegå de skadelige virkninger, som fusionen medfører.

Elsam forpligter sig derfor bl.a. til at frasælge 230 MW X decentral kraftvarmekapacitet. Værkerne skal sælges samlet eller i en eller flere grupper for derved at kunne udnytte stordriftsfordele. Der er ingen minimumspris.

Hvis ikke Elsam selv inden XX har indgået en bindende og ubetinget aftale med tredjemand om overtagelse af værket, udpeger styrelsen en eller flere trustees til at gennemføre frasalget. Alene Konkurrencestyrelsen har instruktionsbeføjelser overfor trustee, og styrelsen kan til enhver tid opsig trustee og udpege en ny.

Konkurrencestyrelsen godkender køber. Køber skal udgøre en reel konkurrent til Elsam. Køber kan således i princippet være danske elhandelsselskaber, store slutkunder mv.

For at sikre, at Elsam fortsat vedligeholder og opgraderer de værker, som skal sælges, forpligter Elsam sig til at udføre planlagte investeringer og foretage den sædvanlige løbende vedligeholdelse. Elsam betaler for en teknisk gennemgang af værkerne inden salgsaftalen indgås, som stilles til rådighed for styrelsen. Den tekniske gennemgang skal vise, om værkerne afleveres i en funktionsdygtig og fremtidssikret stand.

Køber skal ved overtagelsen af værket have mulighed for at tilbyde personalet en fortsat ansættelse for derved at kunne fastholde eventuel speciel ekspertise på værkerne.

Elsam kan kræve sikkerhedsstillelse fra køber, som svarer til, hvad der er normalt i sådanne forretninger.

Hvis ikke det lykkes at frasælge samtlige 230 MW decentral kapacitet inden X overtager en af styrelsen og trustee udpeget 3' de mand, som herefter skal forestå salg af elproduktion på den del af kapaciteten, som ikke er blevet solgt. For disse værker skal der som for alle andre decentrale anlæg altså vælges et selskab, der skal stå for salg af el til markedet.

### **Salg af virtuel central kraftvarmekapacitet**

For at styrke konkurrencen til Elsam og Energi E2 forpligter Elsam sig endvidere til at frigive mindst 600 MW central kraftvarmeproduktionskapacitet via virtuelle auktioner i Vestdanmark i en ubegrænset periode.

Købere (de højest bydende) kan således via auktioner byde på råderetten over en vis mængde kapacitet i en given periode (det kan enten være 3 måneder, 1 år eller 3 år). "Virtuel" udtrykker køberens potentielle udnyttelse af kapaciteten (hvilket fuldstændig svarer til det valg som også Elsam står overfor). Mængderne allokeres på 4 årlige auktioner med henblik på at sprede



auktionerne ud på forskellige sæsoner. Der er ingen mindstepris på kapaciteten.

Samtlige deltagere på auktionen skal på forhånd godkendes af Konkurrencestyrelsen. Dette udelukker Elsam, Elsams datterselskaber, E2 eller andre af Elsams associerede selskaber eller Elsams ejere (ekskl. ejere med en mindre individuel aktiepost). Deltagere kan derimod være handelsselskaber, så som Disam eller Elektra. Styrelsen har dog mulighed for at revurdere dette afhængig af udviklingen i ejersammensætningen i Elsam og handelsselskaberne.

For at sikre flere købere på auktionen må hver køber maksimalt erhverve 50 pct. af den udbudte kapacitet.

For at opnå størst mulig fleksibilitet til køberen skal køber meddele Elsam hver dag inden kl. 14.00, hvor meget fysisk el (energi) ud af den købte kapacitet der skal leveres den næste dag. Allerede kl. 13.00 kendes udfaldet af Nord Pools dagsauktioner. Af hensyn til Elsams indmeldinger på Nord Pool skal ændringer i forbrugsprofilen, der skifter med mere end 40 pct. af den effekt, der er købt på auktionen dog indmeldes inden kl. 11.00 (tilpasset Eltra eller Nord Pools tidsfrister).

Den første auktion afholdes i 4. kvartal 2005 gældende for 1. kvartal 2006. Mængderne på auktionerne øges trinsvis, således at:

1. fase (fra og med 2006) udbydes årligt 250 MW,
2. fase (fra og med 2007) udbydes årligt 500 MW, og
3. fase (fra og med 2008) udbydes årligt 600 MW.

Trustee fordeler produkterne (korte og lange kontrakter) ud fra et hensyn om, at der skal være et marked for samtlige produkter, at hele den udbudte mængde skal afsættes og at salget skal sikre Elsam et rimeligt dækningsbidrag.

Køber betaler en på forhånd fastsat pris per MWh til Elsam for den leverede el. Energifrisen er fastsat ud fra Elsams marginalomkostninger på Elsam til enhver tid mest omkostningseffektive kraftværk. Prisen som ikke kan ændres i auktionsperioden godkendes af en trustee, der udpeges af styrelsen.

Trustee skal i det hele taget rådgive styrelsen om auktionerne og kontrollere implementeringen af tilsagnet. Alene Konkurrencestyrelsen har instruktionsbeføjelse over for trustee, og Elsam afholder samtlige udgifter til denne.

### Ingen erhvervelse af decentral kraftvarmeproduktionskapacitet

For at sikre at Elsam ikke omgår ovenstående tilsagn ved at indkøbe decentral kapacitet, der inden for en overskuelig tidshorisont må antages at komme til at operere på markedsvilkår, afstår Elsam fra at opkøbe decentrale kraftvarmeverker i Danmark frem til 1. oktober 2016. Det svarer til ca. 1700 MW i Danmark (dvs. den samlede danske decentrale kraftvarmekapacitet ekskl. Elsams og Energi E2's egne værker). Dog har Elsam fortsat mulighed for at opløbe decentrale affaldsbaserede værker.

### Ingen driftsaftaler med decentral kraftvarmeverker

Elsam afholder sig desuden fra at indgå driftsaftaler med decentrale kraftvarmeproducenter i Danmark frem til 1. oktober 2016, som indebærer, at Elsam får direkte indflydelse på et decentralt kraftvarmeverks tilbud og prissætning af produkter.

### Frasalg af systemansvar og transmission

For at sikre at Elsam ikke får indflydelse på systemansvaret og infrastrukturen forpligter Elsam sig til at frasælge samtlige sine andele i Elkraft System og Transmission til et statsligt selskab. Frasalget skal ske inden den X, hvis der ikke inden X er indgået et politisk forlig, der indebærer en overdragelse af Elsams ejerandele.

Salget skal ske til et af elsektoren uafhængigt selskab, dvs. et selskab der ikke producerer eller sælger el i Danmark. Køberen skal godkendes af styrelsen.

Hvis ikke salget er sket inden X udpeger Konkurrencestyrelsen en trustee til at forestå dette. Alene Konkurrencestyrelsen har instruktionsbeføjelser overfor trustee.

Indtil salget er gennemført kan Elsam ikke udnytte sine stemmerettigheder i Elkraft System og Transmission med mindre styrelsen har godkendt udnyttelsen af stemmerettighederne.

### Storebælt

For at sikre at den frasolgte decentrale og virtuelle kapacitet kan udgøre et konkurrencepres i både Vest- og Østdanmark forpligter Elsam sig til at sørge for projektering og anlæggelse af et elkabel på 600 MW mellem Fyn og Sjælland, herunder alle anlæg og indretninger, der er nødvendige for tilslutning til det nuværende transmissionsnet.

Elsam skal overdrage kablet til et af sektoren uafhængigt selskab senest ved den endelige idriftssættelse, idet det ikke er hensigten at Elsam skal kunne gøre forretning på kablet. Køber overtager samtlige forpligtelser vedrørende kablet.

Tilsagnet bortfalder, hvis Elsam ikke opnår den nødvendige tilladelse, eller hvis et andet selskab har fået bevilling.

Styrelsen forventer, at systemansvaret etablerer et kabel og i givet fald vil Elsams tilsagn ikke have virkning.

#### Fri adgang til kunde profiler

For at fremme konkurrencen på detailmarkedet skal Elsam sikre at NESANET A/S med virkning fra 1. marts 2005 gratis gør kundens forbrugsprofil tilgængelig på NESAs hjemmeside efter indtastning af aftagenummer og kode.

#### Etablering af helkundeforhold

Dertil skal Elsam inden 31. december 2004 sikre elleverandører mulighed for at overtage hele kundeforholdet, inklusive afregning over for netselskabet. Hvis lovgivningen forhindrer, at tilsagnet kan opfyldes, kan styrelsen udskyde fristen.

#### Samlet vurdering af tilsagn

Det er Konkurrencestyrelsens vurdering, at tilsagnene samlet set imødegår fusionens konkurrencebegrænsende virkninger på det danske elmarked i tilstrækkeligt omfang.

Tilsagnsaftalen er optrykt i forlængelse heraf.



Konkurrencestyrelsen  
Nørregade 49  
1165 København K

Att.: Direktør Finn Lauritzen

19. marts 2004

**PERSONLIGT/FORTROLIGT  
INDEHOLDER ERHVERVSHEMMELIGHEDER**

**TILSAGNSAFTALE** vedrørende Elsam A/S' køb af aktiemajoriteten i  
NESA A/S - Deres ref. 3/1120-0401-0056

Som betingelse for en godkendelse uden yderligere vilkår af Elsams erhvervelse af NESA afgiver Elsam hermed følgende tilsagn:

**I. El-engrosmarkedet**

**1. Frasalg af decentral kapacitet**

Elsam afhænder gasfyret decentral kraftvarmeproduktionskapacitet udgørende 230 MW.

Indtil [redacted] er Elsam berettiget til selv at forestå frasalget. Hvis ikke Elsam inden [redacted] har indgået en bindende, ubetinget og uigenkaldelig aftale med tredjemand om salg af decentrale værker med en samlet kapacitet på 230 MW og med overtagelse senest [redacted] eller hvis Konkurrencestyrelsen ikke har godkendt køberen, udpeger Konkurrencestyrelsen en eller flere trustees, som skal gennemføre salget til den højest opnåelige pris. Der er ikke nogen minimumspris. Salget skal være endeligt gennemført inden [redacted] men denne frist kan forlænges af Konkurrencestyrelsen.

Konkurrencestyrelsen udpeger trustees efter høring af Elsam. Alene Konkurrencestyrelsen har instruktionsbeføjelse over for trustees. Konkurrencestyrelsen kan til enhver tid opsigse trustees og efter høring af Elsam udpege nye. Elsam betaler trustees' honorarer og udgifter, idet det forudsættes, at trustees arbejder omkostningseffektivt.

Elsam A/S  
Direktion  
Overgade 45  
7000 Fredericia

CVR-nr. 25460715

Telefon: 76 22 20 00  
Direkte: 76 22 20 02  
Telefax: 76 22 19 62

management@elsam.com  
www.elsam.com

Vor ref.: PHJ/LW/tb  
Brev nr.: 302727

Køber skal godkendes af Konkurrencestyrelsen. Frasalget af decentral kraftværkskapacitet skal ske til en køber, der udgør en reel konkurrent til Elsam.

Køber gives mulighed for at gennemføre sædvanlig due diligence for det/de decentrale værker, som køber har interesse i. Decentrale værker sælges "as is" med tilhørende rettigheder og forpligtelser, herunder kontraktforhold.

Salgsbetingelserne og overtagelsestidspunktet skal godkendes af Konkurrencestyrelsen. Konkurrencestyrelsen kan kræve, at værkerne sælges samlet i en eller flere grupper. Såfremt købesummen eller en del heraf ikke erlægges kontant, har Elsam krav på sikkerhedsstillelse.

Elsam forpligter sig frem til købers overtagelse af decentrale værker at drive værkerne på samme måde, som disse hidtil er blevet drevet ("business as usual"), herunder at udføre planlagte investeringer og foretage den sædvanlige løbende vedligeholdelse, således at værkerne holdes i funktionsdygtig stand. Elsam betaler for en teknisk gennemgang af værkerne, inden salgsaftalen indgås. Resultatet af gennemgangen stilles til rådighed for Konkurrencestyrelsen og interesserede købere.

Elsam forpligter sig frem til købers overtagelse af de decentrale værker til ikke at tilbyde personale ansat på de decentrale værker ansættelse hos Elsam eller på nogen måde forsøge at formå medarbejdere på de decentrale værker at afslutte ansættelsesforholdet med disse. Medarbejdere på de decentrale værker kan på baggrund af Elsams almindelige stillingsopslag søge ansættelse hos Elsam og ansættes af Elsam, uden at Elsam derved misligholder ovenstående forpligtelse.

Såfremt det ikke inden [redacted] er lykkedes at afhænde gasfyret, decentral kapacitet udgørende 230 MW, skal opgaven med hensyn til håndtering og salg af elproduktion svarende til kapaciteten på de ikke solgte anlæg overdrages til en tredjemand, der skal godkendes af trustee og Konkurrencestyrelsen, og som udgør en reel konkurrent til Elsam. (jf. formuleringen under 2. "Salg af virtuel kapacitet"). Aftalen med tredjemand skal træde i kraft senest [redacted]. Er en sådan aftale ikke indgået senest [redacted] jemyndiges trustee til på vegne af Elsam at indgå en aftale inden udgangen af [redacted]. Konkurrencestyrelsen skal godkende aftalen mellem Elsam og tredjemand. Hvis Konkurrencestyrelsen vurderer, at tredjemands Nord Pool-bud er koordinerede med Elsams, kan Konkurrencestyrelsen kræve aftalen bragt til ophør med 1 måneds varsel og selv udpege en tredjemand.

## 2. Salg af virtuel kapacitet

Elsam sælger 600 MW virtuel, central kraftvarmeproduktionskapacitet ("Virtuel Kapacitet") om året for at fordele udbuddet af fysisk el på flere hænder. Tilsagnet er ikke tidsmæssigt begrænset. Auktionen skal foregå på en fair, åben og ikke diskriminerende måde.

Virtuel Kapacitet udbydes for perioder på 3 måneder, 1 år og 3 år og allokeres på 4 årlige auktioner. Den første auktion afholdes 4. kvartal 2005 gældende for 1. kvartal 2006.

Fra og med 2006 (fase 1) udbydes årligt 250 MW på kontrakter med en varighed på 3 måneder. Fra og med 2007 (fase 2) udbydes årligt 500 MW af de i foregående afsnit nævnte produkter. Fra og med 2008 (fase 3) udbydes årligt 600 MW af de i foregående afsnit nævnte produkter. Fordelingen mellem de forskellige produkter foretages af trustee ud fra følgende hensyn i prioriteret rækkefølge:

1. at der skabes et marked for samtlige produkter;
2. at hele den udbudte kapacitet afsættes;
3. at salget sikrer Elsam et rimeligt dækningsbidrag på den solgte kapacitet.

Trustee kan ændre på fordelingen mellem de forskellige produkter, hvis der viser sig speciel interesse for enkelte af produkterne.

Konkurrencestyrelsen udskyder ikrafttrædelsestidspunktet af fase 2 og 3, hvis Konkurrencestyrelsen skønner, at der - af grunde som Elsam ikke har nogen indflydelse på - ikke er etableret et tilstrækkeligt velfungerende marked for salg af virtuel kapacitet.

Samtlige deltagere skal forud for hver auktion godkendes af Konkurrencestyrelsen. Salg af virtuel kapacitet skal ske til købere, der er reelle konkurrenter til Elsam. Medmindre der generelt indføres et krav om sikkerhedsstillelse i form af bankgaranti i forbindelse med auktionerne, skal Elsam have mulighed for at kreditgodkende de enkelte deltagere. Elsam, Elsams datterselskaber, ENERGI E2 eller andre af Elsams associerede selskaber eller Elsams ejere (ekskl. ejere med en mindre individuel aktiepost) kan ikke deltage i auktionen.

Ved auktionen byder deltagerne på kapacitetsprisen, som er den pris, aktørerne er villige til at betale for en option på produktionskapacitet. Det er således betalingen for at kunne trække på Elsams kraftværker. Der er ikke noget minimum for kapacitetsprisen.

Energiprisen er en på forhånd fastsat og oplyst pris, som aktørerne skal betale for hver enkelt MWh, de udnytter af optionen. Energiprisen svarer

til marginalomkostningerne på Elsams til enhver tid mest omkostningseffektive kraftværk. Principperne for beregningen af marginalomkostninger fremgår af bilag 2. Parametrene i bilag 2 kan justeres af trustee, hvis særlige forhold taler herfor, herunder ændringer i markedsforhold, produktionsteknologier eller Elsams omkostninger. Beregningerne foretages forud for hver auktion. Når energiprisen er fastsat, ændres den ikke i optionsperioden. Prisen skal forud for hver auktion godkendes af den udpegede trustee. Trustee skal i den forbindelse gives adgang til nødvendigt dokumentationsmateriale for at kunne kontrollere beregningerne. Hvis der er uenighed om opgørelsen af den relevante marginalomkostning, fastsættes denne af Konkurrencestyrelsen.

Der udarbejdes hurtigst muligt efter udpegnings af trustee principper for kontrol og procedurer for de virtuelle auktioner.

Hver køber på auktionen af Virtuel Kapacitet må maksimalt erhverve 50% af den udbudte kapacitet.

Købere af virtuel kapacitet meddeler hver dag inden kl. 14.00, hvilken udnyttelse der ønskes for den efterfølgende dag (antal MW time for time med 1 decimal). Ønskes der en leveringsprofil, der fra time til time skifter med mere end 40% af den kapacitet, der er købt på auktionen, skal der dog indmeldes inden kl. 11.00. Ovennævnte tidspunkter skal tilpasses i det tilfælde, hvor Eltra eller Nord Pool ændrer tidsfrister for de daglige indmeldinger. Der leveres fysisk til 150/400 kV nettet i Vestdanmark (Eltra).

Konkurrencestyrelsen udpeger efter høring af Elsam en trustee til at overvåge auktionen. Alene Konkurrencestyrelsen har instruktionsbeføjelse over for trustee. Trustee skal rådgive Konkurrencestyrelsen med henblik på at sikre overholdelsen af tilsagnet. Konkurrencestyrelsen fastlægger auktionsdesign efter aftale med trustee og høring af Elsam. Konkurrencestyrelsen kan dele disse opgaver på flere trustees, såfremt det vurderes hensigtsmæssigt.

Elsam afholder samtlige udgifter til trustees og til den praktiske gennemførelse af auktionerne, idet det forudsættes, at den eller de udpegede trustees arbejder omkostningseffektivt.

Konkurrencestyrelsen kan til enhver tid opsigse trustees og efter høring af Elsam udpege nye. Elsam betaler også sådanne nye trustees' honorarer og udgifter, idet det forudsættes, at den eller de udpegede nye trustees arbejder omkostningseffektivt.

Såfremt markedsforholdene ændrer sig væsentligt i forhold til det, der var forudsat ved behandlingen af fusionen, vil Konkurrencestyrelsen indgå i realitetsforhandlinger med Elsam med henblik på, at dette tilsagn mindskes i omfang, suspenderes for en periode eller ophæves. Væsentligt

ændrede forudsætninger omfatter især, at Storebæltskablet ikke etableres, eller at de danske elselskabers udnyttelse af prisforskellen mellem Tyskland og Norge/Sverige bliver væsentligt lavere end forudsat. En ændring af tilsagnet forudsætter Konkurrencestyrelsens og Konkurrencerådets accept.

3. Frem til 1. oktober 2016 vil Elsam ikke uden Konkurrencestyrelsens forudgående godkendelse indgå aftale med decentrale kraftvarmeværker i Danmark eller disses ejere om erhvervelse af decentral kraftvarmeproduktionskapacitet.

Elsam kan dog købe affaldsbaserede værker inden for en ramme på 50 MW. Konkurrencestyrelsen kan godkende køb af affaldsbaserede værker herudover.

4. Yderligere vil Elsam i perioden frem til 1. oktober 2016 ikke indgå aftale med de decentrale kraftvarmeværker i Danmark, som Elsam ikke ejer, om drift af værkerne, i det omfang dette samarbejde indebærer, at Elsam får direkte indflydelse på et decentralt kraftvarmeværks tilbud og prissætning af produkter.

## II. Transmission og systemansvar

### 1. Systemansvar

Elsam foranlediger NESAs andele på 43,7% i såvel Elkraft System a.m.b.a. som Elkraft Transmission a.m.b.a. ("Andelene") overdraget til et energitransmissionsselskab med staten i ejerkredsen på de vilkår, der generelt kommer til at gælde for overdragelse af andele i systemansvarlige virksomheder i henhold til det forventede politiske forlig på energiområdet.

Er der ikke inden [redacted] indgået et politisk forlig, der indebærer en overdragelse af Andelene til et energitransmissionsselskab med staten i ejerkredsen, afhænder Elsam Andelene til anden side inden den [redacted]. Salget skal ske til en køber, der er fuldstændig uafhængig af selskaber, der producerer eller sælger el i Danmark. Konkurrencestyrelsen skal godkende køber og salgsaftalens vilkår.

Såfremt Elsam ikke har afhændet Andelene som anført ovenfor inden [redacted], udpeges en trustee til at forestå salget af disse for Elsam. Konkurrencestyrelsen udpeger i givet fald en trustee efter høring af Elsam. Alene Konkurrencestyrelsen har instruktionsbeføjelse over for trustee. Salget skal være endeligt gennemført [redacted], men denne frist kan forlænges af Konkurrencestyrelsen.



Elsam betaler trustee's honorar og trustee's udgifter i forbindelse med gennemførelsen af salg af Andelene, idet det forudsættes, at trustee arbejder omkostningseffektivt. Konkurrencestyrelsen kan til en hver tid opsigte trustee og efter høring af Elsam udpege en ny. Elsam betaler også en sådan ny trustee's honorar og udgifter, idet det forudsættes, at trustee arbejder omkostningseffektivt.

Indtil salget af Andelene er gennemført, udnytter Elsam ikke de til Andelene hørende stemmerettigheder, medmindre Konkurrencestyrelsen konkret har godkendt udnyttelsen af stemmerettighederne. Tilsvarende gælder for de af Elsam/NESA udpegede bestyrelsesmedlemmers udnyttelse af stemmerettigheder i bestyrelsen.

## **2. Storebæltskabel**

Yderligere tilbyder Elsam at sørge for projektering og anlæggelse af et elkabel på 600 MW mellem Fyn og Sjælland, herunder alle anlæg og indretninger, der er nødvendige for tilslutning til det nuværende transmissionsnet.

Ansøgning om bevilling til anlæg af kablet indgives inden udgangen af 2005. Etablering sker i et datterselskab til Elsam.

Efter ibrugtagning af kablet overdrages dette til et statsligt selskab, alternativt til et af de systemansvarlige selskaber i Danmark. Overdragelsen sker senest ved den endelige idriftsættelse. Ved overdragelsen overtager køber samtlige låne- og øvrige garantiforpligtelser knyttet til kablet og/eller det datterselskab, i hvilket etableringen sker, men betaler ikke herudover Elsam for overdragelsen.

Såfremt et andet selskab inden den 31. december 2007 har fået bevilling, eller Elsam nægtes bevilling på etablering af et kabel mellem Fyn og Sjælland, bortfalder nærværende tilsagn.

## **III. El-detailmarkedet**

### **1. Fri adgang til kunde profiler**

NESANET A/S vil for samtlige timeaflyste kunder i februar måned det følgende kalenderår gøre kundens forbrugsprofil for det forudgående kalenderår (8760 timer) vederlagsfrit tilgængelig via NESANET A/S' hjemmeside efter indtastning af kundens aftage nummer samt kode ("password"). Ordningen vil få virkning fra 1. marts 2005.

## 2. Etablering af helkundeforhold

Elsam sikrer, at el-leverandører, der ønsker at levere el til forbrugere i NESANETs område, mod behørig sikkerhedsstillelse får mulighed for at forestå den fulde afregning med kunden. Konkurrencestyrelsen skal godkende retningslinier for sikkerhedsstillelsen. Denne mulighed skal være til stede senest 31. december 2004. Hvis lovgivningsfastsatte barrierer

betyder, at tilsagnet ikke kan opfyldes inden denne frist, kan Konkurrencestyrelsen udskyde denne.

Med venlig hilsen  
Elsam A/S



Peter Høstgaard-Jensen

**Bilag 1**

Elsam og NESA besidder følgende gasfyrte decentral kraftvarmeproduktionskapacitet:

**Elsams værker:**

	<b>Produktionskapacitet MW</b>
Frederikshavn	17,0
Hanstholm	5,4
Hirtshals	8,9
Løgumkloster	6,0
Nibe	4,8
Ringkøbing	6,1
Skjern	8,5
Bjerringbro (ejerandel 50%)	12,4
Langå (ejerandel 50%)	3,2
Nordborg (ejerandel 50%)	6,0
Rask Mølle (ejerandel 50%)	1,6
Silkeborg (ejerandel 50%)	98,6
<b>I alt</b>	<b>178,5</b>

## NESAs værker:

Navn	Prod. kapacitet kW	Navn	Prod. kapacitet kW
Engvadgård	288	Lillerød øst	971
Eremitageparken	971	Espergærde AB	365
Lundegården	1.942	Åbrinken	486
Nationalmuseet	288	Stationsbuen	288
Rønnholtparken	971	Øparken	486
Tinderhøj	288	Fortunen Øst	728
Gartner Hansen	971	Fortunen	486
Egebjergskolen	728	Egeløvparken	486
Egebjergshaven	165	Stengårdsskolen	365
Lundtofteparken	971	Virum Skole	486
Eskemoseparken	486	Lyngby Stadion	728
Eskebjerggaard	971	Flintemarken	288
Engholm	971	Bispevangen	288
Hjortekær	290	Forskningscentret	971
Baunevangen	290	Lærkeskolen	288
Omgangen	290	Fortunen midt	971
Ny Skodsborg badesan.	290	Trørøds skolen	288
Skævinge	1.942	Elkærparken	485
Malmbergsvej	580	Samvirke Virum	288
Lyngparken	290	Egeparken	576
Lyngparken	290	Toftehøjsskolen	486
Stengårdsparken	290	Ganløse Skole	288
Lejerbo, Bistrup- lund	290	Gladsaxe Gym- nasium	288
Mølleparken	290	Slangerup Kraft- varme	728
KAS Glostrup	2.913	Humleparken	971
Frederikssund	11.000	Enebærhaven	288
Slagslunde	971	Vejlesøparken	971
Tisvilde	2.913	Søllerødpark	971
Svaneparken	971	Hovparken	288
Kellerishegn	290	Geelsgård kost- skole	288
Kajerødvænge	290	Hareskovhallen	290
Gørløse	1.070		
Østerhøj	1.070	I alt 63 anlæg	52.516

## Bilag 2

### Energibetaling for virtuelt kraftværk

#### Beregning af energibetaling for virtuelt kraftværk:

Energibetalingen for det virtuelle kraftværk består af følgende elementer:

Brændselsudgift =  $[(\text{Kulpris i USD/Ton} * \text{USD kurs i DKK/USD} + \text{CO2 pris i EUR/Ton} * 2,4 \text{ Ton/Ton} * \text{EUR kurs i DKK/EUR}) / \text{Brændværdi på } 25,12 \text{ GJ/Ton} + \text{Kulhåndtering m.v. på kr./GJ}] * \text{Varmeforbrug på GJ/MWh} + \text{Nettarif i kr./MWh}$ .

Drift og vedligeholdelse = kr./MWh

#### Definitioner:

- Den anvendte **Kulpris** tages fra terminspriserne på markedet for de relevante perioder (TFS API#2 - gennemsnit af ugen frem til auktionstidspunktet)
- **USD-kursen** er nationalbankens terminkurser for de relevante perioder (gennemsnit af ugen frem til auktionstidspunktet).
- **EUR-kursen** er nationalbankens terminkurser for de relevante perioder (gennemsnit af ugen frem til auktionstidspunktet).
- Den anvendte **CO2-pris** er terminspriserne på markedet for det relevante år (kilde: markedets mest anerkendte broker eller mest likvide markedspads - gennemsnit af ugen frem til auktionstidspunktet).
- **Nettariffen** er de systemansvarliges tarif for levering af elektricitet på 150/450 kV-nettet (hos Eltra pt. 4 kr./MWh).
- **Drift og vedligeholdelse og kulhåndtering** reguleres hvert år med udviklingen i nettoforbrugerprisindekset.



## Kapitel 2

### Virksomhederne og fusionen

#### 2.1 Elsam A/S

*Elsam A/S* blev stiftet pr. 20. juni 2000 med tilbagevirkende kraft til den 1. januar 2000. Selskabet er ejet af 45 jyske og fynske kommuner og distributionsselskaber.

Elsams væsentligste aktivitet er at besidde aktier i hel- og delvis ejede datterselskaber og associerede selskaber samt at servicere disse på en række områder. Elsams koncernforbundne selskaber og associerede virksomheder fremgår af nedenstående koncernoversigt:

#### Figur 2.1. Elsam koncernen

X

Elsams datterselskaber driver hovedsageligt virksomhed i form af produktion af og handel med el. Handel med el på markedsvilkår sker i Elsam-koncernen udelukkende på engrosmarkedet. Der handles således ikke på detailmarkedet. Elsam-koncernen har ikke transmissions- eller distributionsaktiviteter.

Gennem sine datterselskaber ejer Elsam alle de centrale kraftværker i Jylland og på Fyn (DK 1). Anlæggene omfatter blandt andet 6 centrale kraftværker med en samlet installeret effekt på 3491 MW.

Elsam-koncernen ejer desuden 21 decentrale kraftvarmeværker og 491 vindmøller (heraf 15 i Polen), mens resten er opstillet i det jysk/fynske område - med en samlet installeret effekt i 2002 på henholdsvis 244 MW og 417 MW (heraf 30 MW i Polen). Ud af Elsam-koncernens samlede el-produktion i 2002 på 13,3 TWh var 1,15 TWh svarende til 8,7% prioriteret.

Elsam-koncernen har endvidere omfattende aktiviteter på markederne for produktion og salg af fjernvarme.

Elsam-koncernens samlede netto-omsætning i 2002 var på 5,9 mia. kr, hvoraf 93 % relaterede sig til Danmark. Egenkapitalen ultimo 2002 var 10,6 mia. kr., mens overskuddet før skat var på 946 mio. kr.

#### Elsam A/S' ejere

Elsam ejes af 45 jyske og fynske kommuner og distributionsselskaber. De største aktionærer er Sydvest Energi Net A/S, Esbjerg (11,16 %), TRE-FOR

El-Net A/S, Kolding/Fredericia/Vejle/Middelfart (9,19 %), NRGi Net A/S, Århus (7,42 %), EnergiMidt Net A/S, Silkeborg (6,67 %) og Energi Fyn Net A/S, Odense (6,09 %).

Ingen aktionær udøver enekontrol over Elsam.

Alle ejerne står for el-distribution og forsyningspligtig virksomhed i deres lokalområder. Hovedparten af ejerne har samtidig ejerandele i et handelsselskab, som dels indkøber el til forsyningspligtvirksomhederne, dels konkurrerer om at levere el til de større slutkunder.

Det største af handelsselskaberne er Energi Danmark-Disam A/S (Disam), der har en markedsandel på ca. 36% (i Jylland/Fyn langt over 50%). Disam har 7 aktionærer<sup>9</sup>, som alle er ejermæssigt forbundet med selskaber, der tilsammen står for en aktiepost på knap 52 % i Elsam.

Scanenergi A/S har en markedsandel på ca. 11 %. Selskabet har 12 aktionærer<sup>10</sup>, hvoraf hovedparten samtidig har en mindre aktiepost i Elsam (eller er ejermæssigt forbundet med en aktionær med en mindre aktiepost i Elsam).

## 2.2 NES A/S

NESA er et energiselskab, der opererer på alle grene af elmarkedet. Det vil sige, at selskabet har aktiviteter inden for el-produktion, el-handel, transmission, distribution, forsyningspligtvirksomhed, el-installation, udendørsbelysning, ingeniøropgaver og rådgivning om elforbrug og el-besparelser.

NESA er aktiv på markederne for el-handel og rådgivning om elforbrug og elbesparelser i hele Danmark. NESA's primære aktivitet består dog i elforsyning til i alt ca. X slutkunder i eget netområde, der omfatter Nordsjælland, kommunerne omkring Roskilde og de fleste københavnske omegnskommuner.

---

<sup>9</sup> ESS Erhverv A/S, NRGi a.m.b.a., TREFOR Elhandel A/S, Energi Horsens a.m.b.a., Sydvest Energi Holding A/S, Energi Fyn Handel A/S og Energi Nord Handel A/S. Sidstnævnte er distributionselskaberne ENV Net A/S, ESV Net A/S og HEF Net A/S' fælles handels- og operatørselskab.

<sup>10</sup> Grindsted El- og Varmeværk, Ikast El- og Varmeværk, Midtjyllands Elektricitetsforsyningselskab, Morsø Elforsyning, Ringkøbing Amts Højspændingsforsyning, Ringkøbing Kommunale Værker, Skjern Kommunale Værker, Thy Højspændingsværk, Vestforsyning, Struer Forsyning, Statkraft SF (Norge), Fjordkraft A/S (Norge).



NESA-koncernen omsatte i 2002 for ca. 4,2 mia. kr. eksklusiv afgifter. Hele omsætningen relaterer sig til Danmark. Egenkapitalen var ultimo 2002 på 4,2 mia. kr., og resultatet før skat var på 811 mio. kr.

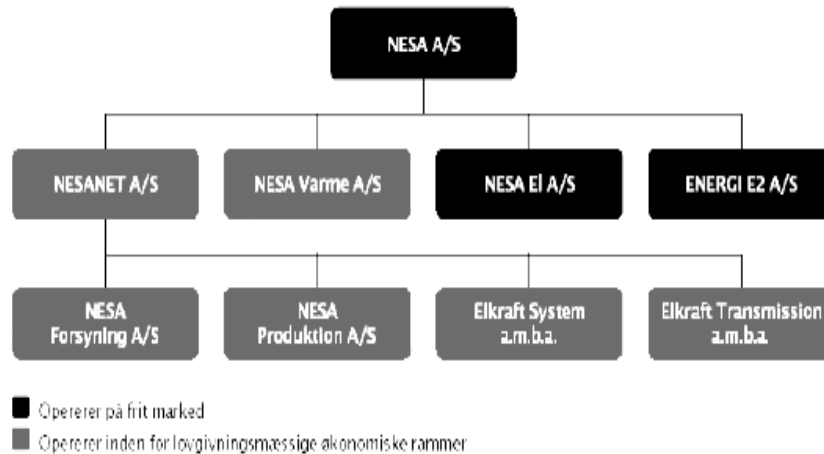
NESA blev grundlagt i 1902 og er et børsnoteret selskab. De største aktionærer er Gentofte Kommune (56,7%) og Københavns Amt (22%). DONG ejer 13% af aktiekapitalen i NESA.

NESA koncernen består af følgende selskaber<sup>11</sup>

---

<sup>11</sup> NESA A/S er med en aktieposter på hhv. 36 %, 43,7 % og 43,7 % største aktionær i selskaberne Energi E2 A/S, Elkraft Transmission a.m.b.a. og Elkraft System a.m.b.a. Selv om disse selskaber ikke er koncernforbundne med NESA i aktieselskabslovens § 2, stk. 1's forstand, er selskaberne medtaget her af overblikshensyn. Selskaberne anses for associerede og behandles særskilt nedenfor i afsnit 2.2.1.

Figur 2.2. NESAs koncernen



Alle medarbejdere i NESAs koncernen er ansat i moderselskabet NESAs A/S. Alt materiel, udendørsbelysning og lysledernet ejes af NESAs A/S.

Koncernens enkelte forretningsområder varetages af de 100%-ejede datterselskaber NESAs-NET A/S, NESAs Varme A/S og NESAs EL A/S.

NESAs datterselskaber driver følgende aktiviteter:

*NESAs NET A/S* driver eldistributionsvirksomhed. Selskabet ejer el-net på distributions- og transmissionsniveau, ligesom selskabet ejer og vedligeholder stikledninger. Selskabet leverer prioriteret strøm og opkræver betaling for overordnet forsyningssikkerhed og håndtering af systemansvar, afgifter til staten og betaling for brug af det overliggende højspændingsnet.

Selskabet ejer NESAs Forsyning A/S, NESAs Produktion A/S og har andele (43,7 pct.) af Elkraft System a.m.b.a. og Elkraft Transmission a.m.b.a.

*NESAs Forsyning A/S* driver forsyningspligt virksomhed i form af levering af el til kunder, der ikke benytter sig af mulighed for frit at vælge leverandør. Leverancen sker på vilkår fastsat i henhold til el-forsyningsloven, hvilket bl.a. indebærer, at prisen skal være i overensstemmelse med de af energimyndighederne fastsatte retningslinier.

Selskabet havde i 2002 en netto-omsætning på 569 mio. kr. og et resultat efter skat på 6 mio. kr.

Selskabet indkøber strømmen fra det af NESAs-ejede datterselskab NESAs El A/S.

*NESA Produktion A/S* producerer el fra vindmøller samt el og varme på decentrale kraftvarmeanlæg. Der er således udelukkende tale om prioriteret produktion.

*NESA Varme A/S* varetager varmetransmission og –distribution gennem eget net på vilkår, som reguleres af energimyndighederne iht. varmforsyningsloven. Kunderne er slutkunder tilsluttet varmedistributionsnettet.

*NESA El A/S* handler el på markedsvilkår gennem bilaterale kontrakter (OTC) eller på den nordiske elbørs Nord Pool. *NESA El* er den største danske aktør på Nord Pool-børsen. Kunderne omfatter større erhvervs kunder, offentlige virksomheder og forsyningspligtselskaber, herunder *NESA Forsyning*.

#### Associerede virksomheder

*Energi E2 A/S* producerer og handler med energi. Selskabet ejer og driver syv store og elleve mindre kraft- og kraftvarmeværker i Østdanmark og er medejer af en række vandkraftværker i Sverige og Norge. Derudover ejer *E2* vindmøller i Danmark, Spanien, Grækenland og Sverige. Selskabet omsatte i 2002 for 6,7 mia. kr., og havde en egenkapital ultimo 2002 på 8,3 mia. kr.

Udover el- og varmeproduktion foretager selskabet finansiell handel på elmarkedet, engros handel med andre elselskaber og handel med CO<sub>2</sub>-kvoter og VE-beviser. *E2* sælger udelukkende el til engros markedet. Private slutkunder kan således ikke købe el direkte hos *E2*.

Selskabet leverer fjernvarme og procesenergi til såvel fjernvarmeselskaber og transmissionsselskaber som offentlige institutioner og industrivirksomheder.

Selskabet blev dannet den 1. januar 2000 som resultatet af en fusion mellem Sjællandske Kraftværker A/S, Københavns Energi Produktion A/S og EK Energi A/S.

Energi E2's aktionærer er:

NESA A/S	36,04 %
Københavns Kommune	34,00 %
SEAS Transmission A/S	15,92 %
NVE a.m.b.a.	7,94 %
Frederiksberg Kommune	2,26 %
Roskilde Kommune	1,10 %
Slagelse Kommune	0,86 %
Helsingør Kommune	0,86 %
Hillerød Kommune	0,81 %

Nykøbing Sjælland Kommune 0,21 %

Elsam har på anmeldelsens side 6 anført følgende om NESAs aktier i Energi E2 A/S:

*Der skal imidlertid ikke herske tvivl om, at Elsam i forbindelse med købet har tillagt NESAs strategiske aktiepost i Energi E2 A/S væsentlig betydning, idet aktieposten i Energi E2 A/S vil give Elsam afgørende indflydelse på den fremtidige konsolidering af produktionen i Norden.*

Under forhandlingerne med Konkurrencestyrelsen har Elsam desuden tilkendegivet, at Elsam ønsker at opkøbe yderligere aktier i Energi E2 A/S med henblik på en egentlig fusion af selskaberne. Et sådant eventuelt yderligere opkøb af aktier vil kunne blive genstand for en særskilt fusions sag for Konkurrencerådet.

*Elkraft System a.m.b.a.* står for systemansvar øst for Storebælt. Selskabets aktiviteter og indtjening er reguleret iht. elforsyningsloven. Andelene i selskabet er fordelt som følger:

NESA Net A/S	43,7 %
KE Forsyning	20,0 %
SEAS Transmission A/S	19,3 %
NVE NET A/S	9,6 %
Frederiksberg Elnet A/S	2,7 %
Helsingør Elforsyning	1,1 %
Hillerød Elforsyning	1,0 %
Roskilde Netvirksomhed	1,3 %
Nykøbing Sj. El-net	0,3 %
SK-NET A/S	1,0 %

*Elkraft Transmission a.m.b.a.* ejer og driver transmissionsnet øst for Storebælt samt kabelforbindelser til Sverige og Tyskland. Andelene i selskabet er fordelt ligesom i *Elkraft System a.m.b.a.*

### **2.3 Transaktionen**

Den 24. juni 2003 offentliggjorde Gentofte Kommune og Københavns Amt, at man gennem en struktureret proces ønskede at afdække mulighederne for et salg af parternes aktieposter i NESAs.

Den 5. oktober 2003 indgik parterne en købsaftale, hvorefter Elsam A/S køber Gentofte Kommune og Københavns Amts aktier i NESAs A/S til kurs 7.777,777. Det vil sige, at købesummen for 78,7% af aktierne i NESAs i alt andrager DKK 8.268.975.472,00. XX

Købsaftalen er bl.a. betinget af godkendelser fra Konkurrencemyndighederne og Energistyrelsen. Købsaftalen er godkendt af Elsams generalforsamling.

Elsam opnår ved erhvervelsen af Gentofte Kommunes og Københavns Amts aktier i NESAs kontrollerende indflydelse i dette selskab og er derved forpligtet til inden 4 uger efter gennemførelsen af købet at afgive pligtmæssigt købstilbud til de øvrige aktionærer i NESAs. De øvrige aktionærer i NESAs gives mulighed for at afstå deres aktier til samme pris og på samme vilkår i øvrigt som Gentofte Kommune og Københavns Amt.

Hvis Elsam efter gennemførelsen af det pligtmæssige tilbud kommer til at besidde mere end 90% af aktierne i NESAs, vil Elsam tvangsindløse de tilbageværende minoritetsaktionærer og slette NESAs fra noteringen på Københavns Fondsbørs. For det tilfælde, at Elsam ikke bliver ejer af mindst 90% af aktierne, opretholdes NESAs notering på Københavns Fondsbørs.

Fusioner af en vis størrelse skal anmeldes til enten Kommissionen eller Konkurrencestyrelsen. Vurderingen af, om fusionen skal anmeldes til enten Kommissionen eller Konkurrencestyrelsen, foretages i henhold til fusionskontrolforordningen og konkurrenceloven. Kommissionen kan lade Konkurrencestyrelsen overtage en sag, som ellers opfylder betingelserne for at skulle vurderes af Kommissionen. Dette skete eksempelvis efter anmodning fra Konkurrencestyrelsen i fusionssagen Danish Crown – Steff-Houlberg.

Hvis en fusion har fællesskabsdimension, er alene Kommissionen kompetent til at behandle fusionen. Den enkelte medlemsstat er i sådanne tilfælde afskåret fra at anvende sin nationale konkurrencelovgivning på fusionen.

En fusion har fællesskabsdimension, hvis (a) de deltagende virksomheders samlede omsætning tilsammen overstiger 5 mia. euro, og (b) mindst to af de deltagende virksomheders samlede omsætning i Fællesskabet hver især overstiger 250 mio. euro, jf. forordningens artikel 1, stk. 2.

Hvis en fusion ikke når op på de fastsatte tærskler, jf. stk. 2, har fusionen alligevel fællesskabsdimension, hvis (a) alle de deltagende virksomheder tilsammen har en samlet omsætning på verdensplan, der overstiger 2,5 mia. euro, (b) alle de deltagende virksomheder tilsammen har en samlet omsætning i hver af mindst tre medlemsstater, der overstiger 100 mio. euro, (c) mindst to af de deltagende virksomheder hver især har en samlet omsætning i hver af mindst tre medlemsstater som omhandlet i pkt. b, der overstiger 25 mio. euro, og (d) mindst to af de deltagende virksomheder hver især har en samlet omsætning i Fællesskabet, der overstiger 100 mio. euro, jf. forordningens artikel 1, stk. 3.

For begge situationer gælder dog, at fusionskontrolforordningen ikke finder anvendelse, hvis hver af de deltagende virksomheder har over 2/3 af deres

samlede omsætning på fællesskabsplan i én og samme medlemsstat, jf. artikel 1, stk. 2-3.

Da Elsam A/S og NESA A/S tilsammen ikke har en omsætning, der overstiger 2,5 mia. euro, og da virksomhederne i øvrigt har over 2/3 af deres samlede omsætning i Danmark, er fusionen ikke af fællesskabsdimension og derfor ikke omfattet af fusionskontrollforordningen.

Konkurrencelovens regler om fusionskontrol finder anvendelse på fusioner, der ikke har fællesskabsdimension, men hvor de deltagende virksomheder dog tilsammen har en samlet årlig omsætning i Danmark på mindst 3,8 mia. kr., og mindst to af de deltagende virksomheder hver især har en samlet årlig omsætning i Danmark på mindst 300 mio. kr., jf. konkurrencelovens § 12, stk. 1, nr. 1.

Da såvel NESA A/S som Elsam A/S har en årlig omsætning i Danmark, der overstiger 3,8 mia. kr. er begge omsætningstærskler i § 12, stk. 1, nr. 1 opfyldt, og fusionen er derfor omfattet af konkurrencelovens fusionsregler.

Dette indebærer, at Konkurrencerådet skal træffe afgørelse om, hvorvidt fusionen skal godkendes eller forbydes, jf. § 12 c, stk. 1, og at fusionen ikke må gennemføres, før Konkurrencerådet har godkendt den. Hvis fusionen ikke skaber eller styrker en dominerende stilling, der bevirker, at den effektive konkurrence hæmmes betydeligt, skal fusionen godkendes, jf. § 12 c, stk. 2.

## Kapitel 3

### Elmarkedet i dag

#### 3.1 Indledning

Elsektoren er præget af naturlige monopoler, hvilket er en medvirkende årsag til, at den både er underlagt konkurrenceloven og energilovgivningen. Konkurrencestyrelsen dækker begge områder gennem sekretariatsbistand til både Konkurrencerådet og Energitilsynet.

Den konkurrenceudsatte del af energiområdet består af (en del af) handelen med og produktionen af el, mens de naturlige monopoler, dvs. net- og transmissionsydelse, er reguleret af Energitilsynet og Energistyrelsen.

Elektricitet er kendetegnet ved, at den er dyr at lagre. Det betyder dels, at produktion og forbrug af el altid skal balancere, dels at el produceret/leveret i én time ikke kan erstattes af el produceret/leveret i en anden time. Handel med elektricitet er kendetegnet ved, at eksport og import er begrænset af den kapacitet, der er til rådighed på kablerne til udlandet.

Endelig kan el stort set ikke substitueres af andre energiformer.

Elsektoren er således på flere måder speciel. I elsektoren indgår en række tekniske begreber og sammenhænge. Den er ligeledes præget af speciel og kompliceret regulering. Endelig er handelsformerne anderledes, end man kender det på de fleste andre markeder.

Hensigten med dette kapitel er at give en introduktion til – og en oversigt over – den danske elsektor. Bagest i kapitlet findes en oversigt over elmarkederne i Norden og i Tyskland.

#### 3.2 Markedsaktører, regulering og ejerstrukturer

En stor del af elmarkedet er reguleret i elforsyningsloven. Med elreformen i 1999 blev der opbygget en helt ny selskabsstruktur i den danske elsektor. Markedspress og krav om effektivisering har ført til en række fusioner, samarbejdsaftaler og dannelse af fælles selskaber. Det har trukket i retning af færre selskaber.

På den anden side stiller loven krav om en selskabsmæssig opdeling mellem monopolopgaver (fx drift af elnettene) og konkurrenceaktiviteter (fx elproduktion og elhandel). Det har betydet, at de oprindelige

el-distributionselskaber har oprettet en form for koncernstruktur, typisk med det oprindelige selskab som et holdingselskab med datterselskaber til at håndtere de forskellige opgaver.

Samlet har elreformen betydet, at der er langt flere enkelt-selskaber end tidligere og at der er noget skarpere grænser mellem monopoldele og kommercielle aktiviteter.

Den danske elsektor rummer i dag følgende selskabstyper:

### **Netselskaber**

Netselskaberne er lokale monopoler som ejer og driver distributionsnettet inden for deres eget, lokale forsyningsområde. De står for den fysiske leverance af elektricitet til kunderne og skal sørge for måling og aflæsning af elektricitetsforbruget.

Netselskaberne har desuden forpligtelser til generel, gratis energirådgivning med det formål at nedsætte elforbruget.

Adgangen til distributionsnettene er bestemt ved reguleret tredjepartsadgang. Det betyder, at netselskaberne skal give fx handelsselskaber adgang til nettet på objektive, ikke-diskriminerende og gennemsigtige vilkår. Netselskabernes priser er reguleret af Energitilsynet ved hjælp af indtægtsrammer.

Netselskaberne er ejet af de kommuner, der ligger i netselskabernes forsyningsområder.

Udgangspunktet i elforsyningsloven er, at netselskaberne ejer en stor del af de øvrige selskaber på området, jf. nedenfor.

### **Transmissionsselskaber**

Transmissionsselskaberne er ligeledes monopoler, der driver elnettets "hovedveje", dvs. den del af nettet, der fører elektriciteten fra producenten til det lokale netselskab. Transmissionsselskabet adskiller sig desuden fra distributionsnettet ved, at spændingen er højere i transmissionsselskabet.

Der er 2 selskaber, der driver det overordnede højspændingsnet på 400 kV samt kabelforbindelserne til udlandet. Det ene selskab, Eltra driver nettet i Jylland og på Fyn, mens det andet, Elkraft Transmission, driver nettet på Sjælland.

Eltra blev stiftet i forbindelse med, at netaktiviteterne pr. 1. januar 1998 blev udskilt fra Elsam. Eltra overtog i den forbindelse netanlæg, udlandsforbindelser, administrationslokale osv., ligesom en del af Elsams medarbejdere blev overført til Eltra.



Elkraft Transmission ejer det østdanske net, der mod betaling stilles til rådighed for Elkraft System. Elkraft Transmission deler organisation med Elkraft System, som varetager systemansvaret øst for Storebælt.

Adgangen til transmissionsnettene er bestemt ved reguleret tredjepartsadgang. Det betyder, at adgang til nettet skal gives på objektive, ikke-diskriminerende og gennemsigtige vilkår. Transmissionselskabernes priser er reguleret af Energitilsynet ved hjælp af indtægtsrammer.

Transmissionselskaberne er ejet af netselskaberne. NESAs ejer 43,7 pct. af det sjællandske transmissionselskab Elkraft Transmission.

### Produktionsselskaber

Produktionsselskaberne producerer el ved hjælp af hovedsageligt fossile brændstoffer, men også i mindre omfang ved hjælp af vindkraft og biomasse, fx flis eller halm. På produktionssiden bør man skelne mellem 2 typer selskaber.

For det første er der de konkurrenceudsatte selskaber, der opererer på det frie elmarked og er udsat for konkurrence. For det andet er der selskaber, der er garanteret afsætning af hele deres elproduktion til garanterede priser.

I den første kategori er der 2 selskaber, Elsam A/S og Energi E2 A/S, som bl.a. ejer og driver de store centrale kraftværker i henholdsvis Jylland/Fyn og på Sjælland.

Elsam ejes af 45 jysk/fynske netselskaber og kommuner.

E2 ejes af en række sjællandske netselskaber og kommuner.

Den anden kategori omfatter decentrale kraftvarmeværker, industrielle kraftvarmeværker (erhvervsværker) samt vindmøller. Deres produktion benævnes ”prioriteret produktion” og den skal aftages af elkunderne, før kunderne kan købe på det frie marked.

For at bygge ny produktionskapacitet kræves en autorisation og elforsyningsloven indeholder et forbud mod opførelse af ny, kulbaseret produktionsteknologi.

### Elhandelsselskaber

Elhandelsselskaberne er konkurrenceudsatte. De er en del af elmarkedets grossistled og køber strøm fra inden- eller udenlandske producenter og videresælger den til kunderne. Handelsselskaberne køber enten direkte fra producenten eller via elbørsen, Nord Pool. Både ”de gamle” elselskaber og f.eks. olieselskaber har etableret elhandelsselskaber.

Der er i Danmark 5 store og en række mindre handelsselskaber. Langt hovedparten – og alle de fem store - er ejet af netselskaberne.

### Forsyningspligtselskaber

Forsyningspligtselskaberne agerer indenfor en ramme, der er en blanding af monopol og konkurrence. Selskaberne har pligt til – inden for et givet geografisk område – at forsyne de elkunder, som ikke selv ønsker at benytte sig af markedet. Forsyningspligtselskaberne køber ind på engrosmarkederne og afsætter den indkøbte el til slutbrugere.

Forsyningspligtselskaberne er ejet af netselskaberne, og disse er reguleret af Energitilsynet.

### Systemansvar

Der findes 2 systemansvarlige selskaber i Danmark. De er begge lokale monopoler. Elkraft System øst for Storebælt og Eltra vest for. De skal sikre den overordnede balance og kvalitet i elsystemerne i hver deres område, så der hele tiden er tilstrækkeligt med elektricitet i forhold til forbruget. Dertil kommer opgaver med overvågning af, at elmarkedet fungerer, overordnede planlægningsopgaver samt forskning og udvikling.

De systemansvarlige selskaber disponerer over transmissionsnettene på 400 kV og 150 kV niveau samt over udlandsforbindelserne mod betaling til ejerne (hhv. Eltra og Elkraft Transmission).

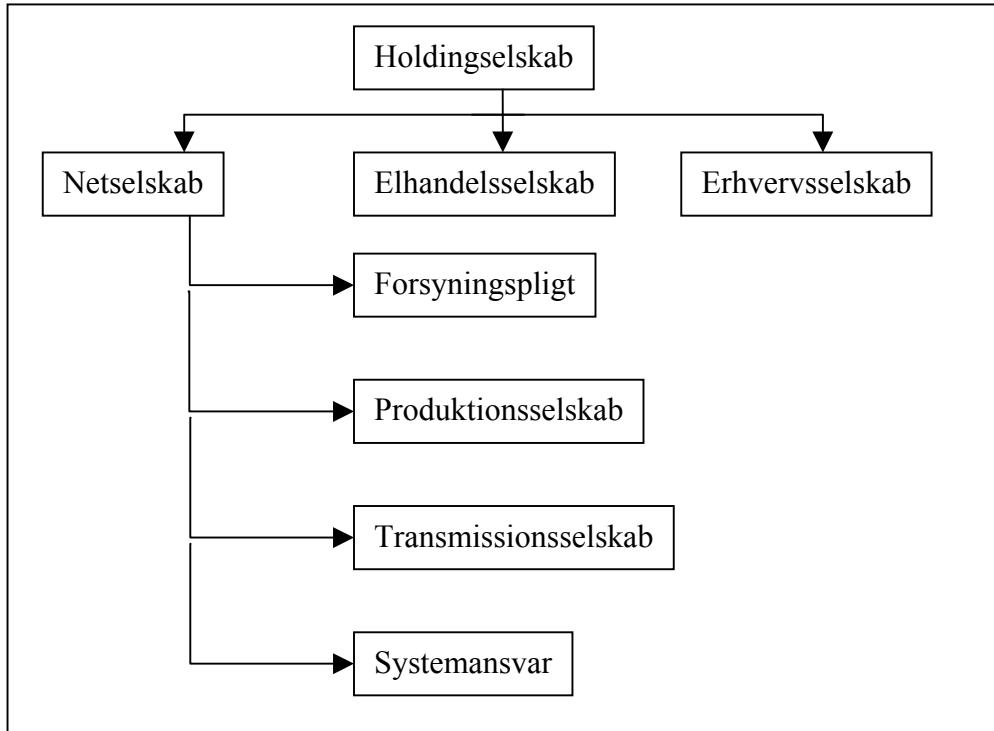
Eltra ejes af 44 lokale netselskaber i Jylland og på Fyn.

Elkraft system ejes af 10 lokale netselskaber på Sjælland, hvoraf NESAs er største aktionær med 43,7 pct. af aktierne.

### Ejerstrukturer

Som det fremgår af ovenstående, er de fleste konkurrenceudsatte selskaber og alle monopolerne ejet af netselskaberne.

Den nuværende lovgivning kræver dog, at selskaberne er juridisk og regnskabsmæssig adskilte. Derfor har flere af energiselskaberne en holdingselskabskonstruktion, jf. figur 1.

**Figur 3.1: Ejerskabsforhold i elsektoren**

### 3.3 Elmarkedet i Danmark

Som det fremgår af forrige afsnit, gennemløber elektriciteten en række led, fra den bliver produceret på kraftværkerne, og indtil den forbruges hos slutkunden.

Elmarkedet kan med fordel deles op i hhv. handelsaktiviteter og produktionsaktiviteter, der begge i overvejende grad opererer på markedsvilkår samt i netaktiviteterne, der er naturlige monopoler.

#### Det danske elnet

Elnettet i Danmark betragtes som et naturligt monopol og de monopolselskaber, der ejer og driver nettene, er derfor nøje reguleret i elforsyningsloven.

Systemansvarene har det overordnede ansvar for forsyningsikkerhed og balance i det danske elnet. Der er to systemansvar i Danmark. Eltra (Jylland og Fyn) samt Elkraft system (Sjælland).

Selve elnettet er opdelt i hovedveje og biveje. Hovedvejene, transmissionsnettet, er ejet og drevet af Eltra (Jylland og Fyn) samt Elkraft

Transmission (Sjælland). Bivejene, distributionsnettet, er ejet og drevet af de lokale netselskaber.

Såvel transmissionsselskaberne som systemansvarene er ejet af de godt 100 danske netselskaber.

### De systemansvarlige

De systemansvarliges opgaver fremgår af elforsyningsloven.

Systemansvaret har ansvaret for forsyningsikkerhed og ”elbalance”, dvs. at der er konstant balance mellem produktion og forbrug.

Det er desuden systemansvarets ansvar at sikre, at aktørerne har adgang til elnettet på objektive, rimelige og gennemsigtige betingelser og fastsætter i den forbindelse nettariffer og leveringsvilkår.

Ansvar for forsyningsikkerheden indebærer fx, at hvis forbruget i et område overstiger produktionen, må systemansvaret straks bede en producent om at sende mere el ind i nettet eller alternativt få nogle store aftagere til at skru ned for forbruget.

For at kunne opretholde forsyningsbalancen kræver systemansvaret, at aktører, der ønsker at udveksle el over det fælles elnet, skal indgå en aftale om balanceansvar. Disse aktører omfatter bl.a. produktionsselskaber og de største handelsselskaber.

Balanceansvaret betyder, at producenterne og handelsselskaberne dagligt skal indsende planer, der viser, hvordan de har til hensigt at afsætte deres produktion eller tilfredsstille deres efterspørgsel den følgende dag. I selve driftsdøgnet sørger systemansvaret for, at systemet er i balance ved at købe opregulerkraft eller nedregulerkraft alt efter, om de balanceansvarliges faktiske ubalance i forhold til planerne er negativ eller positiv. Efter driftsdøgnet afregnes hver enkelt balanceansvarlig aktør for sine ubalancer.

For at opretholde sine forpligtelser i forhold til balance og forsyningsikkerhed, indkøber systemansvaret ydelser på engrosmarkedet fra de danske el-producenter. Disse ydelser er nærmere omtalt nedenfor under engrosmarkedet.

Internationalt samarbejder systemansvarene i den nordiske samarbejdsorganisation Nordel, der er en sammenslutning af de nordiske systemansvar. Her samarbejdes om udbygning af det nordiske elnet, og der udarbejdes prognoser for udviklingen på elmarkedet på lidt længere sigt.

### Transmissionsnettet

Når elektriciteten forlader produktionsstedet, fødes den automatisk ind i transmissionsnettet, elnettets ”motorveje”. Det danske transmissionsnet er ejet og drevet af Eltra (Jylland og Fyn) samt Elkraft Transmission (Sjælland).

Transmissionselskaberne planlægger netudbygning inkl. Forbindelser til udlandet, vedligehold og drift af nettet samt tager beslutninger om principper for tildeling af netkapacitet mv.

Det er også transmissionselskabernes opgave at administrere fordelingen af den prioriterede produktion.

### Distributionsnettet

Udover ejerskabet i transmissionselskaberne, systemansvaret, forsyningspligtselskaberne og de fleste handelsselskaber ejer og driver netselskaberne de lokale distributionsnet, som forsyner slutbrugerne med elektricitet.

Netselskaberne er naturlige monopoler, der opererer indenfor deres egne forsyningsområder

Netselskaberne har pligt til at tilslutte alle slutbrugere i det lokale forsyningsområde samt pligt til at holde nettet i et lige og stille det til rådighed for de selskaber, der leverer el.

Netselskaberne opkræver desuden betaling for brug af forsyningsnettet og for de ydelser, systemansvaret leverer. De har også en række myndighedsopgaver, herunder levering og opkrævning for miljøvenlig el. Endelig er det netselskabet, som opkræver statens energi- og miljøafgifter.

### Produktion

Den danske elproduktion er primært baseret på kul- og naturgasfyrede kraftværker. En mindre del af den danske produktion kommer fra miljøvenlig produktion, først og fremmest vindmøller og bioanlæg. Udviklingen i elproduktionen siden 1993 fremgår af tabel 1.

**Tabel 3.1: Elproduktion i Danmark**

GWh	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Elværksejet										
- Konventionel	29599	35013	30472	45061	35096	30686	27731	23908	25288	26238
- Vedvarende	250	277	314	331	403	501	462	628	624	735
Ikke elværksejet										
- Konventionel	1251	1900	2970	4120	4687	5414	6224	6049	6363	6115
- Vedvarende	812	893	893	915	1551	2347	2597	3643	3703	4174
<b>Produktion i alt</b>	<b>31911</b>	<b>38082</b>	<b>34649</b>	<b>50427</b>	<b>41737</b>	<b>38948</b>	<b>37014</b>	<b>34228</b>	<b>35978</b>	<b>37262</b>

Kilde: Dansk Energi

Anm: "Elværksejet" dækker kraftværker, der ejes af elselskaberne, mens "ikke-elværksejede" dækker andre elproducerende enheder, f.eks. anlæg ejet af industrien eller privatejede anlæg for vedvarende energi. Denne produktion anvendes delvist af ejerne selv, mens overskuddet sælges til elselskaberne.

Langt hovedparten af den danske produktionskapacitet er placeret på de centrale kraftværker, jf. tabel 2.

De centrale kraftværker er større anlæg placeret ved de større byer. De decentrale kraftværker er typisk mindre kraftværker knyttet til mindre byer. På kraftværkerne produceres der i de fleste tilfælde både el og varme, hvilket medfører en mere effektiv produktion, end hvis produkterne blev produceret hver for sig.

**Tabel 3.2 Dansk produktionskapacitet 2002 (MW)**

	Vestdanmark	Østdanmark	I alt
Centrale anlæg	3.596	4.258	7.854
Decentrale anlæg	1.523	630	2.153
Vindkraft	1.932	554	2.486
I alt	7.051	5.442	12.493

Produktionen på de centrale kraftværker er konkurrenceudsat, mens både vindkraften og den decentrale produktion er såkaldt prioriteret produktion, hvor betalingen for elproduktionen er fastsat i elforsyningsloven.

Der er dog forventninger om, at produktionen på de decentrale kraftværker inden for en overskuelig periode bliver konkurrenceudsat, jf. kapitel 4.

### Aktører

Elsam og Energi E2 er de to absolut største danske elproducenter.

Elsam A/S blev dannet den 1. januar 2000 som resultatet af en fusion mellem en række jyske og fynske producenter. I alt producerede Elsam i 2002 13,3

TWh el og 38 PJ fjernvarme. Det svarer til 36 procent af den samlede danske elproduktion og 49 procent af det danske fjernvarmeforbrug.

Energi E2 blev dannet den 1. januar 2000 som resultatet af en fusion mellem en række sjællandske producenter. I alt producerede E2 i 2002 11,3 TWh el og 30 PJ fjernvarme. Det svarer til knap 31 procent af den samlede danske elproduktion og 39 procent af det danske fjernvarmeforbrug.

Begge fusioner blev gennemført inden indførelsen af fusionskontrol i Danmark.

Elsam og Energi E2 ejer hhv. [50-60] pct. og [80-90] pct. af den samlede produktionskapacitet i Vest- hhv. Østdanmark.

Ser man på producenternes andel af den konkurrenceudsatte produktionskapacitet (de centrale kraftværker), sidder Elsam og Energi E2 på hhv. [85-100] og [85-100] pct. af produktionskapaciteten. De to selskaber sidder altså reelt på hele den del af kapaciteten, hvor der i dag er konkurrence.

### *De centrale værker*

De centrale værker står for langt hovedparten af elproduktionen i Danmark.

For Elsams vedkommende er der tale om, at ca.. 85 pct. af selskabets produktion finder sted på de centrale værker.

På Elsams kraftværker fyres primært med kul, naturgas, halm og træflis. Elsam-koncernen indkøber ca. X mio. tons kul om året, hvoraf langt størsteparten anvendes på de centrale kraftvarmeværker. Elsam koncernen købte i 2002 X mio. m<sup>3</sup> naturgas til kraftværkerne.

Elsam indkøber kul på verdensmarkedet, mens XX. I forbindelse med Konkurrencerådets godkendelse af fusionen mellem DONG og Naturgas Sjælland i 2001, afgav DONG tilsagn om, at selskabets aftaler med hhv. Elsam og E2 blev forkortet med næsten 10 år, så de udløber den 31. december 2009.

Elsams og Energi E2's centrale kraftværker fremgår af hhv. tabel 3 og 4.

**Tabel 3.3: Elsams centrale kraftværker**

Navn	Effekt (MW)	Input	Varmeprod.
Studstrup	700	Kul, olie	9,0 PJ
Nordjylland	667	Kul, olie	2,8 PJ
Fyn	640	Kul, olie, naturgas	8,3 PJ
Ensted	625	Kul, halm, flis	-
Skærbæk	392	Naturgas, olie	3,0 PJ
Esbjerg	378	Kul, olie	4,1 PJ
Herning	89	Naturgas, flis	2,0 PJ
Total	3491	-	29,2 PJ

Herudover ejer Elsam reserveanlæg med en kapacitet på 100 MW

Kilde: [www.elsam.com](http://www.elsam.com)

**Tabel 3.4: Energi E2's centrale værker**

Navn	Effekt (MW)	Input	Varme
Asnæs	1.307	orimulsion, kul, olie	452 MJ/s
Avedøre	840	kul, olie, naturgas	895 MJ/s
Amager	522	kul, olie	710 MJ/s
Stignæs	413	kul	2 MJ/s
HC Ørsted	249	naturgas, olie	616 MJ/s
Svanemølle	135	naturgas, olie	630 MJ/s
Total	3466	-	

Note: Herudover ejer E2 Kyndbyværket, der anvendes som reserve/spidslast med en effekt på 740 MW

Kilde: [www.e2.dk](http://www.e2.dk)

Kapaciteten på fx Avedøreværket svarer til, at værket kan dække det årlige elforbrug i 1,2 mio. husstande samt det årlige fjernvarmebehov i 190.000 husstande. Værket dækker omkring 30 pct. af strømforbruget i Østdanmark.

### *Decentrale værker*

Med den fortsatte liberalisering af elmarkedet er det forventningen, at den el som produceres på de decentrale kraftvarmeværker, inden for en overskuelig tid vil blive markedsbaseret i modsætning til i dag, hvor den decentrale elproduktion ikke bliver udbudt på markedsvilkår.

Det betyder, at kraftværker med en yderligere kapacitet på ca. 2.150 MW vil kunne producere og levere på markedsvilkår. Der kan således til den tid forventes en vis konkurrence fra decentrale kraftvarmeværker. Især i Vestdanmark er der relativt meget decentral kraftvarme.

Elsam driver 21 helt og delvist ejede decentrale og affaldsfyrede kraftvarmeværker, der tilsammen har en installeret effekt på ca. 250 MW. I Vestdanmark er der i alt installeret decentral kapacitet svarende til 1523 MW. Det svarer til, at Elsam ejer 17 pct. af den decentrale kapacitet i det vestlige Danmark.



Energi E2 driver 9 decentrale kraftvarmeværker, der tilsammen har en installeret effekt på ca. 290 MW.

Herudover driver NESAs en række decentrale kraftvarmeværker, der tilsammen har en installeret effekt på ca. X MW. I Østdanmark er der i alt installeret decentral kapacitet svarende til 630 MW. Det svarer til, at NESAs og E2 tilsammen ejer ca. [50-60] pct. af den decentrale kapacitet i det østlige Danmark.

### *Vindkraft*

El produceret ved hjælp af vindkraft indgår som en del af den prioriterede produktion<sup>12</sup>.

De første vindmøller blev opstillet i Danmark i slutningen af 1970'erne. I de første mange år blev vindmøllerne altid rejst på land, men siden slutningen af 1990'erne er der også blevet etableret vindmølleparker til havs. Fordelen ved havmøller er, at de står i områder, hvor der er mest blæst. Samtidig har havmøllerne ingen naboer, som kan blive generet af den støj, vindmøllernes vinger og drev uundgåeligt medfører.

Vindkraft er imidlertid en ufleksibel produktionsteknologi. Produktionen afhænger i sagens natur af vindforholdene, og det er bl.a. derfor ikke på samme måde som for kraftværkerne muligt at skruer op og ned for produktionen afhængigt af udbuds- og efterspørgselsforhold.

Elsam er Danmarks største vindmølle ejer. Virksomheden ejer i alt knap 500 vindmøller, der er placeret på land i Jylland og på Fyn samt i Kattegat og Nordsøen, og som har en samlet kapacitet på X MW. Det svarer til 5-15 procent af Elsams samlede kapacitet.

Elsams havmøllepark ved Horns Rev består af 80 vindmøller, der ligger 14-20 km ude i Nordsøen og er verdens hidtil største havvindmøllepark med en produktion svarende til 150.000 husstandes årlige elforbrug.

E2 ejer og driver knap 400 vindmøller i Danmark med en samlet kapacitet på omkring X MW.

E2 ejer bl.a. X pct. af Nysted havmøllepark, som består af 72 vindmøller med en samlet kapacitet på ca. 160 MW.

---

<sup>12</sup> Den prioriterede produktion er produktion fra vindmøller, lokale kraftvarmeværker m.v., der indgår som en obligatorisk del af alle husholdningers og virksomheders elforbrug. I 2002 var ca. 45% af elforbruget i Jylland/Fyn obligatorisk/prioriteret mens det på Sjælland var ca., 1/3 af elforbruget. På landsplan svarer dette til ca. 40 pct.

### 3.4 Handel

Handlen med el foregår på tre forskellige markeder, der adskiller sig fra hinanden med hensyn til produktkarakteristika samt udbuds- og efterspørgselsforhold. Disse markeder kan igen opdeles i en række undermarkeder.

De markeder der beskrives her, svarer ikke nødvendigvis til den rent konkurrenceretlige markedsafgræsning, der foretages i kapitel 5 og 6. I markedsafgræsningen i kapitel 5 og 6 tilhører spothandel og bilaterale handler således samme marked, mens detailmarkedet er opdelt efter størrelsen af kundernes forbrug.

Overordnet set kan der sondres mellem engrosmarkedet, detailmarkedet samt det finansielle marked.

#### Engrosmarkedet for el

På engrosmarkedet køber og sælger handels-, produktions-, netselskaber, systemansvarlige og andre store aktører el.

El handles enten direkte på kontrakt mellem sælger og køber eller som spot via den nordiske elbørs, Nordpool, jf. næste afsnit.

#### *Nordpool*

Den nordiske elbørs, Nord Pool, ejes af de fem systemansvarlige i Norden, dvs. Eltra, Elkraft System, Statnett, Svenska Kraftnät og Fingrid.

Børsen består af to markeder: Elspot, hvor der handles med fysisk el, samt det finansielle marked, hvor der handles med forsikringskontrakter (optioner, futures, forwards og clearingmekanismer). De finansielle markeder omtales separat nedenfor.

Aktørerne på børsen er elproducenter, handelsselskaber, netselskaber samt større industrivirksomheder. De danske aktører på den fysiske del af børsen er Elektra Energihandel, Elkraft System, Elsam, Energi Danmark-Disam, Energi E2, Nesa El og ScanEnergi.

Bilaterale fysiske kontrakter (OTC – ”Over The Counter”) er stadig den mest udbredte handelsform, når det gælder handel med el. OTC handles ikke via Nordpool. Men en stadig større del af omsætningen med el foregår via Nordpool. I 2002 blev der handlet 124 TWh fysisk el, svarende til 33 pct. af den samlede nordiske produktion, jf. tabel 5

**Tabel 3.5: Udviklingen i Nord Pool's markeder**

(TWh)	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Fysisk marked	41	44	57	76	97	112	124
Finansielt marked	43	53	89	216	359	910	1019

Kilde: Nord Pool Annual Report 2002.

Tabel 7 viser, at Danmark var det land, hvor el-spot havde størst markedsandel i 2003 bortset fra Norge.

**Tabel 3.6: Markedsandel, el-spot (Områdets køb af el-spot i pct. af områdets forbrug)**

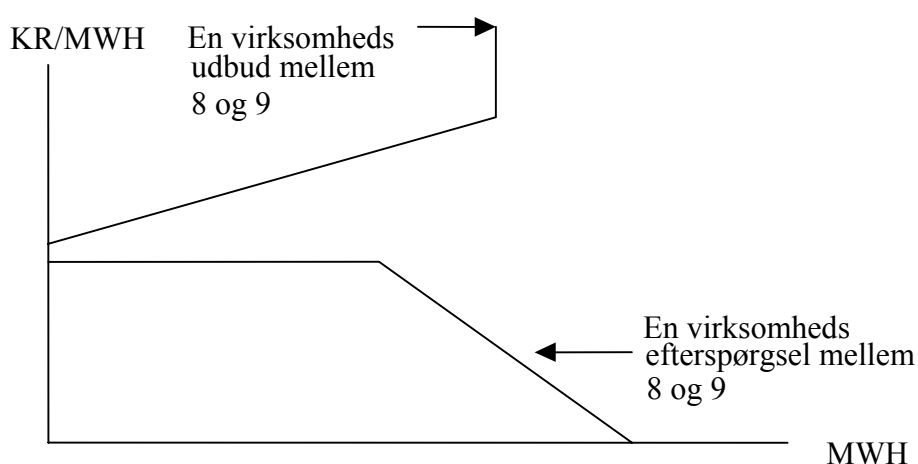
	DK 1	DK 2	Sverige	Norge	Finland
Køb	38 pct.	43 pct.	29 pct.	46 pct.	13 pct.

Anm. Gennemsnitlige andele for perioden uge 1-38, 2003.

Kilde: [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)

### *Indmelding til Nordpool – Elspot*

Elspot er et timemarked, hvor der handles el til levering indenfor en given time. Aktørerne melder sine købs- og salgsbud ind som efterspørgsels- og udbudskurver for hver enkelt time. Buddene angiver aktørernes ønskede kombinationer af mængder og priser for hver enkelt time, jf. nedenstående eksempel.

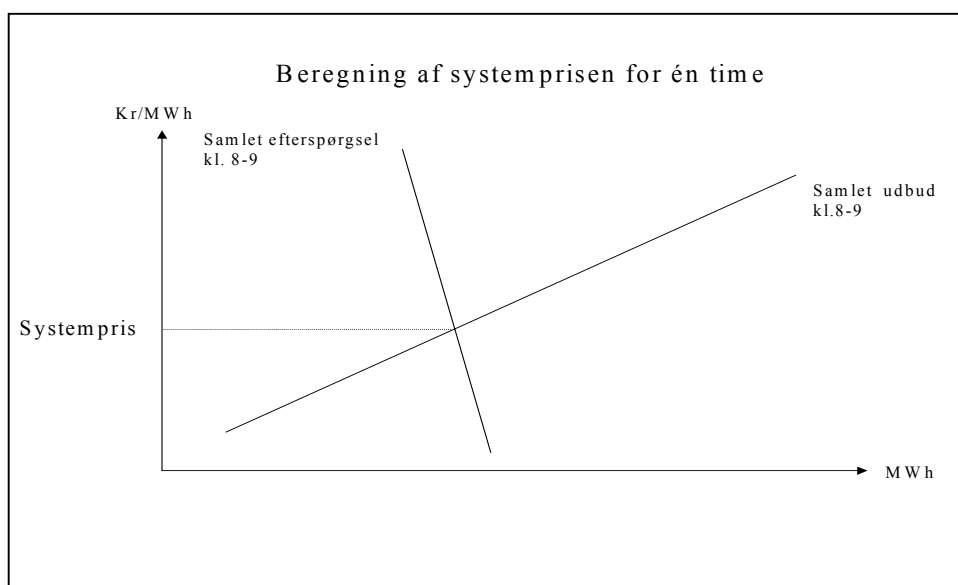
**Figur 3.2: Eksempel på fx indmelding af efterspørgsel og udbud mellem kl. 8 og 9**

Som det ses af eksemplet ønsker virksomheden typisk at udbyde mere el, jo højere prisen er, helt op til den maksimale kapacitet, virksomheden kan producere. Omvendt falder efterspørgslen på børsen jo højere prisen er.

Buddene meldes ind senest kl. 12.00 dagen før det fysiske køb/salg finder sted. Nord Pool lægger herefter samtlige udbudskurver sammen. Det samme gøres for efterspørgselskurverne.

Systemprisen for hver enkelt time den følgende dag, beregnes herefter som den pris, hvor det samlede udbud modsvarer den samlede efterspørgsel, jf. nedenstående figur.

**Figur 3.3: Beregning af Nordpools systempris i en given time.**



De beregnede priser kaldes systemprisen og gælder som referencepris for hele det nordiske marked. Når Nordpool har beregnet systemprisen for hver enkelt time det kommende døgn, meldes priserne ud på Nordpools hjemmeside. Dette sker som regel omkring kl. 14 dagen før.

### *Prisområder*

Det nordiske elmarked er delt op i seks prisområder, som er internt forbundne ved hjælp af transmissionskabler med en begrænset kapacitet<sup>13</sup>. De seks prisområder er Sverige, Finland, Nordnorge, Sydnorge samt Øst- og Vestdanmark.

Nordpool har rådighed over næsten al kapacitet på transmissionsforbindelserne mellem prisområderne og bruger den til at sende el fra lavpris- til højprisområder for at sænke prisen i højprisområdet. På den måde sikres så ensartet en pris som muligt i det nordiske område. Samtidig sikres, at produktionsteknologien og overføringskapaciteten udnyttes bedst muligt. Hvis alle forbindelserne havde kapacitet nok, ville prisen i de nordiske prisområder være ens på alle tidspunkter, og der ville kun være ét prisområde på børsen.

<sup>13</sup> Detaljer om kabler og overføringskapaciteter omtales i afsnit 3.4.

Systemprisen bestemmes imidlertid uden hensyntagen til, at der eksisterer begrænsninger på transmissionskablerne mellem de enkelte prisområder. Disse begrænsninger betyder, at der er perioder, hvor kablerne er ”fyldt op”, og derfor ikke kan overføre yderligere el mellem prisområderne. Når kablerne er fyldt op, eksisterer der flaskehalse på kablerne. I sådanne tilfælde kan man ikke tale om et samlet nordisk marked, men derimod om lokale markeder svarende til prisområderne.

Så længe der ikke er flaskehalse mellem de enkelte prisområder, fx mellem Østdanmark og Sverige, vil elprisen i Østdanmark svare til systemprisen.

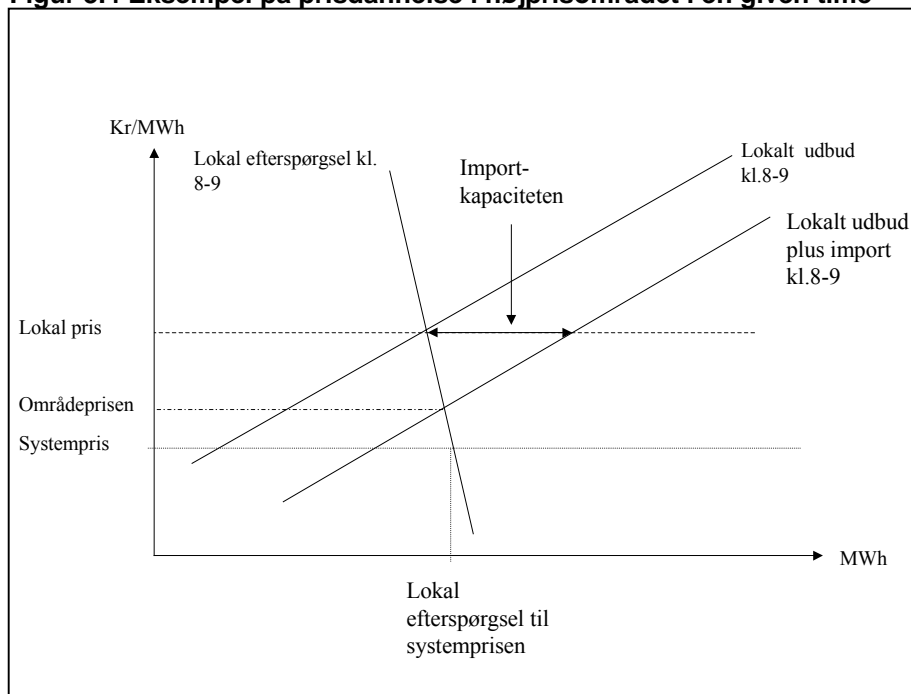
Men hvis udbudet af el i én time i et prisområde er så lille, at der opstår flaskehalse, bliver området til et særskilt prisområde med en pris, der er højere end systemprisen. I de situationer foregår alt køb og salg til områdepriser, og systemprisen har kun betydning som reference for de finansielle kontrakter. I de tilfælde beregner Nordpool særlige områdepriser på baggrund af de lokale indmeldinger fra de enkelte prisområder. Prisen beregnes på en sådan måde, at kablerne mellem prisområderne udnyttes helt op til kapacitetsgrænsen.

**Boks 3.1: Beregning af priser i de enkelte prisområder**

I praksis foretager Nordpool beregningerne på følgende måde: Først beregnes en pris i hvert område baseret på de enkelte prisområders indmeldinger og givet, at der ikke findes kapacitetsbegrænsninger mellem områderne.

Herefter bliver efterspørgselskurven i lavprisområdet tillagt en prisafhængig efterspørgsel, der svarer til overførselskapaciteten.

På samme måde bliver udbudskurven i højprisområdet tillagt en prisafhængig mængde svarende til kapaciteten. Det svarer til en parallelforskydning af hhv. efterspørgselskurven i lavprisområdet og udbudskurven i højprisområdet, således at udbudet forøges i højprisområdet og efterspørgslen forøges i lavprisområdet. Prisdannelsen i højprisområdet er skitseret i figur 4.

**Figur 3.4 Eksempel på prisdannelse i højprisområdet i en given time**

I flaskehalsituationer er det den systemansvarlige i det pågældende prisområde, der sørger for at købe el hos producenterne, så efterspørgslen bliver dækket. Prisen vil i sådanne tilfælde blive bestemt ud fra lokale udbuds- og efterspørgselsforhold og vil i praksis ofte blive bestemt af en lokal producent, fordi den lokale pris dannes på baggrund af de lokale producenters indmelding på Nordpool.

I Danmark, hvor der én dominerende producent vest for Storebælt (Elsam) og én dominerende øst for Storebælt (E2), har Elsam hhv. E2 således særdeles gode muligheder for at påvirke sin lokale områdepris, når der er flaskehalse.

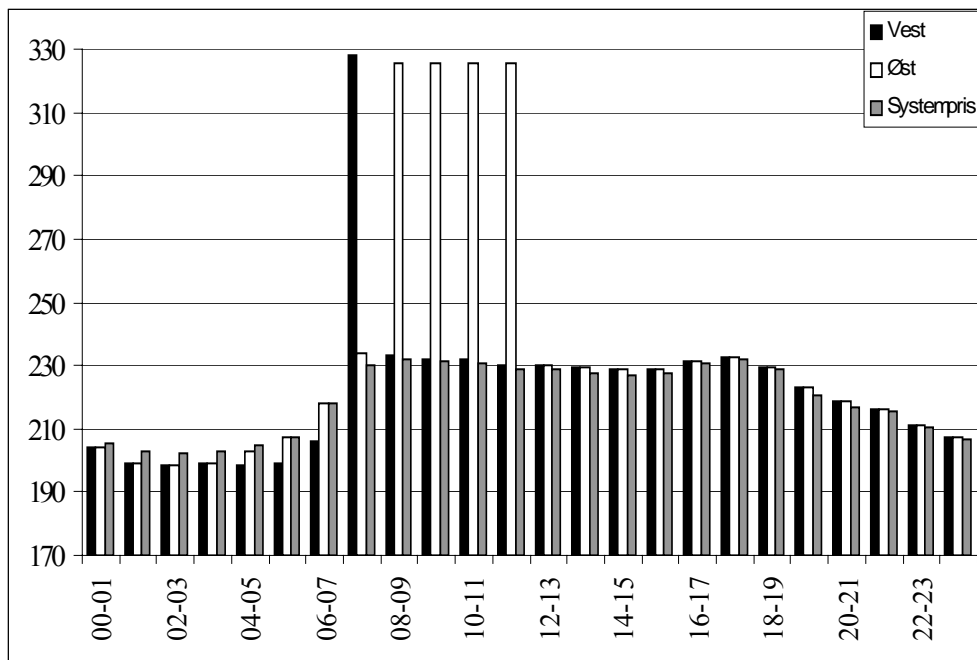
Det omvendte kan også gøre sig gældende: Hvis udbudet i et prisområde er større end efterspørgslen og kablet ud af prisområdet er fyldt op, bliver det pågældende område til et lavprisområde, hvor prisen er lavere end systemprisen.

Denne metode til at styre brugen af kablerne mellem de enkelte prisområder kaldes market-splitting. Hvis der i et område er udbudt for lidt el til systemprisen, bliver området til et særskilt prisområde med en højere pris end systemprisen (og omvendt).

Det betyder, at der er økonomiske fordele ved at producere i områder med underudbud af el, fordi elprisen i disse områder er højest.

Af nedenstående figur fremgår systemprisen samt priserne i hhv. Øst- og Vestdanmark for hver time en tilfældig dag i januar 2004.

Figur 3.5: Nordpool-priser den 26. januar 2004, kr. pr. MWh



Kilde: [www.nordpool.com](http://www.nordpool.com)

Af figuren kan man fx se, at prisen i Vestdanmark i timen mellem kl. 7 og 8 lå på ca. 330 kr. pr. MWh, mens systemprisen lå på ca. 230 kr. pr. MWh. Der har således i timen mellem kl. 7 og 8 været udbudt for lidt el i Vestdanmark i forhold til efterspørgslen og Vestdanmark er blevet et selvstændigt prisområde.

Det har Nordpool håndhævet ved at sende el fra Sverige og Norge til Vestdanmark svarende til kapaciteten på kablerne. Herved er udbuddet i Vestdanmark øget (svarende til parallelforskydningen af udbudskurven), samtidig med at efterspørgslen (indenlandsk efterspørgsel + eksport) i Sverige og Norge er øget. Herved har priserne i Danmark og hhv. Sverige og Norge nærmet sig hinanden, men kapacitetsbegrænsningerne på kablet har gjort det umuligt at udjævne prisforskellene. Priserne i Danmark er således stadig 40-50 pct. højere end systemprisen, selvom der er fuld import.

De tyske priser lå den dag over 330 kr. pr. MWh fra kl. 7 til kl. 19. I samlet 5 timer har de danske områder således været knyttet til de tyske priser.

#### Andre former for engroshandel

##### *Bilaterale kontrakter – OTC*

Som nævnt er bilaterale kontrakter (OTC) stadig den mest udbredte omsætningsform for fysisk el. Bilaterale aftaler om fysisk levering af el er hovedsageligt kun mulige mellem en køber og sælger inden for samme

prisområde i Nord Pool, fx Vestdanmark. Det skyldes, at Nordpool råder over kablerne mellem prisområderne, som nævnt ovenfor. Da kapaciteten på grænsen mellem Danmark og Tyskland i dag allokeres via auktioner, er det dog muligt at indgå bilaterale aftaler over den dansk/tyske grænse. Dette vil imidlertid ikke længere være muligt, hvis der – ligesom på Nordpool – bliver indført markedssplitting på Tysklandsforbindelsen, jf. kapitel 7.

En OTC kontrakt indgås mellem en køber og sælger og indeholder bestemmelser om mængde, pris og leveringssted. Kontrakterne kan være korte eller lange eller gælde visse timer af døgnet.

Fx er der forskel på efterspørgslen – og dermed prisen – i døgnets timer, hvorfor man opererer med peakload kontrakter og baseload kontrakter. Peakload kontrakter er aftaler om levering i de perioder, hvor efterspørgslen er størst, typisk i dagtimerne, mens baseload kontrakter gælder en basislevering i alle døgnets timer.

OTC dækker således over en række forskellige kontrakttyper, men fælles for dem er, at der er knyttet en fysisk levering til, samt at prisen er fast i aftaleperioden.

Af tabel 3.7 fremgår fordelingen af de store danske producenters salg på hhv. spot og OTC. Det fremgår, at man også for de danske producenters vedkommende kan se en stigning i salget af den producerede el via Nordpool fra 2002-2003.

**Tabel 3.7: Producenternes fordeling af salg på bilaterale (OTC) og Nord Pool kontrakter**

	2002		2003	
	Spot	OTC	Spot	OTC
Elsam	X%	X%	X%	X%
Energi E2	X%	X%	X%	X%

Der er en vis sammenhæng mellem Spothandel og handel på OTC kontrakter, jf. kapitel 4 og eksemplet nedenfor under det finansielle marked.

#### Systemtjenester – regulerkraft og reservekraft/ mindstekapacitet

Systemydelse anvendes til at sikre den fysiske balance i elnettet og til at opretholde forsyningsikkerheden. Man kan sige, at systemtjenester bruges til at ”finjustere” elnettet, så udbud og efterspørgsel altid balancerer.

Systemydelse efterspørges af de systemansvarlige selskaber i Danmark, dvs. Elkraft System (øst) og Eltra (vest), og adskiller sig derfor fra det øvrige engrosmarked, bl.a. fordi der kun er en meget begrænset antal efterspørgere og udbydere og fordi der er tale om et produkt, der ikke kan substitueres af andre elprodukter.



Overordnet set kan man skelne mellem regulerkraft og reservekraft/mindstekapacitet.

*Regulerkraft* anvendes af de systemansvarlige virksomheder med henblik på at sikre, at forbrug og produktion altid balancerer og afregnes med en fast betaling plus en betaling for den leverede energimængde.

Handlen sker på basis af bud fra leverandører af enten op- eller nedreguleringsydelser. Markedet for regulerkraft er et marked, hvor der handles fleksibilitet. Sælgerne kan være producenter, der kan skruer op eller ned for produktionen, eller store forbrugere, der kan skruer ned for forbruget. Jo større fleksibilitet jo mere er ydelsen værd.

Kun et begrænset antal aktører er aktive på markedet for regulerkraft, eftersom de skal opfylde en række tekniske krav og skal kunne ændre produktion med kort varsel.

Eltra har indgået aftale med norske Statnett om indkøb af regulerkraft i første kvartal af 2004.

*Reservekraft/mindstekapacitet* handles mellem producenter og systemansvarlige virksomheder og skal sikre forsyningsikkerheden. I tilfælde af, at en produktionsblok på et kraftværk sætter ud, eller hvis der problemer med elnettet skal back-up produktion kunne aktiveres med meget kort frist.

Det kan sikres ved forskellige typer af reserver. Hvis spændingen mistes helt i systemet, som det var tilfældet i forbindelse med strømafbrydelsen i september 2003, er der behov for specielle reserver, som kan starte nettet op igen. Reservekraften adskiller sig således fra regulerkraften ved at være "sidste led i kæden". Alternativet til disse reserver er strømudfald.

Forsyningsikkerhed sikres gennem aftaler med de to elproducenter, idet der er tradition for, at forsyningsikkerhed findes nationalt, bl.a. på grund af tilstedeværelsen af flaskehalse på overføringskablerne til udlandet. I mange situationer vil det således reelt kun være muligt at købe reservekraft til Vestdanmark fra Elsam og til Østdanmark fra Energi E2.

De systemansvarlige i hhv. Vest- og Østdanmark køber reservekapacitet for hver ca. 600 MW. I 2003 er der gennemført udbud af levering af reservekapacitet i 2004, og ikke, som tidligere, efter forhandlinger med Elsam og E2. I de udbud, der har været i 2003, har der kun været én byder i Vestdanmark, nemlig Elsam, og kun én byder i Østdanmark, nemlig E2. Buddene udgjorde et beløb, der på årsbasis svarer til i alt ca. 700 mio. kr. for Vest- og Østdanmark under et.

### *Det finansielle marked*

Handel med finansiell el er markedet, hvor aktørerne kan forsikre sine fysiske handler eller spekulere i fremtidige priser.

Der handles en lang række forskellige kontrakter på det finansielle marked enten gennem Nordpool eller via forskellige sidemarkeder. På det finansielle marked handles således med risiko og ikke med fysisk elektricitet.

De finansielle instrumenter, som i øjeblikket kan handles via Nordpool omfatter Futures, forwards, optioner og CfD-kontrakter. Det finansielle marked på Nordpool omsætter, hvad der svarer til omkring 30 gange så meget el, som det fysiske marked på elspot.

Både det finansielle og det fysiske marked har samme referencepriser (system- eller områdeprisen), så prisudviklingen på de to markeder er tæt forbundet. Da det finansielle marked er et forsikringsmarked ift. Spotmarkedet, er det af afgørende betydning for aktørerne på det finansielle marked, at de er i stand til at estimere de fremtidige spotpriser så præcist som muligt.

#### **Boks 3.2: Eksempel – Futures:**

Et eksempel på en finansiell kontrakt er en futures kontrakt mellem fx en elproducent og et handelsselskab. De to parter er fx blevet enige om en kontrakt på 1680 MWh til levering i en bestemt uge og til en pris på 15 øre pr. kWh.

Er den gennemsnitlige systempris højere end det aftalte, skal producenten kompensere handelsselskabet med et tilsvarende beløb og omvendt, hvis prisen er lavere. Der handles således ikke fysisk el mellem de to parter, der udveksles alene penge.

Handelsselskabet kan herefter indgive bud på spotmarkedet om, at det vil købe 10 MWh hver time i hele den pågældende uge – uanset prisen ( $10 \cdot 7 \cdot 24 = 1680$ ). Med indgåelsen af futures kontrakten behøver handelsselskabet ikke bekymre sig om prisen. Er prisen over 15 øre pr. kWh, bliver det kompenseret via futures kontrakten og er den lavere, skal det selv kompensere modparten. Producenten kan på samme måde indgive bud om, at han vil sælge 10 MWh pr. time hele ugen, uafhængigt af prisen.

Future kontrakten virker dermed som en prissikringskontrakt for såvel producenten som handelsselskabet, hvor de får sikkerhed for en given leverance/afsætning til en given pris på et fremtidigt tidspunkt. Kontrakten svarer derfor i det her skitserede eksempel i princippet til en OTC-kontrakt. Forudsætningen er dog, at der er et udbud af de efterspurgte kontrakter, og

Det finansielle marked i Danmark består hovedsageligt af to handelsplatforme: Nord Pool og Handelsgruppe Danmark.

Alle Nord Pools finansielle kontrakter er såkaldte grundlastkontrakter (basekontrakter) som specificerer en fast og ens leverance i alle timer i kontraktens løbetid.

Nord Pools udbud af produkter er således ikke indrettet på danske og kontinentaleuropæiske forhold med et stærkt varierende elforbrug fra høj- til lavlasttimer. I fx Norge er elforbruget langt mere stabilt end i Danmark.

Handelsgruppe Danmark er en forholdsvist ny handelsplatform dannet af en række tyske, engelske og danske aktører, som er aktive i det vstdanske område. Handelsgruppe Danmark påbegyndte sine aktiviteter den 1. september 2003 og der findes også peak kontrakter i udbudet.

De rene peak produkter har større relevans for især det vstdanske marked, der er præget af (relativt store) prisforskelle mellem peak- og base-perioder. Desuden refererer priserne i kontrakterne til det vstdanske prisområde og ikke til den nordiske systempris.

### Detailmarkedet

I Danmark er der lige knap 3 millioner elkunder, og de har siden den 1. januar 2003 frit kunnet vælge elleverandør. Dermed er der åbnet mulighed for konkurrence på detailmarkedet. Det skønnes, at omkring 2 pct. af de mindre kunder siden 1. januar 2003 har benyttet sig af muligheden for at skifte leverandør.

Det første skridt mod liberalisering af elmarkedet blev taget den 1. januar 1998, hvor aftagere med et årligt forbrug over 100 GWh frit kunne vælge leverandør. Dette loft er gradvist nedsat siden, i april 2000 til 10 GWh, fra 1 januar 2001 til 1 GWh, og siden 1. januar 2003 har alle forbrugere altså frit kunnet vælge leverandør.

### *Det danske elforbrug*

Det samlede elforbrug var i 2002 på 33,7 TWh, jf. tabel 3.8. Det svarer til et gennemsnitsforbrug pr. dansker på 6.300 kWh.

**Tabel 3.8: Elforbruget i Danmark 1993-2002**

TWh	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Forbrug	30,6	31,2	31,5	32,4	32,4	32,6	32,7	32,8	33,0	33,7

Omkring en tredjedel af strømmen bruges i private husstande. Næsten lige så meget anvendes i industrien, og resten fordeler sig på landbrug & gartneri, handel & service samt det offentlige.

Fra 1992 til 2001 steg det samlede danske elforbrug 10,5 procent – en vækst på i gennemsnit 0,9 procent i hvert af de 10 seneste år. Det er især erhvervslivets brug af el, der er øget – primært på grund af øget anvendelse af computere og anden IT samt køleanlæg i kontormiljøer. Dertil kommer mere vejbelysning samt elektrificering af jernbanenettet og øget togdrift.

Husholdningernes elforbrug er steget med 1,4 procent fra 1992-2001. Ganske vist bruger vi i dag markant flere elektriske apparater i hjemmet end for 10 år siden, men samtidig er elapparaternes teknik blevet forbedret, så de hver især bruger mindre el. Den svage stigning i boligkundernes elforbrug hænger desuden sammen med, at stadig færre anvender elvarme.

Det er gratis for den enkelte forbruger at skifte leverandør. Leverandørskiftet kan i princippet ske elektronisk indenfor et par timer.

For at kunne gennemføre elektronisk leverandørskift, skal leverandøren registreres i et leverandørregister. Det koster et gebyr at blive optaget i leverandørregisteret og beløbets størrelse afhænger af antallet af kunder. Derudover skal leverandøren investere i et it-system, som kan kommunikere med netselskaberne om leverandørskift. Der er således en række omkostninger forbundet med at opstarte elhandelsvirksomhed.

De store producenter E2 og Elsam sælger udelukkende el til  $\square$ n gros-markedet. Private slutkunder kan således ikke købe el direkte hos Elsam eller E2.

I princippet kan alle handle på Nordpool, inkl. Husstandskunder. Det er imidlertid meget omkostningsfuldt og kræver indgående kendskab til markedet og børsens funktionsmåde.

De mindre slutbrugere har derfor i realiteten to muligheder for at købe el. Enten hos det lokale forsyningspligtselskab eller hos et handelsselskab. Det gælder dog ikke de allerstørste slutbrugere, der ligeledes har mulighed for at operere på engrosmarkedet, fx Nordpool.

### *Forsyningspligtselskaberne*

Som led i elliberaliseringen er der oprettet forsyningspligtselskaber til at forsyne de kunder, som ikke selv ønsker at være aktive på det frie marked. Selskaberne har som navnet antyder samtidig pligt til at forsyne kunder inden for eget forsyningsområde.

Der er 52 forsyningspligtselskaber i Danmark, der fortrinsvis forsyner husholdningskunder/privatkunder og mindre virksomheder. Selskaberne forsyner knap 3 mio. kunder, svarende til mere end 70 pct. af det samlede danske elforbrug.

Forsyningspligtselskaberne er reguleret af elforsyningsloven, og Energitilsynet fører tilsyn med, at selskabernes omkostninger ikke skaber unødvendigt høje priser. For at varetage forsyningspligten er selskaberne via lovgivningen sikret et vis dækningsbidrag.

Forsyningspligtselskaberne ejes af netselskaberne, og kan drage fordele af de synergier, der ligger i denne ejerstruktur i form af samfakturering af kunder og fælles udnyttelse af call-/kundecenter, fælles markedsføring mv.

Forsyningspligtselskaber må stort set kun forsyne kunder indenfor et nærmere afgrænset område (svarende til netselskabet distributionsområde). Kun 5 pct. af omsætningen må ske udenfor selskabets lokalområde.

Forsyningspligtselskabet må ikke begunstige egne selskaber eller ejere mht. fx adgang til selskabets kundekartotek. Selskaberne kan derfor ikke favorisere deres eget elhandelsselskab uden også at give konkurrerende aktører en tilsvarende adgang til kundedata. Selskaberne kan imidlertid i praksis favorisere sine egne selskaber. Netselskaber, forsyningspligtselskaber og handelsselskaber er regnskabsmæssigt adskilte, men har ofte samme adresse, og dermed kontorer i samme bygning. Det vil dermed være let for netselskaberne, når de får kendskab til at en kunde er ved at skifte leverandør straks at informere sit handelsselskab herom, hvorefter handelsselskabet kan opsøge kunden med et godt tilbud.

### *Handelsselskaber*

Der er 5 større handelsselskaber i Danmark. De er alle ejet af netselskaberne. Herudover er der en lang række mindre handelsselskaber i Danmark, hvor langt hovedparten er ejet af et eller flere netselskaber og således er strukturelt forbundet med forsyningspligtselskaberne. Kun selskaberne OK, Helia og DONG er uafhængige af netselskaberne.

Alle handelsselskaberne er således dansk ejede, dog med udenlandske mindretalsaktionærer i enkelte handelsselskaber. Shell har en lille – næsten ubetydelig – salgsaktivitet på det danske marked, og Vattenfall har et dansk handelsselskab, der dog ifølge styrelsens oplysninger alene er portefølgemanger for et af de andre handelsselskaber.

Handelsselskaberne sælger primært fastpriskontrakter, der løber over 24 måneder til mellemstore kunder. Til de helt store kunder er det typisk fastpriskontrakter, der løber over 12 måneder.

Handelsselskaberne har indtil videre haft svært ved at erobre markedsandele blandt de mindre kunder, husstandskunder. Det skyldes bl.a., at fordelene ved at skifte leverandør stadig er beskeden for kunder med et lille forbrug. De

største poster på elregningen er transport af el i nettet, prioriteret el<sup>14</sup> samt moms og afgifter. Indtil videre er det kun 7-10 pct. af prisen, der er markedsel. Det skønnes, at en gennemsnitlig forbruger vil kunne spare omkring 100 kr. om året ved at skifte elleverandør.

Den pris som slutbrugerne betaler for el, kan deles i fem dele:

- abonnementet, som er en fast betaling til netselskaberne, der transporterer el, og forsyningsselskaberne, der leverer el
- netbetaling, som består af omkostninger til systemansvar, til transmission på det overordnede elnet (Eltra og Elkraft) samt betaling for distribution gennem lokale elnet
- markedsel, købt på markedsvilkår bl.a. på den nordiske elbørs Nord Pool. Denne del inkluderer avancen til forsyningspligtselskabet eller handelsselskaber. Forsyningspligtselskabernes avance er lovreguleret.
- aftagepligtig el, som er den ved lov prioriterede el fra miljøanlæg
- moms og afgifter

For husholdningerne udgør afgifterne knap 60 pct. af prisen, jf. tabel 3.9.

**Tabel 3.9: Elprisens fordeling – januar 2004**

Pris i øre/kWh	Husholdninger	Små virksomheder <sup>1</sup>	Store virksomheder <sup>1</sup>	Virksomheder i gns.
Abonnement	14,7	0,6	0,0	0,0
Markedsel <sup>2)</sup>	17,5	14,9	11,6	11,6
Miljøel	16,1	20,1	16,5	19,8
Netbetaling	20,1	19,7	16,7	17,7
Nettopris	68,4	55,3	44,8	49,1
Moms og afgifter	100,4	10,0	0,4	7,7
I alt	168,8	65,3	45,2	56,8

Note 1: Forbrugerstørrelserne: husholdninger (<3,5 MWh), små erhverv (<160 MWh) og store erhverv (>300 GWh).

Note 2: For husholdningerne anvendes den gennemsnitlige årlige procentsats for den miljøvenlige el. Markedsdelen af el er for virksomheder over 1 GWh beregnet som et vejet gennemsnit af spotprisen frem til dato og forwardprisen. Det vejede gennemsnit er tillagt en avance på 2 øre/kWh. Netbetaling indeholder PSO-betalinger.

Regeringen har planer om at liberalisere en del af den prioriterede el, nemlig den el som kommer fra de decentrale kraftvarmeværker. Når det sker, vil den del af privatkundernes regning, hvor der kan opnås besparelser ved leverandørskift næsten kunne fordobles.

<sup>14</sup> Den prioriterede elektricitet (fra vindmøller, lokale kraftvarmeværker m.m) indgår som en obligatorisk del af alle husholdningers og virksomheders elforbrug. I 2002 var ca. 45% af elforbruget i Jylland/Fyn aftagepligtigt mens det på Sjælland var ca., 1/3 af elforbruget. På landsplan svarer dette til ca. 40 pct.

### *Omsætningen på det danske elmarked*

Af tabel 3.10 fremgår omsætningen på forskellige dele af det danske elmarked samt Elsam's omsætning på det danske marked.

**Tabel 3.10: Skønnet årlig omsætning på forskellige dele af elmarkedet, mia. kr.**

	<b>Danmark</b>	<b>Elsam</b>
Elproduktion <sup>1</sup>	4-6	2-3
Regulerkraft	0,25-0,3	0,15-0,2
Reservekapacitet	1-1,2	0,5-0,6
Prioriteret produktion	4-5	1
Detail <sup>2</sup>	21-22	-

Kilder: [www.nordel.org](http://www.nordel.org) og [www.energitilsynet.dk](http://www.energitilsynet.dk) samt årsregnskaber fra Eltra, Elkraft System, Elsam og Energi E2.

1: Gennemsnitlig spotpris x produktion

2: Forbrug x gennemsnitspris, eksklusiv moms og afgifter.

### **3.5 Udlandskabler**

Det jysk/fynske marked er via elkabler forbundet med Norge, Sverige og Tyskland, mens det sjællandske marked er forbundet med Sverige og Tyskland.

Kablerne ejes og drives af systemansvarerne, mens Nordpool står for allokeringen af kapaciteten på de nordiske kabler, jf. afsnit 3.2 ovenfor. På kablerne til Tyskland er der ikke indført markedssplitting som på de nordiske forbindelser.

På Tysklandsforbindelserne allokeres kapaciteten i stedet via daglige, ugentlige og månedlige auktioner. På forbindelsen fra Jylland er det Eltra, der i samarbejde med den tyske systemansvarlige, E.ON Netz, afholder auktionen. På forbindelsen fra Sjælland gennemføres auktionen i et samarbejde mellem Elkraft System og Vattenfall Europe. Den gennemførte auktionsform har, sammenholdt med producenterens markedsadfærd, bl.a. bevirket at strømmen i en forholdsvis stor del af tiden løber ”den forkerte vej”, dvs. fra området med høj pris til området med lav pris.

Kablerne til udlandet har en begrænset kapacitet. Af tabel 3.11 fremgår den nominelle kapacitet på de danske forbindelser til hhv. Norge, Sverige og til Tyskland.

**Tabel 3.11: Den nominelle kapacitet på udlandskablerne i MW, 2002**

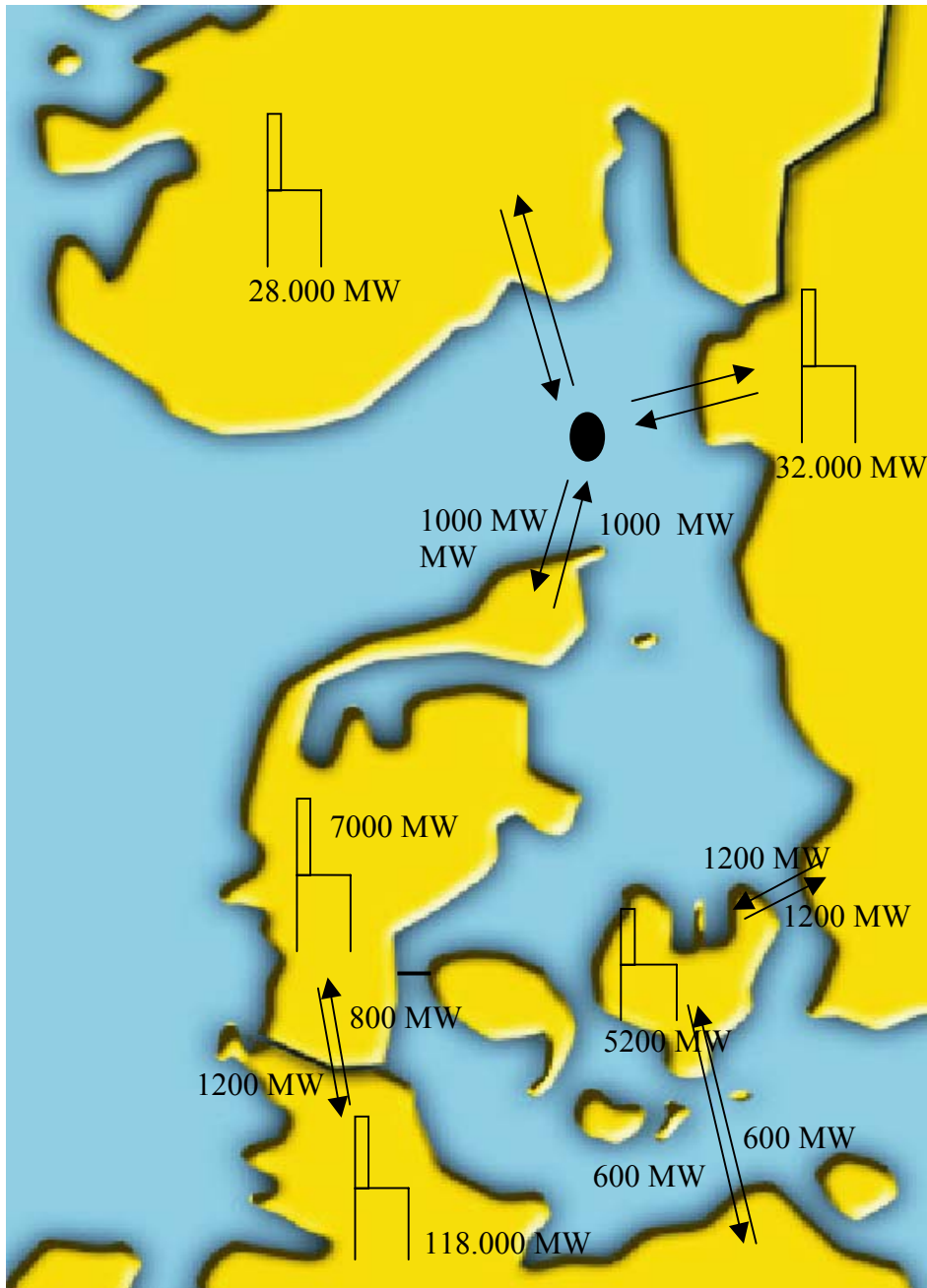
<b>MW</b>	<b>Import</b>	<b>Eksport</b>
DK1-Norge	1040	1040
DK1-Sverige	670	630
DK2-Sverige	1775	1700
DK1-Tyskland	1200	1200
DK2-Tyskland	600	600
Total kapacitet	5285	5170

Kilde: [www.nordel.org](http://www.nordel.org)

Kablerne er illustreret i figur 3.2 nedenfor. I figuren er produktionskapaciteterne i de enkelte område ligeledes anført.



Figur 3.6 – Produktions- og handelskapaciteter 2003



Anm.: "Bollen" i Skagerrak angiver, at der internt i Jylland er flaskehalse, som gør, at der maksimalt kan importeres 1000 MW fra Norge og Sverige.

En lang række forhold gør imidlertid, at der skal skelnes mellem de nominelle importkapaciteter og den kapacitet, der reelt er til rådighed for markedet.

For det første tilbageholder systemansvarene en del af kapaciteten til reserve.

For det andet er kablerne af og til udsat for havarier, hvilket betyder at kapaciteten i perioder enten er nul eller stærkt nedsat.

For det tredje nedsætter eksistensen af interne flaskehalse i de enkelte prisområder den reelle kapacitet.

Og endelig for det fjerde, gør de særlige flaskehalse internt i Sverige, at det svenske systemansvar til tider holder en stor del af kapaciteten på kablerne tilbage. Dette bevirker at, den reelle importkapacitet på kablet aldrig overstiger 1300 MW, og i ca. 10 pct. af tiden er kapaciteten halveret (2001-2003).

Tager man hensyn til disse forhold, kan man beregne de såkaldte gennemsnitlige importhandelskapaciteter, jf. tabel 3.12.

**Tabel 3.12: Gennemsnitlige importhandelskapaciteter i 2001, 2002 og 2003**

MW	Vestdanmark*			Østdanmark		
	2001	2002	2003 (10 mdr.)	2001	2002	2003 (11 mdr.)
Fra Norden	1189	1002	1006	1208	1223	1210
Fra Tyskland	714	691	766	495	550	465
Total importkapacitet	1903	1693	1772	1703	1773	1675
Total produktionskapacitet	7016	7016	7016	5206	5206	5206
Importkapacitet i % af samlet produktionskapacitet	27%	24%	25%	33%	33%	32%

4 Den totale importhandelskapacitet fra Norge og Sverige kan ikke overstige 1200 MW.

Anm. 2: Med udbygningen mellem Tjele og Trige forventes kapaciteten øget i løbet af foråret 2004. Nominelt vil kapaciteten udgøre 1720 MW efter udbygningen.

Ser man på de reelle importkapaciteter, er importkapaciteten til Danmark mellem en tredjedel (i øst) og en fjerdedel (i vest) af produktionskapaciteten.

Som omtalt ovenfor under beskrivelse af Nordpool, medfører den begrænsede kapacitet på kablerne, at der ind imellem opstår flaskehalse på

kablerne. Nordpools egenskab som et timemarked og tilstedeværelsen af flaskehalse gør, at elmarkedets struktur kan variere fra time til time. Det medfører relativt store prisudsving, både mellem de enkelte prisområder og mellem timer hhv. med og uden flaskehalse.

Af tabel 3.13 fremgår hyppigheden af flaskehalse på de nordiske forbindelser, ligesom de gennemsnitlige priser i perioder hhv. med og uden flaskehalse ligeledes fremgår.

**Tabel 3.13: Flaskehalse på forbindelserne mellem Danmark og hhv. Norge/Sverige**

	2002		2003 (10 mdr.)	
	Import	Eksport	Import	Eksport
Vestdanmark (DK1)	NO 28%	NO 24%	NO 8%	NO 46%
	SV 15%	SV 29%	SV 7%	SV 41%
	Begge 15%	Begge 23%	Begge 5%	Begge 39%
Gns. DK1-pris DKK/MWh*	237	222	509	224
Gns. Pris uden flaskehalse DKK/MWh*	165		260	
Østdanmark (DK2)	SV 8%	SV 1%	SV 1%	SV 0%
Gns. DK2-pris* DKK/MWh	263	382	613	333
Gns. Pris uden flaskehals DKK/MWh	206		281	

5 Nord Pools spotpris

Anm. 1: "SV" = Sverige, "NO" = Norge, "Gns." = simpelt gennemsnit.

Anm. 2: En flaskehals er defineret som en afvigelse i pris på mere en 0,5%.

Det kan bemærkes, at det især var forbindelserne til Jylland, der var ramt af flaskehalse i 2002-03. Endvidere ses det, at de gennemsnitlige priser kan variere med over 100 pct. i situationer med flaskehalse i forhold til situationer uden.

### 3.6 Elmarkedet i Norden og i Tyskland

#### Elmarkedet i Norden

Det nordiske elmarked, der omfatter Norge, Sverige, Finland og Danmark, er fuldt liberaliseret på produktions- og handelssiden. Elektricitet kan således handles frit i hele Norden kun begrænset af mulighederne for import og eksport mellem regionerne. I dette afsnit beskrives handels- og produktionssiden på det nordiske marked.

Detailmarkedet er udeladt af beskrivelsen, fordi barrierer som fx forskelle i regulering, skatter og priser gør, at man ikke kan tale om et samlet nordisk detailmarked. Handelsselskaber, der ønsker at sælge el i et andet nordisk land, er således nødt til at etablere sig i det pågældende land. Der foregår intet grænseoverskridende salg af el i detailledet.

På samme måde er transmission og distribution udeladt, fordi der er tale om naturlige monopoler, der er nationalt reguleret og uden konkurrence.

### *Forbrug, produktion og handel*

Der er stor forskel på elforbruget i de tre lande. Således står Finland, Norge og Sverige for en relativ stor del af det samlede elforbrug i Norden, jf. tabel 3.14. Det skyldes især, at man i de øvrige nordiske lande bruger el til opvarmning.

**Tabel 3.14: Samlet årligt elforbrug i de nordiske lande oktober 2002-september 2003**

GWh	Brutto-forbrug	Pct.
Danmark	34.844	9
Finland	85.797	22
Norge	114.654	30
Sverige	148.415	39
<b>Norden</b>	<b>383.710</b>	<b>100</b>

Kilde: [www.nordel.org](http://www.nordel.org)

Der er også stor forskel på størrelsen af den installerede kapacitet, jf. tabel 3.15.

**Tabel 3.15: Installeret kapacitet og kapacitetsudnyttelse, 2002**

		Danmark	Finland	Norge	Sverige	Nordel
Installeret kapacitet	MW	12.632	16.866	27.960	32.223	89.681
Kapacitetsudnyttelse <sup>1</sup>	Pct.	40	55	45	47	47

1: Faktisk produktion i procent af maksimal produktion.

Kilde: [www.nordel.org](http://www.nordel.org)

Ser man på produktionen og fordelingen heraf, bemærkes at der også er relativt stor forskel på de anvendte produktionsteknologier, jf. tabel 3.16.

**Tabel 3.16: Den årlige elproduktion i Norden fordelt på land og teknologi, oktober 2002-september 2003**

GWh	Total	Vandkraft	Kernekraft	Termisk kraft	Øvrig vedvarende
Danmark	44 084	24	.	38 985	5 075
Finland	80 564	8 821	21 706	49 960	77
Norge	111 419	110 395	.	838	186
Sverige	133 275	52 050	66 393	14 267	565
<b>Norden</b>	<b>369 342</b>	<b>171 290</b>	<b>88 099</b>	<b>104 050</b>	<b>5 903</b>

Kilde: www.nordel.org

De store forskelle i produktionsteknologi gør det nordiske marked fleksibelt og medfører, at man kan udnytte de forskellige teknologier, når det er mest hensigtsmæssigt.

Når der fx er perioder med meget regnfald, er den i Norge og Sverige meget anvendte vandkraft særdeles konkurrencedygtig, fordi der er relativt små driftsomkostninger forbundet med denne type teknologi. Omvendt gælder det i tørre perioder, hvor den termiske kraft og kernekraften er mest konkurrencedygtig.

Det betyder også, at der er en relativ stor udveksling af fysisk el mellem de nordiske lande, jf. tabel 3.17.

**Tabel 3.17: Fysisk udveksling af el mellem de nordiske lande mv., oktober 2002-september 2003**

GWh	<b>Til:</b>					Sum Fra
	Danmark	Finland	Norge	Sverige	Andre lande	
<b>Fra:</b>						
Danmark	.	.	4 989	8 108	2 590	<b>15 687</b>
Finland	.	.	181	6 593	.	<b>6 774</b>
Norge	628	78	.	5 864	.	<b>6 570</b>
Sverige	1 149	1 321	7 078	.	403	<b>9 951</b>
<b>Sum Norden</b>	<b>1 777</b>	<b>1 399</b>	<b>12 248</b>	<b>20 565</b>	<b>2 993</b>	<b>38 982</b>
Andre lande <sup>1</sup>	5 314	10 668	196	4 526	.	<b>20 704</b>
<b>Total</b>	<b>7 091</b>	<b>12 067</b>	<b>12 444</b>	<b>25 091</b>	<b>2 993</b>	<b>59 686</b>

1: Tyskland, Polen og Rusland.

Kilde: www.nordel.org

Tabellen viser – sammenholdt med tabel 16 ovenfor – at omkring 11 pct. af den nordiske produktion fysisk udveksles mellem de nordiske lande. Tabellen viser også, at Danmark i perioden er klart den største eleksportør og samtidig

den eneste nettoeksportør blandt de nordiske lande. Det skyldes dog hovedsageligt, at tallene stammer fra et tørår.

Der har været en kraftig stigning i udvekslingen af el mellem de nordiske lande. I løbet af de sidste 10 år er udvekslingen således mere end fordoblet.

### *Aktører og koncentration*

Det nordiske marked er præget af en række store integrerede elselskaber, der alle har både handels- og produktionsaktiviteter.

I tabel 3.18 er de otte største nordiske produktionsselskaber listet efter produktionens størrelse.

**Tabel 3.18: De 8 største elproducenter i Norden**

<b>Norden</b>	<b>Produktion GWh 2001</b>
1. Vattenfall	75200
2. Fortum	60600
3. Statkraft	44800
4. Sydkraft	33200
5. Teollisuuden Voima (TVO)	15100
6. Elsam	14600
7. Energi E2	11800
8. E-CO	10200
De 8 største producenter	265500
Total markedsproduktion	388000

Kilde: "A Powerful Competition Policy", Report from the Nordic competition authorities, no. 1/2003.

Det nordiske marked er imidlertid noget mere koncentreret, end ovenstående tabel giver indtryk af. Det skyldes, at det nordiske marked er præget af et omfattende krydsejerskab på produktionssiden.

I Sverige ejes næsten al produktionskapacitet (ca. 70%) af Statkraft, E.on og Vattenfall. Den store sydsvenske producent Sydkraft er ejet af Statkraft og E.on. De svenske atomkraftværker er alle ejet i fællesskab af de store kraftværksselskaber.

Tabellen nedenfor viser ejerskabet til de svenske atomværker. Samtidig er angivet hvilket selskab, der har operatøransvaret.

**Tabel 3.19: Fordelingen af ejerskab i de svenske atomreaktorer**

Atomreaktor	Effekt (MW)	Produktion 2001 GWh	Ejere	Ejerandele
Barsebäck 2	600	4400	Vattenfall (O) Sydkraft	74,2% 25,8%
Forsmark 1	968	7300	Vattenfall (O) Mellansvensk Kraftgrupp Sydkraft	66,0% 25,5% 8,5%
Forsmark 2	964	7400	Vattenfall (O) Mellansvensk Kraftgrupp Sydkraft	66,0% 25,5% 8,5%
Forsmark 3	1155	8200	Vattenfall (O) Mellansvensk Kraftgrupp Sydkraft	66,0% 25,5% 8,5%
Oskarshamn 1	445	3100	Sydkraft (O) Fortum	54,5% 45,5%
Oskarshamn 2	602	4700	Sydkraft (O) Fortum	54,5% 45,5%
Oskarshamn 3	1160	9100	Sydkraft (O) Fortum	54,5% 45,5%
Ringhals 1	835	5800	Vattenfall (O) Sydkraft	74,2% 25,8%
Ringhals 2	870	6300	Vattenfall (O) Sydkraft	74,2% 25,8%
Ringhals 3	920	6300	Vattenfall (O) Sydkraft	74,2% 25,8%
Ringhals 4	915	6600	Vattenfall (O) Sydkraft	74,2% 25,8%
<b>Totalt</b>	<b>9546</b>	<b>69200</b>		

Kilde: "A Powerful Competition Policy", Report from the Nordic competition authorities, no. 1/2003.

Alle ejere rapporterer ønskede produktionsvolumener for det kommende år til det selskab, der har operatøransvaret. I løbet af året kan ejerne anmode om ændringer af produktionsvolumener.

Den store finske producent, Fortum, er repræsenteret i Sverige gennem det 100% ejede selskab Birka Energi, som besidder ca. 20 pct. af den installerede effekt i Sverige.

I Norge har Statkraft fuldt ejerskab over ca. 30% af den installerede produktionskapacitet. Derudover har Statkraft en række ejerandele i

forskellige andre produktionsselskaber (E-CO 20%, BKK 50%, Agder Energi 46%,SSK 67%, Vandkraft Øst 13%). Når der tages højde for Statkrafts ejerskab af andre producenter, stiger Statkrafts andel af den installerede effekt til godt 40%.

Udover det omfattende krydsejerskab blandt de norske produktionsselskaber ejer selskaberne også i fællesskab mere end 80 vandkraftværker med en samlet årlig produktionskapacitet på 35 TWh svarende til ca. 30% af den samlede produktionskapacitet. I de fleste tilfælde har en af ejerne også rollen som operatør. De 10 største vandkraftværker står for ca. 25% af landets samlede produktion. Tabellen nedenfor viser ejerskabet til disse 10 blokke.



**Tabel 3.20: Fordelingen af ejerskab i de 10 største vandkraftværker i Norge**

Kraftværk	Effekt (MW)	Gennemsnitlig årlig produktion (GWh)	Ejere	Ejerandele
Kvilldal	1240	3517	Agder Energi Haugaland Kraft Lyse Produksjon Otraverkene Statkraft (O)	0,2% 2,5% 18,0% 7,3% 72,0%
Tonstad	960	4169	Agder Energi Lyse Produksjon SKK Statkraft Sira-Kvina (O)	12,2% 41,1% 14,6% 32,1%
Aurland I	675	2003	E-CO (O) Statkraft	93,0% 7,0%
Saurdal	640	1291	Agder Energi Haugaland Kraft Lyse Produksjon Otraverkene Statkraft (O)	0,2% 2,5% 18,0% 7,3% 72,0%
Sy-Sima	620	2075	BKK Prod. Statkraft (O) Sunnhordland	26,3% 65,2% 8,7%
Rana	500	2123	Statkraft (O)	100%
Lang-Sima	500	1329	BKK Prod. Statkraft (O) Sunnhordland	26,3% 65,2% 8,7%
Tokke	430	2221	Statkraft (O)	100%
Svartisen	350	1996	Nordlandskraft Statkraft (O)	30,0% 70,0%
Brokke	330	1407	Agder Energi SKK Otrkraft (O)	68,6% 31,4%

Kilde: "A Powerful Competition Policy", Report from the Nordic competition authorities, no. 1/2003.

Når der tages højde for Statkrafts ejerandele i de forskellige selskaber har Statkraft en ejerandel på 67% af de 10 værkers samlede produktionskapacitet.

E.on er repræsenteret i Norge gennem Sydkraft i producent- og engroshandelsselskabet Hafslund. Derudover er f.eks. Norsk Hydro i besiddelse af produktionskapacitet.

I Finland ejer to selskaber (Fortum og PVO/TVO) mere 60% af produktionskapaciteten. E.on og Vattenfall er repræsenteret i Finland med en mindre installeret produktionskapacitet (omkring 2%).

Tager man således udgangspunkt i det omfattende krydsejerskab i den nordiske elsektor, kan man konstruere et koncentrationsmål, hvor der tages hensyn til disse forhold.

Af tabel 3.21 fremgår tre koncentrationsmål. Det første, HHI er det traditionelle Herfindahl-Hirschmann indeks, der beregnes ved at tage kvadratet på markedsandelene for samtlige virksomheder i sektoren<sup>15</sup>.

I det andet mål,  $HHI^i$ , er der desuden taget højde for krydsejerskab, idet virksomheder med ejerandel i konkurrerende virksomheder vil maksimere afkastet af såvel egen virksomhed som afkastet af ejerandele i konkurrenter. Krydsejerskab gør således ejerne mere interesserede i det samlede markeds afkast.

I det tredje mål tages der herudover også hensyn til det forhold, at medejerskab af konkurrenter giver mulighed for nogen kontrol med beslutninger og giver bedre mulighed for koordineret adfærd.

**Tabel 3.21: Koncentrationsmål**

	<b>HHI</b>	<b>HHI<sup>i</sup></b>	<b>HHI<sup>ic</sup></b>
Finland	1766	2037	3005
Norge	1634	1980	3325
Sverige	2893	2923	2988
Danmark	4844	4844	4844
Norden	892	989	1138

Kilde: "A Powerful Competition Policy", Report from the Nordic competition authorities.

Det fremgår, at koncentrationen på de nordiske elmarkeder er høj, når man ser på markederne hver for sig, og når man tager hensyn til det omfattende krydsejerskab og kontrolmuligheder.

For Danmark er koncentrationen oven i købet undervurderet, fordi produktion ved hjælp af vindkraft og de decentrale værker ikke udbydes på markedsvilkår, men leveres til faste priser, der ikke er markedsbaserede. Hvis man alene tager udgangspunkt i den konkurrenceudsatte del af produktionen – hvilket giver et mere retvisende billede af omfanget af koncentration - vil

<sup>15</sup> Sektorer med en høj koncentration har en høj HHI. En sektor, der er præget af virksomheder med store markedsandele, vil have en stor HHI værdi, fordi markedsandelene kvadreres. Dermed vil virksomheder med store markedsandele give et stort bidrag til HHI.

de to parters markedsandele være i nærheden af 100 pct. hhv. øst og vest for Storebælt, hvilket resulterer i HHI'er på næsten 10000<sup>16</sup>.

### *Fusionsager i Norden*

Det norske konkurrencemyndigheder har i forbindelse med en række fusionsager forbudt - eller stillet skrappe krav for at godkende - fusioner, der har involveret de største norske selskaber.

Inden for de seneste par år drejer det sig især om to fusioner, nemlig Statkrafts overtagelse af en del af Agder Energi samt Statkrafts overtagelse af Trondheim Energiverk.

#### *Statkrafts overtagelse af 45 pct. af Agder Energi (marts 2002)*

Konkurransetilsynet forbød Statkraft at købe 45,5 pct. af Agder, der har en årlig produktion på 7,4 TWh. Købet ville ikke give Statkraft en kontrollerende aktiepost, fordi aktiemajoriteten fortsat ville ligge hos en række kommuner i Agderområdet. Men tilsynet vurderede, at Statkraft ville få betydelig indflydelse i Agder og forbød derfor fusionen.

Fusionen blev dog efterfølgende godkendt af Arbejds- og administrasjonsministeren, der er ankeinstans, med følgende tilsagn:

- Statkraft sælger sine 20 pct. af aktierne i vandkraftproducenten ECO, der har en årlig produktion på 8,9 TWh)
- Statkraft sælger sine 49 pct. af aktierne i elproducenten HEAS, der har en årlig produktion på 1,3 TWh)
- Salg af produktionkapacitet svarende til 1 TWh i Sydnorge. Dette tilsagn bortfalder, såfremt importkapaciteten øges med minimum 200 MW.

Statkrafts frasalg svarede til en samlet kapacitet svarende til  $(0,2 \cdot 8,9 + 0,49 \cdot 1,3 + 1) = 3,41$  Twh. Til sammenligning opnåede man via fusionen adgang til en kapacitet svarende til  $0,455 \cdot 7,4 = 3,36$  Twh.

#### *Statkrafts overtagelse af Trondheim Energiverk (juli 2002)*

Konkurransetilsynet stillede skrappe krav for at godkende Statkrafts' køb af 100 pct. Trondheim Energiverk, der har en årlig produktion på 7,4 TWh. Kravene svarede stort set til et de facto forbud. Tilsynet vurderede, at Statkraft ville få kontrol med mere end halvdelen af den installerede kapacitet og næsten 60 pct. af magasinkapaciteten i Midt/Nordnorge. Det ville øge Statkrafts mulighed for at udøve markedsmagt.

Konkurransetilsynet kunne godkende købet, under betingelse af at enten

---

<sup>16</sup> Elsam mener ikke, at de nordiske konkurrencemyndigheders analyser er rigtige, da Elsam mener, der er anvendt en for snæver markedsafgrænsning.

- Statkraft sælger 100 pct. af aktierne i Trondheim Energiverk (igen), eller
- Statkraft sælger Trondheim Energiverks produktionsvirksomhed, eller
- Statkraft sælger anden produktionsvirksomhed i samme prisområde (Midt/Nordnorge) med en kapacitet svarende til den kapacitet, man erhverver i Trondheim Energiverk.

Tidsfristen for, hvornår Statkraft skal imødekomme påbuddet, er endnu ikke udløbet. Men Konkurransetilsynet oplyser, at Statkraft formentlig vil vælge løsning tre, hvorefter Statkraft skal frasælge kapacitet i samme prisområde svarende til den kapacitet, selskabet erhvervede i Trondheim Energiverk.

### Elmarkedet i Tyskland

Tyskland indførte fuld markedsåbning allerede i 1998. Den tyske elsektor er imidlertid relativt koncentreret med fire store spillere. Disse fire virksomheder ejer via transmissionselskaberne nettet, og har en dominerende indflydelse på såvel produktion som handel.

Der har verseret – og verserer fortsat - i Tyskland en lang række konkurrencesager om adgang til nettet. Det skyldes bl.a. at Tyskland som det eneste EU-land har valgt et system med forhandlet tredjepartsadgang til nettet.

Tyskland er endvidere speciel derved, at der stilles få krav i lovgivningen mht. selskabsmæssig opdeling. Mht. transmissionselskaberne er der krav om, at transmissionsdelen er regnskabsmæssigt adskilt fra de øvrige dele i de 4 store selskaber. Men der er fx ikke krav om adskillelse af distributions- og handelsaktiviteter, hvor sidstnævnte er konkurrenceudsat.

### *Forbrug, produktion og handel*

Forbruget i Tyskland udgjorde i år 2000 490.000 GWh, jf. tabel 3.22.

**Tabel 3.22: Elforbruget i Tyskland 2000, samlet og fordelt på sektorer**

Samlet forbrug	490.000 GWh
- industri	47 pct.
- husstande	26 pct.
- service sektor	22 pct.
- transport	3 pct.
- landbrug	1,5 pct.

Kilde: Tysk bidrag til OECD-roundtable om elsektoren, 2002.

Godt 50 pct. af elektriciteten produceres på kulfyrede kraftværker, mens omkring 30 pct. produceres på kernekraftværkerne. Naturgas og vedvarende energi spiller en mindre, men voksende rolle i den tyske elproduktion, jf. tabel 3.23.

**Tabel 3.23: Elproduktionen i Tyskland 2001 fordelt på teknologi**

GWH	Total	Kul	Kernekraft	Naturgas	Vedvarende	Øvrig
	534.200	267.100	160.300	48.100	37.400	16.100

Kilde: Tysk bidrag til OECD-roundtable om elsektoren, 2002.

Den tyske produktionskapacitet fremgår af tabel 3.24. De fire store ejer omkring 80 pct. af den samlede produktionskapacitet i Tyskland. Resten er fordelt på mindre, lokale produktionsenheder samt på industrien.

**Tabel 3.24: Produktionskapacitet i Tyskland, 2001**

	MW
E.ON	34.000
RWE	32.339
Vattenfall	16.877
EnBW	11.000
Øvrige	23.554
<b>TOTAL</b>	<b>117.770</b>

Kilde: Tysk bidrag til OECD-roundtable om elsektoren, 2002; IEA: Energy Policies of IEA Countries: Germany Review (2002)

Den tyske elbørs, EEX, er lokaliseret i Leipzig. I 2001 blev der omsat el svarende til omkring 60 pct. af Tysklands elforbrug. Ca. 8 pct. heraf kom fra udenlandske aktører.

Siden 1990 har Tysklands samhandel med udlandet være præget af stort set balance mellem import og eksport af el. I år 2000 havde Tyskland en lille nettoimport på 3000 GWh, svarende til under en halv procent af produktionen. Omfanget af import og eksport udgjorde begge omkring 8 pct. af forbruget, jf. tabel 3.25. De tyske kabelforbindelser til udlandet har en kapacitet svarende til 10 pct. af det tyske produktionskapacitet.

**Tabel 3.25: Tysklands eksport og import, 2000**

	Import	Eksport
Total import	45.100 GWh	42.100 GWh
Her af fra/til		
- Frankrig	34 pct.	n.a.
- Tjekkiet	20 pct.	n.a.
- Norge	14 pct.	n.a.
- Østrig	13 pct.	18 pct.
- Schweiz	12 pct.	24 pct.
- Holland	n.a.	40 pct.
- Øvrige	7 pct.	18 pct.

Kilde: IEA: Energy Policies of IEA Countries: Germany Review (2002)

### Aktører og koncentration

Det tyske elmarked er som antydnet ovenfor stærkt præget af de fire store nationale integrerede energiselskaber E.ON, RWE, EnBW og Vattenfall Europe AG. E.ON og RWE er de to klart største, og udgør i praksis et duopol på det tyske marked.

De opererer alle på hele det tyske marked, men udspringer oprindeligt fra fusioner af en række regionale selskaber.

E.ON, der hovedsageligt opererer i den centrale del af landet, er 70 pct. ejet af forsikringsselskaber.

RWE, der hovedsageligt opererer i den vestlige del af landet, har et forholdsvis fragmenteret ejerskab, hvor den største aktionær ejer 12 pct. af aktierne. I ejerkredsen finder man hovedsageligt kommunale forsyningsselskaber.

Vattenfall Europe AG opererer hovedsageligt i det østlige Tyskland. Største aktionær er Vattenfall, der har en majoritetsaktiepost.

EnBW opererer hovedsageligt i den sydvestlige del af landet. Største aktionær er franske EDF med 34, 5 pct.

At der er tale om en forholdsvis stor koncentration i den tyske elsektor fremgår af tabel 3.26, hvor de store energiselskabers markedsandele for hhv. produktion, engroshandel og salg til store detailkunder er oplyst.

**Tabel 3.26: Markedsandele, de integrerede energiselskaber, 2001**

Pct.	Produktion	Engroshandel	Store detailkunder
E.ON og RWE	56 pct.	67 pct.	65 pct.
Vattenfall	12 pct.	25 pct.	7 pct.
EnBW	12 pct.	8 pct.	6 pct.

Kilde: Tysk bidrag til OECD-roundtable om elsektoren, 2002, IEA: Energy Policies of IEA Countries: Germany Review (2002).

### *Fusionsager i Tyskland*

Også de tyske konkurrencemyndigheder har i forbindelse med en række fusionsager forbudt - eller stillet skrappe krav for at godkende - fusioner, der har involveret de største tyske selskaber.

*E.ON's overtagelse af 49,9 pct. af Stadtwerke Lübeck (november 2003)*

Bundeskartellamt forbød E.ON's køb af 49,9 pct. af Stadtwerke Lübeck, der har en årlig afsætning på 890 GWh. Købet blev forbudt, på trods af, at E.ON ikke opnåede kontrol med Stadtwerke Lübeck.

E.ON havde tilbudt følgende tilsagn, der ikke blev anset for at være tilstrækkelige:

- E.ON frasælger kraftværkskapacitet på mindst 115 MW (svarende til en produktion på 600-650 GWh/året)
- E.ON frasælger en minoritetsaktiepost (min. 20 pct.) i et stadtwerk i Nordtyskland med en årlig elafsætning på mindst 50 GWh og en årlige gasafsætning på mindst 240 GWh.
- E.ON frasælger gaskoncessioner svarende til en årlig afsætning på mindst 140 GWh.
- E.ON giver elkunder i Slesvig-Holsten svarende til et samlet årligt aftag på minimum 2.800 GWh mulighed for at opsig kontrakterne.

*EAMs overtagelse af 33 pct. af Stadtwerke Eschwege (September 2003)*

Bundeskartellamt forbød EAMs (der er en del af E.ON) køb af 33 pct. af Stadtwerke Eschwege. Købet blev forbudt, på trods af, at EAM ikke opnåede kontrol med Stadtwerke Eschwege.

EAM havde tilbudt følgende tilsagn, der ikke blev anset for at være tilstrækkelige:

- EAM frasælger sin 49 pct. ejerandel i en virksomhed, der projekterer, konstruerer og efterser kraftværksmoduler
- EAM frasælger en del af sit strømforsyningsnet
- E.ON giver storkunder i området xx (fortroligt) mulighed for at opsig kontrakterne

*RWE/Stadtwerke Wuppertal-Velbert-Remscheid-Oberhausen (august 2003) RWEs køb af*

20 pct. (ej kontrol) af Stadtwerke Wuppertal (årlig afsætning: 2000 GWh) og 20 pct. (ej kontrol) af Stadtwerke Velbert (årlig afsætning: 500 GWh) og

25 pct. (ej kontrol) af Stadtwerke Remscheid (årlig afsætning: 600 GWh) samt

Yderligere 40 pct. (herefter: i alt 90 pct.) af Energieversorgung Oberhausen (årlig afsætning: 800 GWh).

Blev godkendt af Bundeskartellamt med følgende tilsagn:

- RWE frasælger sin aktiepost på 40 pct. i Stadtwerke Leipzig (årlig afsætning: 2500 GWh)
- RWE frasælger sin aktiepost på 20 pct. i Stadtwerke Düsseldorf (årlig afsætning: 7000 GWh)

RWE's frasalg svarede til en samlet kapacitet på  $(0,4*2500+0,2*7000) =$  **2400 Gwh**. Til sammenligning opnåede man via fusionen adgang til en kapacitet på  $(0,2*2000+0,2*500+0,25*600+0,4*800) =$  **970 GWh**.



## Kapitel 4

### Elmarkedet i mellemfristet perspektiv

Der er enighed mellem anmelder og Konkurrencestyrelsen om, at der ved vurderingen af anmeldelsen skal anlægges et fremadrettet perspektiv af den effektive konkurrence på elmarkedet. Der er også enighed om, at dette indebærer, at styrelsen ved vurderingen af de relevante markeder i sagen i hvert enkelt tilfælde skal tage hensyn til sikre og sandsynlige ændringer i konkurrencebetingelserne på såvel engros- som detailmarkedet. I dette kapitel redegøres for de sandsynlige ændringer i rammevilkårene for den effektive konkurrence. Styrelsen vurderer, at det relevante tidsperspektiv er det mellemlange sigt.

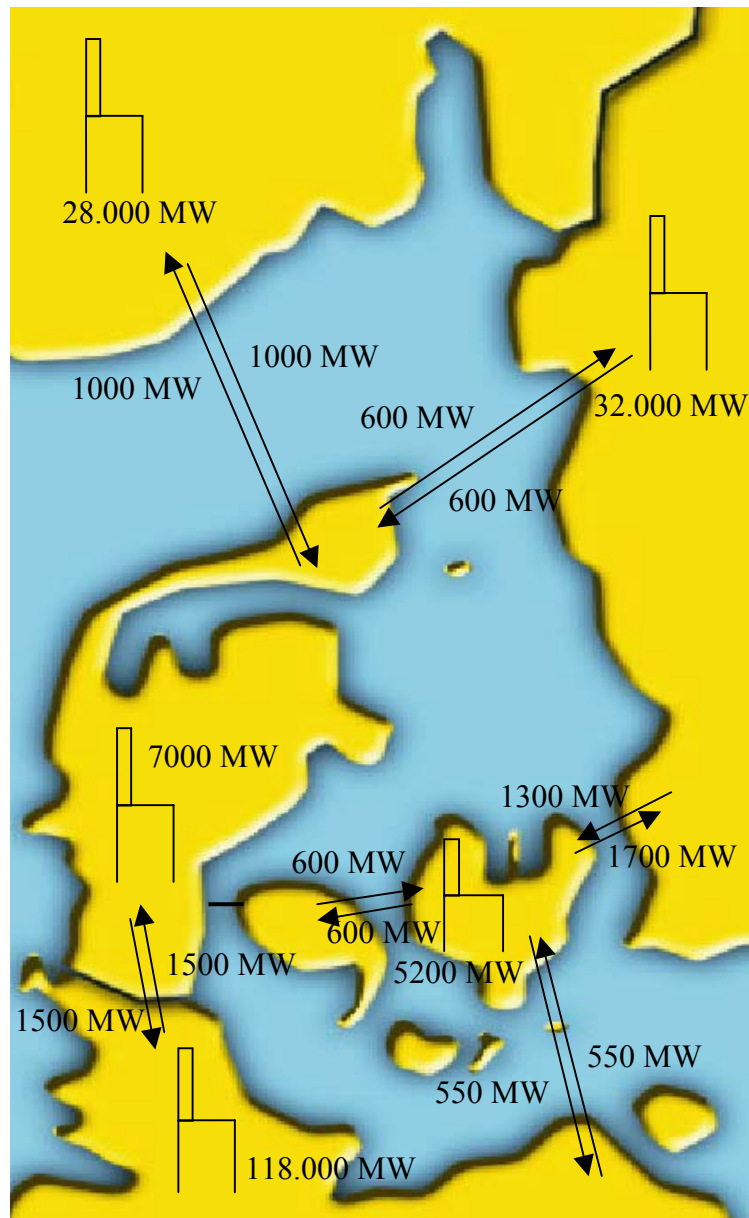
Ved vurdering af fusionen spiller transmissionskapaciteten en afgørende rolle. Udgangspunktet for vurderingen af fusionen er kapacitetssituationen, som den ser ud i dag samt konkrete eller meget sandsynlige ændringer i handelskapaciteten.

Styrelsens undersøgelser viser, at der er planlagt og besluttet en række strukturelle ændringer af engrosmarkedet for elektricitet:

- Udvidelse af den samlede importhandelskapacitet fra Norden til Vestdanmark
- Udvidelse af importhandelskapaciteten fra Tyskland til Vestdanmark
- Handlen mellem Tyskland og Danmark (DK1 og DK2) kommer til at foregå ved markedskobling
- Etableringen af en elektrisk Storebæltsforbindelse
- Den decentrale produktion kommer til at spille en aktiv rolle på markedet

Det danske elsystem med de forventede ændringer i handelskapaciteter er illustreret i figur 4.1 nedenfor.

**Figur 4.1. Produktions- og maksimale handelskapaciteter på mellemlang sigt**



Disse ændringer vil forbedre muligheden for handel med el mellem Norden og Tyskland, men vil selvfølgelig ikke fjerne betydningen af kapacitetsbegrænsninger for handel og effektiv konkurrence.

#### 4.1 Udbygninger

##### Tjele-Trige

Den systemansvarlige virksomhed i Vestdanmark, Eltra, har som målsætning at skabe balance mellem handelskapaciteten til Norden og handelskapaciteten til Tyskland. Målsætningen er en handelskapacitet på ca. 1500 MW på begge forbindelser. Eltra skriver i sin anlægsplan for 2003 følgende:

*”Hensigten er, at handelskapaciteten skal være ca. 1500 MW i begge retninger.”<sup>17</sup>*

*”Ved lige stor udvekslingskapacitet mod Norden og mod Tyskland bliver det ikke samkøringslinjernes kapacitet, der skævvrider elkundernes mulighed for at hente el til den rigtige pris og Eltra’s mulighed for at have mindst et forsyningsalternativ ved svigt eller nedbrud. Er der forskellig kapacitet på samkøringslinjerne mod Norden og Tyskland, vil forsyningsikkerheden være svagere.”<sup>18</sup>*

For at nå dette mål skal bl.a. interne flaskehalse elimineres i det jysk-fynske elnet. Idriftsættelse af en 400 kV forbindelse mellem Vendsysselværket og Trige fjerner de flaskehalse, der begrænser udnyttelsen af forbindelserne mod nord. Idriftsættelsen vil afslutte en byggeperiode på 1½ år. Forud er gået en myndighedsbehandling på mere end 10 år.

Forbindelsen forventes idriftssat således, at begrænsningerne på forbindelserne mod Norge og Sverige vil være elimineret fra oktober 2004. Herefter vil import- og eksportkapaciteten fra Norden til det vestlige Danmark være ca. 1600 MW.

##### Tysklandsforbindelsen til Vestdanmark

Om udvidelser mod udlandet kan helt overordnet siges, at beslutningerne ikke kan træffes af et dansk systemansvar eller af en dansk myndighed alene. Alene derfor bør udelukkende konkrete planer om udvidelser mod udlandet medtages i vurderingen.

Ifølge Eltra kan anvendelse af såkaldte tværspændingstransformere øge handelskapaciteten på forbindelsen mod Tyskland. Det anslås, at

<sup>17</sup> Eltras anlægsplan 2003, side 18.

<sup>18</sup> Ibid.

handelskapaciteten kan komme op på ca. 2000 MW i sydgående og 1500 MW i nordgående retning. Udgiften anlægget anslås til ca. 25 mio. kr. Eltra vurderer, at installationen kan blive aktuel i 2005-2006.

Styrelsen vurderer, at denne investering med stor sandsynlighed vil blive foretaget inden for den mellemlange tidshorisont, som lægges til grund for afgørelsen i denne sag. For det første fordi Eltra som nævnt har som erklæret strategi, at opnå balance mellem kapaciteten til Norden og kapaciteten til Tyskland, og for det andet fordi investeringen er af så begrænset en størrelse set i forhold til nyetableringer af transmissionskapacitet. Investeringen forudsætter ikke etablering af en egentlig ny forbindelse. Der er dog stadig det usikkerhedsmoment, at den tyske systemansvarlige virksomhed E.ON Netz modsætter sig installationen. Men ifølge Eltras anlægsplan har E.ON Netz det nødvendige materiel på lager, hvorfor der under ingen omstændigheder kan blive tale om en stor investering.

Med investeringen vil Eltra opnå balance i systemet med omkring 1500 MW i handelskapacitet både til Tyskland og til Norden.

## **4.2 Ændringer af handelsregimet på Tysklandsforbindelserne**

### **Markedskobling til Tyskland**

I øjeblikket allokeres transmissionskapaciteten på de to forbindelser fra Danmark til Tyskland ved hjælp af auktioner. De systemansvarlige virksomheder i Danmark og Tyskland afholder års-, måneds- og dagsauktioner. Der anvendes et såkaldt "use-it-or-lose-it" princip.

Indførelsen af auktioner har forbedret udvekslingen mellem Danmark og Tyskland, men handlen mellem Danmark og Tyskland bærer stadig præg af udpræget mangel på effektiv konkurrence. F.eks. løber elektriciteten den forkerte vej (fra højprisområdet til lavprisområdet) i ca. 25 pct. af årets timer. Hvis der var effektiv konkurrence, ville tyske aktører eksportere til Danmark, når elprisen er højere der, end i Tyskland.

En alternativ allokeringsmekanisme, kaldet markedskobling, vil kunne sikre, at elektriciteten altid sendes i retning af højprisområdet. Dermed sikres, at handelskapaciteten altid bruges til at udligne prisforskellene mest muligt mellem Norden og Tyskland. Markedskoblingen vil bevirke, at transmissionskapaciteten allokeres som på de interne nordiske forbindelser. Markedskoblingen forudsætter et tæt samarbejde mellem de to børser Nord Pool og EEX i hhv. Norden og Tyskland.

De to børseres tidsplaner for afvikling af auktioner skal harmoniseres, og den tyske børs' åbningstider skal udvides til også at omfatte weekenden. De to børser skal så forsøge at synkronisere elpriserne mellem Tyskland og Norden. Opgaven er en udfordring af flere årsager, bl.a. spiller

kabelkapaciteterne en rolle, jf. kapitel 7 nedenfor. En anden udfordring er, at Tyskland er forbundet med langt større markeder, som ikke er med i børsen.

Det er styrelsens vurdering, at det kan forventes, at der indføres markedskobling på de to forbindelser fra Tyskland til Danmark inden for det mellemlange sigt – både til Øst- og til Vestdanmark. En sådan beslutning fordrer enighed mellem en række aktører i såvel Danmark som Tyskland (Eltra, Elkraft System, Nord Pool, EEX, E.on Netz og Vattefall Europe).

Den nordiske elbørs, Nord Pool, og Eltra forventer markedskoblingsmetoden indført mellem Vestdanmark og Tyskland 1. januar 2005.<sup>19</sup> Det er Konkurrencestyrelsens forventning, at forbindelsen mellem Østdanmark og Tyskland vil overgå til markedskoblingsmetoden relativt hurtigt herefter. Dette er bekræftet af Elkraft System.

Selvom markedskobling vil ændre den måde elhandlen foregår mellem Norden og Tyskland, så vil det nye handelssystem i sig selv ikke øge handelskapaciteten mellem de to områder. Der vil stadig være begrænset mulighed for at eksportere el fra den ene område til det andet. Konkurrencesituationen på begge sider af grænsen vil stadig være den samme med høj koncentration på både det tyske og det danske marked.

De lidt besynderlige handelsstrømme i dag er tegn på, at konkurrencepresset ikke er ideelt. Indførelse af markedskobling ændrer ikke på dette forhold. Det må derfor forventes, at handelsmønstret – dvs. handelsretning og kapacitetsudnyttelse – også med markedskobling vil være præget af manglen på effektiv konkurrence. Det vil formentlig især sige, at der vil opstå flaskehalse, når strømmen bevæger sig fra Tyskland til Danmark, men ikke når strømmen bevæger sig den modsatte vej.

Elsam har følgende bemærkninger til ovenstående: ”Elsam har påpeget, at der er en række forklaringer på, at grænseudvekslingen ikke altid følger den logiske retning ifølge børspriserne på Nord Pool og EEX. For det første er børspriserne i enkelttimer meget vanskelige at forudsige, hvilket kan give aktørerne på grænseauktionen en risiko. For det andet vil det i visse tilfælde være rationelt at transportere strøm mod børsprisernes signal. En aktør, der transporterer strøm sydpå, kan have indgået en attraktiv bilateral salgskontrakt i Tyskland eller have solgt grøn strøm til en høj pris til en køber med hollandske slutkunder. Under alle omstændigheder er Elsam enig med Styrelsen i, at markedskobling vil blive indført, og at dette vil løse ovennævnte problemer. Tyskland vil, efter indførelse af markedskobling, indgå på samme måde i prissætningen som alle de nordiske lande. Der vil således i princippet ikke være forskel på håndteringen af den dansk/tyske grænse og f.eks. den dansk/svenske grænse”.

---

<sup>19</sup> Eltra Magasinet, nr. 1, januar 2004.

### 4.3 Elektrisk Storebæltsforbindelse

Økonomi- og erhvervsministeren har bemyndigelse i Elforsyningsloven (§ 30, stk. 2) til at påbyde systemansvaret at etablere en elektrisk forbindelse over Storebælt.

Den 3. oktober 2003 redegjorde ministeren for baggrunden for at tage en elektrisk forbindelse op til politisk overvejelse. Ministeren konkluderede

*”En Storebæltsforbindelse vil ikke blot fremme forsyningssikkerheden, men også fremme konkurrencen på det danske elmarked – et forhold, som jeg er orienteret om, at Konkurrencestyrelsen og – rådet er opmærksom på – den vil kunne fordele vindkraften bedre, og den vil skabe mere ensartede elpriser på begge sider af Storebælt. En sådan forbindelse vil dermed på mange områder være til stor gavn for Danmark.”*

Ministeren fremhævede yderligere følgende:

*”Etablering af sådanne forbindelser [til udlandet, ks] går imidlertid videre, end hvad det danske samfund kan beslutte på egen hånd, ligesom vi heller ikke har indflydelse på, hvad der vil ske af energipolitiske tiltag i andre lande. En national Storebæltsforbindelse kan derfor ikke uden videre sammenlignes med nye internationale samarbejdsforbindelser.”*

Den 23. februar 2004 modtog Folketingets Energipolitiske Udvalg en foreløbig redegørelse fra Økonomi og Erhvervsministeren om Energistyrelsens arbejde med at undersøge rentabiliteten af et Storebæltskabel. Heri hedder det bl.a.:

*”De foreløbige resultater viser, at forudsætningerne har ændret sig i forhold til tidligere undersøgelser. Nytteværdien af en Storebæltsforbindelse vil formentlig være større i dag end hvad tidligere undersøgelser har vist, og der er således en del, der tyder på, at den samfundsøkonomiske værdi er så stor, at man blandt andet af hensyn til danske interesser bør overveje investeringen nærmere. På det foreliggende grundlag er det dog endnu ikke muligt at komme med en endelig og entydig konklusion om, hvorvidt nytteværdien vil være så stor, at den ud fra en samfundsøkonomisk vurdering vil stå mål med investeringen”.*

Ministerens udmeldinger, sammenholdt med at der er en væsentlig samfundsøkonomisk gevinst ved at anlægge kablet gør, at styrelsen må lægge etableringen af et kabel inden for det mellemlange sigt til grund for vurderingen af den anmeldte fusion. Den sandsynlige størrelse er ca. 600 MW. I det følgende gennemgås forskellige nyere og ældre analyser, som styrelsen kender til.

Ifølge styrelsens oplysninger vil der være en betydelig samfundsøkonomisk gevinst, gennem forbedret konkurrence og reduceret behov for reserver til at sikre forsyningssikkerheden, ved etableringen af et Storebæltskabel.

### Investeringen

Anlægsinvesteringen for etableringen af en Storebæltsforbindelse er mellem 0,5 mia. kr. (200 MW forbindelse) og 1,2 mia. kr. (600 MW forbindelse). En anlægsinvestering på 1,2 mia. kr. svarer til en årlig udgift på ca. 90 mill.kr., jf. tabel 4.1.

**Tabel 4.1. Økonomi ved anlæggelse af stor hhv. lille kabelforbindelse over Storebælt**

Mill.kr./Kabelstørrelse	200 MW	400 MW	600 MW
Investeringsudgift	500	850	1200
- Årlig udgift	Ca. 40	Ca. 60	Ca. 90
Kabelindtægter pr. år	5	6	7
Driftsudgifter pr. år	4	6	7
Årlige selskabsudgifter, netto	41	60	90

Kilde: Energistyrelsen.

De årlige driftsudgifter anslås af systemansvaret til ca. 7 mio. kr. for 600 MW-forbindelsen, og modsvarer præcis indtægterne fra håndtering af flaskehalse under fri konkurrence i en ældre beregning foretaget af systemansvaret i 2000. Den samlede selskabsøkonomi er dermed en nettoudgift på ca. 90 mill.kr. om året.

### Teknologiske handelseffekter

Foreningen af nordiske systemoperatører, Nordel, offentliggjorde i 2002 en systemudviklingsplan, hvor Storebælt ikke indgik som en prioriteret udbygning. Det er imidlertid af mange grunde forkert på denne baggrund at konkludere, at forbindelsen er samfundsmæssig urentabel.

I dette afsnit behandles analyser af de rent tekniske effekter af et Storebæltskabel foretaget af systemansvaret. Med tekniske effekter menes effekter skabt af bedre produktionsoptimering under antagelse af effektiv konkurrence. Den effektive konkurrence er i sig selv en meget hård antagelse, som vil blive diskuteret nedenfor. I dette afsnit fokuseres på systemansvarets beregninger af gevinsterne skabt af bedre produktionsoptimering ved etablering af et kabel under Storebælt.

I Nordels systemudviklingsplan for 2002 var et Storebæltskabel ikke med som en prioriteret udbygning. Elkraft System skriver følgende i et notat af 8. december 2003, der er anvendt som input i Energistyrelsens arbejde omkring Storebæltskablet:

*”Storebælt var oprindeligt ikke med som et prioriteret snit. I Nordisk systemudviklingsplan 2002 indgik Storebælt på 300 MW som forudsætning, hvilket har været medvirkende til den lave nytteværdi af en udvidelse af denne. Med de justerede dataforudsætninger i prioriterede snit viste storebæltforbindelsen stor nytteværdi tidligt i beregningerne og blev derfor medtaget i projektet.”<sup>20</sup>*

Analyserne er gennemført på den såkaldte ”Samkøringsmodel”, der beskriver det samlede nordiske marked. Denne model har de nordiske systemansvarlige hidtil brugt til at vurdere samfundsøkonomien i forskellige udvidelser af transmissionskapaciteten.

*”Samkøringsmodellen er en produktionsoptimeringsmodel, der finder den laveste omkostning for produktion og forbrug. I tillæg til optimeringen finder den de samlede omkostninger og indtægter for producenter og konsumenter. Forskellen på disse omkostninger og indtægter ved en given udvidelse, er betegnet som nytteværdien ved produktionsoptimering af en udvidelse.”<sup>21</sup>*

I modellen antages, at alle producenter sælger strømmen til marginalomkostningerne ved produktion af strømmen. Det svarer til at antage, at der er effektiv konkurrence mellem producenterne i Norden. Handel mellem de nordiske lande opstår i modellen, fordi der er forskel på produktionsteknologierne i de enkelte lande i Norden, jf. også kapitel 3.

Efter styrelsens vurdering bør der ikke lægges vægt på, hvilke absolutte handelsgevinster modellen beregner, der vil være af forskellige kabelinvesteringer. I virkeligheden vil handlen være drevet af konkurrencesituationen på det nordiske marked, og f.eks. vil den samfundsøkonomiske gevinst af et kabel, der forbinder to områder, hvor konkurrencepresset er begrænset have en meget stor effekt, selvom producenterne i begge områder har nogenlunde samme teknologi.

Der redegøres for modellens resultater for etablering af et Storebæltskabel i dette kapitel, dels fordi der kan sammenlignes med andre kabelinvesteringer, dels fordi systemansvaret – der har et væsentlig del af ansvaret for at prioritere kabeludvidelser – bruger modellen.

Elkraft System har regnet på en række scenarier, og forholdet mellem ændringen i den samfundsøkonomiske nytteværdi og den årlige investeringsudgift er sammenlignet for en række forskellige nordiske udbygninger. Ændringen i den samfundsøkonomiske nytteværdi er beregnet

---

<sup>20</sup> ”Følsomhedsanalyse af økonomien bag en elektrisk Storebæltforbindelse i Prioriterede snit”, Elkraft System, Notat af 8. december 2003.

<sup>21</sup> Ibid.



som ændringen i de samlede indtægter og udgifter for producenter og konsumenter, jf. ovenfor.

Tabel 4.2 nedenfor viser en rangordning af forskellige prioriterede udbygninger. Elkraft System konkluderer: ”*Ses der udelukkende på værdien af produktionsoptimering er Storebæltsforbindelsen den udbygning af de prioriterede snit, der har den bedste dækning. Følsomhedsanalysen ændrer ikke ved dette.*”<sup>22</sup>

**Tabel 4.2. Mest rentable udbygninger beregnet af systemansvaret**

Dækningsgrad	5.	4.	3.	2.	1.
Basisberegning	Skagerrak 17%	Norge- Sverige 24%	Norge- DK2 26%	Snit 4 31%	Storebælt 44%
Forværret effektbalance	Norge- Sverige 26%	Norge- DK2 29%	Snit 4 30%	Skagerrak 34%	Storebælt 66%
Øget import fra Rusland	Finnmark 22%	Norge- Sverige 28%	Norge- DK2 29%	Snit 4 41%	Storebælt 42%
Øget kabelkapacitet til Norge*	Konti- Skan 9%	Norge- DK2 17%	Norge- Sverige 17%	Snit 4 26%	Storebælt 40%

Kilde: ”Følsomhedsanalyse af økonomien bag en elektrisk Storebæltsforbindelse i Prioriterede snit”, Elkraft System, Notat af 8. december 2003.

Anm.: Dækningsgraden er beregnet som produktionsoptimeringsnytteværdi i forhold til investering.

- I dette scenario er forudsat etableringen af et kabel på 600 MW mellem Norge og Holland og et kabel på 1200 MW mellem Norge og England.

”Den relativt høje nytteværdi af Storebæltskablet ser ud til at skyldes, at der er produktionsunderskud i Sydsverige (syd for snit 4), og at Storebæltsforbindelsen fungerer som en parallel forbindelse fra Norge via Jylland til kontinentet og retur.”<sup>23</sup>

Nordels arbejde om prioriterede snit herunder en Storebæltsforbindelse forventes offentliggjort til sommer.

## Markedsmagt

Samkøringsmodellens resultater skitseret i forrige afsnit vurderes af styrelsen til at være et konservativt bud på gevinsterne ved en elektrisk Storebæltsforbindelse. Modellen beskæftiger sig udelukkende med

<sup>22</sup> ”Følsomhedsanalyse af økonomien bag en elektrisk Storebæltsforbindelse i Prioriterede snit”, Elkraft System, Notat af 8. december 2003.

<sup>23</sup> Ibid.

produktionsoptimering og analyserer ikke den strategiske adfærd, som markedsaktørerne udviser. Producenterne antages i Samkøringsmodellen at byde al produktion ud på markedet til marginalomkostningerne. Dette er ikke aktørernes strategi i praksis. F.eks. har Elsam og Energi E2 som erklæret strategi at ramme denne højeste af nabopriserne – altså en strategi som i udgangspunktet er uafhængig af de underliggende marginale produktionsomkostninger.

En elektrisk Storebæltsforbindelse vil efter Konkurrencestyrelsens vurdering mindske Elsam og Energi E2's muligheder for at lægge sig i ly af den højeste nabopris. Dermed vil de danske elpriser alt andet lige falde, såfremt en Storebæltsforbindelse etableres. I det følgende beskrives først selskabernes incitamenter i markedet og dernæst et Storebæltskabels forventede påvirkning af incitamenterne. Afslutningsvist gennemgås og kommenteres en række analyser foretaget med henblik på at vurdere et Storebæltskabels samfundsmæssige rentabilitet.

#### *Virksomhedernes incitamenter*

Når de danske områder er naturlige nettoeksportområder i normal- og tørår, skyldes det en relativt høj vandværdi i den nordiske vandkraftsproduktion. Vandværdien er alternativomkostningen ved at bruge vand som alternativt kunne gemmes til fremtidig produktion. Vandværdien indgår i produktionsbeslutningen hos selskaber med reservoirer. Omvendt vil de danske områder være naturlige nettoimportområder i vådår, hvor vandværdien (alternativomkostningen) er lav.

Konkurrencestyrelsen forventer, at en Storebæltsforbindelse vil have størst konkurrencemæssig effekt i netop disse to scenarier. I tilfælde hvor de danske områder hverken er naturlige nettoimportører eller nettoeksportører forventes de konkurrencemæssige effekter af en Storebæltsforbindelse at være mindre.

Det forventes, at Storebæltsforbindelsen vil have en effekt på konkurrencesituationen i lavefterspørgselstimer. Dette skyldes, at de danske producenter i lavlast timer har incitament til ikke at udnytte den frigivne kapacitet til at sende el til Sverige og Norge. Ved ikke at sende den frigivne el til Norge og Sverige undgår producenterne, at kablerne bliver fyldt op, og dermed at der dannes separate danske prisområder med en lavere pris. Dette incitament er skabt af forskelle i produktionsteknologier.

Forudsat at der er ledig produktionskapacitet (med en marginal omkostning under vandværdien) i de danske områder, må det forventes, at en sammenkobling af de to områder vil reducere dette incitament. I lavlast timer må der netop forventes at være ledig kapacitet.

Uden Storebæltsforbindelsen vil producenterne have incitament til at holde kapacitet tilbage (eller i dag at sende produktion til Tyskland), så den

indenlandske efterspørgsel dækkes samtidig med, at der sendes elektricitet til Norden i et omfang, så mindst én transmissionslinie *ikke* fyldes ud.

I denne situation vil der stå produktionskapacitet med en marginal produktionsomkostning lavere end markedsprisen ledig i de danske områder. Ved at forbinde de to danske områder ændres incitamenterne. Der åbnes mulighed for, at produktion fra den ledige kapacitet i et eller andet omfang kan sendes til det andet danske område, hvilket alt andet lige vil presse priserne ned.

Kort sagt kan et Storebæltskabel i et netto-eksport scenario lukke op for konkurrence fra ikke-kapacitetsbegrænset produktionskapacitet. Det vil udvidelser af de øvrige nordiske forbindelser ikke.

Det forventes ligeledes, at en Storebæltsforbindelse især vil have en effekt på konkurrencen i højlast (peak) timer. I sådanne timer er den residuale efterspørgsel særligt stor. Dvs. den efterspørgsel, som de danske producenter har monopol på, er relativt stor, uanset om transmissionsforbindelserne fra Norden udnyttes fuldt ud. Dette skaber et incitament til at skabe indadgående flaskehalse på de nordiske forbindelser og dermed opnå en uafhængig prisdannelse på de danske markeder. I fremtiden forventes dette scenario at blive mindre og mindre fremtrædende, efterhånden som importbehovet stiger i resten af Norden. Danmark forventes i højere grad at blive netto-eksportør af elektricitet.

Men selvom der bliver længere og længere mellem de situationer, hvor de danske områder vil være netto-importører, kan velfærdseffekten være betydelig. Årsagen er bl.a., at der ikke – som i netto-eksport scenariet – er en øvre grænse for, hvor højt prisen kan sættes i de danske områder. Dette slog den 2. september ud i en elpris på over 400 øre pr. kWh. Hvis de nordiske kabler er fyldt op i retning mod Danmark, sætter de danske producenter som regel prisen suverænt. Hvis strømmen går den modsatte vej – ud af Danmark – sætter systemprisen i Nord Pool en øvre grænse for, hvor høj prisen kan blive.

En Storebæltsforbindelse vil mindske incitamentet til at skabe flaskehalse på de nordiske forbindelser. Dette skyldes, at den residuale efterspørgsel reduceres med Storebæltskablets importkapacitet (hvis der er ledig kapacitet med en relativt lav marginal produktionsomkostning).

Elsam har følgende kommentar til ovenstående: ”Elsam oplyser, at den daglige optimering går på maksimering af dækningsbidraget under hensyntagen til en lang række restriktioner såsom varmebundet produktion, mængden af solgte fastpriskontrakter, fysiske forhold på produktionsanlæggene mm.

*Elsam oplyser, at en Storebæltsforbindelse også i visse timer vil betyde, at prisen hæves i timer, hvor prisen ellers ville ligge under kraftvarmeverkernes marginalomkostninger (primært i situationer med meget vind). Storebæltsforbindelsen vil i visse tilfælde også øge incitamentet til at skabe flaskehalse i Østdanmark – uanset om Energi E2 og Elsam er uafhængige eller ej.”*

Til dette må styrelsen anføre, at den samlede effekt af at udvide importkapaciteten og forbindelserne til et helt andet prisområde i Østdanmark, kun kan have den generelle betydning at konkurrencepresset stiger. Med et Storebæltskabel vil der ganske rigtigt stadig opstå flaskehalse, men det vil blive vanskeligere for Energi E2 at fremprovokere disse.

Elsam anfører desuden:

*”Det er ikke korrekt, at Storebæltsforbindelsen vil have en konkurrenceeffekt, som udvidelser af forbindelser til Norden ikke vil have. Forbindelser mod Norden vil netop medføre konkurrence fra kraftværker med en anden produktionsteknologi og dermed give samfundsøkonomiske gevinster. Det skal i øvrigt bemærkes, at der allerede er en indirekte konkurrence mellem østdansk og vestdansk produktudvidelser via Sverige og Tyskland.”*

Produktionsteknologierne syd og nord for Danmark er meget forskellige. Der vil derfor i mange timer være en entydig transitstorm i enten nord- eller sydgående retning. Elsam og Energi E2 kan i kraft af deres dominans opnå priser der er tæt på den højeste af priserne. De danske aktørers prissætninger altså ikke mere afhængig af konkurrence fra udlandet end at prisen kan fastsættes med en vis uafhængighed. De teknologiske forhold skaber så store forskelle i producenterens omkostninger nord og syd for grænsen, at betydningen af disse overskygge virkningen af markedsmagt. Derimod vil en konkurrence mellem vest og øst i Danmark være præget af at teknologien er ens, og at konkurrencen derfor er styret af kampen om markedsandele mere end den er styret af produktionsomkostningerne. I den forstand medfører Storebæltskablet en ny type konkurrence.

Endelig skriver Elsam:

*”Konkurrencestyrelsen ignorerer de restriktioner, som danske producenter er underlagt og overvurderer samtidig producenterens muligheder for at påvirke prisen. Prisen i de danske områder ligger over lidt længere perioder altid mellem priserne i Norden og Tyskland. Heraf følger, at prisniveauet kan ikke bestemmes af de danske producenter, der således altid vil være pristagere.”*

Konkurrencestyrelsen analyser viser, at de danske aktører i gennemsnit formår at opnå en elpris, der ligger væsentlige tættere på den højeste af nabopriserne end på den laveste. Denne prissætning ville ikke være mulig, hvis der var effektiv konkurrence på de danske engrosmarkeder. I den forstand er Elsam og Energi E2 ikke pristagere.

### *Andre analyser af Storebæltskablet under markedsmagt*

Copenhagen Economics har for Elkraft System udarbejdet en rapport omkring de samfundsøkonomiske gevinster ved etableringen af et kabel under Storebælt. En af konklusionerne er:

*”Storebæltsforbindelsen vil komme til at forbinde to prisområder med hver deres dominerende producent, i Vestdanmark Elsam, i Østdanmark Energi E2, hver med næsten 100 procents markedsandel på det konkurrenceudsatte del af markedet. Der vil derfor blive dannet et duopol-marked med en markedsandel på 55 procent til Energi E2 og 45 procent til Elsam. Det vil med stor sandsynlighed have en nedadgående indflydelse på prisdannelsen i både Øst- og Vestdanmark.”<sup>24</sup>*

Men der vil være en række betydelige gevinster herudover. For det første vil kablet bevirke, at efterspørgslen efter de såkaldte systemtjenester<sup>25</sup> - køb af forsyningssikkerhed – sandsynligvis vil falde. For det andet og sandsynligvis lige så vigtigt vil der komme konkurrencen om levering af systemtjenester.

Den systemansvarlige virksomhed i Vestdanmark, Eltra, er ved at udvikle en markedsmodelleringsmodel, MARS, som vil kunne levere input til den samlede bedømmelse af samfundsøkonomien i etableringen af et Storebæltskabel. (En beskrivelse af MARS findes på <http://www.eltra.dk>.)

De første resultater af beregninger af handelsstrømme i Norden med og uden Storebæltsforbindelse – under antagelse af markedsmagt – viser, at forbindelsen giver en gevinst for forbrugerne på mellem 0,8 og 1,4 mio. kr. pr. uge i Danmark med en 300 MW-forbindelse. Beregningen er foretaget ud fra en typisk vinteruge i et år med hhv. normal og megen nedbør. Når der er megen nedbør sker det oftere, at kablerne til Norge og Sverige bliver fyldt op, og de danske markeder bliver isolerede og sårbare overfor markedsmagt.

På baggrund af simuleringer af forskellige nedbørsforhold i uge 4 kan der gives et forsigtigt skøn over en årseffekt. Dette gøres ved at antage en gennemsnitlig gevinst på 0,8 mio. kr. pr. uge i 40 uger om året. Dette udløser en stigning i forbrugeroverskuddet på 32 mio. kr. om året. Der er således – forsigtigt – regnet med, at risikoen for misbrug af markedsmagt kan være større i uge 4 end i en gennemsnitsuge. Denne antagelse er ikke nødvendigvis korrekt, idet markedsmagt kan forekomme under en lang række forskellige

<sup>24</sup> ”Samfundsøkonomiske fordele og ulemper ved en elektrisk Storebæltsforbindelse”, Copenhagen Economics for Elkraft System, juni 2003.

<sup>25</sup> Systemtjenester dækker en lang række ydelser, som de systemansvarlige virksomheder (i Danmark Eltra og Elkraft System) skal købe fra producenter i eller udenfor deres område. Disse ydelser dækker f.eks. regulerkraft, som systemansvaret bruger til at skabe balance mellem udbud og efterspørgsel efter markedets lukke tid (typisk i driftstimen) og reservekraft, som systemansvaret bruger til at sikre forsyningssikkerheden i tilfælde af havarier.

omstændigheder, herunder både særligt våde og særligt tørre forhold i Norge og Sverige.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at disse beregninger i betragtelig grad undervurderer virkninger af et Storebæltskabel. Modellen ignorerer således effekter på markederne for reguler- og reservekraft. Men også fordi der i beskrivelsen af engrosmarkedet i modellen er valgt en række forudsætninger, der trækker i retning af en lille effekt.

Eltras beregninger viser, at et 300 MW kabel har en velfærdseffekt i normal- og vådår. Karakteristisk ved et normalår i modellen er, at de danske områder er kraftige nettoeksportører af el til Norge og Sverige. I vådår er de danske områder omvendt kraftige importører. At et 300 MW kabel ikke har effekt i tørår lader til at skyldes, at kablet skal have en vis størrelse, som sandsynligvis ligger over 300 MW. Eltra har foretaget en beregning af et 600 MW kabel i et tørårsscenario, og her er der en betydelig effekt at se. Effekten på forbrugeroverskuddet er mindst lige så stor som effekten af et 300 MW kabel i normal- og vådår.

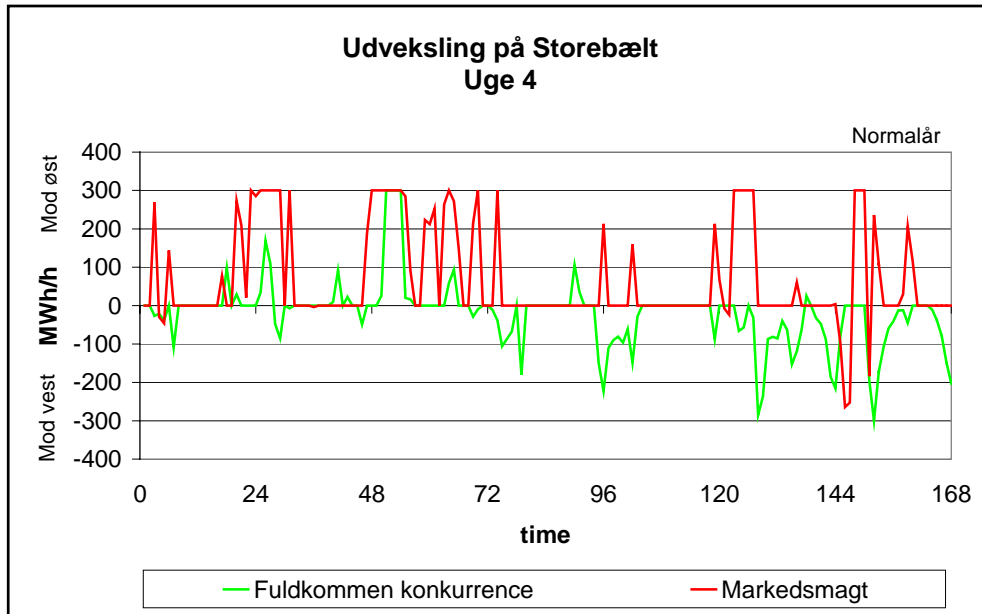
I normalår ses effekten af et kabel på 300 MW i visse lavlasttimer. Uden et kabel viser modellen, at Elsam og Energi E2 vil lægge sig i ly af den højere norsk/svenske pris. Med et kabel betyder den øgede konkurrence, at priserne i de to områder falder markant. Effekten er størst i Østdanmark. Det skyldes, at kablet giver mulighed for, at en del af den vestdanske decentrale produktion, som er langt større end den østdanske, kan sendes til Østdanmark til en relativt lav pris.

I vådår er mekanismen anderledes. For at undgå de relativt lave nordiske priser, skaber producenterne i visse højlasttimer importflaskehalse for at opnå en højere dansk områdepris. Et Storebæltskabel vil gøre det vanskeligere at skabe flaskehalse på forbindelser fra Norden.

Det lader derudover som nævnt til, at et 600 MW kabel vil give velfærdsmæssige gevinster også i tørår og især i Østdanmark. De danske producenter har i tørår incitament til at begrænse eksporten til Norge og Sverige for at koble sig på en høj nordisk pris. Ved en decentral produktion på makedsvilkår vil Elsams incitament blive stækket, men der er ikke tilstrækkelig decentral produktion i Østdanmark til at stække Energi E2's incitament. En Storebæltsforbindelse kan i nogle situationer gøre det uforholdsmæssigt dyrt for Energi E2 at holde kapacitet tilbage, da den decentrale produktion fra Vestdanmark kan overtage en stor del af markedet.

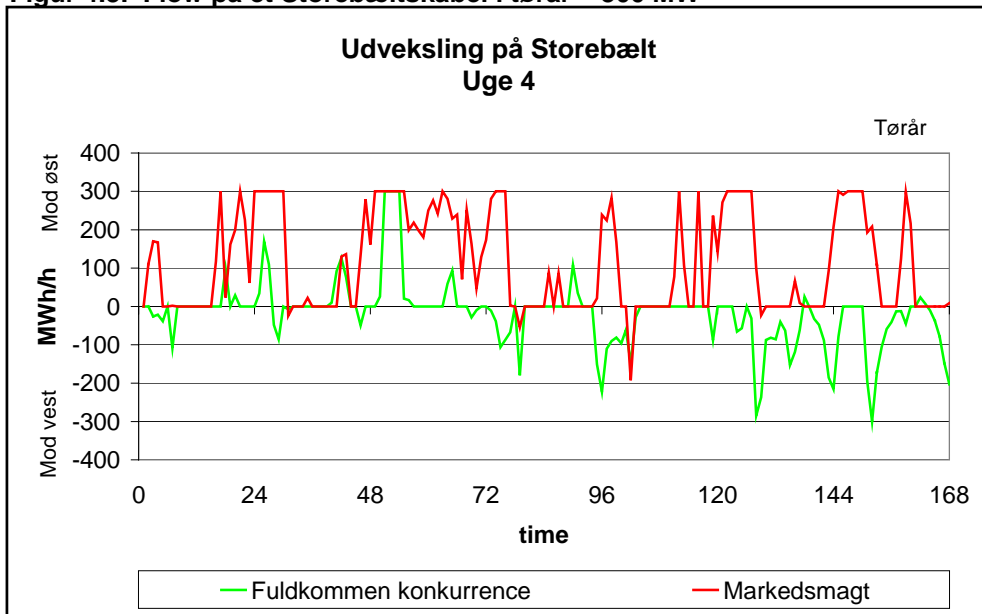
I figur 4.2, 4.3 og 4.4 er flow'et på Storebæltskablet i Eltras modelberegninger vist. Figurene viser flow'et i en vinteruge (uge 4) i 2005 i normal- og tørår på et 300 MW kabel og flow'et i et tørår på et 600 MW kabel.

Figur 4.2. Flow på et Storebæltskabel i normalår – 300 MW



Kilde: Eltra kørsler.

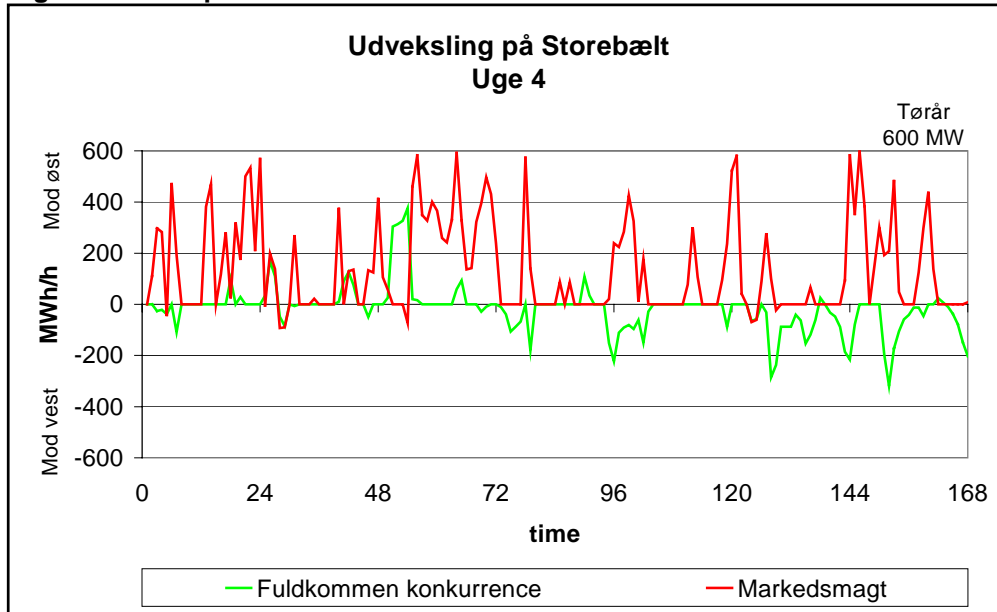
Figur 4.3. Flow på et Storebæltskabel i tørår – 300 MW



Kilde: Eltra kørsler.

Figurerne viser hhv. et forløb med fuldkommen konkurrence og et forløb med markedsmagt. Det ses tydeligt at flow'et er markant forskelligt i de to forløb. Samtidig ses det, at 300 MW i en del timer i markedsmagt forløbet ikke er tilstrækkeligt – de 300 MW bliver ofte en begrænsende faktor. I Figur 4.4 kan det se, at et 600 MW kabel vil være tilstrækkeligt til at sikre, at den ønskede udveksling kan komme igennem kablet.

Figur 4.4. Flow på et Storebæltskabel i tørår – 600 MW



Kilde: Eltra kørsler.

Elsam har følgende kommentarer til ovenstående: ”Elsam har ikke kendskab til baggrunden for disse beregninger og må derfor tage forbehold for dette resultat. Korrekte forudsætninger er helt afgørende. Gevinsten for forbrugerne er interessant, men en sådan beregning bør tage hensyn til

- forbrugernes betaling af tilskud til prioriteret produktion (vind og decentral kraftvarme) via nettariffen;
- hvordan flaskehalsgevinster deles mellem landene; og
- forbrugernes ejerandele i den kommercielle el-produktion.

Elsam bemærker, at ovennævnte omregning fra en ugeeffekt til en årseffekt er en stor forenkling og at resultatet må tages med et stort forbehold. Elsam er ikke enig i Styrelsens vurderinger af et Storebæltskabels virkninger på regulerkraft og reservekapacitet.

Ovenstående beregning kan ikke tillægges stor vægt. Forskellen mellem resultatet for en 300 MW og en 600 MW forbindelse i et tørår er ikke logisk og tyder på mangler i modellen.”

Styrelsen er enig med Elsam i at det er vanskeligt at omregne fra ugeeffekt til årseffekt. Styrelsen har også derfor anlagt et meget forsigtigt skøn, jf. beskrivelsen tidligere i nærværende afsnit. Dokumentationen for beregningerne fremgår i øvrigt af Eltras hjemmeside.

Endelig vurderer styrelsen, at det er helt naturligt, at virkningerne af et Storebæltskabel stiger, des større kablet er.



I 2000 udarbejdede konsulentvirksomheden Econ en rapport om etableringen af en Storebæltsforbindelse (Econ-rapport nr. 14/2000) ”Storebæltsforbindelsen og markedsmagt i dansk kraftsektor”. Konklusionen fra denne analyse er:

*”På basis af de gennemførte modelberegninger og analysen af mulige markedsmagtproblemer i de danske markedsområder, er der efter vor vurdering grund til at vente med at træffe afgørelsen om etableringen af en Storebæltsforbindelse. Det er vanskeligt at identificere klare markedsmagtproblemer og betydelige samfundsøkonomiske effektivitetstab baseret på foreliggende data og information. Samtidig er der stor usikkerhed omkring udviklingen af både det danske og det tyske kraftmarked.”*

Econs analyse tager udgangspunkt i en kørsel af markedet i 2005 foretaget på Samkøringsmodellen. Der eksisterer i rapporten ingen dokumentation for Econs videre analyse. Under alle omstændigheder benytter Econ ikke en egentlig model til at forudsige de velfærdsmæssige effekter af en Storebæltsforbindelse under antagelse af markedsmagt.

I den modelkørsel fra Samkøringsmodellen, som Econ bruger som grundlag for sin analyse, er de danske områder oftest importører af el fra de nordiske naboerområder. Og der er ofte en transitsituation med eksport til Tyskland.

Econ baserer udelukkende analyserne af markedsmagt på, at Elsam og Energi E2 kan hæve prisen til det tyske niveau ved at skabe importflaskehalse på forbindelserne fra Norge og Sverige. Econ tager udgangspunkt i, hvor meget produktionen skal reduceres for at skabe importflaskehalse på forbindelser fra Norden med og uden en Storebæltsforbindelse. Herefter sammenligner Econ selskabernes dækningsbidrag i de to situationer, hvilket giver en samfundsmæssig gevinst, som kan tilskrives kablet. Der skal tilbageholdes mere produktion, hvis også importkapaciteten på et Storebæltskabel skal bruges op, hvorfor selskabernes dækningsbidrag falder ved etableringen af et kabel. Resultatet af beregningen, der ikke gengives i Econs konklusion eller af systemansvaret, viser, at der er en markedsgevinst på ca. 45 mio. kr. om året.

Der er imidlertid især to forhold, som har ændret sig markant, siden Econ udarbejdede analysen. For det første har effektsituationen ændret sig, og for det andet bør overvejelser omkring reguler- og reservekraft indgå i vurderingen.

Econs analyse er baseret på en kørsel fra Samkøringsmodellen leveret af Elkraft System og Eltra. Kørslen viser markedstilpasning i en række forskellige driftssituationer i 2005. I kørslen er de danske områder på intet tidspunkt isolerede fra de øvrige nordiske områder. Med den reviderede effektsituation, som ligger i Samkøringsmodellen i dag, må der forventes et

betydeligt antal timer med flaskehalse til og fra de danske områder. Dette vil ændre velfærdseffekten af en Storebæltsforbindelse.

Det er således ikke kun ved at skabe importflaskehalse, at de danske producenter kan udnytte deres markedsmagt. I tilfælde af eksport til det øvrige Norden kan de danske producenter holde kapacitet tilbage for at lægge sig i ly af en høj svensk/norsk pris. Modelkørsler fra Eltra viser dels, at producenterne har incitament til at udvise en sådan adfærd og dels, at en Storebæltsforbindelse vil have en præventiv effekt.

Econs analyse inddrager ikke gevinster som kan opnås i forbindelse med sikringen af forsyningsikkerhed ved etableringen af en Storebæltsforbindelse. Effekterne på omkostningen til levering af et givent niveau af forsyningsikkerhed bør indgå i analysen af etableringen af en Storebæltsforbindelse. Dette uddybes nedenfor.

Velfærdseffekterne beregnet af Econ er beregnet ud fra relativt aggregerede størrelser (til trods herfor fås pæne velfærdseffekter). Det er imidlertid en Storebæltsforbindelses begrænsning af de korte og ofte store prisudsving, der vil bidrage med de største velfærdseffekter. Dette er slet ikke med i Econs analyse, der udelukkende arbejder med gennemsnitsbetragtninger.

Elsam har følgende bemærkninger til ovenstående: *”Elsam ser ingen markante forhold, der har ændret sig siden analysen blev udarbejdet. Der er kommet mere vindkraft end forventet, og det finske forbrug har udviklet sig langsommere end forventet – forhold, der ikke ændrer konklusionerne markant. Regulerkraft og reservekraft handles faktisk over grænserne i dag, og der er stor opmærksomhed på at øge denne samhandel.”*

Efter styrelsens vurdering var der yderligere et forhold som Econ implicit lægger vægt på skal evalueres. På tidspunktet for Elsam analyser var det uklart i hvor høj grad Elsam og Energi E2 ville udnytte deres markedsmagt til at opnå priser der ville ligge i den højere ende af de udenlandske priser. Denne uklarhed er efter styrelsens opfattelse ikke længere til stede, og derfor er Econs beregninger – der viser en gunstig effekt af et Storebæltskabel – stadig relevante.

Energistyrelsen har i 1996 foretaget en analyse af den samfundsmæssige rentabilitet af etableringen af et Storebæltskabel. Energistyrelsen vurderer, at en Storebæltsforbindelse vil kunne øge udvekslingen af overskudsstrøm og dermed skabe en bedre effekttilpasning. Dette kvantificeres ikke.

Ifølge Energistyrelsens analyse vil en reservekapacitet på 24 pct. i to adskilte systemer kunne reduceres til 18 pct. i et samlet system, uden at antallet af timer med uvarslet træk på udlandsforbindelserne af den grund øges. Dette betyder, ifølge Energistyrelsen, at en elkapacitet på ca. 400 MW vil kunne undværes. Energistyrelsen konkluderer: *”Dette repræsenterer en*

*engangsbesparelse, som væsentligt overstiger investeringen i et Storebæltskabel.”*

Med hensyn til bedre effektilpasning og behovet for reservekapacitet konkluderer Energistyrelsen, ”*at de mulige besparelser som følge af en Storebæltsforbindelse er betydelige set i forhold til investeringen i forbindelsen, men besparelsen kan tidligst realiseres fra omkring år 2003.*” At gevinsten først kan realiseres fra år 2003, skyldes overkapaciteten i systemet i 1996.

I forbindelse med eventuelle strategiske effekter konkluderer Energistyrelsen: ”*En eventuel kommende liberalisering af elmarkedet vil resultere i nye markedsforhold, hvor en Storebæltsforbindelse kunne tænkes at have betydning i kampen om markedsandele. Der forventes dog små fortjenester i dette marked.*”

Konkurrencestyrelsen har udarbejdet en model, som kan vurdere effekterne af fusionen på markedet for fysisk handel med el, jf. kapitel 7. Modelresultaterne viser, at der på markedet for fysisk handel med el kan forventes en prisstigning i omegnen af 4 pct. som følge af fusionen. Modellen antager eksistensen af et Storebæltskabel. I og med at modellen viser, hvad der sker, hvis konkurrencen mellem Elsam og Energi E2 elimineres som følge af en fusion, kan resultaterne også benyttes til at analysere, hvad der vil ske, hvis der introduceres konkurrence mellem Elsam og Energi E2 ved etableringen af et Storebæltskabel.

Modellen viser, at en fusion mellem Elsam og Energi E2 vil bevirke højere danske elpriser svarende til 3-400 mio. kr. på årsbasis.

Dette kan umiddelbart overføres til effekten af etableringen af et Storebæltskabel. Isoleret set må kablet forventes at føre til elpriser, der er 3-400 mio. kr. lavere på grund af konkurrence mellem Elsam, Energi E2 og de decentrale kraftvarmeværker.

Derudover vil kablet bevirke, at prisforskellene mellem vest og øst vil blive udlignet i de fleste af årets timer.

Elsam har følgende kommentar til ovenstående: ”*Elsam påpeger, at ovenstående ræsonnementer fortsat blander begreber som samfundsøkonomi og forbrugers overskud sammen. Endvidere er betragtningerne præget af et nationalt syn på forholdene, som efter liberaliseringerne på el-området ikke længere er dækkende. For eksempel er en isoleret dansk betragtning på reservekapacitet forkert – udbygning af internationale forbindelser vil få samme effekt.*”

Som det vil fremgå af kapitel 5 er styrelsen ikke enig i Elsams betragtninger omkring reservekapacitet. Eksempelvis gennemførte de to danske

systemansvar EU-udbud over reservekapacitet i efteråret 2003. I realiteten bød kun Elsam på udbuddet i vest og Energi E2 på udbuddet i øst.

### *Reservekraft*

Elsystemets rolle er at kunne levere elektricitet til forbrugerne i den efterspurgte mængde og af den fornødne kvalitet. Forsyningssikkerheden udtrykker, i hvilken grad systemet evner at løse denne opgave. Begrebet ”reservekraft” dækker over en række forskellige ydelser af forskellig kvalitet og pris. F.eks. kan reservekraft opdeles alt efter, hvor hurtigt reserven kan aktiveres i tilfælde af havari. Reserver, der kan aktiveres hurtigt, at en højere kvalitet end reserver, der er langsomt aktiverbare.

Historisk har sikring af forsyningssikkerheden været et rent dimensioneringsspørgsmål. Da der ikke var adskillelse mellem leverandør og efterspørger af f.eks. reservekapacitet, blev ydelserne aldrig handlet og en pris ikke fastsat. I dag (og i fremtiden) skal ydelserne købes fra uafhængige og private producenter.<sup>26</sup> Køberne er de systemansvarlige virksomheder, som i Danmark er Eltra og Elkraft System. Prisen fastsættes på markedet.

I 2003 gennemførte Eltra og Elkraft System et udbud af bl.a. reservekraft. Der blev efterfølgende forhandlet aftaler i stand med de to danske producenter, Elsam og Energi E2. Priserne i disse aftale viser, at de danske forbrugere betaler store summer for disse ydelser. Alene for reservekapacitet (og mindstekapacitet<sup>27</sup>) budgetterer Elkraft System og Eltra med en udgift på i alt 780 mio. kr. i 2004.

Elsam har følgende kommentar til ovenstående: ”*Der er store omkostninger ved at reservere effekt på de store kraftvarmeværker og beløbet skal ses i sammenhæng med den markante udbygning af vindkraft i Danmark. I sidste ende kan et stigende behov for reservekapacitet betyde, at det er nødvendigt at bygge nye kraftværker. Derfor skal de langsigtede omkostninger ved at bygge ny kapacitet tages i betragtning ved en vurdering af prisen.*”

*Det er imidlertid forkert at anvende en rent national betragtning i forhold til behovet for reservekapacitet. Denne kan for Vestdanmarks vedkommende ligeså godt komme fra Norden som fra Østdanmark.”*

Som tidligere anført er styrelsen ikke enig i disse betragtninger.

Et Storebæltskabel er interessant for markedet for reservekapacitet af to årsager. (1) Den nødvendige reservekapacitet reduceres for et givent niveau

<sup>26</sup> På længere sigt kan efterspørgslen efter visse af ydelserne blive reduceret som følge af øget fleksibilitet i forbruget.

<sup>27</sup> Mindstekapacitet er en lidt anderledes ydelse end reservekapacitet. Ydelsen omfatter, at systemansvaret fra producenten køber sikkerhed for, at der konstant er et vist antal produktionsblokke aktive.

af forsyningssikkerhed. (2) Der bliver flere udbydere af reservekapacitet og dermed et konkurrencepres på prisen.

Alt efter, hvor meget mindre kravet til reserver bliver som følge af en etablering af et Storebæltskabel, vil systemansvarets samlede betaling herfor blive reduceret. Dette vil komme forbrugerne til gode i form af reducerede tariffer.

Elkraft System vurderer i sin systemplan for 2003, at en Storebæltsforbindelse på 600 MW vil øge forsyningssikkerheden i Østdanmark, selvom der samtidig skrottes 200-300 MW produktionskapacitet. Altså vil et Storebæltskabel på 600 MW svare til, at mindst 300 MW ny produktionskapacitet etableres i såvel Vest- som Østdanmark. Betalingen for reservekapacitet i det danske område udgør mellem X og X kr. pr. MW pr. år, hvis det seneste udbud skal være retningsgivende.

Hvis der kan spares 200-300 MW reservekapacitet ved etableringen af et Storebæltskabel (alene i Østdanmark) vil forbrugerne altså kunne spare i omegnen af 110 mio. kr. om året, hvilket i sig selv er nok til at forrente en Storebæltsforbindelse på 600 MW. Dette svarer til en besparelse på ca. 30 pct. af den samlede budgetterede betaling for reserver i Østdanmark i 2004 (som udgør X mio. kr.). Et tilsvarende regnestykke for Vestdanmark beløber sig til en besparelse på ca. X mio. kr.

Disse besparelser kan dog ikke realiseres på kort sigt, hvor de systemansvarlige både i Vest- og Østdanmark er bundet af aftaler med de systemansvarlige i Norden om noget reservekapacitet, de skal råde over. Men besparelserne kan realiseres på længere sigt.

Hertil kommer, at styrelsen forventer en gevinst i form af øget konkurrence om levering af reservekapaciteten. Ovennævnte udbud viste efter styrelsens oplysninger, at der i dag er endog særdeles begrænset konkurrence om levering af disse ydelser i både Øst- og Vestdanmark. Et Storebæltskabel vil øge antallet af mulige leverandører af reservekapacitet i både Øst- og Vestdanmark. Dette forventes at udmønte sig i lavere priser på reservekapacitet. Hvor meget er imidlertid vanskeligt at forudsige.

Det skal understreges, at ovenstående beregninger er forsimplede og derfor skal fortolkes med varsomhed. Men beregningerne viser, at der gennem effekter på behovet for og prisen på reservekapacitet fra etableringen af et Storebæltskabel kan forventes gevinster, der i sig selv er store nok til at forrente investeringen.

### *Regulerkraft*

Princippet for regulérkraftmarkedet er, at de godkendte aktører på dette marked indsender bud til Elkraft System eller Eltra om op- og nedregulering til en af aktøren tilbudt pris. Er der behov for aktivering af bud, tager systemansvaret de billigste bud. Bud kan gives af producenter, der har mulighed for at ændre produktionen eller store forbrugere, der har mulighed for at ændre deres forbrug.

Sikringen af balancen i markedet sker gennem en fysisk del og en finansiell del. Den fysiske del vedrører den samlede balance i systemet, og hvor der op- eller nedreguleres for at sikre den fysiske balance. Dette kaldes regulerkraft. Den finansielle del vedrører de enkelte balanceansvarlige aktører<sup>28</sup>, der kommer i ubalance i forhold til deres indmeldte planer dagen før. I sådanne tilfælde skal der falde en betaling til de systemansvarlige virksomheder for balancekraft.

De samlede omkostninger til sikring af balancen (reguleromkostningen) i Danmark er ca. 90 mio. kr. pr. år (ekskl. Faste omkostninger)<sup>29</sup>.

Elkraft System skønner i et notat<sup>30</sup>, der indgår i Energistyrelsens arbejde om Storebæltsforbindelsen, at en Storebæltsforbindelse ”kunne have reduceret de balanceansvarlige aktørers reguléromkostningen med ca. 10 mio. kr. pr. år” Dette svarer til godt 10 pct. Elkraft Systems analyse omfatter perioden januar 2001 til juni 2003.

Den af Elkraft System beregnede besparelsen på omkostningen til regulérkraft forholder sig udelukkende til en ren mængdeeffekt. Storebæltskablet vil gøre det muligt at ”nette” ubalancer ud over et større område. Et overskud af strøm i vest kan udfylde et underskud i øst og omvendt. Derfor vil der være mindre brug for regulérkraft. Prisen på regulérkraften er antaget konstant.

Efter styrelsens vurdering vil prisen på regulérkraft blive påvirket i nedadgående retning, som følge af et øget konkurrencepres, såfremt der etableres et Storebæltskabel. Derfor må besparelsen forventes at blive større end de 10 mio. kr. pr. år.

---

<sup>28</sup> Købere og sælger af el på det fysiske el-marked har ansvaret for deres egen kraftbalance på det fysiske el-marked. På det økonomiske marked har den balanceansvarlige virksomhed ansvaret for at opretholde balancen mellem forbrug og produktion, når der bruges mere eller mindre end det de indgåede aftaler dækker – altså at købe el, hvis der produceres for lidt, og at sælge strøm, hvis der produceres for meget. ([www.elkraft-system.dk](http://www.elkraft-system.dk)).

<sup>29</sup> ”Overslag over en Storebæltsforbindelses betydning for elsystemets reguléromkostning i Danmark”, notat af 12. december 2002, Elkraft System.

<sup>30</sup> Ibid.

Hertil kommer en besparelse i den faste betaling, som de to danske producenter, Elsam og Energi E2, får for at stille produktionskapacitet til rådighed for regulérkraftmarkedet. På samme måde som ved levering af reservekraft vil der kunne opstå konkurrence om levering af reserver til regulérkraft ved etablering af et Storebæltskabel.

Af den netop indgåede aftale om levering af reserver og systemtjenester mellem Elkraft System og Energi E2<sup>31</sup> fremgår, at Energi E2 stiller en vis kapacitet til rådighed for levering af regulérkraft i 2004 til Elkraft System. For dette modtager Energi E2 en betaling på X mio. kr.

Aftalen mellem Elsam og Eltra for 2004<sup>32</sup> indeholder ikke en aftale om levering af regulerkraftsreserver. Reserver til regulerkraft er omfattet af en aftale underskrevet den 3. oktober 2001 og leveres i henhold til denne frem til og med juni 2004. Prisen kan forventes at blive højere end de X mio. kr., som Elkraft System betaler, eftersom Eltras behov er større, og produktionsteknologierne i de to områder næsten ens.

Derfor forventes den samlede årlige betaling for levering af reserver til regulerkraft af udgøre mindst X mio. kr. om året. Et Storebæltskabel vil reducere denne.

Elsam har følgende kommentar til ovenstående: ”Der gøres opmærksom på, at behovet for regulerkraft i høj grad kommer fra svingninger i vindproduktionen. Der er en stærk sammenhæng mellem vindkraftproduktionen i Vestdanmark og Østdanmark, og der vil derfor opstå knaphed på regulerkraft i begge områder på de samme tidspunkter. Gevinsten ved udvekslingsmuligheden vil derfor begrænses til situationer, hvor vindkraften udvikler sig forskelligt i de to områder. Der vil også være en vis effekt ved havarier og revisioner, men i disse situationer vil udbygninger til Norden og Tyskland have en tilsvarende betydning.

*De vigtigste konkurrenter til Elsam på regulerkraftområdet er de norske og svenske vandkraftproducenter, mens kraftvarmeværker typisk, herunder de danske er mere konkurrencedygtige end atomkraftværker på dette område.*

*Ovenstående afsnit skelner ikke klart nok mellem reservekapacitet og regulerkraft. Samtlige reserver kan bruges til regulerkraft og beløbet på kr. X mio. er det svært at se relevansen af.*

*Der er væsentlige forskelle i de nuværende aftaler med Eltra og Elkraft. Elsams nye aftale med Eltra gælder reservekapacitet og efterfølgende mulighed for at handle regulerkraft.”*

---

<sup>31</sup> [www.elkraft-system.dk](http://www.elkraft-system.dk).

<sup>32</sup> [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk).

Efter styrelsens vurdering anfægter Elsam ikke, at en Storebæltsforbindelse vil påvirke prisdannelsen på markedet for regulerkraft.

#### 4.4 Decentral produktion på markedsvilkår

Hele den decentrale produktion af elektricitet forventes at blive afsat på markedsvilkår på mellemgang sigt. Tabel 4.3 viser, at en relativt stor andel af den samlede produktionskapacitet findes på decentrale kraftværker, især i Vestdanmark.

**Tabel 4.3. Produktionskapacitet i Danmark i 2002**

2002 (MW)	Vestdanmark	Heraf Elsam	Østdanmark	Heraf Energi E2/Nesa
Centrale kraftværker	3.596	3.596	4.258	4.258
Decentrale kraftværker	1.523	250	630	343
Vindmøller	1.932	388	554	131*
I alt	7.051	4.234	5.442	4.732

Kilde: Elsams K2-anmeldelse og [www.e2.dk](http://www.e2.dk).

\*Vindmøller hvorfra Energi E2 aftager produktionen

Et af formålene med markedsorienteringen af den decentrale produktion er ifølge Energistyrelsen, at der vil komme flere uafhængige producenter, ”[...]som kan skabe en øget konkurrence på elmarkedet og hermed begrænse risikoen for udøvelse af markedsmagt fra de store producenters side.”<sup>33</sup>

Den decentral produktionskapacitet udgør hhv. ca. 22 og ca. 7 pct. af den samlede vest- og østdanske produktionskapacitet. Således er det en ikke ubetydelig del af den samlede kapacitet, der introduceres på markedet. Samtidig introduceres imidlertid en tilsvarende efterspørgsel, som hidtil også har været udelukket fra markedet. Forbrugerne har i det nuværende system pligt til at aftage den prioriterede produktion. Denne pligt bortfalder ved introduktionen af de decentrale værker på markedsvilkår, for så vidt angår disse.

Således vil der komme et nedadgående pres på prisen som følge af et øget udbud. Men en modsatrettet effekt vil komme fra en forøget efterspørgsel. Der er imidlertid muligt, at de decentrale vil presse de centrale producenter på marginalen og dermed skabe et øget konkurrencepres. Dette gøres ved at lægge sin egen pris lige under konkurrenternes for at øge ens egen markedsandel. Hvorvidt dette vil være en mulighed afhænger først og fremmest af, om de decentrale værker vil have ledig kapacitet til rådighed til

<sup>33</sup> ”Markedsorientering af decentral kraftvarme”, notat af 13. juli 2003, side 2, [www.ens.dk](http://www.ens.dk).



at tage konkurrencen op. En analyse fra Elkraft System<sup>34</sup> viser, at de østdanske decentrale kraftvarmeværker i 2001 som hovedregel producerede, når prisen var høj. Derfor kan det efter styrelsens vurdering ikke forventes, at hele den frigivne kapacitet vil bidrage til øget konkurrence i de to danske områder. Styrelsen har ikke foretaget yderligere analyser heraf. Der henvises dog til styrelsens modelsimuleringer i kapitel 7, hvor de decentrale værker indgår i markedet som strategiske spillere.

Under alle omstændigheder ejer Elsam og især Energi E2/Nesa store andele af den decentrale produktion – hhv. [10-20] og [50-60] pct. – jf. kapitel 3. Det er efter styrelsens vurdering afgørende for konkurrencen, at Elsam og Energi E2 ikke overtager drift af eller ejerskab i yderligere decentral kraftværkskapacitet.

#### **4.5 Elmarkedets funktion i mellemfristet perspektiv**

Sammenfattende vil disse ændringer øge transitmulighederne gennem såvel Vest- som Østdanmark og binde de to dele sammen. Markedskoblingen til Tyskland vil gøre, at elektriciteten altid vil bevæge sig i den rigtige retning fra lavpris- til højprisområde. Det forventes, at de danske områder i langt det meste af tiden vil være transitland for enten nord- eller sydgående elektricitetsbevægelser.

I normal- og tørår vil strømmen gå i retning fra kontinentet til Norden og i vådår modsat. I langt de fleste perioder vil der være en entydig retning på transporterne.

Samtidig vil der i fremtiden med stor sandsynlighed være en 3. producent på det danske marked, som agerer på markedsvilkår.

Uanset ovenstående ændringer vil Elsam og Energi E2's muligheder for at udnytte deres dominerende markedspositioner være intakte. Begge selskabers strategi om at lægge sig op ad den højeste af nabopriserne vil stadig kunne følges – endda med noget større lethed, jf. kapitel 7.

Elsam er enig i alle ovenstående antagelser om ændringer i den fremtidige markedsstruktur, undtagen etableringen af et elektrisk Storebæltskabel, som Elsam finder væsentligt mere usandsynligt end andre kabeludbygninger – f.eks. udbygninger til Norge.

Derudover vurderer Elsam, at der vil ske yderligere kabeludbygning til Norge, og handelskapaciteten dermed vil blive større end det her forudsatte.

---

<sup>34</sup> ”Decentral kraftvarme i Østdanmark”, Bilagsrapport til temarapporter om elpris, forsyningssikkerhed og beredskab, Elkraft System, november 2002.

På lang sigt kan der forventes en øget integration af den tyske og den nordiske markedsplads, bl.a. som følge af etableringen af nye kabler. Der vil dog fortsat være fundamentale forskelligheder, som vil bestå uanset kabelinvesteringer.

## Kapitel 5

### Det relevante marked – engros

For at kunne vurdere fusionens konkurrencemæssige betydning skal der foretages en konkret vurdering af forholdene på det eller de markeder, som berøres af fusionen – det eller de relevante markeder. Det relevante marked afgrænses såvel produktmæssigt som geografisk.

Afgrænsningen af det relevante marked sker efter konkurrenceloven på grundlag af undersøgelser af efterspørgsels- og udbudssubstitution og den potentielle konkurrence. Den potentielle konkurrence skal undersøges i det tilfælde, hvor markedsafgrænsningen og virksomhedernes stilling giver anledning til tvivl om, hvorvidt loven er overholdt.

Elsam har i sin anmeldelse anført, at der ved markedsafgrænsningen kan skelnes imellem el-produktion og engroshandel med el på den ene side og detailsalg af el på den anden side. Konkurrencestyrelsen er enig heri, og behandler derfor detailsalg af el separat i kapitel 6 og 8.

Elsam gør desuden gældende, at der eksisterer ét samlet marked for el-produktion og engroshandel med el, og at markedet i geografisk henseende ikke kan afgrænses snævrere end Nordeuropa.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at el-produktion og engroshandel kan opdeles i fire separate *produktmarkeder*, hhv.:

- Engrossalg af el (OTC og spot)
- Finansiell el
- Regulerkraft
- Reservekapacitet

El har det særlige karakteristika, at det ikke i større og praktisk anvendeligt omfang kan lagres. Det er endvidere karakteristisk for el, at forbruget er meget inelastisk – dvs. at aftagerne af el har begrænset lyst og/eller evne til at udskyde forbrug fra én time til en anden og i endnu mindre omfang fra én dag til en anden.

Det er endvidere karakteristisk, at el-producenternes forskellige produktionsvilkår påvirker deres udbud af el forskelligt i løbet af året.

- Atomkraftværker er meget ufleksible og må således producere el på stort set samme niveau året rundt, uanset udsving i efterspørgslen.
- Vindmøller producerer kun el, når det blæser.
- Vandkraftværkerne er fleksible, men ejerne begrænser produktionen i perioder med lav vandstand i de inddæmmede søer.

- Centrale og decentrale kraftvarmeværker har en vis fleksibilitet, men deres el-produktion afhænger også af, om der er behov for varmeproduktion.

Disse produktionsforhold betyder sammen med den uelastiske efterspørgsel, at priserne kan svinge meget betydeligt over et år. Konkurrencestyrelsen tillægger derfor det tidsmæssige aspekt stor betydning ved vurderingen af el-markederne.

Nedenfor i tabel 5.1 er anført Konkurrencestyrelsens afgrænsning af markederne i produktmæssig og geografisk henseende. De enkelte markeder gennemgås i detaljer i de følgende afsnit.

**Tabel 5.1. Relevante engrosmarkeder**

Produktmarked	Geografisk marked
Engrossalg af el (OTC og spot)	DK1 hhv. DK2, eller Danmark
Finansiell el	Norden/Nordeuropa
Regulerkraft	DK1 hhv. DK2, eller Danmark
Reservekapacitet	DK1 hhv. DK2, eller Danmark

## 5.1 Markedet for engrossalg af el (OTC og spot)

### Produktmarkedet

#### *Efterspørgselssubstitution*

Elsam gør gældende, at engrosmarkedet er ét samlet marked, idet det altid er muligt at købe el enten på termins-, spot- eller regulermarkeder.

Konkurrencestyrelsen er enig med Elsam i, at handelen på det bilaterale marked og spotmarkedet er nære substitutter.

En fysisk OTC-kontrakt kan for en køber (f.eks. et elhandelsselskab, en stor slutkunde eller en producent) erstattes af et mix af spotkontrakter på børsen og en eller flere finansielle kontrakter (terminskontrakter), jf. kapitel 3. Dette forudsætter et bredt udbud af forskellige finansielle kontrakter, og at handelen med disse er tilstrækkelig likvid. Konkurrencestyrelsen anser disse forudsætninger for opfyldt, gennem Nord Pools udbud af finansielle kontrakter og handlen i Handelsgruppe Danmark.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at der ikke er efterspørgselssubstitution mellem OTC/spot på den ene side og de øvrige fysiske produkter (regulerkraft og reservekraft) på den anden side. Det skyldes, at regulerkraft og reservekraft/mindstekapacitet kun kan anvendes af de systemansvarlige virksomheder.

Selv om priserne på finansielt handlet el afhænger af de faktiske el-priser, vurderer Konkurrencestyrelsen heller ikke, at der er efterspørgselssubstitution mellem OTC/spot på den ene side og finansielt handlet el på den anden. En permanent stigning i el-prisen vil ikke betyde, at produktionen af el falder til fordel for en øget mængde finansielt handlet el. Uanset de relative priser på disse produkter har efterspørgeren stadig brug for den samme mængde el.

Tværtimod vil der blive efterspurgt stort set uændrede mængder el. Årsagen er, dels at el i praksis er ganske svær at erstatte med andre produkter, dels at el ikke kan lagres. Når et produkt ikke kan lagres, kan forbrugerne ikke opkøbe ekstra mængder, når prisen er lav og bruge det, når prisen er høj.

Mulighederne for efterspørgselssubstitution fører således til, at OTC og spot udgør et fælles produktmarked, mens finansiell el, regulerkraft og reservekraft som udgangspunkt må anses for separate produktmarkeder.

### *Udbudssubstitution*

Når produktmarkedet er afgrænset efter en analyse af, hvilke produkter, der anses for substituerbare af forbrugerne, skal det vurderes, om produktmarkedet kan udvides på grund af udbudssubstitution. Dette er relevant, når producenter af andre produkter uden væsentlige omkostninger kan omlægge produktionen til de produkter, der er omfattet af det foreløbigt opgjorte produktmarked. Hvis der er mulighed for en sådan udbudssubstitution, skal disse producenters produkter medregnes i det relevante marked.

Elsam og Energi E2 har som ejere af de store centrale kraftvarmeværker mulighed for at substituere engrossalg af el (OTC og spot) med udbud af regulerkraft og/eller reservekapacitet.

Ejerne af decentrale kraftvarmeværker og vindmøller sælger i dag deres strøm som prioriteret til garanterede priser, og de er garanteret aftag af hele produktionen. De kunne vælge at udbyde deres strøm under kommercielle betingelser på engrosmarkederne, men det er ikke noget økonomisk attraktivt alternativ til salg som prioriteret strøm. Derfor er der ikke udbudssubstitution fra producenterne af prioriteret strøm.

Hvis reglerne ændres, således at den prioriterede strøm afsættes på markedsvilkår, vil producenterne af prioriteret strøm skulle agere som alle andre aktører på engrosmarkederne. Det vil således medføre en forøgelse af udbudet på engrosmarkederne. Producenterne af prioriteret strøm har på grund af ufleksible produktionsformer begrænset eller ingen mulighed for i dag at substituere engrossalg af el med udbud af regulerkraft eller reservekapacitet.

Styrelsen forventer, at de decentrale kraftvarmeværker får mulighed for at deltage i det kommercielle marked senest i 2007, jf. kapitel 4.

De decentrale kraftvarmeværker forventes altså at skifte rolle fra ikke at være en potentiel konkurrent i dag til at deltage aktivt i konkurrencen. Vindmølleproducenternes manglende mulighed for at styre produktionen gør, at de under ingen omstændigheder kan deltage aktivt i konkurrencen.

I det følgende gennemgås mulighederne for udbudssubstitution mellem engrossalg af el og hhv. regulerkraft, finansiel el og reservekapacitet:

Engrossalg af el/regulerkraft. For Elsam og Energi E2 er det forholdsvis uproblematisk at substituere udbud af el gennem OTC-kontrakter eller spot med salg af regulerkraft. For øvrige producenter er det ikke så enkelt, og i praksis er det kun Elsam og Energi E2, der hidtil har været i stand til at indgå kontrakter om regulerkraft i hhv. DK1 og DK2. Kapacitetsbegrænsninger i systemet mellem de nordiske lande er en væsentlig årsag hertil. Der er da også væsentlige forskelle på regulerkraftprisen i de enkelte prisområder i Norden, jf. afsnit 4.3.

Salg af regulerkraft kræver et fleksibelt produktionsapparat, hvor produktionen med kort varsel kan øges eller reduceres. El-producenternes forskellige produktionsformer giver forskellige grader af fleksibilitet, og for flere produktionsformer vil det være vanskeligt eller umuligt at substituere engrossalg af el med salg af regulerkraft.

Foreningen af Danske Kraftvarme Værker, som råder over ca. 300 MW ud af den samlede decentrale kapacitet på 1769 MW, er ifølge styrelsens oplysninger i færd med at udvikle deres produktionsapparat. Udvikling af bl.a. overvågningssystemer og kommunikationsboks som spiller sammen med styringen og overvågningssystemet på de enkelte værker samt etablering af døgnbemanding forventes at gøre foreningens værker i stand til at udbyde regulerkraft.

Systemet er imidlertid ikke implementeret endnu, og det vil kun omfatte en mindre del af den decentrale produktionskapacitet. Konkurrencestyrelsen vurderer derfor i lighed med EU-Kommissionen i Sydkraft/Graningefusionen<sup>35</sup>, at regulerkraft ikke er en del af markedet for engrossalg af el. Styrelsen er dog opmærksom på, at der er en vis udbudssubstitution, jf. afsnit 5.3.

Engrossalg af el/finansiel el. El i form af OTC eller spot er fundamentalt forskellig fra ”finansiel el” – OTC og spot angår fysisk levering af el, mens

---

<sup>35</sup> Comp/M.3268 – Sydkraft Graningefusion. Kommissionen skelner mellem 1) markedet for produktion og engrossalg af el, 2) markedet for regulerkraft og 3) markedet for finansiel handel af el, mens reservekraftmarkedet ikke behandles i afgørelsen.

finansiel el er et finansielt produkt, der afdækker risiko på elmarkedet – dvs. at der er tale om komplementære produkter. En permanent stigning i prisen på el med f.eks. 10 pct. vil sandsynligvis ikke betyde, at der bliver produceret mindre el og solgt mere finansiel el.

Elproducenterne er aktive på markedet for finansiel el, men banker og andre aktører på finansmarkedet, der tilbyder risikoafdækning af el-handel råder ikke over produktionskapacitet, og de kan således ikke skifte fra udbud af finansielle ydelser til fysisk el-produktion, hvis prisen på el skulle stige i forhold til de finansielle ydelser.

Det finansielle marked for afdækning af risiko på el-markederne er således ikke en del af markedet for engrossalg af el.

Engrossalg af el/reservekapacitet. Der må forventes en vis substitution mellem engrossalg af el og reservekapacitet. Det kan ikke udelukkes, at en stigning i prisen på el med 5-10 % vil få udbydere af reservekapacitet til at overgå til engrossalg el.

Udbud af reservekapacitet kræver et fleksibelt produktionsapparat, der kan holdes i bero og opstartes med kort varsel. El-producenternes forskellige produktionsformer giver forskellige grader af fleksibilitet, og for flere produktionsformer må det anses for udelukket, at substituere engrossalg af el med salg af reservekapacitet. Det gælder i hvert fald atomkraft og vindkraft, men også kraftvarmeværkerne og vandkraftværkerne har forskellige grader af fleksibilitet. Der eksisterer derfor et selvstændigt marked for reservekapacitet, som ikke kan anses for en del af markedet for engrossalg af el.

### *Konklusion – produktmarked*

Udbudssubstitution fører ikke til en udvidelse af det på baggrund af efterspørgselssubstitution fastlagte produktmarked. Der eksisterer således et produktmarked for engrossalg af el i form af OTC eller spot.

Regulerkraft, finansiel el og reservekapacitet er ikke en del af dette marked.

Markedsafgrænsningen understøttes af de norske fusionssager vedr. Statkrafts køb af aktier i Agder Energi og Trondheim Energiverk<sup>36</sup>. Her afgrænsede de norske konkurrencemyndigheder selvstændige produktmarkeder for hhv. fysisk elhandel, finansiel elhandel samt handel med regulerkraft.<sup>37</sup>

<sup>36</sup> Konkurransetilsynets afgørelser hhv. V2002-26 Statkraft Holding AS af 21. marts 2002 og V2002-62 Statkraft Holding AS af 5. juli 2002. Reservekraftmarkedet behandles ikke i afgørelserne.

<sup>37</sup> Elsam har fremført, at der kan stilles spørgsmålstejn ved præjudikatsværdien af norske afgørelser, fordi den norske konkurrencelovgivning ikke svarer til den danske. Bl.a.

Konkurrencestyrelsens markedsafgrænsning svarer desuden til Kommissionens vurdering af det relevante marked i Sydkraft/Graninge fusionen: *”The Commission’s market investigation confirmed that generation and wholesale of electricity constitutes a separate productmarket. The market encompasses electricity sold on bilateral contracts as well as electricity sold on Elspot and Elbas. The main reason being that producers would easily be able to substitute between these different markets in reaction to permanent price differences.”*<sup>38</sup>

Elsam har fremført, at Kommissionen ved at definere et fælles produktmarked for OTC, spot og Elbas-handler har defineret regulerkraft som en del af markedet for engrossalg af el. Konkurrencestyrelsen er ikke enig heri, da regulerkraft og Elbas-handel ikke er det samme. Elbas er et ”efter-marked”, som indtil videre kun findes i Sverige og Finland, hvor spotmarkedets aktører i timerne fra Nord Pool-børsens afslutning kl. 12 i døgnen før driftsdøgnet og indtil selve driftstimen kan handle ubalancer. Regulerkraft handles op til eller i selve driftstimen. Et effektivt eftermarked kan reducere faktiske ubalancer i driftstimen og dermed systemansvarets behov for regulerkraft, men dette fører ikke til, at regulerkraft skal anses for en del af markedet for engrossalg af el, da det stiller særlige tekniske krav til produktionsapparatet, jf. også Sydkraft/Granningen fusionen. Regulerkraftmarkedet behandles nærmere i afsnit 5.3.1

### Det geografiske marked

Ved det relevante geografiske marked forstås det område, hvor den involverede virksomhed afsætter eller efterspørger produkter eller tjenesteydelser, som har tilstrækkeligt ensartede vilkår, og som kan skelnes fra de tilstødende områder, fordi konkurrencevilkårene der er meget anderledes.

Der er flere forhold, der taler for, at de danske engrosmarkeder ikke er integreret med de omkringliggende lande. For det første udgør kapacitetsbegrænsninger, samt forskellige handelsregimer og detailregulering nogle helt formelle barrierer for en effektiv konkurrence mellem forskellige geografiske områder. For det andet er den nordiske elbørs inddelt i forskellige prisområder med i nogle perioder meget væsentlige prisforskelle mellem de enkelte prisområder. For det tredje er der forskellige produktionsformer/teknologier og markedsandele mellem landene, som forstærker de formelle barrierer.

Konkurrencestyrelsen vurderer derfor som udgangspunkt, at det relevante geografiske marked er hhv. DK1 og DK2. Efter etableringen af et

---

indeholder den norske lov ikke en bestemmelse svarende til den danske konkurrencelovs § 5 a om afgrænsning af det relevante marked.

<sup>38</sup> Comp/M.3268 – Sydkraft Graninge, pkt. 19.



Storebæltskabel, vil markedet – afhængig af kablets kapacitet, og om der etableres ét fælles dansk prisområde – kunne afgrænses til hele Danmark. Den systemansvarlige virksomhed Eltra har oplyst, at det på grund af tekniske forhindringer ikke er sandsynligt, at der vil blive etableret ét fælles dansk prisområde. Det mest sandsynlige scenarium er derfor formentlig, at de to separate danske prisområder DK1 og DK2 fortsat vil eksistere efter etableringen af et Storebæltskabel.

De danske producenter er underlagt et konkurrencepres fra udenlandske producenter, og er også selv tilstede på det udenlandske marked. Der er imidlertid ikke noget i vejen for, at afgrænse et marked nationalt, selv om der er en vis samhandel med tilstødende markeder – også selv om denne samhandel indebærer en vis disciplinering af prisdannelsen inden for det relevante geografiske marked.

Konkurrencepresset er begrænset af udlandskablernes overførselskapacitet. De danske producenter vil derfor ikke blive mødt med konkurrence fra den fulde produktionskapacitet i nabolandene. Elsam og Energi E2 vil være ”residuale monopolister”<sup>39</sup> i deres respektive områder f.s.v.a. den del af det danske forbrug, der ikke kan dækkes via import gennem udlandskablerne. Markedet vil derfor ikke kunne afgrænses geografisk til hele Norden eller Norden og Tyskland som fremført af Elsam.

I det følgende gennemgås de enkelte forhold, som taler for, at markedet skal afgrænses til hhv. DK1 og DK2 eller eventuelt Danmark.

#### *Nord Pools prisområder*

En stor del af handlen med el i Skandinavien foregår over den fælles el-børs Nord Pool. Dette giver et grundlag for en fælles nordisk prisdannelse. På grund af kapacitetsbegrænsningerne mellem landene og internt i Norge og Danmark har Nord Pool imidlertid fundet det nødvendigt, at opdele Skandinavien i 6 forskellige prisområder.

Nord Pool håndterer flaskehalse ved at dele markedet i selvstændige elspot prisområder (den såkaldte marked splitting-mekanisme), hhv.: i DK1, DK2, Sydnorge, Nordnorge, Sverige og Finland. Nord Pool administrerer udlandskablerne og sørger for, at de udelukkende udnyttes til at udligne prisforskelle mellem landene. Eksempelvis vil børsen i tilfælde af flaskehalse i kablerne fra DK1 til Norge og Sverige udregne en selvstændig pris for DK1.

Der er ikke på tilsvarende vis en automatisk mekanisme, der sikrer, at el-kablerne til Tyskland anvendes til at udligne prisforskelle mellem Tyskland og Nord Pool-prisområderne. Det betyder, at strømmen kan ”løbe den forkerte vej”, dvs. elektriciteten går fra et højprisområde til et lavprisområde.

---

<sup>39</sup> Jf. nærmere herom i kap. 7.

Dette kan producenterne spekulere i, jf. afsnittet om muligheden for ekstreme priser.

Af tabellen nedenfor fremgår det, at nettoudvekslingen på kablet mellem DK1 og Tyskland i gennemsnitligt hver fjerde time ikke går i den samfundsøkonomisk mest fordelagtige retning. Der er imidlertid meget oftere et bruttoflow i den gale retning, hvilket bevirker, at kablerne ofte ikke udnyttes fuldt ud på trods af store prisforskelle. Dette indikerer, at konkurrencen fra Tyskland er beskednen.

**Tabel 5.2. Andel af timer med nettoudveksling den forkerte vej**

	2001	2002	2003 (10 mdr.)
Tysklandskablet i vest (Elsam)	24%	30%	24%

Anm.: Den forkerte vej er fra højprisområde til lavprisområde.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at der på mellemlangt sigt bliver indført markedskobling på de to forbindelser fra Tyskland til Danmark, jf. kapitel 4. Der er usikkert, i hvilket omfang dette vil integrere de skandinaviske markeder med det tyske, men det er givet, at der fortsat vil skulle opereres med separate prisområder, og at Tyskland vil komme til at udgøre et eller flere selvstændige prisområder.

Inddelingen i prisområder, hvor Vestdanmark udgør prisområdet DK1 og Østdanmark DK2, taler i sig selv for, at markederne i geografisk henseende – også i fremtiden – naturligt kan afgrænses til hhv. DK1 og DK2.

### *Kapacitetsbegrænsninger/transportbarrierer*

En helt afgørende faktor for den geografiske afgrænsning af markeder er transportbarrierer. Er det umuligt eller meget dyrt at transportere en vare fra et området til et andet, taler det stærkt for, at de to områder i konkurrenceretlig henseende skal anses for separate geografiske markeder.

Handel med elektricitet mellem de danske prisområder og Tyskland hhv. de øvrige nordiske prisområder begrænses af kapaciteten i kablerne mellem områderne. Dette giver i sig selv forskellige konkurrencevilkår i de enkelte områder.

Forbindelserne til Tyskland giver, som beskrevet ovenfor, allerede på grund af den uhensigtsmæssige administration af kablerne et begrænset konkurrencepres i Danmark. Ved indførelsen af markedskobling, vil forbindelserne til Tyskland muligvis komme til at fungere på samme måde som kablerne mellem de nordiske prisområder.

Selv med Nord Pools splitting-mekanisme udgør kablernes begrænsede kapacitet imidlertid en væsentlig transportbarriere. I timer, hvor importkapaciteten på de nordiske forbindelser til de to danske prisområder

ikke er stor nok til at dække efterspørgslen, opstår der et restforbrug, som kun Elsam i DK1 og Energi E2 i DK2 kan dække. Her har producenterne mulighed for at sætte en vilkårligt høj pris i deres respektive prisområder. Udnyttelsen af dette potentiale afhænger af producentens evne til at forudsige effekten af de øvrige aktørers indmeldinger, jf. nærmere herom i kap. 7.

Udenlandske producenter vil ikke have mulighed for at overtage leveringen af denne resterende el, selv om prisen steg betydeligt. Omkostningerne ville være prohibitivt høje – idet leverandøren enten måtte bygge et kraftværk i Danmark eller bygge et ekstra kabel for at kunne levere denne resterende el i Danmark.

Kapacitetsbegrænsninger mellem prisområderne kan således medføre store prisforskelle mellem de forskellige prisområder.

Da el ikke kan lagres, er udbuds- og efterspørgselsforholdene i den enkelte time afgørende for prisdannelsen. I tabel 5.3. nedenfor vises andelen af timer med forskellige priser i de enkelte prisområder.

**Tabel 5.3. Andel af timer med forskellige priser (flaskehalse), pct.**

Pct.	Flaskehals	2002		2003	
		Import	Eksport	Import	Eksport
DK1	Norge	28	24	8	46
	Sverige	15	29	7	41
	Begge	15	23	5	39
DK2	Sverige	8	1	1	0

Antallet af flaskehalse i Norden er i høj grad påvirket af vejrforhold. Importflaskehalse er således væsentligt reduceret i 2003 i forhold til 2002, hvor der var mere nedbør, jf. tabel 5.3. I år med meget nedbør har vandkraftsproducenterne i Norge og Sverige mulighed for at producere større mængder strøm. Det fører til en større import af billig el fra disse lande – og dermed også oftere flaskehalse i kablerne.

Producenten inden for et område kan imidlertid også spekulere i at tilpasse produktionen, sådan at en flaskehals lige netop undgås. Elsam og Energi E2 kan gøre dette i såkaldte tørår, hvor den lille mængde nedbør begrænser de norske og svenske vandkraftværkers produktion. I sådanne tørår vil de danske centrale kraftværker kunne sælge billigere strøm end vandkraftværkerne. Elsam og Energi E2 vil imidlertid have en interesse i at begrænse deres eksport, således at der lige netop ikke bliver flaskehalse og dermed opdeling i selvstændige prisområder. Derved opnås en fælles høj Nord Pool-pris – i stedet for en lav pris på el produceret i Danmark og en høj pris i Norge/Sverige.

Hvis ikke Elsam og Energi E2 havde haft markedsmagt i deres respektive prisområder, ville antallet af timer med flaskehalse mellem prisområderne således have været endnu højere.

Konkurrencestyrelsen forventer, at der på mellemlangt sigt vil ske en udvidelse af kapaciteten fra Tyskland til Danmark og fra Norden til Danmark, jf. kapitel 4. Udvidelserne vil føre til øget transit af el gennem Danmark – især fra Norge og Sverige til Tyskland. Udvidelserne betyder derfor ikke, at flaskehalse elimineres, og de danske producenter vil fortsat kunne påvirke dannelsen af flaskehalse og dermed prisdannelsen i DK1 og DK2.

Det er i øvrigt ikke kun kablernes kapacitet, der afgør, om der dannes selvstændige prisområder. Det kan også være administrative begrænsninger – det svenske systemansvar, Kraftnät har løst problemer med interne svenske kapacitetsbegrænsninger fra nord til syd ved at begrænse eksporten til Danmark begrænses. Populært sagt lukker svenskerne simpelt hen Øresundskablet i disse situationer.

### *Forskellig produktionsteknologi*

Den danske elproduktion er primært karakteriseret ved vind- og kulproduktion, mens den norske og svenske elproduktion er præget af vandkraft og til en vis grad atomkraft. Den tyske elproduktion er primært karakteriseret ved kulkraft, atomkraft og vindkraft.

Forskellige produktionsteknologier har forskellige marginalomkostninger, og når teknologierne ikke er fordelt ligeligt mellem områderne, vil priserne i tilfælde af flaskehalse per definition blive forskellige i de enkelte prisområder.

Hvis produktionsteknologierne havde været ligeligt fordelt mellem prisområderne, således at der var samme fordeling af vandkraft, vindkraft, kulkraft, atomkraft mv. i hvert område, ville der have været behov for ret begrænset overførselskapacitet mellem områderne for at sikre en effektiv konkurrence mellem dem. På grund af de væsentlige forskelle i sammensætningen af de enkelte områders produktionsteknologi, er der behov for meget stor overførselskapacitet for at sikre effektiv konkurrence. Hvert tilfælde af flaskehalse er således et udtryk for, at transportbarrierer forhindrer producenten med de laveste marginalomkostninger i at konkurrere med mindre effektive producenter.

Forskellene i produktionsteknologi taler for, at der er betydelige forskelle i konkurrencevilkårene i de enkelte prisområder, og at disse derfor må anses for separate geografiske områder.

### *Handelsstruktur*

I de nordiske lande er elhandel mellem landene baseret på Nord Pools elspot marked, mens el i Tyskland handles på den tyske børs EEX. Den tyske børs er dog forholdsvis illikvid, idet handelen på det tyske markedet hovedsageligt fungerer ved langvarige OTC-kontrakter. I Norden sker en væsentlig større andel af al engrossalg via el-børsen.

Også mellem de nordiske prisområder er der imidlertid væsentlige forskelle i omfanget af spot og OTC-handel. Fordelingen mellem Spot og OTC i de enkelte områder fremgår nedenfor af tabel 5.4.

**Tabel 5.4. Andele spot og OTC-handler i nordiske prisområder.**

Pct.	2002		2003	
	Spot	OTC	Spot	OTC
DK 1	50	50	38	62
DK 2	44	56	43	57
Norge	41	59	46	54
Sverige	27	73	29	71
Finland	20	80	13	87
Tyskland	-	-	10	90

Kilde: Egne undersøgelser

Disse forskellige grader af børshandel viser, at områderne har forskellige handelsstrukturer, hvilket yderligere taler for en opdeling i separate geografiske markeder.

### *Forskellige fordelinger af markedsandele*

Markedsandelene i Danmark varierer på grund af kapacitetsbegrænsninger. I en lang række timer har Elsam monopol i DK1, mens Energi E2 har monopol i DK2. I de andre timer er de danske producenters markedsandele lidt mindre.

Koncentrationen er knap så høj i de omkringliggende lande, der i højere grad er præget af duopoler – det vil sige, at der i hvert fald er to aktører med store markedsandele.

Det er vanskeligt at opgøre disse markedspositioner, men på baggrund af styrelsens undersøgelser kan følgende spillere i Danmark, Sverige, Norge og Tyskland identificeres:

**Tabel 5.5. Markedspositioner hos vigtigste spillere beregnet på grundlag af produktionskapacitet eksklusiv prioriteret produktion.**

Pct.	DK1	DK2	Tyskland	Sverige	Finland	Norge
Elsam	<b>70</b>	-	-	-	-	5
Energi E2	-	<b>70</b>	-	5	-	-
E.ON	5	5	<b>30</b>	15	5	5
Vattenfall	5	15	15	<b>40</b>	15	10
Fortum	-	5	-	20	<b>65</b>	5
Statkraft	10	-	-	5	-	<b>65</b>
Andre	10	5	55	15	15	10
I alt	100	100	100	100	100	100

Anm.: Markedspositionerne er beregnet ved at opgøre den nationale produktionskapacitet og importkapaciteten. Ved import er hver spiller tildelt den andel af importkapaciteten som spilleren har i eksportlandet. Tallene vedrører 2002, bortset fra at der er korrigeret for Eon's køb af Granige og Sydkraft. ”-” angiver at værdien er mindre end 3 %.

Kilde: Cambridge Energy Research Associates, Inc. (2002): Market Power in Power Markets: Restructuring in Nordic and Northern Europe and Use of Concentration Measures samt egne beregninger for Tyskland.

Som det ses af tabel 5.5. ovenfor, er markedsandelene i de forskellige områder fordelt meget forskelligt i de enkelte geografiske områder. Elsam er således den helt dominerende aktør i DK1, mens selskabet har en helt marginal markedsandel i de øvrige områder. Tilsvarende er Energi E2 den helt dominerende aktør i DK2, mens selskabets markedsandele i de øvrige områder er meget små.

Sådanne forskelle i markedsandele taler stærkt for, at der er tale om separate geografiske markeder, således som det også indikeres af Nord Pools inddeling i prisområder.

### *Prisforskelle*

De danske priser er i mange timer hvert år forskellige fra priserne i de omkringliggende lande. De gennemsnitlige årlige priser er også forskellige fra de omkringliggende lande. Der er således tegn på, at en prisændring i et naboland på f.eks. 5-10 % ikke får samme effekt på de danske priser. Dette er en klar indikation på, at der er forskellige geografiske markeder.

Konkurrencestyrelsen har undersøgt den geografiske afgrænsning ved anvendelse af to typer kvantitative tests. Den ene er en undersøgelse af korrelationen mellem de danske priser og priserne i nabolandene. Den anden er en statistisk undersøgelse af, hvordan en prisændring typisk slår igennem i de berørte lande. Styrelsens analyser bekræftes også af andre analyser, jf. bilag 1.

Korrelationskoefficienter er forholdsvis nemme at fortolke. En koefficient på 100 % betyder, at priserne samvarierer fuldstændig to lande. En koefficient på 20 % betyder, at priserne samvarierer meget lidt, og at en ændring i det ene lands pris kun med 20 % sandsynlighed vil betyde en tilsvarende ændring i det andet lands pris.

Konkurrencestyrelsen har beregnet såkaldte partielle korrelationskoefficienter mellem prisserier fra de forskellige områder i 2002 og 2003 for at illustrere markedsafgrænsningen, jf. tabel 5.6. Hvis de partielle korrelationer mellem priserne i to områder er høje, taler det for, at de to områder er en del af det samme relevante marked.

**Tabel 5.6. Partiel korrelation Vestdanmark 2000 og 2001**

Pct.	2000		2001	
	Åben	Lukket	Åben	Lukket
VestDK-Sverige	100	34	100	15
VestDK-Norge Syd	100	22	100	21

Kilde: "Analyse af Elsam A/S og Energi E2 A/S' adfærd på markederne for elspot i 2000 og 2001", marts 2003.

\*I disse tilfælde er korrelationskoefficienterne definatorisk én.

**Tabel 5.7. Partiel korrelation Østdanmark okt. 2000 til dec. 2001.**

Pct.	Øresund åben	Øresund lukket
ØstDK-Sverige	100	55

Kilde: "Analyse af Elsam A/S og Energi E2 A/S' adfærd på markederne for elspot i 2000 og 2001", marts 2003.

\*I disse tilfælde er korrelationskoefficienterne definatorisk én.

Korrelationskoefficienterne viser, at der er begrænset samvariation mellem priserne i Danmark og priserne i de øvrige Nord Pool-lande, når der ikke er ledig kapacitet på transmissionsforbindelserne. Dette indikerer ringe priskonkurrence mellem producenter i Danmark og producenter i de øvrige Nord Pool-lande.

Korrelationskoefficienterne er beregnet på baggrund af 2000- og 2001-priser, men resultatet forventes ikke at være væsentlig anderledes såfremt 2003-priser var anvendt.<sup>40</sup>

Korrelationskoefficienter er nemme at tolke, men giver kun en rigtig beskrivelse af den statistiske sammenhæng mellem landenes priser under

<sup>40</sup> Elsam har fremført, at korrelationskoefficienter ikke bør tillægges for stor vægt på grund af den usikkerhed, der er forbundet med dem, og at der ved vurderingen af en fusions sag bør tages højde for den fremtidige udvikling. Hertil bemærker Konkurrencestyrelsen, at historiske prisforskelle her blot er behandlet som et af flere aspekter, der taler for den af Konkurrencestyrelsen foretagne markedsafgrænsning, og at styrelsen i øvrigt i vidt omfang inddrager den forventede fremtidige udvikling ved vurderingen af fusionen.

visse forudsætninger om de underliggende statistiske egenskaber ved priserne. Derfor anbefales det flere steder, at supplere sådanne test med mere raffinerede statistiske metoder.

Styrelsen har derfor undersøgt de statistiske egenskaber ved de danske, norske og tyske spotpriser på el. Mere præcist har styrelsen undersøgt, hvorvidt de danske, norske og tyske prisserier kan karakteriseres som værende stationære.<sup>41</sup> En stationær prisserie er kendetegnet ved, at der er meget lille sandsynlighed for, at en tilfældig stigning i prisen på f.eks. 10 % kan opretholdes gennem længere tid – priserne vil efterhånden falde til det hidtidige niveau.

Styrelsens undersøgelser viser, at både de danske (DK1) og tyske priser er karakteriseret ved at være stationære.

De norske priser er ikke stationære. Det betyder, at en tilfældig prisstigning på f.eks. 10 % i Norge typisk vil føre til, at priserne bliver på et højt niveau i en længere periode. Det statistiske kendetegn ved de norske priser er, at de er integrerede af 1. orden. Det betyder, at ændringerne i norske priser er stationære, jf. boks 5.1.

---

<sup>41</sup> Denne typer test anbefales anvendt i flere nyere økonomiske redegørelser om statistiske undersøgelser af markedsafgrænsninger, jf. fx Copenhagen Economics (2002), Haldrup (2003) og Hylleberg (2003).



### Boks 5.1. Test at stationaritet

Priserne for Danmark (DK1), Norge (syd) og Tyskland (børsprisen EEX) er testet for stationaritet i perioden 2001-2003 på timebasis. Der er således over 25.000 observationer pr. prisserie. Det der testes, er om priserne er stationære.

Standardmetoden til denne test er en såkaldt udvidet Dicky-Fuller-test (en ADF-test). Det antages, at følgende ligning udgør en korrekt beskrivelse af prisernes (P) statistiske egenskaber:

$$P(t) - P(t-1) = a + b * P(t) + \sum_{i=1}^k c_i * \Delta P(t-i) + \varepsilon(t)$$

Hvor P(t) er prisen i time t og a, b og c<sub>i</sub> er parametre, der estimeres i ligningen. Ligningen giver en passende beskrivelse af prisernes statistiske egenskaber, hvis ε(t) har kønne egenskaber, dvs. er tilnærmelsesvist normalfordelte.

Testen for stationaritet er om parameteren b = 0. Hvis den er det, er prisserien ikke stationær. I stedet er ændringerne i priserne stationære. Det kaldes, at priserne er integreret af første orden I(1). Hvis b er forskellig fra 0, er prisen stationær kaldet I(0).

Testen består af to trin: Først bestemmes, hvor mange lags, der skal til for at beskrive tidsserien tilfredsstillende. Dernæst bestemmes b, og det afgøres, om a er signifikant forskellig fra 0.

1. trin:

De danske priser kan beskrives med en ligning med 73 lags. Laglængden er bestemt ved at vælge det mindste antal lags, der giver en god beskrivelse af data. Der er anvendt det såkaldte Schwartz  $\chi^2$  kriterium til at bestemme laglængden. Tilsvarende for de norske og tyske priser. De statistiske egenskaber ved ligningen er da:

P-DK1:	laglængde 73 perioder	R <sup>2</sup> = 17 %	Durbin-Watson 2,00,
P-T:	laglængde 50 perioder	R <sup>2</sup> = 33 %	Durbin-Watson 2,00
P-N:	laglængde 110 per.	R <sup>2</sup> = 17 %	Durbin-Watson 2,00

hvilket er tegn på tilfredsstillende statistiske egenskaber.

2. trin:

Dernæst testes størrelse af de estimerede værdier for b. De estimerede værdier er:

b-DK1	=	-0,058	ssh. For a = 0 <	1,0 %
b-T	=	-0,075	ssh. For a = 0 <	1,0 %
b-N	=	-0,003	ssh. For a = 0 er	8,8 %

Testene viser, at priserne i Norge er integreret af 1. orden I(1), mens priserne i Danmark og Tyskland er stationære I(0). Priserne i Norge kan derfor ikke være bestemt på samme marked som priserne i Danmark og Tyskland.

Testen viser, at en prisstigning i Norge vil have helt andre virkninger end en prisstigning i Danmark (DK1). Det norske og svenske marked for engrossalg af el kan dermed ikke være en del af det samme marked som de danske markeder (DK1).<sup>42</sup>

<sup>42</sup> Dette udsagn er i sagens natur baseret en analyse af historiske priser.

Konkurrencestyrelsen har ligeledes beregnet korrelationskoefficienten mellem danske og tyske prisserier, jf. tabel 5.8, som bekræfter, at fundamentale forhold omkring tildelingen af kapacitet på kablerne til Tyskland og den tyske markedsplads ikke er befordrende for integrationen af de danske og det tyske marked. Korrelationskoefficienterne angiver samvariationen i de tyske og de danske priser (hhv. DK1 og DK2), når samtlige de nordiske forbindelser er lukket.

**Tabel 5.8. Partielle korrelationskoefficienter DK1, DK2/Tyskland 2001-2003**

<b>Pct.</b>	<b>2001</b>	<b>2002</b>	<b>2003</b>
DK1-Tyskland	24	28	25
DK2-Tyskland	31	19	67

De statistiske test bekræfter styrelsens øvrige analyser, der viser at konkurrencevilkårene er forskellige på de nordeuropæiske elmarkeder.

### Boks 5.2. Beregning af priskorrelation ift. Tyskland.

Styrelsen har adgang til tidsserier, der indeholder prisen på el i hver enkelt time for alle prisområder på NordPool samt en tilsvarende tidsserie for den tyske elpris. Der skal ved eksport eller import af el fra Øst- og Vestdanmark til Tyskland betales for transmissionskapacitet på forbindelsen mellem det danske marked og Tyskland. Derfor har Konkurrencestyrelsen korrigeret den danske pris for disse omkostninger, dvs.  $PDK_{\text{korrigeret}} = PDK + (AX - AI)$ , hvor AX prisen på eksportkapacitet, og AI er prisen på importkapacitet. De efterfølgende beregninger udføres på baggrund af denne pris.

De to tidsserier er herefter rensset for sæsonvariation. Dette er udført ved at regressere de relevante udpluk af tidsserierne, der skal bruges ved beregning af den pågældende korrelationskoefficient, på 11 månedsdummys, 6 dagdummys og 23 timedummys. Dernæst beregnes de partielle korrelationskoefficienter ud fra residualerne fra den ovenfor nævnte regressionsanalyse.

Tidsserien for Østdanmark deles op i to serier. Én serie for de timer hvor Østdanmark udgør sit eget prisområde, dvs. hvor der var ud – eller indgående flaskehalse på Øresundsforbindelsen, og en anden serie i timer hvor det østdanske marked var en del af et større prisområde. En indgående flaskehals på Øresundsforbindelsen defineres som en time, hvor prisen i Østdanmark var mere end 0,5 pct. større end prisen i Sverige. Tilsvarende defineres en udgående flaskehals på Øresundsforbindelsen som en time, hvor prisen i Sverige er mere end 0,5 pct. mindre end prisen i Østdanmark. Marginen på 0,5 pct. skal fange afrundingsfejl i datasættet.

Tidsserien for Vestdanmark deles ligeledes op i to serier, hvor Vestdanmark enten er sit eget prisområde eller en del af et større prisområde. Vestdanmark bliver sit eget prisområde, hvis der enten er ud – eller indgående flaskehalse på *begge* forbindelser til Norden i den samme time. De partielle korrelationskoefficienter beregnes som beskrevet ovenfor.

Ved beregning af de partielle korrelationskoefficienter mellem prisserien for Østdanmark og prisserien fra Tyskland bruges kun de timer, hvor KONTEK forbindelsen mellem de to markeder var åben.

Elsam har i anledning af Konkurrencestyrelsens beregninger i ovennævnte sag udarbejdet en alternativ korrelationsberegning, som ifølge anmelder viser, at ”*der er sammenhæng mellem ugepriserne i Vestdanmark og hhv. Østdanmark og Tyskland.*” (K2, side 21).

Derudover fremhæver Elsam, at ”*importen til Vest hhv. Østdanmark fra Tyskland svarer til eller i visse tilfælde overstiger importen fra såvel Norge som Sverige samt at den direkte samhandel mellem Vestdanmark og Norge mængdemæssigt svarer til samhandlen mellem Vestdanmark og Tyskland. Som følge heraf må Tyskland anses for at være en del af det geografiske marked for handel med engrosel*”.

Elsams korrelationsanalyse er udført på ugepriser (og ikke timepriser) og er ikke rensset for fælles sæsonbestemte faktorer. Konkurrencestyrelsen vurderer derfor, at den ikke kan anvendes ved afgrænsning af geografiske markeder. Ved at analysere ugepriser lægger Elsam prisen for 168 uafhængige timer sammen. På elmarkedet vil Elsam i princippet kunne fastsætte prisen i hver og en af de 168 timer og det vil kunne se ud som om den gennemsnitlige pris svarer til f.eks. den gennemsnitlige norske og tyske pris. Analyse af uge eller

månedspriser giver derfor ikke et korrekt billede af Elsams muligheder for at handle uafhængigt af et evt. konkurrencepres.

Der er også generelt forskel på priserne mellem Nord Pool og Tyskland (i 2003 gjaldt det således i 92 pct. af tiden). I en del timer er forskellen stor. På Nord Pool er priserne hovedsageligt bestemt af vandmagasinsituationen i Norge og Sverige, mens priserne i Tyskland styres af forhold som den tyske temperatur, atomkraftdrift, brændselsspriser og vandsituationen i Alperne (som kun undtagelsesvis svarer til situationen i Norden). Disse priser kan blive så høje (og i andre timer så lave), at det tydeligt kan ses i en dagspris eller en ugepris. Samtidig er den tyske efterspørgsel præget af et stort forbrug i dagtimerne (peak) og et lille i nattimerne (off-peak). I modsætningen til de nordiske priser er der lille forskel mellem de tyske priser sommer og vinter.

I timer med fuld udnyttelse af el-kablerne til udlandet afviger  $\square$ n grospriserne i DK1 og DK2 væsentligt fra priserne i de øvrige prisområder og Tyskland. Korrelationsanalyser viser, at der er en vis samvariation i priserne imellem de danske prisområder og nabolandene. Der kan ikke gives faste retningslinier for, hvor høj samvariationen skal være, før to områder bør anses for at være en del af samme marked, men Konkurrencestyrelsen vurderer, at de foretagne analyser bekræfter, at prisdannelsen i områderne er så forskellig, at DK1 og DK2 må anses for separate geografiske markeder.

#### *Mulighed for ekstrem pris*

Som omtalt ovenfor har de danske producenter på grund af kapacitetsbegrænsningerne i el-kablerne til udlandet mulighed for at skabe selvstændige prisområder, og dermed mulighed for at agere som monopolist ved at sætte ekstremt høje priser.

Konkrete hændelser fra sommeren og efteråret 2003 viser, hvordan der kan spekuleres i den manglende integration med Tyskland.

Den 2. september 2003 oplevede det jysk-fynske prisområde de højeste gennemsnitlige spotpriser, der nogen sinde er realiseret i Nord Pool-området. I syv timer lå den vstdanske områdepris over 3.000 norske kroner pr. MWh (svarende til 300 øre per kWh). Den højeste noterede pris var 4.902 norske kroner pr. MWh. I de samme timer svingede den østdanske områdepris mellem 296 og 300 norske kroner pr. MWh (svarende til 30 øre per kWh) og systemprisen lå på et tilsvarende niveau.

I de syv timer den 2/9 var det E.ON der sikrede ligevægten i DK1. Uden E.ON's udbud i DK1 havde efterspørgsel og udbud ikke kunnet mødes, og det ville ikke have været muligt for Nord Pool at skabe en ligevægtspris (systempris). Markedsaktørerne forklarer, at E.ON altid byder en begrænset mængde strøm ind på det danske marked til en meget høj pris. Normalt aktiveres dette bud aldrig, fordi Elsam kan levere el til en væsentlig lavere pris.

Det paradoksale ved situationen var, at Elsam kunne have udbudt en større mængde strøm, men at Elsam i stedet havde valgt at eksportere el til Tyskland – til en lavere pris end E.ON's bud i Danmark. Det blev således E.ON's høje bud, der satte prisen i DK1 i disse timer. Da Nord Pool fungerer således, at alle producenter får en pris svarende til det bud, der skaber ligevægten mellem udbud og efterspørgsel – dvs. E.ON's høje bud, fik Elsam en stor gevinst ved at eksportere strøm til en lav pris til Tyskland i stedet for at byde strømmen ind i DK1.

Elsam blev stærkt kritiseret for denne adfærd og udtrykte da også overfor Nord Pool ønske om at foretage en omkørsel af børsen, så Elsam enten kunne sætte mere produktion i gang eller sende mindre produktion til Tyskland. Elsam erkendte herved, at det var Elsams adfærd, der skabte de høje priser i DK1 d. 2/9.

Også i andre timer i løbet af sommeren 2003 var den vstdanske pris meget høj sammenlignet med priserne i naboområderne. Konkurrencestyrelsen undersøger i øjeblikket en række konkrete hændelser i perioden 15. juli 2003 til 1. september 2003, herunder 26 timer, hvor den vstdanske områdepris var højere end 800 kr. pr. MWh, med henblik på at vurdere, om Elsams adfærd i disse situationer er udtryk for misbrug af en dominerende stilling. Karakteristisk for alle disse timer var, at den vstdanske pris var højere end alle nabopriser (svensk, norsk og tysk pris), at den tilgængelige importkapacitet på kablerne fra Norge og Sverige var udnyttet fuldt ud, og at der var en massiv eksport af elektricitet på kablet til Tyskland.

Den 8. august 2003 kontaktede det vstdanske systemansvar, Eltra, Konkurrencestyrelsen og udtrykte stor bekymring over prisdannelsen i Vestdanmark hen over sommeren. Ifølge Eltra manipulerer Elsam markedet, således at den vstdanske pris konstant følger en meget høj tysk pris.

Mekanismerne er de samme som i forbindelse med den 2/9. Elsam sender massive mængder strøm til Tyskland for at "lukke" grænserne mellem Vestdanmark og Norge og Sverige. Elsam eller E.ON kan derefter i ro og mag sætte DK1- prisen.

Mulighederne for ekstreme priser og strategisk adfærd med henblik på at styre dannelsen af flaskehalse og dermed selvstændige prisområder taler også for, at DK1 og DK2 må anses for separate geografiske områder. Etablering af markedskobling ift. Tyskland vil formentlig betyde, at situationer med ekstreme priser ikke vil forekomme ofte længere, men Elsam og E2 vil fortsat have mulighed for at styre dannelsen af flaskehalse og dermed prisen i de danske prisområder.

### *Konklusion – geografisk marked*

Nord Pool el-børsen opererer med 6 særskilte prisområder. En stor del af året er priserne ens i Norge, Finland, Sverige og Danmark, men ofte resulterer udbud og efterspørgsel på børsen i, at der fastsættes forskellige priser for de enkelte prisområder. Nord Pool har således opdelt Danmark i to separate prisområder – DK1 og DK2.

Det er usædvanligt for en børs at fastsætte forskellige priser for samme vare – alt afhængig af leveringssted. Men el-markedet er også i flere henseender noget særligt, og Konkurrencestyrelsen vurderer af flere årsager, at Danmark også i konkurrenceretlig henseende må anses for to fra de tilstødende områder separate geografiske markeder:

1) Nord Pool har fundet det nødvendigt med inddelingen i 6 prisområder – herunder DK1 og DK2, 2) der er væsentlige transportbarrierer – i flaskehals-situationer vil transportomkostningerne for en udenlandsk producent, der ønsker at levere yderligere el ind i de danske områder, være prohibitivt høje, 3) der er forskelle i fordelingen af forskellig produktionsteknologi i de enkelte områder, 4) der er væsentlige forskelle på, i hvilket omfang handlen baserer sig på hhv. børshandel og langvarige bilaterale kontrakter, 5) markedsandelene er fordelt forskelligt i de enkelte prisområder, 6) der er betydelige prisforskelle mellem områderne, 7) der er mulighed for at benytte høj markedsandel indenfor et prisområde til at påvirke prisdannelsen og skabe situationer med ekstreme priser og endelig 8) Elsam og E2 kan i vidt omfang påvirke, hvornår de danske prisområder har deres egne priser, og hvornår de er en del af et større prisområde.

Hvis der som konsekvens af etableringen af et Storebæltskabel og en fælles dansk transmissions- og systemansvarlig virksomhed etableres ét fælles dansk prisområde vil markedet geografisk kunne afgrænses til Danmark. Dette ville være i overensstemmelse med EU-Kommissionens definition af nationale el-markeder i en række sager.<sup>43</sup> Det mest sandsynlige er imidlertid, at der også efter etableringen af et Storebæltskabel vil eksistere to separate danske prisområder.

## **5.2 Markedet for finansiel el**

### Produktmarkedet

#### *Efterspørgelsessubstitution*

For at sikre sig mod svingninger i el-prisen kan aktørerne indgå finansielle kontrakter. Eltermin er Nord Pools terminsmarked. I dette marked omsættes de standardiserede terminskontrakter for fremtidig levering. Der indgås også finansielle kontrakter direkte mellem forskellige aktører på elmarkedet. Dette er bilaterale kontrakter som ofte bliver indgået via elmæglere.

<sup>43</sup> F.eks. VEBA/VIAG Comp/M.1673, EnBW/EDP/Cajastur/Hidrocantabrico Comp/M.2684 og Verbund/Energi Allianz Comp/M.2947

Terminsmarkedet er et finansielt marked uden fysiske leverancer, og det er således et instrument til prissikring og risikostyring for aktørerne i markedet. Omsætningen på det finansielle marked er ca. 10 gange større end omsætningen på spotmarkedet.

Elsam gør gældende, at finansielle produkter og OTC markedet tilhører det samme marked, bl.a. fordi alle finansielle kontrakter bruger systemprisen fra Nord Pool som referencepris.

Konkurrencestyrelsen er enig i, at det finansielle og det ”fysiske” marked har samme referencepriser (system- eller områdeprisen), og at prisudviklingen på el og finansiell el er tæt forbundet. Konkurrencestyrelsen mener dog ikke, at dette er tilstrækkeligt til, at de to produkter kan anses for at udgøre et fælles produktmarked.

En permanent stigning i el-prisen vil således ikke betyde, at el-produktionen falder til fordel for en øget mængde finansiell el. Uanset de relative priser på disse produkter har efterspørgeren stadig brug for den samme mængde el. Der er derfor ikke efterspørgsels substitution mellem el og finansiell el.

#### *Udbudssubstitution*

Danske aktører på el-markederne kan handle finansiell el gennem to handelsplatforme: Nord Pool og Handelsgruppe Danmark. Derudover er det muligt at indgå aftaler om finansiell el som bilaterale kontrakter.

Der er en række forskellige aktører på markedet for finansiell el. Nogle har el-produktionskapacitet, men der er også rene el-handelselskaber og traditionelle finansielle virksomheder som banker. Det er ikke muligt for den store gruppe af aktører, som ikke har produktionskapacitet, uden ekstraordinært store omkostninger at reagere på en mindre varig forhøjelse af el-prisen med at udbyde el i stedet for finansiell el.

Der er derfor ikke udbudssubstitution mellem el og finansiell el, og der eksisterer derfor et i forhold til el separat marked for finansiell el.

#### **Det geografiske marked**

Konkurrencestyrelsen er enig med Elsam i, at det relevante geografiske marked for finansiell handel med el ikke bør afgrænses snævrere end Norden.

### 5.3 Markedet for regulerkraft

#### Produktmarkedet

##### *Efterspørgelsessubstitution*

Regulerkraft er et produkt, som adskiller sig væsentligt fra el, der handles på de bilaterale markeder eller via børser. Regulerkraft anvendes til at skabe balance mellem produktion og forbrug af el i selve driftstimen.

Dagen før driftsdøgnet udarbejder balanceansvarlige aktører planer for forbrug, produktion og handel af elektricitet. Planerne godkendes af systemansvaret, og når spotmarkedet lukker (kl. 12) har aktørerne i princippet indgået præcise aftaler om produktion, forbrug og handel og har planer for hver time i det næstkommende døgn.

I selve driftstimen kan faktisk forbrug og produktion afvige fra det planlagte. Disse afvigelser reguleres af systemansvaret. Til dette formål rådes over reserveanlæg. I Danmark finansieres de faste omkostninger til regulerkraft over tariffene, medens de variable omkostninger opkræves hos de balanceansvarlige aktører, der er i ubalance.

Handler på det almindelige marked lukkes hyppigst mindst 12 timer før driftstimen, som er den time, hvor elektriciteten rent faktisk produceres og leveres. F.eks. lukker Nord Pools marked for levering i timerne 1-24 den 13. februar 2004 kl. 12 den 12. februar 2004. Det vil sige, at handlerne i time 16 (kl. 15-16) den 13. februar er indgået 27 timer forinden ved, at Nord Pool har parret udbuds- og efterspørgselskurver.

Det vil imidlertid næsten altid være sådan, at den faktiske efterspørgsel afviger fra den prognosticerede og/eller, at det prognosticerede udbud afviger fra det faktiske. F.eks. bevirker vindproduktionen i Danmark, at det er vanskeligt at forudsige det faktiske udbud af strøm i driftstimen. Forskellen mellem prognosticerede og faktiske værdier skaber grundlaget for regulerkraftmarkedet.

De systemansvarlige virksomheder køber regulerkraft for at skabe balance mellem produktion og forbrug. Systemansvaret efterspørger både op- og nedregulering. En producent kan sælge opregulering til systemansvaret, hvis der er et udækket forbrug i driftstimen og nedregulering, hvis det modsatte er tilfældet. En regulering må ske med meget kort varsel, f.eks. ved uventet ændring i efterspørgslen. Såvel op- som nedregulering har en værdi, hvorfor producenten bliver betalt for ikke at producere.

Regulerkraftmarkedet er præget af en noget anden prissætning end el handlet engros som spot eller OTC. Regulerkraft handles ikke på børsen. Det er udelukkende systemansvaret, der køber disse ydelser. Elsam og E2 har en markedsandel på mindst [60-70] % hhv. vest og øst for Storebælt.



Sælgerne kan være producenter, der kan skruer op eller ned for produktionen, eller store forbrugere, der kan skruer ned for forbruget. Jo større fleksibilitet jo mere er ydelsen værd.

Regulerkraft kan kun anvendes af de systemansvarlige virksomheder og ikke af el-forbrugerne. De systemansvarlige kan til gengæld ikke substituere regulerkraft med el indkøbt på spotmarkedet eller en OTC-kontrakt<sup>44</sup>, finansiel el eller reservekraft, da regulerkraft i sagens natur skal handles i selve driftstimen eller meget tæt på denne, hvilket ikke er muligt med de øvrige produkter.

Konkurrencestyrelsens vurderer derfor, at der ikke er efterspørgelses-substitution mellem regulerkraft og de øvrige behandlede markeder.

Markedsafgrænsningen at bekræftes af Kommissionens afgørelse i Sydkraft/Granningen fusionen:

*”The need for regulating power is not known in advance but depends on the actual functioning of the electricity system. Based on this the market for regulating power shows specific characteristics, which separates this market from the general wholesale market”*

Kommissionen tog dog ikke endelig stilling til produktmarkedsafgrænsningen, da den ikke var af afgørende betydning for Kommissionens afgørelse.

### ***Udbudssubstitution***

Når der er flaskehalse i systemet er Elsam den eneste udbyder af regulerkraft i DK1, og Energi E2 tilsvarende i DK2. De decentrale kraftvarmeværker kan blive alternative udbydere, når disse introduceres på markedet.

Det vil kun være et begrænset antal aktører, der er aktive på markedet for regulerkraft, eftersom de skal opfylde en række krav og skal kunne ændre produktion med kort varsel. F.eks. er det nødvendigt at have et kontrolrum med døgnbemanding, effektive op- og nedreguleringsmekanismer, f.eks. i form af akkumuleringstanke, samt systemer der effektivt kan overvåge ”start og stop” af værkerne.

---

<sup>44</sup> I Finland og Sverige eksisterer et såkaldt Elbas-marked. Dette er et eftermarked til Nord Pools spotmarked, hvor det er muligt at handle ubalancer helt frem til driftstimen. Konkurrencestyrelsen er ikke bekendt med aktuelle planer om en udbredelse af Elbas til de danske områder. Et sådant marked vil i et vist omfang kunne reducere behovet for regulerkraft – men ikke fuldstændig, da det ofte er nødvendigt at handle regulerkraft i selve driftstimen, hvor det vil være for sent at handle på Elbas-markedet.

Det fremgår også af Kommissionens afgørelse i Sydkraft/Granningen fusionen:

*”The regulating power market is a market for flexibility securing the overall functioning of the electricity system. Only a limited number of suppliers are active on the market for regulating power, since they must comply with certain demands and must be able to adjust their production with short notice”*

Konkurrencestyrelsen er opmærksom på, at der kan forventes en vis udbudssubstitution mellem engrossalg af el (spot og OTC) og regulerkraft. Foreningen Danske Kraftvarme Værker er eksempelvis i færd med at håndtere de tekniske barrierer, som Kommissionen lægger til grund for markedsafgrænsningen. Konkurrencestyrelsen vurderer imidlertid ikke, at de decentrale kraftvarmeværker generelt inden for den tidshorizont, som styrelsen betragter, kan forventes at konkurrere aktivt på regulerkraftmarkedet.

Styrelsen vurderer derfor, at der eksisterer et separat produktmarked for regulerkraft, men det bemærkes, at en ændring af markedsafgrænsningen, således at regulerkraft udgjorde en del af samme marked som OTC og spot, ikke ville påvirke styrelsens vurdering af fusionens virkninger på engrosmarkedet for el. Dels vil Elsam og E2 fortsat være dominerende på regulerkraftmarkedet, dels vurderes virkningerne af fusionen på regulerkraftmarkedet ikke at være stor, jf. kapitel 7.

### Det geografiske marked

Elsam gør gældende, at markedet for regulerkraft er en del af det nordiske marked, idet tilpasningen af mængden af el til den øjeblikkelige efterspørgsel blandt andet foretages ved, at de systemansvarlige handler på tværs af landegrænserne.

Konkurrencestyrelsen er ikke enig i Elsams markedsafgrænsning. Forekomsten af flaskehalse i systemet forhindrer norske og svenske el-producenter i at sælge regulerkraft i Danmark i et stort antal timer hvert år. Hvis der etableres et Storebæltskabel, vil markedet formentlig kunne afgrænses til at omfatte hele det danske område.

Forekomsten af flaskehalse på kablerne til udlandet betyder, at Elsam i Vestdanmark leverer ca. [60-70] pct. af al regulerkraft, og der er meget få udenlandske leverandører. Dette til trods for, at de danske regulerkraftpriser er væsentligt højere end regulerkraftpriserne i naboømråderne.

**Tabel 5.8. Totale marginale omkostninger til køb af regulerkraft i 2001-2003**

	Vestdanmark (mio. kr.)	Østdanmark (mio. kr.)
2001 1. halvår	40	7
2001 2. halvår	36	6
2002 1. halvår	35	4
2002 2. halvår	45	8
2003 1. halvår	52	9

Kilde: Elkraft System

De to danske systemansvarlige virksomheder, Eltra og Elkraft System, har netop gennemført et udbud af de såkaldte systemtjenester, hvori regulerkraft indgår. I udbuddet blev der lagt op til, at der kunne bydes på dele af ydelserne – f.eks. regulerkraft. Det viste sig imidlertid, at det kun var Elsam i vest og Energi E2 i øst der bød på ydelserne og tilsyneladende til priser, der ikke umiddelbart var acceptable for Eltra og Elkraft System. I stedet blev der indledt bilaterale forhandlinger mellem parterne. Dette bekræfter, at det danske regulerkraftmarked (og marked for systemtjenester i det hele taget) ikke er integreret med de omkringliggende områder.

I januar 2004 indgik Eltra og Statnett (den norske systemansvarlige virksomhed) en aftale om levering af regulerkraft. Aftalen er indgået, fordi ”Eltra ønsker en markedsbasert løsning for å skaffe til veie regulerkraft, og ønsker derfor å købe noe av denne regulerkraften fra norske aktører [...]”<sup>45</sup> Det er endnu uklart, om Eltra, herved vil kunne dække en større andel af regulerkraftbehovet uden om Elsam.

På grund af Elsams og Energi E2's respektive høje markedsandele og forekomsten af flaskehalse må markederne på nuværende tidspunkt afgrænses i overensstemmelse med Nord Pools opdeling i prisområder. Efter etableringen af et Storebæltskabel og ét fælles systemansvar, vil markedet i geografisk henseende kunne afgrænses til Danmark.

## 5.4 Markedet for handel med reservekraft/mindstekapacitet

### Produktmarkedet

#### *Efterspørgelsessubstitution*

Reservekraft og mindstekapacitet handles mellem producenter og systemansvarlige virksomheder og skal sikre forsyningsikkerheden. Systemansvaret laver individuelle aftaler med producenter om at stille kraftværkskapacitet til rådighed i tilfælde af havarier på produktionsanlæg og ubalancer i elsystemet.

<sup>45</sup> Samarbejdsaftale mellem Eltra Amba og Statnett SF, [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk).

Her indgår også den automatiske regulerkraft. I tilfælde af havari på en produktionsblok eller på transmissionsnettet – herunder også udlandskablerne – skal back-up produktion kunne aktiveres.

Handelen med reservekraft adskiller sig fra handelen med el og regulerkraft. For det første er der tale om handel med effekt, hvorimod el og regulerkraft er handel med energi. For det andet er der tale om handel med forsyningssikkerhed og ikke handel med fleksibilitet.

Der er ikke tale om efterspørgsels substitution, da reservekraft ikke kan erstattes af produkter fra andre markeder.

Produktmarkedet består af en række segmenter (hvor de tre førstnævnte er i udbud):

- Primærreserve
- Sekundær reserve
- Hurtig reserve
- Reaktiv reguleringsreserve
- Mindste produktionskapacitet
- Blok-ø-drift
- Start fra dødt net

Fælles for dem alle er, at de danner grundlaget for systemansvarets sikring af et givent niveau af forsyningssikkerhed. Hvis en produktionsblok pludselig havarerer og dermed falder ud af systemet, skal produktionen herfra erstattes hurtigt. Det kan sikres ved forskellige typer af reserver. Hvis spændingen mistes helt i systemet, som det var tilfældet i forbindelse med strømafbrydelsen i september 2003, er der behov for specielle reserver, som kan starte nettet op igen. Disse systemtjenester adskiller sig fra den manuelle regulerkraft ved at være sidst i kæden. Alternativet til disse reserver er strømudfald.

Nogle af ovenstående segmenter kan udgøre separate produktmarkeder. Men eftersom styrelsen vurderer, at den geografiske afgrænsning vil være identisk for alle potentielle produktmarkeder, kan alle segmenter – uden at det får betydning for vurderingen – betragtes, som tilhørende det samme produktmarked.

### *Udbudssubstitution*

Der må forventes en vis substitution mellem engrossalg af el og reservekapacitet. Det kan ikke udelukkes, at en stigning i prisen på el med 5-10 % vil få udbydere af engrossalg el til at overgå til reservekapacitet.

Udbud af reservekapacitet kræver et fleksibelt produktionsapparat, der kan holdes i bero og opstartes med kort varsel. El-producenternes forskellige

produktionsformer giver forskellige grader af fleksibilitet, og for flere produktionsformer må det anses for udelukket, at substituere engrossalg af el med salg af reservekapacitet. Det gælder i hvert fald atomkraft og vindkraft, men også kraftvarmeværkerne og vandkraftværkerne har forskellige grader af fleksibilitet. Ifølge styrelsens oplysninger ønsker Foreningen af Danske Kraftvarme Værker ikke at være aktive på amrekket for reservekapacitet pga tekniske barrierer (besidder ikke nødstarts anlæg).

Der eksisterer derfor et selvstændigt marked for reservekapacitet, som ikke kan anses for en del af markedet for engrossalg af el, eller de øvrige her behandlede produktmarkeder.

### Det geografiske marked

Reserve- og mindstekapacitet leveres som udgangspunkt af aktører med produktion i det område, hvor reserven efterspørges. Det skyldes bl.a. kapacitetsbegrænsninger og dermed risikoen for flaskehalse samt risikoen for havari på udlandskablet.

Elkraft System og Eltra gennemførte i efteråret 2003 et udbud af bl.a. reservekraft til levering i 2004. Begge udbud blev afsluttet med bilaterale forhandlinger mellem Eltra og Elsam i Vestdanmark og Elkraft System og Energi E2 i Østdanmark. Der blev efterfølgende indgået aftaler mellem parterne. Efter styrelsens oplysninger var der reelt kun én byder i hvert område. Elsam bød i Vestdanmark og Energi E2 i Østdanmark.<sup>46</sup>

Efter styrelsens vurdering er dette udtryk for et marked, der er afgrænset af prisområderne.

Prisen for levering af reservekraft beløber sig til mellem X og X kr. pr. MW pr. måned, hvis udbuddet er retningsgivende, jf. kapitel 4. Til sammenligning har Eltra oplyst, at reservekraft handles til ca. 50.000 kr. pr. MW pr. måned i Tyskland og ca. 10 – 15.000 kr. pr. MW pr. måned i Norge, Sverige og Finland.

På baggrund af Elsam og Energi E2's markedsandele på 100 pct., de store prisforskelle mellem prisområderne og behovet for at have produktionskapacitet i pågældende område vurderer Konkurrencestyrelsen, at markedet for reserve- og mindstekapacitet geografisk kan afgrænses til hhv. Vest- og Østdanmark.

---

<sup>46</sup> Elsam har fremført, at det skal tages i betragtning, at dette marked fra 2000 til og med 2003 har været defineret af kraftværkspakken, at Eltra og Elkraft først sent i 2003 udbød disse ydelser til levering i 2004, hvorfor nye aktører næppe har fået udviklet fornuftige tilbud, og at Elkraft nu har indledt dialog med andre bydere, som ser ud til at medføre en forøget konkurrence. Det af Elsam fremførte ændrer efter Konkurrencestyrelsens opfattelse ikke på, at markedet er fundamentalt forskelligt fra de øvrige markeder for engros-el.

## Kapitel 6

### Det relevante marked – detail

#### 6.1 Det relevante produktmarked

Elsam har i sin anmeldelse anført, at den fusionerede virksomhed skal operere på en række særskilte produktmarkeder. Herunder angiver Elsam, at den fusionerede virksomhed vil operere på et selvstændigt produktmarked for detailsalg af el, dvs. markedet for salg af el til slutkunderne, som forbruger elektriciteten.

Siden 1. januar 2003 har alle slutkunder i Danmark haft mulighed for frit at vælge el-leverandør<sup>47</sup>. Alle slutkunder har i medfør af elforsyningslovens § 6, stk. 1 ret til mod betaling at blive forsynet med el. For at sikre, at alle faktisk tilbydes at blive forsynet med el, er der givet bevilling til, at de hidtidige lokale elselskaber fortsætter som leverandører i 52 forsyningspligtige elselskaber, der inden for deres respektive tildelte forsyningsområder er forpligtet til at tilbyde alle forbrugere levering af tilstrækkelig el.

#### Aktører på udbudssiden

På udbudssiden sker salg af el til slutbrugere dels fra el-handelsselskaber, dels fra forsyningspligtige selskaber. Alle betydelige handelsselskaber og samtlige forsyningspligtige selskaber er ejet af de lokale netselskaber, jf. også kapitel 3.

El-handelsselskaber sælger el til slutkunder, der har valgt at benytte sig af det frie valg af el-leverandør. Derudover sælger el-handelsselskaberne el på engrosbasis til forsyningspligtige selskaber.

Der er 5 større og en række mindre elhandelsselskaber i Danmark. OK a.m.b.a. og DONG A/S er uafhængige selskaber, der er karakteriseret ved at være særligt aktive i forhold til kunder med lavt forbrug. Shell, Fortum og Vattenfall har trukket sig ud af det danske marked, og udenlandske selskaber er derfor nu i praksis kun til stede på det danske marked som mindretalsaktionærer i elhandelsselskaberne<sup>48</sup>.

---

<sup>47</sup> Jf. elforsyningslovens § 7, stk. 1.

<sup>48</sup> Svenske Sydkraft (der er ejet af den tyske E.ON-koncern) er aktionær i Elektra Energihandel A/S, mens norske Statkraft og Fjordkraft er aktionærer i Scanenergi A/S.

**Tabel 6.1. De fem største handelsselskaber i Danmark.**

	Markedsandel <sup>49</sup> (%)	Antal kunder i deres ejeres forsyningsområde
Jysk/fynsk ejede selskaber:		
- EnergiDanmark/Disam	XX	800.000
- ScanEnergi	XX	119.000
Sjællandsk ejede selskaber:		
- NESA	XX	533.900
- Elektra	XX	292.500
- KE	XX	343.300
Andre selskaber	15	ca. 1.000.000
I alt	100	ca. 3.000.000

Handelsselskaber sælger en fysisk el-leverance. Der kan skelnes mellem en række forskellige produkter karakteriseret efter den risiko for fremtidige udsving i el-pris og forbrug, som de enkelte kunder måtte ønske at afdække. Handelsselskaberne kan således tilbyde at levere el til en fast pris i en bestemt periode eller de kan tilbyde at lade prisen være afhængig af eksempelvis udsvingene i elprisen på den nordiske el-børs.

De forsyningspligtige selskaber sælger el til slutkunder, der ikke har valgt at benytte sig af det frie valg af el-leverandør. Da det især for så vidt angår kunder med lavt el-forbrug er ret få, der har benyttet sig af det frie leverandørvalg, er de forsyningspligtige selskaber sikret et solidt kundegrundlag som udgangspunkt.

Forsyningspligtige selskabers priser inden for eget forsyningsområde skal godkendes af Energitilsynet i henhold til elforsyningsloven. Priserne skal fastsættes efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier i forhold til, hvilke omkostninger de enkelte køberkategorier giver anledning til<sup>50</sup>. Energitilsynet har udmøntet denne bestemmelse således, at virksomhederne tillades en vis fortjeneste.

Hvis flere kunder begynder at benytte sig af det frie leverandørvalg, vil de forsyningspligtige selskabers kundegrundlag formindskes.

De forsyningspligtige selskaber kan i et begrænset omfang (som en sideordnet aktivitet) erobre kunder uden for eget forsyningsområde. Disse kunder benytter i så fald deres frie leverandørvalg til at blive forsynet af et forsyningspligtigt selskab uden for eget forsyningsområde.

Mens el-handelsselskaberne i princippet ikke er underlagt nogen geografiske begrænsninger for deres aktiviteter, er de forsyningspligtige selskaber

<sup>49</sup> Målt på samlet salg af el til slutkunder og forsyningspligtselskaber.

<sup>50</sup> Jf. elforsyningslovens § 73.

underlagt en bestemmelse om, at maksimalt 5 % af deres omsætning må komme fra andre aktiviteter end forsyningspligtvirksomheden<sup>51</sup>. Dvs. at et forsyningspligtigt selskab maksimalt kan have 5 % af sin omsætning uden for det forsyningsområde, hvori det har bevilling til at drive forsyningspligtig virksomhed.

Eventuelt salg uden for eget forsyningsområde er ikke underlagt elforsyningslovens krav om, at priserne skal være godkendt af Energitilsynet og i øvrigt være fastsat efter rimelige, objektive og ikkediskriminerende kriterier.

### El-forbrugerne

Efterspørgselsiden er karakteriseret ved, at alle forbrugere af el i dag har frit valg af el-leverandør.

Fra den eksisterende elforsyningslovs ikrafttræden var det alene kunder med et årligt forbrug over 100 GWh, der frit kunne vælge leverandør. Fra den 1. april 2000 blev det frie leverandørvalg udvidet til at gælde kunder med et årsforbrug 10 GWh eller derover. Fra den 1. januar 2001 blev grænsen sænket til 1 GWh, og siden den 1. januar 2003 har alle kunder haft frit valg af leverandør.

Jo større kundernes forbrug er, desto flere har benyttet sig af deres frie valg af el-leverandør. Dette er naturligt, da de største kunder har haft længere tid til at beslutte sig for et leverandørskift. Der er imidlertid også en større besparelse at hente ved leverandørskifte for de større forbrugere – både relativt og absolut.

Blandt husstandskunder har kun en meget lille andel hidtil fravalgt det forsyningspligtige selskab til fordel for et el-handelsselskab eller et forsyningspligtigt selskab uden for eget forsyningsområde. Der er imidlertid principielt ikke noget der forhindrer de største erhvervsvirksomheder i at lade sig forsyne af det lokale forsyningspligtige selskab, ligesom der ikke er noget principielt til hinder for, at en husstand med et beskedent forbrug kan vælge at lade sig forsyne af et el-handelsselskab.

Nedenfor i tabel 5.2 er vist kundernes fordeling i 4 segmenter opgjort efter forbrugsstørrelse.

---

<sup>51</sup> Jf. elforsyningslovens § 47, stk. 4 og bekendtgørelse nr. 358 af 20. maj 2003 om undtagelse af anlæg og sideordnede aktiviteter fra elforsyningsloven § 2, stk. 1.



**Tabel 6.2 Kundesegmenter 2003**

Kundetype	Forbrug (GWh)	Antal	Leverandør-skifte	Produkt-Præference
Skabelonkunder - < 0,2 GWh/år	17.165	2.987.021	<b>6)</b>	Ikke prisbevidste. Prisen for fors.pl. kunder godkendes af Energitilsynet
Mindre erhvervskunder - 0,2 - 1 GWh/år	5.900	17.934	ca. 25 pct.*	Hovedparten er stadig forsyningspl. Kunder
Mellemstore kunder – - 1-10 GWh/år	4.848	2293	40-45 pct.*	Prisbevidste. Risikoafdækning og fastpris- og puljeprodukter
Store kunder - > 10 GWh/år	5.095	211	> 50 pct.*	”Professionelle” aktører: fastpris, pulje og finansielle produkter
Total	33.000	3.007.459		

Note: Tallene er baseret på skøn ud fra oplysninger fra Dansk Energi

Efter at alle forbrugere har fået frit valg af leverandør, kan forbrugerne ikke længere inddeles i skarpt adskilte kundekategorier på grundlag af størrelsen af deres forbrug. Der er glidende overgange fra de største el-forbrugende industrivirksomheder, til større erhvervsvirksomheder, videre til små og mellemstore virksomheder og endelig til husstandskunder, hvor der yderligere kan sondres mellem husstande med og uden elvarme.

I takt med at forbrugere med stadigt lavere årsforbrug har fået frit valg af leverandør, er elhandelsselskaberne begyndt at markedsføre sig over for disse.

99 % af de danske elforbrugere har et årsforbrug under 0,2 GWh. Disse forbrugere står for 52 % af det danske el-forbrug, men kun 2 % af dem har hidtil benyttet sig af det frie leverandørvalg.

I Norge og Sverige har husholdningernes interesse for det frie el-marked været noget større. I Norge har ca. 30 % benyttet sig af det frie leverandørvalg siden 1991, og 18 % har skiftet leverandør indenfor det seneste år. I Sverige har endnu flere husholdninger skiftet leverandør.

Elsam har fremført, at de skabelonafregnede kunder er prisbevidste, og at årsagen til de få leverandørskift er, at priserne i forsyningspligtselskaberne og elhandelsselskaberne i det væsentlige er ens, og at dette viser, at markedet er præget af effektiv konkurrence. Elsam mener derfor også, at antallet af kunder der skifter leverandør vil udvikle sig på samme måde som i Norge.

Konkurrencestyrelsen er enig i, at antallet af skabelonafregnede kunder, der skifter leverandør vil kunne stige, efterhånden som flere bliver opmærksom på det frie leverandørvalg. Det er imidlertid usandsynligt, at Danmark vil opleve samme udvikling som Norge og Sverige. Hovedparten af de skabelonafregnede kunder, som har skiftet leverandør, gjorde det straks, da det blev muligt at skifte leverandør – dvs. mens det havde nyhedens interesse og på et tidspunkt, hvor der blev gennemført landsdækkende oplysningskampagner om det frie leverandørvalg. Siden er antallet af nye leverandørskift faldet.

De højere tal for leverandørskift blandt husholdningskunder i Norge og Sverige hænger bl.a. sammen med, at husholdningerne i disse lande har et væsentligt højere elforbrug end i Danmark, og at husholdningerne således har et større incitament til at skifte leverandør, samtidig med at leverandørerne opnår en større fortjeneste pr erobret kunde.

For profitabelt at håndtere kunder med lavt forbrug, er det nødvendigt for elhandelsselskaberne at investere i automatiserede kundehåndterings-systemer. Sådanne investeringer kræver en betydelig kundemasse for at være rentable.

Udover at håndtering af de små kunder kræver investering i automatiserede kundehåndteringssystemer, er der betydelige ”kontaktomkostninger” ved forsøg på at overtage forsyningspligtselskabernes kunder – f.eks. i form af udgifter til udsendelse af markedsføringsmateriale og løn til telefonsalgspersonale.

I forhold til ikke-erhvervsmæssige forbrugere gælder forbudet mod uanmodet personlig eller telefonisk henvendelse i § 2, stk. 1 i lov nr. 886 af 23. december 1987 om visse forbrugeraftaler. I forhold til almindelige husstandforbrugere skal elhandelsselskaberne derfor markedsføre sig på en sådan måde, at forbrugerne selv henvender sig til el-handelsselskabet for at indgå en aftale.

Det er gratis for den enkelte forbruger at skifte leverandør. Leverandørskiftet gennemføres elektronisk og forbrugeren skal som udgangspunkt blot oplyse sin nye leverandør om sit aftagenummer. For husstandskunder og erhvervskunder med mindre forbrug er besparelserne ved at skifte fra det forsyningspligtige selskab til det billigste el-handelsselskab imidlertid begrænsede. For mange af disse kunder står besparelsen derfor ikke mål med det arbejde, der er forbundet med at undersøge markedet og indhente tilbud

fra andre leverandører. I tabel 6.2 ovenfor har Konkurrencestyrelsen derfor angivet, at disse kunder ikke anses for prisbevidste.

Da alle forbrugere med lavt forbrug fra starten er i et kundeforhold til et forsyningspligtselskab, da disse forbrugeres incitament til at skifte leverandør er begrænset, og da udgifterne til at skabe kontakt til og efterfølgende håndtere små kunder er forholdsvist store, har de fleste elhandelsselskaberne ikke hidtil vist stor interesse for de små kunder. Selv om både OK a.m.b.a. og DONG A/S særligt har forsøgt at markedsføre sig overfor skabelonkunderne har konkurrencen om disse små kunder derfor været begrænset.

### Timeaflyste og skabelonkunder

Med den sidste fase af markedsåbningen har forbrugere med et årligt elforbrug over 0,2 GWh (svarende til 40-45 gennemsnitsfamiliers elforbrug) fået installeret en timemåler af deres netselskab. Med en timemåler kan forbrugeren indgå en kontrakt med elleverandøren hvor elprisen i større eller mindre grad afhænger af spotprisen på el. Spotprisen varierer fra time til time og er f.eks. som regel meget lavere om natten og i weekender end i dagtimerne. Pr. 1. januar 2005 skal forbrugere med et årligt elforbrug på over 0,1 GWh også have timemålere.

Timemåleren er f.eks. en fordel for virksomheder der har et stort elforbrug om natten. Timemåleren giver også mulighed for kontrakter, hvor aftageren mod betaling f.eks. i form af lavere elpris lader sig koble af elnettet i spidsbelastningsperioder.

Forbrugere med et årsforbrug under 0,2 GWh kan godt få installeret en timemåler, men det betyder at prisen på abonnementet til netselskabet bliver højere, da en timemåler p.t. koster ca. 2.000 kr.

For at give private forbrugere og mindre virksomheder adgang til markedet uden at skulle investere i en timemåler er der indført skabelonafregning. Skabelonafregning er en standardmodel, der udregnes for hvert netområde, og som viser hvordan forbruget hos kunder, hvis elforbrug ikke timeaflyses, fordeler sig over døgnet og året. Skabelonen bruges ved den interne afregning mellem selskaberne, mens den enkelte kunde som hidtil afregnes med en fast pris pr. kWh på baggrund af sædvanlige aflæsninger af elmåleren, uanset i hvilke timer strømmen faktisk er brugt.

### NESA's opdeling af kunder i segmenter

XX

### Efterspørgselssubstitution

Alle forbrugere efterspørger basalt set samme standardvare, nemlig elektrisk strøm i et bestemt spændingsniveau til løbende aftag på den enkelte forbrugers adresse. Forbrugerne kan have forskellige behov for afdække risikoen for fremtidige udsving i elpris og forbrug – alt efter elforbrugets andel af forbrugerens samlede økonomi og forbrugerens risikovillighed.

Der er i princippet intet i vejen for, at en forbruger selv indkøber sin strøm direkte på den nordiske elbørs til den til en hver tid gældende spotpris. Herved ville forbrugeren spare bidrag til elhandelsselskabets avance samt det pristillæg, der betales for risikoafdækning ved prisaftaler med fastpriselementer. Konkurrencestyrelsen har ikke kendskab til danske kunder, der har benyttet sig af muligheden for selv at købe direkte ind på elbørsen. Det skyldes formentlig, at der er høje omkostninger ved at agere direkte på børsen, at det kræver en betydelige ekspertise, og at der er betydelige ”balanceomkostninger” i tilfælde af, at forbruget ikke forudsiges korrekt<sup>52</sup>.

Direkte indkøb på den nordiske elbørs vurderes derfor ikke at udgøre en substitutionsmulighed i forhold til indkøb af strøm gennem et elhandelsselskab eller et forsyningspligtigt selskab.

Alle elforbrugere har i dag i princippet mulighed for at indgå såvel fastprisaftaler som aftaler, hvor prisen svinger med eksempelvis spotpriserne på den nordiske elbørs. For time for time at få afregnet forbruget i overensstemmelse med spotprisen i de enkelte forbrugstimer skal forbrugeren have installeret en timemåler. Forbrugerne kan således opdeles i forbrugere med og uden timemåler.

Forbrugere med timemåler kan principielt vælge mellem alle typer prisafgifter og forskellige kombinationer heraf.

Forbrugere uden timemåler er derimod afskåret fra at få afregnet forbruget på timebasis, men må finde sig i at få afregnet forbruget iht. Den for pågældende netområde gældende skabelon. Skabelonafregnede kunder kan dog også vælge mellem fastprisaftaler af kortere eller længere varighed og aftaler, hvor prisen reguleres i forhold til udsving i eksempelvis spotprisen på den nordiske elbørs.

---

<sup>52</sup> Bud på den nordiske elbørs skal lægges ind for et helt driftsdøgn kl. 12 dagen forud for pågældende driftsdøgn. Viser det faktiske forbrug sig ikke at svare til det, som blev indkøbt på børsen, må pågældende handle sig i balance ved at sælge eventuel overskudsstrøm eller købe eventuel underskudsstrøm. Mens en enkelt forbruger på børsen vil have betydelige udgifter ved at handle sig i balance, vil et elhandelsselskab have forholdsvis lavere udgifter til balancering, da et handelsselskab kun skal handle sig i balance for nettoubalancen for hele sin kundeportefølje. Dvs. at hvis et handelsselskab har to kunder, og de er i ubalance i hver deres retning, så udlignes overskud og underskud med hinanden, således at handelsselskabet ikke får nogen balanceringsudgift.

Hovedparten af de skabelonafregnede forbrugere er husholdninger. Disse har hovedparten af deres strømforbrug i aftentimer, hvor el-priserne er lave. For at det skal kunne betale sig for en skabelonafregnet kunde at overgå til timeafregning, skal den pågældende kundes forbrug i endnu højere grad ligge i billige timer, end den gennemsnitlige skabelonkunde.

For en forbruger, som faktisk har en større andel af sit strømforbrug i billige timer end den gennemsnitlige skabelonafregnede forbruger, vil besparelsen dog være begrænset på grund af det lave forbrug, og fordi udgangspunktet i forvejen er, at forbrugeren hovedsageligt afregnes for ”billige timer”. Da forbrugere med årsforbrug under 0,2 GWh desuden skal betale ekstra for at blive timeafregnet, vurderes muligheden for at overgå til timeafregning ikke at udgøre en reel substitutionsmulighed for skabelonafregnede forbrugere.

### Udbudssubstitution

De forsyningspligtige selskaber er forpligtet til at forsyne alle forbrugere inden for selskabets forsyningsområde uanset størrelsen af pågældendes forbrug. Forbrugere kan vælge en anden leverandør, men hvis de ikke benytter sig af det frie leverandørvalg, eller hvis de efter at have været forsynet af et elhandelsselskab igen ønsker forsyningspligtselskabet som leverandør, så er forsyningspligtselskabet forpligtet til at levere.

Forsyningspligtselskaberne skal derfor kunne forsyne alle typer forbrugere – men kun inden for eget forsyningsområde. Uden for forsyningsområdet er de begrænset af reglen om, at de maksimalt må have 5 % af deres omsætning fra sideordnede aktiviteter.

På grund af denne 5 % grænse er det vanskeligt for forsyningspligtselskaberne at erobre kunder med stort forbrug uden for eget forsyningsområde. For de største kunder, der ønsker at skifte deres lokale forsyningspligtselskab ud med en ny leverandør, udgør forsyningspligtselskaberne derfor ikke en reel substitutionsmulighed.

For elhandelsselskaberne er det vanskeligt at erobre små kunder fra de forsyningspligtige selskaber, fordi den besparelse, som de små kunder kan opnå ved at skifte leverandør, er så lille, at de færreste vil ulejlige sig med at skifte. Dertil kommer, at elhandelsselskabernes udgifter ved etablering et system, der kan håndtere mange små kunder er høje, ligesom kontaktkostningerne er høje i forhold til sandsynligheden for, at kontakten fører til overtagelse af en kunde, og i forhold til den indtjening, der kan opnås ved at overtage en kunde.

De store elhandelsselskaberne konkurrerer da heller ikke om forbrugere med lavt forbrug. Selskaberne har ikke investeret i den nødvendige edb til

håndtering af mange små kunder, og kontaktkomkostningerne ved overtagelse af disse kunder står ikke mål med den potentielle indtjening på dem – i det omfang det overhovedet ville kunne lykkes at få dem til at skifte leverandør. Desuden er handelsselskabernes incitament til at konkurrere med forsyningspligtselskaberne begrænset af de ejermæssige bånd mellem forsyningspligtselskaberne og handelsselskaberne, jf. nærmere herom nedenfor i kapitel 8.

Det ville derfor kræve en betydelig stigning i indtjeningen på skabelonafregnet strøm og/eller et betydeligt fald i kontaktkomkostningerne for at gøre det attraktivt for handelsselskaberne at udbyde skabelonafregnet strøm. En varig forøgelse af priserne på skabelonafregnet strøm med 5-10 % kan således ikke forventes at få handelsselskaberne til i større omfang at markedsføre skabelonafregnet strøm.

De uafhængige elhandelsselskaber har i øvrigt peget på, at elhandelsselskabernes mulighed for at overtage de forsyningspligtige selskabers kunder vanskeliggøres af, at netselskaberne, som ejer de forsyningspligtige selskaber, ikke leverer de nødvendige måledata rettidigt, og at de forsyningspligtige selskaber favoriseres ved, at deres netselskaber fremsender én fælles regning til forbrugeren for netselskabets ydelser og strømmen fra forsyningspligtselskabet. Elhandelsselskabernes kunder må derimod finde sig i at få to separate afregninger.

NESA mener, at problemerne med udveksling af kundedata er ved at være løst.

### Konklusion vedrørende relevant produktmarked

Det vurderes, at der eksisterer to særskilte produktmarkeder vedr. levering af el til slutkunder:

Markedet for skabelonafregnet strøm er kendetegnet ved, at kunderne har et lavt el-forbrug (<0,2 GWh/år), at kunderne som udgangspunkt forsynes af lokale selskaber, der indtil 1. januar 2003 havde monopol på at forsyne dem, at kunderne har begrænset økonomisk incitament til at skifte leverandør, at der for hovedparten ikke er mulighed for direkte markedsføring i form af uanmodet personlig eller telefonisk henvendelse, og at kundernes forbrug afregnes på grundlag af en skabelon og ikke på grundlag af timeforbrug. Kunderne forsynes næsten kun af deres lokale forsyningspligtselskab.

Markedet for timeafregnet strøm er kendetegnet ved, at langt hovedparten af kunderne har et årsforbrug, der overstiger 0,2 GWh, at mange af kunderne har haft frit leverandørvalg siden 1. januar 2001 eller tidligere, at kunderne kan have betydeligt økonomisk incitament til at skifte leverandør, at der er tale om erhvervs-kunder, hvor uanmodet personlige og telefoniske henvendelser er lovlige, og at kunderne afregnes på grundlag af deres forbrug

i enkelttimer. En stor del af kunderne forsynes af elhandelsselskaberne, men mange forsynes stadig af deres lokale forsyningspligtselskab.

Til støtte for opdelingen af el-detailmarkedet i separate produktmarkeder bemærkes det, at EU-Kommissionen har vurderet, at markedet kan opdeles i separate produktmarkeder efter størrelsen af kundernes el-forbrug. I afgørelsen COMP/M.2947 af 11. juni 2003 vedr. fusionen mellem østrigske Verbund og Energie Allianz angav EU-Kommissionen således, at der som minimum skulle sondres mellem 3 forskellige kundegrupper, som anses for at udgøre separate produktmarkeder:

- markedet for småkunder,
- markedet for storkunder og små distributionsselskaber, og
- markedet for store distributionsselskaber og elhandel.

Konkurrencestyrelsen har valgt at anse salg til forsyningspligtselskaber (distributionsselskaber) som en del af engrosmarkedet, der behandles i kapitel 4 og 7.

I EU-Kommissionens afgørelse af 30. oktober 2003 i sag COMP/M.3268 vedr. fusionen mellem svenske Sydkraft og Graninge tog Kommissionen ikke stilling til, om detailmarkedet skulle opdeles i flere separate produktmarkeder efter størrelsen af kundernes forbrug. Kommissionen udtalte dog, at Kommissionens markedsundersøgelse i store træk havde bekræftet de deltagende virksomheders påstand om, at der var tale om et samlet produktmarked, men at der dog var mange høringssvar, som indikerede, at detailmarkedet kunne opdeles i mindre separate produktmarkeder, f.eks. markederne for hhv. store industrikunder, mindre kommercielle kunder og husholdningskunder.

Opdelingen af slutforbrugere i to relevante markeder – timeaflyste og skabelonafregnede – er også anvendt af den tyske konkurrencemyndighed, Bundeskartellamt i en afgørelse af 20. november 2003 har vedr. fusionen mellem tyske E.ON og Stadtwerke Lübeck<sup>53</sup>.

## 6.2 Det relevante geografiske marked

Elsam angiver det geografiske marked for salg af el til slutkunder som ”*Danmark, Norge, Sverige samt Finland og eventuelt Tyskland*”.

---

<sup>53</sup> Afgørelsen er på linie med Bundeskartellamts tidligere afgørelser af 4. november 2003 vedr. fusionen mellem RWE og Wuppertaler Stadtwerke og 12. september 2003 vedr. fusionen mellem E.ON og Stadtwerke Eschwege.

ELSAM's afgrænsning af det geografiske marked til et nordeuropæisk kan ikke bekræftes af den markedsundersøgelse, som Konkurrencestyrelsen har foretaget. Størstedelen af de høringssvar, Konkurrencestyrelsen har modtaget, angiver, at slutkundemarkederne stadig er nationale.

### Timeafregnet strøm

El-markederne er liberaliseret i hele Skandinavien, og der har været forsøg fra udenlandske selskaber på at etablere sig på det danske marked. Disse udenlandske aktører har imidlertid sat deres aktiviteter i bero. Udenlandske aktører er således kun repræsenteret i Danmark gennem deres minoritetsaktieposter i danske selskaber. Konkurrencestyrelsen har ikke kendskab til danske slutbrugere med direkte kundeforhold til et udenlandsk selskab.

Tilsvarende har de danske elselskaber holdt sig til Danmark. NESAs har oplyst, at dækningsbidraget pr. solgt kWh ligger på 6-7 øre i Sverige, mens det i Danmark er ca. 0,3 øre. XX

Det forhold, at aktørerne på detailmarkederne i Danmark er danske selskaber, som ikke har detailhandelsaktiviteter uden for Danmark, taler stærkt for, at markederne geografisk ikke skal afgrænses bredere end Danmark.

Elsam har fremført, at NESAs faktisk har deltaget i udbudsrunder vedrørende samlede el-leverancer i både Danmark og Sverige. Dette har imidlertid ikke resulteret i indgåelse af kontrakter, og NESAs har oplyst, at det under alle omstændigheder ville have været nødvendigt at benytte sig af en svensk underleverandør for at håndtere den svenske del af en sådan kontrakt. Dette bekræfter for Konkurrencestyrelsen, at detailmarkederne ikke skal afgrænses bredere end Danmark.

En væsentlig adgangsbarriere for udenlandske selskaber er den komplicerede danske lovgivning på området, som ifølge NESAs betyder, at udenlandske selskaber for at få succes bliver nødt til at indgå i partnerskaber med etablerede danske aktører.

Der er desuden adgangsbarrierer i form af høje etableringsomkostninger. For at etablere sig som leverandør i Danmark med mulighed for gennemførelse af elektronisk leverandørskift, skal leverandøren registreres i et leverandørregister. I den forbindelse skal leverandøren investere i et it-system, som kan kommunikere med netselskaberne om leverandørskift. Disse systemer har kostet de etablerede leverandører betydelige millionbeløb.

Endelig er det formentlig en væsentlig forudsætning for at kunne agere som elhandelsselskab på detailmarkederne, at selskabet er ejermæssigt forbundet med et netselskab med tilhørende forsyningspligtselskab. Således er alle væsentlige elhandelsselskaber hovedsageligt ejet af netselskaber, der



samtidig ejer forsyningspligtselskaber. Der kan herved drages fordel af de synergier, der ligger i denne ejerstruktur i form af samfakturering af kunder og fælles udnyttelse af call-/kundecenter mv.

I starten var elhandelsselskabernes hovedaktivitet indkøb af strøm til de netselskaber, som indgår i det enkelte handelsselskabs ejerkreds. Konkurrencestyrelsens markedsundersøgelse har vist, at handelsselskaberne nu konkurrerer om de store timeafregnede kunder i begge danske prisområder, og at alle de største handelsselskaber har kunnet erobre markedsandele uden for deres ejeres forsyningsområder.

**Tabel 6.3 Størrelsesforholdet mellem de 5 største handelsselskaber fordelt på DK1 og DK 2.<sup>54</sup>**

HANDELS- SELSKABER	DK1 (%)		DK2 (%)	
	2002	2003	2002	2003
EnergiDanmark/ Disam	X	X	X	X
NESA EL	X	X	X	X
Elektra	X	X	X	X
ScanEnergi	X	X	X	X
KE Marked	X	X	X	X
Total	100	100	100	101

Da handelsselskaberne således nu synes at konkurrere med hinanden i hele landet, vurderes markedet for timeafregnet strøm ikke at skulle afgrænses snævrere end Danmark.

Der foregår for øjeblikket politiske forhandlinger om elmarkedets struktur og vilkår. Det er muligt, at disse forhandlinger vil munde ud i en afslutning af den såkaldte kapitalsag, og at elforsyningslovens regler om ejerskab vil blive ændret. Sådanne ændringer kan betyde, at de udenlandske handelsselskaber igen fatter interesse for det danske marked.

På nuværende tidspunkt er der imidlertid ikke grundlag for at afgrænse det geografiske marked bredere end Danmark.

En sådan national afgrænsning af markedet for storkunder er i overensstemmelse med EU-Kommissionens afgørelse vedr. fusionen mellem

<sup>54</sup> Disse 5 handelsselskaber står for en samlet markedsandel på ca. 90 %. Konkurrencestyrelsen har ikke tal for de øvrige selskabers omsætnings fordeling på DK1 og DK2, og der er derfor i tabellen helt set bort fra de resterende selskabers omsætning. Markedsandelene er beregnet på grundlag af bruttoindkøb. Da tallene er baseret på selskabernes bruttoindkøb, inkluderes også indkøb af el, der sælges videre på engrosmarkedet. Tabellen giver derfor ikke en nøjagtig angivelse af markedsandele. Tallene er udtryk for Konkurrencestyrelsens bedste skøn over fordelingen af markedsandele.

østrigske Verbund og Energie Allianz<sup>55</sup>, hvor markedet blev afgrænset nationalt, på trods af at der ikke var kapacitetsbegrænsninger på elkablerne til udlandet, og på trods af at alle kunder havde frit leverandørvalg. Kommissionen lagde ved sin afgørelse bl.a. vægt på, at markedsandelene i Østrig var fordelt væsentligt anderledes end i de tilstødende områder, at de lovgivningsmæssige rammer afveg betydeligt fra de tilstødende områder, og at elpriserne for slutbrugerne var væsentligt lavere i Østrig end i de tilstødende områder.

Tilsvarende anvendte Bundeskartellamt i sin afgørelse i fusionen vedr. mellem E.ON og Stadtwerke Lübeck en national markedsafgrænsning f.s.v.a. timeafregnede kunder.

### Skabelonafregnet strøm

Kun 2 % af de skabelonafregnede kunder har faktisk benyttet sig af det fri leverandørvalg. Hovedparten af de skabelonafregnede kunder forsynes således af deres lokale forsyningspligtselskab.

Forsyningspligtselskaberne har mulighed for at erobre kunder uden for eget forsyningsområde, men da forsyningspligtige selskaber højst må have 5 % af deres omsætning fra sideordnede aktiviteter, er der begrænset mulighed for at substituere det lokale forsyningspligtselskab med et andet.

Elhandelsselskaberne konkurrerer kun i meget begrænset omfang om markedet for skabelonafregnet strøm. Da kunder til skabelonafregnet strøm således hidtil stort set udelukkende er blevet forsynet af deres lokale forsyningspligtselskab, vurderes det, at det geografiske marked kan afgrænses til de lokale forsyningsområder.

En sådan lokal eller regional afgrænsning af markedet er i overensstemmelse med Bundeskartellamts afgørelse af 20. november 2003 vedr. fusionen mellem tyske E.ON og Stadtwerke Lübeck.

---

<sup>55</sup> COMP/M.2947 af 11. juni 2003.

## Kapitel 7

### Fusionens virkninger på markedet for elektricitet handlet engros

Ved fusionen får Elsam kontrol med NESAs og dermed NESAs aktieposter i elproduktionsvirksomheden Energi E2 (ejerandel 36,04 pct.) og systemansvars og transmissionsvirksomhederne øst for Storebælt, Elkraft System og Elkraft Transmission (ejerandel i begge 43,7 pct.).

Konkurrencestyrelsen har vurderet, at engrosmarkederne geografisk skal afgrænses til Danmark eller hhv. de nuværende prisområder DK1 og DK2. Afgrænsningen afhænger af, om der i forbindelse med etableringen af et Storebæltskabel etableres ét fælles prisområde for Danmark. Det mest sandsynlige vurderes at være, at Danmark også fremover vil være opdelt i to prisområder, og at mest derfor taler for at markedet geografisk afgrænses til hhv. DK1 og DK2.

Hvis Danmark betragtes som opdelt i to separate geografiske markeder defineret som de nuværende prisområder DK1 og DK2, må Elsam og Energi E2 på grund af deres høje markedsandele anses for dominerende i hhv. DK1 og DK2.

Hvis det relevante geografiske marked afgrænses til Danmark, vil Elsam og Energi E2 være omtrent lige store. Hvis der ses på den faktiske historiske produktion vil Elsam have lidt større markedsandel end Energi E2, mens Energi E2 vil have en lidt større markedsandel end Elsam, hvis markedsandele måles på grundlag af virksomhedernes produktionskapacitet.

Som det fremgår af kapitel 4, vurderer Konkurrencestyrelsen fusionen i et fremadrettet perspektiv. Da der er stor sandsynlighed for, at der vil blive etableret et Storebæltskabel, der forbinder de danske prisområder, vurderer Konkurrencestyrelsen fusionen på grundlag af et fremtidigt markedsscenario, der omfatter et Storebæltskabel.

Efter Elsams fusion med NESAs og dermed overtagelsen af 36,04 % af aktierne i Energi E2, vil Elsam og Energi E2 – hvis Danmark som forventet fortsat er opdelt i to separate geografiske markeder – styrke deres respektive dominerende stillinger i DK1 og DK2.

Det skyldes, at Elsams ejerskab af en betydelig aktiepost i Energi E2 bl.a. vil begrænse den potentielle konkurrence mellem virksomhederne gennem et Storebæltskabel, idet Elsam mister incitament til at erobre markedsandele fra Energi E2, når Elsam alligevel får en betydelig del af Energi E2's indtægter.

En anden årsag er, at Elsam og Energi E2 - på grund af den nærmere kontakt mellem selskaberne som fusionen skaber ved eksempelvis Elsams besættelse af formandsposten i Energi E2's bestyrelse - vil få øget kendskab til hinandens adfærd og dermed forøgede muligheder for at tilrettelægge budstrategi, således at priserne i de danske prisområder ligger tæt på prisen i det nabo område med de højeste priser.

Hvis engrosmarkederne for el geografisk afgrænses til Danmark, vil fusionen skabe eller styrke en kollektivt dominerende stilling for Elsam og Energi E2. Selskaberne vil tilsammen have en betydelig markedsandel, og selv uden en fusion mellem virksomhederne taler flere forhold for, at virksomhederne vil kunne optræde kollektivt.

Med Elsams overtagelse af aktieposten i Energi E2 skabes en strukturel forbindelse mellem virksomhederne, der på samme måde som anført ovenfor om situationen med de separate geografiske markeder vil skabe eller styrke virksomhedernes dominans.

I afsnit 7.1-7.4 nedenfor beskrives i detaljer fusionens virkninger på markedet for engrossalg af el (OTC og spot). Virkningerne på regulerkraftmarkedet beskrives i afsnit 7.5, mens virkningerne på reservekapacitetsmarkedet beskrives i afsnit 7.6. Da der er stor lighed mellem virkningerne på de to sidstnævnte markeder og virkningerne på markedet for engrossalg af el, er afsnit 7.5 og 7.6 forholdsvis summariske.

### **7.1 Virkning på konkurrencen på markedet for fysisk engroshandel med el**

En fusion, hvorved en eller flere virksomheder skaber eller styrker en dominerende stilling, der bevirker, at den effektive konkurrence hæmmes betydeligt, skal forbydes, jf. konkurrencelovens §12c.

Begrebet ”dominerende stilling” skal fortolkes i overensstemmelse med Kommissionens og EF-Domstolens praksis. Ifølge praksis skal begrebet dominerende stilling forstås som en virksomheds magtposition, som sætter denne i stand til at hindre, at der opretholdes en effektiv konkurrence på det relevante marked, idet den kan udvise en i betydeligt omfang uafhængig adfærd over for sine konkurrenter og kunder og i sidste ende forbrugerne.

En sådan stilling udelukker dog ikke, at der består en vis konkurrence, men den sætter det dominerende firma i stand til, om ikke at bestemme, så dog i det mindste mærkbart at øve indflydelse på de vilkår, hvorunder konkurrencen udvikler sig, og under alle omstændigheder i vidt omfang i stand til at handle uden at skulle tage hensyn hertil, og uden at denne adfærd er til skade for virksomheden.

### Den nuværende konkurrencesituation

Der er især fem strukturelle faktorer, der er bestemmende for den faktiske konkurrence på markedet for fysisk el handlet på engrosmarkedet.

- Antallet, størrelsen og ejerskab af ”central” produktion i Danmark
- Størrelsen af vindbaseret elproduktionen og prisfastsættelsen på denne
- Prismekanismen på Nord Pool
- Antallet, størrelsen og ejerskab af de decentrale værker i Danmark, samt prisfastsættelse af el herfra
- Omfang og effektivitet af elektriske forbindelser til andre lande

Alle fem forhold er beskrevet i kapitel 3, 4 og 5, der beskriver det relevante marked for fysisk el handlet på engrosmarkedet. I dette afsnit beskrives først, hvordan den faktiske konkurrence er i dag, og dernæst hvordan man kan forvente, at den faktiske konkurrence vil ændre sig som følge af de ændrede strukturer på markedet, jf. kapitel 4.

### *Markedets nuværende funktion*

Danmark er forbundet med det nordiske elmarked via elkabler til Sverige, Norge og Tyskland. Uanset handelsregime, børser osv. er handel med elektricitet ved landegrænserne begrænset af kablernes kapacitet.

Den fysiske elhandel mellem de nordiske lande er baseret på Nord Pools elspot marked – den nordiske elbørs, jf. kapitel 3. Elprisen bestemmes ved udbud og efterspørgsel på det nordiske marked. På Nord Pool handles desuden finansielle kontrakter (futures eller optionskontrakter) og clearingsydelser i forbindelse med handelen af bilaterale (OTC)-kontrakter.

Prisdannelsen på Nord Pools elspotmarked og forventningerne til denne pris er helt afgørende for prisdannelsen på de øvrige fysiske elprodukter på engrosmarkedet. Dette er nærmere beskrevet i afsnit 5.2. Ser man på prisdannelsen på spotmarkedet, har man altså en god indikator for prisdannelsen på det øvrige engrosmarked for fysisk el. Det gælder dog ikke for regulerkraft, jf. afsnit 4.3 og 7.3.

Nord Pool håndterer flaskehalse ved at dele markedet i selvstændige elspot prisområder (den såkaldte ’market splitting’ mekanisme). Der er i dag seks prisområder, nemlig: Vestdanmark (DK1), Østdanmark (DK2), Sydnorge (NO1), Midt-/Nordnorge (NO2)<sup>56</sup>, Sverige og Finland.

Nord Pool udligner eller reducerer prisforskelle mellem de enkelte prisområder ved at sende el gennem kablerne fra et lavprisområde til et højprisområde. Der kan altså opstå en flaskehals, hvis der ikke er kapacitet nok i kablet til at udligne prisforskellene. Der dannes derved en høj pris i det importerende område og en lav pris i det eksporterende område.

---

<sup>56</sup> Efter behov opdeles Norge i op til 4 prisområder.

De eksporterende producenter får områdeprisen i lavprisområdet for hele deres produktion, mens importøren betaler den høje pris, der gælder i importområdet. Rent teknisk bliver priserne i disse områder skabt ved, at efterspørgselskurven i eksportlandet bliver skubbet udad, mens udbudskurven i eksportlandet bliver skubbet udad.

Når der ikke er flaskehalse mellem prisområder, der indgår i Nord Pool, er det ensbetydende med, at der er en ens pris i disse prisområder.

Der er i dag en mangelfuld integration med det tyske marked. Det skyldes, at der ikke – som i de prisområder Nord Pool håndterer – er en ”auktionarius” der udligner eller reducerer prisforskelle mellem hhv. Vestdanmark og det tyske prisområde og Østdanmark og det tyske prisområde.

#### *Den nuværende faktiske konkurrence*

Både Elsam og Energi E2 har en stilling på markedet, der gør dem til residuale monopolister. Elsam og Energi E2 er således hver især monopolist på den residuale efterspørgsel, der opgøres som efterspørgsel i Vestdanmark minus den regulerede prioriterede produktion i Vestdanmark minus nettoimport til Vestdanmark, og tilsvarende for Østdanmark.

Både Elsam og Energi E2's stilling på markedet gør dem i stand til at vælge en strategi, der betyder, at priserne i hhv. Vestdanmark og Østdanmark ligger tæt op af den højeste af nabolandenes priser.

Der er to typer aktive konkurrenter. Den ene er de såkaldte decentrale kraftvarmeproducenter. Disse værker har tilsammen en vis markedsandel, men hver for sig har de en størrelse på måske ½-1 % af markedet. I dag er disse virksomheders mulighed for at sætte prisen stærkt begrænset, da de hver for sig ingen markedsstyrke har. En mulighed er, at disse producenter slår sig sammen og på en koordineret måde byder deres strøm ind på markedet<sup>57</sup>. Allerede i dag – dvs. før loven om de decentrale producenters indtræden er vedtaget – findes der i hvert fald en sådan forening. Konkurrencestyrelsen forventer derfor en vis aktiv konkurrence fra disse producenter. Men selv hvis disse foreninger agerer uafhængigt, vil Elsam stadig have en markedsposition, der gør, at selskabet med stor sandsynlighed vil kunne øge salgsprovenuet ved at sætte prisen op i nærheden af den højeste af de to nabopriser, uden at miste et tilsvarende provenu til de decentrale konkurrenter.

Før fusionen vil Elsam også skulle tage højde for aktiv konkurrence fra den anden konkurrent - Energi E2. Dette selskab råder over et produktionsapparat

---

<sup>57</sup> Et samarbejde mellem de decentrale producenter skal godkendes af Konkurrencestyrelsen eller Konkurrencerådet.

af samme størrelse og med samme teknologi som Elsam. Elsam vil altså også skulle tage i betragtning, at Energi E2 på samme måde som Elsam vil forsøge at byde ind så indtjeningen (givet de decentrale producenters adfærd) øges mest muligt. Energi E2 må således have betydelig mulighed for at underbyde en høj pris, øge produktionen og tage markedsandele fra Elsam. Fusionen må derfor forventes i høj grad at minimere den effektive konkurrence fra Energi E2.

Elsam vil altså efter fusionen i højere grad kunne handle uden at tage hensyn til konkurrencen.

Der er også andre aktører, der leverer til markedet. Danmark får også el fra vindmøller og udlandet. Men markedspladsen er indrettet sådan, at der ikke er nogen direkte priskonkurrence fra disse aktører.

Elsam vil i mange timer kunne tilrettelægge sin adfærd sådan, at der kun er import fra enten Tyskland eller Norge/Sverige. Importen kan altid maksimalt udgøre, hvad der svarer til transmissionsforbindelsens kapacitet. Når der importeres fuldt ud, er handelssystemet indrettet således, at prisen i de faktiske bud fra udenlandske aktører ikke får virkning for prisdannelsen i Danmark. I stedet reduceres efterspørgslen, som de danske producenter står overfor, med den fulde import. Med fuld import kan Elsam således sætte prisen op uden at tage hensyn til ændret adfærd fra de udenlandske virksomheder, der eksporterer til Danmark. I den forstand kan Elsam handle uafhængigt af importørerne.

En tilsvarende mekanisme gør sig gældende for vindmøllerne.

Den højest opnåelige pris svarer til prisen i den region Elsam vælger at eksportere til. Hvis Elsam øger prisen væsentligt udover dette niveau, vil handelssystemet automatisk vende handelsstrømmen, så der importeres fra regionen.

I praksis udføres Elsam og Energi E2's strategier ved, at de tilrettelægger deres bud på Nord Pool, så prisen ender i det punkt, hvor de forventer, at den højeste af næste dags priser i nabolandene ligger. Dvs. at hvis Elsam og Energi E2 forventer, at næste dags priser i Tyskland vil ligge på et niveau svarende til 300 danske kr. pr. MWh, og den svenske og norske pris vil ligge under 300 danske kr. pr. MWh, vil Elsam og Energi E2 hver især tilrettelægge deres bud så prisen i hhv. Øst- og Vestdanmark bliver 300 kr.

Selskaberne skal desuden sørge for, at udbuddet mængdemæssigt er begrænset til nogenlunde at ramme den indenlandske efterspørgsel, korrigeret for forventet prioriteret produktion, subsidiært at udbud herudover sker til klart højere priser.

Strategien forfølges ved at udnytte den måde, som børserne håndterer flaskehalse på. Nord Pool håndterer flaskehalse ved at dele markedet i selvstændige elspot prisområder. Hvis der fx er større importbehov fra Norge til Jylland/Fyn end kapaciteten i kablet, opdeles de to regioner i to selvstændige prisområder, hvor der dannes en høj pris i det importerende område (Jylland/Fyn i eksemplet) og en lav pris i det eksporterende område (Norge i eksemplet).

Der er et betydeligt indtjeningspotentiale for Elsam og Energi E2 i at forfølge denne strategi. Og det har stor betydning for forbrugerne, i hvilket omfang, dette lykkes for selskaberne.

### Boks 7.1 Statistisk test af Elsams adfærd

Det er muligt ud fra statistiske test at vise, at Elsam er i stand til at udnytte kapacitetsbegrænsingerne på forbindelserne til Norge, Sverige og Tyskland til at opnå den højeste af nabolandenes priser

I tabellen nedenfor er antallet af timerne i 2001-2003 med flaskehalse på en af forbindelserne til Norge, Sverige eller Tyskland fordelt efter hvilke af nabolandenes priser, som den vestdanske pris lå tættest på.

Tabel. Fordeling af timer med flaskehalse på én af forbindelserne

	$P_{no,max}$	$P_{sv,max}$	$P_{ty,max}$	Sum
$ P_{no} - P_{dkv}  \min$	3526	3463	692	7681
$ P_{sv} - P_{dkv}  \min$	3928	3513	887	8328
$ P_{ty} - P_{dkv}  \min$	2446	1751	1604	5801
Sum	9900	8727	3183	21810

Note: I de tilfælde, hvor en af forbindelserne er åben er der kun medtaget tilfældet hvor  $|P_i - P_{dkv}| \min$ ,  $i=no,sv,ty$  er positiv.

Hvis Elsam har mulighed for at gennemføre sin strategi om at lægge sig op af den højeste af nabolandenes priser forventes mere end 1/3 af observationerne at ligge i diagonalen. Diagonalen er et udtryk for de timer, hvor den vestdanske pris har været tæt på  $P_i$  (hvor  $i=no,sv,ty$ ), når  $P_i$  har været den højeste pris. Som det fremgår af tabellen ligger ca. 40 pct. af observationerne i diagonalen. Et statistisk test, jf. bilag X bekræfter, at 40 pct. er så markant et antal af timer, at det ikke kan afvises, at Elsam ikke har udnyttet mulighederne i markedet til at opnå den højeste pris.

Et alternativt test, hvor det testes om summen af kvadrerede afvigelser fra gennemsnittet har en såkaldt  $\chi^2$  fordeling afviser ligeledes, at Elsam *ikke* har haft succes med at lægge sig op af den højeste af nabolandenes priser, jf. bilag 2. Den kvadrerede afvigelse fra det gennemsnitlige antal observationer vil være lille, hvis Elsam ikke har kunne udnytte markedet. Beregningen viser, at antallet af timer "klumper" sig sammen i visse situationer og afviger markant fra gennemsnittet.



Elsam har fremført, at fusionen ikke vil ændre ved virksomhedernes mulighed for at gennemføre den ovenfor beskrevne strategi.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at fusionen øger Elsam og Energi E2's mulighed for at få succes med den beskrevne strategi. Det nærmere grundlag herfor beskrives i de følgende afsnit.

### Betydning af Elsams erhvervelse af stor aktiepost i Energi E2

Elsam har gjort gældende, at Energi E2's markedsandel ikke kan medregnes ved beregningen af den fusionerede virksomheds markedsandele, idet Elsam ikke har kontrol med E2, og E2 er derfor ikke en del af fusionen.

Styrelsen er enig med Elsam i, at Elsam ikke opnår fuld kontrol med Energi E2 gennem købet af Nesa, hvilket vil fordre en ejerandel på mere end 50 pct. Konkurrencestyrelsen vurderer, at Elsam med fusionen får betydelig indflydelse på den eneste anden større kraftværksproducent i Danmark, Energi E2. Dette kan i sig selv få skadelige virkninger for konkurrencen på el-engrosmarkederne.

Med købet af NESA opnår Elsam en betydelig ejerandel i Energi E2 (36,04 pct.). Dette udløser umiddelbart to pladser i Energi E2's syv mand store bestyrelse. NESA har indgået aktionæroverenskomst med Københavns Kommune om, at den af de to ejere, der har den største aktiepost, får formandsposten i Energi E2's bestyrelse. Københavns Energi har 34 pct. af aktierne, jf. tabel 7.1

**Tabel 7.1. Aktionærer i Energi E2**

<b>Aktionær</b>	<b>Aktieandel (afrundet)</b>
NESA	36,04 %
Københavns Kommune (KK)	34,00 %
SEAS	15,92 %
NVE	7,94 %
Frederiksberg Kommune (FK)	2,26 %
Roskilde Kommune (ROK)	1,10 %
Helsingør Kommune (HEK)	0,86 %
Slagelse Kommune (SLK)	0,86 %
Hillerød Kommune (HIK)	0,81 %
Nykøbing-Rørvig Kommune (NRK)	0,21 %

Der er i øvrigt flere forbindelser mellem NESA og de øvrige ejere af Energi E2. NESA er i dag således leverandør af el til Roskilde, Hillerød og

Helsingør kommuner, der alle har aktieposter i Energi E2, jf. ovenfor. Elsam vil desuden kunne sikre, at disse ejere ikke kommer til at mærke højere priser fra Energi E2 side.

Det er styrelsens vurdering, at Elsam vil opnå en betydelig indflydelse i Energi E2's bestyrelse. Energi E2 fremhæver da også i sit svar på den åbne høring i sagens indledende fase: *"På længere sigt kan det have betydning, at Elsam via bestyrelsesarbejdet får indsigt i og kan påvirke Energi E2's udbygningsplaner og akkvisitioner i ind- og udland"*.

Hvis Elsam gennem bestyrelsen kan påvirke beslutninger omkring Energi E2's langsigtede strategiske planer om udbygningsplaner og akkvisitioner, er det i sig selv et problem for konkurrencen på markedet på lang sigt.

Elsam har følgende kommentar til ovenstående: *"Elsams to pladser i den 7 mand store bestyrelse indebærer ingen særlige fordele, herunder er der ikke såkaldt "casting vote" knyttet til posten som bestyrelsesformand. Flertallet i den syv mand store bestyrelse udpeges af de øvrige aktionærer, og repræsenterer således disse aktionærers interesser i bestyrelsen. Det fremgår i øvrigt udtrykkeligt af Energi E2's aktionæroverenskomst, at alle eventuelle aftaler mellem selskabets og dets aktionærer skal ske på arm's length vilkår. Der ses således ikke at være basis for, at Elsam med en mindretalsaktionærpost kan opnå indflydelse på den daglige drift i Energi E2."*

Elsams mulighed for betydelig indflydelse på Energi E2's dispositioner bekræftes dog af, at Elsam har oplyst, at selskabet forventer, at omkring en X af de effektivitetsgevinster, der opstår som følge af fusionen, kan realiseres allerede ved køb af NESAs aktiepost.

Udover at Elsam vil kunne påvirke beslutninger i Energi E2, vil ejerskabet og deltagelse i bestyrelsesarbejde kunne give indsigt i konkret budadfærd og mulighed for koordinering, således at virksomhederne vil få større succes med deres strategi om at lægge sig tæt op ad prisen i det naboområde, der til enhver tid har den højeste pris.

Også uden koordinering og udveksling af informationer om budadfærd vil Elsams erhvervelse af aktier i Energi E2 få betydelig effekt på selskabernes dispositioner gennem interessesammenfald. Det vil have en væsentlig betydning for Elsams dispositioner, at selskabet vil få godt 31 pct. af Energi E2's resultat. Elsam får godt 31 pct. af resultatet, fordi Elsam køber ca. 87,7 pct. af aktierne i NESAs, der ejer 36,04 pct. af aktierne i Energi E2<sup>58</sup>.

---

<sup>58</sup> Hvis Elsam opnår 90 pct. af aktierne i NESAs, kan de sidste 10 pct. tvangsindløses, hvorfor Elsam reelt vil have opnået 100 pct. ejerskab og dermed 36,04 % af Energi E2's resultat.

Omvendt vil Energi E2 skulle indbygge i sine dispositioner, at den største konkurrent på det danske marked også er den største ejer af aktier i Energi E2.

Med en ejerandel i Energi E2 vil Elsam i sin markedsadfærd tage højde for, at Elsam har interesse i at sikre Energi E2 et godt økonomisk resultat. Omvendt vil en aggressiv konkurrence fra Energi E2 reducere den største ejers (Elsam) indtjening. En aggressiv konkurrence fra Elsam vil reducere Elsams indtjening gennem et reduceret afkast på investeringen i Energi E2. Både Energi E2 og Elsam vil således have reduceret incitament til at konkurrere med hinanden.

I pkt. 25 i Kommissionens meddelelse af 2. marts 2001 om løsninger, der er acceptable i henhold til Rådets forordning (EØF) nr. 4064/89 og Kommissionens forordning /EF) nr. 447/98 har Kommissionen udtrykkeligt nævnt, at afhændelse af mindretalsinteresser er en mulig løsning i sager, hvor der er behov for at øge parterers incitament til at konkurrere med hinanden.

Kommissionens hovedargumentation for at inddrage minoritetsaktieposter i vurderingen af en fusions forenelighed med fællesmarkedet kan opdeles i tre kategorier. De to er særligt relevante for Elsams køb af aktier i Energi E2:

- Selskab X' ejerskab af en væsentlig aktiepost i selskab Y, der er et konkurrerende selskab til X, kan betyde, at X' samlede profit (inkl. afkast af aktier i Y) vil stige, hvis X ikke konkurrerer nær så hårdt med Y. Ydermere vil X ofte via sit ejerskab i Y få adgang til en række følsomme oplysninger, der kan lette denne samordning mellem X og Y. Dette scenarium forstærkes hvis, der er krydejerskab mellem X og Y. Derved vil loyaliteten og adgangen til følsomme oplysninger være gensidig. Vurderingen kan sammenlignes med en art. 81 (samordnet praksis) hhv. art. 82 (kollektiv dominans) vurdering.
- Bestyrelsesmedlemmer eller ledende medarbejderes poster i to konkurrerende selskaber kan medføre udveksling af informationer om f.eks. priser og kapacitet. Dette kan medføre samordning af f.eks. priser.

Det er gennemgående, at argumentet om at erhvervelse af minoritetsaktieposter kan være til skade for konkurrencen, især kan bruges på oligopolistiske markeder med høje adgangsbarrierer. Her vil parterne have større mulighed for at agere mere uafhængigt af tredjeparter.

I årene 2000 til 2003 har Kommissionen flere gange anvendt erhvervelse af minoritetsaktieposter i forbindelse med en fusionsanmeldelse, som argument for en fusions uforenelighed med fællesmarkedet.

Sammenfattende, er det styrelsens vurdering, at Elsams køb af aktier i E2 forøger selskabernes muligheder for indsigt i hinandens strategier og dermed

koordinering samtidig med at selskabernes incitament til at konkurrere med hinanden reduceres.

### Markedsandele

En dominerende stilling kan være en følge af en række forhold som hver for sig ikke nødvendigvis er afgørende, men blandt disse faktorer har store markedsandele væsentlig betydning. Et vigtigt indicium for, at der foreligger en dominerende stilling er i øvrigt forholdet mellem markedsandele for de virksomheder der deltager i fusionen, og konkurrenternes markedsandele, særlige den største konkurrents.

Markedsandelene på engrosmarkedet kan opgøres på flere forskellige måder. Hvad enten det opgøres for Øst- og Vestdanmark hver især eller samlet i Danmark, har Elsam og Energi E2 betydelige markedsandele. Det gælder også uanset, om der ses på den afsatte mængde eller på kapaciteten.

Elsam har i dag en markedsandel på mellem 55 og 57 pct. i DK1 – afhængig af om markedsandelen regnes i forhold til faktisk produktion eller kapacitet, jf. tabel 7.2. Dette indebærer med de almindelige tærskler for markedsandele, at Elsam har en dominerende stilling på engrosmarkederne for el, hvis DK1 er et særskilt geografisk marked.

**Tabel 7.2. Markedsandele for Elsam og Energi E2, 2002**

	Markedsandele i forhold til dansk <u>produktion</u> korrigeret for udenrigshandel	Markedsandele i forhold til dansk <u>kapacitet</u> og importkapacitet
Elsam i DK1	57 %	55 %
Energi E2 i DK2	64 %	65 %

Kilde: [www.danskeenergi.dk](http://www.danskeenergi.dk)

Energi E2 har i dag en endnu stærkere markedsposition på det sjællandske marked, end Elsam har på det jysk/fynske marked. Det skyldes primært en noget mindre andel decentral produktionskapacitet på Sjælland, jf. tabel 7.3 og tabel 7.4.<sup>59</sup>

<sup>59</sup> Vindproduktionen anses ikke for at være en del af det relevante marked, jf. kap. 5. Markedsandelene i tabel 7.2 er derfor sat for lavt. Dette har dog ikke betydning for Konkurrencestyrelsens vurdering af fusionen.

**Tabel 7.3. Produktion i GWH, markedsandele m.v. i 2002**

	<b>DK1</b>	<b>DK2</b>
Elsam central	11.935	0
Elsam decentral	1.864	0
Elsam vind og vand	384	0
Elsam i alt excl. vind og vand	13.799	0
Energi E2 central	0	10.151
Energi E2 decentral	0	1.378
Energi E2 vind	0	353
Energi E2 i alt excl. vind	0	11.529
Decentral	3.308	683
Andre	1.524	604
Vind	3.471	699
Samlet produktion excl. vind	18.631	12.816
Import	4.921	4.017
Eksport	7.541	3.470
Produktion excl. vind + import	23.552	16.833
Produktion excl. vind -eksport+import	16.011	13.363
Elsam/Energi E2 beregnet andel af eksport	4.751	2.984
Elsam/Energi E2 andel af dansk produktion	74 %	90 %
(Elsam/Energi E2 – eksportandel) andel af produktion + nettoimport	57 %	64 %

Note: Elsam og Energi E2's beregnede andel af eksport er beregnet som "andel af dansk produktion" x "eksport".

Kilde: [www.danskeenergi.dk](http://www.danskeenergi.dk) og egne beregninger.

**Tabel 7.4. Kapaciteter i MW, markedsandele m.v. i 2002**

	<b>DK1</b>	<b>DK2</b>
Elsam central	3.671	0
Elsam decentral	403	0
Elsam vind og vand	365	0
Elsam i alt excl. vind og vand	4.073	0
Energi E2 central	0	4.145
Energi E2 decentral	0	346
Energi E2 vind	0	189
Energi E2 i alt excl. vind	0	4.492
Decentral	858	162
Andre	309	90
Vind	1.912	430
Samlet dansk kapacitet excl. vind	5.240	4.744
Importkapacitet	2.200	2.200
Eksportkapacitet	2.870	2.500
Kapacitet excl. vind + importkapacitet	7.440	6.944
Elsam/Energi E2 andel af dansk kapacitet	78 %	95 %
Elsam/Energi E2 andel af kapacitet + importkapacitet	55 %	65 %

Kilde: [www.danskenergi.dk](http://www.danskenergi.dk) og egne beregninger.

En vurdering af fusionens virkninger på et fremtidigt elmarked har gjort det nødvendigt at opstille et sandsynligt scenarium for udviklingen i de strukturelle betingelser for konkurrencen på engrosmarkedet for el, jf. kapitel 4. Der er opstillet en række forudsætninger for elmarkedet på mellemlangt sigt. Det forventes, at handelskapaciteterne mellem DK1 og udlandet forstærkes, og det forventes, at der etableres et kabel under Storebælt.

De to danske elområder vil fremover kunne blive mere integrerede, hvis den forudsatte forbindelse mellem DK1 og DK2 er kraftig nok til at dække overførselsbehovet det meste af tiden. Det er antaget, at der etableres et kabel på 600 MW.

En fuld integrering af de danske markeder afhænger af, om der etableres et fælles dansk prisområde, hvor systemansvaret ved modkøb eller lignende udligner flaksehalse.

Det forventes, at den politiske aftale om etablering af et fælles systemansvar implementeres. Der vil således forholdsvis nemt kunne træffes en beslutning om enten at opretholde to separate danske prisområder eller etablere et fælles prisområde med ens pris i hele Danmark. Erfaringerne fra andre lande viser, at systemansvaret kan vælge begge modeller. I Norge har systemansvaret valgt at dele landet op i flere prisområder, mens svenskerne har valgt at håndtere de interne flaskehalse ved først administrativt at begrænse

handelskapaciteterne på udlandsforbindelserne og dernæst at anvende modhandel for at sikre at Sverige kan holdes som et prisområde.

Valget af et eller to prisområder vil ikke påvirke den underliggende fysiske kapacitet på kablet under Storebælt. Men hvis der kun er et prisområde, kan producenterne se bort fra den direkte konsekvens af kapacitetsbegrænsninger.

De to forskellige løsninger har betydning for opgørelse af markedsandele. Hvis modellen med fortsat opdeling af Danmark i to prisområder fortsat vælges, så kan Energi E2 maksimalt bidrage med et konkurrencepres svarende til Storebæltskablets kapacitet overfor Elsam (og vice versa). Hvis Danmark bliver et prisområde, vil Energi E2 kunne udsætte Elsam for konkurrencepres fra hele Energi E2's kraftværkskapacitet, der er betydeligt større end Storebæltskablets kapacitet.

Danmark vest og øst er i dag del af hver deres elområde, der ikke er synkroner med hinanden. For at etablere ét fælles prisområde vil der derfor skulle overkommes visse tekniske begrænsninger. Den systemansvarlige virksomhed Eltra anser det derfor ikke for sandsynligt, at der vil blive etableret ét fælles prisområde som konsekvens af etableringen af et Storebæltskabel.

Hvis det alligevel antages, at de to danske delmarkeder bliver fuldt integrerede, viser styrelsens beregninger, at Elsam og Energi E2 tilsammen får en markedsandel på 67-72 pct – afhængig af, om transitstrømmen gennem Danmark er sydgående eller nordgående, jf. tabel 7.5. Virksomhederne ville i så fald indtage en kollektivt dominerende stilling.

**Tabel 7.5. Markedsandele i Danmark på mellemlang sigt**

	Kapacitet		
	Markedsandele under nordgående transit	Markedsandele under sydgående transit	Markedsandele ved fuld import
Elsam i hele Danmark	33 %	36 %	29 %
<i>Efter fusionen:</i> Elsam og Energi E2 i hele Danmark (forudsat, at hele Energi E2' kapacitet medregnes)	67 %	72 %	58 %

Anm.: Vindmøllekapacitet indgår ikke i beregningerne. Under nordgående transit forudsættes fuld import fra Tyskland både i øst og i vest. Under sydgående transit forudsættes fuld import fra Sverige og Norge, både i vest og øst. Der forudsættes endvidere fuld import fra DK2 til DK1 i scenariet uden fusion.

Kilde: [www.danskeenergi.dk](http://www.danskeenergi.dk) og egne beregninger.

Markedsandelen hos de næststørste konkurrenter vil være betydeligt lavere end Elsam og Energi E2's markedsandele. De to selskaber råder over ca. 9.000 MW kapacitet tilsammen. Hvis en enkelt svensk konkurrent fik mulighed for at udnytte hele transmissionskapaciteten mellem Sverige og Danmark ville denne kunne sælge ca. 2200 MW i Danmark, hvilket ville give en betydeligt lavere markedsandel end Elsam/Energi E2. Nord Pool er i øvrigt indrettet sådan, at en enkelt producent aldrig kan lægge beslag på hele transportkapaciteten.

Hvis Danmark ikke som følge af etableringen af det fælles systemansvar og Storebæltsforbindelsen bliver ét prisområde, men de separate prisområder DK1 og DK2 opretholdes – vil fusionen betyde, at Elsams dominerende stilling i DK1 styrkes, og at Energi E2's dominerende stilling i DK2 styrkes. Da Elsam ved fusionen vil miste incitament til at konkurrere med Energi E2, vil Energi E2 kunne overtage markedsandele fra Elsam. Som dominerende aktør i DK2, må det forventes, at Energi E2 overtager hovedparten af den markedsandel, som Elsam giver afkald på i DK2.

Tilsvarende må det forventes, at Elsam gennem sin aktiepost vil kunne påvirke Energi E2 til at undlade at konkurrere med Elsam i DK1, hvorved Elsam som den dominerende aktør i DK1 vil kunne overtage størstedelen af Energi E2's markedsandel i DK1.

Som følge af fusionen vil Storebæltskablet derfor miste en stor del af sin konkurrenceskabende virkning. I DK1 vil Elsams markedsandel ved fusionen vokse fra 58 pct. til 66-67 pct. i DK1, mens Energi E2's markedsandel i DK2 vil stige fra 65-74 pct. til 74-84 pct. jf. tabel 7.6.<sup>60</sup>

---

<sup>60</sup> Der er ikke taget højde for, at en mindre del af den markedsandel, som Energi E2 opgiver, vil kunne overtages af andre end Elsam, ligesom en mindre del af den markedsandel, som Elsam opgiver i DK2, vil kunne overtages af andre end Energi E2. Dette vurderes dog ikke at kunne påvirke tallene i tabellen nævneværdigt.



**Tabel 7.6. Markedsandele i DK1 og DK2 efter fusion**

	Kapacitet		
	Markedsandele under nordgående transit	Markedsandele under sydgående transit	Markedsandele ved fuld import
Elsam i DK1	58	58	48
<i>Efter fusionen:</i> Elsam og Energi E2 DK1 (afhænger af kabeludnyttelse)	67	66	55
Energi E2 i DK2	74	65	60
<i>Efter fusionen:</i> Elsam og Energi E2 DK2 (afhænger af kabeludnyttelse)	84	74	69

Anm.: Vindmøllekapacitet indgår ikke i beregningerne. Under nordgående transit forudsættes fuld import fra Tyskland både i øst og i vest. Under sydgående transit forudsættes fuld import fra Sverige og Norge, både i vest og øst. Der forudsættes endvidere fuld import fra DK2 til DK1 i scenariet uden fusion.

Kilde: [www.dansk.energi.dk](http://www.dansk.energi.dk) og egne beregninger.

Sammenfattende viser beregningerne af markedsandele, at fusionen medfører ændringer i markedsandele, der er af en sådan størrelsesorden, at der, hvis Danmark bliver ét prisområde, kan etableres eller styrkes en kollektivt dominerende stilling.

Det mest sandsynlige scenarium er dog, at Danmark fortsat vil være opdelt i prisområderne DK1 og DK2, og at fusionen vil styrke Elsams og Energi E2's respektive dominerende stilling.

I de følgende afsnit gennemgås nærmere, hvor meget det strukturelle bånd mellem virksomhederne, der skabes med Elsams erhvervelse af en betydelig aktiepost i Energi E2, konkret forventes at ville påvirke den fremtidige konkurrencesituation.

#### Potentiale for øget indtjening

Såfremt den tyske pris afviger fra den norsk/svenske pris, vil der være et potentiale for udnyttelse af markedsmagt. Potentialet fremkommer ved, at en producent kan påvirke, hvilken naboprís, der skal importeres til det lokale område. Det er Elsam og Energi E2's erklærede strategi at søge at udnytte dette potentiale.

Det er muligt at sætte beløb på, hvor stort dette potentiale har været i de seneste år. Potentialet kan beregnes som prisforskellen mellem den norsk/svenske pris og den tyske multipliceret med forbruget i hhv. Øst- og Vestdanmark, jf. tabel 7.7.

**Tabel 7.7. Potentiale for udøvelse af markedsmagt i mia. kr.**

	DK1	DK2	I alt
2001	1,4	1,0	2,4
2002	2,2	1,4	3,6
2003	2,3	1,5	3,8
Gennemsnit	2,0	1,3	3,3

Anm.: Tabellen viser prisforskellen mellem Tyskland og Norden opgjort time for time og multipliceret med det danske forbrug.

Kilde: Nordpool og egne beregninger

Det samlede potentiale er på ca. 3 mia.kr. og stigende fra 2,4 mia. kr. i 2001 til 3,8 mia.kr. i 2003.<sup>61</sup>

Elsam har følgende kommentar til ovenstående afsnit: ”*Det er Elsams erklærede strategi at forsøge at opnå det størst mulige dækningsbidrag.*

*Elsam har påpeget en række væsentlige fejl i denne opgørelse, der i øvrigt bygger på en urimelig antagelse om, at det naturlige prisleje er den laveste pris af nabopriserne i hver enkelt time. Når et dansk område er koblet til det højeste nabo område, er det ifølge dette kapitel pr. definition misbrug af markedsmagt. Dette trods det faktum, at Elsam har overholdt sin aftale med Konkurrencestyrelsen om indmeldingsadfærd og en streng market maker forpligtelse. Se i øvrigt Elsams kommentarer til kapitel 4.3.3. Begrebet potentiale ser bort fra de restriktioner, som den varmebundne produktion giver Elsam, de incitamentspåvirkninger som fastprissikring giver producenten, havarier, og de mange enkelttimer, hvor priserne presses under producenternes produktionsomkostninger. Det må understreges, at 2003 har været et år med historisk høje elpriser og at producenternes situation er helt anderledes i et nordisk normalnedbørsår.*

*En alvorlig fejl i Konkurrencestyrelsens beregning er, at prisforskellen ganges med det danske forbrug. Der skal ganges med forbruget eksklusiv den prioriterede produktion hvilket reducerer beløbene med 30-40%. Årsagen hertil er, at forbrugernes betaling af den prioriterede produktion er uafhængig af priserne på markedet. Hvis markedspriserne er lave, bliver*

<sup>61</sup> Den samlede pris en vindmølle ejer modtager for den producerede strøm (og forbrugeren betaler for vindmøllestrøm) er i dag – for en del elværksejede møller og i fremtiden for stort set alle møller – indirekte afhængig af markedsprisen på el. Betaling til møllerne består af en lovbestemt garantipris minus markedsprisen. I beregningen af potentiale skal der derfor ikke reduceres for mængden af vindenergi, selvom denne produktionsform også fremover forventes reguleret på en eller anden måde.

*forbrugernes tilskud til den prioriterede produktion via nettarifferne højt - og omvendt. Ingen forslag til at bringe de decentrale kraftvarmeværker på markedsvilkår har ændret væsentligt på dette forhold. Der er fortsat behov for støtte til de decentrale kraftvarmeværker – og denne støtte afhænger af el-spot niveauet.”*

Indledningsvist skal det bemærkes, at styrelsen i denne rapport ikke beskæftiger sig med begrebet misbrug af dominerende stilling. Det relevante begreb i forbindelse med behandlingen af fusionssager er dominansbegrebet. Således har styrelsen foretaget en vurdering af, hvorvidt der i den anmeldte fusion foreligger en skabelse eller en styrkelse af en dominerende stilling.

Det er ikke korrekt, at styrelsen antager at det naturlige prisleje er den laveste af nabopriserne. I afsnittet nedenfor beregnes potentialet korrigeret for tilfælde, hvor den laveste nabopris er lavere end de danske producenters marginalomkostninger. Potentialet reduceres med 0,8 mia. kr. som følge heraf. Dette potentiale er et mere korrekt udgangspunkt.

Konkurrencestyrelsen er uenig med Elsam om, hvorvidt Elsam har overholdt aftalen med styrelsen. Efter styrelsens opfattelse, har Elsam ikke overholdt den indgåede aftale i en lang række tilfælde i 2003. Elsam er bekendt med styrelsens holdning på dette punkt, som senest blev formidlet til Elsam i et brev i oktober 2003.

Styrelsen er uenig med Elsam i, at beregningerne af potentialet er behæftet med væsentlige fejl. Først og fremmest er styrelsen uenig i, at fastpriskontrakter, havarier og lave priser bevirker, at beregningerne er så forkerte, at niveauerne er misvisende. Priserne på lange kontrakter bygger på spotpriserne. Derfor vil høje spotpriser i dag alt andet lige også presse prisen på de lange kontrakter i vejret. Havarier påvirker ikke Elsams strategiske adfærd, da adfærden på spotmarkedet tilrettelægges før driftsdøgnet, hvor havarierne indtræffer. Lave priser er der korrigeret for i den korrigerede potentiale beregning i tabel 7.8 nedenfor.

Potentialeberegningen ser samtidig bort fra situationer, hvor de danske priser er højere end samtlige nabopriser.

Elsam er enig i forudsætningen om, at den decentrale kapacitet deltager som kommercielle på elmarkedet på mellemlangt sigt. I øjeblikket er det uklart under hvilke betingelser den decentrale kapacitet skal deltage på markedet. Et lovforslag foreslår, at decentrale kun modtager markedsprisen når denne overstiger 35 øre/kWh, hvorimod markedsprisen får mindre betydning for prisen ved lavere prisniveauer. Ved disse lavere priser ændres støtteniveauet. Netop dette element i lovforslaget overvejes imidlertid ændret pt. Styrelsen har fundet det mest korrekt at antage, at de decentrale værker rent faktisk markedsudsættes på mellemlangt sigt.

Uanset om beløbene reduceres med 30-40 pct., er der i øvrigt tale om et betydeligt potentiale.

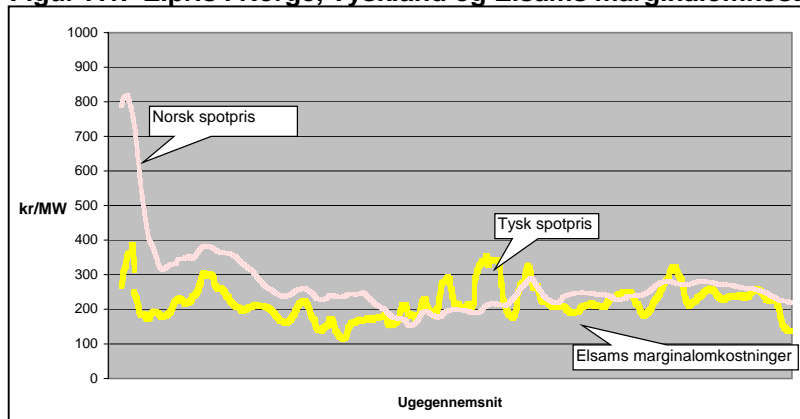
### Elsam og Energi E2's udnyttelse af indtjeningspotentialet

Ser man som i tabel 7.7 alene på forskellen mellem den højeste og den laveste af nabopriserne, så tager man ikke hensyn til, at de danske producenter må forventes at mindske produktionen, når producenterens marginalomkostninger ligger over den laveste af nabopriserne. Ganske vist bør forbrugerne kunne håbe på, at den faktiske pris bliver lavere end Elsams og Energi E2's marginalomkostninger i de (relativt få) timer, hvor dette er tilfældet. Men i disse timer må det forventes, at buddene fra Elsam og Energi E2 ligger over den laveste af de udenlandske priser.

Omvendt skal man dog også være opmærksom på, at beregningen i tabel 7.7 undervurderer potentialet i de situationer, hvor de danske producenters marginalomkostninger ligger *under* den laveste af nabopriserne.

I langt de fleste timer er Elsams marginale omkostninger betydeligt lavere end både prisen i Tyskland og Norge i 2003, jf. figur 7.1.

**Figur 7.1. Elpris i Norge, Tyskland og Elsams marginalomkostninger i 2003**



Anm.: Der er tale om ugegennemsnit.

Kilde: [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk) samt oplysninger fra Elsam.

I over [85-95] pct. af årets timer er de danske producenters marginale produktionsomkostninger således mindre end den laveste af den tyske og den norsk/svenske pris. I figuren varierer Elsams marginalomkostninger noget, fordi det er antaget, at Elsam ved lave produktionsvolumener anvender de billigste kraftværksblokke først.

Figuren viser de norske og tyske priser samt Elsams marginale omkostninger som ugegennemsnit. Af figuren ses også, at der er betydelige forskelle mellem de tyske og norske priser i langt de fleste timer.

Elsam har hertil bemærket, at ugegennemsnitstal intet har at gøre med marginale omkostninger, hvorfor de efter Elsams mening ikke kan sammenlignes.

Det er helt fundamentale forhold i det nordeuropæiske elmarked, der skaber dette potentiale. For det første vil der i næsten alle timer være en naturlig retning på transporten af elektricitet. I vådår fra Norden til Tyskland og i normal- og tørår fra Tyskland til Norden. Dette ses også af figuren, da vinter 2002/2003 var et tørår med meget høje norske priser og tilsvarende relativt lave tyske priser.

Udover denne systematiske variation opstår der også prisforskelle mellem Tyskland og Norden som følge af forskelle i prismønstret i løbet af et døgn. Denne forskel kan ikke ses af figuren på grund af aggregering af timepriserne til ugetimepriser.

For det andet bevirker markedets indretning, at en dominerende aktør i et transitområde relativt let kan udnytte denne situation.

Der kræves netop en dominerende stilling for at kunne udnytte potentialet. Hvis de danske producenter ikke havde en dominerende stilling, ville den effektive konkurrence bevirke, at prisen kom ned i nærheden af prisniveauet for den laveste af de udenlandske priser – oftest det tyske prisniveau i figur 7.1.

Denne vurdering bekræftes af undersøgelser lavet af firmaet ECON for Eltra og Elkraft i 2000. ECON har på den såkaldte Samkøringsmodel, der benyttes af de nordiske system ansvar beregnet, at den danske pris *under antagelse af konkurrence* altid vil befinde sig på den laveste af de udenlandske priser:

*”ECON-beregningene viser at de danske markedsområderne konsekvent bliver liggende i det som til enhver tid er lavprisområdet. Drivkraften for kraftutveksling er samspill mellem vann- og varmekraftsystemer, dvs. vannkraftbasert topplastproduksjon og varmekraftbasert lavlastproduksjon. I ECONs beregninger er dansk eksportpris (ved transit) betydelig høyere enn dansk hjemmepris. Gevinsten av å skape flakshalser og å løfte den danske prisen til prisnivået ved eksport kan derfor være betydelig.”* ECON v. Arne Halseth og Berit Tennbakk, rapport 14/2000: Storebæltsforbindelsen og markedsmakt i dansk kraftsektor, p. 24.

I tabel 7.8 er den faktiske udnyttelse af potentialet beregnet på historiske tal for 2001 til 2003. Udnyttelsen har vist en stigende tendens og lå i gennemsnit for årene på ca. 1,9 mia.kr. Også den relative udnyttelse har især de to seneste år været høj.

**Tabel 7.8. – Elsam og Energi E2's udnyttelse af potentialet**

	<b>Korrigeret potentiale</b>	<b>Udnyttet potentiale</b>	<b>Udnyttelse i pct.</b>
2001	1,5 mia. kr.	1,0 mia. kr.	66 %
2002	2,8 mia. kr.	2,3 mia. kr.	82 %
2003	3,3 mia. kr.	2,4 mia. kr.	73 %
Gennemsnit	2,5 mia. kr.	1,9 mia. kr.	76 %

Note 1: Korrigeret potentiale er beregnet som  $[\text{maks}(\text{tysk pris, norsk pris}) - \text{maks}(\text{min}(\text{tysk pris, norsk pris}), \text{MC})] \times [\text{forbrug i DK1}]$ . Tilsvarende for DK2.

Note 2: Udnyttet potentiale er beregnet som  $[\text{pris i DK1} - \text{maks}(\text{min}(\text{tysk pris, norsk pris}), \text{MC})] \times [\text{forbrug i DK1}]$ . Tilsvarende for DK2.

Der er flere grunde til, at selskaberne ikke vil kunne udnytte hele dette potentiale, men kun en del af det. Den vigtigste er, at selskaberne ikke har fuld viden om næste dags udbud og efterspørgsel og kan kun gætte disse med en vis sandsynlighed. Her spiller især vindkraften en rolle – specielt i Jylland/Fyn. Historisk har udnyttelsen dog været forholdsvist høj.

#### Markedets funktion på mellemlangt sigt

Som beskrevet i kapitel 4 er der en række forventninger til fremtidige ændringer på engrosmarkedet for fysisk el. Sammenfattende vil disse ændringer øge transitmulighederne gennem Vestdanmark og binde Vestdanmark og Østdanmark sammen. Markedskoblingen mellem Danmark og Tyskland vil gøre, at elektriciteten altid vil bevæge sig i den rigtige retning fra lavpris- til højprisområde.

I Jylland/Fyn forventer styrelsen at forbindelserne til nord og syd bliver stort set lige kraftige, jf. beskrivelsen i kapitel 6. I øst sker det ganske ofte, at kapaciteten fra Sverige begrænses, så den kommer ned på niveau med kapaciteten fra Tyskland. Der vil altså være mulighed for at sende lige så meget el ud af landet, som der kommer ind i landet.

#### *Den faktiske konkurrence på mellemlangt sigt*

Elsam og Energi E2's mulighed for kontrol med budafgivelsen forstærkes, når der kommer markedskobling til Tyskland. Det skyldes, at tyske producenter – specielt E.ON – i dag lægger udbudskurver ind som bud i Vestdanmark (og Østdanmark). Med markedskobling er prisafhængige bud ikke mulige for producenterne udenfor Vestdanmark (og Østdanmark). Udbudskurven bliver dermed lettere at gætte for Elsam og Energi E2.

Hvis der f.eks. er 1500 MW på forbindelserne, skal der produceres 1400 MW til eksport for at holde kablet mod højprisområdet åbent. Forbruget kendes nogenlunde, eftersom forbrugsprofilerne er nogenlunde konstante. Tilbage er kun at "gætte" udbuddet fra andre aktører i det lokale område – i dag prioriteret produktion. På denne måde vil den regionale producent producere det regionale forbrug fratrukket import og andet regionalt udbud og tillagt eksporten. Hele produktionen vil blive solgt til den høje pris på

eksportmarkedet. Så market-splitting og kapacitetsbalance på udlandsforbindelserne mod nord og syd, gør det lettere for den regionale producent, at lægge sig i ly af den højeste pris i naboområderne. Dette vurderes at være det fremtidige scenario for Vestdanmark og Elsam.

I Østdanmark er kablet til Sverige i udgangspunktet langt kraftigere end forbindelserne til Tyskland. Ganske ofte opstår dog som nævnt symmetri, fordi det svenske systemansvar pga. interne flaskehalse begrænser kapaciteten mellem Sverige og Sjælland. Situationen på Sjælland er da parallel til situationen på Jylland/Fyn.

Et Storebæltskabel vil gøre det vanskeligere for både Elsam og Energi E2 at lægge sig i ly af den højeste nabopris. Kablet introducerer et nyt usikkerhedsmoment, som selskaberne skal indbygge i deres budstrategi – forudsat der ikke opstår koordinerende adfærd.

Elsam skal igennem en række overvejelser for at fastlægge sin budstrategi på spotmarkedet. Elsam skal især overveje fem punkter før buddet fastlægges, jf. boks 7.2.

**Boks 7.2. Proces for Elsams og Energi E2s strategi i dag**

1. Vurdere om prisen vil være størst i Tyskland eller i Norge/Sverige samt størrelse af den højeste pris.
2. Vurdere størrelsen af elproduktion fra vindmøller
3. Vurdere størrelsen af elproduktion fra decentrale værker
4. Vurdere E.ON's og andre tyske producenters bud i DK1 og DK2
5. Indregne størrelsen af bortauktioneret kapacitet på kablet fra Tyskland til DK1 og DK2

Ved market-splitting mellem det tyske og det danske marked har de tyske elproducenter ikke længere mulighed for at lægge bud ind på de danske markeder. Der bliver heller ikke længere bortauktioneret dag-til-dag kapacitet på Tysklandskablet, da børserne fastsætter hvor stor en mængde strøm, der skal flyde hvilken vej. Derimod får Energi E2 mulighed for at sende elektricitet gennem Storebæltskablet, jf. boks 7.3.

**Boks 7.3. Proces for Energi E2s strategi på mellemlangt sigt (ved fravær af fusion)**

1. Vurdere om prisen vil være størst i Tyskland eller i Norge/Sverige samt størrelse af den højeste pris.
2. Vurdere størrelsen af elproduktion fra vindmøller
3. Vurdere størrelsen af elproduktion fra decentrale værker og deres priser
4. Vurdere størrelsen af Elsams elproduktion og deres priser

Med Elsams aktiekøb i Energi E2 vil det bedste skøn for Elsams bud ind i det østdanske område formentlig være, at Elsam ikke byder. Det vil reducere antallet af faktorer, som Energi E2 skal gætte på ved indmelding af bud:

**Boks 7.4. Proces for Energi E2s strategi på mellemlangt sigt (ved fusion)**

1. Vurdere om prisen vil være størst i Tyskland eller i Norge/Sverige samt størrelse af den højeste pris.
2. Vurdere størrelsen af elproduktion fra vindmøller
3. Vurdere størrelsen af elproduktion fra decentrale værker og deres priser

Energi E2 vil altså efter fusionen formentlig ikke længere skulle tage hensyn til Elsams adfærd, når selskabet forfølger sin strategi. Tilsvarende må det forventes, at Elsam gennem sin betydelige aktiepost i Energi E2 kan sikre, at Energi E2 undlader at byde i DK1.

Med fusionen er Elsam og Energi E2 altså stillet i en situation, hvor de kan forfølge en profitabel budstrategi mere uafhængigt af konkurrencepresset end før fusionen.

Elsam har hertil bemærket følgende: *”Producenterne og de øvrige markedsaktører opererer stadig med store usikkerhedsmomenter på det tidspunkt, hvor der indmeldes på Nord Pool.”*

Der er forhold, der taler både for og imod muligheden for at optræde som residual monopolist såfremt Tysklandskablet til/fra Vestdanmark udvides og overgår til market-splitting og Norgeskablet udvides. Det samme gælder for Østdanmarks vedkommende, da kapaciteten på kablerne til/fra hhv. Sverige og Tyskland ikke forventes at blive større inden for det anlagte tidsperspektiv, men Storebæltskablet anlægges.

Introduktionen af markedsbaseret salg fra de decentrale værker vil også påvirke selskabernes mulighed for at udnytte potentialet.

Pointen er, at usikkerhedsmomenterne bliver mindre efter fusionen.

**7.2 Virkning af fusionen på engrospriserne på el**

Virkingen af fusionen søges belyst ved to økonomiske modeller. I sagens natur er modelberegninger udtryk for forenklinger af virkeligheden, og skal derfor fortolkes varsomt.

Først præsenteres beregninger af fusionseffekten fra Eltras MARS-model, der tager udgangspunkt i en modellering af produktionsenheder og transmissionsforbindelser i Norden. Analysens resultater er - efter styrelsens vurdering - påvirket af den modellerede adfærd i Tyskland.

Dernæst præsenteres en vurdering af fusionen, der er opstillet med henblik på at vurdere virkningerne af fusionen, og som belyser Elsams muligheder for at handle strategisk og i nogle tilfælde uafhængigt af danske og udenlandske konkurrenter. Der er taget udgangspunkt i samme modelmæssige antagelser, som styrelsen har anvendt i samtlige større fusionssager.



Inden gennemgangen af modellerne og resultaterne heraf skal det bemærkes, at enhver model er en forenkling af virkeligheden. Begge modeller giver fra hver sin vinkel et bud på effekten af fusionen i en verden, hvor både elproducenternes og forbrugernes adfærd er sat på formler.

### Beregninger fra Eltras MARS-model

Eltra er ved at udvikle MARS (MARket Simulation)-modellen til simulering af priser, produktioner, efterspørgsel og udvekslinger på elmarkedet, når nogle af markedets karakteristika eller strukturer ændres. Modellen omfatter i øjeblikket Norden (Nord Pool området) og Nordtyskland.

Priser, udvekslinger m.m. beregnes i modellen på timebasis. I modelbeskrivelsen fremgår desuden, at modellen opererer efter samme principper som Nord Pool med opdeling i prisområder og med prisafhængig budgivning. Dog anvender MARS en helt anden måde til at beregne det såkaldte priskryds end Nord Pool, jf. nedenfor.

Beregningerne med MARS-modellen er udført for en 17 ugers sommerperiode (uge 23 til uge 39) og en 17 ugers vinterperiode (uge 49 til 13). Resultaterne er herefter ekstrapoleret til at gælde for et helt år.

Buddene afgives i MARS-modellen efter følgende princip:  $p = \mu \cdot q + mc(q)$ . Hver elproducent fastsætter altså en individuel udbudskurve, hvor  $\mu$  (my) angiver, hvor højt over marginalomkostningerne udbudskurven ligger.

Rent teknisk opstilles et udfaldsrum for  $\mu$  for hver producent. Udfaldsrummet er et interval med diskrete værdier. Fx har Elsam og E2 et udfaldsrum, hvor  $\mu$ 'erne kan spænde fra 0,001 til 0,2 med spring på 0,02.

Modellen håndterer både vandkraft og termisk produktion, kernekraft samt vindkraft. Efterspørgselsiden er modelleret med en samlet efterspørgselsfunktion, der har en konstant efterspørgselasticitet på -0,1.

Af modelbeskrivelsen fremgår desuden, at der i modellen er lagt særlig vægt på, at kunne simulere strategisk adfærd på producentsiden ved anvendelse af spilteori – det vil sige producenternes mulighed for at anvende markedsmagt.

### Resultaterne

Beregningerne fra Eltra viser, at fusionen mellem Energi E2 og Elsam vil have en priseffekt på mindre end 1 pct. Det er imidlertid ikke overraskende, at MARS-modellen ikke viser en større effekt af fusionen, når man dykker dybere ned i specifikationen og antagelserne i modellen. Der er en række forhold, der gør, at man skal være varsom med at bruge den nuværende version af MARS til at vurdere effekten af fusioner på elmarkedet i Danmark.

Det er især MARS-modellens generering af priserne i Norge og Tyskland, der gør, at modellen viser en lille priseffekt af fusionen. Forskelle i priserne mellem Norge og Tyskland er i modellens output mindre end de rent faktiske prisforskelle har været de sidste tre år. Og det er netop prisforskelle mellem Norge/Sverige og Tyskland, der gør det muligt for de danske producenter at udnytte deres markedsmagt.

Når der er store prisforskelle mellem Tyskland og Norge/Sverige, har de danske producenter store muligheder for at udnytte deres markedsmagt. Det er muligt at beregne et potentiale for udnyttelse af markedsmagt, ved for hver time at gange prisforskellen mellem Norge og Tyskland med forbruget. Man kan således for hvert år beregne et potentiale for udnyttelse af markedsmagt.

Fra 2001 til 2003 har potentialet for udnyttelse af markedsmagt været mellem 2,4 mia. kr. og 3,8 mia. kr., jf. tabel 7.7. Ser man på resultatet af simulationerne i MARS, kan potentialet beregnes til 780 mio. kr. for et år. Det er således en underdrivelse af de danske producenters faktiske mulighed for at udnytte deres markedsmagt. Og det er helt klart en underdrivelse af fusionens priseffekt. Det skyldes, at fusionens priseffekt har en positiv sammenhæng med prisforskelle mellem Norge/Sverige og Tyskland.

Den umiddelbare forklaring på dette er, at større prisforskelle mellem Norge/Sverige og Tyskland giver de danske producenter større spillerum inden de møder konkurrence fra begge nabolande. Før en eventuel fusion vil konkurrencen fra andre indenlandske elproducenter begrænse mulighederne for at tage en høj pris. Denne grænse stiger ved en eventuel fusion mellem Elsam og NESAs, da konkurrencen mellem Elsam og Energi E2 begrænses.

Hvis der er et lille spænd mellem den norsk/svenske pris og den tyske pris er der større mulighed for, at prisen allerede inden fusionen er på samme niveau som den højeste af nabopriserne, hvorfor der på trods af en fusion ikke er plads til en prisstigning på el på engrosmarkedet i Danmark. Det skyldes, at en prisstigning, der bringer den danske pris op over den højeste af priserne i nabolandene vil tilføre import fra begge nabolande og dermed et stort tab af efterspørgsel for de danske producenter.

Sammenhængen mellem priseffekt af fusionen og prisforskelle mellem Norge/Sverige og Tyskland kan beskrives med en række regressioner, hvor prisforskellene forklarer priseffekten af fusionen, jf. boks 7.5. Hermed er "tvivlen" kommet Elsam til gode, idet Elsams vurdering af synergierne ved fusionen, jf. kapitel 1, er lagt til grund.

### Boks 7.5. Sammenhæng mellem priseffekt af fusionen og prisforskelle mellem Norge og Tyskland

MARS-modellen beregner for hver time i de to undersøgte perioder (sommerugerne 23-39 og vinterugerne 49-13) priser, forbrug, produktion, kabel-flow m.v.

Det er altså på baggrund af de beregninger, der kommer fra MARS muligt at undersøge, om der er en sammenhæng mellem udviklingen i prisforskellen mellem Norge og Tyskland og priseffekten af fusionen.

Det kan man gøre ved at se på en regressionsanalyse:

$$X_t = A + B \cdot Y_t$$

$X_t$  = Prisstigning i pct. som følge af fusionen i time  $t$

$Y_t$  = Prisforskel (før fusionen) i DKK mellem Norge og Tyskland i time  $t$

Regressionen er lavet for 8 forskellige situationer, der varierer på tre punkte Sommeruger (S) vs. vinteruger (V), priseffekt i Østdanmark (Øst) vs. Vestdanmark (Vest) og om det er den norske (N) eller tyske (T) pris, der er størst. Det giver  $2 \cdot 2 \cdot 2 = 8$  forskellige tilfælde:

	S,Øst,N	S,Vest,N	S,Øst,T	S,Vest,T	V,Øst,N	V,Vest,N	V,Øst,T	V,Ves
A	-0,003 (-1,72)	-0,004 (-3,16)	-0,001 (-1,99)	-0,001 (-1,98)	0,0002 (0,24)	-0,0003 (-0,32)	-0,0005 (-2,85)	-0,000 (-2,85)
B	0,0005 (5,09)	0,0007 (7,23)	0,0001 (10,56)	0,0001 (10,08)	0,0002 (5,88)	0,0002 (6,53)	0,0008 (3,75)	0,0008 (3,92)

Tallene i parentes er t-værdien for den relevante parameter. Parameterne B alle tilfældene positiv og signifikant forskellig fra 0 ved et signifikansnivå på 0,1 pct.

Ser man på tværs af alle otte regressioner, er den gennemsnitlige værdi 0,00045 – svarende til 0,045 pct. Regressionerne viser altså, at en prisforskel på 100 kr. mellem Norge og Tyskland vil betyde, at priserne i Danmark stiger med 4,5 pct. ( $100 \cdot 0,045$  pct.) som følge af fusionen, mens en prisforskel der dobbelte vil føre til dobbelt så stor effekt af fusionen.

Der er også en række andre forhold, der gør, at man skal være varsom med at bruge den nuværende version af MARS til at vurdere effekten af fusioner på elmarkedet i Danmark.

- 1) I 4 pct. af timerne i sommer-ugerne og i 10 pct. af timerne i vinter-ugerne finder modellen ikke en Nash-ligevægt. Ser man på alle timerne i sommer-ugerne, stiger prisen i gennemsnit med 0,4 pct., men ser man

alene på de timer, hvor modellen ikke finder en Nash-ligevægt stiger priserne med 1,7 pct.. I vinterugerne stiger den gennemsnitlige pris i alle timer med 0,6 pct., mens prisen for timer, hvor der ikke findes Nash-ligevægte, stiger med 2,6 pct. Dette kan være tegn på, at modellen ”leder” efter en ligevægt i nabolaget uden at finde den.

- 2) I flere af timerne viser resultatet af modellen, at prisen på el efter fusionen er lavere end prisen på el før fusionen. Et eksempel på dette er to timer (timerne 2739 og 2740 i sommerugerne), hvor priserne i Østdanmark falder med tre-fire kr. og priserne i Vestdanmark falder med to-tre kr. som følge af fusionen. Ser man alene på de timer, hvor der i sommer-ugerne er opnået en Nash-ligevægt, er der i ca. 2,5 pct. af alle timer sket et prisfald på mere end 1 kr. som følge af fusionen. Det er svært at finde en forklaring på dette.
- 3) I en række timer er prisen i scenariet med markedsmagt mindre end prisen i scenariet med fuldkommen konkurrence. Et eksempel på dette er en time (time 1094 i sommer-ugerne), hvor prisen i scenariet med markedsmagt er 25 kr. mindre end i scenariet med fuldkommen konkurrence. Dette er på trods af, at modellen rent faktisk finder en Nash-ligevægt i denne time.
- 4) I modellen er konkurrencen i Nordtyskland mere begrænset end i virkeligheden. Det betyder, at den konkurrence de danske producenter møder fra tyske producenter er mere begrænset i modellen end i virkeligheden. Resultater fra Cournot- og Bertrand-fusionsmodeller viser, at fusioner har mindre effekt på markeder med begrænset konkurrence end på markeder med mere konkurrence.
- 5) Markedskryds (dvs. den pris, der får efterspørgsel og udbud til at være af samme størrelse) beregnes i MARS ved at maksimere forbrugeroverskud, profit og flaskehalsindtægter, og ikke ved arbitrage, som på Nord pool. Det kan skævvride resultaterne, ved at der føres andre mængder gennem kablerne end der ville på det faktiske elmarked.

Elsam er ikke enig i Konkurrencestyrelsens kritik af MARS. Elsam mener, at MARS-priserne hidtil i 2004 har passeret med virkeligheden. Elsam mener, der bliver lagt for stor vægt på de seneste års priser, når Konkurrencestyrelsen konkluderer, at prisforskelle mellem Norge og Tyskland i MARS systematisk er for lave. Det skyldes at de seneste år er ekstreme år.

Ser man på priserne for 2001, som var et såkaldt normal år, var der langt større forskelle mellem de tyske og norske priser end i MARS-modellen. Det kan bl.a. illustreres med potentialeberegningen for de priser, der kommer fra MARS og de faktiske priser for 2001. Potentialeberegningen er netop baseret på prisforskelle mellem den norske og den tyske pris (gange det danske forbrug). Med udgangspunkt i priserne fra MARS-beregningen kan

potentialt beregnes til 780 mio. kr. For 2001 kan det beregnes til 2,4 mia. kr., altså tre gange så meget.

Elsam er heller ikke enig i, at der er problemer med MARS-modellen i de situationer, hvor den ikke finder en Nash-ligevægt. Elsam peger på, at manglende konvergens ikke nødvendigvis er ensbetydende med problemer med selve modellen, men kan ligeså vel skyldes uhensigtsmæssig valg af optimeringsalgoritmer, computerimplementering eller lignende.

Uanset hvad de manglende Nash-ligevægt skyldes, er det tegn på, at der er problemer med simulationerne. I 5-10 pct. af timerne kan MARS-modellen altså ikke give et bud på fusionens effekt.

Elsam er heller ikke enig i, at en eventuel fejlagtig modellering af det tyske marked får nogen bestemt, på forhånd given, betydning for effekten af den yderligere markedsmagt, der evt. måtte følge af en fusion mellem Elsam og Energi E2. Elsam peger på to forhold:

- 1) Konkurrencestyrelsen forudsætter fejlagtigt, at ”yderligere markedsmagt” har langt større virkning, hvis udgangspunktet er ”lav markedsmagt”, end hvis udgangspunktet er ”kraftig markedsmagt”, hvilket ikke nødvendigvis er tilfældet
- 2) Både samkøringsmodellen og MARS-modellen anvender markedskobling på de tyske grænser. Markedsmagt på det tyske marked medfører, at den tyske pris ligger over den nordiske i flere timer, end den ellers ville have gjort. Forudsætter beregningerne en fast strategi hos Elsam om at opnå den højeste pris, er det irrelevant for vurderingen af en fusion mellem Elsam og Energi E2, om en høj pris i et nabo område fx skyldes markedsmagt i Tyskland eller tørår i Norden.

Argumentet om, at en fusion har større effekt på et marked, hvor udgangspunktet er ”lav markedsmagt” end på et marked med ”kraftig markedsmagt” skyldes groft sagt, at der er tendens til, at en fusion eliminerer relativt mere konkurrence, hvis udgangspunktet er ”lav markedsmagt”, end hvis det er ”kraftig markedsmagt”.

#### Vurdering med et traditionelt konkurrencemæssigt udgangspunkt

Ligesom i vurderingen af flere andre fusioner, er der udarbejdet en markedsmodel, der beskriver den adfærd, de danske aktører har på spotmarkedet for el.

Danmark fungerer som transitland for el. Dvs. når der er høje priser på el i Norge/Sverige og lave priser i Tyskland vil der være nordgående trafik i elkablerne, mens strømmen vil vende, hvis det er de tyske priser, der er høje og de norsk/svenske priser, der er lave. Spørgsmålet er, hvor i dette prisspænd de danske priser vil befinde sig før og efter fusionen. Det kan markedsmodellen være med til at give svaret på.

I forhold til MARS-modellen er denne model mere enkel. Det har både nogle fordele og nogle ulemper. Ulemperne er, at det kun er muligt at se på markeder ad hoc både i tid og i geografisk størrelse. Fordelene er imidlertid, at modellen er langt mere stabil mht. at finde ligevægte på markedet. Hertil kommer, at denne model ikke lider af de svagheder som MARS-modellen har, jf. afsnit 7.1.8.

Modellen er opbygget af to dele: En modelkerne og et udlandsmodul. I modelkernen fokuseres udelukkende på det danske marked. I modelkernen ses der altså på, hvordan fusionen påvirker et isoleret dansk engrosmarked for el uden hensyntagen til, at der kan importeres eller eksporteres el via de elektriske forbindelser til Norge, Sverige og Tyskland. Selve modelkernen kan betegnes som en form for mellemregning, da der i sidste ende selvfølgelig skal tages hensyn til den konkurrence, der kommer fra nabolandene via de elektriske forbindelser til Norge, Sverige og Tyskland.

Ideen med at dele modellen op i en modelkerne og et udlandsmodul er inspireret af Nord Pool, der opererer med samme princip. Når Nord Pool skal finde ligevægtsprisen beregnes først – på baggrund af de indmeldte udbuds- og efterspørgselskurver – ligevægtsprisen i de enkelte prisområder. Herefter beregnes, hvor stor en mængde, der skal sendes gennem kablerne for at enten priserne bliver ens i prisområderne eller at kablet er fuldt udnyttet. Samme princip bruges i denne model af el-markedet.

I udlandsmodul ses der på, hvordan de elproducerende virksomheder vil prisfastsætte el før og efter fusionen, når det er muligt at importere og eksportere el via de elektriske forbindelser til Norge, Sverige og Tyskland. Der ses altså på, hvilke priser der kommer til at gælde i Vest- og Østdanmark, når strømmen flyder den vej, hvor priserne er højest. I modellen er priserne i nabolandene eksogene, dvs. uden mulighed for de danske producenter at påvirke.

Modellen er nærmere beskrevet i kapitel 9.

Forskelle mellem den norsk/svenske pris på el og den tyske pris, giver et prismæssigt spillerum for de danske producenter – og dermed et potential for udnyttelse af deres markedsmagt. Potentialets størrelse og udnyttelsen heraf afhænger altså af forskellen mellem de tyske og norsk/svenske priser. I modellen er der derfor taget udgangspunkt i de historiske prisscenarier for forskellen mellem danske og tyske priser.

I modellen er det antaget, at det danske elmarked i øvrigt er karakteriseret ved de strukturelle forhold, der fremgår af kapitel 4. Dvs. Der er foretaget kabeludbygning i Jylland, der er etableret et Storebæltskabel, der er indført markedskobling ift. Tyskland og de decentrale kraftvarmeværker er deltagere i konkurrencen.

Det er desuden antaget, at Elsams marginalomkostninger reduceres med X kr. /MW som følge af fusionen, og Energi E2's marginalomkostninger reduceres med X kr. /MW som følge af fusionen

Beregninger viser, at når de historiske tyske og norske prisforskelle lægges til grund, så vil udnyttelsen af potentialet stige med 8 – 12 pct. point som følge af en fuld fusion mellem Elsam og energi E2, jf. tabel 7.9.

**Tabel 7.9. Prisvirkninger af fusionen ved historiske antagelser om tyske og norsk/svenske priser samt Elsams og Energi E2s marginalomkostninger**

	<b>Korrigeret potentiale</b>	<b>Fusionsvirkning</b>	
		<b>Merudnyttelse af potentiale</b>	
2001	1,5 mia. kr.	100-200 mio. kr.	4-8 pct.point
2002	2,8 mia. kr.	200-300 mio. kr.	8-12 pct.point
2003	3,3 mia. kr.	300-400 mio. kr.	12-16 pct.point
Gennemsnit	2,5 mia. kr.	200-300 mio. kr.	8-12 pct.point

Note 1: Korrigeret potentiale er beregnet som  $[\text{maks}(\text{tysk pris, norsk pris}) - \text{maks}(\text{min}(\text{tysk pris, norsk pris}), \text{MC})] \times [\text{forbrug i DK1}]$ . Tilsvarende for DK2.

Kilde: Egne beregninger

En merudnyttelse af potentialet på 8 – 12 pct. enheder svarer til prisstigninger på engrosprisen på el på ca. 2 – 4 pct, og en merudnyttelse af potentialet på 200 til 300 mio. kr.

Hvis der ikke tages hensyn til, at Elsam og Energi E2 kan reducere deres omkostninger med hhv. X og X kr./MW, stiger effekten af fusionen med ca. 15 pct. svarende til 30-50 mio. kr.

Modellens resultater fremkommer ved, at Elsam, Energi E2 og de decentrale producenter søger at maksimere deres indtjening under hensyntagen til de reaktioner, der kan forventes fra de øvrige aktører på markedet. Der er fri import fra Norge, Sverige og Tyskland, så længe importvolumet er under kapacitetsgrænsen. Så snart prisen i Danmark overstiger prisen i et naboland, så strømmer import ind i landet.

Før fusionen maksimerer Elsam f.eks. sin indtjening ved at vælge den udbudskurve, der giver den største indtjening under hensyntagen til import, de decentrale værkers udbud samt konkurrencen fra Energi E2 via Storebæltskablet.

Det er nemmere at udnytte potentialet, når den tyske pris er lavere end den norsk/svenske end det modsatte. Det skyldes, at importkapaciteten fra Tyskland (2150 MW) er noget lavere end den er fra Norge/Sverige (2900 MW). Der opstår derfor lettere importflaskehalse fra Tyskland. Hvis der havde været symmetri mellem de sjællandske forbindelser til Sverige og Tyskland, ville det være let, at skabe flaskehalse Nord og Syd.

Det er også nemmere at skabe flaskehalse, når den residuale efterspørgsel til Elsam og Energi E2 er stor. I disse situationer bliver de to aktører næsten enerådende om at sætte prisen. Den residuale efterspørgsel er høj i sommerhalvåret, når de decentrale kraftvarmeværker reducerer deres produktion pga. nedsat varmeproduktion. Den residuale efterspørgsel er også høj, når det ikke blæser.

I tilfælde, hvor der er høj residualefterspørgsel og de norske priser er de højeste, vil potentialeudnyttelsen nærmer sig 100 pct.. Omvendt, når den residuale efterspørgsel er lav (vinter og meget vind), og de norske priser er lave (meget nedbør).

Beregningerne viser, at potentialeudnyttelsen især stiger med fusionen i de timer, hvor der er høj residualefterspørgsel (sommer eller vindstille), men den norske pris er lavest (meget nedbør). Den stiger også, når den norske pris er højest (lidt nedbør), men residualefterspørgslen er lav (vinter eller meget vind).

I disse timer opnår Elsam/Energi E2 betydelig større markedsmagt end før fusionen og kan dermed udnytte potentialet bedre.

Sammenfattende viser styrelsens beregninger, at der er grund til på mellemlangt sigt at forvente en ikke ubetydelig prisstigning som følge af den styrkelse af den dominerende stilling som fusionen medfører på engrosmarkedet for strøm.

Effekten af en fuld fusion mellem Elsam og Energi E2 er i kapitel 9 beregnet til en mer-udnyttelse af potentialet på mellem 200 og 300 mio. kr. NESA, som købes af Elsam, ejer imidlertid kun 36 pct. af aktierne i Energi E2. Der er altså ikke tale om en fuld fusion og dermed heller ikke tale om fuld effekt.

Omvendt er det også oplagt, at fuld effekt af fusionen ikke forudsætter 100 pct. overtagelse af Energi E2. Hvis Elsam køber flere aktier i Energi E2 og dermed opnår flertal (over 50 pct.), vil det stort set være muligt for Elsam at træffe beslutningerne i Energi E2 på egen hånd. En ejerandel på over 50 pct. kan således føre til samme effekt af fusionen, som hvis ejerandelen var 100 pct. Det taler altså for, at en ejerandel på 50 pct. giver en større effekt af fusionen, end hvad der svarer til 50 pct. af effekten ved fuld fusion. Det taler også for, at en ejerandel på 36 pct. giver en større effekt af fusionen, end hvad der svarer til 36 pct. af effekten ved fuld fusion.

Umiddelbart ville det være nærliggende at sige, at fusionen har effekt svarende til den andel af ejerskabet, der skal til, før fusionen kan siges at have tæt ved fuld effekt. Det vil betyde, at en indflydelse med 36 pct. af aktierne svarer til en effekt på 72 pct. ( $36/50 \cdot 100$ ).



Lægger man alene den andel af aktier, som NESA ejer i Energi E2 til grund for effektvurderingen, vil effekten af fusionen svare til 36 pct. af effekten ved fuld fusion. Hvis man omvendt alene lægger ”andelen af flertal” til grund, bliver effekten 72 pct. af effekten ved fuld fusion. Det skønnes på den baggrund, at effekten af fusionen er omkring halvdelen af effekten ved fuld fusion. Konkurrencean effekten på engrosmarkedet for handel med el vurderes således til at være mellem 100 og 150 mio. kr. mer-udnyttelse af potentialet.

#### Virkninger på engrosmarkedet af Elsams erhvervelse af stor ejerandel i systemansvaret og transmission

Gennem købet af Nesa opnår Elsam også en ejerandel i Elkraft System og Elkraft Transmission på 43,7 pct. København Energi er næststørste andelshaver med en ejerandel på 20 pct., jf. tabel 7.10.

**Tabel 7.10. Andelshavere i Elkraft System**

Andelshavere	Ejerandel
NESA	43,7 %
Københavns Energi	20,0 %
SEAS	19,3 %
NVE	9,6 %
Frederiksberg Elnet	2,7 %
Roskilde Kommune (ROK)	1,3 %
Helsingør Kommune (HEK)	1,1 %
Slagelse Kommune – SK net	1,0 %
Hillerød Kommune (HIK)	1,0 %
Nykøbing-Rørvig Kommune (NRK)	0,3 %

NESA er altså langt den største andelshaver i systemansvaret.

Transmissionsselskaberne planlægger netudbygning inkl. forbindelser til udlandet, vedligehold og drift af nettet, beslutninger om principper for tildeling af netkapacitet mv. Systemansvaret har ansvaret for forsyningssikkerhed og markedet. Desuden udsteder systemansvaret såkaldte forskrifter på en lang række området med stor betydning for adgang og funktion af elmarkedet. Blandt forskrifterne kan nævnes:

- Retningslinjer for elhandel
- Vilkår for adgang til elmarkedet
- Opkøb, videresalg og afregning af prioriteret produktion
- Tekniske forskrifter
- Diskretionspolitik

Såvel transmissionsaktiviteter som systemansvarlig virksomhed er fuldt lovreguleret som en del af infrastrukturen i elsektoren. Men vigtige strategiske beslutninger om f.eks. køb af forsyningssikkerhed og regulerkraft er ikke underlagt reguleringen. Elkraft System er enekøber af regulerkraft og reservekapacitet på det østdanske marked. Disse ydelser har selskabet lovreguleret monopol på at videresælge. Elsam og Energi E2 er langt de vigtigste leverandører af disse ydelser, og Elsam vil derfor have en økonomisk fordel i at sikre at holde prisen på disse ydelser høj.

Elsams køb af NESA betyder, at Elsam bliver repræsenteret i Elkrafts bestyrelse med 2 poster.

Elsam bemærker til ovenstående, at: *”Det er vanskeligt at følge Konkurrencestyrelsens argumentation på dette punkt. Efter den i kapitel 5 anførte markedsafgrænsning (som Elsam er uenig i) er Elsam og Energi E2 beliggende på to adskilte markeder, hvor der ikke kan handles regulerkraft m.v. som følge af flaskehalse. Det er derfor vanskeligt at se, hvorledes Elkraft i henhold til Konkurrencestyrelsens markedsafgrænsning skulle kunne købe regulerkraft fra Elsam. Det vil således være inkonsekvent at behandle Storebæltskablet anderledes end andre kabler.”*

Konkurrencestyrelsen forventer, at regulerkraft vil kunne handles over en Storebæltforbindelse, således at Elkraft System vil kunne købe regulerkraft af Elsam (og Eltra af Energi E2). Mulighederne for udvekslingen af regulerkraft er ikke i samme grad begrænset af Storebæltskablets kapacitet og udnyttelse som af kapacitetsbegrænsningerne på kablerne til udlandet. Med etableringen af et Storebæltkabel vil der højst sandsynlig kun være én dansk systemansvarlig, der vil kunne købe regulerkraft direkte hos Elsam eller E2 afhængig af hvem, der udbyder regulerkraften billigst (uden en fusion).

Fusionen giver producenten Elsam en betydelig indflydelse på Elkrafts aktiviteter. Herunder indflydelse på hvor kabeludbygninger skal finde sted, indkøb af systemtjenester for producenter, hvornår der skal rettes henvendelser til f.eks. konkurrencemyndigheder, den generelle markedsovervågning o.lign.

Fusionen øger således en dominerende stilling på det danske engrosmarked for elektricitet, fordi Elsam gennem ejerskabet i Elkraft får mulighed for at påvirke vigtige beslutninger om markedet. En mulighed andre producenter ikke har.

### **7.3 Potentiel konkurrence**

Den potentielle konkurrence på engrosmarkedet for fysisk el kan forventes at komme enten via etablering af ny elproduktion, opkøb af eksisterende værker eller fra yderligere import via kabler.

### Etablering af ny elproduktion

Der er især to årsager til, at det ikke kan forventes, at der kommer ny konkurrence til de danske elproducenter via ny elproduktion i Danmark. For det første kræver det væsentlige investeringer at bygge et nyt elværk i Danmark. For det andet overstiger den danske produktionskapacitet væsentligt det gennemsnitlige danske forbrug af el.

### *Nyetaablering*

Ønsker en virksomhed at bygge et nyt kraftværk i Danmark, kræver det ikke bare en række tekniske og miljømæssige godkendelser.

I Danmark er det valgt, at udbygningen af elproduktionskapacitet primært skal ske ved kraftvarmeværker, dvs. værker der både kan producere el og fjernvarme. Det betyder, at det er vigtigt for en effektiv produktion, at der er et såkaldt varmegrundlag for produktionen. Det betyder, at en ny aktør, der ønsker at etablere elproduktion i Danmark, i princippet skal finde et byområde med et uopfyldt behov for fjernvarme.

Udbygningen med fjernvarme i Danmark er imidlertid stort set tilendebragt, således at alle større byer i dag er forsynet med fjernvarme. De største byer er forsynet af Elsam og Energi E2, mens de mindre forsynes af decentrale producenter.

Det kræver også en velegnet grund at bygge værket på. Det kræver en lokalplan, der tillader opførelse af byggeriet. Der er erfaringsmæssigt massiv modstand fra lokalmiljøet mod nybygning af kraftværker. Det er derfor svært at finde en erhvervsgrund at opføre kraftværket på, hvilket er en helt afgørende barriere for at etablere et nyt kraftværk i Danmark.

Men det er ikke bare svært at finde en ny grund at opføre et nyt kraftværk på. Det er også dyrt at opføre anlægget. Avedøre 2 er den nyeste blok, der er opført i Danmark. Blokken har en kapacitet på omkring 450 MW, hvilken er en størrelse som – på egne hænder – ville kunne bidrage med nogen ekstra konkurrence på engrosmarkedet for el. Blokken er ejet af Energi E2 med 60 pct. og af Vattenfall med 40 pct. Det har jf. Energi E2's årsberetning fra 2001 kostet omkring 4 mia. kr. at opføre blokken. For en ny aktør på det danske marked vil det være en meget stor investering, og dermed en meget stor finansiell risiko at løbe – og risiko er forbundet med dyre finansieringsomkostninger.

En barriere for nye aktører er også selve elproduktets homogenitet. Det forventes ikke, at de funktionelle egenskaber ved el ændres i den nærmeste fremtid. Der er derfor ikke muligt for potentielle konkurrenter at trænge ind på markedet ved at introducere produkter med nye anvendelsesmuligheder.

På længere sigt vil der nok blive introduceret nye teknologier til produktion

af el, men de funktionelle egenskaber af el vil ikke blive ændret.

### *Kapacitet versus forbrug*

Den samlede kapacitet for elværker i Danmark er i Vestdanmark på lidt over 7.500 MW og i Østdanmark på ca. 5.350 MW. I timer med spidsbelastninger kommer det danske forbrug i Vestdanmark op omkring 4.000 MWh/h. I Østdanmark kommer forbruget i spidsbelastningstimer op omkring 2.850 MWh/h. Der er altså omtrent dobbelt så meget kapacitet, som der forbruges i spidsbelastningstimer – både i Øst- og i Vestdanmark.

Det er dog sjældent muligt at hele kapaciteten kan udnyttes på en gang. Det skyldes bl.a., at der er reserveret noget produktionsplads til reservekapacitet, jf. kapitel 3, og at værkerne eller enkelte blokke skiftevis tages ud af drift til eftersyn og reparation. Selv med dette taget i betragtning er der en betydelig kapacitet i Danmark – ikke mindst, når man også indregner forventede forøgede muligheder for import via kablerne fra Norge, Sverige, Tyskland samt Storebæltskablet.

### **Opkøb af eksisterende decentrale værker**

Nye elproducenter på det danske marked behøver ikke etablere en helt ny elproduktion for at komme ind på det danske marked. Det vil næppe være muligt at overtage central produktionskapacitet fra Elsam eller E2 på vilkår, der vil gøre den nye aktør konkurrencedygtig. Opkøb af eksisterende kapacitet må derfor bestå af decentral kraft/varme-værker.

Det vil imidlertid ikke introducere væsentlig ny konkurrence på markedet, at en udenlandsk virksomhed eller en ny dansk virksomhed køber et eksisterende decentralt værk. Det skyldes at opkøbet ikke vil bidrage med mere ”netto-konkurrence”, da opkøbet ganske vist betyder, at der kommer en ny aktør på markedet, men der forsvinder også en.

Såfremt et større antal decentrale værker samledes på en hånd, ville det derimod kunne give et beskedent bidrag til forbedring af konkurrencen.

### **Yderligere import via kablerne**

I vurderingen af den faktiske konkurrence og ved beregningen af markedsandelene er der bl.a. lagt til grund, at mulighederne for import udnyttes fuldt ud. Selv under denne forudsætning er parterne dominerende.

*Elsam er ikke enig heri, ”idet priserne i Vestdanmark bestemmes af priserne i de omkringliggende områder. Kablerne har derfor allerede i dag stor betydning og yderligere kabler vil ligeledes medvirke til at øge integrationen.”*

Danmark har relativt store kabler til udlandet set i forhold til de øvrige nordiske lande. På trods heraf er det et af de danske områder, der i øjeblikket som nævnt er i Nord Pools søgelys, da børsen ser tegn på at konkurrencen ikke fungerer godt nok i Vestdanmark.

Nord Pool har undersøgt en række episoder fra sommeren og efteråret 2003 (herunder 2. september). To rapporter er oversendt til Elsam og Konkurrencestyrelsen, og disse indgår i behandlingen af en § 11-sag mod Elsam. Følgende citater er fra Nord Pools undersøgelse:

*”Det er en begrænset konkurrence i vest Danmark. Dette blir forverret situasjoner som den 2. med begrænsninger i kapasiteten mod Norge/Sverige og et omvendt prisbilde mellom Danmark og Tyskland i forhold til forventet.”*

*”Nord Pool Spot er bekymret for prissetningen innenfor Jylland/Fyn i situasjoner med begrenset konkurranse fra omkringliggende områder og anmoder Konkurrencestyrelsen å vurdere om den agering Elsam har gjort for den gjeldene dag [2. september 2003] er i overensstemmelse Konkurrancelovgivningen i Danmark og den avtale, som et inngått mellom Konkurrencestyrelsen og Elsam.”*

På baggrund heraf ser Konkurrencestyrelsen ingen anledning til at ændre de her anførte konklusioner.

## Konklusion

Den potentielle konkurrence til Elsam og Energi E2 må både nu og i fremtiden anses for at være yderst begrænset. Det skyldes de begrænsede muligheder for at få yderligere konkurrence på markedet enten etablering af ny elproduktion, opkøb af eksisterende værker eller fra yderlige import via kablerne.

## 7.4 Effekt af fusionen uden et Storebæltskabel

Konkurrencestyrelsen lægger til grund for sin vurdering af fusionen, at der etableres et kabel mellem de to nuværende danske prisområder. Selv uden etableringen af et sådant kabel kan fusionen imidlertid få en negativ effekt på konkurrencen.

Fusionen vil således fjerne muligheden for at forøge konkurrencen gennem etablering af et Storebæltskabel. Så længe Elsam og Energi E2 ikke er knyttet sammen af Elsams aktiepost i Energi E2, vil de to selskaber ved deres prissætning skulle være opmærksomme på, at urimeligt høje priser vil øge truslen om etablering af et Storebæltskabel, der vil kunne introducere konkurrence mellem de to selskaber.

Når de to selskaber er knyttet sammen gennem Elsams betydelige aktiepost i Energi E2, vil truslen om etablering af et Storebæltskabel ikke på samme måde kunne hæmme selskabernes prissætning, da selskaberne ikke behøver at frygte konkurrence fra hinanden.

Elsam har til ovenstående bemærket, at der i det beskrevne scenarium netop indgår det Storebæltskabel, som indledningsvis angives ikke at være til stede, og at truslen om et Storebæltskabel – hvis der overhovedet kan tales om en trussel – alene er en fjern mulighed, der under ingen omstændigheder er tilstrækkelig til at statuere skabelse eller styrkelse af en dominerende stilling.

### **7.5 Samlet vurdering af fusionens virkninger på markedet for engroshandel med el (spot og OTC)**

På fremtidens elmarked vil der (ved fravær af fusionen) være en vis konkurrence mellem Energi E2 og Elsam om markedsandele i Danmark. Det skyldes, at selskaberne ville skulle tage hensyn til, at hvis et af selskaberne reducerer deres udbud, så vil selskabet risikere, at det andet danske selskab overtager en stor del af udbuddet i den pågældende time, når Jylland/Fyn og Sjælland er forbundet med et kabel.

Ser man udelukkende på markedsandelene på kapacitet for elproduktion i hhv. DK1 og DK2 stiger de fra 58 % til 66-67 % i DK1 og fra 65-74 % til 74-84 % i DK2 under forudsætning af, at al importkapacitet indregnes i markedet, hvilket i nogen grad undervurderer de beregnede markedsandele.

Som følge af fusionen styrkes såvel Elsams som Energi E2's nuværende dominerende stilling på engrosmarkedet for el handlet engros (spot og OTC) i hhv. DK1 og DK2. Fusionen fører derfor til styrkelse af en dominerende stilling inden for salg af el engros i Danmark.

### **7.6 Konkurrencen på markedet for handel med regulerkraft**

#### **Markedsandele**

Opdelingen i regulerkraft på den ene side og reservekraft på den anden kompliceres for det første af, at det vestdanske systemansvar, Eltra, ikke adskiller de to begreber. Eltra bruger betegnelsen ”manuel reguleringsreserve” for såvel reservekraft (hurtig reserve) og regulerkraft. For det andet kompliceres opdelingen af, at der for regulerkraften betales en fast pris for kapacitet ved siden af prisen for den leverede energi.

Kapacitetsbetalingen tilfalder aktører, som stiller kapacitet til rådighed for regulerkraft i et område uanset om der rent faktisk leveres regulerkraft i

driftstimen<sup>62</sup>. Kapacitetsbetalingen bør konceptuelt adskilles fra energibetalingen, da der ikke er et egentligt marked for kapaciteten. Det nordiske marked for regulerkraft omfatter kun energibetalingen.

Elkraft Systems område er synkront med Norden, mens Eltras område er synkront med Tyskland. Dette har betydning for regulerkraftmarkedet.

Elkraft System er en del af det nordiske system, hvor der fra 1. september 2002 blev indført en fælles nordisk regulering og et fælles nordisk regulerkraftmarked. Dette fungerer på den måde, at Svenska Kraftnät eller Statnett overvåger frekvensen i det nordiske system. Hvis der pga. for lav eller for høj frekvens er behov for regulering i det samlede system, vælger Svenska Kraftnät/Statnett det billigste bud på den nordiske prislister for regulerkraft og kontakter den lokale TSO med anmodning om at aktivere det pågældende bud. De lokale TSO'er fungerer således som en lokal opkøber/sælger for den fælles nordiske balancetjeneste. Langt hovedparten af Elkraft Systems køb og salg af regulerkraft sker i dag på denne måde.

Eltra er koblet på et meget stort område, hvorfor udsving i frekvensen er meget små. Derfor overvåger Eltra i stedet den utilsigtede udveksling med Tyskland for at vurdere behovet for regulerkraft.

Derfor kan der argumenteres for, at regulerkraftmarkedet i Elkraft Systems område er en del af et nordiske regulerkraftmarked. Tilsvarende gælder imidlertid ikke umiddelbart for Eltras område, som i udgangspunktet må være orienteret mod det tyske marked<sup>63</sup>. Her findes imidlertid ikke efter styrelsens oplysninger et velfungerende marked for regulerkraft.

Markedet for regulerkraft er under alle omstændigheder hæmmet af kabelkapacitet på samme måde som det almindelige spot og OTC marked.

Elsam og Energi E2's markedsandele på markedet for regulerkraft kan opgøres på forskellige måder. Hvad enten markedet afgrænses som hhv. Øst- og Vestdanmark hver i sær eller som et samlet dansk marked, har parterne i dag en betydelig markedsandel.

Elsam har i dag en markedsandel på det samlede danske regulerkraftmarked på mellem 61 og 70 pct. alt efter om andelen måles på op- eller

---

<sup>62</sup> I både DK, N og S betaler de systemansvarlige for sikring af reserver. Ifølge Eltra vil disse reservationer med tilknyttede handelsvilkår i takt med, at regulerkraftmarkederne integreres også i stigende grad skulle harmoniseres, hvis regulerkraftmarkedet skal fungere tilfredsstillende.

<sup>63</sup> Ifølge Eltra arbejdes der dog pt. med metoder og teknikken, som skal muliggøre en (virtuel) integration af Eltra i det nordiske regulerkraftmarked. De tekniske forhold og holdninger i nabolandene, som skulle kunne forhindre en sådan integration er Eltra dog endnu ikke bekendt med.

nedregulering. Ved opregulering forstås at systemansvaret betaler producenten for at øge produktionen i driftstimen. Omvendt for nedregulering. Hvis Vestdanmark betragtes isoleret har Elsam en markedsandel på 73 pct. Energi E2 har en markedsandel på mellem 3 og 12 pct. af det samlede danske marked og mellem 38 og 77 pct. af det østdanske marked.

**Tabel 7.11. Markedsandele på markedet for regulerkraft i dag**

	Elsam af DK	Elsam af DK1	E2 af DK	E2 af DK2
Opregulering	61 %	73 %	12 %	77 %
Nedregulering	70 %	73 %	3 %	38 %

Kilde: Elsams fusionsanmeldelse og Elkraft System.

Anm.: Markedsandelene er beregnet med udgangspunkt i afsatte mængder. Markedsandelene er for Elsam beregnet som gennemsnit af andele i kvartalerne fra 1. kvartal 2002 til og med 3. kvartal 2003. For Energi E2 er andelen af DK2 beregnet som et uvejlet gennemsnit over årene 2001 til 2003, mens andelen af DK er beregnet for 2002. Dette undervurderer Energi E2's markedsandel af det samlede danske marked. Dette opvejes dog af, at der ikke er medregnet balancekraften fra Svenska Kraftnätt.

Storebæltsforbindelsen vil koble de to danske regioner sammen. Efter etableringen af kablet må det forventes, at der vil blive handlet regulerkraft mellem de danske områder.

Ved beregningen af markedsandele på markedet for regulerkraft bør der tages højde for, at de decentrale kraftvarmeverker på frie markedsvilkår vil kunne deltage i markedet for regulerkraft. Hvor stort et konkurrencepres, som de decentrale værker kan forventes at lægge på de to dominerende udbydere, er vanskeligt at afgøre.

Men under alle omstændigheder vil de decentrale værker, som den tredje udbyder af regulerkraft i Danmark, være af en langt mindre størrelse end de to eksisterende udbydere. Nedenstående markedsandele vil derfor være overvurderet men efter styrelsens vurdering ikke i en sådan grad, at de påvirker konklusionerne. Dels fordi de decentrale værker ingen erfaring har med deltagelse i dette marked, og dels fordi Elsam og Energi E2 ejer eller driver en relativt stor andel af værkerne, jf. kapitel 3.

**Tabel 7.12. Markedsandele på det fremtidige marked for regulerkraft før og efter fusionen**

	DK1	DK2
Før fusionen:		
Energi E2	5 - 15 %	15 - 65 %
Decentrale værker	10 - 20 %	5 - 15 %
Elsam - før fusionen	40 - 50 %	5 - 15 %
Efter fusionen:		
Elsam - efter fusionen	50 - 60 %	0 %
Energi E2 - efter fusionen	0 %	25 - 75 %



Styrelsen anslår, at de decentrale værker vil kunne opnå en markedsandel på mellem 5 og 20 pct. af markedet for regulerkraft. En del af denne vil dog reelt være ejet eller drevet af Elsam eller Energi E2. Samtidig vurderer styrelsen, at Elsam og Energi E2 vil kunne opnå en markedsandel i hinandens områder via et Storebæltskabel. Et forsigtigt bud kunne være mellem 5 og 15 pct.

Før fusionen vil hhv. Elsam og Energi E2 have en markedsandel i deres respektive områder på ca. 45 pct. og ca. 40 pct., når der tages højde for tabte markedsandele til decentrale værker. Samtidig vil de to producenter have en markedsandel på ca. 10 pct. af regulerkraftmarkedet i hinandens områder.

Efter fusionen vil det være utænkeligt, jf. afsnit 7.1, at Elsam og Energi E2 vil opretholde en hård konkurrence mellem hinanden, hvorfor markedsandelen på ca. 10 pct., som producenterne har i hinandens områder, må forventes at blive reduceret til 0. Dette vil øge Elsams markedsandel i DK1 fra ca. 45 pct. til ca. 55 pct. og Energi E2's markedsandel i DK2 fra ca. 40 pct. til ca. 50 pct.

Fusionen vil gennem Elsams erhvervelse af en betydelig aktiepost i Energi E2 således styrke selskabernes i forvejen dominerende stilling på markedet for regulerkraft i væsentlig grad.

### Faktisk konkurrence

I princippet kan regulerkraft handles på tværs af de nordiske områder. Der eksisterer et marked for regulerkraft, hvor de systemansvarlige virksomheder kan handle regulerkraft mellem hinanden. I praksis er de danske områder ikke en særligt aktiv del af dette marked.

Dette illustreres af teksten fra aftalen om levering af systemydelser mellem Eltra og Elsam refereret i kapitel 4. Aftalen forsøger kunstigt at introducere konkurrence i det jysk-fynske område ved at sætte rammer for Elsams prissætning.

Det netop gennemførte udbud af systemtjenester i Danmark viste tydeligt, at der ikke hersker en effektiv konkurrence på markedet for regulerkraft. Reelt var det kun den store regionale udbyder, der bød på levering af ydelserne – herunder regulerkraft – i de to danske områder. Ingen udenlandske aktører bød på levering af hele eller dele af udbuddet.

Effektiv konkurrence er derfor ikke til stede i dag, og skal efter styrelsens vurdering på mellemlangt sigt komme fra indenlandske aktører. Etableringen af en Storebæltsforbindelse og introduktionen af den decentrale produktion på markedsvilkår vil bidrage hertil.

Elsam har følgende kommentar til ovenstående: ”*Det er ikke et udtryk for manglende konkurrence, at ingen byder ind i en auktion, men måske snarere for manglende rentabilitet. Det kan ikke lægges Elsam til last, at man er den eneste, der byder. Der henvises i øvrigt til Elsams kommentarer til kapitel 5.3.*”

Havde problemet blot været manglende rentabilitet, havde der været andre og langt dyrere bud. Konkurrencestyrelsen anlægger her den betragtning, at ingen andre end Elsam har mulighed for at levere de ønskede ydelser – altså at konkurrencen er begrænset.

### Potentiel konkurrence

Udbuddet af systemtjenester gennemført i 2003 viste, at leverandører af systemtjenester skal findes blandt producenter i samme område som efterspørgslen. På længere sigt kan det ikke udelukkes, at nye producenter vil komme ind i området, men da der kun er et begrænset antal centrale kraftværkspladser, som alle er ejet af enten Elsam eller Energi E2, anser styrelsen dette for usandsynligt.

Yderligere kabeludbygninger til udlandet vil ikke i samme grad som etablering af ny produktionskapacitet øge konkurrence på markedet for regulerkraft.

### Samlet vurdering af fusionens virkninger på regulerkraftmarkedet

Det er styrelsens vurdering, at den anmeldte fusion vil styrke en i forvejen dominerende stilling på det danske marked for regulerkraft.

Eltra og Elkraft Systems netop gennemførte udbud af systemtjenester i Danmark viste, at ingen udenlandske aktører bød ind på denne levering. Konkurrencen skal derfor komme fra indenlandske aktører. Her vil Storebæltskablet og introduktionen af den decentral produktion på markedsvilkår bidrage til konkurrencen.

Konkurrencestyrelsen vurderer, at der herved vil kunne spares ca. 20 mio. kr. om året som følge af øget indenlandsk konkurrence om regulerkraft. En fusion vil svække konkurrencen og dermed fordyre regulerkraften med et tilsvarende beløb.

Virkningerne af, at Elsam ikke får formel kontrol med Energi E2, men køber 36 pct. af aktierne skønnes at udgøre ca. halvdelen af virkningerne under fuld kontrol svarende til ca. 10 mio. kr.

Det danske marked for regulerkraft udgjorde i 2002 godt 250 mio. kr. I de første tre kvartaler af 2003 udgjorde markedet godt 210 mio. kr.

## 7.7 Markedet for handel med reserve- og mindstekapacitet

### Markedsandele

Parternes andele af markedet for reserve- og mindstekapacitet kan beregnes på forskellige måder. Selskabernes markedsandele på markedet for mindstekapacitet er 100 pct., eftersom mindstekapaciteten skal findes i det lokale område. De decentrale værker kan, som nævnt ovenfor, bidrage med et konkurrencepres på dette marked, men det er endnu uklart, hvor meget effekt disse vil kunne levere.

Hver af de to producenter har før fusionen en altdominerende position på de regionale markeder, hhv. DK1 og DK2.

I et fremtidigt scenario må det forventes, at der kommer en vis konkurrence om reservekapacitet på tværs af Storebælt, specielt hvis der kommer et fælles systemansvar. Også de decentrale kraftvarmeværker vil muligvis kunne bidrage med en vis begrænset mængde reservekapacitet.

Efter Elsams erhvervelse af en betydelig aktiepost i Energi E2 vil det ikke kunne forventes, at Elsam vil konkurrere med Energi E2 i DK2, ligesom Energi E2 ikke vil kunne forventes at konkurrere med Energi E2 i DK1. På den baggrund forventes det, at Elsams og Energi E2's respektive markedsandele vokser betydeligt med fusionen, jf. tabel 7.13.

**Tabel 7.13. Markedsandele på det fremtidige marked for reservekapacitet før og efter fusionen**

	DK1	DK2
Før fusionen:		
Energi E2	10 - 20 %	80 - 90 %
Decentrale værker	5 - 10 %	0 %
Elsam – før fusionen	70 - 80 %	10 - 20 %
Efter fusionen:		
Elsam – efter fusionen	80 - 90 %	0 %
Energi E2 – efter fusionen	0 %	100 %

Derfor vil fusionen styrke en i forvejen dominerende stilling for hvert af de to selskaber. Markedet vil gå fra at bestå af to store og en lille aktør til en stor og en lille aktør i de to områder.

### Faktisk konkurrence

De systemansvarlige i hhv. Vest- og Østdanmark køber reservekapacitet for ca. 780 mio. kr. om året. I 2003 blev der for første gang gennemført et udbud af levering af reservekapacitet i 2004. Resultatet af udbuddet blev, at der var én byder i Vestdanmark, nemlig Elsam, og én byder i Østdanmark, nemlig E2. Efterfølgende måtte der optages forhandlinger med både Elsam og Energi E2, da buddene ikke var umiddelbart acceptable. Priserne på dette marked er markant højere end i Sverige og Norge, jf. tabel 7.14.

**Tabel 7.14. Systemansvarets udgifter til reservekraft per måned i 1. kvartal 2004**

<b>Systemansvaret</b>	<b>Kr./MW/måned</b>
Eltra	X
Elkraft System	X
Norden	15.000
Tyskland	50.000

Reserver kan i princippet deles mellem lande. Men det har vist sig meget vanskeligt i praksis at tiltrække den ønskede konkurrence. De forskellige priser på reservekraft er for styrelsen en tydelig indikation af at den faktiske konkurrence ikke er effektiv henover landegrænserne. Vigtige årsager til dette er, at visse af ydelserne skal kompensere for manglende levering som følge af kapacitetsbegrænsning på udlandskablerne. Fx køber det østdanske systemansvar sig kompensation hos Energi E2 for, at det svenske systemansvar begrænser importmulighederne fra Sverige.

Derfor er det styrelsens vurdering at konkurrencen på markedet for reservekapacitet skal komme fra producenter i det danske område. Det er styrelsens vurdering, at den faktiske konkurrence på markedet vil være meget begrænset trods de ændringer i markedsstrukturene, som lægges til grund for vurderingen.

#### Potentiel konkurrence

Konkurrence på markedet for reserve- og mindstekapacitet kan komme via nyetableringer på markedet af producenter, som er uafhængige af Elsam og Energi E2. Udenlandske spillere er en mulighed, men reelt er muligheden for entré af nye udbydere på dette marked meget begrænset, eftersom der kun eksisterer et begrænset antal centrale kraftværkspladser, som alle ejes af enten Elsam eller Energi E2.

#### Samlet vurdering af fusionen

Det er styrelsens vurdering, at den anmeldte fusion vil styrke en i forvejen dominerende stilling på markedet for reserve- og mindstekapacitet.

Eltra har ikke købt al deres kapacitet for 2004 endnu. Men indtil nu svarer systemansvarets indkøb til årsbudgetter på ca. 780 mio. kr. i 2004 (430 og 350 mio.kr. for hhv. Eltra og Elkraft System).

Hvis de danske aktører havde betalt norske eller svenske priser for reservekapacitet, ville betalingen have været langt lavere. Potentialet for en lavere pris for reservekapacitet er således betydelig.

Et Storebæltskabel vil betyde, at de systemansvarlige i et vist omfang vil kunne benytte kapacitet fra andre værker end i dag. Et groft skøn for styrelsen er, at omkostningerne til reservekapacitet kan reduceres med knap 100 mio. kr. om året – uden en fusion. En fuld opnåelse af denne effekt forudsætter muligvis, at Folketingets beslutning om at etablere et fælles systemansvar føres ud i livet. Under alle omstændigheder vil den præcise effekt kun kunne bestemmes af systemsvaret.

Fremover vil de decentrale kraftværker have mulighed for at byde ind på markedet for reservekapacitet. Der vil nok også være en vis konkurrence fra udlandet på visse af ydelserne. Eltra og Statnett (det norske systemansvar) har fx indgået aftale om, at kunne trække på hinandens reserver. Denne aftale kan betyde, at der er mindre behov for rullende reserver, og at reserverne bliver udnyttet bedre. Aftalen skal formentlig ses som et supplement til den aftale, der allerede er indgået med Elsam om en anden del af reservekapaciteten.

Elsam og E2 forventes dog stadig at have mulighed for at opretholde et betydeligt prisspænd ift. Norden, jf. tabel 7.13.

Med Storebæltskablet forventes der en vis konkurrence mellem E2 og Elsam om dele af systemydelse. Elsams køb af 36 pct. af aktierne i E2 vil stort set eliminere Elsam tilskyndelse til at konkurrere med E2 om levering af systemydelser i Østdanmark. Også Energi E2's tilskyndelse til at konkurrere med sin største ejer vil blive begrænset.

Styrelsen skønner, at prisvirkningen på reservekapacitet af et opkøb, hvor Elsam opnåede kontrol med Energi E2 vil være en prisstigning på ca. 10-20 pct. svarende til 60–120 mio. kr. pr. år. Virkningen vil være større, hvis ikke der kommer konkurrence fra udlandet om visse af ydelserne. Tilsvarende forudsættes det, at de decentrale værker kan bidrage med et vist konkurrencepres.

Da der er mindre udenlandsk konkurrence om reservekapacitet, end der er om el engros i øvrigt, og da vindkraften ikke bidrager positivt til reservekapacitet, forventes det, at prisseffekten er noget større end på engrosmarkedet for el (spot og OTC). På markedet for forsyningssikkerhed vil prisen nok snarere stige med 30 – 40 pct. som følge af, at fusionen reducerer konkurrence fra Energi E2 på det fremtidige marked for forsyningssikkerhed.

Tabel 7.15 opsummerer de skønnede virkninger af fusionen på markederne for regulere- og reservekraft.

**Tabel 7.15. Fusionens virkning på reservekapacitet- og regulerkraftmarkedet**

	<b>Stigning i forbrugernes elregning</b>
Reservekapacitet	30 – 60 mio. kr. pr. år
Regulerkraftmarkedet	10 mio. kr. pr. år

### **7.8 Samlet vurdering af fusionen**

I den samlede vurdering af den anmeldte fusion vil Konkurrencestyrelsen lægge særlig vægt på markedet for el handlet engros (OTC og spot) og markedet for mindste- og reservekapacitet, eftersom disse markeder er de største af de markeder, som påvirkes af fusionen.

Det er Konkurrencestyrelsens samlede vurdering, at den anmeldte fusion vil medføre en betydelig forøgelse af Elsams og Energi E2's dominerende stilling på engros elmarkedet i hhv. DK1 og DK2.

Sandsynligvis vil forbrugerne blive udsat for prisstigninger på el handlet engros og gennem højere tariffer, som følge af højere priser på reserve- og mindstekapacitet.







## Kapitel 8

### Virkninger af fusionen - detail

Der er i kapitel 5 redegjort for, at der skal skelnes mellem detailmarkederne for hhv. timeaflest strøm og skabelonafregnet strøm.

#### 8.1 Markedet for timeaflest strøm

Elsam er ikke aktiv på markedet for timeaflest strøm. Derfor medfører Elsams køb af NESA ikke umiddelbart, at der skabes eller styrkes en dominerende stilling på markedet.

Elsam ejes af en række kollektive elforsyningselskaber, som alle driver forsyningspligtvirksomhed, og hovedparten har samtidig ejerandele i el-handelsselskaber. Forskellene mellem ejerselskaberne er deres forskellige geografiske tilhørsforhold og deres lidt forskellige ejerandele i ELSAM.

Det største el-handelsselskab er EnergiDanmark/Disam, som ejes af 7 kollektive elforsyningselskaber, der tilsammen ejer 52 % af aktierne i Elsam. Tilsvarende er el-handelsselskaberne Nordjysk Elhandel og ScanEnergi ejet af kollektive elforsyningselskaber, som har ejerandele i Elsam.

Markedet for timeafregnet strøm er præget af forholdsvis høj koncentration, og at de enkelte handelsselskaber hovedsageligt har virket som indkøbsselskab for deres ejere. Der har således været et naturligt historisk udgangspunkt for markedsdeling mellem handelsselskaberne.

Elsams ejere har betydelig indflydelse på ELSAMs adfærd. Tidligere har Elsams ejere således i fællesskab pålagt Elsam ikke at have detailhandelsaktiviteter. I 2000 indebar det, at Elsam måtte lukke det ny-etablerede handelsselskab, Helia, således at ejerne undgik konkurrence fra dette selskab. Det kan frygtes, at ejerne på tilsvarende måde vil pålægge Elsam at begrænse NESA's aktiviteter i Jylland.

Fusionen vil med andre ord kunne skabe eller styrke en kollektivt dominerende stilling for Elsam/NESA og de af Elsams ejerselskaber ejede handelsselskaber.

Afgørende for, om man kan tale om kollektiv dominans, er, om markedet er domineret af en gruppe virksomheder, som på grund af strukturelle eller økonomiske forbindelser agerer som en enhed, hvor konkurrencen mellem virksomhederne i gruppen er neutraliseret.

Også uden egentlige strukturelle eller økonomiske forbindelser kan en gruppe virksomheder have kollektiv dominans. Hertil kræves, at der er tale om et oligopolistisk marked, hvor virksomhederne kan forudsige hinandens markedsadfærd og har mulighed for at afstraffe en virksomhed, der eksempelvis begynder at konkurrere på pris. I Airtourssagen blev opstillet 3 kriterier for, at der kan være tale om kollektiv dominans alene på grundlag af en oligopolistisk markedsstruktur:

- 1) Gennemsigtigheden på markedet skal være tilstrækkelig til, at hvert medlem af det dominerende oligopol på en præcis og umiddelbar måde kan skaffe sig kendskab til udviklingen i de andre medlemmers adfærd med henblik på at kontrollere, om de følger den samme adfærd.
- 2) De enkelte medlemmer af oligopolet skal kunne afskrække hinanden, idet alle medlemmer ved, at et stærkt konkurrencepræget tiltag fra en virksomheds side for at forøge markedsandelen vil udløse det samme tiltag fra de andre parter, således at virksomheden ikke høster nogen fordel ved sin handling.
- 3) De nuværende og potentielle konkurrenters samt forbrugernes forudsigelige reaktion skal ikke kunne så tvivl om de forventede resultater af den fælles adfærd.<sup>64</sup>

Hvis markedet er domineret af virksomheder, der er knyttet sammen gennem strukturelle eller økonomiske forbindelser og et eller flere ovennævnte kriterier for kollektiv dominans på oligopolistiske markeder er opfyldt, vil dette tale stærkt for, at der er kollektiv dominans. Det er imidlertid ikke en betingelse for at statuere kollektiv dominans mellem virksomheder, der er knyttet sammen af strukturelle eller økonomiske forbindelser, at "Airtours-kriterierne" er opfyldt. Elsam er ikke enig heri – Elsam anfører således, at Airtours-dommen for det første fastslår, at begrebet kollektiv dominans forudsætter et oligopolistisk marked og for det andet, at samtlige "Airtours-kriterier" altid skal være opfyldt for at statuere kollektiv dominans.

Elsam er ikke som NESAs direkte aktiv på de danske slutkundemarkeder. Elsams ejere er 41 netselskaber. Disse er aktive på slutkundemarkederne gennem et forsyningspligtigt datterselskab eller gennem ejerandele i et sådant. En række af ejervirksomhederne er desuden medejere af el-handelsselskaber, der dels er aktive på slutkundemarkederne, dels indkøber strøm til de forsyningspligtige virksomheder.

NESA udgør uden fusionen den største konkurrencemæssige udfordring for de jysk/fynske handelsselskaber. NESA har ifølge styrelsens oplysninger det seneste år erobret X % af Disams marked – ingen andre selskaber har vundet markedsandele fra Disam.

---

<sup>64</sup> Dom af 6. juni 2002 i sag T-343/99, Airtours mod Kommissionen, præmis 62.

Med fusionen får NESA samme ejere som sine hidtidige konkurrenter i det jysk-fynske område.

Netselskaberne udpeger bestyrelserne i såvel Elsam som handelsselskaberne. Elsams bestyrelse - og for den sags skyld også generalforsamling – udgør derfor et forum for potentiel koordinering af markedsadfærd og udveksling af informationer. Ejernes forbud mod, at Elsam drev handelsselskabet Helia, er et bevis på, at ejerstrukturen kan føre til koordinering.

Når Elsam har overtaget NESA kan det for netselskaberne for så vidt være underordnet hvor stor en del af deres indtægt, der kommer fra deres aktiepost i Elsam/NESA, og hvor stor en del, der kommer fra aktieposten i handelsselskabet. Ejernes incitament til at lade deres handelsselskaber konkurrere på prisen for at vinde markedsandele begrænses således af, at gevinsten ved den større markedsandel vil modsvares af et lavere udbytte fra Elsam/NESA.

ELSAMs ejere vil naturligt optræde på en måde, som maksimerer summen af deres indtjening. En hård og aggressiv konkurrence mellem ejernes handelsselskaber og NESA, hvor selskaberne forsøger at erobre hinandens markedsandele, vil mindske indtjeningen for ejerne. Ejerne vil derfor alle have et kollektivt ønske om at begrænse konkurrencen på elmarkedet, og når ejerne har en sådan fælles interesse i at undgå konkurrence, vil det ikke være vanskeligt for dem i ELSAM at gennemføre en beslutning om ikke at tillade NESA at konkurrere om kunderne i det jysk/fynske område.

Omvendt vil ejerne have begrænset interesse i at konkurrere med NESA på Sjælland, idet en sådan konkurrence vil betyde lavere priser og dermed et mindre udbytte fra ELSAM/NESA.

Disam eller ScanEnergi kunne f.eks. med en reduktion af deres pris erobre kunder fra NESA. Det ville give større indtjening til Disam eller Scanenergi, mens Elsam/NESA's indtjening ville falde. For netselskaberne, som ejer andele både i Elsam/NESA og i Disam eller Scanenergi, vil en prisreduktion hos Disam eller Scanenergi for at vinde markedsandele imidlertid netto føre til lavere indtjening, da den højere indtjening fra Disam eller Scanenergi ikke fuldt ud vil modsvare den lavere indtjening fra Elsam/NESA.

Omvendt vil netselskaberne netto opleve en højere indtjening, hvis Disam eller Scanenergis priser forhøjes, idet tabet af kunder vil modsvares af en højere indtjening på de tilbageblevne kunder og en højere indtjening fra Elsam/NESA, der alt andet lige vil erobre kunder.

Der er således såvel strukturelle som økonomiske forbindelser mellem flere af aktørerne på markedet for timeafregnet strøm. Hertil kommer, at i hvert fald Airtours-afgørelsens kriterium om gennemsigtighed er opfyldt.

Da der er ganske få aktører på markedet for timeafregnet strøm i Danmark, vil det være meget nemt at gennemskue, om en anden aktør holder sig til en koordineret adfærd byggende på markedsdeling. Selv om virksomhederne i vidt omfang benytter sig af direkte markedsføring over for potentielle kunder, vil det være ret nemt at finde ud af, om en ”konkurrerende” virksomhed påbegyndte en sådan aktivitet uden for et ”aftalt” territorium. Energi Danmark/Disam ville f.eks. hurtigt opdage, hvis de mistede en kunde til ELSAM/NESA. Tilsvarende vil virksomhederne også ret nemt kunne finde ud af, om ”konkurrenten” ændrer priser.

Elsam har bestridt dette, men NESA har overfor Konkurrencestyrelsen bekræftet, at der er tale om et forholdsvis gennemsigtigt marked, hvor konkurrenterne i vidt omfang kan følge hinandens aktiviteter.

Da der i øvrigt er tale om et marked med homogene produkter, taler ovenstående for, at betingelsen om gennemsigtighed er opfyldt.

Det vurderes endvidere, at handelsselskaberne i en periode har holdt sig til deres ejeres respektive forsyningsområder, og at de har ”afskrækket” hinanden fra at forsøge at erobre kunder fra naboområderne, idet alle selskaber har vidst, at ville udløse det samme tiltag fra de andre selskaber, således at der ikke er nogen fordel ved det offensive tiltag. En sådan situation vil tale for, at også at Airtours-afgørelsens 2. betingelse er opfyldt.

Den 3. betingelse vedrører de øvrige aktørers reaktion på de kollektivt dominerende virksomheders adfærd. Der er tre selskaber i Danmark af betydning, som ikke er ejet af ELSAMs ejere - det er NESA, KE Marked og Elektra.

Elektra har fra begyndelsen af 2003 samarbejdet med det jyske selskab ScanEnergi, som er ejet af forsyningselskaber, der også er aktionærer i ELSAM. Efter indgåelsen af samarbejdet har Elektra reduceret sit salg i det jysk/fynske område, mens ScanEnergi har reduceret sit salg på Sjælland. Samarbejdet indebærer således tilsyneladende, at Elektra udøver et mindre konkurrencepres på de jysk/fynske el-handelsselskaber.

KE Marked er en mindre aktør med begrænset salg i det jysk/fynske område. Selskabet vil næppe i sig selv være i stand til at generere tilstrækkelig konkurrence på detailmarkederne til at forhindre negative konsekvenser af den af en fusion følgende koncentration på markedet.

Hvis NESA overtages af Elsam, er der således næppe udsigt til, at markedets øvrige aktører vil reagere tilstrækkeligt effektivt på konkurrencebegrænsende koordinering mellem ejerne af Elsam. Således vil også den 3. betingelse for kollektiv dominans i Airtours-afgørelsen være opfyldt.

Konkurrencestyrelsens markedsundersøgelse har imidlertid vist, at handelsselskaberne ikke har ladet sig afskrække fra at gå ud over de ”oprindelige” områder. Nogle af markedets aktører angiver, at konkurrencen på markedet for timeaflæst strøm (dvs. til mellemstore og store kunder) er så kraftig, at priserne for øjeblikket er skruet unaturligt langt ned.

Desuden er der nogle væsentlige modifikationer til ovenstående analyse af kollektiv dominans, som taler for, at Elsams overtagelse af NESA ikke vil eliminere konkurrencen på markedet for timeaflæst strøm.

I Scanenergi er der således udenlandske ejerinteresser, der ikke vil have samme incitament til at begrænse konkurrencen med Elsam/NESA. Disse ejere får kun indtjening, hvis Scanenergi har tilstrækkelig mange kunder.

Ejere af ca. 16 % af aktierne i Elsam er endvidere ved at sælge deres aktiepost, mens de forventes at beholde deres aktier i Disam. Sælgerne af Elsam-aktierne vil herefter kun være interesseret i Disams indtjening, mens køberne – der formentlig vil blive fundet uden for Elsams hidtidige aktionærkreds – alene vil være interesserede i at maksimere Elsams indtjening.

Ejerne af hhv. Elsam og Elhandelselskaberne vil herefter i et vist omfang have modstridende interesser, og det må forventes at modvirke fremtidig samordning mellem Elsams ejere.

Der har på det seneste været betydelige politisk bevågenhed om elmarkedets struktur og vilkår. Det kan ikke udelukkes, at den politiske interesse inden for kort tid vil føre til en afslutning af den såkaldte kapitalsag.

Det er endvidere sandsynligt, at elforsyningslovens regler om ejerskab og forbrugerindflydelse i netselskaber vil blive ændret. Det er en forudsætning for, at fusionen overhovedet kan gennemføres, at elforsyningslovens § 38, stk. 1 ophæves. Bestemmelsen forbyder elproduktions- og elhandelsvirksomheder at eje mere end 15 % af aktiekapitalen i en kollektivt forsyningsvirksomhed (netselskab).

Hvis kapitalsagen afsluttes og ejerskabsreglerne i elforsyningsloven ændres, er der fjernet en væsentlig barriere for udenlandske elhandelsselskabers indtog i Danmark.

Det vurderes sammenfattende, at en stor del af Elsams nuværende ejere kan have en fælles interesse i at begrænse konkurrence i DK1 fra NESA. Da 3 af ejerne med en samlet aktiepost på ca. 16 % har sat deres aktier i Elsam til salg, vil den fremtidige ejerstruktur efter al sandsynlighed ændres. Dette kan begrænse mulighederne for koordinering af handelsselskabernes adfærd. Når det yderligere tages i betragtning, at der faktisk eksisterer en stærk konkurrence på markedet for øjeblikket, og kommende lovændringer kan

forventes at medvirke til, at også udenlandske elhandelsselskaber etablerer sig i Danmark, kan det ikke lægges til grund, at fusionen vil føre til, at der skabes eller styrkes en dominerende stilling på dette marked – heller ikke i form af kollektiv dominans.

## **8.2 Markedet for skabelonafregnet strøm**

Markedet for skabelonafregnet strøm er præget af meget begrænset konkurrence – kun 2 % af de skabelonafregnede kunder har benyttet sig af muligheden for at skifte leverandør. De lokale forsyningspligtige selskaber har således de facto-monopol på forsyning af skabelonafregnet strøm i deres respektive forsyningsområder.

Elsam er ikke aktiv på markedet for skabelonafregnet strøm. NESA ejer derimod landets største forsyningspligtige selskab.

Som anført ovenfor vedr. markedet for timeafregnet strøm medfører fusionen risiko for konkurrencebegrænsninger, fordi ejerne af Elsam, dvs. de jyske netselskaber, også ejer handelsselskaber, der konkurrerer med NESA. Netselskaberne ejer også forsyningspligtige selskaber. Disse selskaber driver samme type virksomhed som NESA's forsyningspligtige selskab.

På grund af de skabelonafregnede kunders begrænsede økonomiske incitament til at skifte leverandør, på grund af de høje kontaktkomkostninger og forbudet mod personlig og telefonisk henvendelse til husholdningskunder samt på grund af 5 % grænsen for forsyningspligtselskabers sideordnede aktiviteter er der ikke nogen væsentlig konkurrence om de skabelonafregnede kunder, og fusionen vil ikke ændre ved dette. NESA's forsyningspligtselskab er således ikke nogen væsentlig potentiel konkurrent til de jyske forsyningspligtselskaber.

Fusionen fører således ikke til, at der skabes eller styrkes en dominerende stilling på markedet for skabelonafregnet strøm.

## Kapitel 9

### En el-model for Danmark

#### 9.1. Resume af resultater

Modellens resultater viser, at fusionen begrænser konkurrencen på engrosmarkedet for handel med el, hvilket vil føre til højere priser på el på engrosmarkedet.

Fusionen mellem Elsam og NESAs fører til, at parterne vil udnytte en større del af det potentiale for indtjening på engrosmarkedet for el, der skabes af forskelle mellem den tyske og norske pris, jf. afsnit 7.1.4. og afsnit 7.1.5.

Modellens beregninger viser, at når de historiske tyske og norske priser lægges til grund, så vil en fuld fusion mellem Elsam og NESAs medføre, at udnyttelsen af potentialet stiger med 8 – 12 pct. point, hvilket svarer til mellem 200 og 300 mio. kr., jf. tabel 9.1. Potentialet er for hvert af de tre år beregnet på baggrund af et samlet potentiale på 2,5 mia. kr., som er gennemsnittet for de tre år, jf. tabel 7.8. i afsnit 7.1.5.

**Tabel 9.1. Virkninger af fusionen på engrosmarkedet for el, hvis prisen i Norge og Tyskland er som i 2001, 2002 og 2003**

	Højere priser i pct.	Større udnyttelse af indtjeningspotentialet	
		I mio. kr.	I pct. point
2001	1 – 2 pct.	100 – 200 mio.kr.	4 – 8 pct. point
2002	3 – 4 pct.	200 – 300 mio.kr.	8 – 12 pct. point
2003	4 – 5 pct.	300 – 400 mio.kr.	12 – 16 pct. point
Gennemsnit	2 – 4 pct.	200 – 300 mio.kr.	8 – 12 pct. point

Kilde: Egne beregninger

En merudnyttelse af potentialet på 8 – 12 pct. point svarer til prisstigninger på engrosprisen på el på ca. 2 – 4 pct.

I beregningerne af effekten af fusionen er det forudsat, at Elsam kan reducere sine marginale omkostninger med X kr./MW, og Energi E2 kan reducere sine marginale omkostninger med X kr./MW. Hvis man ikke forudsætter denne reduktion af marginalomkostningerne, stiger effekten af fusionen med ca. 15 pct. svarende til en større udnyttelse af potentialet på 30-50 mio. kr.

#### 9.2. Indledning

Når det skal vurderes, om en fusion kan tillades efter konkurrencelovens bestemmelser om fusionskontrol, og i givet fald om der er behov for konkurrencefremmende fusionstilsagn, kan det være nyttigt at vurdere, om

priserne på de relevante markeder vil stige. En økonomisk markedsmodel kan give en indikation af, om en fusion giver risiko for prisstigninger.

Konkurrencestyrelsen har god erfaring med brug af økonomiske markedsmodeller. I tre ud af de sidste syv fusioner – hvor fusionsparterne har afgivet tilsagn – har resultaterne fra en økonomisk markedsmodel indgået i vurderingen af fusionen. En økonomisk markedsmodel skal skræddersys til det marked, hvorpå effekten af fusionen skal vurderes. Der har således været tale om forskellige modeller for hver fusion, ligesom der også er lavet en unik model til brug for vurderingen af fusionen mellem Elsam og NESAs.

En markedsmodel, der belyser effekterne af en fusion, kan beskrives som en økonomisk simulation eller approksimation af virkelighedens konkurrencesituation på det relevante marked før og efter fusionen. Groft sagt er virksomhedernes adfærd sat på ligninger i en markedsmodel.

En økonomisk markedsmodel kan ved hjælp af matematik og økonomi bruges til at forudsige udviklingen i priser, mængder og indtjening. Det sker under nogle givne forventninger til den fremtidige markedsstruktur og virksomhedernes adfærd.

Prognosen kan siges at vise de mulige eller potentielle betydninger af fusionen for fremtidens priser, mængder og indtjening på markedet, under forudsætning af at alle andre markedsforhold med betydning for priser, mængder og indtjening - efter fusionen – forbliver uændrede. I praksis er det sidste selvsagt næsten aldrig tilfældet.

Markedsmodellens prognoser viser effekterne på mellemlang sigt, uden at den giver noget svar på, hvor langt et sigt dette er. Desto længere tidshorisonten er, jo flere ændringer i de øvrige markedsforhold vil der normalt ske, og jo større er usikkerheden i prognosen. For at minimere denne usikkerhed mest mulig er markedsmodellen specificeret, så den tager hensyn til de strukturelle ændringer, der forventes at ske på mellemlang sigt på det danske engrosmarked for el.

Elmarkedet er p.t. i en proces, der forventes at føre til andre strukturer på engrosmarkedet for el. Det forventes således, at der på mellemlang sigt er etableret nye kabler såvel internt i Danmark som fra Nordjylland til Norge og fra Sønderjylland til Tyskland. Det betyder nye markedsstrukturer og ændrede konkurrenceforhold uanset om fusionen gennemføres eller ej. Derfor er det i før-fusion-scenariet valgt at beskrive markedet, som det forventes at se ud på mellemlang sigt, jf. kapitel 4.

I fusionen mellem Elsam og NESAs er det først og fremmest relevant med en markedsmodel vedrørende markedet for såkaldt fysisk el (modsat finansiel el) på engrosmarkedet, da det er på dette marked, at konkurrencen begrænses mest. Det skyldes, at Elsam ikke har aktiviteter på detailmarkedet som NESAs



har, men at Elsam med køb af NESA i vid udstrækning får indsigt i og indflydelse på produktion, strategi m.v. i Energi E2, jf. afsnit 7.1.1.

Effekten på de andre dele af elmarkedet, fx markedet for finansielle elprodukter, vil kun være indirekte og afspejle de forhold, der bl.a. gælder på engrosmarkedet for el.

### **9.3. Markedet på mellemlang sigt**

Elmarkedet er under forandring – især liberaliseringen af elmarkedet og en stadig større integration med elmarkeder i andre lande har betydning for den danske elsektor – og dermed betydning for vurderingen af fusionen mellem Elsam og NESA. Det skyldes at ændrede markedsstrukturer, fx bedre mulighed for køb og salg af el til Tyskland og Norge vil påvirke konkurrencesituationen i Danmark og dermed de forudsætninger, der ligger til grund for den konkurrencemæssige vurdering af fusionen.

Der er derfor i modellen forudsat,

- at kapaciteten til Norge bliver udbygget, så den samlede kapacitet fra Nordjylland til Norge og Sverige er 1600 MW
- at kapaciteten på forbindelsen til Tyskland øges til samme niveau som kablet til Norge/Sverige, dvs. 1600 MW.
- der kommer market-splitting på forbindelsen til Tyskland.
- der bygges et storebæltskabel på 600 MW
- de decentrale værker konkurrerer på lige vilkår med andre udbydere af ikke-prioriteret spot-el

Disse forudsætninger er lagt til grund både før og efter fusionen. Alle andre forhold, der kunne være væsentlige for vurderingen af fusionens effekt anses for at være uændrede i forhold til i dag.

Fusionen mellem de to virksomheder vil øge koncentrationen - og mindske konkurrencen - på det danske engrosmarked for el. Den afgørende konkurrencebegrænsning som følge af fusionen er, at Elsam får indflydelse på beslutningerne i Energi E2, som NESA ejer 36 pct. af.

Konkurrencebegrænsningen har betydning for både kontrakter om levering af el og for el handlet på spotmarkedet. Priserne i kontrakterne om levering af el afspejler priserne på spotmarked, da en kontrakt kan erstattes af en række finansielle kontrakter samt køb på spotmarkedet. De finansielle kontrakter er især styret af eksogene faktorer – dvs. faktorer, som markedets aktører ikke kan påvirke og som sjældent kan forudsiges. I markedsmodellen betragtes al handel med el derfor som spothandel.

Elsam har kritiseret denne forenkling, og peger på, at når Elsam sælger el på finansielle fastpriskontrakter, giver det Elsam incitament til at presse spotprisen ned. Det skyldes, at den finansielle afregning sker i forhold til

prisen på spotmarkedet. Hvis der er en høj pris på spotmarkedet, skal Elsam betale differencen til køberen af den finansielle kontrakt. Det vil derfor i denne situation være en fordel for Elsam, hvis der er en lav spotpris, hvilket Elsam kan påvirke ved at melde en lav udbudskurve ind på Nord Pool.

Et argument, der taler mod Elsams kritik er, at der på Nord Pool er et finansielt marked, hvor Elsam kan afdække sine finansielle forretninger. Et andet argument er, at Elsam ved finansiell handel også kan have et incitament til at lægge sig op af den højeste af nabopriserne. Fx ved at Elsam selv køber finansielle kontrakter. Det er således Elsams nettoposition, der er afgørende for, om Elsam har et incitament til at påvirke prisen i opadgående eller nedadgående retningen. Elsam har oplyst, at deres nettoposition typisk er som nettosælgere.

Ifølge ovenstående har Elsam – når de er nettosælgere – et incitament til at indmelde en udbudskurve på Nord Pool, der giver priser, der ligger op af den laveste af priserne i nabolandene. Der er imidlertid ikke noget, der tyder på, at incitamentet er særlig stærkt. De sidste tre år har prisen på engros-el i Vestdanmark således ligget tættere på den højeste end den laveste af nabopriserne.

Elsam har yderligere i sin kritik antydnet, at modellen ikke tager hensyn til, at Elsam er udsat for konkurrence fra vindbaseret elproduktion, decentrale kraftvarmeværker og import via udlandskabler. Især i perioder med lavt forbrug kan forbruget dækkes af leverancer fra andre end Elsam.

I alle de scenarier som modellen belyser, kan det danske el-forbrug dækkes af andre elproducenter end Elsam og Energi E2. Fx er der i modellen – som det forventes på mellemlang sigt – forudsat, at den samlede importmulighed fra udlandet til Danmark er på 3200 MW, hvilket i de fleste perioder kan dække hele forbruget i Vestdanmark.

#### **9.4. El-model**

Modellen beskriver den adfærd, de danske aktører har på spotmarkedet for el. Danmark fungerer som transitland for el. Dvs. når der er høje priser på el i Norge/Sverige og lave priser i Tyskland, vil der være nordgående trafik i elkablerne, mens strømmen vil vende, hvis det er de tyske priser, der er høje, og de norsk/svenske priser der er lave.

Som hovedregel vil de danske priser ligge i spændet mellem de tyske priser og de norsk/svenske priser. Spørgsmålet er, hvor i dette prisspænd de danske priser vil befinde sig før og efter fusionen. Det kan en markedsmodel være med til at give svaret på.

Modellen er opbygget af to dele: En modelkerne og et udlandsmodul.

Ideen med at dele modellen op i en modelkerne og et udlandsmodul er inspireret af Nord Pool, der opererer med samme princip. Når Nord Pool skal finde ligevægtsprisen beregnes først – på baggrund af de indmeldte udbuds- og efterspørgselskurver – ligevægtsprisen i de enkelte prisområder. Herefter beregnes, hvor stor en mængde, der skal sendes gennem kablerne, for enten priserne bliver ens i prisområderne, eller kablet er fuldt udnyttet. Samme princip bruges i denne model af el-markedet.

I modelkernen fokuseres primært på det danske marked. I modelkernen ses der på, hvordan fusionen påvirker et dansk engrosmarked for el, når de danske producenter ikke kan påvirke den mængde, der importeres eller eksporteres via de elektriske forbindelser til Norge, Sverige og Tyskland. I modelkernen betragtes import og eksport altså som eksogene størrelser.

Første trin i modellen er altså at beregne, hvad de danske priser vil være før og efter fusionen, givet der importeres eller eksporteres en eksogen mængde el via de elektriske forbindelser til Norge, Sverige og Tyskland. Denne del af modellen skal betragtes som en mellemregning, da det endelige resultat naturligvis skal tage hensyn til mulighederne for import og eksport til nabolandene.

I udlandsmodulet ses der på, hvordan de elproducerende virksomheder vil prisfastsætte el før og efter fusionen, når import og eksport af el afhænger af prisen på det danske marked, og dermed af de danske producenters adfærd. Der ses altså på, hvilke priser der kommer til at gælde i Vestdanmark og Østdanmark – før og efter fusionen – når strømmen flyder den vej, hvor priserne er højest.

## Model-kerne

### Efterspørgsel

Den samlede efterspørgsel i hhv. Øst- og Vestdanmark afhænger af prisen. Især på længere sigt vil der være en sammenhæng mellem prisen på el og efterspørgslen. Det vil dog være en noget begrænset sammenhæng. Efterspørgslen er altså ikke så prisafhængig som produkter på de fleste andre markeder, hvor der typisk er bedre substitutionsmuligheder.

Substitutionsmulighederne er små, når det gælder el. Typisk vil alternativet til køb af el være investering i eget elproducerende anlæg eller skift til andre energiformer.

I Eltras MARS-model er den samlede elasticitet fastsat til -0,1. Dvs. at en prisstigning på 10 pct. vil mindske efterspørgslen med 1 pct. ECON, der er en norsk konsulentvirksomhed med speciale i elmarkedet, har tidligere opereret med elasticiteter på mellem -0,2 og -0,3 for det danske marked.<sup>65</sup>

---

<sup>65</sup> Econ ”Storebæltsforbindelsen og markedsmagt i dansk kraftsektor” rapport 14/2000.

I markedsmodellen til vurdering af fusionen mellem Elsam og NESA er lagt til grund, at efterspørgslen efter el er lineær, og at efterspørgslen ved en pris på 200 kr./MWh har en elasticitet på  $-0,1$ . Hvis prisen er højere end 200 kr./MWh, er elasticiteten større (fx  $-0,2$ ), og omvendt hvis prisen er under 200 kr./MWh. Prisen på de 200 kr./MWh er valgt ud fra det prisniveau, der har været fra 2001-2003.

Det er valgt at bruge en lineær funktion, til at beskrive efterspørgslen efter el. Det hænger bl.a. sammen med, at lineære efterspørgselsfunktioner giver et underkantsskøn for fusionen.<sup>66</sup>

Efterspørgslen i Vestdanmark har formen:

$$Q_1 = A - a \cdot P_1 + q_{X12} + q_{X1u}$$

Variablen  $q_{X12}$  er eksport fra Vestdanmark (område 1) til Østdanmark (område 2). Variablen  $q_{X1u}$  er eksport fra Vestdanmark til udlandet, dvs. eksport til Norge, Sverige og Tyskland, således at  $q_{X1u} = q_{X1N} + q_{X1S} + q_{X1T}$ .

Tilsvarende er efterspørgslen i Østdanmark:

$$Q_2 = B - b \cdot P_2 - q_{X21} - q_{X2u}$$

I modellen skelnes i første omgang mellem eksport og import, i modsætning til alene at se på den nettohandel, der sker over grænserne. Grunden til dette er, at import og eksport indgår forskelligt i prisdannelsen på Nord Pool, hvor eksport lægges til efterspørgslen i det eksporterende land, mens import lægges til udbuddet i det importerende land. Det vil dog senere i kapitlet (i afsnit 9.4.2.) fremgå, at det er tilstrækkeligt i denne markedsmodel at korrigere efterspørgslen for nettohandlen. Men i første omgang holdes import og eksport som sagt adskilt.

I modellen er al elproduktion fra vindmøller eksogen. Den indenlandske efterspørgsel i modellen kan altså sidestilles med dansk efterspørgsel efter el fratrukket dansk elproduktion fra vindmøller.

Elsam har påpeget, at både forbrug og vind svinger mere i virkelighedens verden, end det er formuleret i modellen.

Den vindbaserede elproduktion indgår i modellen ved at se på forskellige scenarier for efterspørgsel efter el i Danmark. Både forbruget og den vindbaserede elproduktion indgår som gennemsnitsbetragtninger. Dvs, at der ikke ses på nogle ekstreme tilfælde med meget høj eller meget lav

---

<sup>66</sup> Se fx Lars Mathiesen ”Numerisk modellering av markeder med differensierte produkter” SNF-rapport 11/00, marts 2000.

elproduktion fra vindmøller. Det er ensbetydende med, at der ikke ses på situationer, hvor Elsam/E2 har meget lille eller meget stor mulighed for at udnytte sin markedsmagt alene som følge af den vindbaserede elproduktion.

### **Omkostninger**

Det antages i modellen, at virksomhedernes omkostninger kan beskrives med en kvadratisk funktion, og dermed at elproducenternes marginalomkostninger i modellen er lineært stigende.

Virksomhed i's samlede omkostninger og marginalomkostninger er givet ved:

$$C_i(q_i) = C_i + D_i \cdot q_i + e_i \cdot q_i^2 \qquad MC_i(q_i) = D_i + 2 \cdot e_i \cdot q_i$$

$C_i$ ,  $D_i$  og  $e_i$  er parametre, mens  $q_i$  er den mængde i MWh som virksomhed i afsætter i den relevante time.

Elsam har kritiseret den funktionsform, som er lagt til grund for marginalomkostningerne. Herunder, at funktionsformen ikke tager hensyn til marginalomkostningerne ved "bunden produktion" samt start- og stopomkostninger. Funktionen for marginalomkostningerne er imidlertid udledt på baggrund af de oplysninger, som Konkurrencestyrelsen har fået fra Elsam om marginalomkostninger for de enkelte værker.

### **To prisområder**

I modelkernen indgår to prisområder, nemlig Øst- og Vestdanmark. I Vestdanmark sælges el til prisen  $P_1$ , mens el i Østdanmark sælges til prisen  $P_2$ .

I Vestdanmark er Elsam langt den største udbyder af el på engrosmarkedet. Der er desuden en række decentral kraftværker, der på mellemlang sigt vil udbyde el på markedsvilkår på engrosmarkedet.

Det er usikkert, om udbuddet af el fra de decentrale kraftvarmeværker vil ske som ét samlet udbud, eller der vil komme flere udbydere af el produceret på de decentrale kraftvarmeværker. Hvis udbuddet sker som et samlet udbud i Vestdanmark, vil Elsam (bortset fra den vindbaserede elproduktion) stå over for én vstdansk konkurrent. Hvis udbuddet af el fra de decentrale kraftvarmeværker er på flere hænder, vil Elsam stå over for flere – men mindre konkurrenter. Det samme gør sig gældende for Energi E2 i Østdanmark.

Det forventes, at der vil være to udbydere af el fra decentrale kraftvarmeværker i Østdanmark og to udbydere i Vestdanmark. Det begrænsede antal af udbydere af el fra decentrale kraftvarmeværker hænger sammen med, at det kræver en vis størrelse, før det er rentabelt at udbyde el fra disse værker.

Stordriftsfordelene viser sig bl.a. ved store omkostninger til døgnbemanding af vagtcentral. Vagtcentralen er nødvendig uanset, om der bliver produceret meget eller lidt. Når der er flere enheder at fordele samme mængde omkostningerne på, bliver det billigere pr. enhed, når virksomheden er stor.

Der er også fordele ved at være en stor virksomhed, når det gælder risiko for nedlukning af flere anlæg på samme tid, fx som følge af lynnedslag. Hvis man har anlæg i flere regioner, og disse ikke er ramt af lynnedslag på samme tidspunkt, vil det være muligt at lukke værkerne ned successivt og stadig samlet set være i stand til at producere en konstant mængde el.

Det er usikkert, hvor lang tid der går, før hele elproduktionen fra de decentrale kraftværker bliver udbudt på markedsvilkår. Dog vurderer Foreningen Danske Kraftvarmeværker, at al produceret el fra de decentrale kraftværker på mellemlang sigt sælges som markedsel. Det samme er antaget i modellen. Det er med andre ord antaget, at Elsam møder konkurrence fra hele elproduktionen hos de decentrale kraftværker i Vestdanmark.

### **El-producenternes strategiske adfærd**

Virksomhederne byder udbudskurver ind på spotmarkedet. Udbudskurverne forventes at have samme funktionsform som marginalomkostningerne. Valget for den enkelte virksomhed består i at fastlægge, på hvilket niveau denne udbudskurve skal ligge.

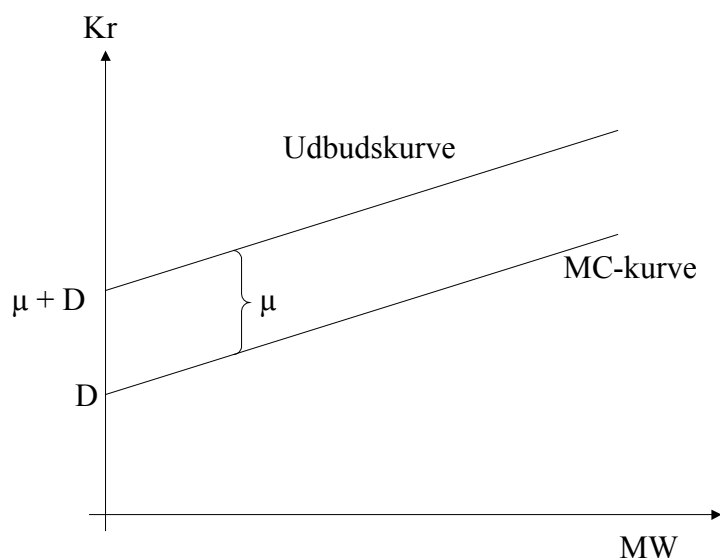
Udbudskurven for virksomhed  $i$  har formen:

$$\begin{aligned} P_1 &= \mu_i + MC_i(q_i), & i &\in \{El, D11, D12\} \\ P_2 &= \mu_j + MC_j(q_j), & j &\in \{E2, D21, D22\} \end{aligned}$$

Det er parameteren  $\mu_i$ , der bestemmer på hvilket niveau udbudskurven ligger.  $P_1$  er den pris, som udbyderne i Vestdanmark (område 1) ønsker for 1 MWh. Udbyderne i Vestdanmark er Elsam (El) og de decentrale kraftværker i det jyske/fynske område (D11 og D12).

Tilsvarende er  $P_2$  er den pris, som udbyderne i Østdanmark (område 2) ønsker for 1 MWh, mens udbyderne i Østdanmark er Energi E2 (E2) og de decentrale kraftværker på Sjælland (D21 og D22).

Denne funktionsform er ensbetydende med, at der uanset størrelsen af  $q_i$  er samme afstand mellem virksomhedens udbudskurve og MC-kurven, jf. figur 9.1.

**Figur 9.1. Sammenhæng mellem marginalomkostninger og udbud**

Formen på el-producenternes udbudskurve har betydning for resultaterne i modellen. Det skyldes, at formen på udbudskurven spiller ind i valget af det optimale  $\mu$ . Og valget af det optimale  $\mu$  har effekt for prisen på markedet.

I forbindelse med fusionsanalyse findes der en tommelfingerregel, der siger, at en fusion vil føre til størst prisstigning på markeder, hvor virksomhederne gør brug af strategier, der fører til lave priser før fusionen.

Den strategi, som el-producenterne gør brug af i markedsmodellen ( $P = \mu + mc(q)$ ) vil umiddelbart føre til relativt lave priser i forhold til fx en strategi, der gør det muligt at påvirke hældningen på udbudskurven, fx en strategi som  $P = \mu * mc(q)$ . Følger man den nævnte tommelfingerregel, skulle el-producenternes strategier i markedsmodellen medføre en tendens til lave priser i før-fusions-scenariet og dermed en risiko for at overvurdere effekten af fusionen.

Man skal dog bemærke, at der er tale om en tommelfingerregel, og denne regel netop ikke lader til at gælde i dette tilfælde, jf. boks 9.1.

### Boks 9.1. Eksempel på konsekvens af to forskellige strategier

I dette eksempel ses der på, hvad der sker med priserne på markedet, når antallet af virksomheder på markedet reduceres fra tre til to.

Efterspørgslen er  $D(P) = 1000 - 0,5*Q$ , mens de samlede omkostninger er  $100*q + 0,05*q^2$ , for hver af virksomhederne. Hver af de tre virksomheder fastsætter et  $\mu$ , der givet de andres valg af  $\mu$ , maksimerer virksomhedens indtjening.

I eksemplet ses på to scenarier. I det første bruger virksomhederne strategi I, mens de bruger strategi II i det andet scenario.

Strategi I:  $P = \mu + mc(q)$

Strategi II:  $P = \mu * mc(q)$

Hvis virksomhederne følger strategi I og antallet af virksomheder reduceres fra tre til to, vil prisen på markedet stige fra 123 kr. til 146 kr. Det er stigning i prisen på 18 pct.

Hvis virksomhederne følger strategi II og antallet af virksomheder reduceres fra tre til to, vil prisen på markedet stige fra 124 kr. til 151 kr. Prisen stiger altså med 22 pct., som følge af fusionen.

Set fra en analytisk vinkel giver strategierne  $P = \mu + mc(q)$  i forhold til strategierne  $P = \mu * mc(q)$  i dette eksempel et underkantsskøn af fusionens virkning.

På Nord Pool er der næsten ingen begrænsninger for, hvordan udbudsfunktionerne kan se ud. Især er der mulighed for både meget flade og meget stejle udbudsfunktioner. Erfaringen fra Nord Pool er dog, at indmeldingerne (udbudsfunktionerne) typisk er relativt flade kurver frem til grænsen for produktionskapaciteten, hvorefter kurven stiger stejlt til maksimumsprisen (p.t. 16.000 NOK).

Set fra en empirisk vinkel er det altså mest korrekt at bruge udbudsfunktioner, der er flade, og dermed af formen  $P = \mu + mc(q)$ .

### Markedskryds

Markedsprisen (ligevægtsprisen) bestemmes ud fra det samlede udbud ( $Q$ ) og den samlede efterspørgsel ( $E$ ) i hvert af de to prisområder. Den pris, som netop får efterspørgsel på spotmarkedet til at være lig udbud, kaldes markedsprisen, og det er den pris, som kunderne kan købe engros-el til og sælgerne sælge til.



Det samlede udbud fra alle udbydere fås ved at lægge virksomhedernes udbudskurver sammen. Til den samlede udbudte mængde skal lægges den mængde, der importeres fra andre prisområder.

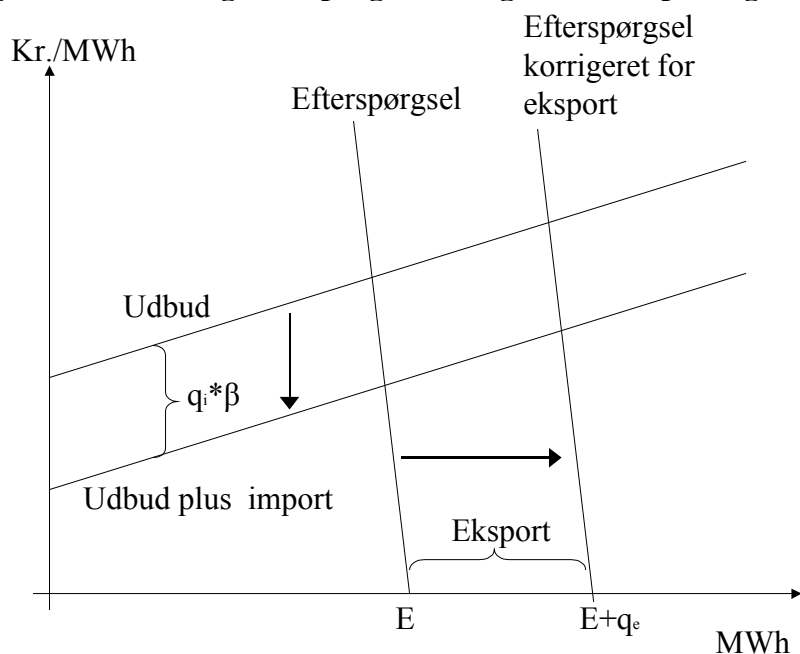
$$Q_1 = \sum_{i \in \{E1, D11, D12\}} \frac{P - \mu_i - D_i}{2e_i} + q_{I12} + q_{I1u}$$

$$Q_2 = \sum_{i \in \{E2, D21, D22\}} \frac{P - \mu_j - D_j}{2e_j} + q_{I21} + q_{I2u}$$

$Q_{I12}$  er den importerede mængde af el fra Østdanmark (område 2) til Vestdanmark (område 1). Omvendt er  $q_{I21}$  den importerede mængde af el fra Vest- til Østdanmark. Importen fra Vestdanmark til Østdanmark tilsvare den mængde, der eksporteres til Vestdanmark fra Østdanmark ( $q_{X21}$ ).

Variablene  $q_{I1u}$  og  $q_{I2u}$  er den importerede mængde el fra udlandet til hhv. Vestdanmark og Østdanmark. I første omgang betragtes disse værdier som eksogene. Variablen  $q_{I1u}$  er lig summen af import fra Sverige, Norge og Tyskland ( $q_{I1S} + q_{I1N} + q_{I1T}$ ), mens Variablen  $q_{I2u}$  er lig summen af import fra Sverige og Tyskland ( $q_{I2S} + q_{I2T}$ ) til Østdanmark.

Grunden til, at der skelnes mellem import og eksport – og dermed ikke alene fokuseres på nettohandlen – er som tidligere nævnt, at import og eksport indgår forskelligt i prisdannelsen på Nord Pool. Mens import lægges til den udbudte mængde, lægges eksport fra fx Vestdanmark lagt til den samlede efterspørgsel i Vestdanmark, jf. figur 9.2, hvor parameteren  $\beta$  er hældningen på udbudskurven. Udbudskurven rykker altså mod højre – svarende til den importerede mængde. Det svarer til, at kurven rykker ned med hældningen gange den importerede mængde. Efterspørgslen rykker til højre med samme størrelse som den eksporterede mængde.

**Figur 9.2. Udbud og efterspørgsel korrigeret for import og eksport**

I modelkernen indgår kun udveksling mellem Øst- og Vestdanmark. Udveksling på udlandsforbindelserne indgår i et ekstra modul til modellen. Dette er beskrevet i afsnit 9.4.2.

Den samlede efterspørgsel i hvert af de to prisområder tillægges den mængde, der eksporteres til det andet indenlandske prisområde. Markedsligevægten – og dermed ligevægtsprisen – kan nu findes ved:

$$E_1 + q_{x12} + q_{x1u} = A - aP_1 + q_{x12} + q_{x1u} = Q_1 = \sum_{i \in \{E1, D11, D12\}} \frac{P_1 - \mu_i - D_i}{2e_i} + q_{I12} + q_{I1u}$$

$$E_2 + q_{x21} + q_{x2u} = B - bP_2 + q_{x21} + q_{x2u} = Q_2 = \sum_{j \in \{E2, D21, D22\}} \frac{P_2 - \mu_j - D_j}{2e_j} + q_{I21} + q_{I2u}$$

Det giver ligevægtspriserne:

$$P_1 = \frac{2A + 2(q_{x12} - q_{I12}) + 2(q_{x1u} - q_{I1u}) + \alpha_1 + \alpha_{21} + \alpha_{22}}{\gamma_1}$$

$$P_2 = \frac{2B + 2(q_{x21} - q_{I21}) + 2(q_{x2u} - q_{I2u}) + \alpha_3 + \alpha_{41} + \alpha_{42}}{\gamma_2}$$

Hvor

$$\alpha_1 = \frac{\mu_{E1} + D_{E1}}{e_{E1}} \quad \alpha_{21} = \frac{\mu_{D11} + D_{D11}}{e_{D11}} \quad \alpha_{22} = \frac{\mu_{D12} + D_{D12}}{e_{D12}}$$

$$\alpha_3 = \frac{\mu_{E2} + D_{E2}}{e_{E2}} \quad \alpha_{41} = \frac{\mu_{D21} + D_{D21}}{e_{D21}} \quad \alpha_{42} = \frac{\mu_{D22} + D_{D22}}{e_{D22}}$$

$$\gamma_1 = 2a + \frac{1}{e_{E1}} + \frac{1}{e_{D11}} + \frac{1}{e_{D12}} \quad \gamma_2 = 2b + \frac{1}{e_{E2}} + \frac{1}{e_{D21}} + \frac{1}{e_{D22}}$$

Flow'et på kablet (X) fra Øst- til Vestdanmark er lig eksport fra Øst- til Vestdanmark minus import fra Vest- til Østdanmark.

$$X = q_{x21} - q_{l21} = q_{l12} - q_{x12}$$

Det er på baggrund af de to udtryk for priserne i Øst- og Vestdanmark muligt at beregne, hvor stor udveksling der vil være mellem Øst- og Vestdanmark, når kapaciteten på kablet er 600 MW:

Udveksling fra Øst- til Vestdanmark = Maks(-600, Min(600, X))

$$X = \frac{\gamma_2(2A + \alpha_1 + \alpha_{21} + \alpha_{22}) - \gamma_1(2B + \alpha_3 + \alpha_{41} + \alpha_{42}) - 2\gamma_2 NI_{1u} + 2\gamma_1 NI_{2u}}{2(\gamma_1 + \gamma_2)}$$

$NI_{1u}$  = Nettoimport fra udland til Vestdanmark ( $q_{l1S} - q_{x1S} + q_{l1N} - q_{x1N} + q_{l1T} - q_{x1T}$ )

$NI_{2u}$  = Nettoimport fra udland til Østdanmark ( $q_{l2S} - q_{x2S} + q_{l2T} - q_{x2T}$ )

### Elproducenternes valg af niveau for udbudsfuktion

Modellen gør to grundlæggende antagelser for virksomhedernes adfærd.

For det første antages, at virksomhedernes handling består i at fastlægge på hvilket niveau, deres udbudskurve skal være. Dvs. til hvilke priser de vil udbyde hvilken mængde.

For det andet lægges til grund, at virksomhederne maksimerer deres dækningsbidrag. Det gør de ved at vælge et niveau for deres udbudskurve, så de – givet konkurrenternes valg af udbud – opnår størst muligt dækningsbidrag. Dette svarer til en såkaldt Nash-ligevægt i et en-periode-spil, hvilket er ensbetydende med en antagelse om, at virksomhederne har mulighed for strategisk adfærd men ikke koordinerer deres adfærd med

konkurrenterne – hverken før eller efter fusionen. Det er altså et såkaldt non-cooperative-spil.

Elproducenternes strategi består i, at de hver især fastsætter  $\mu$ , så de får det størst mulige dækningsbidrag. Det skal imidlertid ske under bibetingelse af, at produktion og transmission sker inden for de relevante kapaciteter ( $K_i$ ).

Det skal endnu en gang bemærkes, at i denne del af modellen er flow'et via udlandskablerne en eksogen størrelse. Men det rettes der op på i udlandsmodulet, jf. afsnit 9.4.2.

Virksomhed  $i$  skal altså fastsætte sin strategiske parameter  $\mu_i$ , så det maksimere dækningsbidraget under bibetingelse af, at den afsatte mængde er mindre end eller lig kapaciteten. Det giver for virksomhed  $i$  følgende maksimeringsproblem:

$$\underset{\mu_i}{\text{Max}} \Pi_i = P_1 * q_i - C_i(q_i) \quad \text{for } i \in \{E1, D11, D12\}$$

Under bibetingelse af  $q_i \leq K_i$

$$\underset{\mu_j}{\text{Max}} \Pi_j = P_2 * q_j - C_j(q_j) \quad \text{for } j \in \{E2, D21, D22\}$$

Under bibetingelse af  $q_j \leq K_j$

Disse maksimeringsproblemer giver tilhørende Lagrangefunktioner:

$$\underset{\mu_i, \lambda_i}{\text{Max}} L_i = \Pi_i - \lambda_i (K_i - q_i)$$

for  $i \in \{E1, D11, D12\}$

$$\underset{\mu_j, \lambda_j}{\text{Max}} L_j = \Pi_j - \lambda_j (K_j - q_j)$$

for  $j \in \{E2, D21, D22\}$

Førsteordensbetingelsen for virksomhederne på det vstdanske marked bliver:

$$\frac{\partial L_i}{\partial \mu_i} = \frac{\partial P_1}{\partial \mu_i} * q_i + P_1 * \frac{\partial q_i}{\partial \mu_i} - \frac{\partial C_i}{\partial q_i} \frac{\partial q_i}{\partial \mu_i} + \lambda_i * \frac{\partial q_i}{\partial \mu_i} = 0$$

Og for virksomhederne på det østdanske marked:

$$\frac{\partial L_j}{\partial \mu_j} = \frac{\partial P_2}{\partial \mu_j} * q_j + P_2 * \frac{\partial q_j}{\partial \mu_j} - \frac{\partial C_j}{\partial q_j} \frac{\partial q_j}{\partial \mu_j} + \lambda_j * \frac{\partial q_j}{\partial \mu_j} = 0$$

Det er muligt at finde en løsning (enten ved hårdt manuelt regnearbejde eller ved brug af et matematikprogram fx Mathematica) til disse førsteordensbetingelser, men det er meget lange udtryk, som ikke er gengivet her. Man kan også vælge at iterere sig frem til ligevægten.

Efter fusionen vil de fusionerende parters maksimeringsproblem ændre sig til:

$$\underset{\mu_{E1}, \mu_{E2}}{\text{Max}} \Pi_F = P_1 * q_{E1} - C_{E1}(q_{E1}) + P_2 * q_{E2} - C_{E2}(q_{E2})$$

Under bibetingelse af  $q_{E1} \leq K_{E1}$  og  $q_{E2} \leq K_{E2}$

Det giver den tilhørende Lagrangefunktion:

$$\underset{\mu_{E1}, \mu_{E2}}{\text{Max}} L_F = \Pi_i + \Pi_j - \lambda_i(K_i - q_i) - \lambda_j(K_j - q_j)$$

Førsteordensbetingelserne for den fusionerede virksomhed bliver:

$$\frac{\partial L_F}{\partial \mu_{E1}} = \frac{\partial P_1}{\partial \mu_{E1}} q_{E1} + P_1 \frac{\partial q_{E1}}{\partial \mu_{E1}} - \frac{\partial C_{E1}}{\partial q_{E1}} \frac{\partial q_{E1}}{\partial \mu_{E1}} + \frac{\partial P_2}{\partial \mu_{E1}} + \frac{\partial q_{E2}}{\partial \mu_{E1}} - \frac{\partial C_{E2}}{\partial q_{E2}} \frac{\partial q_{E2}}{\partial \mu_{E1}} + \lambda_{E1} \frac{\partial q_{E1}}{\partial \mu_{E1}} + \lambda_{E2} \frac{\partial q_{E2}}{\partial \mu_{E1}} = 0$$

Under bibetingelse af, at

$$\lambda_{E1} \geq 0 \text{ og } (K_{E1} - q_{E1}) \geq 0 \text{ og } \lambda_{E1} * (K_{E1} - q_{E1}) = 0$$

$$\lambda_{E2} \geq 0 \text{ og } (K_{E2} - q_{E2}) \geq 0 \text{ og } \lambda_{E2} * (K_{E2} - q_{E2}) = 0$$

$$\frac{\partial L_F}{\partial \mu_{E2}} = \frac{\partial P_2}{\partial \mu_{E2}} q_{E2} + P_2 \frac{\partial q_{E2}}{\partial \mu_{E2}} - \frac{\partial C_{E2}}{\partial q_{E2}} \frac{\partial q_{E2}}{\partial \mu_{E2}} + \frac{\partial P_1}{\partial \mu_{E2}} + \frac{\partial q_{E1}}{\partial \mu_{E2}} - \frac{\partial C_{E1}}{\partial q_{E1}} \frac{\partial q_{E1}}{\partial \mu_{E2}} + \lambda_{E2} \frac{\partial q_{E2}}{\partial \mu_{E2}} + \lambda_{E1} \frac{\partial q_{E1}}{\partial \mu_{E2}} = 0$$

Under bibetingelse af, at

$$\lambda_{E1} \geq 0 \text{ og } (K_{E1} - q_{E1}) \geq 0 \text{ og } \lambda_{E1} * (K_{E1} - q_{E1}) = 0$$

$$\lambda_{E2} \geq 0 \text{ og } (K_{E2} - q_{E2}) \geq 0 \text{ og } \lambda_{E2} * (K_{E2} - q_{E2}) = 0$$

De ekstra led i førsteordensbetingelsen betyder, at en virksomhed vil tage hensyn til, at et øget  $\mu$  vil øge indtjeningen hos fusionspartneren. Det er ensbetydende med at Elsam og Energi E2 vil vælge et større  $\mu$  efter fusionen end før fusionen, og dermed at udbudskurven rykker op. Det får også den samlede udbudskurven til at rykke opad, hvilket resulterer i en højere pris.

### Udlandsmodul

Hvis de vestdanske priser på engros-el viser sig at være højere end priserne i Norge/Sverige, vil Nord Pool udligne forskellen ved at sende el fra Norge/Sverige til Vestdanmark. Effekten vil være, at der kommer et større udbud af billigere el, hvormed prisen falder. Nord Pool sender præcis så

meget el igennem, så enten prisen i fx Vestdanmark er ens med Norge/Sverige eller til kapacitetsgrænsen er nået.

Det er antaget, at det samme princip gælder for forbindelserne til Tyskland – både fra Vestdanmark og fra Østdanmark.

Kapaciteterne på udlandsforbindelserne er jf. kapitel 4:

1600 MW mellem Vestdanmark og Norge/Sverige

1600 MW mellem Vestdanmark og Tyskland

550 MW mellem Østdanmark og Tyskland

1700 MW eksport fra Østdanmark til Sverige

1300 MW import fra Sverige til Østdanmark

I modellens udlandsmodul sker fastlæggelsen af udvekslingen med Norge, Sverige og Tyskland ved at øge eller reducere efterspørgslen i det relevante danske prisområde. Undtagen i ekstreme tilfælde betyder de elektriske forbindelser til udlandet, at prisen på engros-el i hhv. Øst- og Vestdanmark ligger i spændet mellem den norske/svenske pris på den ene side og den tyske pris på den anden side.

I modellen vil altid gælde, at der enten er fuld udnyttelse af kapaciteten på et kabel mellem to prisområder, eller at priserne i de to områder er ens. På kablet mellem Vestdanmark og Tyskland vil således gælde, at  $(K_{VT} - \text{Flow}_{VT}) \cdot (P_D - P_1) = 0$ . Dvs. enten er flow'et på kablet mellem Tyskland og Vestdanmark ( $\text{Flow}_{VT}$ ) det samme som kapaciteten på kablet ( $K_{VT}$ ) eller også er prisen i Vestdanmark ( $P_1$ ) den samme som i Tyskland ( $P_D$ ). Samme betingelse gælder for de øvrige kabler. Flow'et på kablerne bestemmes symmetrisk i modellen.

Ser man på de formler for priser i Vestdanmark og Østdanmark vi kom frem til i afsnit 9.4.1.,

$$P_1 = \frac{2A + 2(q_{x12} - q_{I12}) + 2(q_{x1u} - q_{I1u}) + \alpha_1 + \alpha_{21} + \alpha_{22}}{\gamma_1}$$

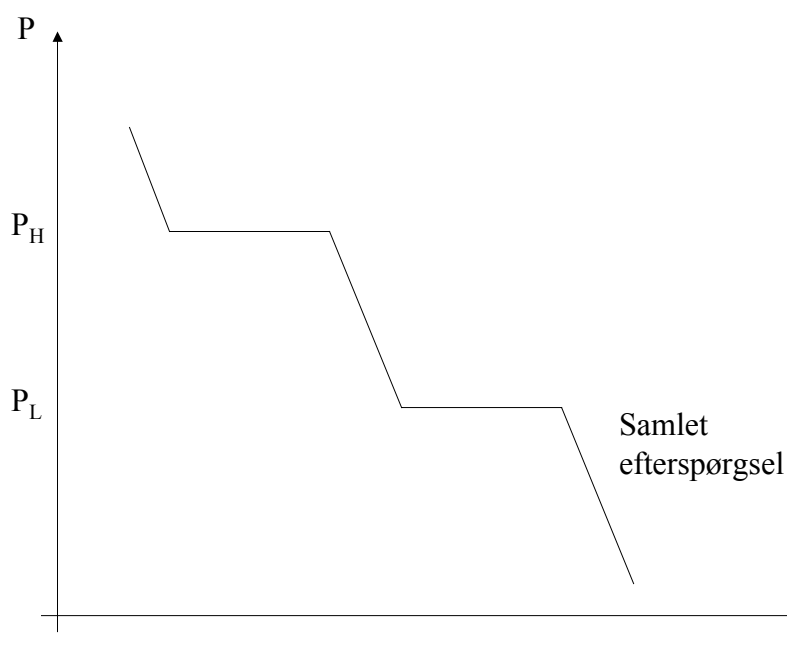
$$P_2 = \frac{2B + 2(q_{x21} - q_{I21}) + 2(q_{x2u} - q_{I2u}) + \alpha_3 + \alpha_{41} + \alpha_{42}}{\gamma_2}$$

kan man se, at eksport og import til og fra udlandet indgår i prisformlen, som et samlet udtryk for nettoeksporten. Det fremgår yderligere af prisformlerne, at nettoeksporten indgår på samme måde, som konstantledet i efterspørgselsfunktionerne (hhv. A og B). Modellen vil altså give samme resultat, hvis nettoeksporten fra starten indgik i efterspørgselsfunktionen og ikke opdelt i import (i udbudsfunktionen) og eksport (i

efterspørgselsfunktionen). Denne egenskab vil vi gøre brug af, når vi skal finde ligevægte i udlandsmodulet.

Ved el-producenternes valg af  $\mu$  tager de hensyn til mulighederne for import og eksport. Den efterspørgselskurve, som producenterne står over for knækker ved de priser, der gælder i nabolandene, jf. figur 9.3. Figuren er en smule forenklet i forhold til den faktiske efterspørgsel, producenterne vil stå over for, da den ikke viser det knæk, der opstår som følge af Storebæltsforbindelsen. Dette er dog taget højde for i modellen.

**Figur 9.3. Efterspørgsel efter danske produceret el**



Note:  $P_H$  og  $P_L$  er de af priserne i nabolandene, der er hhv. højest og lavest.

For at finde alle Nash-ligevægte i modellen skal man undersøge for Nash-ligevægte på de fem liniestykker i figur 9.3 hver især. Herefter skal Nash-ligevægtene sammenlignes og den, der giver den største indtjening er den gældende ligevægt.

### 9.5. Oplysninger om efterspørgsel, priser, kapaciteter og omkostning

Der er i modellen gjort en række antagelser om markedets funktion, men for at finde nogle konkrete resultater er det yderligere nødvendigt at have nogle konkrete forventninger til den samlede efterspørgsel i hhv. Øst- og Vestdanmark, størrelsen af elproducenternes omkostninger, kapaciteter og priser i nabolandene.

## Efterspørgsel

For både Øst- og Vestdanmark belyses tre forskellige situationer, hvor efterspørgslen er lav, mellemstor og høj. Efterspørgslen har et vist stokastisk element, der bl.a. skyldes, at det ikke fuldt ud er muligt at forudsige den samlede efterspørgsel time for time. Prognoser for den samlede elproduktion fra vindmøller og den samlede efterspørgsel i hhv. Øst- og Vestdanmark er i denne sammenhæng et vigtigt element i de elproducerende virksomheders tilrettelæggelse af de bud, der meldes ind til Nord Pool, og efterfølgende den samlede produktion.

I 2003 var den samlede efterspørgsel efter el i Vestdanmark i gennemsnit omkring 2.450 MWh/h. I Østdanmark er den gennemsnitlige efterspørgsel lavere, nemlig lidt over 1.600 MWh/h.

For at beskrive flest mulige situationer på markedet ses der på tre efterspørgselsscenarier for hhv. Øst- og Vestdanmark, jf. tabel 9.2, hvor efterspørgselsparametrene B og b henviser til efterspørgselsfunktionen for Østdanmark:  $Q_2 = B - b \cdot P_2$ . Den tilsvarende efterspørgselsfunktion for Vestdanmark er:  $Q_1 = A - a \cdot P_1$ .

**Tabel 9.2: Efterspørgselsparametre i Øst- og Vestdanmark**

Efterspørgsel i Østdanmark				Efterspørgsel i Vestdanmark			
	Lav	Mellemstor	Høj		Lav	Mellemstor	Høj
B	990	1.540	2.090	A	1.540	2.880	3.740
b	0,45	0,7	0,95	a	0,7	1,2	1,7

Som tidligere nævnt er elasticiteten for efterspørgslen  $-0,1$  for en pris på 200 kr./MWh. Det gælder uanset om efterspørgslen er lav, mellemstor eller høj.

I Østdanmark er efterspørgslen hhv. lav og høj, når den er på 900 MWh/h og 1.900 MWh/h. En mellemstor efterspørgsel i Østdanmark svarer til en efterspørgsel på 1.400 MWh/h (gennemsnittet af lav og høj efterspørgsel).

I Vestdanmark er efterspørgslen lav, mellemstor og høj, når den ligger på 1.400 MWh/h, 2.400 MWh/h og 3.400 MWh/h.

Værdierne for A, a, B og b er i hvert scenario beregnet ud fra, at elasticiteten er lig  $-0,1$  når prisen er 200 kr./MWh og efterspørgslen på et niveau, der afspejler, om den er lav, mellemstor eller høj, jf. tabel 9.3.

**Tabel 9.3: Pris og mængde (Pris, Mængde) i hvert scenario med elasticitet på  $-0,1$ .**

	Lav efterspørgsel	Mellemstor efterspørgsel	Høj efterspørgsel
Østdanmark	(200, 900)	(200, 1.400)	(200, 1.900)
Vestdanmark	(200, 1.400)	(200, 2.400)	(200, 3.400)



## Kapaciteter

Kapaciteten på storebæltskablet forventes på mellemlang sigt at være på 600 MW. For Elsam, Energi E2 og de decentrale værker antages de kapaciteter, som fremgår af den nordiske rapport "A powerful competition policy" fra de nordiske konkurrencemyndigheder (juni 2003) s. 54, jf. tabel 9.4.

**Tabel 9.4: Produktionskapaciteter i MW**

	<b>Elsam</b>	<b>Energi E2</b>	<b>Decental og øvrige i DKØ</b>	<b>Decental og øvrige i DKV</b>
Sommer	3.767	4.462	160	676
Vinter	3.767	4.462	340	1.352

Elsam har påpeget, at produktionskapaciteterne er for store i forhold til den faktiske kapacitet.

I modellen indgår al tilgængelig kapacitet. I gennemsnit over et år er den gennemsnitlige kapacitet mindre end dette pga., at anlæg tages ud af drift som følge af havarier eller revisioner. Dette er dog uden større betydning for resultaterne i modellen. Dog kan der være en lille tendens til, at priserne i både Øst- og Vestdanmark undervurderes, når der i modellen indgår en større mængde kapacitet end der i gennemsnit er tilgængeligt over et år.

## Priser

En af modellens grundlæggende egenskaber er, at priserne på el i Danmark øst såvel som for vest kun i yderst sjældent tilfælde vil overstige den højeste pris fra de omliggende lande – i praksis ses der på priserne i Tyskland og priserne i Norge/Sverige. Omvendt er en anden egenskab i modellen, at priserne kun i yderst sjældne tilfælde vil komme under den laveste af priserne i de omkringliggende lande.

I modellen anses priserne i nabolandene for at være eksogene. Det er ensbetydende med, at de danske el-producenter ikke kan påvirke priserne i nabolandene.

Prisspændet mellem nabolandene er afgørende for, hvilken mulighed de danske elproducenter har for at udnytte deres markedsmagt. I modellen gøres brug af historiske priser i Norge og Tyskland.

Alle tilgængelige time-priser er lagt til grund for de forskellige prisscenarier i modellen. Dog er der ikke oplysninger om priser i Tyskland for et helt år, hvorfor år 2000 er udeladt.

Effekten af fusionen vurderes altså som om, priserne i Norge og Tyskland er som de var i 2001, 2002 og 2003.

Især 2003 er kendetegnet ved, at der var høje priser i både Norge og Tyskland som følge af begrænset nedbør i Norge og høj temperatur i Sydeuropa. 2001 kan derimod betegnes som et vejrmæssigt normalår, mens 2002 også betegnes som et tørt år. Men ser man på de priser, der indgår i modellen, ligner 2002 i langt højere grad 2001 – dvs. et normalår – end 2003. Der er altså rimeligt afvekslende prisscenarier i modellen.

Som sagt udgør priserne mod nord og mod syd typisk det prisspænd, hvor de danske priser vil befinde sig, jf. tabel 9.5.

**Tabel 9.5. Priser i Norge og Tyskland i 2003, kr./MWh**

	Sc. A	Sc. B	Sc. C	Sc. A	Sc. b	Sc. C	I alt
Norsk pris	245	253	283	256	258	271	
Tysk pris	221	179	143	280	330	409	
Pct. af samlet efterspørgsel	22 pct.	17 pct.	20 pct.	16 pct.	9 pct.	5 pct.	89 pct.

Alle beregninger for scenarierne A til c i tabel 9.5 er baseret på priser for hver time i 2003. De tre første scenarier er situationer, hvor der er en høj norsk pris og en lav tysk pris. I de tre sidste scenarier er der en høj tysk pris og en lav norsk pris.

Scenarierne A og a er et gennemsnit af de situationer (timer), hvor der er mindre end 50 kr./MWh mellem den tyske og norske pris. Scenarierne B og b er et gennemsnit af de situationer (timer), hvor der er mellem 50 og 100 kr./MWh mellem den tyske og norske pris. Scenarierne C og c er et gennemsnit af de timer med mellem 100 og 200 kr./MWh i forskel mellem den tyske og norske pris. Alle gennemsnit er beregnet som et forbrugsvægtet gennemsnit.

For 2001 og 2002 er anvendt samme principper for scenarierne A til c. Men da der var andre priser gældende i 2001 og 2002 i forhold til 2003, er det andre gennemsnitspriser, der fremgår af scenarierne A til c for disse to år, jf. tabel 9.6 og 9.7.

**Tabel 9.6. Priser i Norge og Tyskland i 2001, kr./MWh**

	Sc. A	Sc. B	Sc. C	Sc. A	Sc. b	Sc. c	I alt
Norsk pris	170	178	198	166	167	188	
Tysk pris	147	109	77	187	247	327	
Pct. af samlet efterspørgsel	37 pct.	12 pct.	3 pct.	26 pct.	12 pct.	6 pct.	97 pct.

**Tabel 9.7. Priser i Norge og Tyskland i 2002, kr./MWh**

	Sc. A	Sc. B	Sc. C	Sc. a	Sc. b	Sc. c	I alt
Norsk pris	152	188	299	145	152	149	
Tysk pris	131	116	152	169	224	283	
Pct. af samlet efterspørgsel	21 pct.	8 pct.	8 pct.	26 pct.	15 pct.	7 pct.	85 pct.

### Omkostninger

Elsam har oplyst marginalomkostninger for hvert enkelt værk. Sammen med værkernes kapacitet kan man udlede en funktion for marginalomkostningerne, jf. tabel 9.8 og 9.9.

**Tabel 9.8: Marginalomkostninger, vinter**

	2001		2002		2003	
	D	2*e	D	2*e	D	2*e
Elsam	X	X	X	X	X	X
Energi E2	X	X	X	X	X	X
Decentrale vest	153	0,013	151	0,013	170	0,015
Decentrale øst	153	0,053	151	0,052	170	0,059

Især de decentrale kraftværker har ikke samme kapacitet og dermed samme marginalomkostninger om sommeren som om vinteren. Det skyldes, at el på disse værker produceres i kombination med varme, og der ikke produceres så meget varme om sommeren som om vinteren.

Elsam har peget på, at de decentrale kraftvarmeværker har samme kapacitet om sommeren som om vinteren. Også om sommeren er der et ikke ubetydeligt varmeforbrug. På grund af akkumulatortanke vil de decentrale værker i ca. 4-5 timer kunne producere lige så meget strøm om sommeren som om vinteren. Elsam hævder, at dette vil være tilstrækkeligt til, at de decentrale kraftvarmeværker også om sommeren kan udøve et væsentligt konkurrencepres, når de kommer på markedsvilkår. Elsam mener derfor, at analysen er mangelfuld.

I modellen udøver de decentral kraftvarmeværker et jævnt konkurrencepres til al anden elproduktion, og ikke et svingende konkurrencepres, som Elsam peger på er muligt. Det betyder, at der i alle timer og ikke kun i få timer er konkurrence til den øvrige produktion af el. Især er der i modellen i alle de såkaldte peak-timer konkurrence fra de decentrale kraftvarmeværker.

**Tabel 9.9: Marginalomkostninger, sommer**

	2001		2002		2003	
	D	2*e	D	2*e	D	2*e
Elsam	X	X	X	X	X	X
Energi E2	X	X	X	X	X	X
Decentrale vest	153	0,053	151	0,052	170	0,059
Decentrale øst	153	0,212	151	0,209	170	0,235

Det er i alle scenarierne antaget, at Elsams marginalomkostninger reduceres med X kr./MWh, og at Energi E2's marginalomkostninger falder med X kr./MWh som følge af fusionen. Det er især besparelser på indkøb af brændsel, der giver denne reduktion af omkostningerne, jf. Elsams vurdering af fusionens synergier.

Elsam har bemærket, at modelleringen af de decentrale kraftvarmeværker er forsimplet, og at en fornuftig modellering ville tage udgangspunkt i, at deres marginalomkostninger er ens sommer og vinter, men at det forskellige varmeforbrug giver et forskelligt produktionsmønster.

De decentrale kraftvarmeværker har i modellen stort set ens omkostninger både sommer og vinter, og det er udelukkende forskelle i kapaciteten, der er årsag til en lidt anden hældning på kurven for marginalomkostninger sommer og vinter. For både sommer og vinter gælder i modellen således, fx for 2003, at marginalomkostningerne starter i 170 kr. pr. MWh og ender i 180 kr. pr. MWh, og at de gennemsnitlige marginalomkostninger er 175 kr. pr. MWh.

## 9.6. Resultater

Med markedsmodellen er det muligt at sætte tal på fusionens virkning. Det sker på baggrund af de forventninger, der er til udvikling i markedsstruktur (omfang af kabler internt i Danmark såvel som udlandskabler, konkurrenter m.v.), parternes omkostninger før og efter fusionen, nabolandenes priser på engros-el og virksomhedernes adfærd.

Der er i alt foretaget 108 forskellige simuleringer af fusionens effekt. Priserne på engros-el i Norge/Sverige og i Tyskland har stor betydning for priserne i Danmark og dermed også for effekten af fusionen.

Simuleringerne er bl.a. med til at vurdere, hvad effekten af fusionen er, hvis priserne i Norge og Tyskland er, som de var i hhv. 2001, 2002 og 2003. For hver af disse prisscenarier ses der på 36 forskellige under-scenarier. Det er to sæson-scenarier (sommer og vinter), seks forskellige scenarier for prisforskelle og tre forskellige efterspørgselsscenarier ( $2 \cdot 6 \cdot 3 = 36$ ). Detaljerede resultater for hvert af de 108 scenarier fremgår af bilag 1 til 6.

Hvis priserne i Norge og Tyskland på mellemlang sigt bliver, som de var i 2001 vil priseffekten af fusionen blive på mellem 1 – 2 pct. (1,8 pct.), jf. tabel 9.10.

**Tabel 9.10. Fusionseffekt ved norske og tyske priser som i 2001**

Scenario	Vægt	P <sub>N</sub>	P <sub>D</sub>	P <sub>Ø,ff</sub>	P <sub>V,ff</sub>	P <sub>ff</sub>	P <sub>Ø,ef</sub>	P <sub>V,ef</sub>	P <sub>ef</sub>	Ændr. Pris ff til ef	Udnyttet potentiale	
											ff	ef
A	38,2%	170	147	168	167	167	169	168	168	0,3 %	89 %	91 %
B	12,2%	178	109	174	172	173	172	173	173	0,2 %	92 %	93 %
C	3,4%	198	77	185	179	181	190	185	186	3,1 %	86 %	90 %
A	27,4%	166	187	169	171	171	173	173	173	1,3 %	23 %	33 %
B	12,4%	176	247	178	180	180	192	192	192	6,8 %	5 %	23 %
C	6,4%	188	327	188	190	190	200	200	200	5,5 %	1 %	9 %
						Vægtet gennemsnit				1,8 %	55 %	62 %

Note: P<sub>N</sub> er prisen i Norge, mens fodtegnene D, Ø og V betegner Tyskland, Østdanmark og Vestdanmark. ff betegner situationen før fusionen, mens efter-fusions-scenariet betegnes ef. Vægtene er beregnet på baggrund af efterspørgsleens fordeling, jf. tabel 9.6.

Hvis priserne på engros-el i Norge og Tyskland bliver som i 2001, vil fusionen føre til en mer-udnyttelse af potentialet på mellem 4 - 8 pct. (helt nøjagtigt viser modellen, at det er 7 pct. (= 62 - 55)). Med et samlet gennemsnitligt potentiale på 2,5 mia. kr. er det ensbetydende med, at konkurrencen svækkes svarende til mellem 100 og 200 mio. kr.

Hvis priserne i Norge og Tyskland på mellemlang sigt bliver, som de var i hhv. 2002 og i 2003 vil priseffekten af fusionen blive på mellem 3 og 4 pct. (3,8 pct.) for priser som i 2002 og mellem 4 og 5 pct. (4,3 pct.) for priser som i 2003, jf. tabel 9.11 og 9.12.

**Tabel 9.11. Fusionseffekt ved norske og tyske priser som i 2002**

Scenario	Vægt	P <sub>N</sub>	P <sub>D</sub>	P <sub>Ø,ff</sub>	P <sub>V,ff</sub>	P <sub>ff</sub>	P <sub>Ø,ef</sub>	P <sub>V,ef</sub>	P <sub>ef</sub>	Ændr. Pris ff til ef	Udnyttet potentiale	
											ff	ef
A	24,5%	152	131	152	152	152	152	152	152	0,0 %	100 %	100 %
B	9,0%	188	116	178	173	175	179	178	178	1,7 %	82 %	86 %
C	9,5%	299	152	190	183	186	224	209	214	13,8 %	23 %	42 %
a	30,8%	145	169	155	157	157	159	159	159	1,6 %	48 %	58 %
b	17,5%	152	224	161	165	163	174	175	175	6,4 %	16 %	31 %
c	8,6%	149	283	160	164	162	176	177	177	8,0 %	10 %	21 %
						Vægtet gennemsnit				3,8 %	53 %	62 %

Note: Se note under tabel 9.10.

Hvis priserne på engros-el i Norge og Tyskland bliver som i 2002, vil fusionen føre til en mer-udnyttelse af potentialet på 8 - 12 pct. Med et samlet

gennemsnitligt potentiale på 2,5 mia. kr. er det ensbetydende med, at konkurrencen svækkes svarende til mellem 200 og 300 mio. kr.

**Tabel 9.12. Fusionseffekt ved norske og tyske priser som i 2003**

Scenario	Vægt	P <sub>N</sub>	P <sub>D</sub>	P <sub>Ø,ff</sub>	P <sub>V,ff</sub>	P <sub>ff</sub>	P <sub>Ø,ef</sub>	P <sub>V,ef</sub>	P <sub>ef</sub>	Ændr. Pris ff til ef	Udnyttet potentiale	
											ff	Ef
A	25,3%	245	221	228	227	227	236	229	231	1,9 %	25 %	43 %
B	19,2%	253	179	213	206	209	225	218	220	5,7 %	40 %	55 %
C	22,0%	283	143	214	206	209	239	227	231	10,2 %	47 %	63 %
a	18,4%	256	280	253	253	253	256	256	256	1,4 %	-14 %	0 %
b	9,8%	258	330	254	254	254	258	258	258	1,5 %	-2 %	0 %
c	5,2%	271	409	265	265	265	269	269	269	1,8 %	-4 %	-1 %
							Vægtet gennemsnit			4,3 %	21 %	35 %

Note: Se note under tabel 9.10.

Hvis priserne på engros-el i Norge og Tyskland bliver som i 2003, vil fusionen føre til en mer-udnyttelse af potentialet på 12 - 16 pct. Med et samlet gennemsnitligt potentiale på 2,5 mia. kr. er det ensbetydende med, at konkurrencen svækkes svarende til mellem 300 og 400 mio. kr.

Betragter man alle tre år over et viser modellen, at fusionen i gennemsnit vil føre til prisstigninger på 2 - 4 pct. Mer-udnyttelsen af potentialet vil være 8 - 12 pct., hvilket vil svare til 200 - 300 mio. kr.

Det skal bemærkes, at ser man helt bort fra de omkostningsreduktioner, som parterne hævder, der er forbundet med fusionen, bliver effekten af fusionen mellem 30 mio. kr. og 50 mio. kr. større merudnyttelse af potentialet.

BILAG 1: 36 scenarier for priser som i 2001, priseffekter

Scenario	Vægt	Norsk P	Tysk P	Pø,ff	Pv,ff	P,ff	Pø,ef	Pv,ef	P,ef	Ændr. I P	Udnyttet potentiale	
											ff	Ef
V,A,H	6,4%	170	147	170	170	170	170	170	170	0,0%	100%	100%
V,A,M	6,4%	170	147	170	165	167	170	168	168	0,9%	86%	93%
V,A,L	6,4%	170	147	159	157	158	161	158	159	0,7%	47%	52%
S,A,H	6,4%	170	147	170	170	170	170	170	170	0,0%	100%	100%
S,A,M	6,4%	170	147	170	170	170	170	170	170	0,0%	100%	100%
S,A,L	6,4%	170	147	170	170	170	170	170	170	0,0%	100%	100%
V,B,H	2,0%	178	109	178	178	178	178	178	178	0,0%	100%	100%
V,B,M	2,0%	178	109	178	165	170	165	168	167	-1,3%	88%	85%
V,B,L	2,0%	178	109	159	157	158	161	158	159	0,7%	71%	72%
S,B,H	2,0%	178	109	178	178	178	178	178	178	0,0%	100%	100%
S,B,M	2,0%	178	109	178	178	178	178	178	178	0,0%	100%	100%
S,B,L	2,0%	178	109	175	175	175	178	178	178	1,7%	96%	100%
V,C,H	0,6%	198	77	198	181	187	198	187	191	1,9%	91%	94%
V,C,M	0,6%	198	77	179	165	170	187	169	175	3,1%	77%	81%
V,C,L	0,6%	198	77	159	157	158	161	158	159	0,7%	67%	68%
S,C,H	0,6%	198	77	198	198	198	198	198	198	0,0%	100%	100%
S,C,M	0,6%	198	77	198	198	198	198	198	198	0,0%	100%	100%
S,C,L	0,6%	198	77	175	175	175	198	198	198	13,2%	81%	100%
V,a,H	4,6%	166	187	166	166	166	166	166	166	0,0%	0%	0%
V,a,M	4,6%	166	187	166	166	166	166	166	166	0,0%	0%	0%
V,a,L	4,6%	166	187	166	166	166	166	166	166	0,0%	0%	0%
S,a,H	4,6%	166	187	187	187	187	187	187	187	0,0%	100%	100%
S,a,M	4,6%	166	187	166	177	174	187	187	187	7,8%	36%	100%
S,a,L	4,6%	166	187	166	166	166	166	166	166	0,0%	0%	0%
V,b,H	2,1%	176	247	176	176	176	176	176	176	0,0%	0%	0%
V,b,M	2,1%	176	247	176	176	176	176	176	176	0,0%	0%	0%
V,b,L	2,1%	176	247	176	176	176	176	176	176	0,0%	0%	0%
S,b,H	2,1%	176	247	191	200	197	244	244	244	23,8%	30%	96%
S,b,M	2,1%	176	247	176	176	176	205	206	206	16,3%	0%	42%
S,b,L	2,1%	176	247	176	176	176	176	176	176	0,0%	0%	0%
V,c,H	1,1%	188	327	188	188	188	188	188	188	0,0%	0%	0%
V,c,M	1,1%	188	327	188	188	188	188	188	188	0,0%	0%	0%
V,c,L	1,1%	188	327	188	188	188	188	188	188	0,0%	0%	0%
S,c,H	1,1%	188	327	191	200	197	244	244	244	23,8%	7%	40%
S,c,M	1,1%	188	327	188	188	188	205	206	206	9,4%	0%	13%
S,c,L	1,1%	188	327	188	188	188	188	188	188	0,0%	0%	0%
<b>Vægtet sum</b>				<b>172</b>	<b>172</b>	<b>172</b>	<b>176</b>	<b>175</b>	<b>176</b>	<b>1,8%</b>	<b>55,0%</b>	<b>61,6%</b>
											<b>Diff.</b>	<b>6,6%</b>
											<b>Samlet potentiale i mio. kr. 2.500</b>	<b>diff. i mio. kr 164</b>

V = Vinter, S = Sommer. A,B,C,a,b,c henviser til scenario for priser i Norge og Tyskland. Fx i scenario A, hvor den norske pris er 170 og den tyske er 147. H, M, L står for Høj, Mellem og Lav efterspørgsel. Pø = Pris i Østdanmark, Pv = Pris i Vestdanmark, P = Sæmmenvægtet pris af Pø og Pv. ff = før fusion, ef = efter fusion. Vægtene for de enkelte scenarier er beregnet på baggrund af den historiske efterspørgsel ved de gældende norske og tyske priser. Det samlede potentiale er på 2.500 mio. kr. og er beregnet som gennemsnittet af potentialet for 2001 til 2003.

BILAG 2: 36 scenarier for priser som i 2002, priseffekter

Scenario	Vægt	Norsk P	Tysk P	Pø,ff	Pv,ff	P,ff	Pø,ef	Pv,ef	P,ef	Ændr. i P	Udnyttet potentiale	
											ff	ef
V,A,H	4,1%	152	131	152	152	152	152	152	152	0,0%	100%	100%
V,A,M	4,1%	152	131	152	152	152	152	152	152	0,0%	100%	100%
V,A,L	4,1%	152	131	152	152	152	152	152	152	0,0%	100%	100%
S,A,H	4,1%	152	131	152	152	152	152	152	152	0,0%	100%	100%
S,A,M	4,1%	152	131	152	152	152	152	152	152	0,0%	100%	100%
S,A,L	4,1%	152	131	152	152	152	152	152	152	0,0%	100%	100%
V,B,H	1,5%	188	116	188	177	181	188	182	184	1,7%	90%	94%
V,B,M	1,5%	188	116	176	162	167	162	165	164	-1,8%	71%	67%
V,B,L	1,5%	188	116	157	154	155	159	155	156	0,7%	54%	56%
S,B,H	1,5%	188	116	188	188	188	188	188	188	0,0%	100%	100%
S,B,M	1,5%	188	116	188	188	188	188	188	188	0,0%	100%	100%
S,B,L	1,5%	188	116	171	171	171	188	188	188	9,9%	76%	100%
V,C,H	1,6%	299	152	202	177	185	214	184	194	4,7%	23%	29%
V,C,M	1,6%	299	152	176	162	167	184	165	171	2,5%	10%	13%
V,C,L	1,6%	299	152	157	154	155	159	155	156	0,7%	2%	3%
S,C,H	1,6%	299	152	230	230	230	299	287	291	26,3%	53%	94%
S,C,M	1,6%	299	152	206	206	206	271	257	262	27,1%	37%	75%
S,C,L	1,6%	299	152	171	171	171	215	204	208	21,4%	13%	38%
V,a,H	5,1%	145	169	160	160	160	162	162	162	0,9%	64%	70%
V,a,M	5,1%	145	169	153	155	154	155	155	155	0,6%	38%	42%
V,a,L	5,1%	145	169	145	145	145	145	145	145	0,0%	0%	0%
S,a,H	5,1%	145	169	169	169	169	169	169	169	0,0%	100%	100%
S,a,M	5,1%	145	169	160	169	166	169	169	169	1,9%	87%	100%
S,a,L	5,1%	145	169	145	145	145	152	155	154	6,2%	0%	38%
V,b,H	2,9%	152	224	160	160	160	162	162	162	0,9%	12%	14%
V,b,M	2,9%	152	224	153	155	154	155	155	155	0,6%	3%	4%
V,b,L	2,9%	152	224	152	152	152	152	152	152	0,0%	0%	0%
S,b,H	2,9%	152	224	188	196	193	224	224	224	15,9%	57%	100%
S,b,M	2,9%	152	224	160	173	168	201	201	201	19,4%	23%	68%
S,b,L	2,9%	152	224	152	152	152	152	155	154	1,4%	0%	3%
V,c,H	1,4%	149	283	160	160	160	162	162	162	0,9%	8%	9%
V,c,M	1,4%	149	283	153	155	154	155	155	155	0,6%	4%	5%
V,c,L	1,4%	149	283	149	149	149	149	149	149	0,0%	0%	0%
S,c,H	1,4%	149	283	188	196	193	239	239	239	23,8%	33%	67%
S,c,M	1,4%	149	283	160	173	168	201	201	201	19,4%	14%	39%
S,c,L	1,4%	149	283	149	149	149	152	155	154	3,4%	0%	4%
<b>Vægtet sum</b>				<b>161</b>	<b>162</b>	<b>162</b>	<b>169</b>	<b>168</b>	<b>168</b>	<b>3,8%</b>	<b>52,6%</b>	<b>61,5%</b>
											<b>Diff.</b>	<b>9,0%</b>
											<b>Diff. i mio. kr</b>	<b>224</b>

V = Vinter, S = Sommer. A,B,C,a,b,c henviser til scenario for priser i Norge og Tyskland. Fx i scenario A, hvor den norske pris er 152 og den tyske er 131. H, M, L står for Høj, Mellem og Lav efterspørgsel. Pø = Pris i Østdanmark, Pv = Pris i Vestdanmark, P = Sammenlignet pris af Pø og Pv. ff = før fusion, ef = efter fusion. Vægtene for de enkelte scenarier er beregnet på baggrund af den historiske efterspørgsel ved de gældende norske og tyske priser. Det samlede potentiale er på 2.500 mio. kr. og er beregnet som gennemsnittet af potentialet for 2001 til 2003.



BILAG 3: 36 scenarier for priser som i 2003, priseffekter

Scenario	Vægt	Norsk P	Tysk P	Pø,ff	Pv,ff	P,ff	Pø,ef	Pv,ef	P,ef	Ændr. i P	Udnyttet potentiale	
											ff	ef
V,A,H	4,2%	245	221	227	221	223	243	221	228	2,4%	7%	30%
V,A,M	4,2%	245	221	221	221	221	221	221	221	0,0%	0%	0%
V,A,L	4,2%	245	221	221	221	221	221	221	221	0,0%	0%	0%
S,A,H	4,2%	245	221	245	245	245	245	245	245	0,0%	100%	100%
S,A,M	4,2%	245	221	232	232	232	245	245	245	5,8%	43%	100%
S,A,L	4,2%	245	221	221	221	221	241	221	228	3,1%	0%	28%
V,B,H	3,2%	253	179	227	199	208	240	208	218	4,8%	39%	53%
V,B,M	3,2%	253	179	198	183	188	183	186	185	-1,4%	12%	8%
V,B,L	3,2%	253	179	179	179	179	179	179	179	0,0%	0%	0%
S,B,H	3,2%	253	179	253	253	253	253	253	253	0,0%	100%	100%
S,B,M	3,2%	253	179	232	232	232	253	253	253	9,3%	70%	100%
S,B,L	3,2%	253	179	193	193	193	241	230	234	21,4%	18%	73%
V,C,H	3,7%	283	143	227	199	208	240	208	218	4,8%	46%	54%
V,C,M	3,7%	283	143	198	183	188	207	186	193	2,7%	32%	35%
V,C,L	3,7%	283	143	176	174	175	179	175	176	0,8%	22%	23%
S,C,H	3,7%	283	143	258	258	258	283	283	283	9,5%	82%	100%
S,C,M	3,7%	283	143	232	232	232	283	283	283	22,2%	63%	100%
S,C,L	3,7%	283	143	193	193	193	241	230	234	21,4%	35%	64%
V,a,H	3,1%	256	280	256	256	256	256	256	256	0,0%	0%	0%
V,a,M	3,1%	256	280	256	256	256	256	256	256	0,0%	0%	0%
V,a,L	3,1%	256	280	237	237	237	256	256	256	8,2%	-84%	0%
S,a,H	3,1%	256	280	256	256	256	256	256	256	0,0%	0%	0%
S,a,M	3,1%	256	280	256	256	256	256	256	256	0,0%	0%	0%
S,a,L	3,1%	256	280	256	256	256	256	256	256	0,0%	0%	0%
V,b,H	1,6%	258	330	258	258	258	258	258	258	0,0%	0%	0%
V,b,M	1,6%	258	330	258	258	258	258	258	258	0,0%	0%	0%
V,b,L	1,6%	258	330	237	237	237	258	258	258	9,0%	-30%	0%
S,b,H	1,6%	258	330	258	258	258	258	258	258	0,0%	0%	0%
S,b,M	1,6%	258	330	258	258	258	258	258	258	0,0%	0%	0%
S,b,L	1,6%	258	330	258	258	258	258	258	258	0,0%	0%	0%
V,c,H	0,9%	271	409	271	271	271	271	271	271	0,0%	0%	0%
V,c,M	0,9%	271	409	271	271	271	271	271	271	0,0%	0%	0%
V,c,L	0,9%	271	409	237	237	237	262	262	262	10,5%	-25%	-7%
S,c,H	0,9%	271	409	271	271	271	271	271	271	0,0%	0%	0%
S,c,M	0,9%	271	409	271	271	271	271	271	271	0,0%	0%	0%
S,c,L	0,9%	271	409	271	271	271	271	271	271	0,0%	0%	0%
<b>Vægtet sum</b>				<b>231</b>	<b>228</b>	<b>229</b>	<b>242</b>	<b>236</b>	<b>238</b>	<b>4,2%</b>	<b>21,0%</b>	<b>35,3%</b>
											<b>diff.</b>	<b>14,3%</b>
											<b>Samlet potentiale i mio. kr.</b>	<b>2.500</b>
											<b>diff. i mio. kr.</b>	<b>357</b>

V = Vinter, S = Sommer. A,B,C,a,b,c henviser til scenario for priser i Norge og Tyskland. Fx i scenario A, hvor den norske pris er 245 og den tyske er 221. H, M, L står for Høj, Mellem og Lav efterspørgsel. Pø = Pris i Østdanmark, Pv = Pris i Vestdanmark, P = Sammenvægtet pris af Pø og Pv. ff = før fusion, ef = efter fusion. Vægtene for de enkelte scenarier er beregnet på baggrund af den historiske efterspørgsel ved de gældende norske og tyske priser. Det samlede potentiale er på 2.500 mio. kr. og er beregnet som gennemsnittet af potentialet for 2001 til 2003.

